

## 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 telemidida 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 telemidida 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  $\pm 10$  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.

## P.O.3.1 Proceso de programación

### 1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso de programación diaria, intradiaria y en tiempo real de las unidades de programación del sistema eléctrico peninsular español en el mercado mayorista de electricidad, de forma que se garantice el suministro y la seguridad del sistema.

El proceso de programación incluye los siguientes procesos sucesivos:

- a) Elaboración del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).
- b) Elaboración del Programa Diario Viable Provisional (PDVP).
- c) Contratación diaria de banda de regulación secundaria.
- d) Elaboración de los Programas Finales (PHF/PHFC).
- e) Elaboración de los Programas Operativos (P48) y su cierre.

Los horarios para la publicación de estos programas y otros intercambios de información relevantes para el proceso de programación se recogen en el anexo I de este procedimiento de operación.

El proceso de programación se realiza en unidades de programación (UP). Los criterios de organización de las UP del sistema eléctrico peninsular español se establecen en el anexo II de este procedimiento de operación.

En el anexo III se recoge el procedimiento para dar de alta y posteriormente nominar contratos bilaterales con entrega física ante el OS.

El proceso de reclamaciones en el ámbito de la programación se recoge en el anexo IV de este procedimiento.

En el anexo V se detalla el proceso de validación aplicado a la información correspondiente a la nominación de programas de los mercados diario e intradiario.

### 2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación a:

- a) Operador del Sistema (OS).
- b) Participantes en el mercado (PM), en el ámbito del sistema peninsular español.

A efectos de lo establecido en este procedimiento, corresponderá al participante en el mercado:

– La solicitud al OS del alta, baja o modificación de las unidades de programación en el sistema eléctrico peninsular español.

– La comunicación de la información necesaria en el proceso de programación:

- Nominaciones de programas de energía del mercado diario e intradiario (en aquellos casos en los que una misma unidad de oferta (UO) esté integrada por dos o más unidades de programación) y comunicación de cambios de programa después del mercado intradiario continuo.

- Nominación de programas de energía procedentes de contratos bilaterales con entrega física, conforme a lo establecido en el anexo III de este procedimiento.

- Desgloses de los programas de energía en unidades físicas (UF).

- Comunicación de desvíos e indisponibilidades.

- Envío de ofertas, en caso de participación en los servicios de ajuste del sistema gestionados con mecanismos de mercado.

### 3. Programas de energía, periodos de programación y horarios.

Los programas PDBF, PDVP, PHF y PHFC se publicarán con ambas resoluciones, horaria y cuarto-horaria, al menos hasta que se introduzca la posibilidad de negociación de productos de resolución cuarto-horaria en los mercados de energía, en el ámbito del



sistema eléctrico peninsular español. El programa operativo P48 tendrá resolución de un cuarto de hora.

Los programas de energía (MWh) publicados con resolución horaria se publicarán con un máximo de una cifra decimal y los publicados con resolución cuarto-horaria se publicarán con un máximo de tres cifras decimales.

Las asignaciones y redespachos correspondientes a los servicios de ajuste del sistema incluidos en este procedimiento de operación (restricciones técnicas, banda de regulación secundaria, energías de balance RR, regulación terciaria y energía de regulación secundaria) se expresarán en valores de potencia o de energía, siempre en periodos de resolución cuarto-horaria.

Las asignaciones en potencia se expresarán en MW con un máximo de una cifra decimal, mientras que los redespachos y asignaciones en energía se expresarán en MWh con un máximo de tres cifras decimales.

Los redespachos por restricciones técnicas del PDBF presentarán el mismo valor en todos los periodos de programación cuarto-horarios de la misma hora, ya que el correspondiente límite de programa por seguridad siempre vendrá aplicado sobre un periodo horario completo. Esta situación se mantendrá, al menos, hasta que los periodos de programación en los mercados de energía, en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español, sean también cuarto-horarios.

Todos los horarios y los periodos de programación (intervalos temporales semiabiertos definidos por su instante de inicio y su instante de fin) establecidos en este procedimiento de operación están referidos a la Hora Central Europea, CET (Central European Time) o CEST (Central European Summer Time).

El detalle de cada uno de los mensajes de intercambio de información con el OS (resolución, unidades, formato, etc.) se encuentra establecido en la edición que esté vigente en cada momento del documento de intercambios de información del OS con los Participantes en el Mercado (PM).

#### 4. Definiciones.

A efectos de este procedimiento de operación se deberán tener en cuenta los términos y definiciones establecidos en el Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad y en el artículo 4 de las Condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español, aprobadas por la CNMC (en adelante Condiciones relativas al balance).

En particular, los términos correspondientes a:

– Mercado, se refiere al «Mercado mayorista de electricidad» al que se refiere el artículo 1 de 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.

– Participante en el mercado (PM), es una persona física o jurídica que compra, vende o genera electricidad, que participa en la agregación o que es un gestor de la participación activa de la demanda o servicios de almacenamiento de energía, incluida la emisión de órdenes de negociación, en uno o varios de los mercados de la electricidad incluyendo el mercado de balance, tal y como se define en el punto (25) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de electricidad.

– Proveedor de servicios de balance (BSP, por sus siglas en inglés): participante en el mercado que suministra energía de balance y/o reserva de balance a los TSO, tal como se define en el punto (12) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad.

– Sujeto de liquidación responsable del balance (BRP, por sus siglas en inglés): participante en el mercado, o su representante elegido, responsable de sus desvíos en el mercado de la electricidad, tal como se define en el punto (14) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad.

Adicionalmente, se incorporan en este procedimiento las definiciones de los programas y asignaciones publicados por el OS:

– Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF): Es el programa de energía diario de las diferentes unidades de programación que integra la nominación de los programas de energía derivados del uso de los derechos físicos de capacidad de largo plazo en la interconexión Francia-España, los resultados de la casación del mercado diario y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física nominados al OS antes y después del mercado diario.

– Programa Diario Viable Provisional (PDVP): Es el programa de energía diario de las diferentes unidades de programación que incorpora, sobre el PDBF, las modificaciones de programa derivadas del proceso diario de solución de las restricciones técnicas identificadas en el programa diario base de funcionamiento.

– Asignación diaria de banda de regulación secundaria: Proceso de asignación de ofertas de reserva de regulación secundaria realizado por el OS para garantizar la disponibilidad de la reserva de regulación secundaria a subir y a bajar requerida por el sistema para el día siguiente.

– Programa Final tras las subastas del mercado intradiario (PHF): Es el programa de energía de las diferentes unidades de programación que incorpora, sobre el PDVP, los ajustes de programa realizados en el mercado intradiario (subastas y rondas del mercado intradiario continuo) en cada una de las subastas del mercado intradiario para los periodos de programación negociables en cada una de dichas subastas.

– Programa Final definitivo (PHFC): Es el programa de energía de las diferentes unidades de programación, que incorpora, sobre el PDVP, los ajustes de programa realizados en el mercado intradiario (subastas y rondas del mercado intradiario continuo) en cada una de las rondas del mercado intradiario continuo para los periodos de programación negociables en cada una de dichas rondas.

– Programa Operativo (P48): Es el programa de energía de las diferentes unidades de programación que incorpora, sobre el PDVP, los ajustes de programa realizados en horizonte intradiario y los cambios de programa entre BRPs comunicados al OS tras el mercado intradiario continuo, las modificaciones de los programas necesarias para la solución de restricciones técnicas en tiempo real, las asignaciones de ofertas realizadas en los mercados de balance y los redespachos de energía derivados de las declaraciones de indisponibilidad y de la comunicación de desvíos de las unidades de programación.

La publicación del P48 se inicia tras la publicación del PDVP para las horas correspondientes al día en curso y el horizonte completo del día siguiente, pudiendo ser actualizado posteriormente en cualquier momento, con anterioridad y durante la misma hora de suministro de la energía.

– Programa Operativo de Cierre (P48CIERRE): Es la publicación que recoge el programa P48 de un día completo. Se publica una vez ya transcurrido el día.

## 5. Publicación de información previa al mercado diario.

Antes de las 10:30 horas, el OS pondrá a disposición de los PM y, en su caso, del operador del mercado (OM) u otras entidades, conforme a la regulación vigente, la información correspondiente al día siguiente y referente a:

- Previsión de demanda total del sistema por periodo de programación cuarto-horario.
- Previsiones de generación de energía eólica y solar por periodo de programación cuarto-horario.
- Volumen agregado de indisponibilidades de las unidades de programación.
- Situación prevista de la red de transporte.
- Valores de previsión de capacidad en las interconexiones internacionales: capacidad de intercambio (NTC, por sus siglas en inglés) y capacidad de intercambio disponible (ATC, por sus siglas en inglés), en ambos casos, por periodo de programación

cuarto-horario para las publicaciones de los participantes en el mercado y con resolución horaria para los intercambios de información con el OM.

El OS mantendrá actualizada esta información conforme a lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información relativos al proceso de programación.

## 6. Elaboración del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

Antes de las 13:30 horas, o bien antes de transcurridos 30 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la casación de ofertas en el mercado diario, el OS pondrá a disposición de todos los participantes en el mercado, y del OM, el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) de las unidades de programación para el día siguiente.

El Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) integra la nominación de los programas de energía derivados de la nominación del uso de los derechos físicos de capacidad de largo plazo en la interconexión Francia-España, los resultados de la casación de ofertas del mercado diario y los contratos bilaterales con entrega física nominados al OS antes y después del mercado diario. En caso de desacoplamiento de los mercados diarios, se integrarán también en el PDBF los programas establecidos a través de la interconexión Francia-España en uso de los derechos físicos de capacidad asignados en la subasta diaria de respaldo.

Para la elaboración del PDBF se aplicarán, a las nominaciones de programas del mercado diario y a la nominación de contratos bilaterales, las validaciones establecidas en el anexo V de este procedimiento.

### 6.1 Nominación del uso de los derechos físicos de capacidad de intercambio de largo plazo en la interconexión Francia-España.

El OS, o tercero autorizado, notificará a los participantes del mercado los derechos físicos de capacidad anuales y mensuales autorizados, conforme a las reglas de asignación de capacidad aplicables a la interconexión Francia-España.

Las diferencias entre los derechos físicos de capacidad autorizados para la programación y los derechos físicos de capacidad previamente asignados serán las posibles reducciones de capacidad debidas a la identificación de una situación de congestión en la interconexión.

Con anterioridad al cierre del mercado diario, y siguiendo los horarios fijados en el anexo I y en las reglas de asignación de capacidad aplicables a la interconexión Francia-España, se llevarán a cabo una serie de procesos sucesivos:

– Antes de las 8:30 horas, el OS recibirá de los participantes en el mercado las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad anual y mensual que hayan sido autorizados. En el sistema eléctrico peninsular español, se considerará como notificación de uso de los derechos físicos de capacidad la comunicación por el PM de la ejecución de uno o más contratos bilaterales establecidos entre la unidad de programación para la importación (o la unidad de programación para la exportación) y las unidades de programación genéricas, definidas ambas en el anexo II de este procedimiento de operación.

La falta de notificación de uso de la capacidad autorizada en los plazos establecidos supondrá una reventa de los derechos físicos de capacidad correspondientes y dicha capacidad será incluida por los OS en los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de los mercados en horizonte diario.

– Seguidamente, los operadores de los sistemas eléctricos francés y español intercambiarán la información relativa a las notificaciones de uso recibidas. A partir de los resultados de dichos intercambios de información relativos a la utilización de los derechos físicos de capacidad anual y mensual autorizados, los dos OS establecerán

conjuntamente el valor total de los derechos físicos de capacidad asignados y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.

– Una vez intercambiadas las notificaciones de uso de las capacidades asignadas en horizontes anual y mensual, los derechos de uso no notificados serán objeto de reventa y dicha capacidad será incluida por los OS que comparten la correspondiente interconexión en los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de mercados en horizonte diario. En ese mismo proceso, los dos OS aplicarán el principio de superposición de transacciones firmes en contradirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio.

– Antes de las 9:00 horas, el OS pondrá a disposición del OM la información de los derechos físicos de capacidad asignados en horizontes anual y mensual y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos, y los valores de capacidad máxima utilizables por el mecanismo de acoplamiento de mercados en horizonte diario.

#### 6.2 Nominaciones de contratos bilaterales físicos antes del mercado diario.

Antes de las 10:15 horas, el OS recibirá la nominación correspondiente a:

Contratos bilaterales internacionales con entrega física en interconexiones en las que no existe un procedimiento coordinado de asignación de capacidad.

Contratos bilaterales internos con entrega física que han elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario.

Antes de las 10:30 horas, el OS pondrá a disposición del OM la información relativa a la nominación de contratos bilaterales con entrega física realizada ante el OS con anterioridad al mercado diario.

En el caso de que detecte que se ha producido una incidencia, el OS, en coordinación con el OM podrá realizar las actuaciones oportunas y, en su caso, podrá realizar nuevos envíos de esta información modificando la ya enviada. En caso de producirse esta situación, el OM y los OS del sistema ibérico adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

#### 6.3 Resultado del mercado diario.

Antes de las 13:00 horas, el OS recibirá del OM el resultado de la casación en el mercado diario, incluidos, en su caso, los programas de energía derivados de la integración en el mercado de las contrataciones establecidas en el mercado a plazo con entrega física de la energía, el orden de mérito de las ofertas de compra y venta de energía resultante de la casación de ofertas en dicha sesión del mercado diario, y todas las ofertas presentadas a dicha sesión.

Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa al precio marginal del mercado diario correspondiente a las zonas de oferta de España, Portugal y Francia y los valores de los programas de intercambio a través de las interconexiones entre España y Francia y entre España y Portugal, así como en las interconexiones internacionales no comunitarias.

#### 6.4 Nominaciones después del mercado diario.

Antes de las 13:00 h, o bien antes de transcurridos 20 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario, el OS recibirá de los participantes del mercado la nominación de los siguientes programas:

– Programas resultantes del mercado diario en unidades de programación, en caso de no correspondencia unívoca entre la unidad de oferta en el mercado diario y la unidad de programación

– Contratos bilaterales con entrega física internos que no hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario, incluidos los contratos bilaterales con entrega física entre empresas comercializadoras.

– Modificaciones de contratos bilaterales internos que hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario, siempre que esta modificación suponga un incremento del programa de energía firme previamente comunicado y no se modifiquen las unidades de programación con las cuales el contrato bilateral haya sido previamente nominado.

## 6.5 Subasta Diaria de Respaldo (SDR) en la interconexión Francia-España.

En caso de desacoplamiento de mercados, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en una Subasta Diaria de Respaldo (SDR) de acuerdo con lo dispuesto en las reglas de asignación de capacidad aplicables a la interconexión Francia-España.

Tras la SDR, el OS o tercero habilitado pondrá a disposición del OM el valor de capacidad diaria autorizada para cada participante en el mercado en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta para la aceptación de ofertas al mercado diario en los casos que así corresponda.

Antes de las 13:00 horas, o bien antes de transcurridos 20 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados del mercado diario, el OS recibirá la nominación de los contratos bilaterales con entrega física establecidos entre la unidad de programación genérica y la unidad de programación en frontera, al objeto de transferir, y anular así, el programa de la unidad genérica.

Finalmente, y en caso de desacoplamiento de mercados, y si excepcionalmente esta SDR no pudiera celebrarse, la capacidad de intercambio disponible en el horizonte diario será ofrecida en el mercado intradiario.

## 7. Comunicación al OS de información relevante para los análisis de seguridad

### 7.1 Desgloses de programa en unidades físicas

Los participantes en el mercado facilitarán al OS la información correspondiente a los desgloses del programa de las unidades de programación por unidad física y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades equivalentes de acuerdo con los criterios de desglose de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema.

Con carácter general, las unidades físicas se encuentran definidas en el anexo II de este procedimiento para cada tipo de unidad de programación. Por razones de seguridad del sistema, en determinados casos el OS podrá definir y comunicar previamente a los participantes del mercado, los criterios y códigos específicos a utilizar para la realización de estos desgloses en unidades físicas equivalentes, conforme a lo establecido en el anexo II de este procedimiento.

Este desglose de programas será aplicable a todas aquellas unidades de programación compuestas por más de una unidad física en los diferentes horizontes de programación en los que la unidad de programación haya modificado su programa:

– En horizonte diario, antes de las 13:00 horas, o bien antes de transcurridos 20 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados del mercado diario.

– En horizonte intradiario:

- Antes de transcurridos 15 minutos tras la recepción de los resultados de las subastas del mercado intradiario.

- Tras el mercado intradiario continuo, con una antelación no inferior a 50 minutos respecto al inicio del periodo horario de suministro de la energía.



– En tiempo real, con una antelación no inferior a 5 minutos respecto al inicio del periodo del suministro de la energía.

Se considerará que el desglose de una unidad de programación es incorrecto cuando la suma de los programas desglosados correspondientes a las unidades físicas que componen dicha unidad de programación difiera del programa de la unidad de programación, con una tolerancia de  $\pm 0,1$  MWh.

7.2 Comunicación de potencias hidráulicas máximas y valores mínimos por unidad de programación hidráulica.

Antes de las 13:00 horas, o bien antes de transcurridos 20 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados del mercado diario, los participantes del mercado con unidades de gestión hidráulica o con unidades de programación de tecnología hidráulica, consideradas relevantes para los análisis de seguridad, deberán facilitar al OS la siguiente información:

– Potencias hidráulicas totales máximas por unidad de programación que, en caso de que así se les requiera por razones de seguridad del sistema, pueden ser suministradas y mantenidas por dicha unidad de programación durante un tiempo máximo de 4 y de 12 horas.

– Potencia hidroeléctrica mínima que debe mantener dicha unidad de programación hidráulica durante 4 horas consecutivas.

8. Elaboración del Programa Diario Viable Provisional (PDVP).

El programa de energía diario de las diferentes unidades de programación incorpora las modificaciones de programa introducidas en el PDBF derivadas del proceso diario de solución de las restricciones técnicas del PDBF, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación de restricciones técnicas.

El periodo de recepción de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF se abrirá a las 12:00 horas del día anterior al del suministro de energía, y se mantendrá abierto hasta 15 minutos después de la publicación del PDBF. El OS podrá prolongar este plazo de recepción de ofertas, sólo en casos excepcionales y previa comunicación a todos los PM a través de la página Web privada de eSIOS, comunicación en la que se indicará la nueva hora de cierre del período de recepción de ofertas, y el motivo de la prolongación del periodo de recepción de ofertas.

El OS, teniendo en cuenta la capacidad de intercambio y los programas en las interconexiones internacionales, las mejores previsiones de demanda y de producción de origen eólico y solar en el sistema eléctrico peninsular español y la disponibilidad prevista de las instalaciones de red y de las unidades de programación, aplicará un análisis de seguridad sobre el PDBF para detectar las posibles restricciones técnicas y sus posibles soluciones, seleccionando aquellas que, resolviendo la restricción con un margen de seguridad adecuado, impliquen un menor coste para el sistema.

El OS procederá para ello a realizar las modificaciones de programa que sean precisas para la solución de las restricciones detectadas, y establecerá además las limitaciones de programa por seguridad que sean necesarias para evitar la aparición de nuevas restricciones técnicas en los procesos y mercados posteriores, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación de restricciones técnicas.

En este mismo proceso, el OS introducirá las modificaciones requeridas en el PDBF que hayan sido solicitadas por los gestores de la red de distribución en aquellos casos en los que éstos identifiquen y comuniquen de forma fehaciente al OS la existencia de restricciones técnicas en la red objeto de su gestión, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la solución de restricciones técnicas.

Tras la solución de las restricciones técnicas identificadas, el OS procederá, en su caso, a realizar las modificaciones adicionales de programa necesarias para obtener nuevamente un programa equilibrado en generación y demanda, de acuerdo con lo



establecido en el procedimiento de solución de restricciones técnicas, respetando las limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad.

En caso de congestión en la interconexión España-Marruecos, el programa PDVP incorporará las modificaciones de programa necesarias de contratos bilaterales nominados en la interconexión España-Marruecos conforme a lo establecido en el artículo 15 de la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la CNMC, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista y la gestión de la operación del sistema.

Asimismo, antes de las 14:45 horas, o en todo caso, antes de transcurridos 75 minutos tras la publicación del PDBF, el OS pondrá a disposición de los PM y del OM los resultados de la subasta de capacidad de contratos bilaterales con entrega física efectuada para la interconexión entre España y Marruecos.

El programa PDVP de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español resultante de este proceso será publicado por el OS no más tarde de las 14:45 horas, o en todo caso, antes de transcurridos 75 minutos tras la publicación del PDBF.

#### 9. Asignación diaria de banda de regulación secundaria.

Cada día, el OS establecerá los requerimientos de banda de regulación secundaria para cada uno de los periodos de programación cuarto-horarios del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

Estos requerimientos de banda de regulación secundaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente serán publicados por el OS antes las 14:45 horas.

Una vez publicados los requerimientos de banda de regulación secundaria, el OS abrirá el periodo de recepción de ofertas para la prestación del servicio de regulación secundaria, proceso que se cerrará a las 16:00 horas, o, en todo caso, hasta 75 min tras la publicación del PDVP.

Con las ofertas de banda de regulación secundaria recibidas, el OS asignará la prestación del servicio de regulación secundaria con criterios de mínimo coste, siguiendo el proceso descrito en el procedimiento de operación por el que se establece el servicio de regulación secundaria.

Antes de las 16:30 horas, o en todo caso, antes de transcurridos 30 minutos tras el cierre de la presentación de ofertas de regulación secundaria, el OS publicará los resultados de la asignación de banda de regulación secundaria para todos y cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

Con una antelación no inferior a 10 minutos respecto al inicio del periodo cuarto-horario de suministro de energía, el responsable de una zona de regulación podrá solicitar al OS la aplicación del mecanismo de reducción de banda de regulación secundaria para evitar el incumplimiento del compromiso de banda adquirido el día anterior debido al seguimiento de instrucciones del OS en tiempo real, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establece el servicio de regulación secundaria.

#### 10. Reserva de regulación terciaria.

Cada día, el OS establecerá los requerimientos de reserva de regulación terciaria para cada uno de los periodos de programación cuarto-horarios del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

Estos requerimientos de reserva de regulación terciaria necesaria para cada periodo de programación cuarto-horario del día siguiente serán publicados antes de las 21:00 horas.

Antes de las 23:00 horas, los participantes en el mercado proveedores del servicio de regulación terciaria deberán presentar ofertas de toda la reserva de regulación terciaria que tengan disponible tanto a subir como a bajar para todo el horizonte de programación

del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de regulación terciaria.

Estas ofertas deberán ser actualizadas de forma continua por los PM siempre que se produzcan modificaciones en la programación o en la disponibilidad de sus unidades de programación, siendo obligatoria la oferta de toda la reserva de regulación terciaria disponible en cada unidad de programación.

Los participantes en el mercado podrán actualizar sus ofertas para el mercado de regulación terciaria hasta 25 minutos antes del inicio del periodo cuarto-horario de suministro de energía, salvo en aquellos casos en los que el OS comunique a través de la página Web privada de eSIOS una prolongación del periodo de tiempo disponible para la actualización de estas ofertas.

## 11. Programación intradiaria.

### 11.1 Elaboración del Programa Final tras las subastas del mercado intradiario (PHF).

De acuerdo con los horarios establecidos en el anexo I de este procedimiento, el OS recibirá del OM la información referente al resultado de las subastas del mercado intradiario, el orden de mérito de las ofertas de compra y venta de energía resultante de la casación de ofertas en dicha subasta del mercado intradiario y todas las ofertas presentadas a dicha sesión de subasta.

Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa al precio marginal de cada una de las sesiones de subasta del mercado intradiario correspondiente a las zonas de oferta de España y de Portugal para cada periodo de programación.

Tras la comunicación por el OM del programa resultante de la casación de ofertas en las subastas del mercado intradiario y antes de la hora límite establecida en el anexo I, el OS recibirá de los participantes en el mercado, las nominaciones de programas correspondientes a dicha sesión de subasta por unidad de programación (UP), en aquellos casos en los que en una misma unidad de oferta (UO) estén integradas dos o más unidades de programación.

Los programas por unidad de programación nominados deberán respetar, en su caso, las limitaciones establecidas por seguridad establecidas en el anexo V de este procedimiento de operación.

El PHF de unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español será publicado por el OS tras cada una de las sesiones de subasta a partir del resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación negociable en dicha subasta, como consecuencia del PDVP y de las sesiones y rondas del mercado intradiario realizadas hasta el momento de su publicación.

El OS procederá a publicar el Programa Final (PHF) en el horario fijado en el anexo I de este procedimiento de operación.

Con posterioridad a cada sesión de subasta del mercado intradiario, en el horario establecido en el anexo I, los operadores de los sistemas eléctricos portugués y español establecerán de forma conjunta el programa resultante en la interconexión Portugal-España tras las sesiones de subasta del mercado intradiario, al objeto facilitar dicho programa a la Plataforma de Contratación Continua Europea para el cálculo por parte de la misma de la capacidad de intercambio disponible en la interconexión Portugal-España para la negociación en el mercado intradiario continuo.

### 11.2 Elaboración Programa Final definitivo (PHFC).

Al objeto de elaborar el Programa Final definitivo (PHFC) correspondiente a cada periodo horario de programación, el OS recibirá la siguiente información:

– De la Plataforma de Contratación Continua Europea: los flujos en las interconexiones como resultado de las transacciones realizadas en el mercado intradiario continuo.

– Del OM: Con una anterioridad no inferior a 50 minutos respecto al periodo horario de inicio de programación, la información referente a las transacciones negociadas por los participantes en el mercado de la zona de oferta española en el mercado intradiario continuo. Asimismo, el OS recibirá la información relativa al precio horario de referencia de la energía gestionada en el mercado intradiario continuo.

– De los PM: Con una anterioridad no inferior a 50 minutos respecto al periodo horario de inicio de programación, las nominaciones de programas para la correspondiente ronda por unidad de programación (UP), en aquellos casos en los que en una misma unidad de oferta (UO) esté integrada por dos o más unidades de programación.

Las nominaciones de programas en unidades de programación deberán respetar, en su caso, las limitaciones de programa establecidas por seguridad del sistema.

El OS realizará las validaciones descritas en el anexo V respecto a las nominaciones de programa enviadas por los participantes en el mercado.

El Programa Final definitivo (PHFC) se establecerá por el OS a partir del resultado del PDVP y de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas con posterioridad a cada una de las subastas y rondas del mercado intradiario continuo para los periodos de programación negociables en cada una de las subastas y rondas del mercado intradiario continuo.

El OS procederá a publicar el PHFC para los periodos de programación negociados en cada ronda, con una antelación no inferior a 45 minutos respecto al inicio del periodo de programación.

El OS elaborará y publicará el PHFC a partir del PHFC anterior, o en su defecto, del PHF anterior, en los siguientes casos:

En aquellos casos en los que previo a la confirmación de los resultados del mercado intradiario continuo, el OM publique la anulación de las transacciones realizadas durante la última ronda.

En aquellos casos en los que por la existencia de una incidencia no se disponga de los resultados del mercado intradiario continuo o habiéndose recibido, no hayan sido confirmados con una anterioridad no inferior a 40 minutos respecto al periodo horario de inicio de programación.

En aquellos casos en los que el OS no pueda integrar en su sistema con una anterioridad de 40 minutos respecto al periodo de inicio del horizonte de programación la información oficial confirmada por el OM referente a las transacciones negociadas por los participantes en el mercado de la zona de oferta española en el mercado intradiario continuo.

En todos estos casos se respetarán los programas de intercambios internacionales resultantes del mercado intradiario continuo, siempre que el OS disponga de dichos programas facilitados por la Plataforma de contratación Continua Europea. El saldo horario que resulte en la interconexión con Francia por transacciones anuladas en el sistema eléctrico peninsular español se financiará con cargo a la renta de congestión en la interconexión con Francia. Asimismo, el saldo horario que resulte en la interconexión con Francia por transacciones anuladas con el sistema eléctrico peninsular portugués se financiará con cargo a la renta de congestión en la interconexión con Portugal.

En estas situaciones, el OS tan pronto como sea posible, mantendrá informados a los PM a través de la Web privada de eSIOS.

## 12. Cambios internos de programa entre BRP.

Los cambios de programa entre BRP internos, dentro del sistema eléctrico peninsular español, serán realizados a través de comunicaciones enviadas al OS por los participantes en el mercado, conforme a lo indicado en este apartado.

Después del cierre de cada ronda del mercado intradiario continuo, los participantes en el mercado podrán comunicar al OS cambios de programa, conforme a los criterios establecidos de las Condiciones relativas al Balance aprobadas por la CNMC, indicando

la causa que motiva el cambio de programa conforme a las categorías establecidas en el documento de intercambio de información con el OS.

En este sentido, el OS contrastará la nominación del cambio de programa con la información de las indisponibilidades comunicadas por los participantes del mercado u otras situaciones que puedan corresponder a incidentes sobrevenidos, y, en su caso, informará a la CNMC de cualquier incumplimiento relativo a los términos en los que se deben realizar los cambios de programa entre participantes en el mercado.

Los cambios de programa de unidades de programación serán comunicados al OS por ambos participantes en el mercado, salvo en el caso de que los cambios de programa se produzcan entre unidades de programación del mismo participante en el mercado, en cuyo caso sólo será necesaria una única comunicación.

Los participantes en el mercado podrán enviar cambios de programas para la hora siguiente (no negociable ya en el mercado intradiario continuo), con una antelación no inferior a 30 minutos respecto al inicio del primer periodo de programación cuarto-horario de dicha hora. No se permitirán transferencias de asignaciones de energía de balance entre unidades de programación.

Los cambios de programa se realizarán por periodos de programación cuarto-horarios.

En caso de que las nominaciones de programa no respeten los límites físicos de las unidades de programación o las limitaciones establecidas por seguridad del sistema, la nominación será rechazada en su totalidad.

El OS procederá a aceptar el cambio de programa una vez recibidas y validadas las comunicaciones de cambio de programa por parte de ambos participantes en el mercado o del participante en el mercado, en caso de cambios de programación entre unidades de programación del mismo participante en el mercado.

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.

### 13. Servicios de balance.

#### 13.1 Activación de energías de balance procedentes de reservas de sustitución (RR).

La activación e intercambio de energías de balance procedentes de reservas de sustitución (RR, por sus siglas en inglés) en el sistema eléctrico peninsular español para la gestión de los desvíos previstos de generación y consumo respecto al Programa final definitivo (PHFC) se realizará mediante la utilización de la plataforma europea para el intercambio de energías de balance RR, conforme a lo establecido en el artículo 19 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 (Reglamento EB).

La activación de energías de balance RR se realizará conforme a lo previsto en el «Marco de aplicación de la plataforma europea de intercambio de energías de reservas de sustitución (RRIF, por sus siglas en inglés)», aprobado por las Autoridades Regulatoras Nacionales de todos los países participantes en este proceso, de acuerdo con el artículo 5.3.a) del Reglamento EB.

La participación en el proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance RR estará condicionada a la disponibilidad y publicación del PHFC con un margen de al menos 48 minutos respecto al inicio del correspondiente horizonte de programación.

#### 13.2 Actuaciones ante desequilibrios frecuencia-potencia.

En el momento en que se produzca una incidencia con desequilibrio entre la generación y demanda, 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 secundaria.

Si la reserva de regulación secundaria se redujera por debajo de los niveles deseables por razones de seguridad del sistema, el OS requerirá la utilización del servicio de regulación

terciaria para regenerar la reserva secundaria, aplicando para ello el procedimiento de operación por el que se establece la prestación del servicio de regulación terciaria.

#### 14. Solución de restricciones técnicas en tiempo real.

A partir de la publicación de la asignación de reserva de regulación secundaria, los PM podrán proceder a actualizar de forma continua para cada periodo de programación cuarto-horaria del día siguiente, las ofertas de restricciones presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, para su utilización en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real.

El OS podrá retrasar la hora de apertura para la actualización de las ofertas cuando se produzcan retrasos en los mercados que lo hagan necesario. En estos casos, los PM serán informados a través de la Web privada de eSIOS.

La modificación de la programación para la solución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real se efectuará conforme al procedimiento de operación por el que se establece el proceso de solución de restricciones técnicas.

#### 15. Elaboración del programa operativo (P48).

La publicación del P48 se inicia tras la publicación del PDVP para las horas correspondientes al día en curso y el horizonte completo del día siguiente, pudiendo ser actualizado posteriormente en cualquier momento, con anterioridad y durante la hora de programación.

Una vez finalizado el horizonte diario de programación, el OS pondrá a disposición de los PM el programa cierre definitivo del P48 del día anterior (P48CIERRE).

La modificación del programa de energía de una unidad de programación en el P48 respecto del anterior podrá venir motivada por:

- Modificaciones de los programas del mercado intradiario.
- Modificaciones derivadas de la comunicación de cambio de programas entre BRP.
- Modificaciones por aplicación del proceso de activación de energías de balance procedentes de reservas de sustitución (RR), o por asignación de ofertas de energía de regulación terciaria.
- Modificación de la programación para la solución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real.
- Indisponibilidades sobrevenidas de las unidades físicas o unidades de programación comunicadas al OS.
- Comunicación de una unidad de programación de la existencia de desvíos sobre programa iguales o superiores a 30 MW por imposibilidad técnica de cumplir el programa, vertidos ciertos, etc.
- Comunicación fehaciente del operador de un sistema eléctrico vecino de la no conformidad total o parcial del programa de intercambio de energía previamente nominado por un participante en el mercado.
- Modificación de la programación para la resolución de una congestión en una interconexión internacional mediante la aplicación de una reducción de los programas de intercambio previstos o de acciones coordinadas de balance.
- Establecimiento de intercambios internacionales de apoyo por seguridad entre sistemas eléctricos vecinos.

#### 16. Programas de intercambios internacionales.

Para establecer los valores finales de los programas de intercambio que serán tenidos en consideración para el establecimiento del valor de ajuste del sistema de regulación frecuencia-potencia encargado de controlar el intercambio de energía entre los dos sistemas eléctricos que comparten cada interconexión eléctrica, se tendrán en cuenta, de manera coordinada con los OS vecinos, los programas de intercambio de energía resultantes de los siguientes procesos:

- Nominación de derechos físicos de capacidad a largo plazo autorizados,



- nominación de contratos bilaterales físicos a través de las interconexiones en las que no esté establecido un mecanismo coordinado de asignación de derechos de capacidad en el largo plazo,
- acoplamiento de mercados diarios y, en caso de producirse un desacoplamiento de mercados, aplicación de las Subastas de Respaldo,
- mercado intradiario continuo y, en su caso, subastas europeas de fijación de precio de la capacidad de intercambio en horizonte intradiario,
- mercado intradiario de subastas regionales complementarias MIBEL,
- participación en las plataformas europeas de balance,
- gestión coordinada de congestiones identificadas en la interconexión en tiempo real y
- establecimiento de intercambios internacionales de apoyo por seguridad entre sistemas eléctricos vecinos.

#### 17. Intercambios de información dentro del proceso de programación.

Sin perjuicio de la información publicada por el OS a través de sus páginas Web, todos los intercambios de información entre el OS y el OM y entre el OS y los PM realizados en el marco del proceso de programación, serán efectuados utilizando los medios y la estructura prevista en las ediciones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los PM y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM.

Antes de poner en funcionamiento cualquier nuevo intercambio de información, el OS propondrá una fase previa de realización de las pertinentes pruebas de intercambios de información entre todos los participantes del mercado afectados.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia durante el proceso de programación, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante a dicho proceso, el OS, en coordinación con el OM, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de una nueva versión del programa correspondiente, manteniendo informados en todo momento a los PM y al OM de estas actuaciones. En el caso de darse esta situación, el OM y el OS adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

## ANEXO I

### Horarios establecidos para los intercambios de información

#### 1. Horarios de publicación a del proceso de programación diario.

Concepto	Hora límite de publicación (D-1)
Nominación de los PM al OS de la capacidad asignada en las subastas de capacidad anuales y mensuales en la interconexión Francia-España.	8:30 horas.
El OS pone a disposición del OM y PM la información de derechos físicos de capacidad obtenidos en horizontes anual y mensual para la interconexión Francia-España cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.	9:00 horas.
Nominación de los PM al OS de contratos bilaterales antes del mercado diario: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Contratos bilaterales internacionales con entrega física a través de interconexiones en las que no esté establecido un procedimiento coordinado de asignación de capacidad.</li> <li>– Contratos bilaterales internos con entrega física.</li> </ul>	10:15 horas.
Publicación del OS a los PM de la información previa al mercado diario. El OS pondrá a disposición del OM: <ul style="list-style-type: none"> <li>– La capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales disponible antes del mercado diario (ATC).</li> <li>– Los contratos bilaterales nominados al OS con anterioridad al mercado diario.</li> </ul>	10:30 horas.
Publicación de los resultados del mercado diario.	13:00 horas.



Concepto	Hora límite de publicación (D-1)
Nominaciones de programa de los PM al OS por UP correspondientes a: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Contratos bilaterales internos con entrega física.</li> <li>– Nominaciones de los resultados del mercado diario (en caso de UO que integran varias UPs).</li> <li>– Nominación de los correspondientes contratos bilaterales con entrega física en caso celebración de la SDR en la interconexión Francia-España.</li> </ul> Envío de los PM al OS del programa correspondiente a: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Desgloses de UP en UF.</li> <li>– Potencias hidráulicas máxima y mínima.</li> </ul>	13:00 horas. (en todo caso, hasta 20 min tras la publicación de los resultados del mercado diario).
Publicación PDBF por el OS.	13:30 horas. (en todo caso, hasta 30 min tras publicación de los resultados del mercado diario).
Presentación de ofertas para el proceso de solución de restricciones técnicas.	Desde las 12:00 horas hasta 15 min tras publicación PDBF.
Puesta a disposición de los PM y del OM de los resultados de la subasta de capacidad de contratos bilaterales con entrega física efectuada, en caso de congestión, en la interconexión España-Marruecos	14:45 horas.
Publicación PDVP por el OS.	14:45 horas. (en todo caso, hasta 75 min tras publicación PDBF).
Requerimientos de banda de regulación secundaria.	14:45 horas.
Presentación de ofertas de banda regulación secundaria.	16:00 horas. (en todo caso, hasta 75 minutos tras la publicación del PDVP).
Asignación de banda de regulación secundaria.	16:30 horas. (en todo caso, hasta 30 minutos tras el cierre de presentación de ofertas de regulación secundaria).
Requerimientos de reserva de regulación terciaria.	21:00 horas.
Presentación de ofertas de regulación terciaria.	23:00 horas.

## 2. Horarios de publicación de los programas PHF.

	Sesión 1. <sup>a</sup>	Sesión 2. <sup>a</sup>	Sesión 3. <sup>a</sup>	Sesión 4. <sup>a</sup>	Sesión 5. <sup>a</sup>	Sesión 6. <sup>a</sup>
Cierre de sesión subastas MI.	15:00	17:50	21:50	1:50	4:50	9:50
Resultados subastas MI.	15:07	17:57	21:57	1:57	4:57	9:57
Comunicación resultados en la interconexión ES-PT a la Plataforma de Contratación Continua Europea.	15:08	17:58	21:58	1:58	4:58	9:58
Recepción de nominaciones por UP y desgloses (*).	15:22	18:12	22:12	2:12	5:12	10:12
Publicación PHF (**).	15:27	18:17	22:17	2:17	5:17	10:17
Horizonte de programación.	24 horas	28 horas	24 horas	20 horas	17 horas	12 horas
(Periodos horarios).	(1-24 D)	(21-24 D-1 y 1-24 D)	(1-24)	(5-24)	(8-24)	(13-24)

(\*): 15 minutos desde la recepción de los resultados de las subastas MI.

(\*\*): 5 minutos desde el cierre de recepción de nominaciones y desgloses.

D: Día de programación; D-1: Día anterior al de programación

Nota aclaratoria: En caso de retrasos en alguna de las publicaciones, se modificarán los horarios según se describe en este procedimiento de operación. Si como consecuencia de estos retrasos se viera afectada la secuencia de programación de la operación, el OS informará oportunamente a los PM mediante la página web privada de eSIOS.

## ANEXO II

### Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español

#### 1. Conceptos generales.

La unidad de programación (UP) es la unidad elemental por medio de la cual se establecen los programas de energía en el mercado mayorista de electricidad definidos en este procedimiento de operación. Al objeto de facilitar los análisis de seguridad realizados por el OS, las UP estarán compuestas por una o más Unidades Físicas (UF).

Los códigos de identificación de estas unidades en el sistema eléctrico peninsular español serán aprobados por el OS conforme a los medios y procedimientos establecidos para el alta de unidades de programación en el sistema eléctrico peninsular español.

Adicionalmente, cada unidad de programación y unidad física deberá tener asociado el correspondiente Energy Identification Code (EIC). Este código constituirá la clave única de registro de las unidades en el Operador del Sistema y será el utilizado por el mismo para reportar la información relativa a las unidades de acuerdo con el Reglamento (UE) 543/2013 de la Comisión, de 14 de junio de 2013, sobre la presentación y publicación de datos de los mercados de la electricidad y el Reglamento (UE) 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT).

Las unidades de programación serán gestionadas por los participantes en el mercado. En caso de que el participante del mercado sea distinto del titular de la instalación de producción o de almacenamiento:

– Si el participante del mercado es un representante en nombre ajeno (representación directa), deberá actuar con la unidad de programación del titular de la instalación de producción o de almacenamiento.

– Si el participante del mercado es un representante en nombre propio (representación indirecta) de instalaciones de potencia instalada superior a 1 MW o agrupaciones de instalaciones cuya suma de potencias instaladas sea superior a 1 MW, podrá actuar con una unidad de programación propia del representante o con la unidad de programación del titular de la instalación de producción o de almacenamiento.

– Si el participante en el mercado es representante de unidades de programación compuestas por una única unidad física agregadora, conforme a lo establecido en el apartado 2.1.c) de este anexo, únicamente podrá actuar con las unidades de programación propias del representante, con independencia del tipo de representación.

– Si el participante en el mercado es un comercializador de venta, deberá actuar con la unidad de programación de venta del comercializador.

#### 2. Organización de las unidades de programación.

Los criterios para la organización de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español son:

##### 2.1 Unidades de programación de generación.

###### a) Grupo térmico de potencia neta máxima superior o igual a 100 MW.

Se constituirá una única unidad de programación por cada grupo térmico de potencia neta superior o igual a 100 MW, conforme al valor de potencia neta del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (sección primera), entendiéndose bajo el término de grupo térmico el constituido por un conjunto de uno o más generadores eléctricos basados en motores térmicos y acoplados mecánica o térmicamente, pudiendo estar dispuestos sobre ejes diferentes y que comparten el mismo nudo de conexión a la red de transporte o a la red de distribución.

Las unidades de programación serán clasificadas, atendiendo a la información sobre su combustible principal obtenida del registro administrativo correspondiente.

Una unidad de programación térmica estará compuesta de una sola unidad física, entendiéndose como tal, cada clave diferenciada del correspondiente registro administrativo, salvo en el caso de centrales multieje, como determinados grupos de ciclo combinado (X turbinas de gas más Y turbinas de vapor), que integrarán tantas unidades físicas como número de motores térmicos los componen. Los ciclos combinados multieje operan en distintos modos de funcionamiento.

Se define como modo de funcionamiento cada una de las posibles combinaciones de turbinas de gas y de turbinas de vapor de las unidades de producción correspondientes a la tecnología de ciclo combinado, que hayan sido notificadas y cuyo funcionamiento efectivo haya sido verificado ante el OS.

El modo de funcionamiento de cada unidad de producción de la tecnología de ciclo combinado se determinará de acuerdo con el programa de entrega de energía de la unidad de programación asociada a dicha unidad de producción, los datos estructurales facilitados al OS por el titular de la unidad de programación para cada modo de funcionamiento y, en su caso, cuando un mismo programa de entrega de energía pueda ser proporcionado con más de un modo de funcionamiento, mediante el correspondiente desglose en unidades físicas del programa de entrega de energía de la unidad de programación, enviado al OS por el participante en el mercado titular de la unidad de programación.

En caso de que el modo de funcionamiento de la unidad de producción no se pueda determinar unívocamente mediante el programa o, en su caso, el desglose del programa de la unidad de programación, el OS considerará para dicha unidad de programación el modo de funcionamiento específico que mejor se adecúe a las necesidades que la seguridad del sistema requiera en cada momento.

Las unidades de programación definidas en este apartado podrán incorporar instalaciones de almacenamiento asociadas a la instalación de generación, según se desarrolle normativamente.

b) Unidades de programación correspondientes a unidades de gestión hidráulica.

Se constituirá una única unidad de programación por cada conjunto de instalaciones hidroeléctricas que pertenezcan a una misma unidad de gestión hidráulica (UGH).

Cada unidad de programación correspondiente a una UGH estará compuesta por varias unidades físicas. Se considerará como unidad física a cada instalación hidroeléctrica, entendiéndose como tal, cada clave diferenciada del registro administrativo en el que se encuentre inscrita la instalación.

Podrán integrarse en una misma UGH todas las unidades físicas que cumplan simultáneamente las siguientes condiciones:

i. Pertenecer a un mismo titular o a titulares representados por el mismo participante en el mercado en nombre propio (representación indirecta). En caso de propiedad compartida, se considerará titular al sujeto que tenga atribuida la explotación según lo acordado entre las partes.

ii. Pertenecer a la misma cuenca hidrográfica, según se define en el artículo 16 del Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas. En el caso de que por la aplicación de esta condición resultaran agrupaciones de tamaño inferior a 1.000 MW, podrán sumarse a la agrupación, siempre que se respete el límite anterior, instalaciones hidroeléctricas que no cumplan dicha condición, siempre que la potencia instalada de cada una de las instalaciones agregadas no supere los 200 MW y se cumpla al menos uno de los siguientes supuestos:

– La instalación se ubica en la misma demarcación geográfica, según se define en el artículo 16.bis del Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas;

– La instalación comparte el punto eléctrico de evacuación con otras instalaciones pertenecientes a la UGH desde antes de la entrada en vigor de esta disposición;

No obstante, la CNMC podrá autorizar excepcionalmente agrupaciones que no cumplan los criterios anteriores en casos debidamente justificados, en los que por el tamaño de las instalaciones el cumplimiento de los criterios genere una manifiesta ineficiencia.

iii. Todas las instalaciones que se integren en una misma UGH deberán presentar un mismo régimen económico, con o sin retribución específica, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 14.7 y 14.7.bis de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Cada instalación de bombeo puro constituirá por sí misma una unidad de gestión hidráulica, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 2.3.a) de este anexo.

El titular o representante que desee constituir o modificar una UGH presentará su solicitud al operador del sistema, quien la elevará a la CNMC acompañada de una valoración técnica y administrativa de la solicitud, en el plazo máximo de treinta días hábiles desde la recepción de la misma.

A los efectos de comprobar el cumplimiento de las condiciones de constitución de la UGH, el operador del sistema podrá requerir al solicitante la información que considere oportuna, consignando un plazo de respuesta para dicho requerimiento de información de al menos diez días hábiles. El plazo de valoración por el operador del sistema se considerará suspendido hasta la recepción de la información solicitada.

La CNMC autorizará o denegará mediante resolución motivada y previo trámite de audiencia a los interesados.

Mientras el expediente no se resuelva, el solicitante y las unidades físicas afectadas continuarán participando en el mercado de electricidad conforme a las unidades de programación vigentes. Igualmente, en caso de denegación de la petición por parte de la CNMC.

La CNMC mantendrá disponible en su página web la lista de UGH vigentes.

c) Unidades de programación de instalaciones o agrupaciones de instalaciones renovables (salvo UGHs), de cogeneración y de residuos.

Con carácter general, para instalaciones de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de energía primaria renovable (salvo UGHs), instalaciones de cogeneración e instalaciones que utilicen residuos como fuente de energía primaria, se constituirá una única unidad de programación para la entrega de energía, por sujeto de liquidación responsable del desvío (BRP), participante en el mercado y tipo de producción, conforme a los tipos establecidos en el siguiente cuadro:

Tipo de producción UP	Tipo de producción UF
Gas Natural – Cogeneración.	
Derivados del petróleo o carbón.	
Energía residual de instalaciones no productoras de energía eléctrica.	
Solar fotovoltaica.	
Solar térmica.	
Eólica Terrestre.	
Eólica Marina.	
Hidráulica – No UGH.	Fluyente/Embalse.
Oceanotérmica, geotérmica.	
Biomasa.	
Biogás.	
Residuos domésticos y similares.	
Residuos varios.	
Subproductos minería.	

En su caso, estas instalaciones se clasificarán atendiendo a la información relativa a su tipo de producción principal, obtenida del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente.

Adicionalmente, se deberán distinguir, de forma específica, tantas unidades de programación como sean necesarias, al objeto de poder diferenciar entre:

Generación a la que le son de aplicación/no le son de aplicación los criterios de prioridad de despacho.

Generación habilitada/no habilitada para la participación en los servicios de balance del sistema.

A través de estas UP se integrarán en el sistema, en su caso, las entregas de energía correspondientes a excedentes de energía no acogidos a compensación simplificada.

Las unidades de programación definidas en este apartado podrán incorporar instalaciones de almacenamiento asociadas a las instalaciones de generación, según se desarrolle normativamente.

Organización en Unidades Físicas (UF).

A efectos de lo establecido en este apartado se entiende por:

Instalación: Cada clave diferenciada del correspondiente Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Agrupación: Conjunto de instalaciones que cumple con los requisitos recogidos en el artículo 7 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Respecto a la organización de las UF que componen estas UP, los criterios que aplican con carácter general son los siguientes:

Dispondrán de unidad física con localización eléctrica específica y unívoca:

Cada instalación de potencia instalada superior a 1 MW, de forma individual. En el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, para una clave diferenciada con más de un CIL, se podrán dar de alta tantas unidades físicas como número de CIL asociados existan para esta clave con el mismo combustible.

En el caso de instalaciones de potencia instalada inferior o igual a 1 MW, cada uno de los conjuntos de instalaciones, del mismo tipo de producción, participante en el mercado y BRP, que pertenezcan a la misma agrupación y siempre que la suma de las potencias instaladas sea superior a 1 MW.

Dispondrán de una única unidad física agregadora por unidad de programación, sin localización eléctrica específica y unívoca, por tipo de producción, participante en el mercado y BRP, que englobará:

Tanto a las instalaciones individuales que no forman parte de una agrupación de potencia instalada inferior o igual a 1 MW.

Como a los conjuntos de instalaciones de la misma agrupación cuya suma de potencia instalada sea inferior o igual a 1 MW, del mismo tipo de producción, participante en el mercado y BRP.

Tratamiento individualizado de instalaciones por razones de seguridad.

Con carácter excepcional, en el caso de que por relevancia para la operación y seguridad del sistema las características específicas de alguna instalación o conjunto de

instalaciones hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el OS o por el gestor de la red de distribución:

Las instalaciones o conjunto de instalaciones integradas en unidades físicas agregadoras podrán disponer de unidades físicas específicas diferenciadas.

Las instalaciones o agrupaciones cuya suma de potencia neta instalada sea superior a 1 MW podrán constituirse en una unidad de programación individual, con una o varias unidades físicas.

Asimismo, con carácter excepcional, el OS o el gestor de la red de distribución, podrá solicitar que una unidad de programación se constituya en unidades físicas equivalentes, de acuerdo con los criterios de desglose de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema. Estos criterios podrán ser función de las características de las diferentes unidades de programación, pudiendo definir el OS o el gestor de la red de distribución para este objetivo, unidades equivalentes que engloben un conjunto de unidades físicas de potencia inferior a un cierto valor, desgloses por tecnologías, desgloses por nudos del modelo de red utilizado por el OS o por el gestor de la red de distribución en los análisis de seguridad, y combinaciones de las anteriores.

En caso de solicitud de tratamiento individualizado por necesidades del gestor de la red de distribución, la modificación debe realizarse de común acuerdo con el OS y respetando los criterios generales que permitan desarrollar adecuadamente los procesos de operación y liquidación de estas nuevas unidades.

d) Toma de energía por productores para consumos propios.

Cada participante del mercado podrá ser titular de una única unidad de programación para la toma de energía horaria para sus consumos de sus instalaciones de generación, entendiéndose por consumos propios de generación los definidos en el artículo 3.j) de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

En el caso de las unidades de programación pertenecientes a los apartados 2.1.a) y 2.1.b) de este anexo, cada participante en el mercado que opte por disponer de este tipo de unidades deberá ser titular de una unidad de programación para toma de energía para los consumos propios por cada una de las unidades de programación asociadas.

La adquisición de energía por productores para consumos propios se realizará cuando el saldo neto por periodo de programación de energía sea consumidor.

2.2 Unidades de programación de demanda:

a) Toma de energía por comercializadores.

Cada comercializador en mercado será titular de una única unidad de programación para el conjunto de sus suministros dentro del sistema eléctrico peninsular español que incluirá, en su caso, los excedentes de energía procedentes de instalaciones de consumo acogidas a compensación simplificada.

En caso de participación en los servicios de balance, el comercializador deberá disponer de otra unidad de programación específica habilitada para la participación en los servicios de balance del sistema.

Las unidades de programación habilitadas para participar en los servicios de balance del sistema estarán formadas por:

Una unidad física integrada por cada uno de los CUPS de potencia contratada mayor de 1 MW.

Una única unidad física para el conjunto de CUPS de potencia contratada menor o igual a 1 MW.



Conforme se desarrolle normativamente, las unidades de programación definidas en este apartado podrán incorporar instalaciones de almacenamiento asociadas a instalaciones de consumo.

- b) Toma de energía por consumidores directos en mercado.

Cada participante en el mercado que actúe como consumidor directo será titular de una única unidad de programación para el conjunto de sus suministros dentro del sistema eléctrico peninsular español de los que sea sujeto de liquidación responsable del balance con la misma fiscalidad del Impuesto Especial sobre la Electricidad.

Cada representante por cuenta ajena y en nombre propio (representación indirecta) ante el Operador del Sistema y el operador del mercado de un consumidor directo en mercado, será titular de una única unidad de programación para el suministro a todos sus consumidores directos en mercado representados dentro del sistema eléctrico peninsular español con la misma fiscalidad del Impuesto Especial sobre la Electricidad.

Cada representante por cuenta ajena y en nombre propio (representación indirecta) ante el Operador del Sistema y con representación por cuenta ajena y en nombre del representado (representación directa) ante el operador del mercado de un consumidor directo en mercado, podrá utilizar las unidades de programación con las que actuaría el consumidor directo en mercado.

En caso de participación en los servicios de balance, el participante en el mercado deberá disponer de otra unidad de programación específica habilitada para la participación en los servicios de balance del sistema.

Las unidades de programación habilitadas para participar en los servicios de balance del sistema estarán formadas por:

Una unidad física integrada por cada uno de los CUPS de potencia contratada mayor de 1 MW.

Una única unidad física para el conjunto de CUPS de potencia contratada menor o igual a 1 MW.

Conforme a se desarrolle normativamente, las unidades de programación definidas en este apartado podrán incorporar instalaciones de almacenamiento asociadas a la instalación de consumo.

### 2.3 Unidades de programación de almacenamiento:

- a) Instalaciones hidráulicas de bombeo.

Las instalaciones hidráulicas de bombeo tendrán unidades de programación diferenciadas para las entregas y las tomas de energía.

Se constituirá una única unidad de programación para la entrega de energía del conjunto de grupos de bombeo asociados a una central reversible de bombeo puro o mixto que evacúe en un determinado nudo de la red de transporte o de la red de distribución no integrada en una UGH.

Las entregas de energía de instalaciones de bombeo integradas en una UGH se realizarán a través de la unidad de programación de la UGH.

Cada unidad de programación para entrega de energía estará compuesta por tantas unidades físicas como grupos de bombeo tenga asociados, entendiendo como grupo de bombeo, cada clave diferenciada del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica correspondiente.

Adicionalmente, cada participante del mercado será titular de una única unidad de programación para la toma de energía para el consumo de bombeo del conjunto de grupos conectados en un mismo nudo de la red de transporte o la red de distribución.

Esta unidad de programación para la toma de energía estará compuesta por tantas unidades físicas como grupos de bombeo integran la unidad de programación, entendiendo como tal, cada clave diferenciada del registro administrativo correspondiente.

b) Otros almacenamientos.

Las instalaciones de almacenamientos no asociadas a instalaciones de generación o de demanda tendrán unidades de programación diferenciadas para las entregas y las tomas de energía.

Así, se constituirá una única unidad de programación por BRP y participante en el mercado para la entrega de energía del conjunto de instalaciones de almacenamiento no asociadas a instalaciones de generación o demanda.

Adicionalmente, se constituirá una única unidad de programación por BRP y participante en el mercado para la toma de energía del conjunto de instalaciones de almacenamiento no asociadas a instalaciones de generación o demanda.

En caso de instalaciones consideradas relevantes para la seguridad del sistema, el OS, o el gestor de la red de distribución de forma coordinada con el OS, podrá solicitar, adicionalmente a los criterios establecidos (BRP y participante en el mercado), la creación de unidades de programación específicas en función de su localización en un determinado nudo de la red de transporte o de la red de distribución.

Cada una de las unidades de programación estará compuesta por tantas unidades físicas como instalaciones integran la unidad de programación, entendiendo como instalación, en su caso, cada clave diferenciada del registro administrativo correspondiente, o, según se determine en la normativa de aplicación.

2.4 Unidades de programación de importación y exportación de energía:

a) Unidades de programación para la importación de energía:

Los participantes en mercado que actúen como comercializadores podrán disponer de una única unidad de programación para la integración en el mercado de la energía importada por cada una de las interconexiones internacionales.

En el caso de importaciones de energía desde países no comunitarios será necesaria la correspondiente autorización administrativa para la importación de energía.

b) Unidades de programación para la exportación de energía:

Los participantes en mercado que actúen como comercializadores podrán disponer de una única unidad de programación para la integración en el mercado de la energía exportada por cada una de las interconexiones internacionales.

En el caso de exportaciones de energía desde países no comunitarios será necesaria la correspondiente autorización administrativa para la exportación de energía.

2.5 Adquisición de energía en el mercado para el suministro de energía desde el sistema eléctrico peninsular al sistema eléctrico balear.

Cada participante en el mercado autorizado para la adquisición de energía en el sistema eléctrico peninsular para el sistema eléctrico balear será titular de una unidad de programación para la integración en el mercado del programa de energía a través del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear.

2.6 Unidades de programación genéricas.

Cada participante en el mercado podrá solicitar disponer de una única unidad de programación genérica. Con dicha unidad el participante en el mercado podrá programar todas las entregas o tomas de energía en cartera, para:

- La notificación del uso de la capacidad asignada en subastas explícitas de largo plazo (anual y mensual) en la interconexión entre España y Francia.
- Nominación del contrato bilateral correspondiente, en caso de aplicación de las subastas de respaldo por desacoplamiento de mercados en horizonte diario.

– La integración en el mercado de producción de la generación comprometida en contratos bilaterales físicos.

El saldo neto de todas las transacciones asociadas a unidades de programación genéricas en el programa PDBF deberá ser nulo. A tal efecto, los participantes en el mercado podrán participar en el mercado diario o realizar los correspondientes contratos bilaterales antes y después del mercado diario.

#### 2.7 Unidades de programación porfolio.

Cada participante en el mercado podrá solicitar disponer, para cada una de sus actividades, de una unidad de programación porfolio de venta y de una unidad de programación porfolio de compra para la gestión de entregas o adquisición de energía en porfolio en el mercado intradiario continuo.

Estas unidades se verán reflejadas en los programas publicados por el OS en aquellos casos en que los resultados de la ronda del continuo incorporen unidades de porfolio sin desagregar.

### ANEXO III

#### Contratos bilaterales con entrega física

Los contratos bilaterales con entrega física podrán ser establecidos entre dos participantes en el mercado utilizando las unidades de programación establecidas en el anexo II.

##### 1. Declaración de alta de contratos bilaterales ante el operador del sistema.

La declaración de contratos bilaterales al OS se realizará desde la página Web privada de eSIOS. Tras la solicitud de alta del contrato bilateral a través de la página Web privada del OS, el OS revisará si la información sobre el mismo es correcta y completa y procederá a comunicar la fecha de alta del mismo al PM solicitante.

Existen los siguientes tipos de contratos bilaterales:

Internacionales:

a) Antes del mercado diario: mediante estos contratos se nominan los derechos de la capacidad adquirida a largo plazo en las interconexiones en las que existe un método de asignación de capacidad a largo plazo y se establecen contratos bilaterales internacionales en aquellas interconexiones en las que no existe un mecanismo coordinado de asignación de capacidad. Se nominan antes del mercado diario.

b) Después del mercado diario: En caso de desacoplamiento de los mercados diarios y celebración de subasta diaria de respaldo (SDR).

Internos dentro del sistema eléctrico peninsular español: se realizan entre unidades de generación y unidades de demanda localizadas en el sistema eléctrico peninsular español. Pueden ser nominados antes y después del mercado diario.

Entre comercializadoras: Estos contratos sólo se pueden nominar después del mercado diario, una vez que el comercializador ha adquirido en el mercado diario la energía que posteriormente será vendida a la otra empresa comercializadora.

##### 2. Nominación de contratos bilaterales.

La nominación de los contratos bilaterales se realiza en el horizonte diario de programación conforme a lo establecido en este procedimiento y deberá respetar los horarios de comunicación al OS fijados en el mismo:

Desde la fecha de alta comunicada por el operador del sistema, los participantes del mercado podrán proceder a la nominación del contrato bilateral para su integración en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

Estas nominaciones podrán ser directas o indirectas, según se haya acordado entre las partes y comunicado al OS en el proceso de declaración de alta del contrato bilateral:

Nominaciones directas: ambos participantes del mercado deberán realizar la nominación de los programas de energía de sus correspondientes unidades de programación.

Nominaciones indirectas: previa notificación al OS, sólo uno de los participantes en el mercado deberá realizar la nominación de programa correspondiente a ambas unidades de programación.

## ANEXO IV

### Reclamaciones en el ámbito del proceso de programación

#### 1. Presentación de reclamaciones.

Una vez publicados los resultados de los procesos de programación y asignación de ofertas de los distintos mercados de servicios de ajuste del sistema el OS realizará un seguimiento y control de los resultados y publicaciones del proceso de programación.

Si a lo largo de este proceso se identificara una anomalía, el OS, en los casos que sea posible, podrá realizar la correspondiente republicación con posterioridad a las secuencias establecidas en el proceso de programación, informando a la CNMC y a los participantes del mercado de la causa de la anomalía y de la corrección realizada.

Asimismo, los participantes en el mercado podrán presentar reclamaciones a través de la página Web privada del OS en caso de discrepancia con las publicaciones resultados de los diferentes procesos. Este mecanismo de reclamaciones podrá ser utilizado también por los participantes en el mercado para declarar al OS la existencia de errores en las ofertas presentadas y asignadas.

Sin perjuicio de que el participante del mercado pueda adelantar la información que estime oportuna a través de comunicación telefónica, fax o correo electrónico dirigido a las direcciones de correo electrónico o interlocutores habituales, será necesario, en cualquier caso, la existencia de una comunicación formal expresa a través de la página Web privada del OS, para su consideración como reclamación formal.

#### 2. Resolución de reclamaciones.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación, el OS, en coordinación con el OM y los OS vecinos, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de una nueva versión del mensaje correspondiente al proceso de programación afectado, manteniendo informados en todo momento a los PM de estas actuaciones, a través de la Web privada de eSIOS.

En el caso de darse esta situación, el OS adoptará sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

Los plazos de reclamación que permiten resolver la reclamación mediante la repetición de procesos diarios son los siguientes:

A partir de la puesta a disposición del PDBF, los PM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS. En aquellos casos excepcionales, de retrasos en la publicación del PDBF, u otras circunstancias que así lo hiciesen necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones al programa PDBF, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, informando previamente de esta reducción de plazo a través de la Web privada de eSIOS.

A partir de la puesta a disposición del PDVP, los PM dispondrán de un período máximo de 10 minutos para formular posibles reclamaciones al OS.

A partir de la puesta a disposición de la asignación diaria de banda de regulación secundaria, los participantes en el mercado dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS. En aquellos casos excepcionales,

de retrasos en la publicación de la asignación de reserva secundaria, u otras circunstancias que así lo hagan necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones a la asignación de reserva secundaria, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, e informando previamente de esta reducción del plazo a través de la Web privada de eSIOS.

Para los procesos realizados en el horizonte intradiario y tiempo real no se recogen explícitamente plazos de reclamación para la repetición del proceso, aplicando en todo caso, que el OS, desde el momento de recepción de la reclamación, evaluará la posibilidad de repetición del proceso, o en su caso, de proceder a una corrección a posteriori mediante la republicación de los correspondientes mensajes.

En el caso de declaración de un error en las ofertas, el operador del sistema lo tendrá en cuenta en la liquidación si la subsanación del error conllevara un mayor coste o una reducción de ingresos para el declarante, sin impacto económico negativo sobre otros sujetos proveedores. En caso contrario, si la subsanación conllevara un beneficio para el sujeto o afectase negativamente a otros proveedores, el operador del sistema lo comunicará a la CNMC para su resolución.

3. Respuesta a la reclamación  
El OS gestionará en un plazo no superior a cinco días hábiles siguientes al de la fecha de recepción de la reclamación, la comunicación de la resolución de la reclamación al participante del mercado que ha presentado la misma o, en su caso, la notificación a la CNMC de una declaración de error en una oferta asignada. No obstante, se podrá disponer de un plazo mayor, previa justificación.

### 3. Cierre de la reclamación.

En caso de que la reclamación haya sido resuelta finalmente como desestimada, el participante del mercado dispondrá de un plazo máximo de tres días hábiles para comunicar su conformidad o disconformidad con la misma. Al finalizar dicho plazo, la reclamación quedará cerrada con la conformidad o disconformidad del participante del mercado que la presentó. De no mediar dicha comunicación en el plazo indicado, se entenderá su conformidad.

Los conflictos que puedan surgir con relación a una reclamación con disconformidad se resolverán de acuerdo con lo establecido en el artículo 12 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y en el artículo 30.3 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

### 4. Régimen del proceso de programación.

El operador del sistema no responderá de las consecuencias de las actuaciones en las que intervengan los participantes del mercado o terceros, ni de las derivadas de la aplicación de los procedimientos de operación y de los sistemas informáticos y de comunicación del Operador del Sistema. Tampoco responderá el operador del sistema de las consecuencias derivadas de circunstancias que se encuentren fuera de su control directo, de los casos de fuerza mayor o de carácter fortuito, de las consecuencias indirectas de las actuaciones y operaciones desarrolladas en el mercado de producción de energía eléctrica ni de los riesgos derivados del funcionamiento del mismo.

## ANEXO V

### Validación de nominaciones de programa

#### 1. Validación de nominaciones de programas del mercado diario.

El OS verificará la coherencia de las nominaciones de programas realizadas por los participantes en el mercado y la información referente a los resultados de la contratación de energía en el mercado diario recibida del OM.



En caso de que como consecuencia de la agregación de la contratación en el mercado diario y de la contratación bilateral, una unidad de programación de comercialización resultara con un programa vendedor, se procederá del modo siguiente:

- i. Se ordenarán los contratos bilaterales entre comercializadoras en los que participe la unidad de programación de comercialización en orden creciente atendiendo a su volumen de energía diario.
- ii. Se retirarán los contratos bilaterales en el orden indicado hasta que el programa de la unidad de comercialización resulte nulo o comprador en todas las horas.

Asimismo, si como resultado de esta verificación fuese detectada alguna disparidad, entre las nominaciones enviadas por los participantes del mercado asociados a las unidades de programación o entre éstas y el resultado de la casación facilitado por el OM, se procederá, en función del caso, según lo siguiente:

Unidades de programación con programa de energía asociado a la ejecución de contratos bilaterales: se considerará el valor mínimo de los programas resultantes de las comunicaciones realizadas por los diferentes participantes del mercado identificados como contrapartes en dicho contrato.

Unidades de programación con programa de energía asociado a la contratación en el mercado diario de producción que forman parte junto a otras unidades de programación de una misma unidad de oferta: en aquellos casos en los que el OS no haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación integradas en una misma unidad de oferta, o bien habiéndose recibido dicha nominación, el valor total nominado fuese distinto del programa de la correspondiente unidad de oferta comunicado por el OM, se procederá como sigue:

- i. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.
- ii. Respetando la ordenación del punto 1 anterior se irán asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.
- iii. Si una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no se hubiera asignado aún el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con mayor valor de potencia máxima.

## 2. Validación de nominaciones de programas en el mercado intradiario.

### 2.1 Subastas del mercado intradiario.

En el caso de que la unidad de oferta tenga varias unidades de programación, y bien no se haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación que la componen, o disponiéndose de las nominaciones de programa de estas unidades de programación, el valor total nominado sea distinto del programa de la unidad de oferta asociada comunicado por el OM para la correspondiente sesión del MI de subastas, se procederá como sigue, distinguiéndose entre estos dos posibles casos:

#### A) La unidad de oferta vende energía en el MI de subastas:

- i. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.
- ii. Respetando la ordenación del punto 1 anterior, se irá asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima o al límite de potencia máximo establecido, en su caso, por seguridad del sistema de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

iii. Si una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no hubiera sido asignado el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con un mayor valor de potencia máxima.

B) La unidad de oferta recompra energía en el MI:

i. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de energía programada.

ii. Respetando la ordenación del punto 1, se irá reduciendo la energía de las unidades de programación hasta un valor igual a cero o igual al del límite de potencia mínimo establecido, en su caso, por seguridad del sistema o hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada casado en la correspondiente sesión del MI de subastas.

2.2 Mercado intradiario continuo.

Se realizará la validación de las nominaciones de programa de los resultados del MIC de forma que, en el caso de que la unidad de oferta tenga varias unidades de programación, y bien no se haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación que la componen, o disponiéndose de las nominaciones de programa de estas unidades de programación, el valor total nominado sea distinto del programa de la unidad de oferta asociada comunicado por el OM para la correspondiente ronda del mercado intradiario continuo, se procederá como sigue, distinguiéndose entre estos dos posibles casos:

A) La unidad de oferta vende energía en el mercado intradiario continuo:

i. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.

ii. Respetando la ordenación del punto 1 anterior, se irá asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima o al límite de potencia máximo establecido, en su caso, por seguridad del sistema de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

iii. Si una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no hubiera sido asignado el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con un mayor valor de potencia máxima.

B) La unidad de oferta recompra energía en el mercado intradiario continuo:

i. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de energía programada.

ii. Respetando la ordenación del punto 1, se irá reduciendo la energía de las unidades de programación hasta un valor igual a cero o igual al del límite de potencia mínimo establecido, en su caso, por seguridad del sistema o hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

### *P.O.3.2 Restricciones técnicas*

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico peninsular español en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), así como las que puedan identificarse con posterioridad durante la operación en tiempo real.