

13170 RESOLUCIÓN de 13 de julio de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 1.5 «Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia».

Vista la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Visto el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Vista la propuesta realizada por el Operador del Sistema del procedimiento de operación del sistema, P.O. 1.5, de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Vista la Resolución de esta Secretaría General de Energía, de fecha 7 de abril de 2006, por la que se aprueban los procedimientos de operación 8.1 «Definición de las redes operadas y observadas por el Operador del Sistema» y 8.2 «Operación del Sistema de producción y transporte» y teniendo en cuenta que estos procedimientos de operación sustituyen al procedimiento de operación 8.3 «Control de las tensiones en la Red» aprobado mediante Resolución de 18 de diciembre de 1998, de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, por la que se aprueban un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico.

Esta Secretaría General, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, ha adoptado la presente resolución:

Primero.—Se aprueba el procedimiento de operación P.O. 1.5 «Establecimiento de la reserva para la regulación Frecuencia-Potencia», que figura como anexo de la presente resolución.

Segundo.—Se deja sin efecto el procedimiento para la operación del sistema eléctrico P.O. 8.3 «Control de las tensiones en la Red» aprobado mediante Resolución de 18 de diciembre de 1998, de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, por la que se aprueban un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico.

Tercero.—La presente Resolución surtirá efectos el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial del Estado.

Madrid, 13 de julio de 2006.—El Secretario General de Energía, Antonio Joaquín Fernández Segura.

**ANEXO
P.O. 1.5.**

Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer los niveles de reserva para la regulación frecuencia-potencia que permitan al Operador del Sistema hacer frente a los desequilibrios entre la generación y el consumo.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento aplica al Operador del Sistema (OS) y a los sujetos productores.

3. Definiciones

3.1 Reserva de regulación primaria: Se define la banda de regulación primaria del sistema como el margen de potencia en el que los grupos generadores pueden modificar su potencia generada de forma automática y en los dos sentidos, mediante la actuación de su regulador de velocidad, en caso de producirse un desvío de frecuencia.

3.2 Reserva de regulación secundaria: Se define la reserva de regulación secundaria del sistema como el margen de variación de potencia en el que el regulador

secundario del sistema peninsular español puede actuar automáticamente y en los dos sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante. Viene dada por la suma, en valor absoluto, de las contribuciones individuales de todos los grupos generadores sometidos a este tipo de regulación.

El margen de potencia, en cada uno de los dos sentidos, se conoce como reserva o banda de regulación secundaria a subir o a bajar.

3.3 Reserva de regulación terciaria: Está constituida por la variación máxima de potencia a subir o a bajar de todos los grupos generadores del sistema que puede ser movilizada en un tiempo no superior a quince minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas, con objeto de reconstituir la reserva de regulación secundaria.

4. Determinación de los niveles de reserva

Dependiendo de la escala de tiempo en que tiene lugar su acción y de la señal que origina su actuación, se establecen cuatro niveles de reserva:

Reserva de regulación primaria.

Reserva de regulación secundaria.

Reserva de regulación terciaria.

Reserva programable mediante el mecanismo de gestión de desvíos.

4.1 Reserva de regulación primaria: Antes del 31 de Diciembre de cada año, el Operador del Sistema comunicará a todos los agentes productores y a los responsables de las zonas de regulación secundaria, los requerimientos de reserva de regulación primaria asignados por la UCTE al sistema eléctrico peninsular español para el año siguiente.

Los criterios de regulación del sistema interconectado europeo establecidos por la UCTE determinan que la reserva de regulación primaria tiene por objeto estabilizar en pocos segundos la frecuencia del sistema en un valor estacionario ante un incidente o perturbación.

Los criterios de actuación de la regulación primaria establecidos por la UCTE son:

La reserva de regulación primaria deberá soportar un desequilibrio instantáneo entre generación y demanda, por pérdida súbita de generación, de demanda o interrupción de intercambios internacionales, en el sistema UCTE equivalente al incidente de referencia establecido por la UCTE.

La reserva de regulación primaria deberá completar su actuación antes de 15 segundos desde el instante del desequilibrio generación-demanda si éste es de valor menor o igual a 1500 MW. En caso de valor superior a 1500 MW, la actuación del 50% de la reserva de regulación primaria deberá producirse antes de 15 segundos desde el momento del incidente y alcanzar linealmente el 100% de actuación antes de 30 segundos.

La regulación primaria deberá mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta que la actuación de la regulación secundaria recupere las consignas iniciales y restablezca la primaria utilizada.

Ante un desequilibrio instantáneo generación-demanda de valor menor o igual al incidente de referencia, el desvío instantáneo de frecuencia en régimen transitorio será inferior o en el límite igual a 800 mHz en valor absoluto.

Tras la actuación de la regulación primaria ante un desequilibrio de valor menor o igual al incidente de referencia, el desvío cuasi-estacionario de frecuencia no excederá en valor absoluto de 180 mHz, considerando un efecto autorregulador de la carga de 1%/Hz (reducción del 1% de la demanda por cada herzio de reducción del valor de la frecuencia).

Para el conjunto del sistema europeo interconectado, la reserva mínima de regulación primaria establecida, RP_r, debe ser activada en su totalidad ante desvíos cuasi-estacionarios de frecuencia iguales o superiores a 200 mHz.

Cada uno de los sistemas interconectados ha de colaborar a la reserva de regulación primaria establecida para el conjunto, en función de un coeficiente de participación, que se establece anualmente para cada uno de dichos sistemas.

De este modo, para cada una de las áreas de control establecidas en el sistema europeo interconectado de la UCTE la reserva de regulación primaria exigida (RP), en un año concreto, viene determinada por la siguiente expresión:

$$RP = \frac{E}{E_T} \times RP_T \text{ (MW)}$$

siendo:

E = Energía producida el año anterior por el correspondiente sistema nacional (incluidas las exportaciones y la energía producida en programa por los grupos participados).

E_T = Energía total producida el año anterior en el conjunto de los sistemas que componen el sistema síncrono interconectado europeo.

RP_T = Reserva mínima de regulación primaria establecida para el conjunto del sistema europeo interconectado.

La insensibilidad de los reguladores de los grupos debe ser lo más reducida posible, y en todo caso inferior a ± 10 mHz, y la banda muerta voluntaria nula.

4.2 Reserva de regulación secundaria: La reserva que debe mantenerse en regulación secundaria será determinada por el Operador del Sistema para cada periodo de programación del día siguiente, en función de la evolución temporal previsible de la demanda y del fallo probable esperado según la potencia y los equipos generadores acoplados.

El comienzo de la actuación de la regulación secundaria no deberá demorarse más allá de 30 segundos y deberá tener la capacidad de mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta que su uso neto sea sustituido por la regulación terciaria. La respuesta dinámica exigible a las zonas de regulación viene definida en el procedimiento de operación por el que se regula la prestación del servicio de regulación secundaria.

Para el establecimiento de los niveles de reserva de regulación secundaria a subir, el Operador del Sistema tendrá asimismo en consideración, los criterios y recomendaciones que sean publicados a estos efectos por la UCTE. La actual recomendación de la UCTE para determinar el requerimiento mínimo de reserva de regulación secundaria hace uso de la siguiente fórmula:

$$R = \sqrt{a L_{\max} + b^2} - b$$

En donde:

L_{\max} : nivel de demanda previsto en el área de control correspondiente al sistema peninsular español.

Los parámetros a y b que figuran en la anterior expresión toman los siguientes valores empíricos:

$$a = 10 \text{ MW}$$

$$b = 150 \text{ MW}$$

La reserva secundaria a bajar se establecerá, atendiendo a la evolución creciente o decreciente de la curva de demanda, entre el 40 y el 100% de la reserva a subir.

Las reglas de la UCTE recomiendan también que, en caso de que el valor de la reserva de regulación secundaria a subir no sea suficiente para cubrir la pérdida máxima de producción asociada a un fallo simple, deberá preverse la existencia en el sistema de reserva de regulación terciaria suficiente para asegurar una respuesta rápida del sistema frente a este fallo.

Además de las recomendaciones de la UCTE, el Operador del Sistema tendrá en cuenta estas otras consideraciones a la hora de calcular los requerimientos de reserva secundaria a subir y a bajar:

Carácter peninsular de nuestro sistema que hace necesario minimizar los desvíos en el intercambio con el resto de la UCTE, para garantizar la seguridad del sistema.

Variación de la demanda debido a los diferentes periodos tarifarios a lo largo del día.

Se dotará un mayor volumen de reserva en las horas que presentan puntos de inflexión de la curva de demanda peninsular. Así, se tendrá en cuenta en los requerimientos de reserva la posibilidad de desplazamiento en el tiempo de estos puntos de inflexión, respecto a las previsiones del OS.

Se dotará mayor volumen de banda secundaria en aquellas horas en las que se presenten cambios acusados de programa en los intercambios internacionales.

Se garantizarán los siguientes valores mínimos de banda secundaria, especialmente en horas valle, en las que, debido al parque generador conectado, existe una menor disponibilidad de reserva de regulación terciaria:

Banda a subir: 500 MW
Banda a bajar: 400 MW

El Operador del Sistema, ante situaciones especiales, como eventos de interés público, condiciones climatológicas adversas, paros generales, huelgas sectoriales, etc, tomará las medidas necesarias para garantizar la disponibilidad de la reserva necesaria, aplicando, si lo considera necesario, criterios más estrictos que los descritos en los puntos anteriores.

4.3 Reserva de regulación terciaria: La reserva mínima necesaria de regulación terciaria a subir en cada periodo de programación será, como referencia, igual a la pérdida máxima de producción provocada de forma directa por el fallo simple de un elemento del sistema eléctrico, mayorada en un 2% del valor de la demanda prevista en cada periodo de programación.

La reserva terciaria a bajar se establecerá, en función de las condiciones de operación, entre el 40 y el 100% de la reserva a subir.

4.4 Reserva programable mediante el mecanismo de gestión de desvíos: Además de las reservas anteriores de regulación primaria, secundaria y terciaria, será necesario disponer de una reserva adicional de potencia activa, programable, en su caso, mediante el mecanismo de gestión de desvíos, reserva que será cuantificada en base a la consideración de los siguientes aspectos:

Diferencias existentes entre la demanda horaria prevista por el Operador del Sistema y la demanda horaria resultante del programa base de funcionamiento y, en su caso, de las sucesivas sesiones del mercado intradiario.

Diferencias entre la suma de los programas de producción eólica resultantes del programa base de funcionamiento y, en su caso, de las diferentes sesiones del mercado intradiario y la producción eólica horaria prevista por el Operador del Sistema que tiene un margen de confianza equivalente al considerado para la demanda horaria prevista al establecer la reserva de regulación terciaria.

Situaciones en las que la previsión de pérdida de generación debida a fallos sucesivos y/o retrasos en el acoplamiento o subida de carga de grupos térmicos, con probabilidad mayor o igual al 5%, sea superior a la pérdida máxima de producción provocada de forma directa por el fallo simple de un elemento del sistema eléctrico.

El valor de esta reserva adicional de potencia activa vendrá determinado por:

Reserva a subir: la suma de los déficits de potencia activa generada respecto a la demandada que se deriven de la consideración de los tres aspectos anteriores.

Reserva a bajar: la suma de los excesos de potencia activa generada respecto a la demandada que se deriven de la consideración de los tres aspectos anteriores.

4.5 Comunicación de información: El Operador del Sistema comunicará a los agentes las reservas de regulación primaria, secundaria y terciaria requeridas para cada periodo de programación y facilitará también información de aquellas pérdidas máximas de producción provocadas de forma directa por el fallo simple de un elemento del sistema eléctrico, que representen una pérdida de potencia superior a la del grupo de mayor potencia del sistema eléctrico español.