



I. Disposiciones generales

MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGÍA

20053 *RESOLUCIÓN de 30 de julio de 1998, de la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico.*

Vista la propuesta realizada por el operador del sistema para la aprobación de un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico, de acuerdo con el apartado 1 del artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Los procedimientos propuestos se consideran adecuados para la mejor ejecución del mencionado Real Decreto y de la Orden de 29 de diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del mismo.

De acuerdo con lo anterior y previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico,

Esta Secretaría de Estado resuelve:

Primero.—Se aprueba el conjunto de procedimientos para la operación del sistema eléctrico que figura como anexo de la presente Resolución.

Segundo.—La presente Resolución entrará en vigor a partir del 1 de septiembre de 1998.

Tercero.—La presente Resolución pone fin a la vía administrativa, de acuerdo con lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, y en la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado.

Madrid, 30 de julio de 1998.—El Secretario de Estado, Nemesio Fernández-Cuesta Luca de Tena.

Ilmo. Sr. Director general de Energía y Sr. Presidente de la «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima».

ANEXO

Procedimientos de operación del sistema

El presente documento contiene los siguientes procedimientos de operación del sistema:

1. Funcionamiento del sistema:

P.O.-1.1 Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

P.O.-1.2 Establecimiento de los niveles admisibles de carga en la red gestionada por el operador del sistema.

P.O.-1.3 Establecimiento de las tensiones admisibles en los nudos de la red gestionada por el operador del sistema.

P.O.-1.4 Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el operador del sistema.

P.O.-1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia/potencia.

P.O.-1.6 Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema.

2. Previsión de la cobertura:

P.O.-2.5 Planes de mantenimiento de las unidades de producción.

3. Programación de la operación:

P.O.-3.1 Programación de la generación.

P.O.-3.2 Solución de restricciones técnicas.

P.O.-3.3 Resolución de los desvíos generación-consumo.

P.O.-3.4 Programación del mantenimiento de la red de transporte.

P.O.-3.5 Programación a corto plazo de descargos en la red de transporte.

7. Gestión de los servicios complementarios:

P.O.-7.1 Servicio complementario de regulación primaria.

P.O.-7.2 Servicio complementario de regulación secundaria.

P.O.-7.3 Servicio complementario de regulación terciaria.

P.O.-7.4 Servicio complementario de control de tensión por los generadores.

8. Operación de la red de transporte:

P.O.-8.1 Red gestionada por el operador del sistema.

P.O.-1.1

Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico

1. *Objeto.*—El objeto de este procedimiento es establecer los criterios de seguridad que deben aplicarse en la operación del sistema eléctrico, de manera que se garantice la continuidad del suministro con la calidad requerida.

Estos criterios de seguridad tienen en cuenta los criterios utilizados en el diseño y planificación de la red de transporte, de manera que exista una coherencia entre las condiciones de diseño y las de utilización de la red.

2. *Ámbito de aplicación.*—Este procedimiento debe ser aplicado por el operador del sistema (OS), tanto en

los estudios de programación de la operación, como en la operación en tiempo real. Afecta a todas las instalaciones de la red gestionada por el OS y a todas las instalaciones de producción conectadas directamente a esta red.

3. **Definiciones.**—Se pueden distinguir cuatro posibles estados de funcionamiento del sistema eléctrico:

Estado normal: Situación en la que todas las variables de control que caracterizan el estado del sistema se encuentran dentro de los márgenes de funcionamiento normal establecidos en el apartado 4.3.1 y se cumplen los criterios de seguridad ante contingencias, indicados en el apartado 4.3.2.

Estado de alerta: Situación correspondiente al caso en que, aun siendo adecuados los valores de las variables del sistema, no se cumplen los criterios de seguridad frente a contingencias.

Estado de emergencia: Situación en la que una o más variables del sistema presentan valores fuera de los márgenes de funcionamiento normal.

Se incluyen en este estado aquellos casos en los que se registra alguna interrupción del suministro eléctrico de carácter local.

Estado de reposición: Situación caracterizada por la pérdida de suministro en una zona eléctrica (cero zonal) o en la totalidad del sistema eléctrico (cero nacional), y en la que el principal objetivo es la reposición ordenada, segura y rápida del servicio.

4. Criterios de seguridad.

4.1 **Parámetros de control de la seguridad del sistema eléctrico.**—Los parámetros que permiten supervisar el estado del sistema eléctrico son:

La frecuencia.

Las tensiones en los nudos de la red.

Los niveles de carga en los diferentes elementos de la red de transporte (líneas, transformadores y aparata asociada).

4.2 **Contingencias que deben considerarse en los análisis de seguridad.**—Las contingencias que deben considerarse en los análisis de seguridad son:

El fallo simple de uno cualquiera de los elementos del sistema (grupo generador, línea, transformador o reactancia) (criterio N-1).

El fallo simultáneo de los dos circuitos de las líneas de doble circuito que compartan apoyos a lo largo de más de 30 kilómetros de su trazado.

En situaciones especiales, cuando la puesta en práctica de las medidas de operación tras una contingencia requiera un tiempo excesivo, como puede suceder con el acoplamiento de un grupo térmico, se considerará también el fallo del mayor equipo generador de una zona y de una de sus líneas de interconexión con el resto del sistema.

4.3 **Márgenes de variación admisibles de los parámetros de control en la operación.**

4.3.1 Funcionamiento normal del sistema.

4.3.1.1 **Frecuencia.**—Por encontrarse el sistema eléctrico peninsular conectado al sistema europeo, los márgenes de variación de la frecuencia vendrán dados por las consignas emitidas por la UCPTTE para el mantenimiento de la frecuencia.

4.3.1.2 **Tensión.**—Los procedimientos de control de tensión de las diferentes zonas eléctricas, vigentes en cada momento, establecerán los perfiles de tensión que deberán mantenerse en funcionamiento normal en los diferentes nudos. Estos procedimientos tienen en cuenta las restricciones de tensión impuestas por los márgenes

de diseño de las instalaciones y por las condiciones de entrega de energía establecidas en los nudos frontera de la red de transporte, así como las tensiones deseables para la minimización de las pérdidas de transporte.

Los criterios para el establecimiento de los niveles admisibles de la tensión en los nudos de la red de transporte se recogen en el procedimiento P.O.-1.3.

4.3.1.3 **Carga.**—Los niveles de carga de los elementos de transporte no superarán la capacidad nominal de los transformadores, ni la capacidad térmica permanente de las líneas de la red de transporte definidos para las diferentes épocas del año, de acuerdo con el procedimiento P.O.-1.2.

4.3.2 **Comportamiento del sistema frente a contingencias.**—El sistema deberá mantener sus parámetros de control dentro de los límites que se indican a continuación para las siguientes contingencias:

a) Fallo simple (criterio N-1):

No se producen cortes de mercado

No se producen sobrecargas permanentes en las líneas de la red de transporte, respecto a su límite térmico estacional, pudiéndose admitir sobrecargas transitorias de hasta un 15 por 100, con una duración inferior a veinte minutos.

No se producen sobrecargas permanentes en los transformadores respecto a su potencia nominal, salvo en invierno, en que se admite, como criterio general, una sobrecarga máxima de un 10 por 100, respecto a su potencia nominal. Este límite puede variar en función de las características constructivas de cada transformador y de su respuesta frente a sobrecargas.

Las tensiones en situación estable deben estar comprendidas entre los siguientes límites:

Nivel	Mínimo	Máximo
400 kV ...	380 (95 por 100).	435 (108,7 por 100).
220 kV ...	205 (93 por 100).	245 (111 por 100).

b) **Pérdida de líneas de doble circuito.**—No se producen cortes de mercado.

No existen sobrecargas en las líneas de la red de transporte superiores al 15 por 100 de su límite térmico estacional.

No existen sobrecargas en los transformadores superiores al 20 por 100 en invierno (noviembre a marzo, ambos inclusive), al 10 por 100 en verano (junio, julio y agosto) ni al 15 por 100 en los restantes meses.

Las tensiones en situación estable deben estar dentro de los siguientes límites:

Nivel	Mínimo	Máximo
400 kV ...	375 (93,75 por 100).	435 (108,7 por 100).
220 kV ...	200 (90 por 100).	245 (111 por 100).

c) **Fallo simultáneo del mayor grupo generador de una zona y de una línea de interconexión de la misma con el resto del sistema.**—No se producen cortes de mercado.

Se considerará este tipo de contingencia cuando la puesta en práctica de las medidas de operación paliativas tras el fallo de un grupo requiera un tiempo muy largo, como puede suceder cuando sea necesario el acoplamiento de otro grupo térmico.

En estos casos, se analizará este tipo de contingencia considerando las diferentes situaciones previstas para el sistema y, en particular, la sensibilidad del comportamiento del sistema, en caso de contingencia, frente al valor de la demanda.

d) Otras consideraciones.—Adicionalmente a los anteriores criterios, deberá garantizarse, en todos los casos, la no existencia de una condición de inestabilidad de las tensiones que pueda derivar en una situación de colapso de tensión. Este requisito puede resultar más restrictivo, en ciertos casos, que la condición de mantener la tensión poscontingencia de los diferentes nudos del sistema dentro de la banda establecida.

Existen nudos en la red de transporte alimentados por sólo dos líneas, en los que, ante el fallo o indisponibilidad programada de una de ellas, dejaría de cumplirse automáticamente el criterio N-1.

En estos casos, ante el fallo de una de las líneas se deberán tomar medidas urgentes para reducir al máximo los efectos que pudieran derivarse del fallo posterior de la otra línea.

Para la programación de trabajos con indisponibilidad de una de estas líneas se deberá valorar el riesgo de fallo de la otra, eligiendo, en todo caso, el momento y las condiciones más apropiadas para realizar el trabajo.

Para trabajos con indisponibilidad de una barra de una subestación de doble embarrado, se analizará el fallo de la otra barra y se tendrán en cuenta todas las circunstancias que puedan concurrir en cada situación particular, considerando debidamente su incidencia en la seguridad del sistema.

Para la planificación y autorización de descargos de elementos de los sistemas de protección, se deberá tener en cuenta el nivel de criticidad de los diferentes nudos de la red y los tiempos críticos de despeje de falta identificados, de forma que, según cuál sea el sistema de protección en descargo, pueda optarse por abrir el elemento protegido o tomar otras medidas, tales como anular reenganches, acelerar los disparos en segunda zona, separar barras u otras acciones sobre la topología que impidan que una falta en esas condiciones pueda tener una repercusión grave para el sistema.

En aquellas situaciones en las que se considere conveniente comprobar la estabilidad dinámica del sistema, se realizará un estudio complementario de estabilidad, en el que la contingencia considerada será una falta trifásica franca con correcta actuación de los sistemas de protección. La falta se situará en la posición más desfavorable de la línea o doble circuito en cuestión. El tiempo de actuación de las protecciones en primera zona que se considere no será inferior a 100 metros.

4.4 Medidas extraordinarias a criterio del operador del sistema.—El operador del sistema, ante situaciones especiales, como eventos de interés público, condiciones climatológicas adversas, etc., tomará las medidas necesarias para garantizar la seguridad de suministro, aplicando, si lo considera necesario, criterios más estrictos de los descritos en puntos anteriores.

4.5 Tabla resumen de los criterios de seguridad frente a contingencias:

Condiciones sin fallo.	La frecuencia sigue las consignas de la UCPTÉ. No existen sobrecargas. Las tensiones siguen los valores establecidos en los Procedimientos de Control de Tensión.
------------------------	---

Fallo simple (N-1) de línea, transformador, grupo o reactancia.	No hay cortes de mercado. No existen sobrecargas en las líneas (transitorias de hasta un 15 por 100 y duración inferior a veinte minutos). Se admiten sobrecargas en transformadores de: 10 por 100 invierno (noviembre a marzo, ambos inclusive). 0 por 100 en el resto del año. Tensiones comprendidas entre: Nivel de 400 kV: 380-435 kV. Nivel de 220 kV: 205-245 kV.
Fallo de doble circuito, o grupo más línea.	No hay cortes de mercado. Se admite un 15 por 100 de sobrecarga en las líneas. Se admiten sobrecargas en transformadores de: 20 por 100 invierno (noviembre a marzo, ambos inclusive). 10 por 100 verano (junio, julio y agosto) 15 por 100 en los restantes meses Tensiones comprendidas entre: Nivel de 400 kV: 375-435 kV. Nivel de 220 kV: 200-245 kV. No situación de riesgo de colapso de tensión.

P.O.-1.2

Establecimiento de los niveles admisibles de carga en la red gestionada por el operador del sistema

1. *Objeto.*—El objeto de este procedimiento es establecer los criterios para determinar los niveles admisibles de carga en las líneas y transformadores de la red gestionada por el operador del sistema en régimen normal de funcionamiento del sistema.

2. *Ámbito de aplicación.*—Este procedimiento es de aplicación a todas las líneas y transformadores de la red gestionada por el operador del sistema. Aplica también al operador del sistema y a las empresas propietarias de dichas instalaciones.

3. *Definiciones.*—Capacidad o límite térmico estacional: Es la máxima capacidad de transporte de las líneas y transformadores en régimen permanente, asociada a un período temporal determinado.

4. *Procedimiento.*—Las empresas propietarias de las instalaciones de transporte determinarán la capacidad de las líneas y transformadores de su propiedad, utilizando para ello la metodología que se apruebe y que será publicada por el operador del sistema.

La capacidad de transporte de las líneas se derivará de la observancia del Reglamento Técnico para Líneas Aéreas de Alta Tensión, para garantizar la seguridad de las personas e instalaciones.

Las características que determinan la capacidad de transporte de una línea son: La capacidad de disipación térmica de los conductores y la capacidad de disipación térmica de la aparamenta asociada en las subestaciones, tomándose el valor que resulte más restrictivo.

La capacidad de los transformadores será la especificada para las diferentes condiciones de carga y características específicas de cada transformador.

Se establecerán cuatro límites térmicos estacionales para definir la capacidad de transporte, que corresponden a los siguientes períodos:

Límite térmico estacional	Período
Primavera	abril-mayo.
Verano	junio-julio-agosto.
Otoño	septiembre-octubre.
Invierno	noviembre a marzo.

En el caso de aquellas instalaciones que estén dotadas de medios de monitorización para determinar su capacidad térmica en tiempo real, se podrán tener en cuenta estos datos en los análisis de seguridad del sistema.

4.1 Metodología de cálculo.—Los modelos de cálculo que se utilicen para la determinación de las capacidades de transporte y transformación contemplarán, como mínimo, los siguientes aspectos:

Modelo térmico para la aparamenta.—Tendrá en cuenta las ecuaciones que rigen el comportamiento térmico de la aparamenta, los datos estadísticos históricos de temperaturas y la temperatura máxima de diseño de la aparamenta.

Modelo térmico para los conductores.—Tendrá en cuenta las ecuaciones que rigen el comportamiento térmico del conductor, los datos estadísticos históricos de temperaturas, la temperatura máxima de diseño del conductor y la radiación solar media del mes. Se considerará una velocidad del viento de 0,6 m/s.

Como resultado del proceso, se obtendrán los límites térmicos estacionales y los límites de transporte en situaciones especiales de explotación de duración inferior a veinte minutos.

Modelo térmico para los transformadores.—Los límites térmicos estacionales serán los que se deducen de la norma UNE-20-110-75 «Guía de carga para transformadores en aceite», que toma en consideración las condiciones ambientales y las sobrecargas admisibles en régimen permanente y transitorio.

Como resultado de la aplicación de la hipótesis de pérdida de vida estable, se obtendrán los límites térmicos estacionales y la capacidad máxima de transformación en situaciones especiales de explotación de duración inferior a una hora.

4.2 Periodicidad del cálculo de los niveles admisibles de carga.—Las actualizaciones de las capacidades térmicas de las instalaciones de transporte se realizarán siempre que exista alguna variación de las características de los equipos y serán comunicadas al operador del sistema con la antelación suficiente sobre la fecha prevista de implantación.

En todo caso, las empresas propietarias de las instalaciones de la red de transporte realizarán, al menos, una actualización semestral de sus instalaciones, comunicando tal revisión al operador del sistema antes del 1 de enero y del 1 de julio de cada año.

P.O.-1.3

Establecimiento de las tensiones admisibles en los nudos de la red gestionada por el operador del sistema

1. Objeto.—El objeto de este procedimiento es definir los criterios que se emplearán para la determinación de los márgenes admisibles de las tensiones de ope-

ración de los nudos de la red gestionada por el operador del sistema en régimen normal de funcionamiento del mismo.

2. Ámbito de aplicación.—Este procedimiento es de aplicación a todas las instalaciones de la red gestionada por el operador del sistema (RG) y a las instalaciones conectadas a ella, y afecta al operador del sistema y a los siguientes agentes:

El operador del sistema.

Las empresas propietarias de las instalaciones conectadas a la RG.

Los distribuidores y consumidores cualificados conectados a la RG.

Los productores conectados a la RG.

3. Procedimiento.

3.1 Márgenes admisibles de tensión de servicio.—Las empresas propietarias de las instalaciones de la RG facilitarán al operador del sistema la información relativa a las tensiones máximas que pueden admitir los equipos de su propiedad, en régimen permanente y en período transitorio de duración inferior a veinte minutos.

El operador del sistema elaborará, con la participación de los agentes y antes del 31 de diciembre de 1998, una relación de los márgenes de tensión de servicio admisibles en cada uno de los nudos de la red de transporte, teniendo en cuenta los datos anteriores, las tensiones admisibles en los nudos frontera de la RG con las redes de distribución, con consumidores cualificados conectados directamente en dichos nudos frontera (P.O.—1.4) y con las unidades de producción.

Con objeto de que el operador del sistema pueda mantener actualizada la relación de márgenes de tensión en los nudos de la RG, las empresas propietarias de las instalaciones de esta red se responsabilizarán de informar al operador del sistema de todas las modificaciones que afecten, en cada instalación, a las tensiones máximas admisibles de los equipos de su propiedad.

3.2 Procedimiento de control de tensión.—El operador del sistema establecerá, antes del 31 de diciembre de 1998, los procedimientos de control de tensión en los nudos de la RG que garanticen los niveles de seguridad establecidos para la operación y que tengan, a la vez, como objetivo, la minimización de las pérdidas de transporte. Estos procedimientos serán revisados anualmente.

Los citados procedimientos se aplicarán a las diferentes zonas eléctricas del sistema en un conjunto de escenarios representativos de las diferentes condiciones de explotación posibles y permitirán fijar los valores consigna de la tensión a mantener en cada uno de los nudos de la red de transporte con capacidad directa de gestión de la energía reactiva, asegurando, simultáneamente, el respeto de las tensiones máximas admisibles por los equipos y las condiciones de entrega de energía y de acceso a la red acordadas en los nudos frontera de la red de transporte.

Los procedimientos de control de las tensiones fijarán también un intervalo de variación admisible alrededor de los valores consigna.

Los citados procedimientos establecerán la metodología que deberá seguir el operador del sistema para mantener los perfiles de tensión fijados como objetivo, dando las instrucciones oportunas a las empresas propietarias de las instalaciones de transporte, los productores y los gestores de la red de distribución.

El operador del sistema deberá establecer también los procedimientos para el control de la tensión en los nudos frontera con los sistemas eléctricos externos interconectados, que se prepararán e implantarán de forma coordinada con los operadores de estos sistemas externos.

P.O.-1.4

Condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el operador del sistema

1. *Objeto.*—El objeto de este procedimiento es establecer las condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de conexión de la red gestionada por el operador del sistema con los agentes conectados a ella, de manera que se garantice la calidad del servicio en dichos puntos frontera.

En el presente procedimiento se dan los criterios generales que serán desarrollados en la reglamentación de calidad de servicio que se establezca. Para todos los aspectos no incluidos aquí, se deberá acudir a dicha reglamentación.

2. *Ámbito de aplicación.*—Este procedimiento es de aplicación a todas las instalaciones de la red gestionada por el operador del sistema (RG). Aplica también al operador del sistema y a las empresas propietarias de estas instalaciones.

3. *Condiciones técnicas de entrega de la energía.*—Las compañías propietarias de las instalaciones de la RG son responsables de operar sus instalaciones siguiendo las instrucciones recibidas del operador del sistema, de forma que se garanticen las condiciones de entrega de energía establecidas en el presente procedimiento.

3.1 *Variaciones de frecuencia.*—La frecuencia nominal del sistema español es de 50 Hz. Se consideran variaciones normales de la frecuencia aquellas comprendidas entre 49,85 y 50,15 Hz.

En caso de funcionamiento en isla de una parte del sistema español y, por tanto, no conectado al sistema europeo, se procurará mantener la frecuencia dentro de esta banda.

3.2 *Tensiones en los nudos.*—En condiciones normales de operación, la tensión en el nivel de 400 kV en los puntos frontera estará comprendida entre 390 y 420 kV. En el nivel de 220 kV la tensión estará comprendida entre 205 y 245 kV.

Eventualmente, podrán presentarse valores máximos de hasta 435 kV y mínimos de hasta 375 kV en el nivel de 400 kV.

En el nivel de 220 kV, las tensiones podrán bajar, eventualmente, hasta 200 kV.

Cualquier instalación directamente conectada a la red de transporte debe ser capaz de soportar sin daño ni desconexión los valores antes señalados.

3.3 *Interrupciones del suministro.*—Las interrupciones accidentales tienen en general como origen causas externas o sucesos que no pueden ser previstos por el operador del sistema.

El número máximo anual de interrupciones, así como su duración, deberán ajustarse a los valores que se fijen en la normativa de calidad de servicio del Ministerio de Industria y Energía.

3.4 *Huecos de tensión.*—Según se define en la norma EN 50160: 1994, de aplicación a redes de hasta 35 kV, «hueco de la tensión de alimentación» es la «disminución brusca de la tensión de alimentación a un valor situado entre el 90 y el 1 por 100 de la tensión declarada U_c , seguida del restablecimiento de la tensión después de un corto lapso de tiempo. Por convenio, un

hueco de tensión dura de 10 a un minuto. La profundidad de un hueco de tensión es definida como la diferencia entre la tensión eficaz durante el hueco de tensión y la tensión declarada. Las variaciones de tensión que no reducen la tensión de alimentación a un valor inferior al 90 por 100 de la tensión declarada no son consideradas como huecos de tensión».

La frecuencia anual de los huecos de tensión deberá encontrarse dentro de los valores que se fijen en la normativa de calidad de servicio del Ministerio de Industria y Energía.

3.5 *Potencia de cortocircuito.*—El valor de potencia de cortocircuito afecta a la estabilidad de la onda de tensión y por tanto a la fluctuación de la tensión y a la severidad del parpadeo de la onda (flicker).

El operador del sistema suministrará a los usuarios de la RG los rangos previsibles de variación de la potencia de cortocircuito en los puntos de conexión con dicha red.

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 de regulación necesarios que permitan al operador del sistema (OS) hacer frente a los desequilibrios entre la generación y el consumo.

2. *Ámbito de aplicación.*—El presente procedimiento aplica al OS.

3. *Definiciones.*—Reserva de regulación primaria: Se define la banda de regulación primaria del sistema como el margen de potencia en el que el conjunto de los reguladores de velocidad pueden actuar de forma automática y en los dos sentidos, como consecuencia de un desvío de frecuencia.

Reserva de regulación secundaria: Se define la banda de regulación secundaria del sistema como el margen de variación de la potencia en que el regulador secundario 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 los grupos sometidos a este tipo de regulación.

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

Reserva de regulación terciaria: Está constituida por la variación máxima de potencia a subir o a bajar de los grupos del sistema que puede ser movilizada en un tiempo inferior a quince minutos 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 la actuación se establecen tres niveles de reserva:

Reserva de regulación primaria: El OS determinará antes del 31 de octubre de cada año los requerimientos de regulación primaria para el sistema eléctrico.

La regulación primaria de los grupos generadores deberá permitir un estatismo en sus reguladores de manera que puedan variar su carga en un 1,5 por 100 de la potencia nominal.

De acuerdo con las Recomendaciones de la UCPT, como integrantes del sistema europeo, para desvíos de frecuencia inferiores a 100 mHz el desequilibrio de potencia del sistema deberá estar corregido en un tiempo inferior a 15 segundos, mientras que para desvíos de frecuencia de hasta 200 mHz el tiempo de respuesta variará linealmente entre quince y treinta segundos.

Reserva de regulación secundaria: La reserva que debe mantenerse en regulación secundaria será determinada por el OS para cada período de programación, en función de la indeterminación estadística en la evolución temporal previsible de la demanda y del fallo probable esperado, según la potencia y los equipos generadores acoplados. Además, se tendrá en cuenta la magnitud de los escalones horarios de potencia inherentes a la programación de las unidades de producción.

En cualquier caso, podrá ser utilizada como referencia la recomendación UCPTTE que aconseja que en los períodos horarios de variación rápida de carga el valor de la reserva a subir sea del orden de:

$$6 \sqrt{P_{\max}}$$

siendo:

P_{\max} = Carga máxima prevista en el sistema, en MW, para el período considerado.

El resto del día, la reserva debe ser del orden de la mitad del valor antes citado.

La reserva secundaria a bajar se establecerá, en función de las condiciones de operación, entre el 50 y el 100 por 100 de la reserva a subir.

Reserva de regulación terciaria: La reserva mínima necesaria de regulación terciaria en cada período de programación será, como referencia, igual a la potencia del mayor grupo de generación acoplado mayorada en un 2 por 100 de la demanda prevista en cada hora.

P.O.-1.6

Establecimiento de los planes de seguridad, para la operación del sistema

1. *Objeto.*—El objeto de este procedimiento es definir los planes que se deben establecer para garantizar el funcionamiento seguro y fiable del sistema y para llevar a cabo la reposición del servicio tras incidentes severos.

2. *Ámbito de aplicación.*—Este procedimiento aplica a:

El operador del sistema (OS).

Las empresas propietarias de instalaciones de la red gestionada por el OS (RG).

Los distribuidores y consumidores cualificados conectados a la RG.

Las empresas propietarias de grupos generadores conectados a la RG.

3. *Establecimiento de los planes de seguridad.*—El OS deberá establecer, con la colaboración de los propietarios de las instalaciones afectadas, los planes de actuación que permitan hacer frente, de forma sistemática y coherente, a las diferentes situaciones que pueden presentarse en la operación del sistema.

Los planes de actuación, en función del objetivo perseguido, se clasifican en: Planes de salvaguarda, planes de emergencia y planes de reposición del servicio.

3.1 Planes de Salvaguarda.—El OS establecerá planes de salvaguarda en todos aquellos casos en los que sea necesario para prevenir el desencadenamiento de incidentes que puedan tener una repercusión notable en el suministro o sobre los grupos generadores.

La necesidad de establecer planes de salvaguarda se basará en el análisis de las contingencias contempladas en los criterios de seguridad de la operación del sistema (P.O.1.1) y en la valoración de las repercusiones que podrían tener sobre el sistema.

En estos planes de salvaguarda se identificarán las acciones correctivas poscontingencia que deberían tomar los operadores para devolver el sistema a la condición de funcionamiento normal. Establecerán también las acciones preventivas que será necesario adoptar a priori, en los casos en los que las repercusiones puedan ser graves para el sistema y las posibles acciones correctivas poscontingencia no puedan hacerse efectivas en un tiempo razonablemente corto (caso de requerirse, por ejemplo, la conexión de un nuevo grupo térmico en la zona).

3.2 Planes de emergencia.—El objetivo de los planes de emergencia, es minimizar el alcance y la extensión de los incidentes, una vez que se han producido éstos.

El OS establecerá los correspondientes planes de emergencia que podrán incluir tanto la actuación de automatismos como la adopción de medidas específicas de operación.

Entre los primeros se pueden destacar los siguientes:

Planes de teledisparo de grupos térmicos: El OS establecerá planes para el teledisparo de grupos térmicos en aquellas zonas excedentarias de potencia en las que determinadas contingencias que afecten a ejes de interconexión con otras áreas, puedan provocar sobrecargas importantes en los restantes ejes de interconexión, o la pérdida de estabilidad de los grupos de dicha zona.

La decisión última con relación a la instalación del teledisparo de grupos térmicos queda en manos de los propietarios de estas instalaciones. En cualquier caso, tanto los costes derivados de la instalación del teledisparo como, en su caso, las posibles implicaciones que sobre el funcionamiento del grupo tuviera su no instalación, serán asumidos por los propietarios de estos grupos térmicos.

Planes de deslastre de cargas por mínima frecuencia: El OS establecerá los planes de deslastre de cargas necesarios para los casos en los que, por una incidencia muy severa, el equilibrio entre la generación y la demanda del sistema no pueda ser restablecido mediante las acciones de control previstas.

Estos planes se basarán en la actuación de un sistema automático de deslastre de cargas por mínima frecuencia, para conseguir una desconexión controlada de dichas cargas.

Los planes de deslastre de cargas establecerán un deslastre escalonado, desconectando en primer lugar los grupos de bombeo, y deslastrando, a valores inferiores de frecuencia, conjuntos de cargas preseleccionadas no críticas.

Esta desconexión se realizará de acuerdo con los siguientes escalones, representados por el valor de frecuencia en el que se produce y el porcentaje de carga deslastrada:

49,5 Hz: 50 por 100 de los grupos de bombeo de cada emplazamiento.

49,3 Hz: 50 por 100 restante de los grupos de bombeo de cada emplazamiento.

49 Hz: 15 por 100 de la carga total real del sistema.

48,7 Hz: 15 por 100 de la carga total real del sistema.

48,4 Hz: 10 por 100 de la carga total real del sistema.

48,0 Hz: 10 por 100 de la carga total real del sistema.

Las protecciones de mínima frecuencia de los grupos generadores deberán estar coordinadas con el sistema de deslastre de cargas por frecuencia, por lo que éstos sólo podrán desacoplarse de la red si la frecuencia cae por debajo de 48 Hz, temporizado con tres segundos, como mínimo.

Análogamente, el OS establecerá medidas específicas de operación con el objetivo de minimizar el alcance

y la extensión de los incidentes. Entre estas medidas cabe destacar las siguientes:

- Redespachos de generación.
- Aplicación del Sistema de Interrumpibilidad.
- Modificación o anulación de los programas de intercambios internacionales.

3.3 Planes de reposición del servicio.—Los planes de reposición tienen como objetivo devolver el sistema eléctrico al estado normal de operación tras incidentes severos que hayan provocado cortes de mercado.

Estos planes sistematizarán las actuaciones que deberán realizar los diferentes centros de control y el personal de operación local en las subestaciones en el caso de un incidente generalizado.

El OS desarrollará y mantendrá actualizados los planes de reposición zonales del sistema eléctrico, que deberán ser conocidos y aplicados, en su caso, por los operadores de los centros de control implicados. Asimismo, el OS será responsable de la coordinación de los simulacros de reposición del servicio que tengan lugar.

En el caso de producirse un incidente zonal o nacional, los centros de control de los diferentes productores, distribuidores y transportistas procederán a efectuar la reposición rápida del servicio, conforme a las indicaciones establecidas en los planes de reposición correspondientes y bajo la coordinación del OS.

P.O.-2.5

Planes de mantenimiento de las unidades de producción

1. Objeto.—Determinar los procedimientos para que el operador del sistema (OS) disponga permanentemente de la información actualizada, necesaria para elaborar la previsión de indisponibilidades de las unidades de producción, bien por mantenimiento anual, bien por otras razones conocidas con antelación suficiente, así como su actualización periódica con horizonte anual móvil.

2. Ámbito de aplicación.—Este procedimiento aplica al OS, a los agentes titulares de unidades de producción sometidas al sistema de ofertas, incluidas las de régimen especial, y a las sujetas a contratos bilaterales físicos que les eximan de la obligación de ofertar.

3. Contenido.—Los trabajos de mantenimiento, así como cualesquiera otras causas previstas que puedan afectar a la disponibilidad total o parcial de las unidades de producción, deberán ser anunciadas con la mayor antelación posible al OS, de modo que permitan a éste, tanto su consideración en las previsiones de cobertura y en el control del nivel de garantía de suministro de electricidad a corto y medio plazo, como facilitar dicha información al operador de mercado (OM) en tiempo y forma útiles.

Antes del día 15 de cada mes, las empresas titulares de unidades de producción incluidas en el ámbito de aplicación de este procedimiento comunicarán al OS sus mejores previsiones sobre cambios de disponibilidad de sus unidades de producción, bien sea por alteración de los planes de mantenimiento vigentes bien por averías o cualquier otra causa previsible que conlleve un programa de actuaciones. El horizonte contemplado será de un año móvil.

La información tendrá como mínimo el siguiente contenido:

Identificación de la central y/o grupo afectado por la indisponibilidad o, en su caso, fracción de potencia total afectada de indisponibilidad.

Alcance de los trabajos de mantenimiento o naturaleza de la indisponibilidad, en su caso.

Fechas de comienzo y fin (o duración) de las operaciones de mantenimiento o de resolución de la indisponibilidad.

Potencia que queda indisponible.

4. Información distribuida por el operador del sistema.—Con la información facilitada, el primer día hábil de cada mes el OS actualizará los planes de indisponibilidades previstas del equipo nuclear y térmico, hidráulico convencional y de bombeo, con horizonte anual, manteniendo las fechas comunicadas por los agentes y transmitiendo dicho plan al MINER, a la CNSE, al OM y a los propios agentes.

La información elaborada por el OS contendrá, además de las fechas y duración de los trabajos previstos, una estadística de la potencia disponible en las diferentes unidades de producción para el horizonte contemplado y con desglose semanal.

5. Compromiso de los plazos anunciados.—Con carácter general, todos los trabajos de mantenimiento de centrales que supongan una indisponibilidad de potencia igual o superior a 100 MW y cuyo comienzo esté previsto en los dos meses siguientes a la fecha de publicación del plan por el OS, según se especifica en el número anterior, se considerarán firmes y cualquier modificación de fechas deberá ser notificada al OS para que éste la tenga en cuenta a efectos de seguridad y garantía de suministro y de planificación de trabajos del resto de elementos del sistema que puedan verse afectados por el cambio y, en su caso, autorice la modificación propuesta.

En cualquier caso, las empresas titulares de unidades de producción bajo el ámbito de aplicación de este procedimiento deberán comunicar al OS cualquier modificación que surja respecto al plan vigente en cada momento, cualquiera que fuere su naturaleza, según el procedimiento descrito.

P.O.-3.1

Programación de la generación

1. Objeto.—El objeto de este procedimiento es establecer el proceso de programación diaria de la generación a partir de la casación resultante de los mercados diario e intradiario de producción y consumo, de forma que se garantice la cobertura de la demanda y la seguridad del sistema.

La programación incluye los siguientes procesos sucesivos:

El programa diario base (PBC) suministrado por el operador del mercado.

El programa diario viable provisional (PVP).

El programa diario viable definitivo (PVD).

Los programas horarios finales resultantes de las sesiones del mercado intradiario (PHF).

Los programas horarios operativos, establecidos en cada hora hasta el final del horizonte de programación (PHO).

2. Ámbito de aplicación.—Este procedimiento aplica al operador del sistema (OS), a los agentes del mercado (AM) y al operador del mercado (OM).

3. Definiciones.

Programa diario base (PBC).—Es el programa de generación y demanda diario, con desglose horario, realizado por el operador del mercado en base a la casación de ofertas de generación y demanda recibidas de los agentes del mercado. Este programa incluye, igualmente, de forma individualizada, la energía programada exceptua-

da de la obligación de presentar ofertas al mercado diario.

Programa diario viable provisional (PVP).—Es el programa diario, con desglose horario, que incorpora las modificaciones introducidas en el PBC para resolver las restricciones técnicas.

Programa diario viable definitivo (PVD).—Es el programa diario, con desglose horario, en el que se han incluido las asignaciones efectuadas de reserva de regulación secundaria.

Programa horario final (PHF).—Es la programación establecida por el OM a partir de la casación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica formalizadas para cada período de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación de los sucesivos mercados intradiarios.

Programa horario operativo (PHO).—Es el programa operativo que el OS establece en cada hora hasta el final del horizonte de programación y que se publica quince minutos antes de cada cambio de hora.

Restricción técnica.—Es cualquier limitación derivada de la situación de la red de transporte o del sistema para que el suministro de energía eléctrica pueda realizarse en las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad definidas en el procedimiento de operación P.O.-1.1. Adicionalmente, pueden producirse restricciones debidas a:

Insuficiente reserva de regulación secundaria y terciaria.

Insuficiente reserva de capacidad para el control de las tensiones.

Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.

Para la resolución de estos tipos de restricciones se aplicarán los mecanismos establecidos en los servicios complementarios correspondientes (P.O.-7.2, P.O.-7.3, P.O.-7.4 y P.O.-7.5).

Desvíos generación-consumo: Son los desvíos originados por las modificaciones del programa de generación por indisponibilidad total o parcial de uno o varios generadores, variaciones en la previsión de la demanda de los agentes compradores de energía, o por una nueva previsión de la demanda realizada por el OS y que difiera de la demanda total casada resultante de la anterior sesión del MI.

4. Programación previa.

4.1 Programa diario base (PBC): El OM enviará al OS, antes de las once horas de cada día, el PBC correspondiente al día siguiente.

Antes de las doce horas, o en caso de retraso en la publicación del PBC en el plazo máximo de una hora desde su publicación, los agentes responsables de cada unidad de producción incluida en el PBC deberán comunicar al OM y al OS el reparto físico asignado a las diferentes unidades que integran cada unidad de producción, con objeto de poder analizar el nivel de seguridad del sistema a lo largo del horizonte de programación y detectar las posibles restricciones que pudieran surgir de la aplicación del PBC.

4.2 Programa diario viable provisional (PVP): El OS, teniendo en cuenta la disponibilidad prevista de las instalaciones de la red, realizará un análisis de seguridad para detectar las posibles restricciones técnicas y sus posibles soluciones, seleccionando aquellas que impliquen un menor sobrecoste de generación para el sistema, utilizando para ello el procedimiento de operación P.O.-3.2.

Con la solución seleccionada, confeccionará el PVP correspondiente y lo comunicará al OM y a los AM antes de las catorce horas.

4.3 Programa diario viable definitivo (PVD): El OS publicará, antes de las catorce horas, las reservas necesarias de regulación secundaria y terciaria para cada período horario del día siguiente, abriendo el proceso de envío de ofertas para la prestación del servicio complementario de regulación secundaria, cerrándose dicho proceso a las quince treinta horas.

Con las ofertas de reserva secundaria recibidas, asignará el servicio complementario de regulación secundaria con criterios de mínimo coste, siguiendo el proceso descrito en el procedimiento P.O.-7.2.

A las dieciséis horas el OS publicará el programa resultante (PVD), abriéndose el plazo de envío de ofertas de los AM para la primera sesión del MI.

5. Mercado intradiario (MI).—El OM convocará varias sesiones del MI a lo largo del horizonte de programación para ajustes de la generación y de la demanda, según se contempla en las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica.

Como resultado de la programación establecida por el OM a partir de la casación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica formalizadas para cada período de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación de los sucesivos mercados intradiarios se obtendrá el programa horario final (PHF).

6. Ofertas de regulación terciaria.—Antes de las veintidós horas, los AM presentarán las ofertas de regulación terciaria para todo el horizonte de programación del día siguiente, siendo obligatorio que los AM oferten toda su reserva disponible. Estas ofertas deberán ser actualizadas de forma continua por los AM siempre que se produzcan modificaciones en la programación o disponibilidad de sus unidades de producción.

7. Programación en tiempo real.

7.1 Programas horarios operativos (PHO): Los PHO son los programas horarios que resultan de la agregación de todas las asignaciones efectuadas en firme hasta el momento de su publicación.

Cada uno de los PHO se publicará con una anticipación mínima de quince minutos sobre el cambio de hora.

7.2 Actuaciones inmediatas ante desequilibrios en tiempo real: En el momento en que aparezca una incidencia con desequilibrio entre la generación y el consumo, se producirá, de forma automática, la actuación inmediata de la regulación primaria y secundaria para corregir el desequilibrio, con la consiguiente pérdida de reserva de regulación.

Cuando la reserva secundaria se reduzca por debajo de un valor mínimo de seguridad, el OS requerirá la utilización de reserva terciaria para regenerar la reserva secundaria, utilizando para ello el procedimiento P.O.-7.3.

7.3. Modificaciones de los PHO: La modificación de un PHO respecto del anterior puede venir motivada por:

Asignaciones de producción y consumo efectuadas en las sesiones del MI o por gestión de desvíos.

Indisponibilidades sobrevenidas de las unidades de producción en el período que media entre la publicación de dos PHO consecutivos.

Previsiones de la evolución de la demanda hasta la siguiente sesión del MI comunicadas por los agentes o realizadas por el OS que difieran de la demanda total casada resultante de la anterior sesión del MI.

Solución de situaciones de alerta por restricciones en tiempo real.

Comunicación fehaciente de la empresa propietaria de imposibilidad técnica de cumplir el programa, vertidos ciertos, etc.

7.4 Gestión de desvíos entre sesiones del MI y solución de restricciones detectadas en tiempo real: Los desvíos que aparezcan por indisponibilidades de equipos de generación o por modificaciones en la previsión de la demanda se resolverán conforme al procedimiento descrito en el P.O.-3.3, hasta la hora de entrada en vigor de la siguiente sesión del MI.

Igualmente, la modificación de la programación para la solución de las restricciones se efectuará conforme al procedimiento P.O.-3.2.

P.O.-3.2

Solución de restricciones técnicas

1. *Objeto.*—El objeto de este procedimiento es establecer el proceso para la solución de las restricciones técnicas correspondientes a los programas resultantes de los mercados de producción, así como las que puedan aparecer en tiempo real.

2. *Ámbito de aplicación.*—Este procedimiento aplica al operador del sistema (OS), al operador del mercado (OM) y a los agentes del mercado (AM).

3. *Solución de restricciones técnicas en el programa diario base.*

3.1 Desagregación de las unidades de producción: Una vez publicado el PBC, los AM responsables de cada unidad de producción incluida en el PBC, enviarán al OM y al OS el reparto físico asignado a las diferentes unidades que integran cada unidad de producción y unidad de bombeo.

Estos ficheros de desagregación deberán ser recibidos por el OS antes de las doce horas. En caso de retrasarse la publicación del PBC, dicha desagregación deberá ser recibida en el plazo máximo de una hora desde la publicación.

3.2 Identificación de las restricciones técnicas: Los análisis de seguridad para la identificación de las restricciones técnicas tendrán en cuenta la demanda prevista y la producción y los intercambios internacionales incluidos en el programa diario base.

Las instalaciones de la red de transporte se considerarán de acuerdo con la situación prevista para el día siguiente, teniendo en cuenta los descargos autorizados y las indisponibilidades por averías existentes. Asimismo, se considerarán las indisponibilidades previstas de las unidades de producción.

Sobre las bases anteriores, el OS efectuará los análisis de seguridad necesarios para todo el horizonte de programación e identificará las restricciones técnicas que afecten al PBC, de acuerdo con los criterios de seguridad, calidad y fiabilidad contenidos en el procedimiento de operación P.O.-1.1.

3.3 Solución de las restricciones: Para solventar las restricciones técnicas, el OS acordará con el OM la retirada de la casación de las ofertas de venta que sean precisas y la entrada de otras ofertas presentadas en dicha sesión, respetando el orden de precedencia económica.

Una vez identificadas las restricciones técnicas, el OS estudiará para cada conjunto de períodos horarios consecutivos con restricciones técnicas, las posibles soluciones que técnicamente las resuelvan con un margen de seguridad adecuado.

En caso de existir más de una solución técnicamente válida, el OS efectuará una evaluación económica de las diferentes soluciones y elegirá aquella que represente un menor sobrecoste, y a igualdad de sobrecoste para

varias soluciones, el OS seleccionará aquella que represente un menor movimiento de energía.

Para la determinación del coste total de cada solución se tendrá en cuenta, tanto la modificación del PBC requerida para la solución de las restricciones técnicas, como las modificaciones de producción necesarias para anular en cada hora el descuadre introducido por las asignaciones efectuadas por la propia solución de restricciones, cuando dicho descuadre requiera un aumento de producción para lograr el equilibrio generación-demanda.

Los acoplamientos de grupos y los incrementos de producción respecto al PBC que sean necesarios serán valorados en base a las ofertas no casadas presentadas al mercado diario por los AM responsables de cada unidad física.

La valoración de la producción de grupos térmicos no acoplados en el PBC se realizará añadiendo al precio de producción ofertado el sobrecoste resultante de dividir el coste de arranque entre la energía total que produciría, de acuerdo con el PVP, incluida ya la solución de restricciones propuesta.

Todas las disminuciones de producción respecto al PBC, tanto para la solución de restricciones como para la compensación de los descuadres introducidos por la solución de restricciones, serán valorados al precio marginal horario de la casación del mercado diario.

Una vez seleccionada, entre el conjunto de soluciones técnicamente válidas, aquella que representa un menor coste global, el OS, de acuerdo con el OM, asignará las modificaciones de producción correspondientes a la solución adoptada, indicando, para cada unidad de producción la etiqueta correspondiente:

GDO (Grupo de Despacho Obligatorio): Unidad de producción en la que se requiere el acoplamiento o el aumento de producción de uno o varios de los grupos generadores que la integran.

GDL (Grupo de Despacho Limitado): Unidad de producción en la que uno o varios de los grupos que la integran han de reducir su producción.

GBR (Grupo de Bajada Restringida): Unidad de producción en la que, por razones de seguridad, uno o varios de los grupos que la integran debe mantener una cierta producción mínima.

GSR (Grupo de Subida Restringida): Unidad de producción en la que, por razones de seguridad, uno o varios de los grupos que la integran no puede admitir producciones superiores a una máxima establecida.

En todos los casos en los que la solución de restricciones lleve asociado el acoplamiento, aumento o disminución de producción de unidades físicas concretas y no sea suficiente una modificación global de la unidad de producción correspondiente, el OS definirá estos requisitos de forma detallada, incorporándose esta información complementaria en el PVP.

La asignación de las etiquetas GDO, GDL, GBR o GSR impondrá restricciones a los posteriores redespachos que puedan afectar a las correspondientes unidades de producción. Así, la etiqueta GDO sólo permitirá redespachos a subir, mientras que, por el contrario, la etiqueta GDL permitirá únicamente redespachos a bajar. Las etiquetas GBR y GSR sólo permitirán redespachos que respeten los límites de potencia máxima a bajar y a subir, respectivamente, para ellos establecidos. Estas restricciones en los redespachos podrán desaparecer sólo en los casos en los que el OS elimine la presencia de la etiqueta en la unidad de producción, al haberse modificado la situación del sistema generación-transporte y no presentarse ya las condiciones que imponían la restricción.

Cuando las etiquetas GDO, GDL, GBR y GSR vayan asociadas a unidades físicas concretas y no al conjunto

de la unidad de producción, las restricciones en posteriores redespachos deberán asociarse también a estas unidades físicas y no al conjunto de la unidad de producción.

3.4 Anulación de los descuadres introducidos por la solución de restricciones: El operador del mercado, una vez recibida del operador del sistema la solución de restricciones, procederá a modificar el resultado de la casación incorporando o retirando aquellas ofertas señaladas por el operador del sistema. A continuación el operador del mercado procederá hora por hora a reajustar el resultado de la casación de forma que se respete el equilibrio generación-demanda en todas las horas, de conformidad con la información enviada por el operador del sistema.

El resultado de la retirada y/o incorporación de las ofertas sobre el programa base de funcionamiento será enviado por el operador del mercado al operador del sistema para que éste elabore el programa diario viable provisional, que, una vez incorporados los servicios complementarios, constituirá el programa viable definitivo.

4. *Solución de restricciones técnicas en el mercado intradiario.*—El OS publicará cada día, conjuntamente con el PVD, las limitaciones de oferta que se deban imponer a las unidades de producción para no modificar las condiciones previstas de seguridad del sistema. A lo largo del día, el OS podrá ir modificando las mismas o incorporando nuevas restricciones de acuerdo con la situación real del sistema en cada momento. Estas limitaciones deberán tenerse en cuenta para la aceptación de las ofertas en cada una de las sesiones del mercado intradiario (MI) y asimismo se considerarán en la casación si las limitaciones llegaran al OM con posterioridad.

Una vez publicadas las asignaciones efectuadas en una sesión del MI y recibidos los desgloses de las unidades de producción, el OS efectuará un análisis de seguridad de la programación resultante para detectar las restricciones técnicas que pudieran existir.

El operador del sistema, en caso de identificar alguna restricción que impida que el programa horario final que resultaría de la aplicación de la casación del mercado intradiario se realizase manteniendo los criterios de calidad, seguridad y fiabilidad que fuesen de aplicación, resolverá dicha restricción seleccionando la retirada del conjunto de ofertas que resuelva las restricciones, sobre la base de la precedencia económica del mercado intradiario que le comunique el operador del mercado. El resultado después de retirar el conjunto de ofertas indicado será siempre un programa en el que se verifique el equilibrio generación-demanda. El operador del sistema no considerará ninguna condición compleja de las ofertas en el proceso de resolución de restricciones técnicas.

Las modificaciones necesarias para la solución de las restricciones serán comunicadas por el OS al OM para su incorporación en el programa horario final.

5. *Solución de situaciones de alerta por restricciones en tiempo real.*—El OS analizará de forma permanente el estado de seguridad previsto del sistema a lo largo de todo el horizonte de programación y detectará las restricciones existentes en cada período horario. Para la resolución de una situación de alerta que exija la modificación de los programas de generación de una o varias unidades, el OS adoptará la solución que represente el mínimo coste, utilizando para ello las ofertas de regulación terciaria que en ese momento estén disponibles o, en su defecto, las ofertas presentadas al mercado diario.

En el caso de que utilicen ofertas de regulación terciaria para resolver la restricción, éstas no fijarán el precio

marginal de utilización de regulación terciaria en la hora correspondiente.

El OS comunicará a los AM afectados la programación realizada para resolver las restricciones, que se considerará firme. Quince minutos antes del cambio de hora, transmitirá a los AM el nuevo programa, que incluirá las modificaciones de producción asignadas a cada unidad.

6. *Mecanismos excepcionales de resolución.*—En el caso de que, por razones de urgencia, bien por falta de ofertas válidas suficientes o por indisponibilidad de los sistemas informáticos de gestión u otra causa justificada, no sea posible resolver las restricciones mediante los mecanismos previstos en este procedimiento, el OS podrá adoptar las decisiones de programación que considere más oportunas, justificando sus actuaciones a posteriori ante los agentes afectados, el OM y la CNSE, sin perjuicio de la retribución económica de las mismas que sea de aplicación en cada caso.

P.O.-3.3

Resolución de los desvíos generación-consumo

1. *Objeto.*—El objeto de este procedimiento es establecer el proceso de resolución de los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta la hora de inicio de efectividad de la siguiente sesión.

2. *Ámbito de aplicación.*—Este procedimiento aplica al OS y a los AM que hayan presentado ofertas de compra o venta de energía en el mercado diario o en las sesiones del MI.

3. *Procedimiento de resolución.*

3.1 *Definición del proceso:* Los productores comunicarán al OS, tan pronto como sea posible, las indisponibilidades o modificaciones obligadas de programa debidamente justificadas que se presenten en sus equipos de generación, explicitando su duración prevista. Los agentes compradores de energía comunicarán al OS, tan pronto como sea posible, las variaciones que prevén en su demanda hasta la hora de inicio de la siguiente sesión del MI, respecto de la demanda total casada en la anterior sesión del MI.

Por su parte, el OS efectuará periódicamente previsiones de la demanda conjunta, que tomará como dato, junto con la información comunicada por los AM, para la estimación de los desvíos previstos hasta la hora de inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión del MI.

Con cada PHO el OS publicará los desvíos previstos y solicitará ofertas, en su caso, para su resolución hasta la hora de inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión del MI.

Para hacer frente a los desvíos previstos, el OS utilizará las ofertas de incremento y reducción de la producción que presenten los productores y asignará las modificaciones de producción que correspondan a cada unidad, incorporando estas modificaciones en el siguiente PHO.

Con carácter general, solamente se resolverán mediante convocatoria de ofertas para desvíos si el desvío medio horario previsto supera 100 MW.

El ámbito temporal en el que se desarrolla la resolución de desvíos abarcará a todos los períodos horarios de programación hasta la hora de inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión del MI.

3.2 *Presentación de ofertas:* Una vez publicados los desvíos previstos, los productores podrán presentar, en el plazo de treinta minutos, ofertas para cada una de

sus unidades de producción y de bombeo disponibles. Dichas ofertas serán válidas solamente para la convocatoria efectuada, siendo anuladas cuando se haya cerrado el proceso de asignación correspondiente.

Las ofertas contendrán la siguiente información:

- Energía a subir por hora (MWh).
- Precio de la energía ofertada a subir por hora (pesetas/kWh).
- Energía a bajar por hora (MWh).
- Precio de recompra de la energía ofertada a bajar por hora (pesetas/kWh).
- Energía mínima por hora (MWh) en la oferta a subir.
- Energía mínima por hora (MWh) en la oferta a bajar.
- Energía total máxima para toda la oferta a subir (MWh).
- Energía total máxima para toda la oferta a bajar (MWh).
- Coste de arranque para toda la oferta (Mpesetas).
- Variación máxima de energía asignada a subir (MWh/h).
- Variación máxima de energía asignada a bajar (MWh/h).
- Tipo de oferta (generación o consumo en bombeo).

3.3 Asignación de ofertas: El OS analizará las ofertas recibidas y en caso de detectar alguna incompatibilidad con los programas asignados en procesos anteriores la oferta será rechazada. Asimismo, en caso de que la asignación de una oferta originase una restricción en el sistema, ésta sería rechazada.

El OS asignará aquellas ofertas que, en conjunto, representen un menor sobrecoste total para la resolución del desvío.

El mecanismo de comparación de las ofertas y su asignación a los agentes se especifica en el anexo.

3.4 Comunicación de las ofertas asignadas a los agentes: El OS comunicará a los productores afectados las asignaciones realizadas para resolver los desvíos, que se considerarán firmes. Quince minutos antes del cambio de hora, transmitirá a los productores el nuevo programa, que incluirá la producción adicional que deberá incorporarse o reducirse en la programación de cada unidad.

3.5 Valoración: La valoración de las modificaciones programadas para la resolución de los desvíos corresponderá al precio marginal de las ofertas utilizadas en cada período horario, calculado de acuerdo con el mecanismo especificado en el anexo.

4. *Mecanismos excepcionales de resolución.*—En el caso en que, por razones de urgencia, bien por falta de ofertas válidas suficientes o por indisponibilidad de los sistemas informáticos de gestión u otra causa justificada, no sea posible resolver un desvío mediante los mecanismos previstos en este procedimiento, el OS podrá adoptar las decisiones de programación que considere más oportunas, justificando sus actuaciones a posteriori ante los agentes afectados, el OM y la CNSE, sin perjuicio de la retribución económica de las mismas que sea de aplicación en cada caso.

Anexo

Mecanismo de comparación y asignación de ofertas

1. *Resolución de desvíos.*—La selección de las ofertas y la asignación de las modificaciones de producción o consumo en bombeos para resolver los desvíos se realizarán de modo que el coste de cobertura del desvío sea mínimo y que las asignaciones correspondientes satisfagan el conjunto de requisitos técnicos y económicos explicitados en las propias ofertas.

El objetivo del algoritmo de asignación es la búsqueda del mínimo coste de resolución del desvío a precio de oferta. La función que formaliza el coste del desvío es:

$$F = \sum_t \left\{ \sum_i [E_i(t)C_i(t) + Carr_i] \right\}$$

siendo:

- F: Función de coste del desvío que se pretende minimizar.
- i: Cada una de las unidades de generación o de consumo en bombeo.
- $E_i(t)$: Energía en la hora t, producida o consumida por la unidad i de generación o consumo en bombeo, en MW (a subir/bajar).
- $C_i(t)$: Coste de la energía E_i , que se establece como:
 - Para el caso de ofertas de producción a subir o de ofertas de consumo a bajar, es el precio de la energía de la oferta correspondiente.
 - Para el caso de ofertas de producción a bajar, o de ofertas de consumo a subir, es la diferencia entre el coste marginal del mercado diario para la hora t y el precio de recompra de la energía de la oferta correspondiente de generación o de compra para consumo en bombeo.
- $Carr_i$: Coste de arranque establecido en la oferta correspondiente (en el caso de que el arranque fuera preciso) para la unidad i de generación.

La asignación para la resolución del desvío estará sujeta a las siguientes restricciones:

1. Sólo se admitirán, para cada período horario, las ofertas del mismo sentido al desvío correspondiente.
2. Ninguna asignación debe dar lugar a la aparición de problemas de seguridad en la red.
3. La suma de incrementos o reducciones de programa asignadas al conjunto de las unidades de producción o consumo en bombeo en cada hora debe ser igual al desvío para esa misma hora:

$$Edes(t) = \sum_i E_i(t)$$

siendo:

$Edes(t)$: la energía de desvío publicada para la hora t.

4. No se asignará una variación de producción o demanda con un valor absoluto inferior a un umbral especificado en cada oferta [$E_{min,i}(t)$]:

$$E_i(t) \geq E_{min,i}$$

5. En el caso de que en las ofertas se indique una variación de energía producida o consumida máxima para el horizonte de programación ($ET_{max,i}$), la energía total asignada para dichas ofertas será menor o igual al citado límite:

$$\sum_t E_i(t) \leq ET_{max,i}$$

6. Se tendrán en cuenta las rampas máximas a subir y bajar ($RS_{max,i}$, $RB_{max,i}$) declaradas en las ofertas:

$$-RB_{max,i} \leq [E_i(t) - E_i(t-1)] \leq RS_{max,i}$$

2. *Cálculo del coste marginal en cada período de programación.*—El coste marginal para los incrementos de producción que sea necesario programar para la resolución de los desvíos corresponderá al mayor de los precios de oferta de las unidades a las que se asigne dicho incremento de producción. Para tener en cuenta el coste de las unidades que deban acoplarse al sistema para participar en este proceso, se calculará el precio equivalente por kWh producido por cada una de dichas unidades como suma de su precio variable ofertado y la cantidad resultante del prorrateo de su precio de arranque entre toda la energía programada a cada unidad.

El coste marginal para las reducciones de producción (recompra de energía) corresponderá al menor de los precios de recompra ofertados para las unidades de producción a las que se asigne dicha reducción de producción o de compra para bombeo.

P.O.-3.4

Programación del mantenimiento de la red de transporte

1. *Objeto.*—Describir los flujos de información y los procesos necesarios para la elaboración de los planes de mantenimiento de las instalaciones de transporte en los horizontes anual y semanal, de manera que se asegure su compatibilidad con los planes de mantenimiento de las unidades de producción y se asegure un estado de disponibilidad de la red que garantice la seguridad del sistema.

2. *Ámbito de aplicación.*—Este procedimiento aplica al operador del sistema (OS) y a las empresas propietarias de las instalaciones de transporte.

3. *Programación de mantenimiento.*—La programación del mantenimiento comprende un plan anual, que se revisará bimestralmente, un programa semanal y una programación de ámbito temporal inferior que llega hasta el tiempo real.

3.1 Plan anual de mantenimiento: El OS elaborará el plan anual de mantenimiento de las instalaciones de la red de transporte a partir de las propuestas efectuadas por sus propietarios, quienes deberán facilitarle con anterioridad al 10 de octubre de cada año la siguiente información:

Empresa que solicita los trabajos.

Elementos afectados (línea, transformador, barra, protecciones, etc.) indicando el estado de disponibilidad prevista durante los trabajos.

Breve descripción de los trabajos a realizar.

Alcance de los trabajos.

Duración prevista.

Fecha deseada para su realización.

Margen de movilidad posible en el calendario.

Posibilidad de reposición diaria y tiempos de la misma.

Tiempo de reposición en caso de necesidad.

Cualquier otra información que se considere oportuna.

Con la información facilitada y teniendo en cuenta los programas de revisión de las unidades de producción (P.O.-2.5), el OS elaborará, antes del 15 de diciembre, el plan anual de descargos de las instalaciones, considerando el criterio de minimización del previsible impacto económico que las restricciones técnicas pudieran originar sobre el mercado de producción.

Para imponer el menor número posible de restricciones, tanto a la generación como a la operación del sistema, el OS agrupará en lo posible diferentes trabajos con descargo en una sola concesión, elegirá la mejor época y horario que haga posible la programación de

todos los trabajos propuestos y tendrá en cuenta las posibles alternativas de plazos y modalidades técnicas para su realización expresadas por las empresas propietarias de las instalaciones.

En el caso de que no sea posible programar los trabajos en la forma propuesta por las empresas propietarias de las instalaciones, el OS lo pondrá en su conocimiento con el fin de buscar una alternativa viable.

El OS comunicará el plan anual a las empresas propietarias de las instalaciones y a los gestores de las redes de distribución para que estos últimos puedan coordinar los trabajos de mantenimiento de sus instalaciones con las de transporte.

Este plan se revisará bimestralmente, para lo cual las empresas propietarias de las instalaciones deberán actualizar la información descrita anteriormente al menos veinte días laborables antes de la fecha de publicación de cada revisión, siendo éstas el primer día hábil del mes correspondiente.

Las variaciones surgidas en el desarrollo real de la operación respecto a las hipótesis que sirvieron de base para la elaboración del plan anual y que supongan modificaciones sustanciales en la hidráulica, fechas de revisión del equipo generador, indisponibilidades permanentes, etc., serán tenidas en cuenta en las sucesivas revisiones del plan anual.

3.2 Programa semanal de mantenimiento: El OS elaborará también un programa semanal de descargos con horizonte de dos semanas, que permita a los transportistas una adecuada programación de los trabajos y asegure un estado de disponibilidad adecuado de la red en cuanto a seguridad y calidad del servicio.

En este plan se gestionarán tanto los trabajos programados a nivel anual como aquellos que se soliciten por vez primera en el ámbito semanal.

Para su preparación, las empresas propietarias de las instalaciones deberán proponer al OS, antes de las doce horas del miércoles anterior a la primera semana del horizonte de programación, la misma información indicada en el apartado 3.1 para los trabajos que deban iniciarse dentro de las dos semanas siguientes. Los períodos semanales se extienden desde las cero horas del sábado hasta las veinticuatro horas del viernes siguiente.

El programa semanal de descargos contendrá los trabajos autorizados cuyo comienzo vaya a tener lugar dentro de la primera semana del horizonte estudiado. Dicho programa se publicará antes de las diecinueve horas del jueves anterior a dicha semana. El programa distinguirá los trabajos cuya autorización se considera firme de aquellos otros pendientes de autorización definitiva en la programación a corto plazo según las condiciones específicas de operación existentes en ese momento.

Circunstancias especiales:

a) Incompatibilidad de descargos simultáneos: En caso de incompatibilidad entre varios descargos, tendrán prioridad de ejecución aquellos que hayan sido programados en el plan anual en las fechas en que se solicita, con excepción de descargos cuyo origen responda a indisponibilidad sobrevenida de elementos importantes para la seguridad del sistema o cuya ejecución tenga condicionantes de rango superior a juicio del OS (seguridad de personas o instalaciones, proyectos de interés general, etc.).

b) Cambio en las condiciones previstas a largo plazo: Un cambio sustancial en las condiciones previstas de operación sobre aquellas que fueron consideradas al efectuar la planificación anual podrá ser motivo para no autorizar un descargo incluido en el plan anual, valorándose para la toma de decisión tanto el impacto técnico, económico y de fiabilidad que el aplazamiento pueda originar para el solicitante, como la estimación de

los sobrecostes que dicha decisión pueda inducir en la operación.

c) Descargos que den lugar a restricciones en el equipo generador: Aquellos descargos que se soliciten en las fechas en que fueron programados en el plan anual y cuya ejecución dé lugar, a juicio del OS, a restricciones en el equipo generador independientemente del momento en que se efectúen, serán autorizados siempre que las condiciones previstas de operación a lo largo del año en curso no pongan de manifiesto una alternativa más aconsejable, es decir, sigan en el momento de su tramitación semanal respondiendo al criterio de planificación de menor impacto económico.

Los descargos que por no haber sido programados en el plan anual se tramiten por primera vez en el plan semanal, y cuya ejecución dé lugar, a juicio del OS, a restricciones en el despacho del equipo generador y no posean reposición diaria o de emergencia en un plazo que permita su interrupción diaria, no serán autorizados, a excepción de averías de urgente reparación que puedan afectar a la seguridad del sistema.

Si las condiciones de ejecución de estos trabajos permiten la reposición, ya sea diariamente, ya en cualquier momento a petición del OS en un plazo que posibilite la interrupción de los trabajos, su autorización quedará condicionada hasta conocerse la generación acoplada en el programa base del día correspondiente al inicio de los trabajos, así como la demanda y el estado de la red. Para ello se les identificará con una nota aclaratoria que dará información sobre los requisitos exigibles. Su factibilidad se analizará diariamente, pudiendo autorizarse por corto plazo los trabajos que comiencen o se prolonguen durante el día siguiente (P.O.-3.5).

Si el descargo no se autorizase finalmente, por no cumplir las condiciones exigidas, a petición de la empresa que solicita los trabajos, y cumpliendo los plazos establecidos para su tramitación, se programarán en la siguiente revisión del plan anual, sin perjuicio de que puedan ser solicitados en semanas posteriores y, en su caso, autorizados.

3.3 Programación a corto plazo: Los descargos cuya tramitación se inicie en un plazo menor al establecido en la programación semanal descritos en el apartado anterior serán gestionados en la programación a corto plazo (P.O.-3.5).

P.O.-3.5

Programación a corto plazo de descargos en la red de transporte

1. *Objeto.*—Describir el proceso de programación de los trabajos que deben ser gestionados en un plazo inferior al semanal, así como los flujos de información asociados.

2. *Ámbito de aplicación.*—Este procedimiento aplica al operador del sistema (OS) y a las empresas propietarias de las instalaciones de transporte.

3. *Características de los trabajos gestionados a corto plazo.*—Se gestionarán dentro del ámbito temporal de corto plazo aquellos trabajos cuya tramitación se inicie desde el cierre del ámbito semanal (miércoles a las doce horas) hasta el mismo día en que se pretendan efectuar los trabajos.

Podrán ser gestionados a corto plazo los trabajos que presenten las características siguientes:

a) Trabajos urgentes que hayan surgido después de la programación semanal (indisponibilidades fortuitas en su mayoría), siempre que el hecho de posponer su tramitación hasta el siguiente ciclo semanal suponga una disminución apreciable de las condiciones de seguridad

del sistema, ponga en riesgo la seguridad de las personas o las instalaciones o cree una restricción a la generación o al transporte que, a juicio del OS, justifique que dichos trabajos deban ser emprendidos inmediatamente.

b) Trabajos tramitados a nivel semanal cuya autorización quedó condicionada al conocimiento más objetivo de los escenarios de operación en que tendrán lugar. Las condiciones de ejecución de estos trabajos deberán permitir la reposición diaria, o bien en cualquier momento a petición del OS en un plazo que posibilite la interrupción de los trabajos.

c) Trabajos en elementos que estén ya fuera de servicio por estar dentro del ámbito de un descargo previamente autorizado (descargos en curso).

4. *Flujo de información.*—Para efectuar la tramitación de trabajos descritos en el apartado a) del punto anterior, los transportistas y, en su caso, los gestores de las redes de distribución deberán facilitar al OS la siguiente información:

Causa que justifica su tramitación a corto plazo.

Empresa que solicita los trabajos.

Elementos afectados (línea, transformador, barra, protecciones, etc.), indicando el estado de disponibilidad prevista durante los trabajos.

Breve descripción de los trabajos a realizar.

Alcance de los trabajos.

Duración prevista.

Fecha deseada para su realización.

Margen de movilidad posible en el calendario.

Posibilidad de reposición diaria y tiempos de la misma.

Tiempo de reposición en caso de necesidad.

Cualquier otra información que se considere oportuna.

Para los trabajos descritos en el apartado b) no será necesario reenviar la información previamente descrita (P.O.-3.4). Sólo se establecerá comunicación en caso de existencia de algún cambio de las condiciones manifestadas.

5. *Análisis diario de seguridad.*—El OS realizará diariamente un análisis de seguridad del día siguiente sobre escenarios que reflejen el estado de la red, la demanda prevista y la generación acoplada tras conocerse el resultado de la casación. Los descargos que hayan sido autorizados previamente y deban estar en curso el día analizado, serán simulados como dato cierto. Estos escenarios servirán de base para los análisis de seguridad del sistema y, en especial, dentro del ámbito de este procedimiento, para determinar qué trabajos de los que deben ser autorizados a corto plazo son factibles. A continuación, el OS manifestará su conformidad o no a la ejecución de los mismos. Los descargos que hayan sido autorizados con anterioridad (descargos en curso) proseguirán, salvo que el OS, previa justificación, manifieste que deban ser interrumpidos.

Si la naturaleza de los trabajos (reparación de averías de carácter urgente) implicase una actuación de ámbito inferior al diario, el OS comunicará su decisión en el menor plazo de tiempo que sea posible, tras el análisis de su repercusión en la seguridad del sistema.

El OS pondrá a disposición de todos los agentes a la ocho horas, dentro de la información de libre acceso, un listado diario de los trabajos en la red de transporte que incluirá el modo de programación: Semanal o corto plazo, sus fechas de comienzo y finalización, y su origen, avería u otras causas.

P.O.-7.1**Servicio complementario de regulación primaria**

1. *Objeto.*—El objeto de este procedimiento es la determinación de las necesidades de regulación primaria del sistema eléctrico y su asignación a los generadores que presten este servicio.

2. *Ambito de aplicación.*—Este procedimiento aplica al operador del sistema (OS) y a las empresas productoras.

3. *Definiciones.*

Regulación primaria: La regulación primaria es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido aportado por los generadores acoplados, y tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre producción y consumo. Se aporta mediante la variación de potencia de los generadores de forma inmediata y autónoma por actuación de los reguladores de velocidad de las turbinas como respuesta a las variaciones de la frecuencia.

4. *Determinación del requerimiento de regulación primaria.*—El OS establecerá, antes del 31 de octubre de cada año, los requerimientos de regulación primaria para el conjunto del sistema eléctrico conforme al procedimiento P.O.-1.5.

La regulación primaria de los grupos generadores deberá permitir establecer un estatismo en su regulador de manera que puedan variar su carga en un 1,5 por 100 de la potencia nominal. La variación de potencia resultante deberá realizarse en quince segundos ante perturbaciones que provoquen desvíos de frecuencia inferiores a 100 mHz, y linealmente entre quince y treinta segundos para desvíos de frecuencia entre 100 y 200 mHz.

La insensibilidad de los reguladores de los grupos debe ser inferior a ± 10 mHz y la banda muerta voluntaria nula.

5. *Obligatoriedad de la prestación del servicio.*—Todas las unidades de producción deberán disponer de regulación primaria.

En el caso en que técnicamente no sea posible contar con el equipamiento adecuado, el servicio complementario deberá ser contratado directamente por los titulares de las instalaciones obligadas a su prestación a otros agentes que puedan prestarlo. El contrato, que tendrá carácter reglado, será comunicado al OS, que certificará el servicio efectivamente prestado en ejecución de dicho contrato y se liquidará por las partes al precio que hubieran pactado.

6. *Comunicación de datos.*—Las empresas de generación deberán declarar las características de los reguladores primarios de los generadores de su propiedad, así como el estatismo de cada grupo antes del 30 de noviembre de cada año.

7. *Control del cumplimiento de los requisitos.*—Se comprobarán las declaraciones realizadas mediante auditorías e inspecciones técnicas.

Las inspecciones de todos los equipos se realizarán a lo largo de un periodo cíclico de cinco años, seleccionando mediante un sistema aleatorio los equipos que deben ser revisados cada año.

P.O.-7.2**Servicio complementario de regulación secundaria**

1. *Objeto.*—El objeto de este procedimiento es establecer el método de asignación de la reserva de regulación secundaria del sistema eléctrico a las diferentes unidades de producción que participen en la prestación

de este servicio complementario y el control de su ejecución.

2. *Ámbito de aplicación.*—Este procedimiento aplica al operador del sistema y a las empresas productoras.

3. *Definiciones.*

Zona de regulación: Agrupación de unidades de producción que tiene capacidad de regular bajo un sistema de control automático de generación.

4. *Agentes con capacidad de ofertar.*—Podrán ofertar este servicio complementario aquellos agentes que obtengan la correspondiente habilitación del OS, quien la otorgará a todas las instalaciones que acrediten su capacidad técnica y operativa para prestar este servicio en las condiciones requeridas. El OS mantendrá actualizada y publicará anualmente, antes del 30 de noviembre, la lista de generadores habilitados y la zona de regulación a la que pertenecen.

El OS podrá retirar la habilitación cuando detecte una falta de capacidad técnica para la prestación del servicio, de acuerdo con las condiciones exigidas para su habilitación, o bien cuando la calidad del servicio prestado no cumpla los requisitos exigidos.

5. *Determinación de la reserva global necesaria.*—El OS establecerá y comunicará cada día a las empresas generadoras la reserva necesaria de regulación secundaria en el sistema para cada período de programación del día siguiente, estableciendo la relación de reserva a subir y bajar requerida para las zonas de regulación, y el valor máximo y mínimo de la banda de regulación admisible en cada oferta. Para ello se seguirán los criterios establecidos en el procedimiento P.O.-1.5.

6. *Presentación de las ofertas.*—Los generadores ofertarán, para cada unidad de producción, una banda de regulación, en MW, con su precio correspondiente para cada una de las horas del día siguiente en pesetas/kW.

Las ofertas deberán contener la siguiente información:

Oferta de reserva a subir RNS_{subir} (MW).

Oferta de reserva a bajar RNS_{bajar} (MW).

Precio de la banda de regulación PS_{banda} (pesetas/kW).

Variación de energía necesaria respecto del programa existente, VEP (+/- MWh).

Código de indivisibilidad de la oferta.

Las empresas productoras podrán realizar diferentes ofertas de regulación para la misma unidad de producción, pudiendo ser sólo una de ellas indivisible. Estas ofertas podrán ser aceptadas de forma independiente, siendo el resultado de la asignación a cada unidad de producción el conjunto de todas las ofertas aceptadas para ella.

La relación entre la reserva a subir y bajar de una oferta podrá ser distinta de la establecida para el conjunto del sistema.

7. *Asignación de la reserva de regulación.*—El OS asignará aquellas ofertas que, en conjunto, representen un menor sobre coste total.

Para la asignación se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

Cada zona de regulación deberá cumplir la relación establecida entre la reserva a subir y bajar para el conjunto del sistema.

Para la valoración de una oferta se tendrá en cuenta el coste de la banda.

En el caso de igualdad del coste de varias ofertas, se realizará un reparto proporcional de la reserva asignada, en función de la banda ofertada.

Si la asignación de una oferta de regulación secundaria con su redespacho asociado, en su caso, crease una restricción al sistema, no se considerará en el proceso de asignación.

La suma de las bandas asignadas deberá estar comprendida en un intervalo de ± 10 por 100 en torno a la banda de regulación requerida.

En el anexo 1 se detalla la formulación del algoritmo de asignación.

La asignación a cada zona de regulación será la suma de las asignaciones realizadas a las unidades de producción de la correspondiente zona.

La asignación realizada por el OS será considerada firme, adquiriendo la unidad de producción la obligación de cumplir con la banda asignada.

Si para obtener la banda asignada se requiere un redespacho de una unidad de producción sobre la producción asignada en el PVP, el AM responsable de la unidad de producción podrá acudir al MI para obtener el redespacho necesario.

En caso de que no haya podido obtenerlo habiendo participado en el MI como tomador de precio, el AM lo comunicará al OS, indicando asimismo el redespacho necesario. En este caso, el OS modificará el programa del AM según las necesidades del redespacho y resolverá el descuadre provocado mediante gestión de desvíos y, si ello no fuera posible, lo resolverá en tiempo real mediante asignación de regulación terciaria, incurriendo el agente afectado en el coste del desvío correspondiente.

8. *Valoración del servicio de regulación secundaria.*—La valoración tendrá los siguientes conceptos:

Reserva de regulación asignada: La banda de regulación asignada a cada unidad de producción se valorará al precio marginal de la banda resultante en cada hora, es decir, al precio de la última oferta que haya sido asignada de forma total o parcial.

Energía de regulación secundaria utilizada: La energía neta de regulación secundaria utilizada como consecuencia del seguimiento en tiempo real de los requerimientos de regulación se valorará al precio marginal de la energía de regulación terciaria que hubiera sido necesario programar en cada hora, tanto a subir como a bajar, para sustituir a la energía de regulación secundaria utilizada.

9. *Control de la respuesta de las zonas de regulación.*—El control de la respuesta de regulación se realizará a nivel de zona, conforme al Reglamento de la regulación secundaria (anexo 2).

Asimismo, los incumplimientos de banda y la falta de calidad de la respuesta se penalizarán conforme al citado Reglamento.

10. *Mecanismos excepcionales de asignación.*—En situaciones de emergencia para el sistema o en ausencia de ofertas suficientes o indisponibilidad del sistema informático de gestión, el OS podrá adoptar las decisiones que considere más oportunas para la utilización de la reserva secundaria disponible en el sistema, justificando posteriormente sus actuaciones ante los agentes afectados y la CNSE, sin perjuicio de la retribución a que hubiera lugar por la citada prestación obligada del servicio y por las modificaciones de los programas de producción que sean necesarias.

La banda de potencia y los redespachos que sean necesarios para obtener la reserva requerida se valorarán, respectivamente, al 115 por 100 del precio marginal de banda de potencia y al 115 por 100 del precio marginal del mercado diario, cuando se trate de redespachos a subir, y al precio de recompra equivalente al

85 por 100 del precio marginal del mercado diario, cuando se trate de redespachos a bajar.

11. *Sistema de respaldo de la regulación secundaria.*—En caso de que existan problemas en el regulador maestro que imposibiliten la correcta ejecución del programa de la regulación, el OS procederá a transferir su control al sistema de respaldo. Este hecho será comunicado por el OS a las empresas productoras.

El cambio de regulador maestro implica que la empresa conectada al sistema de regulación deberá conmutar el canal de comunicaciones de recepción de señales al sistema de respaldo.

ANEXO 1

Asignación del servicio complementario de regulación secundaria

1. Datos de entrada al proceso de asignación.

1.1 **Reserva de regulación secundaria:** La reserva de regulación secundaria necesaria para el funcionamiento del sistema es calculada por el operador del sistema (OS) y comunicada a los agentes productores. La información comunicada se compone de los siguientes datos:

Reserva a subir en el sistema $RSSUB_h$ (MW).

Reserva a bajar en el sistema $RSBAJ_h$ (MW).

Valor máximo y mínimo de banda de regulación por oferta (suma de la reserva a subir y a bajar de una oferta individual), denominado respectivamente como $RSBAN_{m\acute{a}x}$ (MW) y $RSBAN_{m\acute{i}n}$ (MW).

donde:

h = índice de la hora del período de programación (de 1 a 25).

1.2 **Programa viable provisional (PVP):** Estos valores corresponden al valor en energía del programa viable provisional para cada unidad de oferta de generación (j), y para cada período de programación (h):

$$PVP_{hj}$$

1.3 **Zona de regulación:** Este valor es leído de la base de datos estructural de las unidades de oferta, siendo obligatorio que el 100 por 100 de la unidad de oferta esté en una única zona de regulación:

Código de la zona de regulación asignada ZR.

1.4 **Ofertas presentadas por los agentes productores.**

Las ofertas de regulación secundaria serán presentadas por los agentes y contendrán la siguiente información:

Número de la oferta.

Oferta de reserva a subir RNS_{subirh} (MW).

Oferta de reserva a bajar RNS_{bajarh} (MW).

Precio de la banda de regulación PS_{bandah} (pesetas/kW).

Variación de energía necesaria respecto del PDVP, VEP_h (+/- MWh).

Código de indivisibilidad de la oferta.

La suma de la reserva a subir y bajar de una oferta $RNS_{subirh} + RNS_{bajarh}$ deberá cumplir con los límites máximo y mínimo declarados por el OS ($RSBAN_{m\acute{a}x}$ y $RSBAN_{m\acute{i}n}$).

2. Asignación de la reserva de regulación secundaria.

2.1 Criterios generales: Para la asignación de la reserva secundaria de regulación se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

Cada zona de regulación debe cumplir en cada período de programación la relación entre la reserva a subir y bajar establecida RSB_h [$RSB_h = RSSUB_h / RSBAJ_h$ (p.u.)].

El programa resultante será el de menor coste que satisfaga el requerimiento del servicio complementario de reserva de regulación secundaria.

El coste de una oferta de reserva de regulación secundaria será el producto de la banda total ofertada por el precio de banda.

2.2 Desarrollo de proceso: El proceso de asignación sigue los siguientes pasos de forma secuencial:

Se eliminan del proceso aquellas ofertas que no cumplan los valores máximo y mínimo de la banda ofertada establecidos por el OS.

Si $RSBAN_{m\acute{a}x} < RNS_{subirhi} + RNS_{bajarhi}$ se elimina la oferta i.
Si $RSBAN_{m\acute{i}n} > RNS_{subirhi} + RNS_{bajarhi}$ se elimina la oferta i.

Se realiza una lista ordenada por costes de las ofertas recibidas para cada período de programación (h), calculado el coste como:

$$\text{Coste}_{hr} = PS_{bandahr} * 1000$$

donde r = índice de 1 al número de ofertas válidas aceptadas.

Se realizará la asignación del requerimiento establecido según el orden de la lista ordenada. En cada asignación de una oferta se debe garantizar el cumplimiento de la relación entre la reserva a subir y la reserva a bajar para la zona de regulación a la que pertenezca dicha oferta, truncándose los valores en caso contrario y quedando el valor truncado pendiente de asignación en iteraciones posteriores. Por tanto, para cada oferta se cumplirá:

$$R_{subir_{nh}} = \text{Mínimo} \left(\frac{RNS_{subirmh} + \sum RNS_{subir_{nh}}}{(RNS_{bajarmh} + \sum RNS_{bajarmh}) * RSB_h} - \sum R_{subir_{mh}} \right)$$

$$R_{bajar_{nh}} = \text{Mínimo} \left(\frac{RNS_{subir_{nh}} + \sum RNS_{subirmh}}{RSB_h * (RNS_{bajarmh} + \sum RNS_{bajarmh})} - \sum R_{bajar_{mh}} \right)$$

donde:

n = índice de la oferta según la lista ordenada por coste.

m = índice de las ofertas de orden inferior a n, de la misma zona de regulación a la que pertenece la unidad de oferta correspondiente a la oferta de orden n.

$R_{subir_{nh}}$ = Banda a subir asignada a la oferta n.

$R_{bajar_{nh}}$ = Banda a bajar asignada a la oferta n.

En el caso de que la oferta a asignar incluya la condición de indivisibilidad, y la asignación de la misma suponga el incumplimiento de la relación subir/bajar

establecida para la zona de regulación a la que pertenece la oferta, se pospondrá su asignación, dada su condición de indivisible, quedando pendiente su posible asignación en iteraciones posteriores.

El proceso de asignación de reserva a subir y a bajar termina cuando el valor de $\sum R_{subir_{nh}}$ y $\sum R_{bajar_{nh}}$ asignada se encuentra en el intervalo de ± 10 por 100 en torno al valor de la reserva de regulación secundaria establecida como requerimiento ($RSSUB_h$ y $RSBAJ_h$):

$$1,1 * RSSUB_h > \sum R_{subir_{nh}} > 0,9 * RSSUB_h$$

$$1,1 * RSBAJ_h > \sum R_{bajar_{nh}} > 0,9 * RSBAJ_h$$

En el caso de existir igualdad de coste entre varias ofertas en el cierre de la asignación, se repartirá el valor de cierre de manera proporcional a las bandas ofertadas.

La asignación total de reserva de regulación secundaria correspondiente a cada zona de regulación, corresponde a la suma de las asignaciones realizadas a unidades de oferta de generación pertenecientes a dicha zona. Los coeficientes de asignación de reserva de regulación secundaria por zona de regulación se calcularán según la siguiente fórmula:

$$K_{zr} = \sum R_{subir_t} / RSSUB * 100$$

donde:

ZR = código de la zona de regulación.

t = índice de ofertas asignadas pertenecientes a la zona de regulación ZR.

ANEXO 2

Reglamento de la regulación secundaria

ÍNDICE

1. Introducción.
2. Reserva giratoria de regulación.
 - 2.1 Concepto y necesidades.
 - 2.2 Reparto de reservas entre zonas.
 - 2.2.1 Reparto nominal.
 - 2.2.2 Valor nominal de las reservas de regulación.
 - 2.2.3 Asignación de reservas en la programación de la explotación.
3. Seguimiento de la regulación.
 - 3.1 Respuesta de regulación.
 - 3.2 Tiempo de respuesta y umbrales de regulación.
 - 3.2.1 Tiempo de respuesta.
 - 3.2.2 Umbrales de regulación.
4. Tratamiento económico de los resultados de la regulación secundaria.
 - 4.1 Transferencias de reserva de regulación entre zonas.
 - 4.2 Valoración de las transferencias de reserva.
5. Determinación del intercambio programado y compensación de los desvíos.
 - 5.1 Determinación del intercambio programado.
 - 5.2 Definición del desvío.
 - 5.2.1 Desvíos en potencia.
 - 5.2.2 Desvíos en energía.
 - 5.3 Reprogramación de los intercambios de energía.
 - 5.4 Control de los desvíos en energía.

1. Introducción

La correcta explotación del Sistema Peninsular Interconectado, tanto desde el punto de vista económico como de seguridad de operación, exige la coordinación entre los reguladores que efectúan la función de Control de Potencia-Frecuencia dentro de cada zona con objeto de mantener dentro de límites razonables, bien el desvío del intercambio con Francia con relación al programado, más la colaboración en el mantenimiento de la frecuencia conjunta, o bien en caso de funcionamiento en sistema aislado, el desvío de la frecuencia del sistema con relación a la frecuencia nominal, de forma que se optimice la utilización de los recursos disponibles de regulación.

El cumplimiento de estos objetivos debe estar garantizado, dentro de las limitaciones técnicas inherentes a los equipos de regulación disponibles y a las circunstancias concretas de la explotación en cada momento, en los dos niveles que se indican a continuación:

A) Frente a las desviaciones debidas a las variaciones continuas y aleatorias de la demanda, a las rampas de subida y bajada programadas de los grupos y a los cambios de programas de intercambio horarios, así como frente a los desequilibrios permanentes que puedan existir en una o varias zonas hasta que pueda efectuarse la reasignación de generación y en su caso la modificación correspondiente en los programas de generación.

B) Frente a los desequilibrios bruscos entre producción y consumo originados por la pérdida de grupos generadores o por desviaciones esporádicas importantes de la demanda.

En este Sistema de Regulación Compartida, coordinado y controlado por Red Eléctrica, el conjunto de la reserva rodante asignada será compartido por todas las empresas en orden a:

Distribuir equitativamente entre las zonas de Regulación, en función de su reserva rodante asignada las obligaciones de regulación con respecto a desvíos con Francia y/o variaciones de frecuencia.

Utilizar las reservas de generación del conjunto de las empresas de forma que se puedan solventar eficazmente los desequilibrios bruscos producción-consumo.

Se establece, como principio, que la participación efectiva de cada zona de regulación en la reserva total establecida para el conjunto del Sistema Peninsular será determinada en base a un mercado de ofertas de reserva rodante.

En situaciones en las que por motivos de seguridad, la asignación de reserva rodante no pueda realizarse con criterios económicos, se aplicarán los mecanismos de emergencia que reglamentariamente se establezcan.

Para realizar la función de la Regulación Compartida, Red Eléctrica dispondrá de los medios adecuados para coordinar directamente los reguladores de zona, actuando de «Regulador Maestro», es decir, de repartidor de señal de regulación, y transmitiendo a los diversos reguladores de zona, los valores de potencia que deben aportar a la Regulación Compartida, de acuerdo con los factores de participación vigentes en cada momento.

La instalación y mantenimiento de los equipos reguladores de zona y de los canales de comunicación con el «Regulador Maestro» serán responsabilidad de cada empresa cabeza de zona de regulación, hasta su frontera con Red Eléctrica. Cuando el equipo regulador del Ceceol de Red Eléctrica no esté disponible, el centro de control de la Dirección Regional Centro de Red Eléctrica en Tres Cantos (Madrid) asumirá la función de «Regulador Maestro», actuando como respaldo del sistema.

2. Reserva giratoria de regulación

2.1 Concepto y necesidades.—Se refiere a la reserva de potencia positiva y/o negativa disponible en las zonas de Regulación, en la forma que se establece en este Reglamento, que el Sistema Eléctrico Peninsular debe tener controlada por el Regulador Maestro, para atender las necesidades de Regulación.

A la vista de cada situación general de Explotación, Red Eléctrica señalará, independientemente, la reserva de potencia positiva RNTS (subir) y negativa RNTB (bajar) necesarias en el conjunto peninsular español, en cada momento, determinadas en base a criterios de seguridad de la operación. Estos criterios serán coherentes con los que en cada momento rijan en la operación general del sistema eléctrico y que estarán reflejados en las correspondientes guías de carácter general.

2.2 Reparto de reservas entre zonas.—El criterio de reparto que más adelante se define, se refiere a cada empresa individualmente tratada. En el caso de existir zonas formadas por más de una empresa, la obligación de regulación resultante será la suma aritmética de los valores calculados individualmente para cada una de las empresas de dicha zona. Para que dos o más empresas puedan ser consideradas como una sola empresa a estos efectos de reparto, será preciso en todo caso que estén controladas por un único regulador respecto al Regulador Maestro, y que esta agrupación cumpla los requisitos técnicos del propio Sistema de Regulación Compartida.

2.2.1 Asignación de reservas en la programación de la explotación.—Como parte de la Programación Diaria se establecerán por períodos de programación las asignaciones de las reservas tanto para el conjunto peninsular español como para cada unidad de oferta, en función de las ofertas que el OS reciba de las empresas generadoras. Una vez asignados estos valores, se determinarán las reservas de cada zona de regulación. En cualquier caso estos criterios serán coherentes con los que en cada momento rijan en la operación general del sistema eléctrico y que estarán reflejados en las correspondientes guías de carácter general.

Finalmente, como consecuencia de las circunstancias que se presenten en la explotación en tiempo real, puede ser necesario efectuar nuevas asignaciones de las reservas entre las unidades de ofertas. Estas asignaciones se regirán según los procedimientos reglamentarios establecidos dando lugar a su vez a las asignaciones de las reservas de zonas, RAS_i y RAB_i (de subir y bajar) establecidas por períodos de programación que serán las utilizadas por el Regulador Maestro, a efectos del establecimiento de los coeficientes asignados de participación KA_i . Estos valores se denominarán Reservas Asignadas (independientes para subir y para bajar).

3. Seguimiento de la regulación

3.1 Respuesta de regulación.—Las situaciones en que puede encontrarse una zona de Regulación con respecto a la Regulación Compartida, son las siguientes:

1. Estado OFF: Ausencia total de regulación por estar fuera de servicio el sistema de regulación de la zona con respecto al Regulador Maestro, por causas internas a la zona.

2. Estado OFF por orden de Red Eléctrica: Ausencia total de regulación a petición de Red Eléctrica o como consecuencia de condicionantes de la explotación o de la indisponibilidad de los equipos responsabilidad de Red Eléctrica. Este estado será equivalente al modo OFF a todos los efectos, excepto que no será computado como tiempo en OFF.

3. Estado Inactivo: Ausencia transitoria de participación en la Regulación Compartida debida a fallos técnicos, principalmente en los canales de comunicación.

En caso de prolongarse la avería, y una vez determinado el responsable de solucionarla, se pasará la zona a uno de los estados OFF.

En estos casos en los que se produce una falta total de contribución a la Regulación Compartida como consecuencia de fallos técnicos y puesto que dichas situaciones deben tener carácter excepcional y normalmente de corta duración, la zona afectada deberá poner a disposición del conjunto, cuando así se le solicite, los márgenes de reserva que tenga en ese momento asignados en su participación en la Regulación Compartida.

4. Estado Emer: Falta de seguimiento adecuado a las solicitudes de la Regulación Compartida, debido o bien al agotamiento de la reserva de la zona o a una insuficiente velocidad de la misma.

5. Estado Activ: Seguimiento correcto de las solicitudes de la Regulación Secundaria.

3.2 Tiempo de respuesta y umbrales de regulación.

3.2.1 Tiempo de respuesta.—Teniendo en cuenta criterios de seguridad y calidad global exigida, la velocidad de respuesta requerida para el conjunto regulador-grupos que participan en la regulación se fijará de manera uniforme para todas las zonas que participan en la regulación.

Se establece que los reguladores de zona deben ser del tipo integral o proporcional-integral, fijándose la constante de tiempo de seguimiento de respuesta en cien segundos. Es decir, se establece como modelo de comportamiento en la regulación el seguimiento de las solicitudes emitidas por cada regulador de zona con una respuesta equivalente a la de un sistema lineal con constante de tiempo de cien segundos.

3.2.2 Umbrales de regulación.—El valor del umbral de regulación de cada una de las zonas se calculará teniendo en cuenta el mantenimiento de una calidad de regulación global con Francia sin que puedan ocasionarse falsas detecciones de mal comportamiento en la regulación de las zonas.

4. *Tratamiento económico de los resultados de la RCP.*—El tratamiento económico de los resultados de la RCP está basado en la determinación de las transferencias de reserva entre zonas, mediante la evaluación de los valores reales de las reservas puestas por las zonas a disposición de la regulación.

Esta determinación, así como una mayor precisión sobre los diferentes conceptos de reserva, está recogida en documento aparte que se adjunta como anexo a este Reglamento, y titulado «Tratamiento de las transferencias de reserva en la RCP».

4.1. Transferencias de reserva de regulación entre zonas.—El anexo mencionado anteriormente expone la metodología de evaluación de las transferencias efectivas medias por bloque horario (TEMi) ya corregidas para tener en cuenta el tiempo real de funcionamiento de la RCP durante cada bloque.

4.2. Valoración de las transferencias de reserva.—Las transferencias de reserva de regulación darán origen a un intercambio de compensación de 0,20 kWh por cada hora y kW transferido, concentrado uniformemente en el período de ocho a veinticuatro horas de cada día de la semana.

A las energías intercambiadas por este concepto entre los distintos subsistemas incluidos en el Sistema de Compensaciones, se les asignará un coste estándar de explotación equivalente al de la generación hidráulica

en horas punta, independientemente de que el programa de intercambio correspondiente se efectúe en el período de ocho a veinticuatro horas, de acuerdo a la metodología que se expone a continuación:

Las energías intercambiadas como compensación de las transferencias de reserva de regulación, se incluirán en las liquidaciones mensuales de energías asignadas al «pool», sumándose con su signo al resto de las energías que se liquidan, de forma que la empresa que pone la reserva de regulación recibirá un programa de energía a cargo de la empresa que deja de ponerla, en la cuantía y tiempo anteriormente expresados, por el cual se le reconocerá a la primera un coste de explotación equivalente al coste estándar en horas punta de la energía hidráulica, en tanto que a la segunda se le descontará de sus costes reconocidos este mismo valor, con el fin de que el procedimiento guarde simetría y resulte neutro para el resto de los subsistemas.

Se establece como período de liquidación el mes natural.

5. *Determinación del intercambio programado y compensación de los desvíos.*

5.1 Determinación del intercambio programado.—El intercambio programado para cada Zona de Regulación, que constituye un parámetro a introducir en los reguladores de zona, se establecerá en base a los diferentes tipos de programas existentes. Los programas de intercambio deben estar situados en frontera de regulación.

La programación de los intercambios de regulación (NSli) se hará por períodos de programación, incluyendo las necesarias especificaciones para los períodos de rampa, que podrán ser flexibles, si ello se considera conveniente para optimizar la función de regulación. Esto supone que podrán producirse inconsistencias entre la suma de programas de regulación de zona y los programas internacionales.

La integración de los intercambios programados determina la energía programada a intercambiar entre zonas

Las horas de los reguladores de las diferentes zonas deberán estar sincronizadas.

5.2 Definición de desvío.—Para tener en cuenta una programación de la generación variable durante los períodos de programación es conveniente diferenciar entre los desvíos en potencia y los desvíos en energía.

5.2.1 Desvíos en potencia.—A efectos de regulación instantánea el desvío en potencia, en un momento dado, es la diferencia entre el intercambio programado definido en 5.1, e introducido en el regulador de cada zona, y la potencia realmente intercambiada en las interconexiones fronteras de regulación que cierran cada zona y que son consideradas por el mencionado regulador.

5.2.2 Desvíos en energía.—Es el saldo entre la energía programada a intercambiar entre zonas y la diferencia de las lecturas de contadores oficiales del período de que se trate.

Como es natural, en cada interconexión existirá un único contador oficial, si bien en caso de avería se podrá utilizar el contador comprobante con las correcciones que se estimen oportunas para tener en cuenta las pérdidas de transporte.

La suma algebraica de intercambios debe ser igual al saldo de intercambios internacionales y, por lo tanto, se cumple que la suma de desvíos en energía es igual al desvío internacional en energía (son los únicos contadores que no entran con los dos signos en el cálculo de los desvíos).

5.3 Reprogramación de los intercambios de energía.—Salvo los desvíos internacionales, los desvíos de

energía entre zonas de regulación pueden ser liquidados por simple reprogramación de los intercambios de energía, inmediata a la realización de su cálculo.

5.4 Control de los desvíos en energía.—La lectura de contadores continuará siendo horaria, puesto que permite obtener un balance general de la empresa de tipo horario, necesario para multitud de aplicaciones de explotación.

Los desvíos se integrarán en bloques de punta más llano (de ocho a veinticuatro horas de los días laborables y el resto para el valle) a efectos de reprogramación. Los desvíos calculados por bloques se consideran como el primer sumando de la reprogramación a efectuar.

Con las lecturas de los contadores mensuales (cero horas del día 1 de cada mes) se determinará el desvío en energía mensual y la diferencia respecto al desvío obtenido por bloques. Este ajuste mensual se repartirá en valle y punta más llano proporcionalmente a la suma de las energías horarias medidas en dichos bloques para ese mes. Los valores obtenidos de este ajuste se sumarán sus respectivos obtenidos con las energías horarias.

Una vez calculados los desvíos por bloques se repartirán en los intercambios horarios respectivos. Estos intercambios modificarán los intercambios horarios del «pool», de tal manera que se anulen los desvíos calculados.

Los intercambios del «pool» modificados serán objeto de la liquidación correspondiente a dicho mes.

Nota: Se considerarán días de valle de la RCP los siguientes:

Los domingos.

Las fiestas nacionales.

Los días que sean fiestas laborables en todas las Comunidades Autónomas peninsulares.

Las fiestas nacionales y laborables se definen por Resolución en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

Tratamiento de las transferencias de reserva en la RCP

1. *Objeto.*—El procedimiento de evaluación de reservas para las zonas de la Regulación Compartida Peninsular (RCP) que se desarrolla en el presente documento tiene por objeto posibilitar la determinación de las transferencias de reserva que deben ser consideradas en el tratamiento económico de los resultados de la regulación.

Tal como se ha expuesto en el reglamento, si bien en función de las características de cada zona existen unas obligaciones nominales de contribución en la regulación conjunta, en cada circunstancia de explotación, la asignación real de reserva a las zonas puede ser muy diferente de la nominal. Esto origina que la obligación teórica de regulación de cada zona sea cubierta en la práctica por otras cuyos medios disponibles sean prioritarios. Al objeto de compensar estas transferencias de obligaciones e incentivar al mismo tiempo el buen uso y mantenimiento de reserva se establece a continuación una metodología que permite evaluar las mencionadas transferencias.

De acuerdo con lo que se acaba de exponer, y a efectos del presente documento, se consideran los siguientes tipos de reserva:

a) Se denomina Reserva Absoluta la reserva total puesta en juego por una determinada zona de regulación, y que comprende las siguientes tres componentes:

Reserva invertida en afrontar las desviaciones del mercado y/o de la generación respecto a los valores de previsión.

Reserva invertida con motivo de las aportaciones realizadas a solicitudes de la RCP.

Margen de Reserva, que se define a continuación.

b) Se define el Margen de Reserva como la capacidad de subir o bajar generación en control, es decir, aquella operación que se encuentra bajo control del regulador y se utiliza en la corrección del error de área que tiene una zona de regulación en un determinado instante.

c) Finalmente, el concepto de Reserva Residual comprende el Margen de Reserva y la reserva invertida en las aportaciones a las solicitudes de la RCP.

La reserva que debe ser objeto de evaluación de transferencias es la Reserva Absoluta. No obstante, desde el punto de vista de la RCP, sólo son directamente medibles el Margen de Reserva y la Reserva Residual, no siéndolo la reserva absoluta por no serlo, a su vez, la primera de sus componentes.

Por consiguiente, y teniendo en cuenta el hecho de que la reserva invertida en la regulación de la propia zona puede suponerse, en cierta forma, proporcional a su mercado y, por tanto, a la reserva nominal, será la Reserva Residual la que, bajo el punto de vista de evaluación de las transferencias de reservas, será contabilizada por la RCP.

Debe entenderse que todos estos conceptos de reserva tienen carácter instantáneo y tanto en el sentido de subir como de bajar.

2. *Límites de la generación en control de zona.*—La determinación de los valores de reserva de zona se hará en base a dos señales transmitidas por cada zona, $PGCSUP_i$ y $PGCINF_i$, representativas de los límites superior e inferior, respectivamente, de la generación total en control de la zona, PGC_i . La generación total en control de la zona solamente debe incluir los grupos que están asignados, en el instante considerado, para corregir, en régimen automático, el error de área de la zona.

Estos límites serán fijados, en principio, por cada zona y no tienen por qué corresponder a los límites físicos, pudiendo ser más estrechos, debido a limitaciones impuestas por las circunstancias de la explotación.

Para evitar inconsistencias, los valores a utilizar realmente como límites superior e inferior de la generación en control de la zona, PGC_i , serán respectivamente, $LIMSUP_i$ y $LIMINF_i$, como sigue:

a) $PGC_i > PGCSUP_i$

Se tomarán como límites los siguientes valores:

$$\begin{aligned} LIMSUP_i &= PGC_i \\ LIMINF_i &= PGCINF_i \end{aligned}$$

b) $PGCSUP_i \geq PGC_i \geq PGCINF_i$

Se tomarán como límites los siguientes valores:

$$\begin{aligned} LIMSUP_i &= PGCSUP_i \\ LIMINF_i &= PGCINF_i \end{aligned}$$

c) $PGCINF_i > PGC_i$

Se tomarán como límites los siguientes valores:

$$\begin{aligned} LIMSUP_i &= PGCSUP_i \\ LIMINF_i &= PGC_i \end{aligned}$$

Lo que asegura que la generación real en control no está nunca fuera de límites. Por supuesto debe cumplirse siempre para las dos señales transmitidas que:

$$PGCSUP_i \geq PGCINF_i$$

Si no es así la zona pasará al estado INACT, emitiéndose la alarma correspondiente.

Los valores $PGCSUP_i$ y $PGCINF_i$, transmitidos por las zonas, además, serán contrastados por el algoritmo de la RCP con los correspondientes a los grupos en control

de la zona, de forma que no puedan superar, en el sentido correspondiente, a los que el Sistema de Control del CECOEL tiene asignados para dichos grupos, siendo sustituidos por ellos en caso de producirse esta circunstancia.

Es conveniente señalar aquí que los valores de reserva asignados a las zonas por REE tienen el carácter de valores de consigna de los márgenes de regulación de las zonas, siendo los valores a determinar aquellos realmente existentes en las mismas. En este sentido las zonas deberán enviar a la RCP los valores límite reales de la generación en control de que disponen, independientemente de que coincidan o no con los correspondientes a las reservas asignadas. De esta forma la RCP podrá hacer uso, en caso de que sea necesario, de márgenes suplementarios de reserva, tal como se expone más adelante.

3. *Determinación del sentido de la reserva demandada por la RCP.*—En cada ciclo de ejecución de la RCP se hace necesario, en primer lugar, determinar el sentido de la reserva que la propia RCP demanda al conjunto de las zonas, independientemente de si esta reserva ha sido ya aportada, total o parcialmente, por las mismas. Este sentido es el que va a permitir determinar el valor de la reserva de cada zona en el sentido demandado por la RCP, tal como se expone en los puntos siguientes.

El sentido de la reserva exigida por la RCP a las zonas se determina de acuerdo con los siguientes criterios:

a) Para las zonas en estado ACTIV dicho sentido viene dado por el signo de la magnitud $MNID_i - 10 * B_i * \Delta f$, que constituye la aportación de la zona a las solicitudes de la RCP. Según esto:

Si $MNID_i - 10 * B_i * \Delta f \leq 0$ la RCP demanda reserva de subir a la zona i.

Si $MNID_i - 10 * B_i * \Delta f > 0$ la RCP demanda reserva de bajar a la zona i.

b) Para el resto de zonas, dicho sentido viene determinado por el signo de la magnitud PRR_0 , dada por:

$$PRR_0 = NID_R - \sum MIND_i$$

$$1 \in \text{ACTIV}$$

c) El PRR_0 representa el incremento de generación (positivo o negativo) que deben experimentar en conjunto las zonas en ACTIV para anular el desvío con Francia a partir de la suma conjunta de sus desvíos.

Según esto, el sentido de la reserva demandada por la RCP vendrá dado por:

Si $PRR_0 \geq 0$ la RCP demanda reserva de subir.

Si $PRR_0 < 0$ la RCP demanda reserva de bajar.

d) Si no existen zonas en ACTIV, el sentido de la reserva demandada por la RCP viene definido por el sentido del desvío con Francia, ya que en este caso se cumple que:

$$PRR_0 = NID_R$$

4. *Determinación de las reservas de zona.*—En la operación real y tal como se ha expuesto anteriormente, los valores absolutos de reserva existentes en cada momento no pueden, en rigor, determinarse, puesto que conllevan una componente, de reserva difícilmente cuantificable, ya utilizada para efectuar la adaptación a las condiciones reales de explotación sobre los valores de previsión. Solamente los márgenes de reserva existentes, tanto para subir como para bajar, son los que conservan una significación precisa. Esto significa que la existencia de un margen pequeño en un momento determinado no implica necesariamente que no se ha puesto reserva.

A efectos de reconocimiento de colaboración en la regulación conjunta, la reserva residual es una estima-

ción razonable de la reserva de la zona válida para la determinación de las transferencias efectivas de reserva entre las mismas.

En los apartados siguientes se indica el procedimiento práctico de obtención de los valores medios residuales de zona:

a) En primer lugar se determinará, en cada ciclo de ejecución de la RCP, las reservas residuales tanto a subir como a bajar que cada zona tiene a disposición de la regulación para atender tanto a las solicitudes actuales o futuras de la RCP, como a cualquier tipo de desviación que pueda presentarse en la propia zona, tomando para ello como referencia el valor de la generación en control de la misma correspondiente a la corrección del propio desvío ($MNID_i$), que está dado por:

$$PGC_0 = PGC_i + NID_i - 10 * B_{fi} * \Delta f$$

Que sería el valor de la generación en control PGC_i con el que la zona anularía su propio desvío, $MNID_i$, más su término de frecuencia.

Pues bien, en el caso de que la RCP demande, según se determina en el apartado 3, para una determinada zona i, reserva de subir, primero se determinarán los márgenes de subir y bajar de la zona, comparando los límites de generación en control, $LIMSUP_i$ y $LIMINF_i$, con el valor de la generación en control PGC_i , según:

$$MSUB_i = LIMSUP_i - PGC_i \geq 0$$

$$MBAJ_i = PGC_i - LIMINF_i \geq 0$$

Por otra parte, la reserva de subir y bajar invertida por la zona, RIS_i y RIB_i , con motivo de las solicitudes de la RCP pueden calcularse de la siguiente forma:

a) Si la zona está en estado ACTIV:

$$\text{si } PGC_i - PGC_0 \geq 0 \quad \begin{array}{l} RIS_i = PGC_i - PGC_0 \\ RIB_i = 0 \end{array}$$

$$\text{si } PGC_i - PGC_0 < 0 \quad \begin{array}{l} RIS_i = 0 \\ RIB_i = PGC_0 - PGC_i \end{array}$$

b) Si la zona está en estado EMER:

$$\begin{array}{l} RIS_i = PGC_i - PGC_0 \\ RIB_i = 0 \end{array}$$

Con lo que las Reservas Residuales de la Zona pueden ponerse de forma:

$$\begin{array}{l} RRS_i = RIS_i + MSUB_i \\ RRB_i = RIB_i + MBAJ_i \end{array}$$

Ahora bien, si dichas Reservas Residuales resultaren superiores a las Reservas Asignadas de subir y bajar, RAS_i y RAB_i , es decir, si:

$$\begin{array}{l} RRS_i > RAS_i \\ RRB_i > RAB_i \end{array}$$

y con el fin de evitar que una zona aumente su reserva y por tanto su transferencia, los márgenes de la zona se limitarán según:

$$\begin{array}{ll} \text{si } RIS_i \geq RAS_i & MSUB_i = 0 \\ \text{si } RIS_i < RAS_i & MSUB_i = RAS_i - RIS_i \\ \text{si } RIB_i \geq RAB_i & MBAJ_i = 0 \\ \text{si } RIB_i < RAB_i & MBAJ_i = RAB_i - RIB_i \end{array}$$

quedando unos márgenes de reserva de subir y bajar suplementarios, dados por:

$$\begin{aligned} \text{MSSUB}_i &= (\text{LIMSUP}_i - \text{PGC}_i) - \text{MSUB}_i \\ \text{MSBAJ}_i &= (\text{PGC}_i - \text{LIMINF}_i) - \text{MBAJ}_i \end{aligned}$$

Que pueden utilizarse, tal y como se expone a continuación, en el caso de que la RCP no disponga, en total, de márgenes de reserva suficientes.

Las Reservas Residuales Totales de subir y bajar vendrán dadas por:

$$\begin{aligned} \text{RRTS} &= \sum_i \text{RRS}_i \\ \text{RRTB} &= \sum_i \text{RRB}_i \end{aligned}$$

Los márgenes de reserva total serán:

$$\begin{aligned} \sum_i \text{MSUB}_i \\ \sum_i \text{MBAJ}_i \end{aligned}$$

Y los márgenes totales suplementarios serán:

$$\begin{aligned} \sum_i \text{MSSUP}_i \\ \sum_i \text{MSBAJ}_i \end{aligned}$$

El correcto funcionamiento de la regulación exige mantener un margen global de reserva mínimo (de subir en este caso) simultáneamente con un valor apropiado de la reserva residual total RRTS, de tal manera que se deberá efectuar una reasignación de reserva de subir siempre que se cumpla alguna de las dos inecuaciones siguientes:

a) $\text{RRTS} < \alpha \cdot \text{RNTS}$

Siendo RNTS la reserva total instantánea de la RCP (de subir en este caso) que se desee mantener.

b) $\sum_i \text{MSUB}_i > \beta \cdot \text{RNTS}$

Siendo

$$\begin{aligned} \alpha &= 0,70 \\ \beta &= 0,30 \end{aligned}$$

Si se incumpliera alguna, o las dos, de las condiciones anteriores, el margen a reasignar (a subir en este caso) MRS sería el mayor de los dos déficit siguientes:

$$\begin{aligned} \alpha \cdot \text{RNTS} - \text{RRTS} \\ 0 \\ \beta \cdot \text{RNTS} - \sum_i \text{MSUB}_i \end{aligned}$$

Que se reparte entre las zonas con margen suplementario ($\text{MSSUP}_i > 0$) proporcionalmente a estos márgenes, incrementando de esta forma su margen de subir, MSUB_i , hasta sus valores definitivos. La forma de efectuar esta asignación se expone con más detalle en el punto 6.

Una vez determinados, según se acaba de exponer, los valores definitivos de los márgenes a subir, MSUB_i , los valores de la Reserva Residual de subir de Zona vendrían dados por:

$$\text{RRS}_i = \text{RIS}_i + \text{MSUB}_i$$

La cual puede tomar valores positivos o negativos ($\text{RRS}_i < > 0$).

En el caso de que el estado de la zona sea EMER, se consideran dos posibles supuestos:

a) Que la generación en control haya llegado al límite en el sentido de la reserva solicitada por la RCP (signo del PRR_0), situación que se detecta cuando $\text{PGC}_i - \text{LIMSUP}_i \geq U_0$, siendo U_0 un valor umbral lo suficientemente pequeño de forma que pueda admitirse que PGC_i está en el límite. En este caso, se le reconoce a la zona capacidad de poner a disposición de la RCP toda su reserva disponible. El tratamiento en este caso es similar al de las zonas en estado ACTIV:

$$\begin{aligned} \text{RIS}_i &= \text{PGC}_i - \text{PGC}_0 \\ \text{MSUB}_i &= 0 \\ \text{RIB}_i &= 0 \quad \text{MSSUB}_i = 0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{si } \text{PGC}_i - \text{LIMINF}_i \geq \text{RAB}_i & \quad \text{MBAJ}_i = \text{RAB}_i \\ & \quad \text{MSBAJ}_i = (\text{PGC}_i - \text{LIMINF}_i) - \text{RAB}_i \\ \text{si } \text{PGC}_i - \text{LIMINF}_i < \text{RAB}_i & \quad \text{MBAJ}_i = \text{PGC}_i - \text{LIMINF}_i \\ & \quad \text{MSABJ}_i = 0 \end{aligned}$$

b) Que la generación en control no haya llegado al límite en el sentido de la solicitud de la RCP, en cuyo caso, sólo se le reconoce a la zona la reserva realmente aportada:

$$\begin{aligned} \text{RIS}_i &= \text{PGC}_i - \text{PGC}_0 \\ \text{RIB}_i &= 0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{MSUB}_i &= 0 & \text{MBAJ}_i &= 0 \\ \text{MSSUB}_i &= 0 & \text{MSABJ}_i &= 0 \end{aligned}$$

En los casos en que el estado de la zona es OFF o INACT los valores, tanto de Reserva Residual como de los márgenes, no pueden determinarse debido a la ausencia de valores válidos de las variables. En estos casos, con objeto de uniformizar el cálculo de las Transferencias de Reserva y sin perjuicio de un tratamiento posterior individualizado para estas zonas, se hará:

$$\begin{aligned} \text{RIS}_i &= 0 & \text{RIB}_i &= 0 \\ \text{RRS}_i &= 0 & \text{RRB}_i &= 0 \\ \text{MSUB}_i &= 0 & \text{MBAJ}_i &= 0 \\ \text{MSSUB}_i &= 0 & \text{MSABJ}_i &= 0 \end{aligned}$$

En el caso de que la RCP demande reserva de bajar se calculan, de forma paralela, los valores de la Reserva Residual de subir/bajar de la Zona, $\text{RRS}_i/\text{RRB}_i$, del Margen de subir/bajar de la Zona, $\text{MSUB}_i/\text{MBAJ}_i$, y del Margen de subir/bajar.

Suplementario, $\text{MSSUP}_i/\text{MBSUP}_i$ la lógica correspondiente a ambos casos se expone con mayor precisión en el punto 6.

b) Una vez obtenido en cada ciclo de ejecución de la RCP, según se ha expuesto en los párrafos anteriores, los valores de las Reservas Residuales de Zona (RRS_i y RRB_i), su suma se integrará a lo largo de los períodos de cada hora en los que la zona esté en los estados ACTIV, EMER o INACT para obtener los valores medios de las Reservas de subir y bajar de la zona, RMRS_i y RMRB_i , en dicha hora.

5. *Liquidación de los pagos fijos.*—Las zonas de regulación serán acreedoras por los derechos de cobro correspondientes a la banda de regulación puesta a disposición del sistema.

El operador del sistema una vez publicado el Programa Diario Viable Provisional (PDVP) comunicará sus necesidades de reserva a subir y a bajar para las veinticuatro horas del día siguiente.

Las zonas de regulación efectuarán las ofertas de la banda que ponen a disposición del sistema y su precio

en pesetas/kW. Así mismo indicarán, si es necesario, la energía mínima a producir para disponer de dicha banda.

El operador del sistema efectuará una casación con las ofertas recibidas y determinará el precio marginal horario (PMHRCP) al que se retribuirán las bandas seleccionadas.

Cada zona de regulación percibirá un coste fijo por la potencia contratada que es:

$$CFC_i = [K A_i * RTNS + K A_i * RNTB] * TRCP * PMHRCP$$

Siendo PMHRCP el precio marginal horario de la RCP en pesetas/MW.

En los ciclos en que una zona de regulación está en OFF deberá efectuar un pago por valor de:

$$CFO_i = -KN * [K A_i * RTNS + K A_i * RNTB] TOFF_i$$

Siendo KN un coeficiente corrector (K = 1,5).

El operador del sistema calculará e informará al operador del mercado de los siguientes valores tomados de la explotación en tiempo real.

En los ciclos en los que la zona de regulación está en ACTIVO, INACTIVO, o EMERGENCIA calculará los siguientes parámetros:

$$RRSP_i = \sum [RRS_i - K A_i * RNTS]$$

cuando: $RRS_i > K A_i * RNTS$

$$RRBP_i = \sum [RRB_i - K A_i * RNTB]$$

cuando: $RRB_i > K A_i * RNTB$

$$RRSN_i = \sum [RRS_i - K A_i * RNTS]$$

cuando: $RRS_i < K A_i * RNTS$

$$RRBN_i = \sum [RRB_i - K A_i * RNTB]$$

cuando: $RRB_i < K A_i * RNTB$

El coste fijo reconocido por Reserva Residual superior a la asignada será:

$$CFRR_i = KP * [RRSP_i + RRBP_i]$$

donde:

CFRR_i: Coste fijo por Reserva Residual superior a la asignada.

KP: Factor de bonificación = 1,5

La penalización por Reserva Residual inferior a la asignada será:

$$CFI_i = KN * [RRSN_i + RRBN_i]$$

La variación del coste fijo como resultado de la explotación en tiempo real para la zona i será:

$$VCF_i = PM_B * \left[\frac{CFO_L + CFRR_L + CFI_L}{TRCP} \right]$$

y su coste fijo total reconocido:

$$CFT_i = CFI_i + VCF_i$$

6. Cálculo de las reservas residuales de zona y asignación de márgenes.

6.1 Caso de reserva de subir.

6.1.1 Cálculo de la reserva invertida de la zona, de los márgenes y de los márgenes suplementarios.

a) Si el estado de la zona es ACTIV o EMER (t < 1 minuto) se procede como sigue:

a)1 Cálculo de las reservas invertidas por la zona:

$$RIS_i = PGC_i - PGC_0_i$$

$$RIB_i = 0$$

a)2 Cálculo de los márgenes de subir:

$$\text{Si } RIS_i \geq RAS_i \quad MSUB_i = 0$$

$$MSUB_i = LIMSUP_i - PGC_i$$

$$\text{Si } RIS_i < RAS_i$$

$$\text{si } LIMSUP_i - PGC_0_i \geq RAS_i \quad MSUB_i = RAS_i - RIS_i$$

$$MSSUB_i = (LIMSUP_i - PGC_0_i) - RAS_i$$

$$\text{si } LIMSUP_i - PGC_0_i < RAS_i \quad MSUB_i = LIMSUP_i - PGC_i$$

$$MSSUB_i = 0$$

a)3 Cálculo de los márgenes de bajar:

$$\text{Si } PGC_i - LIMINF_i \geq RAB_i \quad MBAJ_i = RAB_i$$

$$MSBAJ_i = (PGC_i - LIMINF_i) - RAB_i$$

$$\text{Si } PGC_i - LIMINF_i < RAB_i \quad MBAJ_i = PGC_i - LIMINF_i$$

$$MSBAJ_i = 0$$

b) Si el estado de la zona es EMER (t > 1 minuto) se procede como sigue:

b)1 Si $|PGC_i - LIMSUP_i| \leq U_0$ (la generación en control está en su límite superior), se considera que la RCP tiene a su disposición la reserva de la zona, por lo que se sigue un tratamiento similar al del estado ACTIV:

$$RIS_i = PGC_i - PGC_0_i$$

$$RIB_i = 0$$

$$MSUB_i = 0$$

$$MSSUB_i = 0$$

$$\text{Si } PGC_i - LIMINF_i \geq RAB_i \quad MBAJ_i = RAB_i$$

$$MSBAJ_i = (PGC_i - LIMINF_i) - RAB_i$$

$$\text{Si } PGC_i - LIMINF_i < RAB_i \quad MBAJ_i = PGC_i - LIMINF_i$$

$$MSBAJ_i = 0$$

b)2 Si $|LIMSUP_i - PGC_i| < U_0$, entonces, en este caso, sólo se reconoce la reserva aportada:

$$RIS_i = PGC_i - PGC_0_i$$

$$RIB_i = 0$$

$$MSUB_i = 0$$

$$MSSUB_i = 0$$

$$MBAJ_i = 0$$

$$MSBAJ_i = 0$$

c) Si el estado de la zona es OFF o INACT se hace:

$$RIS_i = 0$$

$$MSUB_i = 0$$

$$MSSUB_i = 0$$

$$RIB_i = 0$$

$$MBAJ_i = 0$$

$$MSBAJ_i = 0$$

6.1.2 Cálculo preliminar de reservas residuales.—Las Reservas Residuales de zona se calculan a partir de los valores anteriormente deducidos, según:

$$RRS_i = RIS_i + MSUB_i$$

$$RRB_i = RIB_i + MBAJ_i$$

Las Reservas Residuales totales para la RCP serán:

$$RRTS = \sum_i RRS_i \quad RRTB = \sum_i RRB_i$$

6.1.3 Reasignación de márgenes suplementarios de reserva de subir.

a) Si $MRS > 0$ se reasignan los márgenes suplementarios de subir la forma siguiente:

$$\text{Si } MSSUB = \sum_i MSSUB_i > MRS$$

Se hace:

$$MSSUB_i = MSSUB_i * \frac{MSR}{MSSUB}$$

Si $MSSUB_i \leq MRS$ se conservan los valores de los márgenes de subir suplementarios, es decir:

$$MSSUB_i = MSSUB_i$$

b) Si $MRS = 0$ los márgenes de subir suplementarios se anulan para todas las zonas.

$$MSSUB_i = 0$$

6.1.4 Cálculo definitivo de las reservas residuales de subir.—Los valores definitivos de las Reservas Residuales de subir, una vez efectuadas las reasignaciones anteriores, vienen dados de la siguiente forma, para todas las zonas a partir de los valores provisionales anteriormente calculados:

$$RRS_i = RRS_i + MSSUB_i$$

Y la reserva residual total de subir para la RCP, es:

$$RRTS = \sum_i RRS_i$$

6.2 Caso de reserva de bajar.

6.2.1 Cálculo de la reserva invertida de la zona, de los márgenes y de los márgenes suplementarios.

a) Si el estado de la zona es ACTIV o EMER ($t < 1$ minuto) se procede como sigue:

a)1 Cálculo de las reservas invertidas por la zona:

$$RIS_i = 0$$

$$RIS_i = PGCO_i - PGC_i$$

a)2 Cálculo de los márgenes de bajar:

$$\text{Si } RIB_i \geq RAB_i \quad MBAJ_i = 0$$

$$\text{Si } RIB_i < RAB_i \quad MSBAJ_i = PGC_i - LIMINF_i$$

$$\text{si } PGCO_i - LIMINF_i \geq RAB_i \quad MBAJ_i = RAB_i - RIB_i$$

$$MSBAJ_i = (PGCO_i - LIMINF_i) - RAB_i$$

$$\text{si } PGCO_i - LIMINF_i < RAB_i \quad MBAJ_i = PGC_i - LIMINF_i$$

$$MSBAJ_i = 0$$

a)3 Cálculo de los márgenes de subir:

$$\text{Si } LIMSUP_i - PGC_i \geq RAS_i \quad MSUB_i = RAS_i$$

$$MSSUB_i = (LIMSUP_i - PGC_i) - RAS_i$$

$$\text{Si } LIMSUP_i - PGC_i < RAS_i \quad MSUB_i = LIMSUP_i - PGC_i$$

$$MSSUB_i = 0$$

b) Si el estado de la zona es EMER ($t < 1$ minuto) se procede como sigue:

b)1 Si $|PGC_i - LIMINF_i| \leq U_0$, entonces:

$$RIB_i = PGCO_i - PGC_i$$

$$RIB_i = 0$$

$$MBAJ_i = 0$$

$$MSBAJ_i = 0$$

$$\text{Si } LIMSUP_i - PGC_i \geq RAS_i \quad MSUB_i = RAS_i$$

$$RAB_i \quad MSSUB_i = (LIMSUP_i - PGC_i) - RAS_i$$

$$\text{Si } LIMSUP_i - PGC_i < RAS_i \quad MSUB_i = LIMSUP_i - PGC_i$$

$$MSSUB_i = 0$$

b)2 Si $|PGC_i - LIMINF_i| > U_0$, entonces, en este caso, sólo se reconoce la reserva aportada:

$$RIB_i = PGCO_i - PGC_i$$

$$RIS_i = 0$$

$$MSUB_i = 0 \quad MBAJ_i = 0$$

$$MSSUB_i = 0 \quad MSBAJ_i = 0$$

c) Si el estado de la zona es OFF o INACT se hace:

$$RIS_i = 0 \quad RIB_i = 0$$

$$MSUB_i = 0 \quad MBAJ_i = 0$$

$$MSSUB_i = 0 \quad MSBAJ_i = 0$$

c) Si el estado de la zona es OFF o INACT se hace:

$$RIS_i = 0 \quad RIB_i = 0$$

$$MSUB_i = 0 \quad MBAJ_i = 0$$

$$MSSUB_i = 0 \quad MSBAJ_i = 0$$

6.2.2 Cálculo preliminar de Reservas Residuales.—Las Reservas Residuales de zona se calculan a partir de los valores anteriormente deducidos, según:

$$RRS_i = RIS_i + MSUB_i$$

$$RRB_i = RIS_i + MBAJ_i$$

Las Reservas Residuales totales para la RCP serán:

$$RRTS = \sum_i RRS_i \quad RRTB = \sum_i RRB_i$$

6.2.3 Reasignación de márgenes suplementarios de reserva de bajar.

a) Si $MRB > 0$ se reasignarán los márgenes suplementarios de bajar en la forma siguiente:

$$\text{Si } MSBAJ = \sum_i MSBAJ_i > MRB$$

Se hace:

$$MSBAJ_i = MSBAJ_i * \frac{MSB}{MSBAJ}$$

Si $MSSUP \leq MRB = 0$ se conservan en sus valores los márgenes de bajar suplementarios, según:

$$MSBAJ_i = MSBAJ_i$$

b) Si $MRB = 0$ los márgenes de subir suplementarios se anulan para todas las zonas.

$$MSBAJ_i = 0$$

6.2.4 Cálculo definitivo de las Reservas Residuales de bajar.—Los valores definitivos de las Reservas Residuales de bajar, una vez efectuadas las reasignaciones anteriores, vienen dadas, para todas las zonas, a partir de los valores preliminares anteriormente calculados, por:

$$RRB_i = RRB_i + MSBAJ_i$$

Y la Reserva Residual total de bajar para la RCP, es:

$$RRTB = \sum_i RRB_i$$

P.O.—7.3

Servicio complementario de regulación terciaria

1. *Objeto.*—El objeto de este procedimiento es describir el método para la determinación de la reserva necesaria de regulación terciaria del sistema eléctrico y su asignación a las distintas unidades de producción.

2. *Ambito de aplicación.*—Este procedimiento aplica al OS y a las empresas productoras.

3. *Definiciones.*—Regulación terciaria: La regulación terciaria es un servicio complementario de carácter potestativo y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de los generadores que estén o no acoplados.

Reserva terciaria: A los efectos de la prestación del servicio, se define la reserva terciaria como la variación máxima de potencia del programa de generación que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de quince minutos, y que puede ser mantenido, al menos, durante dos horas consecutivas.

4. *Agentes con capacidad de ofertar.*—Podrán participar en este servicio complementario aquellos agentes que obtengan la correspondiente habilitación del OS, quien la otorgará a aquellas instalaciones que acrediten su correspondiente capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio.

El OS podrá retirar la habilitación cuando detecte una falta de capacidad técnica para la prestación del servicio, o un incumplimiento reiterado de las instrucciones impartidas para la utilización de la reserva terciaria ofertada.

5. *Determinación de la reserva global necesaria.*—El OS establecerá el valor de la reserva de regulación terciaria mínima necesaria en el sistema para cada período de programación del día siguiente, conforme al procedimiento P.O.—1.5.

6. *Presentación de las ofertas.*—Antes de las veintidós horas todas las unidades de producción disponibles para atender el requerimiento de regulación terciaria estarán obligadas a presentar una oferta de toda su reserva terciaria disponible, tanto a subir como a bajar, para cada uno de los períodos horarios del día siguiente.

Las unidades de producción ofertarán, para cada hora, su reserva disponible de potencia a subir y a bajar, en MW, y el precio de la energía correspondiente, en ptas/kWh. El precio de oferta por la energía a bajar tiene el carácter de precio de recompra de la energía no producida equivalente.

Estas ofertas podrán estar limitadas en energía, con lo que su uso en un determinado período puede implicar la anulación o modificación de la oferta para el resto del día. La limitación será, como mínimo, a una hora de duración, siendo anulada la oferta de la hora siguiente en el caso de ser ésta asignada.

En caso de que el OS detectase que la reserva terciaria existente no cubriera los requerimientos necesarios ordenará el acoplamiento de grupos que permitan regenerar la reserva terciaria del sistema, aplicando el mecanismo excepcional de asignación indicado en el apartado 9.

Los agentes deberán actualizar sus ofertas de regulación terciaria siempre que su capacidad haya quedado limitada por una de las siguientes causas:

Utilización de dicha capacidad por asignaciones en el mercado intradiario o en gestión de desvíos.

Aportación de banda de regulación secundaria.

Indisponibilidad.

Otras causas.

En tiempo real, el OS asignará la prestación del servicio con criterios de mínimo coste, teniendo en cuenta

ta las ofertas existentes en el momento de proceder a su asignación.

En caso de que la asignación de una oferta de regulación terciaria origine una restricción en el sistema, ésta no será asignada.

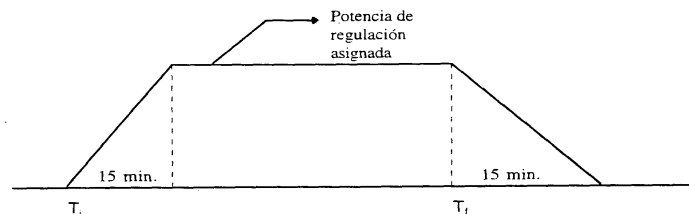
En el caso de aparecer una restricción en tiempo real y que para su resolución se programen ofertas de regulación terciaria, éstas no fijarán el precio marginal de utilización de regulación terciaria en la hora correspondiente.

Cuando se asigne a una unidad de producción energía de regulación terciaria en un sentido, si posteriormente dentro de la misma hora se presenta la necesidad de asignar energía de regulación terciaria en sentido contrario, se asignará esta última en primer lugar, reduciendo las asignaciones que se habían efectuado con anterioridad sin afectar al marginal de la reserva terciaria en este nuevo sentido. Los derechos de cobro u obligaciones de pago serán únicamente por la energía efectivamente solicitada en el intervalo de tiempo que dura la asignación.

7. *Valoración del servicio.*—La energía de regulación utilizada se valorará al mayor de los precios de las unidades de producción que hayan sido utilizadas para aportar el servicio en el período horario considerado, es decir, al coste marginal horario de regulación terciaria, distinguiendo la reserva a subir de la reserva a bajar.

8. *Control de cumplimiento del servicio asignado.*—El OS comprobará el cumplimiento del requisito solicitado de regulación terciaria en energía y en potencia:

En energía, como diferencia entre el programa de la unidad de producción (resultado de la superposición del programa horario operativo, los requerimientos de regulación secundaria y la asignación de regulación terciaria), y el valor real horario de generación de la unidad. Se considerará como energía de regulación terciaria programada la que resulte de aplicar una rampa de quince minutos desde el momento asignado de inicio y final de la rampa de modificación de potencia.



T_i Tiempo de inicio de aplicación de la regulación asignada.

T_i = Tiempo de inicio de aplicación de la regulación asignada.

T_f = Tiempo final de aplicación de la regulación terciaria.

En potencia, por el registro de los valores de potencia activa de la unidad de producción registrados en el sistema de control del OS, considerándose cumplido si alcanza el valor requerido en un tiempo inferior a quince minutos.

9. *Mecanismos excepcionales de asignación.*—En situaciones de emergencia para el sistema o en ausencia de ofertas suficientes o indisponibilidad del sistema informático de gestión, el OS podrá adoptar las decisiones que considere más oportunas para la utilización de la reserva terciaria disponible en el sistema, justificando posteriormente sus actuaciones ante los agentes afectados y la CNSE, sin perjuicio de la retribución a que hubiera lugar por la citada prestación obligada del servicio y por las modificaciones de los programas de producción que sean necesarias.

P.O.—7.4

Servicio complementario de control de tensión por los generadores

1. *Objeto.*—El objeto de este procedimiento es describir el modo en que los generadores prestarán este servicio complementario para el control de tensión de los nudos de la red gestionada por el operador del sistema.

2. *Ámbito de aplicación.*—Este procedimiento aplica al operador del sistema (OS) y a los agentes productores.

3. *Definiciones.*

Control de tensión por los generadores: El control de tensión realizado por los generadores es un servicio complementario de carácter obligatorio y retribuido en función de su disponibilidad y correcto funcionamiento, con un montante total establecido de forma reglamentaria. Tiene por objeto mantener la tensión de los nudos del sistema dentro de márgenes establecidos atendiendo a criterios de seguridad, economía y calidad de servicio mediante la actuación sobre los recursos de absorción y generación de potencia reactiva de los generadores.

Banda de absorción/generación de potencia reactiva: Banda aplicable a cada grupo generador, definida por sus límites máximos de absorción y de generación de potencia reactiva, en bornes del alternador, para cada valor de potencia activa generada por el grupo a tensión nominal.

4. *Prestación del servicio complementario de control de tensión por los generadores.*—Este servicio complementario lo prestarán de forma obligatoria todos los grupos generadores conectados a la red de transporte. Dichos grupos deberán declarar al OS la máxima banda de generación/absorción de potencia reactiva que técnicamente puedan proporcionar.

Las declaraciones deberán ser presentadas al OS antes del 1 de octubre de cada año y serán firmes para todo el año siguiente. Dichas declaraciones se expresarán en forma tabular, asociando a diferentes valores de potencia activa en bornas del alternador, representativos de todo su margen de producción (desde el mínimo técnico hasta la potencia activa nominal), los valores límites de generación y absorción de reactiva, en bornas del alternador, correspondientes a su funcionamiento a tensión nominal:

P (MW)	P1	P2	—	—	—	—	—	Pn
Qgen(MVAr)	Qg1	Qg2	—	—	—	—	—	Qgn
Qabs(MVAr)	Qa1	Qa2	—	—	—	—	—	Qan

Todas las declaraciones de banda máxima de generación/absorción de reactiva deberán llevar adjunta la información complementaria que aparece detallada en el anexo 1 de este procedimiento.

Los agentes propietarios de los grupos deberán comunicar al OS, en el menor plazo de tiempo posible, cualquier modificación que afecte a la banda máxima de generación/absorción de reactiva declarada para el mismo o a la información complementaria detallada en el anexo 1.

En este sentido, se deberá comunicar al OS toda reducción de la capacidad efectiva de un grupo respecto

a la declarada, por limitaciones técnicas transitorias o averías, indicando la nueva banda máxima de generación/absorción de reactiva que puede facilitar el grupo, las razones de la limitación y la mejor previsión respecto al retorno a la situación normal.

Se comunicarán también al OS todos los incrementos de la banda máxima de generación/absorción de reactiva que pueda proporcionar el grupo, por modificación o renovación de elementos que intervienen en el sistema de control de tensión y potencia reactiva.

Todos los grupos generadores que en el futuro vayan a conectarse a la red gestionada por el OS, deberán presentar a éste, al menos un mes antes de su acoplamiento al sistema, una declaración de la banda máxima de generación/absorción de reactiva que puede proporcionar el grupo y la información complementaria detallada en el anexo 1.

5. *Valoración del servicio.*—Para la valoración de la prestación de este servicio complementario se considerará la capacidad declarada de generación y absorción de potencia reactiva que puede proporcionar el grupo en su nudo de conexión con la red de transporte y la correcta utilización de esta banda de reactiva para el mantenimiento de la tensión de consigna establecida por el OS para el control de tensión de esta red.

La cantidad total a distribuir entre los generadores que suministren este servicio se repartirá proporcionalmente al producto de dos factores:

La banda de absorción/generación de reactiva declarada.

Tiempo de actuación correcta de la regulación de tensión.

La banda de generación se valorará al doble de la banda de absorción declarada.

El tiempo de actuación correcto se determinará a partir de las telemidas en tiempo real de la potencia reactiva del grupo y la tensión de referencia.

6. *Control del cumplimiento.*—El control del cumplimiento de la prestación del servicio complementario de control de tensión por los generadores se llevará a cabo en los nudos de conexión del grupo con la red gestionada por el OS, para el seguimiento de las tensiones consigna establecidas por el OS, y en los propios bornes de los alternadores, para el control de la potencia reactiva generada o absorbida por el grupo en cada situación.

El OS definirá, en cada momento, los valores de las tensiones consigna a mantener en los nudos controlados de la red gestionada por el OS, que, salvo modificaciones necesarias, será conforme a lo establecido en los procedimientos de control de tensión vigentes.

Los generadores deberán seguir las consignas del operador del sistema, basadas en los citados procedimientos de control de tensión, para mantener las tensiones de los nudos controlados de la zona eléctrica a la que están adscritos, lo más próximas posibles a los valores de consigna establecidos, absorbiendo o generando para ello la potencia reactiva necesaria, siempre dentro de la banda máxima de reactiva declarada para el grupo.

El operador del sistema podrá reclamar a los generadores de una zona que presente problemas de tensión en tiempo real, la utilización de su capacidad máxima de absorción/generación de reactiva.

En caso de comprobar que un grupo no es capaz de proporcionar el valor máximo ofertado, cuando se le ha requerido para ello, el OS informará a la CNSE de esta situación y de las circunstancias concretas que puedan ayudar a definir el incumplimiento y las penalizaciones a que hubiera lugar.

ANEXO 1

Información complementaria que deben facilitar los propietarios de los grupos acoplados a la red de transporte

Alternador:

Potencia activa máxima (MW).
Potencia correspondiente al mínimo técnico (MW).
Tensión máxima de generación (kV).
Tensión mínima de generación (kV).

Servicios auxiliares:

Consumo de potencia activa y reactiva a plena carga (MW y MVAR).

Consumo de potencia activa y reactiva al mínimo técnico (MW y MVAR).

Para potencias intermedias, se interpola de forma lineal entre ambos valores.

Transformador de salida de grupo:

Tensión nominal del lado de alta tensión (kV).
Tensión nominal del lado de baja tensión (kV).
Potencia nominal (MVA).

Valores de resistencia y reactancia correspondientes a la toma neutra (valor en porcentaje referido a la potencia nominal del transformador y a la tensión nominal de cada arrollamiento).

Número de tomas y escalón de tensión por toma (kV).

Posición de la toma neutra.

Tipo de cambiador (En vacío, en carga o automático).

Posición de la toma actual (sólo para cambiador de tomas en vacío).

Posiciones de tomas más frecuentes (cambiador de tomas en carga).

P.O.—8.1**Red gestionada por el operador del sistema**

1. *Objeto.*—Este procedimiento tiene por objeto definir la red cuya gestión es responsabilidad del operador del sistema, estableciendo, asimismo, las instalaciones adicionales de otras redes cuyos datos de funcionamiento en tiempo real deban ser conocidos por el operador del sistema para efectuar adecuadamente dicha función.

Se definen asimismo las diferentes actuaciones que el OS y las empresas propietarias deberán aplicar a estas instalaciones.

2. *Ámbito de aplicación.*—Este procedimiento afecta a las actuaciones de los siguientes agentes:

El operador del sistema.

Las empresas transportistas.

Los distribuidores y consumidores cualificados conectados en los puntos frontera de la Red de transporte.

Los productores conectados a la Red de transporte o que tienen una influencia significativa sobre ella.

3. *Definiciones.*

3.1 Red gestionada por el operador del sistema (RG).—Es el conjunto de instalaciones de cuya gestión es responsable el operador del sistema. Esta red está constituida por la red de transporte (RT) y la red complementaria de operación (RC).

Red de transporte (RT).—La Red de transporte está integrada por los siguientes elementos:

Líneas de 400 y 220 kV.

Parques de 400 y 220 kV.

Transformadores 400/220 y 400/132 kV.

Reactancias de 400 kV y de 220 kV y aquellas que estén conectadas en terciarios de transformadores de la red de transporte.

Las interconexiones internacionales, independientemente de su nivel de tensión.

Asimismo se consideran elementos asociados a la red de transporte todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de la red de transporte antes definida.

Red complementaria (RC).—Esta Red estará constituida por aquellas instalaciones cuyo estado de disponibilidad y topología debe ser conocida con anterioridad y en tiempo real por el operador del sistema, con objeto de que pueda coordinar su operación en caso de presentarse problemas para la seguridad del sistema o para garantizar la disponibilidad de la red, para la evacuación de la generación o la reposición del servicio.

3.2 Red observable.—La Red observable estará constituida por aquellas otras instalaciones cuya topología y medidas de variables de control en tiempo real deben ser conocidas por el OS para poder efectuar los estudios de seguridad del sistema y establecer la necesaria coordinación, en su caso, con los gestores de distribución para el establecimiento de su topología.

4. *Actuaciones de OS sobre las instalaciones de la red gestionada.*—En la red de operador del sistema será responsable de emitir las instrucciones necesarias a las empresas transportistas para la realización de las maniobras de los elementos de la red, incluyendo entre otras:

La gestión de la topología, adecuándola a las diferentes circunstancias de la explotación, tanto en régimen normal como en régimen perturbado.

La gestión de los elementos de control de tensión disponibles, en particular el uso de las reactancias y de los reguladores de los transformadores.

La aprobación y supervisión en su caso, de los planes de descargo en las instalaciones, en los distintos ámbitos temporales, tanto por motivos de mantenimiento preventivo como correctivo.

La aprobación y supervisión, de los planes necesarios para la puesta en servicio de nuevas instalaciones.

La autorización de los descargos programados o sobreenvidos por causas fortuitas, en función de las condiciones de operación del sistema.

Sobre alguna de estas instalaciones el OS podrá acordar la delegación de estas actuaciones con los propietarios de las mismas.

COMUNIDAD AUTÓNOMA DE CASTILLA Y LEÓN

20054 LEY 1/1998, de 4 de junio, de Régimen Local de Castilla y León.

Sea notorio a todos los ciudadanos que las Cortes de Castilla y León han aprobado y yo, en nombre del Rey y de acuerdo con lo que se establece en el artículo 14.3 del Estatuto de Autonomía, promulgo y ordeno la publicación de la siguiente Ley.