

Procedimiento para alejar el sistema del colapso de tensiones utilizando técnicas de optimización y análisis de sensibilidad

Alejandro Marano Marcolini, José Luis Martínez Ramos, Angel L. Trigo y Pedro Martínez Lacañina
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad de Sevilla

Resumen—En este artículo se presenta la problemática del colapso de tensiones desde el punto de vista del operador del sistema que es quien debe tomar las decisiones oportunas para evitar este fenómeno. El colapso ocurre en momentos en los que la red se encuentra fuertemente cargada y el operador se ve en la disyuntiva de decidir qué parámetros de los que están a su disposición debe modificar para alejar al sistema del punto de colapso. Este artículo presenta un método para ayudar al operador construyendo una lista priorizada con los parámetros cuya modificación resulta más eficaz para conseguir el objetivo planteado.

Palabras clave—Colapso de tensiones, Optimal Power Flow, Control correctivo, Operación del Sistema.

I. INTRODUCCIÓN

El control de las tensiones de un sistema eléctrico de potencia es una de las tareas más críticas a las que se enfrentan los operadores de la red. En especial en los últimos años con la liberalización de los mercados y el fuerte incremento de la demanda, situaciones que han llevado a que los sistemas eléctricos funcionen en muchos casos en niveles próximos a sus límites.

En esas situaciones, los operadores disponen de un número reducido de parámetros que controlar para mantener las tensiones dentro de los valores prefijados, y disponen de un corto período de tiempo para evitar, en los casos más críticos, el temido colapso de tensiones. Por todo esto, es importante que el operador disponga en tiempo real de la mayor ayuda posible. Ayuda que le permita tomar las decisiones pertinentes para aminorar las consecuencias de un aumento repentino de demanda o de la caída de una línea o generador.

La predicción y la gestión del fenómeno del colapso de tensiones puede abordarse de distintas formas. Por un lado existen técnicas de predicción del punto de colapso (*Bifurcaciones*) basadas en los llamados *métodos de continuidad*, estos son métodos que se basan en la búsqueda del punto de colapso siguiendo las curvas de funcionamiento del sistema, hasta encontrar la carga crítica que lleva a la no existencia de ningún punto factible. Otra visión consiste en emplear los llamados *Voltage Constrained - OPF*, en este caso, resolviendo un OPF con unas restricciones adecuadas se obtiene el punto de máxima carga del sistema, a la vez que se asegura que este punto de máxima carga cumple con todas las restricciones del sistema (tensiones máximas y mínimas, reactiva de los generadores, etc). Entendemos que el empleo de estas últimas

técnicas, justamente por la característica de restringir el problema a una región factible, es más adecuado para la construcción de algoritmos de ayuda al operador de la red, ya que de su resolución se pueden obtener, de forma complementaria, datos de gran relevancia para la tarea que tiene encomendada.

La herramienta que se propone en este trabajo tiene como objetivo la asistencia a los operadores de los centros de control de tensiones, ofreciéndoles las posibilidades de acción y priorizando las más eficaces y con mayor margen de actuación por encima de las que menos repercusiones tendrían o se encuentran cerca de su límite. La base de esta herramienta es el uso de un Stability constrained-OPF [1] para calcular el margen de carga de que dispone el sistema en cada situación, obteniendo de forma complementaria información sobre las sensibilidades de cada parámetro controlable (tomas de los transformadores, tensiones de consigna de generación, bancos de condensadores, etc.) con respecto a la carga máxima que puede soportar el sistema antes de que alguno de sus parámetros viole un límite de funcionamiento. La contribución más importante del trabajo consiste en aunar en un algoritmo el empleo de los citados OPF con las sensibilidades que se obtienen de las ecuaciones del flujo de cargas para un estado determinado de la red. Con estas sensibilidades se puede estimar la variación máxima que se puede realizar de cada parámetro de control sin que ningún parámetro del sistema quede fuera de su rango de valores permitidos. La unión de estas dos técnicas permiten la construcción de una lista priorizada con los parámetros que es más conveniente modificar para aumentar el margen de carga, sabiendo además cual es el margen de actuación de cada uno de estos parámetros.

El trabajo se estructura de la siguiente forma: en el apartado II se describe detalladamente el método propuesto, incluyendo el modelo de SC-OPF empleado y la forma de calcular las sensibilidades de cada parámetro. En el apartado III se utiliza una red de 5 nudos como muestra del funcionamiento del algoritmo, los estados de funcionamiento del sistema antes y después de realizar cambios en los parámetros se comparan con los resultados obtenidos en *PowerWorld*. Finalmente, en el apartado IV se resumen los principales contenidos del artículo y se comentan las conclusiones.

II. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO

El punto de partida es la resolución de un Stability constrained-OPF [2], esto es, un OPF donde se incluyen las

ecuaciones que restringen la variación máxima de carga que puede soportar el sistema sin variar sus parámetros de control. La estructura de este OPF es la siguiente:

$$\begin{aligned} & \text{máx } \lambda & (1) \\ & \text{s.a} \\ & h(x, \rho) = 0 \\ & h_c(x_c, \rho, \lambda) = 0 \\ & Q_g^{\text{mín}} \leq Q_g \leq Q_g^{\text{máx}} \\ & V_l^{\text{mín}} \leq V_l \leq V_l^{\text{máx}} \end{aligned}$$

Donde λ es un parámetro de carga que representa el margen de aumento posible, δ son las fases de las tensiones, V_l es la tensión de los nudos de consumo, V_g es la tensión de consigna de los generadores, t es la posición de las tomas de los transformadores, C la susceptancia del banco de condensadores, $x = [\delta, V_l, Q_g, P_s]$ representa las variables dependientes o no controlables, y $\rho = [V_g, t, C]$ son las variables independientes o bajo control. $h(x, \rho)$ y $h_c(x_c, \rho, \lambda)$ son las ecuaciones del flujo de potencia en el punto de funcionamiento normal y en el punto crítico respectivamente. Las dos últimas ecuaciones son las restricciones de las reactivas de los generadores y las tensiones en los nudos de consumo. Los parámetros V_g , t y C deben mantener los mismos valores en el caso base y el crítico para poder comparar los márgenes de carga en el caso original y una vez modificados los parámetros de control.

Resolviendo este problema se obtiene el margen de carga que dispone el sistema antes de llegar a una violación de los límites de operación, ya sea en las tensiones de los nudos de consumo, en la reactiva de los generadores o que se produzca un *colapso de tensiones*. De forma simultánea se obtienen los marginales $\frac{\partial \lambda}{\partial \rho}$ que pueden ser interpretados como la eficacia de cada parámetro controlable ρ para variar el valor de λ . Estos valores son una de las bases del método propuesto.

El objetivo final es construir una lista priorizada con los parámetros que es más conveniente modificar para alejar al sistema del punto de funcionamiento crítico, para esto es necesario conocer previamente cuál es la máxima variación que se puede hacer en un parámetro controlable sin sacar de límites a las variables dependientes. Esto se puede hacer con un análisis de sensibilidades a partir de las ecuaciones del sistema:

$$\begin{aligned} P_i^{\text{esp}} - P_i^{\text{cal}} &= 0 \\ Q_i^{\text{esp}} - Q_i^{\text{cal}} &= 0 \end{aligned} \quad (2)$$

Linealizando en torno al punto de funcionamiento, obtenemos:

$$H_x \Delta x + H_\rho \Delta \rho = 0 \quad (3)$$

donde H_x es el Jacobiano extendido de la red. De aquí podemos obtener la variación en las variables independientes Δx producidas por una variación en un parámetro de control $\Delta \rho$:

$$\Delta x = -H_x^{-1} H_\rho \Delta \rho = S \cdot \Delta \rho \quad (4)$$

Utilizando esto la máxima variación de un parámetro viene dada por la expresión [3]

$$\Delta \rho^{\text{máx}} = \min \left\{ \rho^{\text{máx}} - \rho^{\text{act}}, \frac{x^{\text{máx}} - x^{\text{act}}}{S_{\rho, x}} \right\} \quad (5)$$

En el siguiente paso se hace uso de los marginales $\frac{\partial \lambda}{\partial \rho}$ obtenidos anteriormente. Para cada parámetro de control se calculan los coeficientes CE_ρ :

$$CE_\rho = \frac{\delta \lambda}{\delta \rho} \cdot \Delta \rho^{\text{máx}} \quad (6)$$

De esta forma se puede armar una lista donde se ordenan los distintos CE para cada parámetro de control de mayor a menor, siendo los mayores los que mayor eficacia presentan para aumentar la carga máxima que puede soportar el sistema (λ).

Esta ecuación (6) se puede emplear gracias a que la variación de λ respecto a los parámetros de control ρ muestra un comportamiento bastante lineal en el entorno del punto de funcionamiento del sistema [4].

En esta explicación se han realizado ciertas suposiciones, por un lado se supone que el comportamiento de las ecuaciones es lineal, esto no es del todo cierto para determinados parámetros, sin embargo pueden emplearse distintas técnicas para solventar este inconveniente. Otra simplificación está relacionada con el fenómeno mismo del colapso de tensiones. Los sistemas eléctricos son sistemas dinámicos, modelados con ecuaciones diferenciales cuyos parámetros varían lentamente, el colapso de tensiones es una consecuencia dinámica de una *bifurcación*. Cuando esta ocurre se produce una caída brusca de las tensiones del sistema.

Aunque las ecuaciones dinámicas son necesarias para explicar el fenómeno del colapso de tensiones y la forma en que este se produce, es posible calcular sin pérdida de exactitud el margen de carga del sistema utilizando las ecuaciones estáticas del mismo. Es por esto que en el OPF propuesto en este trabajo sólo se emplean las ecuaciones del flujo de cargas como modelo del sistema.

El método se puede resumir en los siguientes puntos:

1. Utilizar el modelo (1) para calcular el punto de funcionamiento del sistema con la carga y los parámetros actuales y el margen de carga disponible λ .
2. Como resultado del OPF también se obtienen los marginales de los parámetros de control con respecto a λ .
3. Calcular con (4) la matriz de sensibilidades S en el punto actual de funcionamiento.
4. Con (5) calcular la variación máxima de los parámetros de control $\Delta \rho^{\text{máx}}$.
5. Por último, se calculan los coeficientes CE , obtenidos con (6), y se ordenan en una tabla de mayor a menor, siendo los primeros sobre los que se debe actuar primero para aumentar λ al ser los más eficaces.

III. APLICACIÓN A UNA RED DE 5 NUDOS

Para comprobar el funcionamiento del método propuesto se emplea una red de 5 nudos y dos generadores con transformadores con toma variable. Se calculará el margen de carga inicial de la red, y el aumento que puede obtenerse en él al variar apropiadamente los parámetros de control.

Los datos de la red se muestran en las tablas I y II.

Nudo	P_D	Q_D	P_G	P_{max}	P_{min}	V^{esp}	Q_G	Q_{max}	Q_{min}
1	1000	250	0	-	-	-	-	-	-
2	1000	250	0	-	-	-	0	200	0
3	0	0	0	-	-	-	-	-	-
4	0	0	1000	1500	500	1.00	833	1000	-1000
5	0	0	1069	1500	500	1.00	54	1000	-1000
$S_{base} = 100 \text{ MVA}$									
$0,90 \leq V_i \leq 1,05$									

TABLA II
DATOS DE LA RED DE PRUEBA.

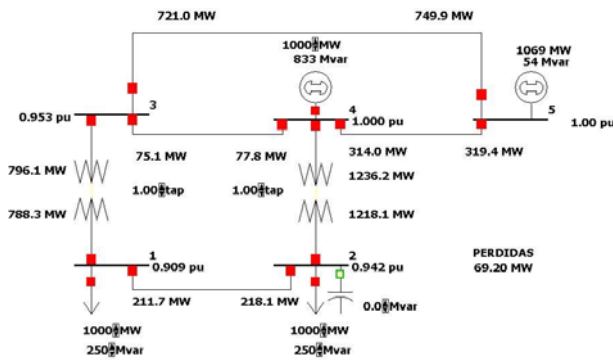


Fig. 1. Red de prueba.

Línea	R	X	B	S_{max}
1-2	0.01	0.01	0.02	500
1-3	0.001	0.015	0.00	2000
2-4	0.001	0.01	0.00	2000
3-4	0.005	0.02	0.02	1500
3-5	0.005	0.01	0.02	1500
4-5	0.005	0.02	0.02	1500

TABLA I
DATOS DE LAS LÍNEAS.

Inicialmente todos los parámetros controlables se encuentran en los valores que se muestran en la tabla III, donde también se indica su rango de funcionamiento.

Parámetro	Valor inicial	Rango de funcionamiento
Toma 1	1.0	0.90/1.10
Toma 2	1.0	0.90/1.10
C	0.0	0.0/2.0
V_{g4}	1.0	0.90/1.10
V_{g5}	1.0	0.90/1.10

TABLA III
PARÁMETROS CONTROLABLES.

En la tabla IV se muestra el estado de las variables dependientes del sistema tanto en el caso inicial como en el caso crítico con los parámetros con su valor inicial. Es evidente a la vista de la tabla que el parámetro que limita el aumento de carga en este caso es la tensión del nudo 1 (V_1).

Tras ejecutar el paso 1) del algoritmo se obtiene como resultado que el margen de carga inicial del sistema es $\lambda = 0,757$ y los marginales relacionados con los parámetros de control son:

	Estado Normal	Estado crítico
V_1	0.909	0.900
V_2	0.942	0.937
V_3	0.953	0.948
Q_{g4}	8.326	9.244
Q_{g5}	0.540	0.700
P_{g5}	10.692	11.573

TABLA IV
COMPARACIÓN ESTADO NORMAL Y ESTADO CRÍTICO.

Toma 1	3.537
Toma 2	4.152
C	0.044
V_{g4}	3.168
V_{g5}	6.350

A la vista de estos datos ya se puede suponer que modificar la tensión de consigna del generador conectado al nudo 5 será una actuación favorable para aumentar λ , mientras que el empleo de la batería de condensadores será el parámetro con menos repercusión. Sin embargo, para poder asegurar esto es necesario ejecutar los pasos 3 y 4 del algoritmo, y conocer cual es el margen de variación de que disponen cada uno de los parámetros. Evidentemente, esta interpretación se refiere solamente a las acciones necesarias para lograr el objetivo planteado en este artículo, y la decisión de conectar o no la batería de condensadores puede obedecer a otras necesidades del sistema eléctrico en cada momento determinado.

Las sensibilidades calculadas según el paso 3 se muestran en la tabla V.

	Parámetros controlables				
	Toma 1	Toma 2	C	V_5	V_4
V_1	0.4503	0.520	0.006	0.382	0.789
V_2	0.222	0.729	0.009	0.183	0.942
V_3	-0.153	0.163	0.002	0.585	0.481
Q_5	14.928	-15.86	-0.186	96.25	-97.47
Q_4	-14.68	15.36	-0.911	-99.93	92.40

TABLA V
SENSIBILIDAD DE LAS VARIABLES DEPENDIENTES RESPECTO A LOS PARÁMETROS DE CONTROL.

Utilizando la ecuación (5) y disponiendo de los datos de la tablas III y V se puede calcular la variación máxima de cada parámetro que no producirá violaciones en el valor de las variables dependientes.

Completado este paso, resta por armar una lista priorizando aquellas actuaciones que obtienen un CE (ecuación 6) mayor (paso 5 del algoritmo). El CE de cada parámetro se muestra

en la siguiente lista:

Toma 1	0.354
Toma 2	0.415
C	0.088
V_{g4}	0.311
V_{g5}	0.115

En realidad, este coeficiente CE_ρ es el aumento máximo que se puede conseguir en el margen de carga ($\Delta\lambda$) modificando el parámetro ρ .

A continuación se muestra el efecto de la modificación de cada parámetro, mostrando las gráficas de evolución de λ para cada caso.

■ **Batería de Condensadores:**

El efecto de ir aumentando la capacidad de la batería de condensadores del nudo 2 en λ se visualiza en la gráfica 2.

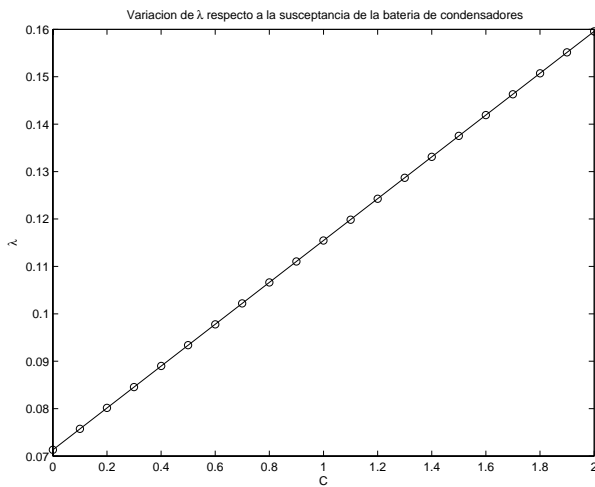


Fig. 2. Variación de λ respecto a C .

Se puede ver como el valor final de λ es: $\lambda_0 + CE_C = 0,1637$ y se aprecia la fuerte relación lineal $\frac{\Delta\lambda}{\Delta C}$.

El estado del sistema, empleando una $C = 2$ se muestra en la tabla VI. En este caso, es también V_1 la variable que limita el aumento de carga.

	Estado Normal	Estado crítico
V_1	0.920	0.900
V_2	0.958	0.945
V_3	0.956	0.946
Q_{g4}	6.622	8.665
Q_{g5}	0.208	0.572
P_{g5}	10.679	12.596

TABLA VI

COMPARACIÓN ESTADO NORMAL Y ESTADO CRÍTICO ($C = 2$).

■ **Tensión de consigna del generador 5:**

En la gráfica 3 se puede observar el área factible del problema de optimización, con la aparición de un vértice del mismo en el plano $\lambda - V_5$. Esta situación puede provocar problemas en el algoritmo propuesto, ya que en el mismo no se puede determinar a priori la aparición de estos vértices. En ese caso, se detectan por la diferencia

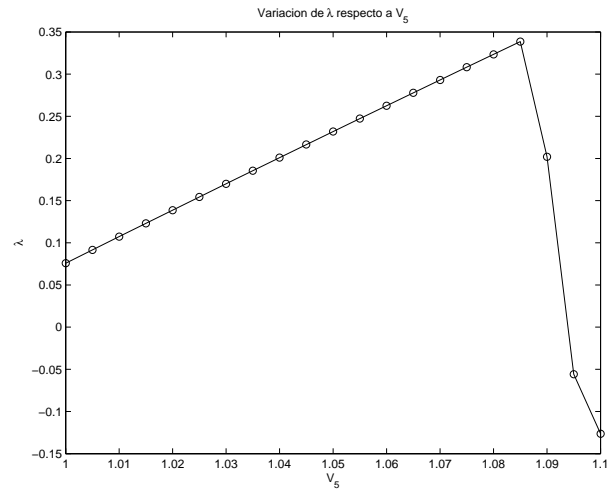


Fig. 3. Variación de λ respecto a V_5 .

en el valor de $\frac{\Delta\lambda}{\Delta\rho}$ entre los puntos inicial ($\Delta\lambda = 0$) y final del OPF ($\Delta\lambda = CE$). Este efecto se visualiza en los siguientes apartados.

■ **Tensión de consigna del generador 4:**

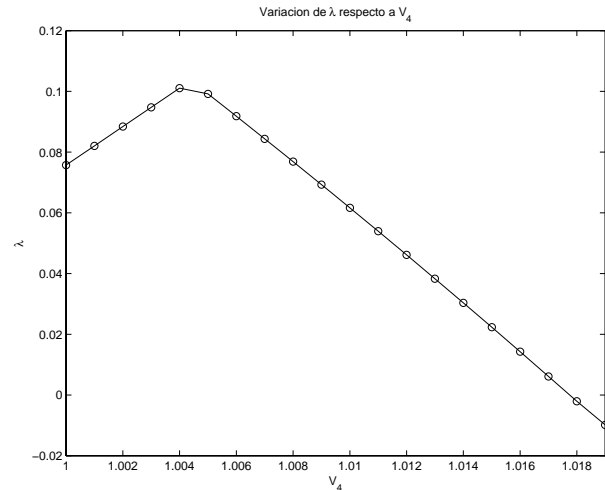


Fig. 4. Variación de λ respecto a V_4 .

Este es un caso claro en el que un vértice de la región factible del OPF afecta enormemente a los resultados obtenidos, ya que el máximo se obtiene con un valor de t_1 próximo a 1.004, cuando teóricamente se debería obtener en 1.018. Sin embargo, se ve que el punto óptimo se puede obtener como intersección de dos rectas, cuya pendiente esta dada por el valor de $\frac{\Delta\lambda}{\Delta\rho}$ en el punto inicial y final respectivamente.

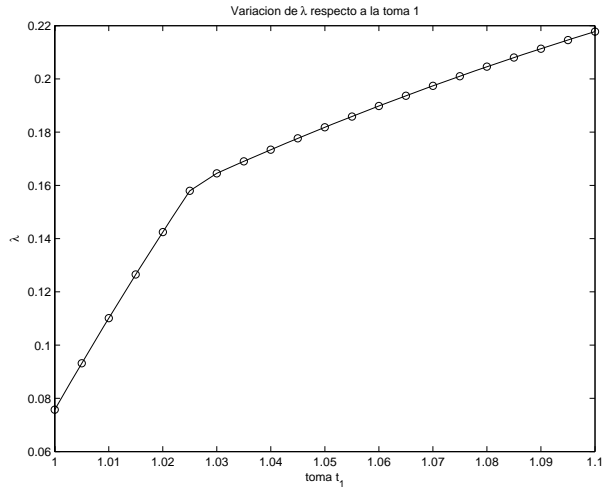
Utilizando este valor, los resultados que se obtienen se muestran en la tabla VII.

■ **Toma del transformador 1:**

En el caso de modificar la toma del transformador 1 se observa también la aparición de un vértice de la región factible que divide a ésta en dos rectas de diferente pendiente, sin embargo en este caso el óptimo si se consigue con el valor de t_1 que se obtiene del algoritmo,

	Estado Normal	Estado crítico
V_1	0.912	0.900
V_2	0.946	0.938
V_3	0.954	0.948
Q_{g4}	8.698	9.931
Q_{g5}	0.161	0.376
P_{g5}	10.693	11.871

TABLA VII

COMPARACIÓN ESTADO NORMAL Y ESTADO CRÍTICO ($V_4 = 1,004$).Fig. 5. Variación de λ respecto a t_1 .

aunque con un valor de λ menor al esperado.

	Estado Normal	Estado crítico
V_1	0.948	0.919
V_2	0.961	0.943
V_3	0.937	0.923
Q_{g4}	7.151	10.00
Q_{g5}	1.972	2.467
P_{g5}	10.731	13.302

TABLA VIII

COMPARACIÓN ESTADO NORMAL Y ESTADO CRÍTICO ($t_1 = 1,10$).

En este caso no es la tensión V_1 sino la reactiva generada por el generador 4 quien limita la carga máxima del estado crítico.

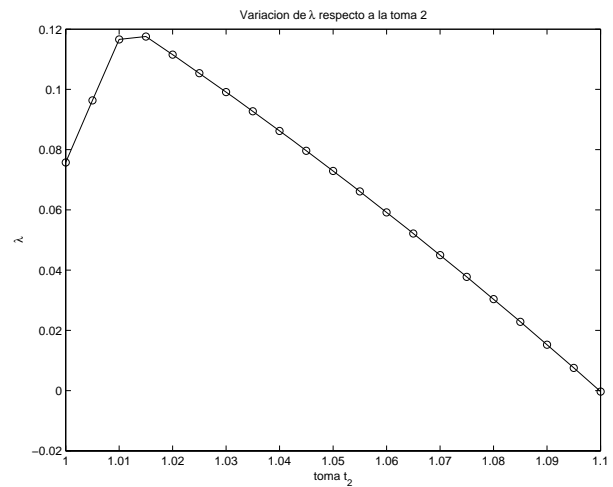
- Toma del transformador 2:

Este caso ocurre algo similar a lo que pasa cuando se emplea como parámetro de control la tensión del generador 4, aparece un vértice del área factible que produce una gran variación respecto a los resultados esperados.

En este caso es también Q_4 la variable dependiente que limita el aumento de la carga máxima en el caso crítico.

IV. CONCLUSIONES

Se ha presentado brevemente una técnica que aúna el empleo de Stability constrained - OPF, con las sensibilidades que se obtienen de la linealización de las ecuaciones del sistema eléctrico. Con esta técnica se puede armar una lista ordenando los parámetros de control más eficaces para llevar al

Fig. 6. Variación de λ respecto a t_2 .

	Estado Normal	Estado crítico
V_1	0.917	0.902
V_2	0.953	0.944
V_3	0.955	0.948
Q_{g4}	8.555	10.00
Q_{g5}	0.308	0.564
P_{g5}	10.696	12.069

TABLA IX

COMPARACIÓN ESTADO NORMAL Y ESTADO CRÍTICO ($t_2 = 1,015$).

sistema a un punto de funcionamiento más seguro, alejándose del punto de funcionamiento crítico.

El método propuesto tiene como ventajas el empleo sólo de las ecuaciones estáticas del sistema lo que representa mayor velocidad de resolución que el empleo de las ecuaciones dinámicas. Sin embargo, esta simplificación no representa una pérdida de exactitud en los resultados. En el OPF quedan reflejadas al mismo tiempo todas las restricciones de la red, sin ser necesario incluirlas a posteriori, o hallar los puntos de funcionamiento del sistema por medios iterativos, lo cual siempre representa un mayor tiempo de cálculo.

Entendemos que esta herramienta sería de gran utilidad para los operadores de las tensiones del sistema, ayudándoles a decidir qué parámetros utilizar en detrimento de otros que puedan tener una influencia pequeña en lograr el objetivo planteado, o que pudieran estar muy cerca de su límite de variación.

V. AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar su agradecimiento a la financiación recibida por parte del Ministerio de Educación y Ciencia y la Junta de Andalucía, a través de los proyectos DPI2001-2612, ENE2004-03342 y ACC-1021-TIC-2002 respectivamente.

REFERENCIAS

- [1] C. Cañizares, W. Rosehart, A. Berizzi, and C. Bovo. Comparison of voltage security constrained optimal power flow techniques. *Proc. 2001 IEEE-PES Summer Meeting, Vancouver*, 2001.
- [2] T. V. Cutsem and C. Vournas. *Voltage stability of electric power systems*. Kluwer Academic Publishers, 2003.

- [3] A. Gómez Expósito, José L. Martínez Ramos, José L. Macias, and Y. Cuéllar Salinas. Sensitivity-based reactive power control for voltage profile improvement. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(3), 1993.
- [4] S. Greene, I. Dobson, and F. L. Alvarado. Sensitivity of the loading margin to voltage collapse with respect to arbitrary parameters. *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(1), 1997.
- [5] José L. Martínez Ramos, A. Gómez Expósito, J. Cortés Cerezo, E. Méndez Ruíz, and Y. Cuéllar Salinas. A hybrid tool to assist the operator in reactive power/voltage control and optimization. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(2), 1995.