



**Ignacio Egido Cortés**  
Dr. Ingeniero Industrial del ICAI,  
Promoción 2000. Profesor de ICAI  
e Investigador del IIT.



**Fidel Fernández Bernal**  
Dr. Ingeniero Industrial del ICAI,  
Promoción 1994. Profesor de ICAI  
e Investigador del IIT.



**Luis Rouco Rodríguez**  
Dr. Ingeniero Industrial. Profesor  
de ICAI e Investigador del IIT.



**Eloísa Porras Muñoz**  
Ingeniero Industrial. Dirección  
de Mercado Eléctrico. Endesa.



**Ángel Sáiz Chicharro**  
Dr. Ingeniero Industrial del ICAI,  
Promoción 1976. Dirección  
de Mercado Eléctrico. Endesa.



# Reguladores de Zona para el Control Automático de Generación

## Introducción

La misión de la regulación frecuencia-potencia en un sistema eléctrico es mantener la frecuencia del sistema en su valor nominal ante las variaciones normales de la carga o ante variaciones anormales como la desconexión imprevista de un generador o una gran carga<sup>1</sup>, movilizandando las reservas disponibles en el sistema. La regulación frecuencia-potencia está organizada en tres lazos diferentes que actúan en escalas de tiempo distintas y que se denominan regulación primaria, regulación secundaria y regulación terciaria. Los dos primeros lazos de regulación son automáticos y el tercero, dada su actuación lenta, puede considerarse un ajuste manual.

El sistema eléctrico español se encuentra integrado dentro del sistema interconectado de la UCTE (que incluye a la práctica totalidad de los países de Europa occidental),

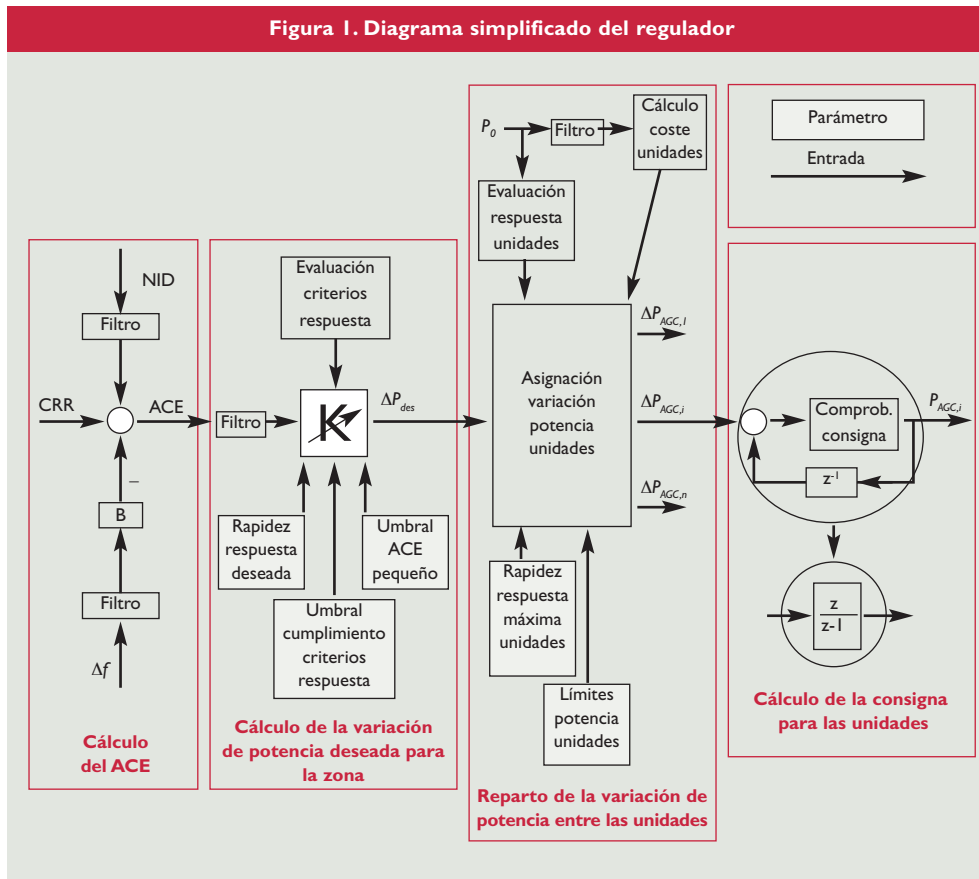
conectado a los sistemas de Francia, Portugal y Marruecos, siendo el responsable de mantener la potencia de intercambio con Francia y la frecuencia en sus valores programados (Portugal y Marruecos son los encargados de mantener la potencia de intercambio entre España y cada uno de ellos) y constituyendo así un área. La operación del AGC en el sistema eléctrico español se puede considerar que se realiza de forma jerárquica, con un operador central (Red Eléctrica de España, REE) que identifica el desvío de potencia del área, y varias zonas de regulación, que son las que controlan la frecuencia y envían las señales de ajuste a las unidades de generación<sup>2,3</sup>.

El regulador de cada zona debe, una vez calculada la variación de potencia total necesaria para la zona, distribuirla entre las diferentes unidades que se encuentren en regulación, atendiendo tanto a criterios

<sup>(1)</sup> P. Kundur, Power System Stability and Control, McGraw-Hill, 1994.

<sup>(2)</sup> Red Eléctrica de España REE, Regulación compartida del sistema peninsular: Descripción técnica, 2002.

<sup>(3)</sup> I. Egido, F. Fernández-Bernal, L. Rouco, E. Porras, and A. Sáiz-Chicharro, "El control automático de la generación en el sistema peninsular español," *Anales de mecánica y electricidad*, vol. LXXXV, pp. 26-31, 2008.



económicos como a criterios de respuesta de la zona <sup>4,5,6</sup>. De esta forma, las acciones que debe realizar el regulador de zona son las siguientes:

- Calcular el valor del ACE correspondiente a la zona.
- Calcular la variación de potencia necesaria en la zona para hacer frente a dicho ACE.
- Distribuir la variación de potencia calculada entre las unidades que se encuentran en regulación, calculando la consigna de potencia para cada una de ellas.

Este artículo presenta un novedoso regulador para una zona del AGC orientado al sistema peninsular español<sup>7</sup>.

### Regulador de Zona

El regulador de zona debe cumplir, además del objetivo de reducir el valor del ACE, una serie de objetivos adicionales relacionados con los aspectos de coste y dinámica de respuesta.

En particular, tres objetivos importantes son:

- Mantener una dinámica de respuesta adecuada, minimizando el incumplimiento de los criterios de respuesta, si existen. Los criterios dinámicos están definidos por REE <sup>8</sup>.
- Minimizar el coste asociado a la energía generada debido al funcionamiento en regulación. Habitualmente, el reparto entre sus unidades de la energía total que la zona debe generar se realiza intentando minimizar el coste total. Del mismo modo, la energía que se genera debido a los requisitos de regulación debe intentar repartirse también entre aquellas cuyo coste sea menor.
- Minimizar el esfuerzo de regulación de las unidades. El funcionamiento en regulación obliga a continuos cambios en la potencia generada por las unidades en regulación, lo que supone un esfuerzo adicional para dichas unidades. Este esfuerzo adicional se traduce en unos mayores costes de mantenimiento y

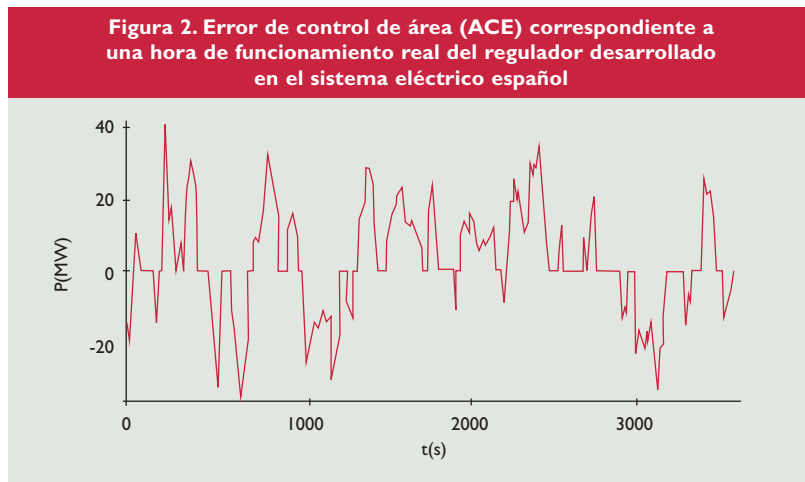
<sup>(4)</sup> F. P. DeMello, R. J. Mills y W. F. B'Rells, "Automatic generation control. II. Digital control techniques", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-92, n.º. 2, pp. 716-24, 1973.

<sup>(5)</sup> T. M. Athay, "Generation Scheduling and Control", *Proceedings of the IEEE*, Vol. 75, no. 12, pp. 1592-1606, 1987.

<sup>(6)</sup> N. Jaleeli, L. S. VanSlych, D. N. Ewart, L. H. Fink y A. G. Hoffmann, "Understanding Automatic Generation Control", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, n.º. 3, pp. 1106-1112, 1992. *mecánica y electricidad*, vol. LXXXV, pp. 26-31, 2008.

<sup>(7)</sup> I. Egido, *Diseño de reguladores para el control automático de la generación*, Tesis Doctoral, E.T.S. de Ingeniería (ICAI), Universidad Pontificia Comillas, 2005.

<sup>(8)</sup> Red Eléctrica de España REE, *Regulación compartida del sistema peninsular. Descripción técnica*, 2002.



en una reducción de su rendimiento. Por tanto, el regulador debe tratar de reducir dicho sobreesfuerzo en la medida de lo posible, lo que implica intentar minimizar las variaciones en la consigna que se envía a las unidades, consiguiendo minimizar así los cambios que se deben producir en la potencia generada.

No obstante, existe una priorización entre los tres objetivos citados. En primer lugar se intenta cumplir con los requerimientos de velocidad exigidos y, en caso de margen disponible, posteriormente se consideran los criterios de optimización económica.

### Configuración del Regulador de Zona

El regulador propuesto utiliza una estructura de tipo tradicional, calculándose en primer lugar el ACE y, a continuación, la variación de potencia deseada para la zona. Por último, se reparte dicha variación de potencia entre las diferentes unidades que se encuentran en regulación. Los objetivos que se desea conseguir con el regulador son: (1) cumplir con los criterios de respuesta impuestos en el sistema eléctrico en el que opere el regulador; (2) minimizar las variaciones en la consigna a las unidades y (3) minimizar el coste asociado a la energía generada como resultado de la operación en AGC.

La Figura 1 presenta un diagrama simplificado de los diferentes cálculos que debe realizar el regulador; mostrándose además los aspectos que se deben tener en cuenta en cada uno. Estos cálculos se han dividido en cuatro bloques diferentes, que se comentan brevemente a continuación.

El primer bloque corresponde con el cálculo del ACE. En primer lugar, el regulador

filtra las señales de desvío de frecuencia y desvío en la potencia generada que se utiliza para el cálculo del ACE. Además, se filtra también la señal de medida de potencia generada por las unidades ( $P_o$  en la Figura 1), que se utilizará más adelante. A continuación calcula el valor del ACE a partir de los valores obtenidos. Una vez calculado, el ACE se filtra para evitar movimientos innecesarios en las unidades mediante un filtro por banda muerta y otro por cambio de signo.

En el segundo bloque se incluye el cálculo de la variación de potencia deseada para la zona. Para ello, el valor calculado y filtrado de ACE se multiplica por una ganancia. El valor de esta ganancia se modifica automáticamente durante el funcionamiento del regulador; utilizando métodos heurísticos, en función de la rapidez de respuesta deseada para la zona, del grado de cumplimiento de los criterios de respuesta impuestos en el sistema eléctrico correspondiente y del valor del ACE.

El tercer bloque corresponde al reparto, entre las unidades que se encuentran en regulación, de la variación de potencia deseada para la zona calculada en el segundo bloque. Antes de realizar este reparto el regulador evalúa la rapidez de respuesta real de cada una de las unidades. Los valores obtenidos para cada unidad se tienen en cuenta junto con su coste y sus límites de operación para realizar el reparto de la forma más adecuada posible.

Finalmente, en el cuarto bloque se calcula la consigna para cada unidad. Para ello, a la consigna calculada para dicha unidad en el ciclo anterior se le suma la variación de potencia que le ha correspondido en el reparto realizado en el tercer bloque. De esta forma se consigue la acción integral necesaria para eliminar el error de control de la zona (ACE) en régimen permanente. Por último, a la consigna así obtenida se le aplican algunas comprobaciones finales para evitar un valor no deseado de la salida.

Las estrategias de regulación que se proponen incluyen una serie de parámetros que permiten ajustar el comportamiento del regulador. De esta forma, el regulador será válido para diferentes sistemas y en diferentes condiciones. Además, el ajuste de estos parámetros es sencillo a partir del conocimiento de las características de las unidades y de la dinámica deseada en el sistema eléctrico en el que va a funcionar. En este sentido, la sencillez de ajuste se ha considerado como una característica importante durante el desarrollo del

regulador<sup>9</sup>. Por otra parte, el comportamiento del regulador debe ser lo más robusto posible frente a los cambios en las características del sistema que se pueden producir durante su funcionamiento. Para ello, el regulador utiliza métodos heurísticos para adaptar en tiempo real los valores de su ganancia  $K$  y del reparto de la variación de potencia total deseada para la zona entre las unidades. Dicha adaptación se realiza en función de la respuesta real de cada una de las de las unidades y de la respuesta global de la zona, intentando mantener siempre una dinámica de respuesta adecuada que no incumpla los criterios de respuesta fijados en el sistema eléctrico correspondiente.

Por último, se ha prestado especial importancia a la obtención de un diseño que pueda ser implementado de forma práctica. En este sentido, las variables de entrada que se utilizan se encuentran entre las disponibles habitualmente en los centros de control de energía, mientras que la consigna calculada para las unidades debe cumplir con los límites existentes en las unidades, como son los límites de potencia y de rapidez de variación de la potencia generada. Además, se han tenido en cuenta en el diseño del regulador diferentes aspectos prácticos relacionados con su implementación real, como por ejemplo el filtrado de las señales de entrada.

### Respuesta del Regulador de Zona

Las estrategias propuestas se han implantado con éxito en el AGC de ENDESA, que configura una de las zonas de regulación que operan en el sistema eléctrico español. Los valores de los parámetros del regulador se han ajustado a partir de los resultados de simulaciones realizadas con un modelo de zona que incluye el regulador propuesto y una serie de unidades representadas con un modelo de unidad adecuado<sup>10</sup>. Posteriormente se realizaron también algunos ajustes menores basados en los resultados obtenidos durante su funcionamiento real en regulación. A continuación se presenta un ejemplo de su comportamiento en funcionamiento real en regulación.

En primer lugar, en la Figura 2 se presenta el valor del ACE correspondiente a la zona durante una hora de funcionamiento real del

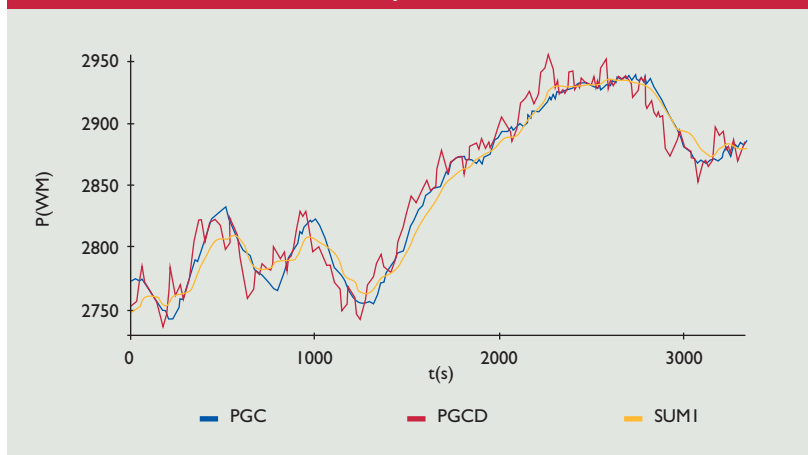
**Tabla 1. Valores representativos de la señal de ACE presentada en la Figura 2**

Variable	Valor
Valor medio del ACE ( $\overline{ACE}$ )	2,51 MW
Valor medio del valor absoluto del ACE ( $\overline{ ACE }$ )	10,62 MW
Número de cambios de signo del ACE	14
Tiempo ACE = 0	37%
Tiempo ACE > AT	21%

regulador. En la Tabla 1 se muestran algunos valores representativos de la señal de ACE presentada en la Figura 2 que tienen importancia para el funcionamiento del regulador. Entre ellos el valor medio del valor absoluto del ACE se presenta como una medida de cuánta variación en la potencia generada por la zona ha sido necesaria, independientemente de si se debe aumentar o reducir. Además, el número de cambios de signo en el ACE es una medida de cuantos cambios de sentido en dicha variación de potencia de la zona han sido necesarios.

En segundo lugar, en la Figura 3 se presentan la potencia total en regulación generada por la zona (PGC) y las variables PGCD y SUMI, relacionadas con el criterio de respuesta impuesto por REE en el sistema eléctrico español. En particular, la variable SUMI es la correspondiente a una respuesta de la zona aproximadamente exponencial de constante de tiempo 100 segundos y es la respuesta

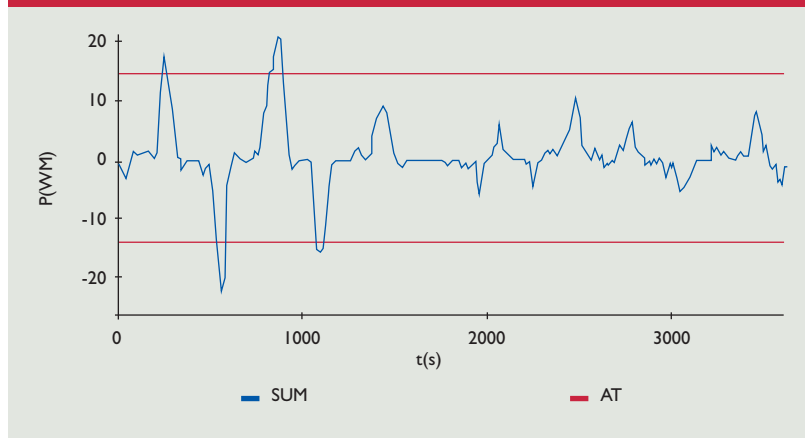
**Figura 3. Variables PGC, PGCD y SUMI correspondientes a una hora de funcionamiento real del regulador desarrollado en el sistema eléctrico español**



<sup>(9)</sup> F. P. DeMello, R. J. Mills y W. F. B'Rells, "Automatic generation control. II. Digital control techniques", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-92, n.º. 2, pp. 716-24, 1973.

<sup>(10)</sup> I. Egido, F. Fernández-Bernal, L. Rouco, E. Porras, A. Sáiz-Chicharro, "Modeling of Thermal Generating Plants for Automatic Generation Control Purposes", *IEEE Transactions on Control System Technology*, Vol. 12, Number 1, January 2004, pp. 205-210.

**Figura 4. Variables SUM y AT correspondientes a una hora de funcionamiento real del regulador desarrollado en el sistema eléctrico español**



más lenta permitida para no incumplir dicho criterio de respuesta. La rapidez de respuesta deseada para la zona se ha fijado igual a la de una exponencial de constante de tiempo  $T_{des} = 100$  s, de forma que la respuesta obtenida para la zona debe ser cercana a la correspondiente a la variable SUM1. Este hecho se puede observar en la Figura 3, en la que la señal de PGC se mantiene cercana durante la mayor parte del tiempo a la correspondiente a la variable SUM1. En particular, esto sucede en la Figura 3 a partir de  $t = 1200$  s. Antes de este tiempo se producen algunas separaciones entre ambas señales que coinciden con los cambios de sentido en la variación de la potencia generada. Esto es debido al sobrepaso existente en la respuesta de algunas unidades, que se hace especialmente patente cuando los cambios de potencia deben modificar su sentido de variación. Además, también es importante en estos casos el efecto de *wind-up* que se produce debido a la acción integral, que hace que durante un cierto tiempo se pierda el control real sobre la unidad. Aunque el regulador intenta mitigar este efecto no es posible eliminarlo completamente. A pesar de estas pequeñas separaciones momentáneas, el regulador consigue mantener una dinámica de respuesta similar a la deseada durante la mayor parte del tiempo.

Relacionado con la dinámica de respuesta de la zona, uno de los objetivos que se fijan para el AGC es el de tratar de no incumplir los criterios de respuesta impuestos en el sistema eléctrico correspondiente. En la Figura 4 se presentan los valores calculados para la variable SUM y el valor límite AT que permiten determinar si la zona incumple el criterio de respuesta impuesto por REE en el sistema

eléctrico español. En esta figura se observa que durante la mayor parte de la hora el valor de la variable SUM se mantiene dentro de la banda marcada por el valor límite AT, por lo que la zona incumple en muy pocas ocasiones el criterio de respuesta impuesto por REE en el sistema eléctrico español. Las situaciones de incumplimiento coinciden con las de cambio de sentido en la variación de potencia de la zona que se han señalado anteriormente y son debidas a los sobrepasos que tienen lugar en esos momentos. Además, se observa en la Figura 4 que cuando se produce una situación de incumplimiento la zona se recupera rápidamente, volviendo la variable a la zona de valores permitidos. El tiempo total en que la zona ha estado en situación de incumplimiento durante la hora presentada en la Figura 4 es de 3 minutos, por lo que el incumplimiento se produce durante un 5% del tiempo total.

Por último, en la Figura 5 se presenta el comportamiento de las ocho unidades que se encontraban en regulación durante la hora que se está utilizando como ejemplo. Las unidades se han representado en orden creciente de su coste incremental (que se han fijado constantes), de forma que la unidad U1 es aquella cuyo coste incremental es menor y la unidad U8 es la de coste incremental mayor. Los ejes verticales correspondientes a la gráfica de cada una de las unidades se han seleccionado de forma que la diferencia entre los valores máximo y mínimo de cada uno de ellos sea igual a 75 MW. De esta forma se puede comparar el tamaño relativo de la banda de regulación de las unidades.

En la Figura 5 se observa que la potencia generada por las unidades con menor coste incremental tiende a situarse cercana a su límite superior, mientras que la de aquellas con mayor coste tiende a permanecer cercana a su límite inferior, siempre teniendo en cuenta las necesidades de regulación. Por ejemplo, las unidades U1 a U4 mantienen su potencia generada, siempre que es posible, cerca de su límite superior. Sin embargo, la potencia generada por las unidades U6 y U7 se sitúa más cerca de su límite inferior. En principio, la potencia generada por la unidad U8 debería ser la que estuviera más cercana a su límite inferior. Sin embargo, diversas circunstancias han provocado que su potencia generada se mantenga más cerca de su límite superior que del inferior. En primer lugar, los límites de regulación de la unidad cambian al principio de la hora, por lo que aunque en

los primeros instantes su potencia generada se encuentra cerca del límite inferior; dicho cambio provoca que pase a estar junto al superior. Además, la tendencia más importante durante la hora ha sido la de aumento de la potencia generada, según se puede observar en la Figura 5. Por último, la respuesta de la unidad es lenta (en comparación, por ejemplo, con la de la unidad U1). Debido a su coste incremental, la tendencia es a que se le asigne en más ocasiones una variación de potencia negativa que positiva. Sin embargo, el tiempo en el que el ACE es negativo y, por tanto, la zona debe reducir su potencia generada, no es suficiente para reducir la de esta unidad a valores cercanos a su límite inferior. De esta forma se pone de manifiesto la mayor importancia del objetivo de no incumplir los criterios de respuesta impuestos en el sistema eléctrico.

La asignación de la variación de potencia a subir a las unidades con menor coste se observa claramente en la Figura 5 en el tramo de aumento continuado de la potencia generada por la zona, entre  $t = 1400s$  y  $t = 2800s$  (véase en la Figura 2 que en este tramo el ACE es positivo). Al comienzo de este tramo la consigna de potencia de las unidades con menor coste incremental se modifica rápidamente, como se puede observar claramente en las unidades U1 a U3. Sin embargo, la consigna de las unidades con mayor coste incremental varía de forma menos apreciable al comienzo del tramo. A continuación, a medida que las unidades con menor coste incremental van alcanzando su límite superior, el regulador asigna variaciones de potencia a unidades con mayor coste incremental, modificando entonces más rápidamente su consigna de potencia. De esta forma, al final de dicho tramo son las unidades G6 y G7 las que aumentan su potencia generada. El resultado es que todas las unidades aumentan su potencia generada, debido a las necesidades de variación de potencia de la zona, pero aquellas cuyo coste incremental es menor lo hacen antes, de forma que el coste total de generación de la energía de la zona es menor. En una situación en la que la necesidad de variación de potencia generada por la zona en un tramo similar a este hubiera sido menor es posible que las unidades más caras prácticamente no hubieran modificado su potencia generada.

En cuanto a la consigna que se envía a las unidades, el número de cambios de sentido que se producen es menor que el número

de cambios de signo en el ACE, reduciéndose así el desgaste y la pérdida de eficiencia de las unidades. Además, la consigna se mantiene cercana a la potencia generada, de forma que se evitan periodos de pérdida de control de las unidades, y nunca excede la banda de potencia comprendida entre los límites máximo y mínimo.

## Conclusiones

Este artículo ha presentado un regulador de zona para el AGC que permite que la zona exhiba la rapidez de respuesta requerida por el operador del sistema. Esto se logra minimizando además tanto el coste asociado a la energía generada en regulación como el esfuerzo de regulación. Este regulador ha sido incorporado con éxito en el sistema eléctrico peninsular español a la zona gestionada por una de las empresas que operan en él. El comportamiento del regulador se ha ilustrado con registros reales. ■

**Figura 5. Consigna, potencia generada, límite superior y límite inferior para todas las unidades correspondientes a una hora de funcionamiento real del regulador desarrollado en el sistema eléctrico español**

