

# ACTUACIONES CORRECTORAS PARA EL CONTROL DE TENSIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN Y DE LOS FLUJOS DE POTENCIA REACTIVA EN LOS TRANSFORMADORES TRANSPORTE/DISTRIBUCIÓN

Ángel Luis Trigo García<sup>1</sup>, José Luis Martínez Ramos<sup>2</sup>,  
Alejandro Marano Marcolini<sup>3</sup>, Jesús Riquelme Santos<sup>4</sup> y Antonio de la Villa Jaén<sup>5</sup>

<sup>1, 2, 3, 4, 5</sup> Departamento de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Superior de Ingenieros, Universidad de Sevilla  
Camino de los Descubrimientos s/n, 41092 Sevilla (España)  
Tel.: +34 954487283, fax: +34 954487284  
e-mail: trigoal@us.es<sup>1</sup>, jlmr@esi.us.es<sup>2</sup>, jsantos@us.es<sup>3</sup>, alejandromm@us.es<sup>4</sup>, adelavilla@us.es<sup>5</sup>

**Resumen.** El objetivo del trabajo que se presenta en este artículo consiste en el desarrollo de técnicas para la determinación de actuaciones sobre ciertas variables de control, a disposición de los gestores de redes de distribución, para mantener las tensiones de los nudos en la red mallada de distribución y los flujos de potencia reactiva por los transformadores transporte/distribución dentro de los límites establecidos, manteniendo al mismo tiempo un adecuado margen de actuación en las variables de control.

**Palabras llave:** Operación del sistema, análisis de sensibilidad, control de tensiones, control de flujos de potencia reactiva.

## 1. Introducción

La introducción de competencia en la generación y comercialización de energía eléctrica a raíz de la “Ley 54/1997 del Sector Eléctrico” [1] español ha supuesto la reestructuración del mercado de generación nacional y la introducción de nuevos métodos y algoritmos para la explotación del sistema eléctrico. En el caso español, la introducción de competencia en generación, se ha traducido en la progresiva incorporación al mercado de centrales de generación de tamaño pequeño y mediano en las redes de distribución, principalmente malladas, lo que ha obligado a replantear buena parte de los métodos y procedimientos de planificación y operación de dichas redes por parte de las compañías propietarias de las redes de distribución, siendo necesario desarrollar nuevos métodos y algoritmos adaptados al nuevo contexto.

Por otra parte, la nueva regulación del sector eléctrico español se enmarca en un proceso regulador de ámbito europeo [2] en el que se introduce la necesidad de liberalizar los mercados eléctricos de los distintos estados miembros en aras de lograr un mercado interior de la electricidad. En este sentido, se define la “distribución” como el “transporte de electricidad por las redes de distribución de alta, media y baja tensión con el fin de suministrarla a los clientes, pero sin incluir el suministro”, introduciendo la figura del “gestor de red de distribución” como “toda persona física o jurídica responsable de la explotación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de la red de distribución en una zona determinada, así como, en su caso, de sus

*interconexiones con otras redes, y de garantizar que la red tiene capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de distribución de electricidad”.*

En lo que respecta a la actividad de transporte de energía eléctrica, ésta es considerada en la nueva regulación como una prestación de servicio al resto de agentes (distribuidoras, generadores y consumidores conectados a la red de transporte en los puntos frontera de ésta) consistente en facilitar la transmisión de energía eléctrica por la red de transporte (niveles de tensión de 220 y 400 kV) de forma regular y continua, con unos niveles suficientes de calidad en los puntos frontera. Así, los *Procedimientos de Operación del Sistema Eléctrico* [3] definen las obligaciones del resto de agentes respecto a la red de transporte, principalmente empresas distribuidoras y de generación, imponiendo condiciones muy restrictivas a las actividades de los agentes en los puntos frontera con la red de transporte, restricciones que condicionan tanto la operación (control de tensiones, principalmente) como la propia planificación de las redes futuras, en el caso de la distribución.

En este contexto, el objetivo de este trabajo es determinar las actuaciones a realizar sobre ciertas variables de control, desde el punto de vista del gestor de una red de distribución, para mantener las tensiones de los nudos y los flujos de potencia reactiva por los transformadores transporte/distribución dentro de los límites establecidos.

El problema del control de las tensiones no es un problema nuevo y la solución basada en la actuación sobre las variables de control tampoco [4,5]. La novedad de este trabajo radica en imponer el control de los flujos de potencia reactiva por los transformadores transporte/distribución junto al más clásico de corrección de las tensiones.

La técnica desarrollada se basa en la premisa de obtener, en cada instante, la mejor actuación sobre las variables de control con el doble objetivo de llevar a la red a un estado permitido de tensiones y de potencia reactiva a través de los transformadores, manteniendo al mismo tiempo un adecuado margen de actuación en las variables de control.

El método propuesto se apoya en un Análisis de Sensibilidad, donde se determina cómo varían las

tensiones y flujos de potencia reactiva con las actuaciones sobre las variables de control. Dos matrices de sensibilidades, una para las tensiones y otra para los flujos, van a recoger esta información.

## 2. Control de tensiones nodales y flujos de potencia reactiva por los transformadores

El objetivo del método es determinar la actuación a realizar sobre las variables de control, desde el punto de vista del operador del sistema, para llevar a las variables dependientes, las tensiones de los nudos y los flujos de potencia reactiva por los transformadores, a una situación dentro de límites, en el caso que presenten una situación no permitida.

De todas las variables sobre las que se puede operar para conseguir una respuesta deseada en la red de distribución hemos seleccionado tres de ellas. Agrupándolas en un vector denominado vector de variables de control.

$$u = \begin{bmatrix} t \\ Q_{bat} \\ V_g \end{bmatrix} \quad (1)$$

Donde  $\begin{cases} t = \text{toma de los transformadores con toma variable} \\ Q_{bat} = \text{Reactiva de las baterías de condensadores} \\ V_g = \text{Tensión asociada a los nudos PV y al Slack} \end{cases}$

El método se sustenta sobre la base de que las tensiones tienen un comportamiento muy lineal con respecto a las variables de control [4,5]. Hecho que también ponemos de manifiesto en el comportamiento del flujo de potencia reactiva por los transformadores, en el presente artículo. El segundo pilar del método es la obtención de matrices de sensibilidades que relacionan las actuaciones sobre las variables de control con la respuesta que se obtiene en las variables dependientes. Dicha información previa sumada al comportamiento lineal de las variables dependientes me permite determinar la magnitud de la actuación a realizar en base al efecto deseado.

### 1. Cálculo de sensibilidades

#### A. Matriz de sensibilidad tensión-control

El cálculo de las sensibilidades tensión-control [4,5] no es una aportación nueva pero haremos una breve descripción para el mejor entendimiento del trabajo realizado.

Partiendo de las ecuaciones de la red,  $h(X, u) = 0$ , donde las variables dependientes  $X = [\theta_n \ V_{PQ} \ Q_g \ P_{Slack}]^t$  serán

$$\begin{cases} \theta_n = \text{fase de las tensiones de todo nudo menos el Slack} \\ V_{PQ} = \text{Valor eficaz de la tensión de todos los nudos PQ} \\ Q_g = \text{Potencia reactiva asociada a los nudos PV y al Slack} \\ P_{Slack} = \text{Potencia activa asociada al Slack} \end{cases}$$

Desarrolladas, para cada nudo, quedan de la siguiente forma:

$$\begin{cases} \Delta P_i = P_i^{esp} - P_i^{cal} = 0 \\ \Delta Q_i = Q_i^{esp} - Q_i^{cal} = 0 \end{cases}, \text{ donde } \begin{cases} P_i^{esp} = P_i^{gen} - P_i^{con} \\ Q_i^{esp} = Q_i^{gen} - Q_i^{con} \end{cases} \text{ y} \quad (2)$$

$$\begin{cases} P_i^{cal} = V_i \sum_{\forall j \in red} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \text{sen} \theta_{ij}) \\ Q_i^{cal} = V_i \sum_{\forall j \in red} V_j (G_{ij} \text{sen} \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{cases}$$

Derivando tendremos,  $H_X \Delta X + H_u \Delta u = 0$  donde  $H_X$  es el Jacobiano extendido de la red.

Operando, obtenemos:  $\Delta X = -H_X^{-1} H_u \Delta u$ . Esta relación nos permite definir, la “matriz de sensibilidad frente a las variables de control”.

$$S = -H_X^{-1} H_u \quad (3)$$

Por lo tanto, podemos expresar el incremento producido en una variable dependiente como una función de los incrementos generados en las variables de control.

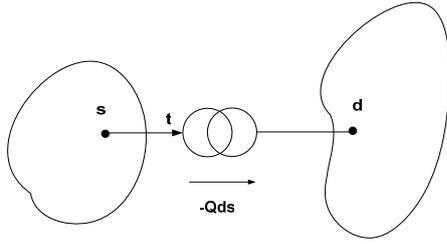
$$\Delta X = S \Delta u \quad (4)$$

Haciendo uso de esta relación entre las variables dependientes y las variables de control, podemos decir que conocida S (que será conocida siempre que tengamos un estado de la red), para un  $\Delta u$  dado, actuación realizada sobre las variables de control, sabremos que efecto provoca en el sistema,  $\Delta X$ .

El planteamiento de nuestro trabajo, centrándonos en las tensiones, es justamente el contrario. Yo conozco  $\Delta V$  necesario para que las tensiones de la zona entren dentro de límites y lo que me interesa obtener es la actuación sobre las variables de control a realizar (operación del Sistema). El problema en este planteamiento es que S no se puede invertir. En trabajos anteriores [4,5] se demuestra que las relaciones de las tensiones con  $u$  son muy lineales, lo que nos permite predecir el comportamiento real de las tensiones cuando variamos cualquier variable de control de una forma muy exacta a través de

$$\Delta V_i = S_{ij} \Delta u_j \quad (5)$$

## B. Matriz de sensibilidad Flujo reactiva-control



**Figure 1:** Flujo de potencia reactiva a través de un transformador

El flujo de reactiva que atraviesa el transformador es lo suficientemente lineal con las variables de control para poder calcular la actuación necesaria, de forma análoga a como actuábamos con las tensiones, para llevar los flujos a una situación dentro de límite.

Planteando el problema de optimización siguiente:

$$\begin{aligned} \min f(X, u) \\ \text{s.a.} \\ h(X, u) = 0 \end{aligned} \quad (6)$$

En nuestro caso la función será el flujo de potencia reactiva por el transformador  $-Q_{ds}$  y las restricciones son las ecuaciones de la red  $h(X, u) = 0$ . Las restricciones garantizan que cualquier solución al problema será una situación factible.

La resolución pasa por plantear la Lagrangiana

$$L = f(X, u) + \lambda h(X, u) \quad (7)$$

Derivando tenemos:

$$\begin{cases} \nabla_X L = \nabla_X f + \lambda H_X = 0 \\ \nabla_u L = \nabla_u f + \lambda H_u = 0 \end{cases} \quad (8)$$

La información que buscamos se encuentra en el gradiente reducido,  $\nabla_u L$ , que dice como varía la función, con las variables de control, pero siempre cumpliendo las ecuaciones de la red. El gradiente reducido será la matriz de sensibilidades flujos de potencia reactiva por los transformadores con respecto a las variables de control.

De la primera parte de (8) obtenemos el valor de los multiplicadores de Lagrange.

$$\lambda = -\nabla_X f \cdot H_X^{-1} \quad (9)$$

Sustituyendo el valor de  $\lambda$  en la segunda parte de (8), obtenemos:

$$\nabla_u L = \nabla_u f + \nabla_X f (-H_X^{-1} H_u) \quad (10)$$

Identificando componentes,  $(-H_X^{-1} H_u) = S$ . Por lo tanto, el gradiente reducido se puede escribir de la siguiente forma,  $\nabla_u L = \nabla_u f + \nabla_X f \cdot S$ ; así una vez conocida de forma explícita cómo varía  $f$  con  $X$ ,  $u$  y un estado de la red,  $\nabla_u L$  será conocido y tendremos la información necesaria para poder realizar el control de flujos de reactiva en los transformadores.

$$\Delta f_i = \nabla_u L_{ij} \Delta u_j \text{ con } i = \text{transformador} \quad (11)$$

Al igual que ocurría en el control de tensiones, tenemos la información contraria a la que necesitamos, pero debido a la linealidad de  $f(X, u) = -Q_{ds}$  con las variables de control podemos obtener la información buscada y, dada una variación a realizar sobre los flujos, podremos calcular la actuación a realizar sobre las variables de control.

## 2. Cálculo de actuaciones

Existen dos objetivos claramente diferenciados y dependientes el uno del otro, como son las tensiones en los nudos y el flujo de potencia reactiva por los transformadores.

Esta problemática se resuelve realizando una actuación conjunta, que mantenga presente ambos objetivos, consistente en operar las variables de control, para llevar tanto las tensiones como los flujos a un estado dentro de límites. Ésta se divide en dos fases.

- La primera, aborda la corrección de las tensiones, teniendo en cuenta el estado de los transformadores, para no provocar un empeoramiento de los flujos, es decir, los que están dentro de límites que no se salgan y los que están fuera no llevarlos más allá.
- Y una segunda etapa, dedicada a la corrección de los flujos, en la que de forma análoga a la primera etapa no podremos empeorar las tensiones en la actuación para el control del flujo.

Todas las actuaciones estarán condicionadas a que ninguna variable pueda empeorar su estado.

El orden de las etapas proporciona primero un estado de tensiones que garantice un estado seguro en tensión y, en segundo lugar, una mejora en los flujos, donde la situación de tensiones no se puede empeorar y por lo tanto el único movimiento posible es mejorar el sistema.

Debido a las limitaciones de movimiento que se le imponen a las variables de control, para mantener un estado permitido para la red, se puede dar el caso que necesitemos el movimiento de más de una variable de control para llevar a tensiones o flujos a una situación dentro de límites. Para solventar esta cuestión, aplicamos actuaciones secuenciales de tres variables de control con un objetivo común.

### A. Máxima actuación sobre una variable de control

El planteamiento comentado anteriormente nos lleva a calcular cuál será la actuación máxima permitida para cada variable de control que garantiza un estado admisible desde el punto de vista de las magnitudes a controlar y de los límites asociados a cada una de las variables de control.

Cada control puede moverse en dos sentidos, aumentando o disminuyendo su valor. Por tanto vamos a definir dos incrementos máximos de  $u$ , para una situación dada del sistema, uno en la dirección de aumento y otra en la dirección de disminución,  $\Delta_{u,up}^{\max}$ ,  $\Delta_{u,down}^{\max}$  respectivamente.

Definimos para cada variable de control:

- $\Delta_{u,up}^{\max} = \min \{ \Delta_{u,Y_i,up}^{\max} \}$  donde  $\Delta_{u,Y_i,up}^{\max}$  es el incremento máximo permitido para la variable  $u$  en la dirección de aumento, con respecto a la variable  $Y_i$ . Siendo  $Y_i$  cualquier variable dependiente que interese mantener dentro de límites cuando actúo sobre  $u$ .
- $\Delta_{u,down}^{\max} = \min \{ \Delta_{u,Y_i,down}^{\max} \}$  donde  $\Delta_{u,Y_i,down}^{\max}$  es el incremento máximo permitido para la variable  $u$  en la dirección de disminución, cuando se ve su efecto sobre la variable  $Y_i$ .

Para la propia variable de control, el incremento máximo en los dos se calcula de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \Delta_{u,u,up}^{\max} &= u_{\max} - u_{\text{actual}} \\ \Delta_{u,u,down}^{\max} &= u_{\text{actual}} - u_{\min} \end{aligned} \quad (12)$$

Para las demás variables tendremos:

$$\begin{cases} S_{u,V_i} > 0 \rightarrow \Delta_{u,V_i,up}^{\max} = \frac{V_i^{\max} - V_i}{S_{u,V_i}} \text{ y } \Delta_{u,V_i,down}^{\max} = \frac{V_i - V_i^{\min}}{S_{u,V_i}} \\ S_{u,V_i} < 0 \rightarrow \Delta_{u,V_i,up}^{\max} = \frac{V_i^{\min} - V_i}{S_{u,V_i}} \text{ y } \Delta_{u,V_i,down}^{\max} = \frac{V_i - V_i^{\max}}{S_{u,V_i}} \end{cases}$$

$$\begin{cases} \nabla_u L_{u,Q_i} > 0 \rightarrow \Delta_{u,Q_i,up}^{\max} = \frac{Q_i^{\max} - Q_i}{\nabla_u L_{u,Q_i}} \text{ y } \Delta_{u,Q_i,down}^{\max} = \frac{Q_i - Q_i^{\min}}{\nabla_u L_{u,Q_i}} \\ \nabla_u L_{u,Q_i} < 0 \rightarrow \Delta_{u,Q_i,up}^{\max} = \frac{Q_i^{\min} - Q_i}{\nabla_u L_{u,Q_i}} \text{ y } \Delta_{u,Q_i,down}^{\max} = \frac{Q_i - Q_i^{\max}}{\nabla_u L_{u,Q_i}} \end{cases} \quad (13)$$

Estos incrementos siempre serán positivos cuando las variables estén dentro de límites y, cuando una variable

esté fuera de límites,  $\Delta u^{\max} < 0$ ; en este caso consideraremos  $\Delta u^{\max} = 0$ , ya que el objetivo en estos casos es no empeorar a la variable en cuestión.

El mínimo  $\Delta u^{\max}$ , para cada una de las direcciones, determina la actuación máxima que se puede hacer, sobre una variable de control, cuando intento realizar una corrección, ya sea de tensión o de flujo, garantizándome que ninguna variable dependiente se lleva a una situación fuera de límites.

### B. Coeficientes de eficiencia

Los coeficientes de eficiencia me dicen cual es la consecuencia máxima sobre las variables a corregir al realizar la actuación máxima permitida sobre  $u$ .

Definimos los coeficientes  $CE_{u,V_i}$  para las tensiones y  $CE_{u,Q_i}$  para los flujos de potencia reactiva en los transformadores.

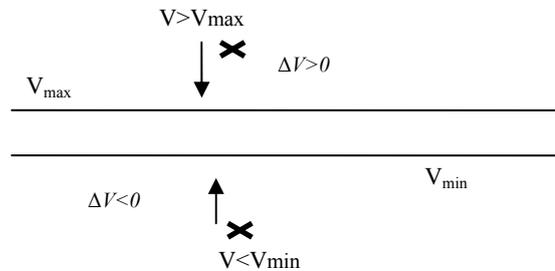
Los coeficientes  $CE_{u,V_i}$  y los  $CE_{u,Q_i}$  vienen dados por:

$CE_{u,V_i} = S_{u,V_i} \cdot \Delta u^{\max}$  y  $CE_{u,Q_i} = \nabla_u L_{u,Q_i} \cdot \Delta u^{\max}$ . Donde  $\Delta u^{\max}$  será en la dirección de aumento o de disminución según lo requerido en la actuación.

Detallamos los pasos a seguir en la actuación conjunta:

### C. Corrección de tensiones

- Tensión a corregir



**Figure 2:** Esquema de posiciones fuera de límites en tensión

La estrategia que se propone es corregir la tensión que está más alejada a cualquiera de sus límites, ya que el hecho de no poder empeorar ninguna otra variable, garantiza que, el control de la variable más desfavorable genera un estado, en tensiones y flujos, mejor o igual al que ya se tenía. La tensión elegida será la de mayor  $\Delta V$  en valor absoluto. Por ello, definimos

$$\Delta V = \begin{cases} = 0 & \text{si } V_{\min} < V < V^{\max} \\ V - V^{\max} > 0 & \text{si } V > V^{\max} \\ V - V_{\min} < 0 & \text{si } V < V_{\min} \end{cases} \quad (14)$$

Si  $\Delta V > 0$ ,  $V$  tiene que disminuir para entrar dentro de límites, por el contrario si  $\Delta V < 0$ ,  $V$  tiene que aumentar.

- Elección de las tres variables de control,  $u_1, u_2$  y  $u_3$

Para alcanzar el objetivo se realiza una actuación basada en tres variables de control que serán aquellas con los  $CE_{u_i, V_i}$  mayores en valor absoluto. Esto garantiza que se actúa sobre los controles con mayor influencia sobre la variable a compensar.

Para determinar los coeficientes de eficiencia necesitamos saber la dirección en la que se tiene que mover  $u_i$ , si es en la de aumento o en la de disminución, para eso hay que tener en cuenta el signo de  $S_{u_i, V_i}$  y el de  $\Delta V_i$ .

- Cálculo de  $\Delta u_1, \Delta u_2$  y  $\Delta u_3$

El método propone conseguir  $\Delta V_i$  con tres variables, para garantizar un adecuado margen de actuación en las variables de control.

$$\Delta V_i = S_{u_1, V_i} \cdot \Delta u_1 + S_{u_2, V_i} \cdot \Delta u_2 + S_{u_3, V_i} \cdot \Delta u_3 \quad (15)$$

El método no pretende conseguir  $\Delta V_i$  como la combinación lineal de tres variables de control, sino, tener en cuenta que realizaremos una actuación secuencial de las tres variables. Por lo tanto, iremos moviendo una cada vez y recalculando el estado, ya que las matrices de sensibilidades y los incrementos máximos dependen del estado en que se encuentre la red.

Por lo tanto, primero se calcula  $\Delta u_1$ , teniendo en cuenta que después se va a tocar también  $u_2$  y  $u_3$ , según:

$$\begin{cases} \Delta V_i = S_{u_1, V_i} \cdot \Delta u_1 + S_{u_2, V_i} \cdot \Delta u_2 + S_{u_3, V_i} \cdot \Delta u_3 \\ \frac{\Delta u_1}{CE_{u_1, V_i}} = \frac{\Delta u_2}{CE_{u_2, V_i}} = \frac{\Delta u_3}{CE_{u_3, V_i}} \end{cases} \quad (16)$$

Una vez que hemos calculado  $\Delta u_1$ , igualamos  $\Delta u_2$  e  $\Delta u_3$  a cero, para contemplar el efecto provocado por la primera variable de control. La actuación sobre  $u_1$  comprobamos que es factible, es decir, que no excede el  $\Delta u^{\max}$  de la dirección adecuada. En caso de que se exceda, igualamos  $\Delta u_1$  a  $\Delta u^{\max}$  y esta será la actuación, aunque, en principio puede parecer deficitaria, todavía quedan por mover dos variables de control más.

- Cálculo del nuevo estado

Una vez que se conoce  $\Delta u_1$ , llevamos a la 1ª variable de control al valor  $u_1 + \Delta u_1$ . Este incremento en  $u_1$  nos lleva a un nuevo estado que se determina mediante un reparto de cargas.

El nuevo estado lleva a unos nuevos valores de  $S$  de  $\nabla_u L$  y de los incrementos máximos en ambas direcciones. Y por supuesto, a un nuevo  $\Delta V_i$  necesario para que la variable  $V_i$  entre dentro de límites, que definimos por  $\Delta V_i' = V_i - V_i^{\lim}$  donde  $V_i^{\lim}$  es el límite excedido.

A partir de este momento el proceso es análogo pero considerando dos variables y en el último paso solamente una.

- Comprobar si todas las tensiones están o no dentro de límites

Si todas las tensiones están dentro de límites, pasaríamos a la etapa de corrección de flujos de potencias reactivas en los transformadores. Si existe alguna tensión fuera, volvemos al primer punto de la primera etapa.

#### D. Corrección de flujos de potencia reactiva en los transformadores.

La corrección de flujos es análoga a la de tensión, pero cambiando la matriz  $S$  por  $\nabla_u L$  y los coeficientes  $CE_{u_i, V_i}$  por los  $CE_{u_i, Q_i}$ .

Al final de la corrección conjunta de tensiones y flujos, todas las tensiones deben estar dentro de límites y todos flujos de los transformadores considerados dentro de límites. Esta situación se tendrá siempre y cuando exista capacidad de control suficiente para garantizar la corrección de todas las variables.

### 3. Aplicación a la red de prueba

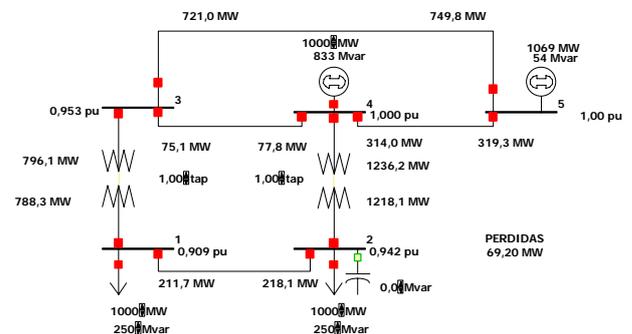
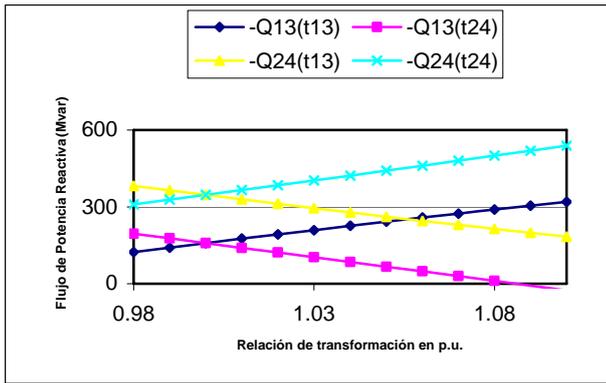


Figure 3: Red de aplicación del método.

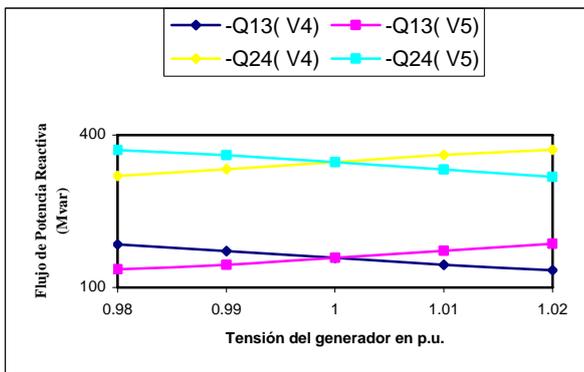
La fig. 3 muestra la red que se ha utilizado para desarrollar e ilustrar el método propuesto. Consiste en una red de 5 nudos, donde se intenta representar todas las situaciones que se pueden presentar. El Slack será el nudo número 5.

En la red, las tensiones de los nudos 1,2 y 3 serán las susceptibles de ser corregidas,  $V_1, V_2$  y  $V_3$ , y los flujos de reactiva por los transformadores que enlazan los nudos 1-3 y 2-4. Los flujos de potencia reactiva que se consideran son  $-Q_{1-3}$  y  $-Q_{2-4}$ .

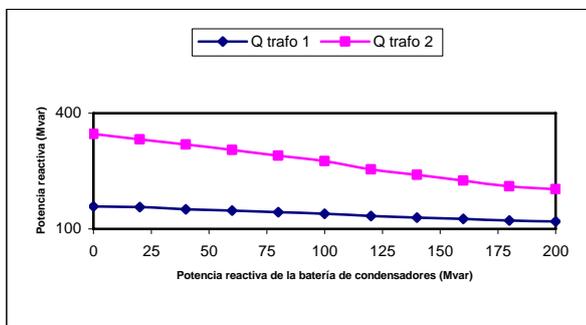
Las variables de control serán las siguientes:  $V_4$  y  $V_5$  tensiones de los generadores 4 y 5,  $t_{1-3}$  y  $t_{2-4}$ , las tomas de los transformadores y la reactiva inyectada por la batería de condensadores conectada en el nudo 2,  $Q_{bat,2}$ .



**Figure 4:** flujos de potencia reactiva por los transformadores respecto a las tomas de los transformadores



**Figure 5:** flujos de potencia reactiva por los transformadores respecto a las tensiones de los generadores



**Figure 6:**  $-Q_{1-3}$  y  $-Q_{2-4}$  respecto a la reactiva inyectada por la batería de condensadores.

A. *Flujo de potencia reactiva por el transformador con respecto a las variables de control*

Como se ha comentado anteriormente, la propiedad de linealidad de los flujos de potencia reactiva por los transformadores con las variables de control, permite utilizar la matriz de sensibilidades,  $\nabla_u L$ , para predecir cuál será el valor del flujo cuando se modifica un control entorno a su punto de funcionamiento.

Las figuras 4, 5 y 6 muestran la linealidad de los flujos de potencia reactiva por los transformadores en función de las distintas variables de control. La linealidad de las

tensiones con las variables de control ya se ha demostrado en trabajos anteriores [4,5].

B. *Aplicación del método propuesto*

• *CASO 1*

Se definen los siguientes límites: tensión máxima, 1.05 p.u. y mínima de 0.95 p.u. Para los flujos de reactiva se considera  $\cos\phi \leq 0.98$  ( $Q = \pm 0.2 * P$ ), la batería de condensadores inyectará 2 Mvar (2 p.u.) como máximo y las tomas oscilarán entre 0.9 y 1.1.

En la tabla 1 se observa un estado no deseado. Las magnitudes fuera de límites se muestran en negrita.

$V_1$	$V_2$	$V_3$	$V_4$	$V_5$
<b>0.909</b>	<b>0.942</b>	0.953	1	1
Trafo	toma	$-Q_{ij}$	$-Q_{ij}$ máx	$-Q_{ij}$ mín
1-3	1	<b>1.584</b>	1.577	-1.577
2-4	1	<b>3.463</b>	2.436	-2.436

Tabla 1: Estado del sistema en tensiones y flujos de reactiva para el caso 1 inicialmente

Para llevar al sistema a una zona permitida, aplicamos:

- Primero, una corrección de tensiones teniendo en cuenta los flujos de reactiva existentes por los transformadores (las actuaciones serán tales que no empeoren a éstos) y
- segundo, una corrección de flujos de reactiva en los transformadores, con las tensiones dentro de límites. Las actuaciones serán tales que no empeoren el estado de estas.

1º Corrección de tensiones.

La tabla 2 muestra las actuaciones para la primera fase, orientada a corregir las tensiones. Se puede observar, que una vez corregidas éstas, los flujos alcanzan una situación aceptable. Este hecho pone de manifiesto que la única dirección posible es la de la mejora del estado del sistema, además, de la dependencia entre los objetivos. Con este estado la etapa de corrección de flujos no tiene sentido.

Actuación	$V_1$	$V_2$	$V_3$	$V_4$	$V_5$
$Q_{bat}=1.9$	<b>0.920</b>	0.959	0.956	1	1
$V_4=1.027$	<b>0.941</b>	0.983	0.969	1.027	1
$t_{2-4}=1.003$	0.950	0.989	0.983	1.027	1
Actuación	Trafo	$-Q_{ij}$	$-Q_{ij}$ máx	$-Q_{ij}$ mín	
$Q_{bat}=1.9$	1-3	1.181	1.558	-1.558	
	2-4	1.980	2.457	-2.457	
$V_4=1.027$	1-3	1.181	1.558	-1.558	
	2-4	1.980	2.457	-2.457	
$t_{2-4}=1.003$	1-3	1.050	1.554	-1.554	
	2-4	2.109	2.462	-2.462	

Tabla 2: Estado del sistema en tensiones y flujos de reactiva correspondiente a la fase de corrección de tensiones en el caso 1

- CASO 2

Llevamos el límite inferior de las tensiones a 0.91 p.u, para garantizar un proceso completo del método.

1º Corrección de tensiones.

Actuación	V <sub>1</sub>	V <sub>2</sub>	V <sub>3</sub>	V <sub>4</sub>	V <sub>5</sub>
Qbat=0.167	0.910	0.944	0.953	1	1
Actuación	Trafo	-Q <sub>ij</sub>	-Q <sub>ij</sub> máx	-Q <sub>ij</sub> min	
Qbat=0.167	1-3	1.549	1.575	-1.575	
	2-4	<b>3.333</b>	2.438	-2.438	

Tabla 3: Estado del sistema en tensiones y flujos de reactiva correspondiente a la fase de corrección de tensiones en el caso 2

2º Corrección de flujos de reactiva.

Actuación	V <sub>1</sub>	V <sub>2</sub>	V <sub>3</sub>	V <sub>4</sub>	V <sub>5</sub>
Qbat=0.167	0.910	0.944	0.953	1	1
Qbat=0.965	0.915	0.951	0.954	1	1
V <sub>5</sub> =1.009	0.918	0.952	0.960	1	1.009
t <sub>1-3</sub> =1.004	0.920	0.953	0.959	1	1.009
Qbat = 1.053	0.921	0.954	0.959	1	1.009
Actuación	Trafo	-Q <sub>ij</sub>	-Q <sub>ij</sub> máx	-Q <sub>ij</sub> min	
Qbat=0.167	1-3	1.549	1.575	-1.575	
	2-4	<b>3.333</b>	2.438	-2.438	
Qbat = 0.965	1-3	1.379	1.567	-1.567	
	2-4	<b>2.710</b>	2.447	-2.447	
V <sub>5</sub> =1.0085	1-3	1.497	1.574	-1.574	
	2-4	<b>2.587</b>	2.439	-2.439	
t <sub>1-3</sub> =1.0044	1-3	1.574	1.576	-1.576	
	2-4	<b>2.507</b>	2.437	-2.437	
Qbat = 1.0534	1-3	1.555	1.575	-1.575	
	2-4	2.437	2.437	-2.437	

Tabla 4: Estado del sistema en tensiones y flujos de reactiva correspondiente a la fase de corrección de flujos en el caso 2

Se completa así, el proceso en sus dos etapas alcanzando un estado permitido, tanto en tensiones como en flujos de reactiva por los transformadores.

#### 4. Aplicación a la red andaluza

Se analiza el estado de la red de Andalucía para un día entero, considerando 24 casos, correspondientes a cada hora. Buscando representar el estado de la red en un día completo. Se considera una evolución lineal entre horas.

El objetivo en este caso es determinar las actuaciones a realizar sobre las variables de control, desde el punto de vista del gestor de una red de distribución, para mantener las tensiones de los nudos y los flujos de potencia reactiva por los transformadores transporte/distribución, dentro de los límites establecidos.

En la zona de interés modelada, distribución a 132 kV, se concentrarán las tensiones dependientes y las variables de control, tensiones de los generadores que vierten a 132 kV (en este caso en particular no existen baterías de condensadores) y las tomas de los transformadores

transporte/distribución. En un modelo más detallado habría que incluir las variables de control en redes de menor tensión (66 y 20 kV).

La figura 7 muestra las evoluciones de las tensiones máximas y mínimas a lo largo del día en una comparativa entre el caso base y las obtenidas tras la aplicación del método. Se puede observar como se mejora el perfil de tensiones a lo largo del día, realizando las actuaciones que nos proporciona el método propuesto en las dos fases.

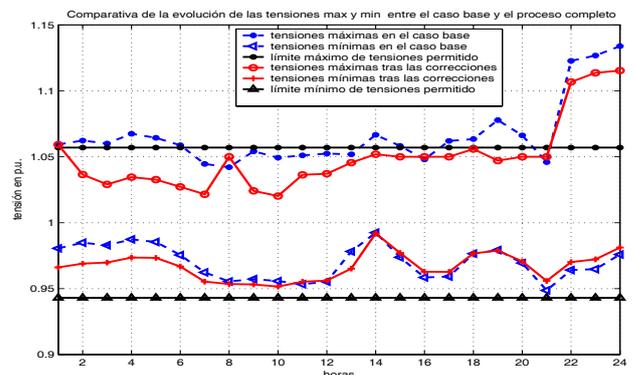


Figure 7: Evolución de tensiones máximas y mínimas en el caso base y tras las actuaciones generadas por el método.

En el caso de los flujos de potencia reactiva por los transformadores, las figuras 8, 9, 10 y 11 muestran las evoluciones de los factores de potencia en algunos de los transformadores, como ejemplo de las distintas situaciones que se obtienen en la aplicación del método.

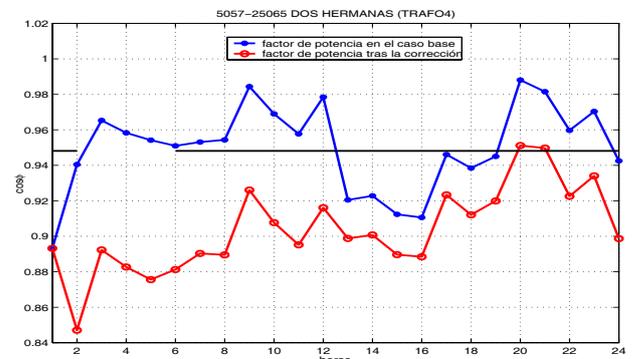


Figure 8: Evolución del factor de potencia en el transformador 4 en el caso base y tras las correcciones.

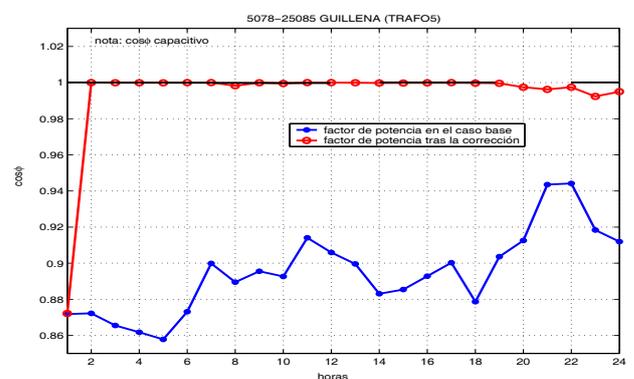
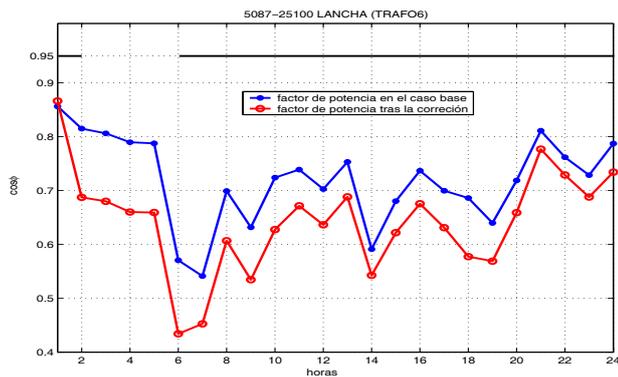
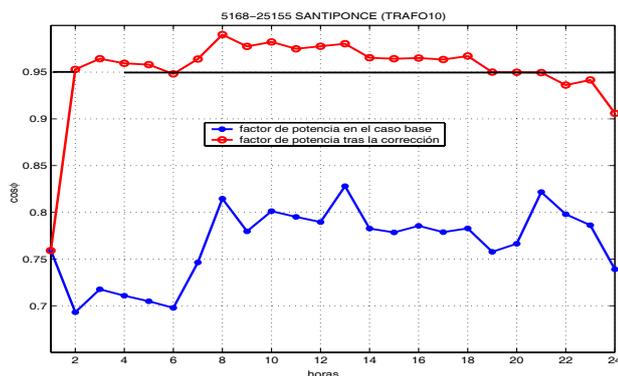


Figure 9: Evolución del factor de potencia en el transformador 5 en el caso base y tras las correcciones.



**Figure 10:** Evolución del factor de potencia en el transformador 6 en el caso base y tras las correcciones.



**Figure 11:** Evolución del factor de potencia en el transformador 10 en el caso base y tras las correcciones.

En general observando el caso base, podemos decir que el estado inicial se aleja bastante del deseado. Observando todos los transformadores y las tensiones tras las actuaciones calculadas a través del método propuesto, podemos decir que, el estado en general de la red ha mejorado desde el punto de vista de la seguridad traducida en forma de límites de tensión y factores de potencia en los transformadores [3].

La situación final en los transformadores no es mejor debido a que, durante la fase de corrección de los flujos de potencia por los transformadores, no podemos empeorar el perfil de tensiones que se obtuvo tras la primera fase, lo que proporciona un escenario de actuación bastante restringido, para la segunda etapa. Además, influye la situación inicial de éstos y la etapa de movimiento libre de la que gozan durante las horas punta.

Se pueden obtener las siguientes conclusiones.

## 5. Conclusiones

- El método de corrección de variables dependientes aplicado a las tensiones y flujos de potencia reactiva en dos etapas diferenciadas pero no independientes, proporciona mejores resultados a nivel general, de estado de la red, que ambas etapas por separado e independientes, en el caso de que éstas se apliquen. Actualmente solo se aplica la corrección de tensiones, basadas en la experiencia del operador de la red.

- Este análisis también nos pone de manifiesto que si se exigen unos límites para los flujos de potencia reactiva en los transformadores frontera, es necesario el control sobre estas magnitudes de manera específica (etapa de corrección de flujos de potencia reactiva). Estas magnitudes siguen un patrón de comportamiento que no se corresponde a criterios generalizables, debido al mallado de las redes de reparto, dentro de la zona permitida. Por ello, se obtiene en muchas ocasiones un comportamiento bastante alejado de lo deseado.
- Por otra parte, cabe destacar la importancia de la capacidad de control. se ha puesto de manifiesto que cualquier situación (tensiones y reactiva) es susceptible de ser corregida siempre y cuando se disponga de los elementos necesarios para su control. En las distintas simulaciones se observa como las tensiones se consiguen corregir en la mayoría de las veces, mientras que los flujos de potencia reactiva no siempre se consiguen mejorar. Esto es debido a que el sistema no posee los instrumentos necesarios para realizar un control adecuado de estas magnitudes.

## Agradecimientos

Los autores desean expresar su agradecimiento por la financiación recibida al Ministerio de Educación y Ciencia del Estado Español, proyectos DPI2001-2612 y ENE2004-03342.

## Referencias

- [1] Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- [2] Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.
- [3] Operación del Sistema Eléctrico. Procedimientos de Operación. <http://www.ree.es>.
- [4] J. L. Martínez, A. Gómez, J. Cortés, E. Méndez, Y. Cuéllar. "A Hybrid Tool to Assist the Operator in Reactive Power/Voltage Control and Optimization". IEEE Trans. on Power Systems. Vol. 10, pp. 760-768. May 1995.
- [5] A. Gómez, J. L. Martínez, J. L. Ruiz, Y. Cuéllar. "Sensitivity-Based Reactive Power Control for Voltage Profile Improvement". IEEE Trans. on Power Systems. Vol. 8, pp. 937-945. August 1993.