

III. OTRAS DISPOSICIONES

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

4969 *Resolución de 17 de marzo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban los procedimientos de operación adaptados a la programación cuarto-horaria de la operación del sistema eléctrico peninsular español.*

De acuerdo con la función establecida en el artículo 7.1.c) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la Sala de la Supervisión Regulatoria, resuelve:

Tabla de contenido

Antecedentes de hecho.

Fundamentos de Derecho.

Primero. Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos.

Segundo. Síntesis de la adaptación que se aprueba mediante la presente resolución.

Segundo.1 Cambios motivados por la implantación de la programación cuarto-horaria.

Segundo.2 Cambios adicionales introducidos por la CNMC: configuración de las unidades de gestión hidráulica.

Tercero. Resultado del trámite de audiencia e información pública.

Cuarto. Consideración adicional sobre la banda de regulación secundaria.

Resuelve.

Anexo: Procedimientos de operación.

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

P.O.3.1 Proceso de programación.

P.O.3.2 Restricciones técnicas.

P.O.3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR).

P.O.7.2 Regulación secundaria.

P.O.7.3 Regulación terciaria.

P.O.9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación.

P.O.14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

Antecedentes de hecho

Primero.

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-ley 1/2019, en su artículo 7, acerca de la supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, determina en su apartado primero la potestad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de establecer, mediante circular, las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico que, desde el punto de vista de

menor coste, de manera justa y no discriminatoria proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo.

En fecha 2 de diciembre de 2019, se publicó en el «Boletín Oficial del Estado» la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador del sistema eléctrico deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea. Asimismo, en su artículo 19, establece que el operador del sistema será responsable de la gestión de los mercados de servicios de balance prestados por los proveedores de estos servicios para garantizar el adecuado equilibrio entre la generación y la demanda, y la seguridad y la calidad del suministro eléctrico. También según este mismo artículo será responsable el operador del sistema eléctrico de la liquidación a los proveedores de los volúmenes activados de energía de balance, la liquidación de los intercambios de energía con otros operadores, así como de la liquidación de los desvíos a cada sujeto de liquidación responsable del balance. Todo ello, según lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico.

Segundo.

El artículo 20 del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una Directriz sobre el balance eléctrico (en adelante, Reglamento EB), prevé la creación de una plataforma europea para el intercambio de energía de balance procedente de reservas de recuperación de la frecuencia con activación manual (mFRR por sus siglas en inglés).

La Agencia para la cooperación de los reguladores energéticos (ACER) aprobó el marco para la implementación de la plataforma mFRR (MARI) mediante Decisión número 03/2020 de 24 de enero de 2020. Entre otras cosas, este marco establece una unidad de tiempo de 15 minutos para el producto mFRR, lo que significa que en la plataforma mFRR se negociará producto cuarto-horario. Dado que este producto sustituirá a la actual regulación terciaria del sistema eléctrico español, resulta necesario adaptar los sistemas a una programación cuarto-horaria en el ámbito del balance eléctrico antes de la conexión del sistema español a la plataforma mFRR.

Adicionalmente, la Agencia para la cooperación de los reguladores energéticos (ACER) aprobó la Metodología para determinar los precios de las energías de balance que resultan de la activación de ofertas de energía de balance, mediante Decisión número 01/2020 de 24 de enero de 2020.

Por otra parte, el Reglamento EB también prevé la implantación de un periodo de liquidación de los desvíos (ISP) de 15 minutos en todas las zonas de programación, a más tardar, el 1 de enero de 2025. Igualmente, en paralelo con la reducción del ISP, los mercados diario e intradiario de energía deberán evolucionar hacia una programación cuarto-horaria en los próximos años. Por lo que finalmente toda la programación eléctrica se llevará a cabo en unidades cuarto-horarias.

El plazo legal para que cada gestor de la red de transporte (GRT) se conecte a la plataforma MARI es de treinta meses tras la aprobación del marco correspondiente, esto es, hasta el 24 de julio de 2022. Sin perjuicio de que la autoridad reguladora nacional pueda conceder una excepción temporal de hasta veinticuatro meses, en virtud del artículo 62 del Reglamento EB.

Tercero.

La implantación del Reglamento EB requiere una reforma profunda del mercado de balance español. La planificación de dicha reforma, así como de otros aspectos relativos al mercado interior de la energía, está recogida en una Hoja de Ruta (Hoja de Ruta MIE del sistema eléctrico peninsular español), elaborada por el operador del sistema en

coordinación con todos los sujetos interesados a través de webinarios y consultas públicas. Esta hoja de ruta se revisa periódicamente y es pública a través de la web del operador del sistema.

La Hoja de Ruta MIE contempla el desarrollo del proyecto Programación QH, que tiene por objeto la adaptación de sistemas y procesos para la implantación de la programación cuarto-horaria. En la actualización de la Hoja de Ruta MIE publicada por REE el 11 de noviembre de 2021, se prevé el 24 de mayo de 2022 como fecha para la implantación de la programación cuarto-horaria, pero esto requiere la modificación previa de varios procedimientos de operación del sistema.

Cuarto.

Con fecha 5 de julio de 2021 tuvo entrada en la CNMC la propuesta de REE de modificación de los procedimientos de operación para la implantación de la programación cuarto-horaria en la operación del sistema eléctrico peninsular español, al objeto de introducir en los procedimientos los cambios necesarios para adaptar los procesos e intercambios de información.

En concreto, se adjuntaban los siguientes procedimientos de operación:

- P.O. 1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia.
- P.O. 3.1 Proceso de programación.
- P.O. 3.2 Restricciones técnicas.
- P.O. 3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR).
- P.O. 7.2 Regulación secundaria.
- P.O. 7.3 Regulación terciaria.
- P.O. 9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación.
- P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

La propuesta había sido previamente sometida a consulta pública por el operador del sistema, a través de su página web, entre el 5 de abril y el 7 de mayo de 2021. Así como presentada y debatida en varios webinarios organizados por dicho operador (29 de octubre de 2019, 22 de junio de 2020, 21 de octubre de 2020 y 13 de abril de 2021). El escrito se acompañó de un informe justificativo de los cambios incorporados en el texto de los procedimientos, así como de los comentarios de los sujetos interesados.

Quinto.

Mediante Resolución de 16 de septiembre de 2021, esta Comisión aprobó una parte de la propuesta. En concreto, se añadieron unos apartados y se modificaron otros de los procedimientos de operación 3.3 y 14.4, al objeto de incorporar un mecanismo de salvaguarda en caso de anomalías en el servicio de reserva de sustitución. Esta parte de la propuesta se tramitó con antelación para poder regularizar, antes de la Liquidación Final Definitiva correspondiente, la situación de precios elevados que se registró el 11 de diciembre de 2020 en la plataforma RR, los cuales no estaban justificados por el normal funcionamiento del mercado, sino que se originaron a consecuencia de un fallo de sistemas.

El resto de los cambios necesarios para la implantación de la programación cuarto-horaria se adoptan por la presente Resolución.

Sexto.

Con fecha 15 de octubre de 2021, y de acuerdo con la Disposición Transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la «Propuesta de Resolución por la que se aprueban los procedimientos de operación adaptados a la programación cuarto-horaria de la operación del sistema eléctrico peninsular español». Asimismo, en esa misma fecha, en

cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los sujetos formularan sus alegaciones hasta el 16 de noviembre de 2021.

Séptimo.

Con fecha 15 de octubre de 2021, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que aportaran sus comentarios al respecto.

Fundamentos de Derecho

Primero. *Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos.*

El artículo 5.4.c) del Reglamento (UE) 2017/2195 atribuye a la autoridad reguladora nacional de cada Estado miembro la aprobación de las condiciones relativas al balance.

Por su parte, el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, habilita a la CNMC para dictar actos de ejecución y aplicación de las circulares, que habrán de publicarse en el BOE.

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador del sistema deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea, entre otros, en lo relativo a la prestación de servicios de balance en el sistema eléctrico.

Al amparo de esas competencias, y teniendo en cuenta las circunstancias de hecho previamente expuestas, la CNMC considera conveniente modificar los procedimientos de operación PO 1.5, PO 3.1, PO 3.2, PO 3.3, PO 7.2, PO 7.3, PO 9.1 y PO 14.4, al objeto de introducir los cambios necesarios para adaptar los procesos e intercambios de información a la programación cuarto-horaria.

Segundo. *Síntesis de la adaptación que se aprueba mediante la presente resolución.*

La presente resolución modifica los siguientes procedimientos de operación del sistema:

- P.O.1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia.
- P.O.3.1 Proceso de programación.
- P.O.3.2 Restricciones técnicas.
- P.O.3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR).
- P.O.7.2 Regulación secundaria.
- P.O.7.3 Regulación terciaria.
- P.O.9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación.
- P.O.14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

Segundo.1 Cambios motivados por la implantación de la programación cuarto-horaria.

Se indican a continuación los principales cambios introducidos por la propuesta del operador del sistema en cada uno de los procedimientos:

El PO1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia tiene por objeto la determinación de los niveles de reserva necesaria para la regulación frecuencia-potencia, tales que permitan al operador del sistema hacer frente a los desequilibrios entre la generación y el consumo. Mediante la presente resolución, se modifica la nomenclatura del procedimiento, evitando la referencia a la programación horaria en todos aquellos procesos que pasarán a ser cuarto-horarios. Adicionalmente, se modifican distintos apartados, como el ámbito de aplicación, para reflejar

correctamente la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de balance del sistema, así como algunas mejoras de redacción.

El PO3.1 Proceso de programación tiene por objeto establecer el proceso de programación diaria, intradiaria y de tiempo real de las unidades de programación del sistema eléctrico peninsular español. Se introducen los siguientes cambios:

- Se prevé que los programas PDBF, PDVP, PHF y PHFC sean publicados con ambas resoluciones horaria y cuarto-horaria, mientras que el P48 se publicará únicamente con resolución de 15 minutos. Esto es necesario para garantizar la flexibilidad y compatibilidad de la programación de todos los procesos, al menos hasta que se introduzcan productos cuarto-horarios en los mercados de energía (diario e intradiario).

- Se establece el periodo cuarto-horario para las asignaciones y redespachos correspondientes a los servicios de ajuste del sistema. Aunque los redespachos por restricciones técnicas en el horizonte diario de un mismo periodo horario presentarán el mismo valor hasta que se introduzcan productos cuarto-horarios en los mercados de energía.

- Se ajustan los procesos de solicitud de reducción de banda de regulación secundaria y de asignación de terciaria programada a una asignación en 96 ventanas.

- Se posibilita realizar cambios de programa (internal trades) de duración cuarto-horaria en el periodo horario que ya no se pueda negociar en el mercado intradiario.

- Se introducen varias mejoras en la redacción. Entre ellas, se cambia la mención «localización geográfica específica» por «localización eléctrica específica y unívoca», para contemplar la posibilidad de que diversas instalaciones compartiendo localización geográfica pueden tener conexiones a distintos nudos o niveles de tensión de la red. Se elimina la definición de «restricción técnica», ya contemplada en el PO3.2.

- Por último, se elimina del anexo I la posibilidad de establecer un mecanismo de gestión de congestiones con Andorra.

El PO3.2 Restricciones técnicas tiene por objeto regular el proceso para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) del sistema eléctrico peninsular español, así como durante la operación en tiempo real. Además de introducir textos aclaratorios y adaptar la terminología a la coexistencia de mercados con periodos horarios y cuarto-horarios, se incorporan los siguientes cambios:

- Se contempla el uso de la telemedida integrada en 15 minutos mientras no se disponga de medida de contador cuarto-horaria para la verificación del cumplimiento de la energía programada en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real (los arranques de grupos térmicos y su tipo se seguirán verificando en base a la medida horaria de energía).

- Se adapta el término de capacidad máxima a lo establecido en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas y para recoger las novedades introducidas por el Real Decreto 1183/2020 de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución eléctricas.

El PO3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR) tiene por objeto la aplicación en el sistema eléctrico peninsular español del proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance correspondientes al producto de reservas de sustitución. Se modifica lo siguiente:

- Se adapta el texto del procedimiento al proceso de programación cuarto-horario mediante la introducción de productos de energía con periodo de validez de 15, 30, 45 y 60 minutos, y envío de necesidades cuarto-horarias.

- Se elimina la limitación temporal que obligaba a utilizar únicamente aquellos tipos de oferta del producto RR que fueran compatibles con la asignación de ofertas para periodos horarios completos.

– Se incorpora una precisión para contemplar que, con carácter excepcional, algunas de las ofertas de energía activadas por la plataforma europea de energía RR podrán ser valoradas, en el periodo cuarto-horario correspondiente, al precio al que ha sido ofertada dicha energía, debido a la aplicación de redondeos en el proceso de determinación del precio marginal, realizado por dicha plataforma.

– Se contempla el uso de la telemida integrada en 15 minutos mientras no se disponga de medida de contador cuarto-horaria para la verificación del cumplimiento conjunto de la prestación de los servicios de regulación terciaria y RR.

– Se eliminan las referencias directas a apartados o artículos de otros procedimientos de operación y a las condiciones relativas al balance, al objeto de garantizar la consistencia con futuras revisiones de dichos textos.

– Se crean dos apartados independientes en el anexo I al objeto de incluir información más detallada en el PO; el primero refleja las principales características del producto RR y el segundo los criterios de validación de las ofertas.

– Se traslada el texto correspondiente a las validaciones de las ofertas de RR realizadas con carácter previo a su envío a la plataforma europea de RR del apartado 9.2 al apartado 2.2 del anexo I por armonización con la estructura del PO 7.3. Se incluyen asimismo en el apartado 2.1 del anexo I las validaciones aplicadas a las ofertas de energías de balance del producto RR que son realizadas en el momento de recepción de las mismas.

– Se incorpora en el apartado 2.1 del anexo I el número máximo de bloques permitidos para cada unidad de programación habilitada en RR, tal y como había sido solicitado por un participante en el mercado, dato anteriormente reflejado únicamente en el documento técnico de información intercambiada entre el OS y los participantes en el mercado.

– Se añade en el apartado 10 de este PO y en el anexo IV del 14.4 un texto para establecer un proceso de comunicación de incidencias sobre el valor de la integral de la telemida, similar al contemplado en el PO 10.5 sobre incidencia de medida de energía.

El PO7.2 Regulación secundaria tiene por objeto reglamentar el funcionamiento del servicio de balance de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español. Los cambios introducidos en este procedimiento se centran en los siguientes aspectos:

– Se establece que todos los procesos del servicio de regulación secundaria se realizarán por periodos cuarto-horarios, para lo que se modifican los anexos I y II.

– Se modifica la determinación actual del precio de la energía de regulación secundaria, proponiendo que se calcule conforme a la escalera de regulación terciaria, teniendo en cuenta tanto las ofertas de regulación terciaria de tipo programado, como las de tipo directo, considerándolas todas ellas como divisibles y dejando sin efecto las condiciones ligadas entre periodos cuarto-horarios.

– Se eliminan las referencias directas a apartados o artículos de otros procedimientos de operación y a las condiciones relativas al balance, al objeto de garantizar la consistencia con futuras revisiones de dichos textos.

– En el apartado 6 se incluye el compromiso del OS de publicar requerimientos cuarto-horarios de banda de secundaria, con igual valor dentro de cada hora, al menos hasta que en los mercados de energía se permita la negociación de productos cuarto-horarios. Asimismo, se incluye la aplicación de una validación a las ofertas cuarto-horarias presentadas al mercado de banda de regulación secundaria, al objeto de controlar que el valor de sus energías y precios son iguales en todos los periodos cuarto-horarios de cada hora.

El PO7.3 Regulación terciaria tiene por objeto reglamentar el servicio de regulación terciaria del sistema eléctrico peninsular español. Los cambios introducidos en este procedimiento de operación modifican profundamente el actual servicio de regulación terciaria, y están basados en el diseño y futuro funcionamiento de la plataforma europea

de balance mFRR prevista en el Reglamento EB. Dichos cambios pueden sintetizarse como sigue:

- Se distinguen dos tipos de asignaciones:
 - Asignación programada realizada 15 min antes del periodo de entrega cuarto-horario (96 gates).
 - Asignación directa, realizada en cualquier momento, para el periodo de entrega correspondiente y el siguiente (duración variable entre 16 y 30 min).
- Se adapta la oferta actual de terciaria a las modalidades previstas en el marco para la creación de la plataforma mFRR (proyecto MARI): posibilidad de envío para los participantes del mercado proveedores del servicio de ofertas simples (divisibles/indivisibles/completamente divisibles) o con condiciones ligadas entre periodos cuarto-horarios.
 - Se permite a los proveedores elegir si su oferta está disponible para activaciones directas (en cuyo caso podría ser activada en asignaciones directas y programadas) o sólo para activaciones programadas.
 - Se incluye el precio marginal diferenciado para activaciones programadas y directas, conforme a los criterios establecidos en el proyecto europeo MARI (marco para la creación de la plataforma mFRR y metodología para la determinación de los precios de las energías de balance).
- Precio marginal de activación programada para cada periodo cuarto-horario (QH).
- Precios marginales de activaciones directas, en función del periodo QH:

Precio marginal activaciones directas	Periodo de programación correspondiente al inicio de la activación directa (QH0)	Periodo de programación correspondiente al fin de la activación directa (QH1)
Activaciones a subir.	Máximo precio de las asignaciones directas a subir realizadas en QH0 y de la asignación programada a subir realizada en QH0.	Máximo precio de las asignaciones directas a subir en QH0 y de la asignación programada a subir realizada en QH1.
Activaciones a bajar.	Mínimo precio de las asignaciones directas a bajar realizadas en QH0 y de la asignación programada a bajar realizada en QH0.	Mínimo precio de las asignaciones directas a bajar en QH0 y de la asignación programada a bajar realizada en QH1.

- Se revisa el mecanismo de determinación del precio en caso de asignación en situaciones excepcionales de emergencia.
- Se posibilita el uso de la telemida integrada en 15 minutos mientras no se disponga de medida de contador cuarto-horaria para la verificación del cumplimiento conjunto de la prestación de los servicios de regulación terciaria y de energías de balance de tipo RR.
- Se introducen algunas mejoras de redacción, como eliminar en el apartado 9 la referencia a «escalón de potencia», porque se podría interpretar erróneamente que el cumplimiento de la terciaria exige una respuesta en escalón cuando lo que se debe cumplir es el FAT de 15 minutos.
- Se añade en el apartado 10 (así como en el anexo IV del 14.4) un texto para establecer un proceso de comunicación de incidencias sobre el valor de la integral de la telemida, en caso de ausencia o mala calidad de dicha telemida, similar al proceso contemplado en el PO 10.5 sobre incidencia de medida de energía.
- En los anexos I y II se establecen las reglas y funcionamiento del algoritmo de asignación de regulación terciaria local, que será sustituido en el futuro por la plataforma europea de balance mFRR, quedando su uso previsto a partir de ese momento como sistema de respaldo de la plataforma europea.

El PO9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación tiene por objeto el establecimiento de la información, procedimientos y plazos aplicables a las publicaciones e intercambios de información necesarios para el cumplimiento de las funciones y obligaciones del operador del sistema. La adaptación de este procedimiento consiste en:

- Se incorporan las modificaciones derivadas de la publicación de información cuarto-horaria (previsiones, programas, asignaciones y redespachos de los servicios de ajuste del sistema) y se prevé la publicación de la información agregada no confidencial, correspondiente a los resultados de la gestión de los servicios de ajuste en tiempo real, antes de transcurrida una hora desde el final periodo de programación al que se refiere la asignación, incluida la utilización de la energía de regulación secundaria, que actualmente es publicada al día siguiente.

- Se incluyen los intercambios con los gestores de la red de distribución de la información de la programación correspondiente a las instalaciones conectadas a su red. Esto permitirá el establecimiento de consignas por los gestores de la red de distribución, en cumplimiento de la Resolución de la CNMC, de 13 de noviembre de 2019, por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional en el artículo 40.6 del Reglamento (EU) 2017/1485 donde se recoge que este intercambio se realiza a través del Sistema de Información del Operador del Sistema (SIOS). Adicionalmente, se incluye el intercambio de información referente a los datos de programación de las instalaciones conectadas a la red observable de cada distribuidor.

- Se añade un párrafo en el apartado 3 para indicar los criterios de confidencialidad a aplicar por los gestores de la red de distribución en la información que reciban en virtud de este procedimiento.

- Se modifica la redacción para facilitar el acceso de los gestores de la red de distribución a los casos PSS/E utilizados para los análisis de restricciones técnicas del PDBF, de igual manera que los participantes del mercado.

El PO14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema tiene por objeto determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación. Los cambios más relevantes que se introducen en este procedimiento son:

- Se sustituye la referencia a la hora por periodo de programación en aquellos procesos donde el periodo de programación pase a ser cuarto-horario.

- Se modifica el apartado 6 para adaptar la liquidación de la regulación terciaria a lo previsto en el PO7.3. Igualmente, se modifica el apartado 7 para adaptar la liquidación de la regulación secundaria y en particular incluir el precio a aplicar en caso de que se haya agotado la escalera de regulación terciaria a subir o a bajar o el precio marginal de regulación secundaria resultara negativo.

- Se modifica el apartado 8 para permitir el uso de la telemida integrada en 15 minutos mientras no se disponga de medida de contador cuarto-horaria para la verificación del cumplimiento. También para incluir en el cálculo del precio del incumplimiento de las asignaciones a energía a subir de tipo RR y terciaria las asignaciones directas, programadas y por MER de regulación terciaria. Para ello, se sustituye la referencia actual por la referencia al precio medio ponderado de todas las asignaciones de energías de balance de tipo RR y de terciaria a subir.

- Se añade un párrafo en el apartado 11 para indicar expresamente que la liquidación del desvío se mantiene horaria.

- Se modifica el apartado 13 para incluir las asignaciones de terciaria programada, directa y por MER en el saldo neto horario de las energías de balance.

- Se modifica el apartado 18.6, sobre incumplimiento de los arranques o de las asignaciones de energía a subir en la fase 1 de solución de restricciones técnicas del PDBF, para permitir el uso de la telemida integrada en 15 minutos en el caso de que

existan productos cuarto-horarios en los mercados de energía, diario e intradiario y no se disponga de medida de contador cuarto-horaria para la verificación del cumplimiento.

– Se modifica el apartado 19 para adaptar la liquidación de las asignaciones por restricciones técnicas en tiempo real con oferta compleja a la programación cuarto-horaria, así como, para permitir el uso de la telemida integrada en 15 minutos mientras no se disponga de medida de contador cuarto-horaria para la verificación del cumplimiento.

– Se modifican los signos en la formulación del cálculo del saldo asignado en el cálculo de la medida en barras de central en caso de liquidación sin medidas de demanda para que sea coherente con los criterios de signo establecidos para los programas y las medidas de las unidades de adquisición.

– Se añade un anexo IV para establecer el cálculo de la medida para la verificación del cumplimiento de asignaciones de energía de tipo RR y terciaria y de restricciones técnicas, a partir de la telemida mientras no se disponga de medida de contador cuarto-horario para la liquidación. En este anexo se establece:

- La metodología para la elevación a barras de central de la medida de demanda calculada a partir de la telemida en las liquidaciones con medidas de demanda.
- Una referencia al actual proceso de resolución de incidencias de la medida de energía establecido en el PO 10.5, para que los participantes puedan comunicar de manera análoga incidencias relativas a ausencia o mala calidad de la telemida.

Segundo.2 Cambios adicionales introducidos por la CNMC: configuración de las unidades de gestión hidráulica.

El paquete de procedimientos de operación para la programación cuarto-horaria ha sido ampliamente debatido entre el operador del sistema y los sujetos interesados, tanto a través del proceso de consulta pública del operador del sistema como en seminarios públicos, en los que dicho operador ha presentado su propuesta a los sujetos, ha aclarado sus dudas y ha dado respuesta a sus comentarios. Teniendo en cuenta además que los cambios que se introducen tienen un elevado componente operativo, esta Comisión consideró oportuno respetar el consenso alcanzado y no introducir modificaciones en los cambios propuestos por el operador del sistema con carácter previo al trámite de consulta de la CNMC.

Ello sin perjuicio de que se corrigieran algunas erratas en los procedimientos 7.3 y 14.4. En este sentido, destaca el anexo I del PO7.3, en el que se indicó que las ofertas de regulación terciaria podrán tener hasta 30 bloques, en coherencia con lo que indicaba el operador del sistema en el informe justificativo que acompañaba la propuesta de procedimientos.

Pero al margen de los cambios propuestos por el operador del sistema, esta Comisión propuso introducir una modificación adicional en el PO3.1. Concretamente, una nueva definición para las Unidades de Gestión Hidráulicas (UGH).

En el contexto de la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las Condiciones relativas al balance aprobadas por Resolución de la CNMC de 11 de diciembre de 2019, esta Comisión planteó la necesidad de revisar la configuración de las UGH. Se argumentó entonces que la configuración actual de las UGH tiene un carácter provisional, dado que la normativa aplicable, aprobada en 1997, no fue adaptada en su momento a la realidad de gestión hidráulica existente. A lo largo de los años transcurridos, con motivo de cambios de titularidad de instalaciones hidráulicas, se han venido recibiendo en la CNMC solicitudes de sus propietarios para la creación de nuevas UGHs ante el cambio de la situación accionarial. No obstante, dichas modificaciones no pudieron ser aprobadas por la CNMC por falta de adaptación normativa.

Tras la aprobación del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, se consideró

necesario establecer los criterios aplicables a la constitución de unidades de gestión hidráulica, a los efectos de su participación en los mercados eléctricos.

A tal fin, y al objeto de recabar opiniones de los sujetos que se verían afectados por un cambio en la regulación de las UGHs, se lanzó una consulta pública previa coincidiendo con el trámite de información de la resolución por la que se aprobaba la adaptación de los procedimientos de operación a las Condiciones relativas al balance. En esa consulta, esta Comisión proponía una definición de UGH y se requería a los sujetos valoración sobre la idoneidad del texto propuesto y sobre las consecuencias de su implantación, así como la posibilidad de que ofrecieran redacciones alternativas. A la vista de los resultados obtenidos, se concluyó que, si bien el texto propuesto por la CNMC mejoraba la definición vigente, por eliminar el requerimiento de flujo hidráulico común, que resulta confuso e introduce restricciones innecesarias desde el punto de vista del mercado eléctrico, el texto propuesto era susceptible de otras mejoras que incrementarían la eficiencia en la organización de las unidades y el funcionamiento del mercado eléctrico.

No obstante, en aras de la seguridad jurídica y al objeto de obtener información de los sujetos afectados tal que permita valorar adecuadamente su impacto, se estimó oportuno que la redacción definitiva fuera consultada de nuevo a los sujetos, con carácter previo a su aprobación, por lo que se optó por no incorporarla en ese paquete de procedimientos y abordarla en una posterior revisión del procedimiento de operación 3.1.

Dado que la presente resolución aborda una revisión del citado PO3.1, la CNMC ha incorporado la propuesta de configuración de las Unidades de Gestión Hidráulica en su apartado anexo II.2.1.b). Se incorpora además en el PO3.1 el procedimiento general a seguir para la constitución o modificación de una UGH. Adicionalmente, al objeto de regularizar la situación de las UGH vigentes, se prevé en esta resolución un primer proceso para su regularización.

Tercero. *Resultado del trámite de audiencia e información pública.*

Se ha recibido respuesta de ocho sujetos, dos de los cuales no han formulado observaciones.

Algunos sujetos han aprovechado este trámite de audiencia para solicitar modificaciones en los procedimientos no relacionadas con la programación cuarto-horaria. La mayoría se refieren a cuestiones genéricas de los servicios de balance: constitución de un mercado de regulación primaria, así como de capacidad terciaria; flexibilización de los cambios de programa de los BRPs (en terminología anglosajona, Balancing Responsible Party); revisión del mecanismo de determinación del precio de la regulación secundaria, así como del mecanismo de salvaguarda previsto para la reserva de sustitución; mejoras en las condiciones de participación de la demanda, etc. A este respecto, si bien esta Comisión comparte el interés de los sujetos por debatir sobre estos aspectos, se considera que ello deberá tener lugar en un proceso de revisión de las Condiciones relativas al balance, para poder abordar estas cuestiones en su contexto y facilitar la participación de todos los sujetos. Se recuerda que está previsto en la Hoja de Ruta MIE la revisión de las citadas condiciones en 2022.

Al margen de las cuestiones anteriores, los comentarios recibidos se han centrado en los procedimientos de operación 3.1, 3.2 y 14.4. Sin ánimo de ser exhaustivos, se recoge a continuación una síntesis y valoración de los comentarios recibidos:

– Se solicita armonización de las unidades (energía o potencia) y los decimales utilizados en las ofertas y las asignaciones de programa, que vienen recogidos bien en POs bien en el documento de intercambio de información del operador del sistema.

A este respecto, ha de tenerse en cuenta que cada segmento presenta su propia casuística y que la capacidad de decisión nacional se encuentra condicionada por factores como las especificaciones de los productos estándar y de las plataformas de balance, acordados por los GRTs y/o aprobados por las autoridades reguladoras.

También ha de tenerse en cuenta que durante los periodos transitorios de implantación se requiere cierta flexibilidad y no resulta conveniente incorporar todos los parámetros de detalle en el texto de los procedimientos.

– Se solicita la posibilidad de realizar nominaciones de los programas horarios del mercado diario e intradiario con valores diferentes en cada periodo cuarto-horario, al objeto de reflejar con mayor precisión el reparto en la hora del programa obtenido en los mercados de energía, facilitando así el cumplimiento de las asignaciones de balance.

Lo previsto en procedimientos es que se lleve a cabo un reparto equitativo del programa horario entre los cuatro periodos cuarto-horarios. Se comprende que este tipo de reparto es una estimación que presentará cierta inexactitud. Pero, se ha constatado con el operador del sistema que implantar la modificación solicitada complicaría la implantación del proyecto Qh, pudiendo incluso conllevar un retraso en su conclusión. Teniendo en cuenta además que la aplicación del reparto va a ser temporal (previsiblemente, uno o dos años), hasta que los mercados de energía permitan la negociación cuarto-horaria, así como que, aunque la asignación de servicios de balance sea por unidad de programación, los incumplimientos se determinan y liquidan por sujeto proveedor, no se ha considerado conveniente atender este requerimiento.

– Se solicita que no se aplique la verificación de cumplimiento con telemedidas si un sujeto tiene capacidad para aportar medida cuarto-horaria.

Sobre esta cuestión, debe tenerse en cuenta que la implantación de la programación y la medida cuarto-horarias son dos procesos diferentes, cuyo desarrollo e implementación presentan hitos diferentes, tanto desde una perspectiva técnica como regulatoria. Se ha constatado con el operador del sistema que en el momento de puesta en marcha de los mercados de balance cuarto-horarios no sería posible procesar la medida cuarto-horaria de contador a efectos de la liquidación y validación del cumplimiento de las energías de balance, de acuerdo con la regulación aplicable a dicha medida. En todo caso, aunque no sea posible satisfacer la solicitud en un primer momento, hasta que se complete la implantación del ISP de 15 minutos, los sujetos disponen de la posibilidad de hacer uso de la declaración de incidencias en SIMEL y proporcionar un valor alternativo de medida.

– Se solicita que, en caso de no haber existido asignación en el periodo correspondiente, el precio de las asignaciones de terciaria por mecanismo excepcional se determine sobre la base de la última oferta de la unidad en lugar de considerar el precio medio de las activaciones del último mes.

A este respecto, se considera que en todo caso existirá la posibilidad de que el precio de la asignación no se corresponda con el coste real. Si bien la última oferta de la unidad podría ser más cercana a su coste, dada la excepcionalidad de estos casos (situación de emergencia, de fuerza mayor, o ausencia de oferta), no se considera necesario modificar el carácter marginal del precio aplicado a estas asignaciones para introducir una liquidación «a la carta» para cada unidad, que introduciría complejidad en el proceso, a la vez que le restaría transparencia.

– El PO7.2 prevé que el precio de la energía secundaria en un periodo QH1 se calcule sobre la escalera de ofertas de terciaria correspondiente al mismo periodo QH1. Dado que la entrega de la energía de terciaria activada en el periodo cuarto-horario anterior (QH0) por activación directa se seguirá entregando en QH1, sería posible que la energía terciaria entregada en QH1 tuviera un precio superior a la energía secundaria. Se solicita que se tengan en cuenta las activaciones directas de terciaria en QH0 para la determinación del precio de la energía secundaria en el periodo cuarto-horario QH1.

Sobre esta cuestión, se comprende que tener un precio de energía secundaria mayor que el de terciaria es un fundamento básico en el diseño de los mercados de balance del sistema eléctrico español, que considera dicho servicio de secundaria más exigente que el de terciaria. Es por ello, que el precio de la regulación secundaria se determina sobre la escalera de terciaria, con las ofertas no asignadas de ésta. Pero la integración de los mercados de balance europeos tiene otra perspectiva: se impone la utilización de ofertas propias de cada servicio, al entender que, con la entrada en su provisión de nuevas

tecnologías (renovables, baterías, demanda, etc.), los proveedores de cada uno de los servicios y su nivel competitivo podrían ser diferentes, por lo que no debe presuponerse un mayor coste en la energía secundaria respecto a la terciaria.

En esta fase del proceso de implantación de los mercados de balance, en la que aún no se dispone de ofertas de energía de regulación secundaria, podría mantenerse esa filosofía, pero tampoco resulta imprescindible ni se percibe que lo propuesto por el operador del sistema vaya a suponer un gran cambio, ya que se sigue determinando el precio de la energía secundaria con las ofertas no asignadas de terciaria, por lo que, como regla general, este precio seguirá siendo mayor. Por otra parte, la propuesta evita complejidad y, en todo caso, será de aplicación transitoria.

No se han introducido cambios relevantes en el texto de los procedimientos en relación con estas cuestiones, salvo algunas aclaraciones para facilitar la comprensión en el apartado 3 del PO3.1 (sobre unidades), la corrección de una errata en el anexo II del mismo PO3.1 (sobre saldo neto de las unidades genéricas) y una aclaración en apartado 5 del PO3.2 (sobre alcance de las limitaciones en intradiario). Adicionalmente, se han corregido varias erratas en distintos apartados del PO14.4:

- Apartados 7.1 y 7.2: se corrige nomenclatura errónea.
- Apartado 8 y anexo I: al objeto de que el texto refleje con precisión el proceso de liquidación, evitando así errores de interpretación, se sustituyen varias referencias a BSP por BRP, como sujeto de liquidación al que se repercuten los incumplimientos en la provisión de servicios de balance.
- Apartado 8, 19.4 y anexo I: se añade un término para los ajustes de programa por cambios internos entre Sujetos de Liquidación Responsables del Balance (BRPs) en varias fórmulas, en coherencia con lo establecido en el PO3.1, según el cual «desde el momento de su aceptación, el cambio de programa se considerará firme, y, en su caso, modificará la posición del correspondiente BRP y se tendrá en cuenta en los procesos de gestión y asignación de los servicios de ajuste en tiempo real». De no introducirse, con la redacción actual se podría interpretar que el cálculo de la posición no incluye los cambios internos entre BRPs.
- Apartado 8.3: se elimina texto repetido.
- Apartados 11.1, 11.2: se sustituyen sendas referencias erróneas al apartado 13.2 por apartado 13.
- Anexo II: se modifican dos signos erróneos de la fórmula SALDOENE. Esta corrección debe ser tenida en cuenta en la aplicación del PO14.4 aprobado por resolución de la CNMC de 16 de diciembre de 2021.

En relación con la configuración de las Unidades de Gestión Hidráulica, se han recibido varios comentarios y propuestas de redacción alternativa. En general, algún sujeto solicita una mayor flexibilidad en la gestión de las unidades hidráulicas y el bombeo: libertad de agrupación en cartera sin umbrales máximos de capacidad de oferta. En definitiva, se reclama poder operar con las mismas condiciones que las unidades de programación de otras tecnologías que no presentan limitaciones a la agregación (RECORE). Estas alegaciones se sostienen sobre la base del trato equitativo, la transparencia y el beneficio de la flexibilidad, todo ello, en favor del buen funcionamiento del mercado eléctrico, que no debe supeditarse a otros intereses ajenos al sector (p.e. el canon hidráulico).

A este respecto, esta Comisión considera que los argumentos proporcionados parecen válidos si de enmarcan únicamente en la regulación eléctrica. Sin embargo, la realidad es que el uso del recurso hidráulico para la producción eléctrica está fuertemente sujeto a condicionantes ajenos al sector energético. Esto es tanto por el régimen de concesiones de larga duración aplicables al uso del dominio público hidráulico, como por la necesidad de priorizar otros usos, como el consumo humano, y por las limitaciones estructurales para el surgimiento de nuevos aprovechamientos hidráulicos que, junto con el régimen de concesiones, limita el nivel de competencia y la

competitividad de esta tecnología. Todo ello, debe ser tenido en cuenta incluso en el ámbito del mercado eléctrico, porque interfiere en la forma como las instalaciones hidroeléctricas participan en el mercado eléctrico, marcando una clara diferencia con respecto a cualquier otro tipo de instalaciones, tanto renovables como de otro tipo.

En primer lugar, se señala la marcada diferencia en el modo como oferta la generación hidráulica frente a otras tecnologías puramente fluyentes, como la eólica, motivado por su capacidad de arbitraje temporal, la cual aumenta considerablemente su carácter marginalista, como determinante del precio de la energía.

Por otra parte, si, como alegan los sujetos, la gestión en cartera resultará de la evolución natural del mercado eléctrico ante la penetración creciente de generación renovable, esta modalidad se impondrá de un modo u otro, cuando la mayoría de los sujetos operen con grandes agregaciones de oferta. Pero se considera que el mercado eléctrico ibérico no se encuentra aún en esa situación y que hoy sigue teniendo sentido mantener el carácter físico del mercado ibérico, modelo que tiene cabida en el marco regulatorio europeo.

En términos más de detalle sobre la redacción:

Sobre la pertenencia a un mismo titular, un sujeto solicita que se especifique la aplicabilidad en caso de instalaciones de propiedad compartida, esto es, que se considerará la condición de titular de la instalación según lo acordado entre las partes. Otro sujeto solicita que se permita integrar en una misma UGH instalaciones representadas, al menos, dentro de un mismo grupo societario.

Sobre los criterios aplicables al bombeo puro, un sujeto solicita que se introduzca una mayor flexibilidad, alineando su tratamiento con los criterios generales aplicables a las unidades de programación y, en particular, con los previstos para otros tipos de almacenamiento.

Se sugieren asimismo algunas mejoras de redacción en el uso de términos, referencias y el proceso de constitución y modificación de UGHs, entre otros.

A este respecto, se ha flexibilizado la exigencia de pertenencia a un mismo titular, en línea con lo solicitado por los sujetos, ya que es coherente con la configuración actual de las UGHs y la eliminación de la representación en un principio no tenía mayor objetivo que simplificar la redacción. Se le da sin embargo una redacción más adecuada a los términos utilizados actualmente. Asimismo, se han introducido en el texto otros cambios de redacción sugeridos por los sujetos, al objeto de mejorar o completar el contenido.

No se ha admitido la solicitud de permitir la agrupación en una misma UGH de varias instalaciones de bombeo. Si bien se comprende el argumento de armonizar el tratamiento dado a los distintos tipos de instalaciones de almacenamiento, dicha armonización debería, en su caso, llevarse a cabo de manera transparente, permitiendo la evaluación de las distintas opciones a todos los sujetos interesados con un trámite de consulta pública, lo que podrá llevarse a cabo en posteriores revisiones del PO3.1. Tampoco hay que olvidar que existen diferencias claras entre bombeos y baterías, como por ejemplo el tamaño de la instalación, determinado por la potencia instalada. Dada la envergadura de algunas de las instalaciones de bombeo del sistema eléctrico español, resulta aconsejable establecer límites a su agregación, al objeto de garantizar una indicación de emplazamiento que permita su participación en restricciones u otros servicios al sistema de carácter zonal. Dichas limitaciones tendrían que ser, como mínimo, evaluadas por el operador del sistema y consultadas al resto de sujetos.

Cuarto. *Consideración adicional sobre la banda de regulación secundaria.*

En aplicación del artículo 25.2 del Reglamento EB, la Decisión número 11/2020 de ACER, de 17 de junio de 2020, establece la Metodología por la cual se crea a una lista de productos estándar de reserva de balance para las reservas de recuperación de la frecuencia y las reservas de sustitución.

De acuerdo con el artículo 6 de la citada metodología, el uso de los productos estándar de reserva de balance es obligatorio para todos los GRT (TSO) que intercambien dichos productos con otros GRT. En caso de que los productos de reservas de balance no sean intercambiados, no es obligatoria su adaptación a las características del producto estándar. Sin embargo, la decisión de ACER requiere en su párrafo 41 que, en caso de no cumplir con dichas características, los productos de reserva sean declarados productos específicos de ámbito nacional, en el plazo de dieciocho meses desde la Decisión. No determina la Decisión cual ha de ser el proceso para dicha declaración.

Actualmente, el sistema eléctrico español solo dispone de un producto de reserva: la banda de regulación secundaria. Tras evaluar sus características se concluye que no puede ser considerado un producto estándar, por no cumplir con todos los requisitos previstos en la Metodología. En concreto, incumpliría el requisito de dirección, por no disponerse de una contratación separada de la banda a subir y a bajar.

Además de no poder ser considerado como producto estándar, la no separación de la contratación de la banda de regulación secundaria a subir y a bajar es, a priori, contraria al Reglamento EB, aunque su artículo 32.3 permite la concesión de una exención a este requisito, por parte de la autoridad reguladora nacional. A este respecto, la CNMC ya decidió implícitamente con la aprobación de las Condiciones relativas al balance en diciembre de 2019, y la correspondiente adaptación de los procedimientos de operación en diciembre de 2020, en los que no se modificaban las características del producto en este sentido.

Esta Comisión justificó esa decisión de no precipitar los cambios en la regulación secundaria y, en su lugar, ordenar su implantación a través de la Hoja de Ruta, en la solicitud de enmienda de la propuesta de Condiciones relativas al balance que remitió a REE en noviembre de 2019. Esta postura había sido además apoyada por los sujetos en el proceso de trámite de audiencia de la propuesta de Condiciones.

La separación de la contratación de la banda de regulación secundaria por dirección (a subir y a bajar), al objeto de cumplir con los requerimientos de los productos estándar de capacidad, se encuentra recogida como uno de los cambios que está previsto implantar en el marco del proyecto de adaptación del servicio de regulación secundaria (SRS), de forma conjunta y coordinada con todos los cambios necesarios para la conexión a la plataforma PICASSO, conforme al calendario de la Hoja de Ruta del MIE. Teniendo en cuenta la criticidad del servicio de regulación secundaria para la seguridad del sistema, y con objeto de lograr una transición segura en la evolución hacia el nuevo modelo, esta Comisión mantiene su criterio de evitar imponer cambios precipitados.

Por todo ello, la CNMC concluye que resulta necesario declarar producto específico de balance la banda de regulación secundaria del sistema eléctrico español y conceder una exención al operador del sistema para que pueda seguir utilizando este producto hasta su adaptación a las características estándar en el marco del proyecto SRS y de acuerdo con el cronograma previsto en la Hoja de Ruta MIE.

Por cuanto antecede, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resuelve:

Primero.

Aprobar los procedimientos de operación PO1.5. Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia; PO3.1. Proceso de programación; PO3.2. Restricciones técnicas; PO3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR); PO7.2. Regulación secundaria; PO7.3. Regulación terciaria; PO9.1. Intercambios de información relativos al proceso de programación; y PO14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, que se incluyen en el anexo.

Los procedimientos aprobados por la presente resolución surtirán efectos desde la fecha de inicio de la programación cuarto-horaria en los mercados de ajuste del sistema eléctrico español. Esta fecha será comunicada a la CNMC y publicada por Red Eléctrica de España en su página web con una antelación mínima de un mes. El inicio de efecto se

producirá, en todo caso, antes de transcurridos cuatro meses desde la publicación de esta resolución en el «Boletín Oficial del Estado». Según lo previsto en la Resolución de la CNMC de 16 de diciembre de 2021, el anexo II(bis) del PO14.4 surtirá efectos, sustituyendo al anexo II, con la entrada en vigor de la correspondiente adaptación del PO10.5.

Segundo.

Dejar sin efectos, en esa misma fecha, el PO1.5 aprobado por resolución de la CNMC de 10 de octubre de 2019; el PO3.1, el PO7.3 y el PO9.1 aprobados por resolución de la CNMC de 10 de diciembre de 2020; el PO3.2 aprobado por resolución de la CNMC de 13 de enero de 2022, el PO3.3 aprobado por resolución de la CNMC de 14 de enero de 2021, así como sus modificaciones de 16 de septiembre y 9 de diciembre de 2021; el PO7.2 aprobado por resolución de la CNMC de 10 de diciembre de 2020, así como su modificación de 10 de marzo de 2022; y el PO14.4 aprobado por resolución de la CNMC de 16 de diciembre de 2021.

Tercero.

Establecer un plazo de doce meses desde el inicio de efecto del PO3.1 aprobado por la presente resolución para que los sujetos titulares de Unidades de Gestión Hidráulica propongan al operador del sistema una configuración de sus unidades que cumpla los criterios previstos en el apartado 2.1.b) del anexo II del PO3.1. Posteriormente, el operador del sistema elevará a la CNMC el listado de unidades solicitadas, acompaña de una valoración, en el plazo de nueve meses. La Comisión hará pública la lista de unidades aprobadas mediante Resolución publicada en su página web.

Cuarto.

Declarar producto específico de balance la banda de regulación secundaria del sistema eléctrico español y conceder una exención al operador del sistema para que pueda seguir utilizando este producto hasta su adaptación a las características estándar en el marco del proyecto SRS y de acuerdo con el cronograma previsto en la Hoja de Ruta MIE.

La presente resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», en cumplimiento de lo establecido en el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, a excepción del anexo II del PO3.3, que tiene carácter confidencial.

La presente resolución se notificará a Red Eléctrica de España, SA.

Madrid, 17 de marzo de 2022.—El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Miguel Bordiú García-Ovies.

ANEXO

Procedimientos de operación

- P.O.1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia.
- P.O.3.1 Proceso de programación.
- P.O.3.2 Restricciones técnicas.
- P.O.3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR).
- P.O.7.2 Regulación secundaria.
- P.O.7.3 Regulación terciaria.
- P.O.9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación.
- P.O.14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

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

1. Objeto.

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

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento aplica al Operador del Sistema (OS) y a los sujetos proveedores de servicios de balance.

3. Definiciones.

3.1 Reserva de regulación primaria.

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

3.2 Reserva de regulación secundaria.

Se define la reserva de regulación secundaria del sistema como el margen de variación de potencia en el que el regulador secundario del sistema peninsular español puede actuar automáticamente y en los dos sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante. Viene dada por la suma, en valor absoluto, de las contribuciones individuales de todas las unidades de programación proveedoras de este servicio, a través de sus zonas de regulación. El margen de potencia, en cada uno de los dos sentidos, se conoce como reserva o banda de regulación secundaria a subir o a bajar.

3.3 Reserva de regulación terciaria.

Está constituida por la variación máxima de potencia a subir o a bajar de todas las unidades de programación proveedoras de este servicio que puede ser movilizada en un tiempo no superior a quince minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 30 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 su actuación, se establecen cuatro niveles de reserva:

Reserva de regulación primaria.

Reserva de regulación secundaria.

Reserva de regulación terciaria.

Reserva programable mediante el mecanismo de provisión de energía de balance procedente de reservas de sustitución.

4.1 Reserva de regulación primaria.

Antes del 31 de diciembre de cada año, el Operador del Sistema comunicará a todos los participantes en el mercado y a los titulares de las zonas de regulación secundaria, los requerimientos de reserva de regulación primaria asignados por ENTSO-E (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad o REGRT de Electricidad) al sistema eléctrico peninsular español para el año siguiente.

Los criterios de regulación del sistema interconectado europeo establecidos por ENTSO-E determinan que la reserva de regulación primaria tiene por objeto estabilizar

en pocos segundos la frecuencia del sistema en un valor estacionario ante un incidente o perturbación.

Los criterios de actuación de la regulación primaria establecidos por ENTSO-E son:

La reserva de regulación primaria deberá soportar un desequilibrio instantáneo entre generación y demanda, por pérdida súbita de generación, de demanda o interrupción de intercambios internacionales, en el sistema síncrono europeo interconectado equivalente al incidente de referencia establecido por ENTSO-E.

La activación de la reserva de regulación primaria no debe retrasarse artificialmente y debe comenzar lo antes posible ante un desvío de frecuencia. En caso de que el desvío de frecuencia sea igual o superior a 200 mHz:

Al menos el 50 % de la reserva de regulación primaria deberá activarse antes de transcurridos 15 segundos.

El 100 % de la reserva de regulación primaria deberá completarse antes de transcurridos 30 segundos, con una dinámica de activación como mínimo lineal entre el segundo 15 y el segundo 30.

En caso de desvíos de frecuencia inferiores a 200 mHz, la activación de reserva de regulación primaria deberá ser, como mínimo, proporcional, con el mismo comportamiento dinámico referido en los dos puntos anteriores.

La regulación primaria deberá mantenerse mientras persista el desvío de frecuencia, salvo las excepciones previstas en el artículo 156 del Reglamento (UE) 2017/1485, o normativa que lo sustituya.

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

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

$$RP = \frac{E}{E_T} * RPT \text{ (MW)}$$

Siendo:

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

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

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

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

4.2 Reserva de regulación secundaria.

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

El comienzo de la actuación de la regulación secundaria no deberá demorarse más allá de 30 segundos y deberá tener la capacidad de mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta que su uso neto sea sustituido por la regulación terciaria. La respuesta

dinámica exigible a las zonas de regulación viene definida en el procedimiento de operación por el que se regula el servicio de regulación secundaria.

Para el establecimiento de los niveles de reserva de regulación secundaria a subir, el Operador del Sistema tendrá asimismo en consideración, los criterios y recomendaciones que sean publicados a estos efectos por ENTSO-E.

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

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

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

- Carácter peninsular de nuestro sistema que hace necesario vigilar que se respeten las capacidades de intercambio y los límites de seguridad en el intercambio de energía con el resto del sistema síncrono interconectado europeo, especialmente en las líneas de interconexión con Francia, para garantizar la seguridad del sistema.

- Variación de la demanda en los diferentes periodos de programación cuarto-horarios, a lo largo del día.

- Se dotará un mayor volumen de reserva en los períodos que presentan puntos de inflexión de la curva de demanda peninsular. Así, se tendrá en cuenta en los requerimientos de reserva la posibilidad de desplazamiento en el tiempo de estos puntos de inflexión, respecto a las previsiones del OS. Se dotará mayor volumen de banda secundaria en aquellos períodos en los que se presenten cambios acusados de programa en los intercambios internacionales.

- Se garantizarán los siguientes valores mínimos de banda de regulación secundaria, especialmente en periodos valle, en los que, debido al parque generador conectado, pueda existir una menor disponibilidad de reserva de regulación terciaria:

Banda a subir: 500 MW.

Banda a bajar: 400 MW.

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

4.3 Reserva de regulación terciaria.

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

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

Adicionalmente a los criterios de dimensionamiento de las reservas de regulación específicos de cada tipo de reserva, secundaria o terciaria, el operador del sistema deberá asegurar que la suma total de la reserva de regulación secundaria que debe mantenerse y la reserva de regulación terciaria disponible sea superior a los siguientes valores:

- El valor necesario para cubrir los desequilibrios positivos del bloque de control frecuencia-potencia correspondiente al sistema eléctrico peninsular español durante al menos el 99 % del tiempo, sobre la base de registros históricos consecutivos de estos

desequilibrios. El muestreo de dichos registros históricos será del tiempo máximo establecido para la recuperación de la frecuencia, es decir, 15 minutos. El período considerado a efectos de estos registros será representativo y comprenderá, como mínimo, un período anual completo finalizado en una fecha no anterior a seis meses previos a la fecha del cálculo.

– El valor necesario para cubrir los desequilibrios negativos del bloque de control frecuencia-potencia correspondiente al sistema eléctrico peninsular español durante al menos el 99 % del tiempo, sobre la base de los registros históricos referidos anteriormente.

4.4 Reserva suplementaria necesaria.

Además de las reservas anteriores de regulación primaria, secundaria y terciaria, será necesario disponer de una reserva suplementaria de potencia activa, que será cuantificada sobre la base de la consideración de los siguientes aspectos:

– Diferencias existentes para cada periodo de programación entre la demanda prevista por el Operador del Sistema y la demanda resultante del Programa Diario Viable Provisional (PDVP) y, en su caso, de los sucesivos programas finales correspondientes (PHF y PHFC).

– Diferencias identificadas para cada periodo de programación entre la suma de los programas de producción eólica resultantes del Programa Diario Viable Provisional (PDVP) y, en su caso, de los sucesivos programas finales correspondientes (PHF y PHFC) y la producción eólica prevista por el Operador del Sistema que tiene un margen de confianza equivalente al considerado para la demanda prevista al establecer la reserva de regulación terciaria.

– Diferencias existentes para cada periodo de programación entre la suma de los programas de producción termosolar y solar fotovoltaica, resultantes del Programa Diario Viable Provisional (PDVP) y, en su caso, de los sucesivos programas finales correspondientes (PHF y PHFC) y la producción termosolar y solar fotovoltaica prevista por el Operador del Sistema que tiene un margen de confianza equivalente al considerado para la demanda prevista al establecer la reserva de regulación terciaria.

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

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

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

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

5. Comunicación de información.

El Operador del Sistema comunicará a los participantes en el mercado las reservas de regulación secundaria y terciaria requeridas para cada período de programación, y cualquier cambio en las reservas de regulación primaria con respecto a la publicación referida en el apartado 4.1.

El Operador del Sistema facilitará también información de aquellas pérdidas máximas de producción provocadas de forma directa por el fallo simple de un elemento del sistema eléctrico, que representen una pérdida de potencia superior a la del grupo de mayor potencia del sistema eléctrico español.