

### III. OTRAS DISPOSICIONES

## COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

**11535** *Resolución de 25 de abril de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican las condiciones relativas al balance y los procedimientos de operación para la participación del sistema eléctrico peninsular español en las plataformas europeas de balance Mari y Picasso.*

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:

#### 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 23, determina que la CNMC apruebe mediante resolución las metodologías previstas en la normativa europea.

Segundo.

El artículo 18 «Condiciones relativas al balance» 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 que, a más tardar seis meses tras la entrada en vigor del reglamento, esto es, el 18 de junio de 2018, cada gestor de redes de transporte elabore una propuesta relativa a las condiciones aplicables en su área de programación a los sujetos proveedores de servicios de balance y a los sujetos de liquidación responsables del balance. El mismo artículo 18 especifica el proceso de elaboración de dichas condiciones, los principios que deben tenerse en cuenta y el contenido de las mismas.

El artículo 5 del Reglamento EB regula el proceso de aprobación de las condiciones o metodologías de los gestores de la red de transporte sobre el balance eléctrico. Así, de acuerdo con el apartado 4 del citado artículo 5, las propuestas relativas a las condiciones o metodologías nacionales deberán ser aprobadas por la autoridad reguladora del Estado miembro interesado. En el caso de las condiciones relativas al balance en el sistema eléctrico español peninsular, contempladas en la letra c) de dicho artículo 5.4, la aprobación corresponde a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Siguiendo dichas premisas, y tras el proceso de tramitación acorde a lo dispuesto en el artículo 18 del Reglamento EB, con fecha 23 de diciembre de 2019, se publicó en el «Boletín Oficial del Estado» la Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión

Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban 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. Tras la aprobación de las Condiciones relativas al balance se procedió a la adaptación de los procedimientos de operación del sistema, mediante la Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las condiciones relativas al balance.

Tercero.

Por último, el artículo 6 del Reglamento EB prevé la posibilidad de modificar las condiciones aprobadas bajo el artículo 5, a propuesta del gestor de la red y sometida a decisión de la autoridad reguladora nacional, siguiendo el mismo proceso establecido para su aprobación en el artículo 5.

Cuarto.

El apartado 3.b) del meritado artículo 18 del Reglamento EB establece que, en la elaboración de las condiciones relativas al balance, cada gestor de red debe respetar los marcos para la creación de plataformas europeas para el intercambio de energía de balance y para el proceso de compensación de desequilibrios conforme a lo dispuesto en los artículos 19, 20, 21 y 22 del citado reglamento.

Los artículos 20 y 21 regulan los procesos para la creación y operación de las plataformas europeas para el intercambio de energía de balance procedente de reservas de recuperación de la frecuencia con activación manual (mFRR por sus siglas en inglés) y de reservas de recuperación de la frecuencia con activación automática (aFRR por sus siglas en inglés). Estos servicios de balance se corresponden con los actuales servicios de regulación terciaria y secundaria de la operación del sistema eléctrico español. Ambas plataformas debían ser propuestas por todos los gestores de redes y aprobadas por la entidad reguladora europea ACER.

En base a ello, dos decisiones de ACER de 24 de enero de 2020 aprobaron los marcos de creación de las plataformas europeas para el intercambio de energías de balance mFRR y aFRR, denominadas respectivamente *Mari (Manually Activated Reserves Initiative)* y *Picasso (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation)*.

Las meritadas decisiones de ACER, y la consecuente entrada en funcionamiento de ambas Plataformas, obliga a la revisión de las condiciones relativas al balance aprobadas por la CNMC en 2019, así como a la modificación de los procedimientos de operación necesarios para adaptar la normativa española a lo establecido en ambas metodologías aprobadas por ACER, con el fin de sentar las bases para la próxima conexión del sistema eléctrico español a ambas plataformas.

Quinto.

Al objeto de dar cumplimiento a la necesaria adaptación de la normativa española en aras de su futura conexión a las plataformas *Mari* y *Picasso*, con fecha 31 de octubre de 2023, tuvo entrada en la CNMC una propuesta de Red Eléctrica de modificación de las condiciones relativas al balance para los BSP y BRP y de los procedimientos de operación para la participación en las plataformas europeas de balance (*Mari* y *Picasso*). Los procedimientos de operación a revisar son los siguientes:

- P.O. 1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia.
- P.O. 3.1 Proceso de programación.
- P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema.

- P.O. 7.2 Regulación secundaria y anexo V (Confidencial) Tolerancia al incremento de precio de reserva secundaria en el algoritmo de asignación de reserva.
- P.O. 7.3 Regulación terciaria y anexo III (Confidencial) Metodología para la utilización de las necesidades elásticas del sistema eléctrico español.
- P.O. 9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación.
- P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.
- P.O. 14.2 Admisión de participantes en el mercado y datos necesarios durante su participación.
- P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.
- P.O. 14.6 Liquidación de intercambios internacionales no realizados por participantes en el mercado.

Esta propuesta tiene como objetivo la adaptación de los servicios de regulación terciaria y secundaria (mFRR y aFRR) a los procesos y productos estándar establecidos para el funcionamiento de las plataformas Mari y Picasso, con vistas a la conexión del sistema eléctrico español a las mismas.

La propuesta había sido previamente sometida a consulta pública por el operador del sistema, a través de su página web, entre 25 de julio y el 22 de septiembre de 2023. Asimismo, durante el transcurso de la consulta, el OS ha organizado un seminario con los participantes en el mercado y entidades interesadas. El escrito se acompañó de un informe justificativo de los cambios incorporados en el texto de los procedimientos, así como de los comentarios recibidos de los sujetos interesados.

Sexto.

De acuerdo con la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se dio cumplimiento al trámite de audiencia previsto en la Circular 3/2019, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la «Propuesta de Resolución por la que se modifican las condiciones relativas al balance y los procedimientos de operación para la participación del sistema eléctrico peninsular español en las plataformas europeas de balance Mari y Picasso». Asimismo, 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 en el plazo de veinte días hábiles.

Séptimo.

La meritada propuesta de resolución fue en esa misma fecha remitida a la Dirección General de Política Energética y Minas para que pudiera aportar sus comentarios.

## Fundamentos de Derecho

Primero. *Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos.*

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que la CNMC determinará qué servicios del sistema se consideran de no frecuencia y de balance, así como su régimen retributivo, diferenciándose aquellos que tengan carácter obligatorio de aquellos potestativos.

Por su parte, el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, habilita a esta 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 gestión de la operación del sistema eléctrico.

Al amparo de esas competencias, y teniendo en cuenta las circunstancias de hecho previamente expuestas, la CNMC considera conveniente adaptar las condiciones relativas al balance, así como modificar los procedimientos de operación del sistema correspondientes, al objeto de introducir los cambios necesarios para adaptar dichos procedimientos de operación y los servicios de operación del sistema regulados en los mismos para la conexión y participación del sistema eléctrico peninsular español en las plataformas europeas de intercambio de energías de balance (Mari y Picasso).

Segundo. *Síntesis de la adaptación propuesta por el operador del sistema.*

La presente resolución revisa los preceptos recogidos en la Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban 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, así como 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. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema.
- P.O. 7.2 Regulación secundaria y anexo V (Confidencial) Tolerancia al incremento de precio de reserva secundaria en el algoritmo de asignación de reserva.
- P.O. 7.3 Regulación terciaria y anexo III (Confidencial) Metodología para la utilización de las necesidades elásticas del sistema eléctrico español.
- P.O. 9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación.
- P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.
- P.O. 14.2 Admisión de participantes en el mercado y datos necesarios durante su participación.
- P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.
- P.O. 14.6 Liquidación de intercambios internacionales no realizados por participantes en el mercado.

Se indican a continuación los principales cambios introducidos por la propuesta del operador del sistema en cada uno de los textos que aprueba esta resolución.

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, tienen por objeto el desarrollo de la regulación que aplica a los sujetos proveedores de servicios de balance, así como a los sujetos de liquidación responsables del desvío, tanto en cuanto a su constitución como a los términos de su participación en los distintos servicios de balance. La propuesta del operador del sistema propone incorporar los siguientes cambios:

- Revisión del apartado de «Consideraciones» al objeto de eliminar la transcripción de los textos de la normativa que se desarrolla y se ha considerado en las condiciones de balance, dejando solo la referencia a los correspondientes artículos de los reglamentos.

- Adaptación a los marcos de aplicación de las plataformas europeas y a las metodologías aprobadas o revisadas tras la aprobación de las condiciones nacionales.

- Modificación del artículo 4 para incorporar mejoras en las definiciones. En particular:

- Se añade dentro de la definición de tipo de producción, una referencia a los tipos de producción adicionales que se establecen en el anexo II del P.O. 3.1 para contemplar la hibridación.

- Se elimina el concepto de zona de regulación que pasa a denominarse proveedor del servicio de regulación secundaria.
- Se ajusta la definición de proveedor del servicio de regulación secundaria y otras consideraciones relativas al mismo.
- Se sustituye el concepto de banda por reserva de balance.
- Se elimina la definición de Centro de control dado que esta no es la normativa en la que se deba definir dicho concepto. Establecer aquí una definición puede tener implicaciones sobre normativa en vigor en la que el concepto de Centro de control tiene mucha más relevancia que en las condiciones relativas al balance, tales como el P.O. 9.2, el P.O. 8.2 o incluso la normativa para la implementación nacional de los artículos 40.5 y 40.6 de la SO GL.

– Incorporación en el artículo 5 de un nuevo apartado para contemplar el caso de anomalías de los sistemas de información que puedan afectar a los precios resultantes de la activación de ofertas en alguna de las plataformas europeas de energía de balance, con una repercusión significativa en la liquidación de la provisión y/o el uso de la energía de balance en el sistema eléctrico español. Esta salvaguarda está ya contemplada en el P.O. 3.3 en vigor, para el producto RR (TERRE), y dado que recoge una situación que se puede repetir tras la conexión al resto de plataformas de balance, se propone incluirlo de forma común y general en las condiciones de balance para que sea también de aplicación a la regulación secundaria y terciaria.

– Revisión del artículo 7 para contemplar los siguientes aspectos:

- Se trasladan a las condiciones los requisitos para la constitución de un BSP, que vienen contemplados actualmente en los P.O. 7.2 y 7.3, centralizándose así en las condiciones de balance y eliminándose por tanto de dichos POs.
- Se incorpora que el proveedor del servicio de regulación secundaria deberá estar formado exclusivamente por unidades de programación habilitadas para la prestación del servicio, en línea con el artículo 16 del Reglamento EB y se modifica la potencia mínima requerida para ser proveedor de regulación secundaria, que pasa de 200 MW instalados a 100 MW habilitados.

– Incorporación en el artículo 10 de la contratación de la reserva de regulación secundaria a subir y a bajar de manera independiente y de la obligación de ofertar en el nuevo mercado de energía de secundaria la reserva asignada a los proveedores del servicio de regulación secundaria.

– Modificación del artículo 11 para simplificar los requisitos relativos al intercambio de información, adaptándolos a la normativa en vigor. En particular, se ha eliminado la referencia a la normativa para la implementación nacional del artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485, dado que los requisitos establecidos en dicha normativa han sido ya traspuestos a los procedimientos de operación en vigor. Por otro lado, se ha eliminado el apartado 2 de dicho artículo porque la obligación de envío de telemidas al OS no se establece para cada instalación que forme parte de una unidad de programación proveedora de servicios de balance, sino que se rige por una casuística más compleja, definida en el P.O. 9.2.

– Incorporación de un nuevo apartado en el artículo 13 para contemplar que cualquier diferencia económica producida como consecuencia de la liquidación de la energía intercambiada en las plataformas europeas de balance o en el proceso de compensación de desequilibrios y los costes financieros del operador del sistema derivados de estos intercambios, se financiará con cargo a las rentas de congestión.

– Revisión del artículo 14 para contemplar en el mismo los criterios para el seguimiento y verificación de la capacidad técnica y operativa de los proveedores del servicio habilitados para la prestación de los servicios de balance, las causas de inhabilitación de un proveedor del servicio y el proceso de inhabilitación del proveedor por parte del OS. Este artículo es de aplicación a todos los proveedores de servicios de

balance y, por tanto, también a los proveedores del servicio de reservas de sustitución (RR), aclarándose dicho aspecto en un nuevo artículo 31.

– Modificación del artículo 15 para contemplar que la oferta de la capacidad de balance no utilizada, necesaria para que el OS conozca la reserva de regulación disponible, debe ser realizada por los proveedores de los servicios de balance mediante la presentación obligatoria de ofertas con la variación máxima de potencia a subir y a bajar que pueden efectuar para la provisión de energía de regulación secundaria o de energía de regulación terciaria.

– Modificación del artículo 16 para incluir todas las modalidades de delegación de la responsabilidad del balance. Las posibles modalidades de delegación, incluida la delegación contractual, ya están incluidas en el procedimiento de operación 14.1.

– Adaptación del artículo 21 a la liquidación del desvío vigente desde abril de 2022, una vez aprobada la Metodología ISH y los procedimientos adaptados a dicha metodología. En particular:

- Se elimina el apartado 2 porque el OS ya solicitó la excepción temporal del periodo de liquidación del desvío de 15 minutos.

- Se modifica el apartado 3 para establecer el periodo de liquidación de desvío de 15 minutos, sin perjuicio de la aplicación de la excepción temporal concedida por la CNMC hasta la fecha comunicada por el OS.

- Se modifica el apartado 6 para la consideración de la posición única a efectos de la consolidación del desvío de un BRP.

- Se modifica el apartado 7 para incluir en el término de ajuste del desvío todas las energías posteriores al PHFC, incluyendo las modificaciones de programa por rampeado por seguimiento en tiempo real del servicio de regulación secundaria.

- Se establece que el precio del desvío será único o dual conforme a lo que se establezca en el procedimiento de operación 14.4.

- Se indica que se podrán utilizar en el cálculo del precio del desvío las componentes adicionales que se establecen en la Metodología ISH.

– Sustitución del texto del título 4 por una referencia al P.O. 3.9 «Suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado», aprobado mediante Resolución de la CNMC de 10 de diciembre de 2020.

– Incorporación en las consideraciones transitorias de nuevo artículo 31 sobre las condiciones de aplicación hasta la implantación del SRS como paso previo a la entrada del sistema eléctrico peninsular español en la plataforma europea Picasso.

El P.O. 1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia, tiene por objeto 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. Se introducen los siguientes cambios:

– Modificación de la definición de reserva de regulación secundaria para resaltar la separación entre la reserva a subir y la reserva a bajar.

– Modificación de la definición de reserva de regulación terciaria, incluyendo los nuevos tiempos de activación completa (Full Activation Time) tanto para las ofertas de Mari (12,5 min) como las de TERRE (30 min).

– Eliminación de la relación entre la reserva de regulación secundaria a bajar y a subir, en línea con la independencia de los mercados de reserva correspondientes.

El P.O. 3.1 Proceso de programación, tiene por objeto 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. Se introducen los siguientes cambios:

- Se homogeiniza la denominación del producto de reserva de regulación secundaria.
- Se revisa el artículo 9 de reserva de regulación secundaria modificando el tiempo en el que un proveedor de reserva puede solicitar la reducción de reserva asignada.
- Se revisa el artículo 10 de reserva de regulación terciaria trasladando el texto correspondiente a un nuevo apartado de energía de regulación terciaria.
- Se redactan dos nuevos artículos 13.2 y 13.3 de activación de energías de regulación terciaria y secundaria especificando los procesos de programación de estos servicios.
- Se actualiza el artículo 1 del anexo I recogiendo los tiempos de presentación de ofertas de respaldo para el servicio de regulación secundaria.

El P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema, tiene por objeto establecer las pruebas para la participación de las instalaciones de producción e instalaciones de generación asociadas a autoconsumo, instalaciones de demanda e instalaciones de almacenamiento de energía eléctrica conectadas al sistema eléctrico peninsular español en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema, así como los criterios de validación de la obligación de adscripción a un centro de control de generación y demanda de las instalaciones a las que les sea de aplicación. De los cambios introducidos en este procedimiento destacan los siguientes:

- Se traslada la definición de instalación o unidad física de tecnología térmica al apartado de definiciones.
- Se modifica el tiempo de activación completa empleado para la obtención de los rangos de potencia a subir y a bajar de las pruebas para la participación activa en los servicios de regulación terciaria y de provisión de reservas de sustitución, pasando, en el caso de regulación terciaria (mFRR) de 15 a 12,5 minutos.
- En el apartado 4 se ha eliminado la obligación de que las instalaciones que hubieran superado las pruebas de control de producción y se hibriden posteriormente tengan que repetir dichas pruebas, quedando la valoración sujeta al valor de ampliación de potencia, conforme al apartado e).
- Se simplifica el texto de las consideraciones generales de los apartados 5.1 y 6.1, dado que cualquier unidad física puede solicitar la realización de pruebas, independientemente del tipo de instalaciones que englobe. También se eliminan las referencias a la adaptación del P.O. 9 y a la implementación nacional de los artículos de la SO GL relativos al intercambio de información, dado que este proceso ya se ha completado para el intercambio de información en tiempo real. Se precisa la consideración de potencia mínima a efectos de este procedimiento.
- En el apartado 5.2 se referencian los requisitos necesarios para la participación en las pruebas de regulación secundaria a la normativa correspondiente.
- En el apartado 5.3 se actualiza la descripción de las pruebas según los estados y variables del nuevo sistema de regulación secundaria SRS. Se incluye explícitamente la deshabilitación de una unidad física cuando esta causa baja dentro de un proveedor del servicio.
- Se modifican los requisitos de repetición de pruebas para la participación en el servicio de regulación terciaria y provisión de RR:
  - Se elimina la necesidad de que el OS valore la significatividad del cambio asociado a la hibridación de una instalación previamente habilitada, dado que se aplicarán los mismos requisitos que para el resto de las instalaciones que realicen una ampliación de potencia habilitada.

- Se modifica el cálculo de la ratio para hacerlo más sencillo e igualarlo al aplicado para el servicio de regulación secundaria.

- Se revisa el apartado correspondiente a la solución de restricciones técnicas referente a la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento eximiendo a instalaciones distintas a las unidades de gestión hidráulica o térmicas mayores de 100 MW de las particularidades referidas a este aspecto, participando estas instalaciones en el proceso regular del servicio de solución de restricciones técnicas, independientemente de su estado de pruebas.

El P.O. 7.2 Regulación secundaria, tiene por objeto tiene por objeto reglamentar el servicio de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español. En la propuesta del operador del sistema, se propone realizar los siguientes cambios:

- Implantación de un mercado de activación de energía de regulación secundaria local, descrito en el apartado 6, como paso previo a la entrada en el mercado europeo de activación de energía de balance aFRR. Se separa el mercado de activación de energía de regulación secundaria en mercado a subir y mercado a bajar, con dos precios marginales diferenciados e independientes.

- Se ha adaptado la redacción general, para incluir la próxima participación del sistema eléctrico peninsular español en el mercado europeo de activación de energía de balance aFRR, a través de la plataforma Picasso. Asimismo, se han incluido las modificaciones oportunas en relación con la continuidad en la participación en la plataforma de compensación de desequilibrios IGCC.

- En el apartado 5, se introducen modificaciones referentes al mercado de reserva de regulación secundaria, especificando cambios en el producto de reserva y en su asignación, diferenciada e independiente a subir y a bajar, con dos precios marginales diferenciados e independientes, homologándose este producto de reserva con el estándar europeo. Junto a este cambio, también se especifica que las ofertas se envían por proveedor del servicio de regulación secundaria (*Balance Service Provider*) y no por unidades de programación. En cuanto al algoritmo de asignación de reserva, en el apartado se establece una tolerancia al incremento máximo admisible del precio marginal respecto al precio marginal que satisface el 90% del requisito nominal de volumen de reserva de regulación secundaria del sistema.

- En el apartado 8, se describe en detalle la conexión al proceso europeo de compensación de desequilibrios-IGCC y al proceso europeo de activación de energía de balance aFRR-Picasso, con referencias al marco normativo europeo (EBGL y aFRR *Implementation framework*), así como una referencia a las comunicaciones que se establecerán tras la conexión del OS al módulo transversal de la gestión de la capacidad en horizonte de balance (CMM).

- En el apartado 9 se explican los criterios de liquidación del servicio tanto para las asignaciones del mercado de reserva como del mercado de activación de energía. Dada la obligación de ofertar en el mercado de energía al menos el volumen asignado en el mercado de reserva, se proponen penalizaciones por incumplimiento del envío de las ofertas de energía correspondientes en los plazos establecidos para garantizar el volumen de ofertas de energía necesario y por tanto un buen funcionamiento del servicio, según las necesidades del sistema. Asimismo, se definen las penalizaciones asociadas a los incumplimientos de prestación del servicio en tiempo real bien por respuesta inadecuada, por reserva insuficiente o por permanencia del proveedor en estado OFF. Se establece un orden de prelación entre estos tres tipos de penalización asociados al seguimiento en tiempo real para evitar una doble o triple penalización de los proveedores del servicio. Por último, se incluye la propuesta de liquidación de los intercambios de energía con la plataforma Picasso.

- El anexo I recoge las características y criterios de validación de ofertas, tanto de reserva como de energía de regulación secundaria.

– En el anexo II, conforme a lo establecido en el apartado 13.5 de las condiciones relativas al balance, se define y especifica la formación del programa en tiempo real (PTR) de cada proveedor. Se trata del programa instantáneo de potencia activa obtenido a partir de la suma de los programas de las unidades de un proveedor en los mercados previos al servicio de regulación secundaria, perfilado en potencia según las reglas recogidas en este anexo. Dichas reglas de perfilado contemplan transiciones linealizadas en los cambios de programa en cada periodo de programación cuartohorario que corresponden con las transiciones linealizadas comprometidas en las interconexiones internacionales. El PTR es la metodología propuesta para medir en tiempo real la cantidad precisa de energía de regulación secundaria entregada por los proveedores del servicio, que se calcula como diferencia entre la potencia total entregada y el PTR.

– En el anexo III se recoge la descripción técnica del sistema de regulación secundaria (SRS), que sustituye a la regulación compartida peninsular (RCP). Entre otros aspectos, se describe la integración de las señales de corrección de Picasso, junto con la de IGCC para el nuevo servicio de regulación secundaria. Se define el programa de respaldo en tiempo real (PTRb'), calculado y enviado por los proveedores del servicio al OS. Por otro lado, se presenta la integración de las señales de corrección de Picasso, junto con la de IGCC para el servicio de regulación secundaria.

– En el anexo IV se mantiene la descripción técnica del sistema de regulación compartida peninsular (RCP), anteriormente recogida en el anexo II del procedimiento de operación 7.2, al quedar como sistema transitorio de respaldo. Únicamente se han introducido los cambios mínimos necesarios para adaptarla a la separación de los mercados de reserva a subir y a bajar, sin necesidad de modificar los algoritmos de control, y la metodología de liquidación cuando se utilice este mecanismo. Se propone efectuar un reparto del requerimiento global de regulación entre los BSP en función de las cuotas de mercado de regulación casados el día previo, asimilando su participación en los dos mercados independientes de reserva a subir y a bajar en un único coeficiente de banda de regulación secundaria.

– Por último, el P.O. 7.2 incluye un anexo V, de carácter confidencial, en el que se establecen las tolerancias al incremento del precio marginal de la reserva secundaria previstas en el apartado 5.3 del procedimiento.

El P.O. 7.3 Regulación terciaria, tiene por objeto reglamentar el servicio de regulación terciaria del sistema eléctrico peninsular español, correspondiente a la activación local de reservas de regulación manual. En la propuesta, se propone realizar los siguientes cambios:

– Se ha adaptado la redacción general para incluir el mercado europeo de mFRR gestionado en la plataforma común Mari. En este sentido, se plantean dos fases:

- Tras la entrada en vigor del P.O. 7.3 se implantarían los horarios de programación europeos con la actualización de los tiempos de activación (FAT) de 15 minutos a 12,5 minutos según se contempla en el *Implementation Framework* para el producto mFRR.

- En fecha posterior, comunicada por Red Eléctrica de acuerdo con la CNMC, se realizaría la conexión a la plataforma de balance Mari y la ampliación de la tipología de ofertas posibles.

– El apartado 4, Activación de energías de balance correspondientes al producto de reservas de regulación terciaria (producto mFRR), es nuevo y describe el proceso europeo para la activación de regulación terciaria.

– En el apartado 5 se ha eliminado texto por haberse incluido en la nueva versión del documento «Condiciones relativas al balance».

– El apartado 7, Producto mFRR estándar para el intercambio de energías de balance entre sistemas eléctricos, es nuevo y análogo al correspondiente del P.O. 3.3.

- En el apartado 8 se han introducido nuevos tipos de oferta correspondientes al diseño de la plataforma europea Mari.
- Para describir los intercambios de información en el proceso mFRR, se ha incluido un nuevo apartado 9, que contempla el uso del módulo transversal de gestión de la capacidad en horizonte de balance (CMM) y las comunicaciones necesarias que se establecerán entre OS y CMM.
- Los apartados 13 y 14 son nuevos y corresponden a la información a publicar por el operador del sistema, así como a los envíos de información a la CNMC.
- Se han corregido erratas identificadas sobre el texto anterior y se han armonizado ciertos artículos para que su redacción sea análoga a la del P.O. 3.3.
- Se incorpora un anexo III, de carácter confidencial, en el que se recoge la metodología para la utilización de necesidades elásticas de reserva mFRR por el sistema eléctrico español.

El P.O. 9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación, tiene por objeto tiene como objeto el establecimiento de la información, procedimientos y plazos aplicables a las publicaciones e intercambios de información en el ámbito del proceso de programación. En la propuesta se propone realizar los siguientes cambios:

- Se adaptan, por coherencia con la normativa propuesta en estos procedimientos de operación consultados, las referencias a reserva de regulación secundaria o zona de regulación.
- De cara a dar flexibilidad a la publicación de información del OS y en busca de una adaptación rápida a las necesidades de los participantes del mercado se suprime en este procedimiento la referencia a las categorías de agregación por las que se publica la información por tecnología. Estas categorías serán definidas en la documentación que define los intercambios de información entre OS y PM.
- Se elimina la referencia «sin nivel alguno de agregación» correspondiente a la publicación de información a los noventa días, ya que la información de detalle inferior a quince minutos se publica con ese nivel de agregación (indisponibilidades, redespachos provenientes de limitaciones minutales o asignaciones de regulación secundaria). Esta modificación de carácter formal no implicará pérdida de resolución con respecto a las publicaciones actuales.
- Se retira la obligación de publicar las curvas agregadas de ofertas presentadas a los distintos servicios, excepto reserva de regulación secundaria, teniendo en cuenta que esta información de obligado cumplimiento está delegada en las distintas plataformas de cada servicio y que la publicación de las ofertas en energía del área española según establezca cada plataforma estará complementada con las ofertas del resto de áreas.
- Se adaptan las publicaciones de información de reserva de regulación secundaria al nuevo escenario de asignación de reservas del proyecto SRS.
- Se adapta la información ofrecida del servicio de energía de regulación terciaria al escenario futuro correspondiente a la integración en la plataforma europea de asignación de energías de regulación terciaria (mFRR).
- Se incluye la obligatoriedad de realizar la publicación de información programada de los parámetros del servicio de energía de regulación secundaria.
- Se especifica qué información permanece confidencial, adaptando la misma al escenario de más transparencia que el OS promueve en la participación en los servicios de ajuste.

El P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema, tiene por objeto establecer las condiciones generales de los procesos de liquidación del operador del sistema, y de comunicación de los cobros y pagos y gestión de garantías. Asimismo, el P.O. 14.2 Admisión de participantes en el mercado y datos necesarios durante su participación, tiene por objeto establecer las condiciones generales de los procesos de liquidación del operador del sistema, y de comunicación de los cobros y pagos y gestión de garantías. En ambos textos, la propuesta propone

sustituir todas las referencias a «zona de regulación» por «Proveedor del servicio de regulación secundaria» o «BSP de aFRR», en coherencia con la definición propuesta en las condiciones de balance y en el procedimiento de operación 7.2.

El P.O. 14.4 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. Las principales modificaciones para incluir en este procedimiento son las siguientes:

– Apartado 2. Ámbito de aplicación, referencias y definiciones: para incluir la definición de proveedor del servicio de energía de regulación secundaria.

– Título II. Liquidación de la energía de balance: para adaptar la liquidación de la energía de regulación secundaria a las modificaciones propuestas en el P.O. 7.2 Regulación secundaria.

– Apartado 13.1 Desvío total del sistema: para incluir los intercambios transfronterizos de energía mFRR y aFRR en el cálculo del desvío total del sistema, una vez conectadas a las plataformas europeas de balance Mari y Picasso.

– Apartado 12.3 Ajuste del desvío de un BRP: para considerar el programa en tiempo real (PTR) de los proveedores del servicio de energía de regulación secundaria en el cálculo del desvío.

– Título V. Liquidación de la reserva de balance: para adaptar la liquidación de la reserva de regulación secundaria a las modificaciones propuestas en el P.O. 7.2 Regulación secundaria.

– Anexo I. Información opcional del incumplimiento de energías de balance por unidades de programación: se elimina este anexo al eliminarse el reparto por unidad de programación del incumplimiento de RR y terciaria de unidades fuera del proveedor del servicio de energía de regulación secundaria.

– Anexo I. Liquidación en modo respaldo del servicio de regulación secundaria: se añade este anexo para describir la liquidación en caso de conmutación al sistema transitorio de respaldo del servicio de regulación secundaria.

– Anexo II. Medida en barras de central de las unidades de programación: se elimina este anexo que fue derogado a la entrada en vigor del P.O. 14.4 adaptado a la Metodología ISH.

El P.O. 14.6 Liquidación de intercambios internacionales no realizados por participantes en el mercado, tiene por objeto establecer el proceso de la liquidación en el mercado de producción de energía eléctrica del saldo mensual resultante de la ejecución de intercambios internacionales no comerciales. La propuesta propone cambiar el Apartado 5. Intercambios internacionales de energía de balance entre sistemas, para incluir la liquidación de los intercambios transfronterizos de balance derivados de la participación en las plataformas Mari y Picasso.

### Tercero. *Consideraciones.*

Tercero.1. Consideración general sobre la propuesta recibida del operador del sistema.

La revisión de las condiciones relativas al balance, así como de los procedimientos de operación que las desarrollan resulta necesaria para adaptar los procesos y servicios de la operación del sistema, y en concreto, de sus servicios de regulación secundaria y terciaria, a los marcos de aplicación de las plataformas europeas de intercambio de energías de balance Mari (para producto mFRR) y Picasso (para producto aFRR). En este sentido, el paquete de textos regulatorios (Condiciones y procedimientos de operación) propuestos por el operador del sistema cumple, sin perjuicio de los comentarios particulares que se formulan más adelante, el objetivo perseguido, regulando las nuevas especificaciones requeridas en la provisión, gestión y activación de los productos de balance mFRR y aFRR. Adicionalmente, la revisión incorpora todas

aquellas adaptaciones que se precisan en el resto de los procedimientos de operación para garantizar la cohesión de los mismos con los nuevos marcos de aplicación de regulación terciaria y secundaria.

El paquete de procedimientos de operación ha sido analizado por el operador del sistema y los sujetos interesados, tanto a través del proceso de consulta pública del operador del sistema como en seminario público, 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 ha considerado oportuno respetar la redacción del texto presentado por el operador del sistema y no introducir modificaciones relevantes en los cambios propuestos por dicho operador con carácter previo al trámite de consulta de la CNMC, salvo en los aspectos que se detallan a continuación.

Tercero.2. Sobre los cambios de programa de los BRP después del mercado intradiario.

Las condiciones relativas al balance aprobadas por Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, establecen en el segundo apartado de su artículo 20 que, tras el cierre del mercado intrazonal intradiario, cada BRP podrá realizar modificaciones equilibradas de los programas de sus unidades de programación, pero siempre que dichas modificaciones estén justificadas por incidentes sobrevenidos que imposibiliten el cumplimiento de los citados programas.

Tras la consulta pública realizada por el operador del sistema, el texto definitivamente trasladado a esta comisión acepta una alegación recibida desde un participante en el mercado, eliminando la condición referida anteriormente de necesidad de incidente sobrevenido para habilitar los cambios de programa de los BRP tras el cierre del mercado intradiario.

El operador del sistema justifica esta modificación en su propuesta para dar mayor flexibilidad al cambio de los programas de los BRP, y evitar así que los participantes en el mercado utilicen indebidamente la plataforma europea para el intercambio de energías de balance procedentes de reservas de sustitución (RR) para materializar cambios de programas entre sus unidades.

No obstante, esta comisión consideró que el cambio no estaba justificado, ya que no habían variado las condiciones que motivaron la redacción aprobada en 2020<sup>(1)</sup>. En concreto, otorgar libertad para el cambio de programa de los BRP es una práctica propia de mercados porfolio y no de mercados físicos como lo es el peninsular y, por otra parte, los cambios intragrupo darían una ventaja competitiva a aquellos sujetos con mayor tamaño, al contar con una mayor facilidad para ajustar sus programas. Siendo este, por tanto, un cambio de gran calado en el desarrollo operativo del sistema eléctrico peninsular español, esta Comisión optó por reincorporar a la redacción del artículo 20.2 de las Condiciones, así como en el apartado 12 del P.O.3.1, la condición establecida previamente de la necesidad de existencia de incidentes sobrevenidos para posibilitar los cambios de programa de los BRP tras el cierre del mercado intradiario, que proponía eliminar el operador del sistema.

<sup>(1)</sup> Extracto del análisis de la CNMC en la solicitud de enmienda de la propuesta de Condiciones de balance remitida al operador del sistema con fecha 28 de noviembre de 2019:

«El mercado eléctrico ibérico es un mercado físico, en el que obligatoriamente se establecen los programas de generación y consumo para cada unidad, bien a través del mercado organizado (diario e intradiarios) bien mediante la ejecución de un contrato bilateral. [...], en el mercado español, al tratarse de un mercado físico, se considera que esta posibilidad [cambios de programa internos] no tiene encaje en el diseño. En particular, en el caso de permitirse, podría suponer una pérdida de liquidez para el mercado organizado, dado que gran parte de las transacciones dentro de la cartera de un mismo sujeto podrían realizarse sin participar en el mismo. Esto podría suponer una pérdida de transparencia para el mercado en su conjunto, lo que podría facilitar la manipulación del mismo. Como consecuencia, dificultaría la posición de los agentes de menor tamaño, así como la entrada de nuevas empresas, lo que podría afectar al nivel de competencia del mercado. [...].»

Durante el trámite de audiencia de la propuesta se han recibido diversos comentarios sobre el texto propuesto por la CNMC. Algunos comentarios han indicado que la propuesta no encajaría con el artículo 17 del Reglamento EB. Parecen interpretar los sujetos que dicho artículo impone la transición hacia un modelo de mercado voluntario y en cartera, en el que se permita a los sujetos modificar libremente los programas de sus unidades de producción al margen del mercado. No es objeto de esta resolución valorar la bondad de uno u otro modelo de mercado (físico o porfolio), pero resulta pertinente justificar la coherencia entre el artículo 17 del Reglamento EB y las reglas de cambio de programa de los BRP previstas en las condiciones relativas al balance.

El artículo 17<sup>(2)</sup> del Reglamento EB dispone, en su párrafo 1, la obligación para los BRP de no desviarse, considerando el conjunto de sus programas (en posición única generación-demanda), o de contribuir a que el sistema esté equilibrado. El párrafo 2 establece que las consecuencias para el BRP del desvío serán al menos financieras, teniendo que soportar el coste de la resolución de dicho desvío (en algunos países se aplican consecuencias legales, como sanciones o pérdidas de licencia para ejercer la actividad de BRP). En coherencia con la obligación y consecuencias impuestas por los referidos párrafos 1 y 2, los restantes párrafos del artículo 17 prevén el derecho de los BRP a disponer de herramientas para poder dar cumplimiento a su obligación. En concreto, prevén que se permita a los BRP modificar los programas que van a ser utilizados por los TSO para calcular su posición y su desvío. Distingue dos horizontes temporales, antes y después del cierre del mercado intradiario, respectivamente en los párrafos 3 y 4.

<sup>(2)</sup> Artículo 17. Cometido de los sujetos de liquidación responsables del balance.

1. En tiempo real, cada sujeto de liquidación responsable del balance se esforzará por lograr el balance o contribuir a que el sistema de la electricidad esté en equilibrio. Los requisitos detallados relativos a esta obligación se definirán en la propuesta de condiciones relativas al sistema de balance elaborada conforme a lo dispuesto en el artículo 18.

2. Cada sujeto de liquidación responsable del balance responderá financieramente de los desvíos que hayan de ser liquidados con el GRT de conexión.

3. Antes del cierre del mercado interzonal intradiario, cada sujeto de liquidación responsable del balance podrá modificar los programas necesarios para calcular su posición conforme a lo dispuesto en el artículo 54. Los GRT que apliquen un modelo de despacho central podrán establecer condiciones específicas y normas para cambiar los programas de un sujeto de liquidación responsable del balance en las condiciones relativas al sistema de balance elaboradas conforme a lo dispuesto en el artículo 18.

4. Después del cierre del mercado interzonal intradiario, cada sujeto de liquidación responsable del balance podrá modificar los programas comerciales internos necesarios para calcular su posición conforme a lo dispuesto en el artículo 54 de conformidad con las normas establecidas en las condiciones relativas al sistema de balance elaboradas conforme a lo dispuesto en el artículo 18.

En relación con el horizonte anterior al cierre del mercado intradiario, la propuesta sería coherente con el párrafo 3 en tanto que contempla el derecho de todos los BRP a poder participar en el mercado intradiario y la imposición al TSO de admitir los cambios de programa asociados a esas transacciones a la hora de computar el desvío. Téngase en cuenta que el Reglamento EB fue aprobado en 2017, cuando, aunque ya previsto, aun no existía un mercado intradiario de ámbito europeo, ni continuo ni de subastas. Por tanto, la redacción del párrafo debía ser abierta, permitiendo libertad a las NRA para decidir qué herramienta implantar en caso de no disponer localmente de un mercado organizado intradiario. En el mercado ibérico, los sujetos responsables del balance han dispuesto desde su origen de subastas intradiarias regionales para ajustar sus programas, por lo que no se requiere disponer nada adicional en las condiciones relativas al balance para dar cumplimiento al párrafo 3 del artículo 17.

En cuanto al horizonte posterior al cierre del mercado intradiario, el párrafo 4 añade una mención a «programas comerciales internos»; esta mención se interpreta en referencia a que no se dispone ya en ese horizonte de mercados organizados transfronterizos tras el cierre del mercado intradiario, por tanto, todo cambio de los programas del BRP ha de ser local, interno de la zona de oferta, en nuestro caso, el sistema eléctrico peninsular español. No puede interpretarse, tal y como sugieren los

sujetos, que pretenda referirse a cambios entre distintas unidades de un mismo BRP al objeto de optimizar su porfolio, ya que el párrafo especifica que los cambios de programa tienen como objetivo el ajuste del cálculo del desvío, lo que implica el valor neto de la cartera del BRP, no teniendo por tanto efecto un cambio de programa entre sus unidades. Ni que deban permitirse cambios de programa entre distintos BRP sin condiciones, es decir, solo exige el Reglamento EB que se permitan cambios de programa cuyo objeto sea la corrección de un desvío.

Al respecto del párrafo 4, las condiciones relativas al balance, cumplen el Reglamento EB por cuanto que permiten la declaración de cambios de programa entre BRP tras el cierre del mercado intradiario, pudiendo así balancear su posición y evitar un desvío. De hecho, las condiciones relativas al balance españolas van más allá de lo exigido por el Reglamento EB, ya que permiten cambios de programa entre las unidades de programación de un mismo BRP. Esto viene motivado por dos cuestiones, por una parte, para facilitar la implementación de los cambios de programa y su operativa, ya que toda la programación del sistema eléctrico español se lleva a cabo sobre la base de las unidades de programación, siendo la figura del BRP un mero sujeto de liquidación cuya dimensión no se utiliza en el proceso de programación. La segunda motivación es proporcionar cierta flexibilidad a los sujetos para modificar las posiciones de sus unidades tras el cierre del intradiario, al objeto ya no de solventar un desvío, sino de facilitar el cumplimiento de sus compromisos en el ámbito de los servicios de ajuste.

Sin perjuicio de lo expuesto en los párrafos anteriores, tras analizar los comentarios recibidos, se ha considerado oportuno modificar la redacción del artículo relativo a cambios de programa de las Condiciones relativas al balance, al objeto de darle mayor claridad.

#### Tercero.3. Sobre el precio único o dual del desvío.

El apartado 13 del P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, establece que el precio del desvío será único o dual en cada hora dependiendo de las energías de balance de reserva de recuperación de frecuencia (FRR) activadas en dicha hora. Así, se determina una serie de condiciones en cada hora para que el precio del desvío se considere único:

- No se hayan activado energías de balance FRR.
- Solo se hayan activado energías FRR en un sentido, subir o bajar.
- Habiéndose activado en los dos sentidos, el volumen de energías FRR activadas en el sentido minoritario sea inferior al 2 % de las energías FRR activadas en el sentido mayoritario.

En el momento de adaptar el P.O. 14.4 a la metodología ISH (*Imbalance Settlement Harmonization*), mediante Resolución de 16 de diciembre de 2021, se valoró que la última de las condiciones (establecimiento de una ratio del 2 % entre las energías FRR activadas en sentido minoritario y mayoritario) garantizaría un porcentaje de horas del día con precio único cercano al 20 %, lo que se argumentaba en estos términos en el expositivo tercero.1 de dicha resolución:

«El valor del 2 % se ha determinado sobre la base de estimaciones con datos históricos de desvíos y activaciones de energías de balance correspondientes a los últimos años. Dichas estimaciones indican que la aplicación de este umbral podría elevar el número de horas con precio único del 3 % previsto en la propuesta del operador del sistema hasta cerca de un 20 %.»

No obstante, la experiencia muestra un porcentaje de horas con precio único muy inferior a lo previsto. En efecto, de acuerdo con el informe «Liquidación de los desvíos adaptada a la Metodología ISH», realizado por el operador del sistema en julio de 2023, en cumplimiento de un requerimiento de la citada Resolución de 16 de diciembre de 2021, muestra un porcentaje de horas con precio de desvío único en el periodo

abril 2022-marzo 2023 de apenas un 8 %, lo que resultaría insuficiente para cumplir el objetivo de toma de contacto de los BRP con el modelo de precio único.

En base a ello, esta comisión se planteó modificar la ratio establecida en el 2 % hasta el 10 %, lo que permitiría alcanzar el objetivo pretendido. No obstante, el mismo informe del operador del sistema antes citado advertía que la implementación completa del periodo de liquidación de los desvíos en 15 minutos podría modificar los resultados observados hasta la fecha, en el sentido de provocar un brusco incremento de las horas con precio único. Esta situación podría hacer contraproducente el cambio de la ratio entre energía FRR en ambos sentidos sin la experiencia contrastada de cómo va a resultar la operación con el mencionado cambio a cuartohorario.

Se ha considerado la opción de modificar la ratio de forma transitoria, hasta la implementación del ISP, pero, de acuerdo con las alegaciones que recibió esta comisión en el trámite de audiencia de la adaptación de las liquidaciones a la metodología ISH antes citada, la transitoriedad en los parámetros liquidatorios resulta perjudicial para los sujetos responsables del desvío, que no pueden anticipar los cambios en sus contratos adecuadamente. Hay que recordar que el periodo sería inferior a un año, ya que el paso a ISP de 15 minutos tiene que llevarse a cabo en el año en curso para cumplir la fecha límite establecida en el Reglamento (EU) 943/2019, esto es, el 1 de enero de 2025.

Por todo lo anteriormente expuesto, esta comisión ha optado por no modificar ahora la ratio del 2 % aplicable a la determinación del precio único para la liquidación del desvío y esperar al segundo informe sobre impacto de dicha liquidación, requerido al operador del sistema por la Resolución de 16 de diciembre de 2021 antes citada (expositivo tercero.5), que está previsto transcurrido un año de la implantación del ISP de 15 minutos.

Durante el trámite de audiencia de esta resolución se recibieron solo dos comentarios al respecto, uno a favor y otro en contra de mantener los criterios vigentes hasta el segundo informe de impacto del operador del sistema. En consecuencia, esta comisión mantiene la posición expuesta.

Tercero.4. Sobre las condiciones aplicables a los proveedores del servicio de regulación secundaria.

Esta comisión considera adecuado el debate iniciado al respecto del tamaño y dinamismo en la operación de las antiguamente denominadas zonas de regulación de secundaria, ahora renombradas en el nuevo servicio de regulación secundaria (SRS), en el ámbito del trámite de consulta del operador del sistema.

Sobre el tamaño mínimo de los proveedores del servicio de regulación secundaria, la normativa en vigor establece en el apartado 4 del artículo 7 de las condiciones relativas al balance que «cada zona de regulación secundaria deberá tener un tamaño mínimo de 200 MW habilitados para la participación en el mercado correspondiente a la activación automática de reserva para la recuperación de la frecuencia (aFRR, por sus siglas en inglés)». Sobre esta cuestión, diversos sujetos participantes del mercado alegaron en el proceso de consulta pública del operador del sistema que, en una parte relevante de los países del contexto Picasso no se exige a dichos proveedores un tamaño mínimo distinto a 1 MW.

En respuesta a ello, el operador del sistema modificó el texto de condiciones remitido a consulta pública fijando un tamaño mínimo de 100 MW, referenciado al valor de reserva habilitada por el BSP para la prestación del servicio. Este cambio solo responde parcialmente a las alegaciones recibidas al respecto de la reducción del tamaño mínimo de los proveedores, siendo esta parcialidad justificada por el operador del sistema en el importante cambio de diseño de la regulación secundaria en el sistema peninsular que supone ya de por sí la implementación del Reglamento EB y la plataforma Picasso (separación de la provisión a subir y bajar, retirada de las unidades no habilitadas, asignación de ofertas de energía, etc.). Concluye el operador del sistema que se precisaría de la obtención de una experiencia suficiente de su adecuado funcionamiento antes de reducir dicho tamaño mínimo aún en mayor medida.

Durante el trámite de audiencia de la CNMC, un sujeto y tres asociaciones han insistido en la necesidad de reducir en mayor medida el tamaño mínimo exigido a los proveedores de regulación secundaria sobre la base de los siguientes argumentos:

- El valor de 100 MW es arbitrario, no existe justificación técnica que lo sustente. En otros países del entorno no se requiere una habilitación mínima de potencia (más allá del tamaño mínimo de oferta, que es 1 MW).
- El servicio de regulación secundaria es poco competitivo y, en consecuencia, su coste es elevando, no siendo por tanto adecuado el establecimiento de una barrera de entrada.
- El servicio de regulación secundaria es lucrativo y podría servir para fomentar las energías renovables flexibles y el almacenamiento.

A este respecto, hay que tener en cuenta las siguientes consideraciones:

– Los criterios de habilitación para la participación en servicios de balance no se encuentran dentro de los aspectos que la plataforma exige armonizar. El artículo 18 del Reglamento EB prevé que se establezcan en el ámbito nacional. Ello es debido a que las circunstancias de cada sistema son diferentes, bien por cuestiones históricas, bien por cuestiones técnicas, de configuración o necesidad.

Si bien otros países del entorno de la plataforma Picasso no exigen un tamaño mínimo de potencia habilitada, hay que valorarlo en su contexto. Por ejemplo, en algunos de ellos todavía no se permite la participación como proveedores de las instalaciones renovables, por lo que no existen proveedores de pequeñas dimensiones; en otros países, la provisión de la capacidad se lleva a cabo en horizontes de largo plazo (de una semana a un año), lo que hace inviable para un proveedor adquirir el compromiso de entrega sin disponer de un determinado porfolio. Es decir, el tamaño mínimo podría no ser requerido porque no se percibe la necesidad o porque está implícito en las reglas de la provisión. El diseño del sistema eléctrico español tiene que ser acorde a sus propias características.

– También es sabido que en otros sistemas no se lleva a cabo seguimiento del cumplimiento en la provisión de servicios de balance, por considerar que el coste del desvío, que es calculado con criterios de marginalidad y componentes adicionales, es incentivo suficiente. En el sistema español no se contempla la opción de endurecimiento del coste del desvío, para no penalizar excesivamente a los sujetos responsables del desvío, sino que se apuesta por un control del cumplimiento de los servicios con penalización en caso de incumplimiento, por ser el diseño adecuado para garantizar la seguridad en un sistema poco interconectado. Se necesita por tanto que las señales y respuestas puedan ser controladas adecuadamente, lo que alega el operador del sistema que no sería posible con un elevado número de interlocutores.

– El servicio de regulación secundaria es el más exigente por su proximidad a tiempo real y criticidad en el mantenimiento de la seguridad del sistema. No todas las tecnologías son capaces de proveerlo con la debida precisión. Esto justifica que este servicio presente baja competitividad y un alto coste.

Sin embargo, la competitividad dentro del servicio de regulación secundaria se ha incrementado considerablemente en los últimos años, pasando de apenas 7 proveedores a 19 en la actualidad. El sistema eléctrico español fue además uno de los primeros en permitir la participación de instalaciones renovables en todos sus servicios de balance en 2016, incluida la regulación secundaria, en la que ha destacado en el último año la participación solar, que aporta ya un 2 % de dicha reserva (dato diciembre 2023).

– La adaptación del servicio al Reglamento EB y la plataforma Picasso conllevará una flexibilidad adicional que mejorará la competitividad de las tecnologías renovables en el servicio de regulación secundaria. En concreto, la separación entre la provisión de reserva y de energía permitirá a las tecnologías menos gestionables poder ofertar libremente energía secundaria en tiempo real, cuando dispongan del recurso, sin necesidad de compromiso previo de reserva. Incluso en la provisión de reserva, la

separación entre la contratación a subir y a bajar permitirá a las tecnologías renovables participar en este servicio solo a bajar, en reserva y energía, sin tener que asumir un coste de vertido para proporcionar banda en ambos sentidos, como sucede en la actualidad.

Todo ello implica que la reforma del servicio de regulación secundaria que establece la presente resolución será beneficiosa tanto para la competitividad como para ofrecer oportunidades de negocio a las nuevas tecnologías de generación, demanda y almacenamiento.

Por ello, se considera que el valor de 100 MW debería ser revisado más adelante, cuando se disponga de experiencia en la nueva modalidad del servicio tras la conexión a la plataforma Picasso.

Sobre el dinamismo en la provisión o flexibilidad en el seguimiento de la energía de balance secundaria comprometida, el apartado tercero del artículo 10 de las condiciones relativas al balance revisadas y sometidas a consulta pública establece que «el cumplimiento del compromiso de disponibilidad de reserva de regulación secundaria adquirido se verificará por proveedor del servicio de regulación secundaria». Sobre este aspecto, las alegaciones recibidas por el operador del sistema en su proceso de consulta pública iban en línea con las que ya fueran formuladas a esta comisión en trámites previos de audiencia. Varios sujetos no consideran adecuado que se efectúe el seguimiento sobre el conjunto de las centrales habilitadas por el proveedor, no limitándolo a las que realmente aportan de forma activa el servicio de regulación secundaria en un momento dado, ya que desvirtúa el cálculo, especialmente en carteras con gran aportación de tecnologías renovables, asociadas a mayores desvíos, penalizando y discriminando la participación de proveedores con mucha renovable. Adicionalmente, alegan que los países europeos participantes en la plataforma Picasso permiten al proveedor definir libremente las centrales que aportan el servicio de regulación secundaria y sobre las que se monitoriza su respuesta. En su trámite de audiencia e información pública, la CNMC ha recibido comentarios de dos sujetos en esta misma línea de argumentación.

El operador del sistema justifica su propuesta de verificación agrupada del cumplimiento del servicio de regulación de secundaria, en que cada proveedor del servicio cuenta con mecanismos de ajuste para corregir sus desvíos, por ejemplo, a través de las sesiones del Mercado Intradiario continuo e incluso, 10 minutos antes del tiempo real, con la comunicación de desvíos o declaración de indisponibilidades de alguna de sus unidades de programación constituyentes, así como tanto el día D-1 como 25 minutos antes de cada periodo cuartohorario cuentan con mecanismos para adecuar sus ofertas en el mercado de reserva de regulación secundaria, en base a sus previsiones de disponibilidad de energía primaria. En base a ello, el operador del sistema razona que es fundamental preservar la constitución estable de cada BSP, puesto que el mecanismo de regulación secundaria no puede ser concebido como un método implícito de compensación de desvíos, incluso aunque la propia provisión portfolio de reserva/energía aFRR otorga flexibilidad a cada BSP para poder gestionar posibles desvíos de sus unidades de programación habilitadas.

La cuestión del dinamismo en la prestación y verificación del cumplimiento de los distintos servicios de la operación del sistema es un debate que se está extendiendo a diversos ámbitos del sistema eléctrico peninsular español, ha surgido, por ejemplo, en el debate sobre el modelo regulatorio para la hibridación de tecnologías, y, por tanto, no debe ser ignorado, ya que podría anticipar una pérdida de interés de los BSP en la provisión de servicios al sistema. A este respecto, por una parte, parece lógico pensar que la provisión del servicio podría ser fácilmente dinamizada considerando en el seguimiento solo a las unidades de programación del sujeto proveedor que hayan resultado adjudicadas en el mercado de reserva. Sin embargo, por otra parte, se comprende la complejidad que ello conllevaría en la práctica al tratarse de una adjudicación cuartohoraria, más aún, teniendo en cuenta que se permite la oferta voluntaria de energía no asociada al volumen de reserva adjudicado.

Los riesgos principales del modelo de cumplimiento por sujeto propuesto por el operador del sistema serían el encarecimiento del servicio, al trasladar los BRP a su oferta el coste del incumplimiento, y la pérdida de proveedores, por la aversión al riesgo de incumplimiento. Se considera que debe llevarse a cabo un seguimiento de estos aspectos, para poder evaluar el impacto del modelo y tomar medidas paliativas si se considera necesario. A tal fin, se incorpora en esta resolución un mandato al operador del sistema para que realice un seguimiento de la evolución del mercado de regulación secundaria, cuyo resultado deberá ser remitido a la CNMC antes de transcurridos dos años de la conexión a la plataforma Picasso. En particular, el número de proveedores, los MW habilitados por proveedor y tecnología, la oferta de reserva y energía. El análisis se complementará con una valoración de la posibilidad e impacto de introducir algunas mejoras sugeridas por los sujetos, como, por ejemplo, la disminución del requerimiento de tamaño mínimo.

En el trámite de audiencia e información pública de la CNMC, varios sujetos han solicitado que se reduzca el plazo de dos años para la presentación del análisis requerido al operador del sistema. Sin embargo, esta comisión considera que el plazo ha de ser necesariamente amplio porque tanto el sistema español como la propia plataforma Picasso necesitarán tiempo para estabilizar su operativa; los sujetos tienen que adaptarse a las nuevas condiciones del mercado y tipología de oferta, además, las nuevas condiciones podrían atraer a proveedores adicionales, y la plataforma irá evolucionando a medida que se vayan conectando los distintos sistemas eléctricos (algunos operadores de sistema podrían retrasar considerablemente su conexión). Todo ello, sin perjuicio de que el TSO aporte a la CNMC y a los sujetos la información de seguimiento de los mercados prevista en los procedimientos de operación, de acuerdo con los canales y frecuencia habituales.

#### Cuarto. *Resultado del trámite de audiencia e información pública.*

Durante el trámite de audiencia e información pública de la propuesta de resolución se recibieron comentarios de 14 sujetos, entre empresas y asociaciones, incluyendo a los operadores del mercado y del sistema. En general, los sujetos valoran positivamente la propuesta, aunque realizan sugerencias de diversa consideración para mejorar los textos de las condiciones y los procedimientos de operación.

Se exponen a continuación los cambios más relevantes incorporados en los textos tras el trámite de audiencia.

#### Condiciones relativas al balance.

En el texto de condiciones sometido a trámite de audiencia por la CNMC se modificaba la redacción del párrafo 2 del artículo 15 con el objeto de clarificar que la obligatoriedad de oferta para la provisión de energía de regulación secundaria no podía superar al volumen asignado previamente en el mercado de reserva. La propuesta del operador consiste en dar libertad a los sujetos para cumplir la obligatoriedad de oferta que actualmente aplica a la regulación terciaria mediante oferta voluntaria de energía secundaria. El cambio de redacción propuesto por la CNMC no pretendía modificar la propuesta del operador del sistema, sino matizar que no se estaba imponiendo una oferta obligatoria en energía secundaria más allá de la reserva comprometida. No obstante, ya que el nuevo texto ha dado lugar a ciertas interpretaciones por parte de los sujetos como un intento de restringir la libertad de oferta adicional secundaria, se ajusta de nuevo la redacción tras el trámite de audiencia para mayor claridad.

Se corrige la numeración de los artículos de las condiciones a partir del artículo 16, así como diversas referencias erróneas a la numeración modificada a lo largo del texto. Se añade una referencia a la Circular 3/2019 en la exposición de la base legal y se introducen diversas mejoras de redacción sugeridas por los sujetos, con objeto de facilitar la comprensión, simplificar o evitar redundancias en el texto.

Por último, se modifica la redacción del artículo 20 para facilitar la comprensión de su alcance, de acuerdo con lo expuesto en el apartado tercero.2 de esta resolución.

Procedimientos de operación del sistema.

– P.O. 1.5: Se prevé la publicación de los requerimientos de reserva de regulación primaria asignados al sistema eléctrico peninsular español en la página web del operador del sistema.

– P.O. 3.8: Se adapta la redacción de algunos párrafos para dotar al texto de coherencia con respecto a la versión aprobada por Resolución de la CNMC de 6 de marzo de 2024, en particular, adaptación de términos y referencias al tratamiento de la hibridación. Se corrigen erratas y se introducen algunas mejoras de redacción sugeridas por los sujetos a lo largo del texto. Se reduce de ocho a cinco semanas el plazo para que el OS confirme si una solicitud de pruebas para la participación en servicios de balance está completa (apartado 2, anexo II). Se prevé la aplicación a las instalaciones ya habilitadas para la provisión de regulación secundaria el reconocimiento de la potencia máxima si la potencia alcanzada en la prueba no fuera inferior al 25 % de dicha potencia máxima.

– P.O. 7.2: Se define oferta de respaldo en el apartado 3 y se añade en el apartado 5.3 y el anexo V, relativos al mecanismo de tolerancia al incremento del precio de la reserva, una tolerancia adicional en valor absoluto, al objeto de evitar una sobre activación del mecanismo en un escenario de precios bajos y planos.

– P.O. 7.3: Se aclara la aplicabilidad del apartado 11 y se incluye un párrafo adicional en el apartado 1 del anexo II con el fin de clarificar el funcionamiento del algoritmo local de regulación terciaria, que tras la conexión a la plataforma Mari será usado en caso de fallo o desconexión de dicha plataforma, una vez se hayan incorporado los tipos de oferta multiparte y exclusivo.

– P.O. 9.1: Constatada incoherencia con lo previsto en el informe justificativo de la propuesta del operador del sistema, que preveía la eliminación del procedimiento de la referencia a las categorías de agregación por las que se publica la información por tecnología al objeto de dar flexibilidad a dicha publicación, se elimina dicho listado del apartado 1.9.

– P.O. 14.1: Se corrigen erratas de redacción.

– P.O. 14.4: Se corrigen erratas y se añade un párrafo en el apartado 7.4 para especificar el destino de los ingresos recibidos de los BSP de aFRR por los incumplimientos asociados al seguimiento en tiempo real. Dichos ingresos se repartirán entre la demanda en proporción a su consumo en barras de central, tal como se reparten actualmente los ingresos por incumplimientos de energía de regulación terciaria y RR. Por otra parte, se especifica en el apartado 14 que las energías FRR activadas por necesidades de otros TSO no serán consideradas en la determinación del precio único o dual del desvío, ya que no reflejan el estado del sistema local.

– P.O. 14.6: Se incorpora la excepción de las unidades de adquisición de almacenamiento, en coherencia con el tratamiento dado al bombeo, en el apartado 3 sobre reparto del saldo de desvío entre sistemas.

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

Primero.

Aprobar las condiciones relativas al balance así como los 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. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema, 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. 14.1 Condiciones generales del

proceso de liquidación del operador del sistema, P.O. 14.2 Admisión de participantes en el mercado y datos necesarios durante su participación, P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema y P.O. 14.6 Liquidación de intercambios internacionales no realizados por participantes en el mercado, que se incluyen en el anexo.

Segundo.

Las condiciones relativas al balance aprobadas por la presente resolución surtirán efectos a los treinta días de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado», respetando las consideraciones transitorias previstas en su título 6.

Tercero.

Los procedimientos de operación surtirán efectos en la fecha de puesta en operación del nuevo servicio de regulación secundaria (SRS), que será comunicada por el operador del sistema a través de su página web, a excepción de:

- Las disposiciones cuya aplicación requiera la conexión efectiva a las plataformas Mari o Picasso, serán de aplicación desde la fecha en que se produzca dicha conexión;
- el uso de unidades híbridas en el proceso de programación, la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de no frecuencia y en la solución de restricciones técnicas, y la nueva tipología de ofertas de restricciones técnicas para los grupos térmicos, serán de aplicación según lo dispuesto por la Resolución de 22 de febrero de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican, entre otros, los procedimientos de operación 3.1, 3.8, 14.1 y 14.4, para la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de no frecuencia y en la solución de restricciones técnicas e integración de la hibridación de tecnologías en el proceso de programación;
- en lo relativo a intercambios de información y telemedida, la aplicación del procedimiento de operación 3.8 se regirá por los plazos dispuestos en la Resolución de 16 de marzo de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 3.8: Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema y 9.2: Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema.

Cuarto.

Dejar sin efecto las versiones previamente aprobadas tanto de las condiciones relativas al balance como de los procedimientos de operación que aprueba esta resolución, en el momento en que se produzca su inicio de aplicación, sin perjuicio de lo previsto en el resuelve tercero.

Quinto.

Requerir al operador del sistema que elabore y remita a la CNMC, en el plazo máximo de dos años tras la conexión a la plataforma Picasso, un informe sobre la evolución del mercado de regulación secundaria. En particular, se analizará la evolución del número de proveedores, los MW habilitados por proveedor y tecnología, la oferta de reserva y energía, y el cumplimiento del servicio. El análisis se complementará con una valoración de la posibilidad e impacto de introducir una disminución del requerimiento de tamaño mínimo del proveedor del servicio u otras adaptaciones que, en opinión del operador, pudieran redundar en mejora del servicio.

La presente resolución se notificará a Red Eléctrica de España, SA y al Operador del Mercado Ibérico Eléctrico (OMIE) y 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 V del P.O. 7.2 y el anexo III del P.O. 7.3, que tienen carácter confidencial.

Madrid, 25 de abril de 2024.–El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Miguel Bordiu García-Ovies.

## ANEXO

### Condiciones relativas al balance y procedimientos de operación

- Condiciones relativas al balance.
- P.O. 1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia.
- P.O. 3.1 Proceso de programación.
- P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema.
- 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. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.
- P.O. 14.2 Admisión de participantes en el mercado y datos necesarios durante su participación.
- P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.
- P.O. 14.6 Liquidación de intercambios internacionales no realizados por participantes en el mercado.

### 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

#### *Consideraciones*

(1) Este documento constituye las condiciones relativas al balance para los Proveedores de Servicios de Balance (BSP) y para los Sujetos de Liquidación Responsables del Balance (BRP), conforme al artículo 18 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), y que ha sido publicado en el «Diario Oficial de la Unión Europea» (DOUE) con fecha 28 de noviembre de 2017, y está en vigor desde el 18 de diciembre de 2017.

(2) Estas condiciones tienen en cuenta los principios generales y objetivos establecidos en la siguiente regulación europea:

- a) Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, que establece una directriz sobre el balance eléctrico.
- b) Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, que establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad.
- c) Reglamento (UE) 2017/2196 de Comisión, de 24 de noviembre de 2017, que establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio.
- d) Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red.
- e) Reglamento (UE) 2016/1388 de la Comisión, de 17 de agosto de 2016, que establece un código de red en materia de conexión de la demanda.

(3) Mediante estas condiciones de balance se da cumplimiento a lo previsto en el Reglamento EB, desarrollándose en particular, los siguientes artículos:

- a) Artículo 16, «Cometido de los proveedores de servicios de balance», apartado 1.
- b) Artículo 17, «Cometido de los sujetos de liquidación responsables del balance», apartados 3 y 4.
- c) Artículo 18, «Condiciones relativas al balance».
- d) Artículo 34, «Transferencia de reserva de balance», apartado 1.
- e) Artículo 45, «Cálculo de la energía de balance», apartado 1.

(4) Asimismo, en estas condiciones de balance, se ha considerado lo establecido en el Reglamento (UE) 2017/1485, y en particular:

- a) Artículo 110, «Establecimiento de procesos de programación».
- b) Artículo 158, «Requisitos técnicos mínimos de las RRF», apartados 1 y 4.
- c) Artículo 161, «Requisitos mínimos de las RS», apartados 1 y 4.

(5) Igualmente, estas condiciones tienen en cuenta lo recogido en el Reglamento (UE) 2017/2196, en el artículo 36, «Reglas de suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado».

(6) El artículo 18, «Condiciones relativas al balance», del Reglamento (UE) 2017/2195, establece lo siguiente:

1. A más tardar seis meses después de la entrada en vigor del presente reglamento y para todas las zonas de programación de un Estado miembro, los GRT de dicho Estado miembro elaborarán una propuesta relativa a:

- a) las condiciones para los proveedores de servicios de balance;
- b) las condiciones para los sujetos de liquidación responsables del balance.

Cuando una zona de CFP conste de dos o más GRT, todos los GRT de dicha zona de CFP podrán elaborar una propuesta común, previa aprobación de las autoridades reguladoras competentes.

2. Las condiciones conforme a lo dispuesto en el apartado 1 incluirán también las normas para la suspensión y restauración de las actividades del mercado, conforme a lo dispuesto en el artículo 36 del Reglamento (UE) 2017/2196, y las normas para la liquidación en caso de suspensión del mercado conforme a lo dispuesto en el artículo 39 del Reglamento (UE) 2017/2196 una vez que se hayan aprobado de conformidad con el artículo 4 del Reglamento (UE) 2017/2196.

3. A la hora de elaborar propuestas para las condiciones para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance, cada GRT:

- a) Se coordinará con los GRT y GRD que puedan verse afectados por dichas condiciones;
- b) respetará los marcos para la creación de plataformas europeas para el intercambio de energía de balance y para el proceso de compensación de desequilibrios conforme a lo dispuesto en los artículos 19, 20, 21 y 22;
- c) involucrará a GRD y otras partes interesadas a lo largo de todo el proceso de la elaboración de la propuesta y tomará en consideración sus puntos de vista sin perjuicio de la consulta pública conforme a lo dispuesto en el artículo 10.

4. Las condiciones para los proveedores de servicios de balance:

- a) Definirán requisitos razonables y justificados para la provisión de los servicios de balance;
- b) permitirán la agregación de instalaciones de demanda, instalaciones de almacenamiento de energía e instalaciones de generación de electricidad en una zona

de programación para ofrecer servicios de balance sujetos a las condiciones a que se hace referencia en el apartado 5, letra c);

c) permitirán a los propietarios de instalaciones de demanda, terceros y propietarios de instalaciones de generación de energía, tanto de fuentes convencionales como renovables, así como a los propietarios de unidades de almacenamiento de energía, convertirse en proveedores de servicios de balance;

d) exigirán que cada oferta de energía de balance de un proveedor de servicios de balance sea asignada a uno o varios sujetos de liquidación responsables del balance para posibilitar el cálculo de un ajuste del desvío conforme a lo dispuesto en el artículo 49.

5. Las condiciones para los proveedores de servicios de balance incluirán:

a) Las normas para el proceso de habilitación para ser proveedor de servicios de balance conforme a lo dispuesto en el artículo 16;

b) las normas, requisitos y plazos para la contratación y transferencia de reserva de balance conforme a lo dispuesto en los artículos 32, 33 y 34;

c) las normas y condiciones para la agregación de instalaciones de demanda, instalaciones de almacenamiento de energía e instalaciones de generación de electricidad en una zona de programación para convertirse en proveedores de servicios de balance;

d) los requisitos relativos a los datos y a la información que han de enviarse al GRT de conexión y, si procede, al GRD de conexión de reserva durante el proceso de habilitación previa y la operación del mercado de balance;

e) las normas y condiciones para la asignación de cada oferta de energía de balance de un proveedor de servicios de balance a uno o varios sujetos de liquidación responsables del balance conforme a lo dispuesto en el apartado 4, letra d);

f) los requisitos relativos a los datos y a la información que han de enviarse al GRT de conexión y, si procede, al GRD de conexión de reserva para evaluar la provisión de los servicios de balance conforme a lo dispuesto en el artículo 154, apartados 1 y 8; en el artículo 158, apartado 1, letra e); en el artículo 158, apartado 4, letra b); en el artículo 161, apartado 1, letra f), y en el artículo 161, apartado 4, letra b), del Reglamento (UE) 2017/1485;

g) la definición de la localización para cada producto estándar y para cada producto específico teniendo en cuenta lo dispuesto en el apartado 5, letra c);

h) las normas para la determinación del volumen de la energía de balance que ha de ser liquidada con el proveedor de servicios de balance conforme a lo dispuesto en el artículo 45;

i) las normas para la liquidación de los proveedores de servicios de balance conforme a lo dispuesto en el título V, capítulos 2 y 5;

j) un período máximo para la finalización de la liquidación de la energía de balance con un proveedor de servicios de balance de conformidad con el artículo 45, para cualquier período de liquidación de los desvíos dado;

k) las consecuencias en caso de incumplimiento de las condiciones aplicables a los proveedores de servicios de balance.

6. Las condiciones para los sujetos de liquidación responsables del balance incluirán:

a) La definición de la responsabilidad del balance para cada conexión de forma tal que se evite cualquier laguna o duplicación en la responsabilidad del balance de los distintos participantes del mercado que presten servicios a dicha conexión;

b) los requisitos para convertirse en un sujeto de liquidación responsable del balance;

- c) el requisito de que cada sujeto de liquidación responsable del balance responda financieramente de sus desvíos, y de que los desvíos habrán de ser liquidados con el GRT de conexión;
- d) los requisitos relativos a los datos y a la información que han de enviarse al GRT de conexión para calcular los desvíos;
- e) las normas para que los sujetos de liquidación responsables del balance modifiquen sus programas antes y después del cierre del mercado intradiario, conforme a lo dispuesto en el artículo 17, apartados 3 y 4;
- f) las normas para la liquidación de los sujetos de liquidación responsables del balance definidas conforme a lo dispuesto en el título V, capítulo 4;
- g) la delimitación de una zona de desvío conforme a lo dispuesto en el artículo 54, apartado 2, y de una zona de precio de desvíos;
- h) un período máximo para la finalización de la liquidación de los desvíos con los sujetos de liquidación responsables del balance, para cualquier período de liquidación de los desvíos dado, conforme a lo dispuesto en el artículo 54;
- i) las consecuencias en caso de incumplimiento de las condiciones aplicables a los sujetos de liquidación responsables del balance;
- j) una obligación de los sujetos de liquidación responsables del balance de presentar al GRT de conexión cualquier modificación de la posición;
- k) las normas de la compensación conforme a lo dispuesto en los artículos 52, 53, 54 y 55;
- l) si las hubiera, las disposiciones para la exclusión de desvíos de la liquidación de los desvíos cuando estén asociados con la introducción de restricciones de rampa de variación para mitigar desvíos de frecuencia deterministas, conforme a lo dispuesto en el artículo 137, apartado 4, del Reglamento (UE) 2017/1485.

7. Cada GRT de conexión podrá incluir los siguientes elementos en la propuesta de condiciones para los proveedores de servicios de balance o en las condiciones para los sujetos de liquidación responsables del balance:

- a) Un requisito para que los proveedores de servicios de balance faciliten información sobre la capacidad de generación no utilizada y otros recursos de balance procedente de los proveedores de servicios de balance, después de la hora de cierre del mercado diario y después de la hora de cierre del mercado interzonal intradiario;
- b) cuando esté justificado, un requisito para que los proveedores de servicios de balance oferten la capacidad de generación no utilizada u otros recursos de balance por medio de ofertas de energía de balance o de ofertas del proceso de programación integrado en los mercados de balance después de la hora de cierre del mercado diario, sin perjuicio de la posibilidad de que los proveedores de servicios de balance cambien sus ofertas de energía de balance antes de la hora de cierre de la energía de balance o de la hora de cierre del proceso de programación integrado debido a intercambios dentro del mercado intradiario;
- c) cuando esté justificado, un requisito para que los proveedores de servicios de balance oferten la capacidad de generación no utilizada u otros recursos de balance por medio de ofertas de energía de balance o de ofertas del proceso de programación integrado en los mercados de balance después de la hora de cierre del mercado interzonal intradiario;
- d) requisitos específicos en relación con la posición de los sujetos de liquidación responsables del balance presentada tras el final del horizonte temporal del mercado diario para garantizar que la suma de sus programas de intercambio comercial interior y exterior es igual a la suma de los programas de generación y consumo físicos, teniendo en cuenta la compensación de las pérdidas eléctricas, si procede;
- e) una excepción a la publicación de información sobre los precios ofertados de la energía de balance o sobre las ofertas de reserva de balance debido a problemas de abuso de mercado conforme a lo dispuesto en el artículo 12, apartado 4;

f) una excepción para productos específicos definidos en el artículo 26, apartado 3, letra b), para predeterminar el precio de las ofertas de energía de balance de un contrato de reserva de balance conforme a lo dispuesto en el artículo 16, apartado 6;

g) una solicitud para el uso de un sistema dual de precios para todos los desvíos basado en las condiciones establecidas conforme a lo dispuesto en el artículo 52, apartado 2, letra d), inciso i), y la metodología para aplicar el sistema dual de precios conforme a lo dispuesto en el artículo 52, apartado 2, letra d), inciso ii).

8. Los GRT que apliquen un modelo de despacho central también incluirán los siguientes elementos en las condiciones relativas al balance:

a) La hora de cierre del proceso de programación integrado conforme a lo dispuesto en el artículo 24, apartado 5;

b) las normas para actualizar las ofertas del proceso de programación integrado después de la hora de cierre de cada proceso de programación integrado conforme a lo dispuesto en el artículo 24, apartado 6;

c) las normas para utilizar ofertas del proceso de programación integrado antes de la hora de cierre de la energía de balance conforme a lo dispuesto en el artículo 24, apartado 7;

d) las normas para convertir las ofertas del proceso de programación integrado conforme a lo dispuesto en el artículo 27.

9. Cada GRT deberá supervisar el cumplimiento por todas las partes de los requisitos que figuren en las condiciones relativas al balance, dentro de su zona o zonas de programación.

(7) 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, sentó las bases, en sus artículos 19, 21 y 22, para la regulación de los servicios de balance y de los servicios de no frecuencia necesarios para la operación del sistema eléctrico peninsular español, incluyendo la resolución de las restricciones técnicas.

(8) Estas condiciones relativas al balance han tenido en cuenta los puntos de vista resultantes de la consulta realizada entre el 25 de julio y el 22 de septiembre de 2023, en cumplimiento del artículo 10 del mismo reglamento.

## TÍTULO 1

### Consideraciones generales

#### Artículo 1. *Objetivo.*

Este documento establece las condiciones relativas al balance aplicables a los Proveedores de Servicios de Balance (BSP, por sus siglas en inglés) y a los Sujetos de Liquidación Responsables del Balance (BRP, por sus siglas en inglés) en el sistema eléctrico peninsular español, de acuerdo con el artículo 18 del Reglamento EB.

#### Artículo 2. *Alcance.*

1. Las condiciones relativas al balance son las mismas para todos los proveedores de servicios de balance, ya sean instalaciones de generación, de demanda o de almacenamiento.

2. Estas condiciones permiten la agregación de las instalaciones de generación, independientemente de su tecnología, de las instalaciones de demanda y de las instalaciones de almacenamiento para ofertar servicios de balance al sistema, bajo las condiciones recogidas en el artículo 8, conforme al artículo 18.4.b) del Reglamento EB.

3. Estas condiciones permiten a las instalaciones de generación, con independencia de su tecnología, a las instalaciones de demanda y a las instalaciones de almacenamiento ser proveedoras de servicios de balance, conforme al artículo 18.4.c) del Reglamento EB.

#### Artículo 3. *Coordinación de las condiciones relativas al balance.*

1. Estas condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y para los sujetos de liquidación responsables del balance han sido coordinadas con los Gestores de las Redes de Distribución (DSO, por sus siglas en inglés), que pudieran verse afectados por las mismas.

2. Estas condiciones respetan los marcos de aplicación (IF, por sus siglas en inglés) de las plataformas europeas para el intercambio de energías de balance procedentes de reservas de sustitución (RR, por sus siglas en inglés) y de reservas manual y automática para la recuperación de la frecuencia (mFRR y aFRR, por sus siglas en inglés) y para el proceso de compensación de desequilibrios (IN, por sus siglas en inglés), conforme a los artículos 19, 20, 21 y 22 del Reglamento EB.

3. Estas condiciones respetan las metodologías para clasificar las finalidades de activación de las ofertas de energía de balance, para la fijación del precio de las energías de balance y de la capacidad de intercambio utilizada, para la determinación de normas comunes de liquidación aplicables a los intercambios de energía intencionados y para la armonización de las características principales de la liquidación de los desvíos conforme a los artículos 29, 30, 50 y 52 del Reglamento EB.

4. Para la preparación de estas condiciones se han solicitado comentarios a los Gestores de las Redes de Distribución y a otras partes interesadas, sin perjuicio de la consulta pública que ha sido realizada conforme a lo establecido en el artículo 10 del Reglamento EB.

#### Artículo 4. *Definiciones y lista de acrónimos.*

1. Estas condiciones relativas al balance utilizan denominaciones en castellano. La tabla siguiente recoge la equivalencia en inglés de los términos relevantes, al objeto de facilitar la comprensión del texto en el contexto de otras metodologías de desarrollo del Reglamento EB que interactúan con ella y se publican exclusivamente en inglés. Para las referencias con formato abreviado se utilizarán preferiblemente las siglas inglesas:

Término en español Directriz sobre el balance eléctrico (Reglamento EB)	Término en inglés Electricity Balancing Guideline (EB Regulation - EBGL)
Condiciones relativas al balance.	Terms and Conditions related to balancing (T&C).
Gestor de la Red de Transporte (GRT).	Transmission System Operator (TSO).
Gestor de la Red de Distribución (GRD).	Distribution System Operator (DSO).
Control frecuencia-potencia (CFP).	Load-frequency control (LFC).
Red Europea de Gestores de la Red de Transporte (REGRT).	European Network of Transmission System Operators (ENTSO).
Proveedor de servicios de balance.	Balancing Service Provider (BSP).
Sujeto de liquidación responsable del balance.	Balance Responsible Party (BRP).
Marco de aplicación para la creación de plataformas europea.	Implementation Framework (IF).
Reserva de sustitución (RS).	Replacement Reserves (RR).
Reserva manual para la recuperación de la frecuencia (RRF manual).	Manual Frequency Restoration Reserves (mFRR).
Reserva automática para la recuperación de la frecuencia (RRF automática).	Automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR).
Reserva para la contención de la frecuencia (RCF).	Frequency Containment Reserves (FCR).

Término en español Directriz sobre el balance eléctrico (Reglamento EB)	Término en inglés Electricity Balancing Guideline (EB Regulation - EBGL)
Ajuste del desvío.	Imbalance adjustment.
Volumen asignado.	Allocated volume.
Posición final.	Final position.
Desvío.	Imbalance.
Punto frontera.	Connection.
Participante en el mercado (PM).	Market participant (MP).
Programa comercial interno.	Internal commercial trade schedule.
Periodo de liquidación del desvío.	Imbalance Settlement Period (ISP).

2. A efectos de estas condiciones, será de aplicación cualquier definición recogida en la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE, en el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad y en cualquier otra normativa de rango europeo en vigor.

Adicionalmente, se aplicarán las siguientes definiciones, que se incorporan al objeto de facilitar la comprensión del texto y sin perjuicio de que, en caso de discrepancia o revisión de la norma correspondiente, prevalecerá la definición de dicha norma:

a) 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 y también la unidad básica principal para la anotación de los derechos de cobro y las obligaciones de pago que correspondan en el Registro de Anotaciones en cuenta del operador del sistema.

b) Tipo de producción: Cada una de las tecnologías o sistemas de producción de las instalaciones de generación y de almacenamiento. La clasificación del tipo de producción está basada en lo establecido en el artículo 5 del Reglamento (UE) 543/2013, de 14 de junio, sobre la presentación y publicación de datos de los mercados de la electricidad y por el que se modifica el anexo I del Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, sin perjuicio de los tipos de producción adicionales que pudieran establecerse en el anexo II del procedimiento de operación 3.1.

c) Tipo de actividad: Cada uno de los distintos tipos de transacciones de energía, identificándose generación, demanda y almacenamiento.

d) Titular de una instalación de producción: Será el propietario de la instalación que figura en el registro administrativo de instalaciones de producción que disponga de los derechos de explotación de la instalación, o el copropietario que ejerza en cada momento como responsable del centro de control de la misma.

e) Participante en el mercado (MP): es una persona física o jurídica que compra, vende o genera electricidad participando en uno o más mercados eléctricos incluyendo el mercado de balance.

Se consideran participantes en el mercado los comercializadores, los consumidores directos en mercado, los titulares en mercado de instalaciones de generación y los representantes de cualquiera de los anteriores o de titulares de instalaciones de generación que no participan directamente en el mercado y, los titulares de instalaciones de almacenamiento, según se establezca normativamente.

Participarán en el proceso de programación establecido en el título 6 del Reglamento (UE) 2017/1485, para el mercado de producción español. La participación se realizará a través de las unidades de programación que le correspondan conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 3.1, directamente o a través del representante que designe conforme a lo establecido en los procedimientos de operación 14.1 y 14.8.

f) Proveedor del servicio de reserva automática para la recuperación de la frecuencia (BSP de aFRR): Es una agrupación de unidades de programación en la que cada una de las unidades está habilitada para la provisión del servicio de reserva automática para la recuperación de la frecuencia de acuerdo a lo establecido en el artículo 9 de este documento, y tiene capacidad de regular en respuesta a las órdenes de un sistema de Control Automático de Generación cumpliendo con los requisitos establecidos y permitiendo su evaluación desde un sistema de control de energía en tiempo real, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 30 de estas condiciones. Cada proveedor dispone de una unidad para la anotación de los derechos de cobro y las obligaciones de pago que correspondan en el Registro de Anotaciones en cuenta del operador del sistema derivados de la participación en este servicio. Es también referido en este documento como proveedor del servicio de regulación secundaria.

## Artículo 5. *Servicios de balance.*

1. A efectos del presente documento, los servicios de balance son las reservas para la contención de la frecuencia (FCR, por sus siglas en inglés), las reservas automáticas para la recuperación de la frecuencia, las reservas manuales para la recuperación de la frecuencia y las reservas de sustitución. Los servicios de balance de FCR, aFRR y mFRR, se corresponden con los actuales servicios de balance de regulación primaria, regulación secundaria y regulación terciaria, respectivamente.

2. Estos servicios de balance de FCR, aFRR, mFRR y RR están regulados en los procedimientos de operación 7.1, 7.2, 7.3 y 3.3, respectivamente, y en los procedimientos de operación 14.4 y 14.6, en cuanto a su liquidación, según proceda.

3. El operador del sistema podrá facilitar que las ofertas de balance presentadas y no asignadas en un determinado servicio de balance puedan ser válidas, bajo las condiciones que se establezcan, para sucesivos servicios de balance, sin perjuicio de la posibilidad de actualizarlas por los respectivos BSP conforme a los plazos límite de presentación de ofertas de cada servicio.

4. El operador del sistema eléctrico español podrá disponer localmente de productos específicos conforme a lo establecido en el artículo 26 del Reglamento EB, al objeto de garantizar la seguridad de la operación y de mantener el equilibrio del sistema, de acuerdo con lo que se desarrolle en los procedimientos de operación.

5. Los procedimientos de operación establecerán los mecanismos de respaldo que, en su caso, se utilizarán ante un fallo en la contratación o activación de la energía en los servicios de balance en las plataformas europeas.

6. En el caso de anomalías de los sistemas de información que puedan afectar a los precios resultantes de la activación de ofertas en alguna de las plataformas europeas de energía de balance, con una repercusión significativa en la liquidación de la provisión y/o el uso de la energía de balance en el sistema eléctrico español, el operador del sistema podrá aplicar para la liquidación de la provisión y el uso de la energía de balance en el sistema eléctrico español un precio diferente del precio resultante de la activación de ofertas en la correspondiente plataforma europea de energía de balance. En estos casos de carácter excepcional, el precio que se aplicará para la liquidación de la provisión y el uso de la energía de balance en el sistema eléctrico español se calculará, con carácter general, como el valor medio aritmético de los precios marginales de las asignaciones de energía de balance realizadas en el mismo periodo de programación de todos los días en el último mes inmediato anterior. No obstante, se podrá aplicar un precio diferente, en casos debidamente justificados, cuando así lo requiera la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo con lo previsto en el Procedimiento de Operación 14.4.

Las diferencias económicas que pudieran derivarse de la aplicación de este proceso de liquidación, necesarias para mantener la firmeza de las transacciones internacionales, se financiarán con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español.

El operador del sistema deberá justificar la aplicación de este mecanismo de salvaguarda ante los participantes en el mercado y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

## TÍTULO 2

### Condiciones para los proveedores de servicios de balance

Artículo 6. *Requisitos para la provisión de servicios de balance [artículo 18.4.a) del Reglamento EB].*

1. El requisito para la provisión de servicios de balance por parte de un BSP es disponer de la correspondiente habilitación del operador del sistema para la provisión de cada servicio de balance del sistema, conforme al artículo 16 del Reglamento EB.

2. La instalación o la agregación de instalaciones que formen parte de una unidad de programación habilitada en servicios de balance deberá contar con la autorización expresa del operador del sistema para la consideración a todos los efectos de su participación en el servicio de balance del sistema que corresponda.

Artículo 7. *Constitución de los BSP [artículo 18.4.c) del Reglamento EB].*

1. Podrán ser proveedores de servicios de balance al sistema a través de una o más unidades de programación habilitadas en servicios de balance, previo cumplimiento de los requisitos establecidos al efecto:

- a) Los titulares de instalaciones de producción.
- b) Los titulares de instalaciones de demanda.
- c) Los titulares de instalaciones de almacenamiento.
- d) Los comercializadores.
- e) Los representantes de los proveedores de servicios de balance referenciados en los apartados a), b), c) y d) anteriores.

2. La provisión de servicios de balance al sistema y su liquidación se realizará por unidad de programación o en su caso, por cada proveedor del servicio de regulación secundaria. El control del cumplimiento y su liquidación se realizará conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 14.4.

3. El proveedor del servicio deberá contar con la autorización expresa del OS para la participación en el servicio de balance correspondiente y para la aceptación de ofertas.

4. Cada unidad de programación proveedora de servicios de balance deberá tener con carácter general una capacidad mínima de oferta igual a 1 MW. En el caso de que el marco de aplicación para la creación de alguna de las plataformas europeas para el intercambio de energías de balance establezca un valor mínimo de oferta distinto de 1 MW, será dicho valor el que determine la capacidad mínima de oferta requerida a la unidad proveedora del producto estándar de que se trate.

5. Cada proveedor del servicio de regulación secundaria tendrá una o más unidades de programación, estando todas ellas habilitadas para la prestación del servicio de regulación secundaria. En conjunto, el proveedor del servicio de regulación secundaria deberá tener una reserva de regulación secundaria mínima habilitada de 100 MW (teniendo en cuenta la suma de reserva habilitada a subir y a bajar).

6. Cualquier modificación en las instalaciones que compongan una unidad de programación o cualquier modificación en la composición de las unidades de programación de un proveedor del servicio de regulación secundaria deberá ser autorizada por el OS.

7. Las unidades de programación integradas en un proveedor del servicio de regulación secundaria deberán estar bajo su titularidad o su representación, o bien bajo la titularidad o la representación de participantes en el mercado pertenecientes a

sociedades del mismo grupo empresarial que dicho proveedor, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 30 de estas condiciones.

8. Cuando se desee incorporar en un proveedor del servicio de regulación secundaria una unidad de programación de la que no sea titular ni representante el propio titular del proveedor, se deberá acreditar ante el OS la existencia de relación por grupo empresarial mediante una declaración responsable del titular del proveedor, debiendo el proveedor actualizar esta información cuando se produzcan cambios en la estructura del grupo que afecten a la unidad de programación o al proveedor del servicio.

9. El proveedor del servicio de regulación secundaria será el responsable de garantizar el cumplimiento, en todo momento, de lo establecido en este artículo.

10. En el caso de las unidades de programación integradas en un proveedor del servicio de regulación secundaria, el centro de control de todas las instalaciones que compongan dicha unidad de programación será el centro de control responsable del proveedor del servicio de regulación secundaria.

*Artículo 8. Condiciones de agregación de las instalaciones para constituirse como BSP [artículo 18.4.b) y artículo 18.5.c) y g) del Reglamento EB].*

1. Cada unidad de programación proveedora de servicios de balance al sistema estará compuesta de una o más instalaciones conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 3.1.

2. Cada unidad de programación corresponderá a un tipo de actividad, por lo que existirán unidades de programación diferenciadas para cada tipo de actividad principal: generación, demanda y almacenamiento.

3. Con carácter general, las instalaciones se agregarán en unidades de programación por participante en el mercado proveedor de servicios de balance, sujeto de liquidación responsable del desvío y por tipo de producción, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 3.1.

4. Las instalaciones que por su potencia máxima sean relevantes para la operación y seguridad del sistema anexo deberán disponer de una unidad de programación individualizada para cada instalación, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 3.1.

5. Las instalaciones que por su relevancia para la operación y seguridad del sistema requieran un tratamiento específico deberán integrarse en una unidad de programación independiente compuesta por una o varias instalaciones conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 3.1.

6. Las instalaciones que por normativa requieran un tratamiento específico, al aplicarles un régimen retributivo particular que requiera de una medida individualizada o cualquier otra particularidad establecida normativamente, no podrán agregarse para la prestación de servicios de balance y deberán constituir una unidad de programación diferenciada conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 3.1.

*Artículo 9. Proceso de habilitación para ser proveedor de servicios de balance [artículo 18.5.a) del Reglamento EB].*

1. El operador del sistema otorgará la habilitación a aquellas instalaciones o conjunto de instalaciones que acrediten su capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio de balance correspondiente.

2. Los requisitos de las instalaciones de generación, de demanda y de almacenamiento para obtener la habilitación para su participación en los servicios de balance del sistema serán los siguientes:

a) Remitir al operador del sistema la solicitud para la participación en el servicio de balance del sistema para el que se desee obtener la habilitación correspondiente.

b) Intercambiar información en tiempo real con el OS a través de un centro de control debidamente habilitado por el operador del sistema.

c) Comunicar al operador del sistema y mantener actualizada la información requerida a los proveedores del servicio de balance del sistema que se solicita en el artículo 11 de este documento.

d) Haber superado las pruebas específicas de habilitación para la participación en el correspondiente servicio de balance del sistema o integrarse en una unidad de programación proveedora del correspondiente servicio de balance sin haber superado dichas pruebas. Esta última opción solo será aplicable si la relación entre la potencia de las instalaciones de la unidad de programación que no han superado las pruebas y la potencia total de las instalaciones de la unidad de programación no supera el valor porcentual que se establezca en los procedimientos de operación.

3. El proceso de habilitación para la participación de las instalaciones o conjunto de instalaciones, de generación, demanda y almacenamiento en los servicios de balance deberá verificar que dichas instalaciones cumplen con los perfiles de respuesta establecidos por el operador del sistema eléctrico español para cada producto de balance, y en el caso de los productos de balance estándar, son conformes a las características de producto establecidas en los correspondientes marcos de aplicación para la creación de plataformas europeas.

4. Las pruebas específicas para la participación en cada servicio de balance están establecidas en el procedimiento de operación 3.8.

*Artículo 10. Asignación y transferencia de reservas de balance [artículo 18.5.b) del Reglamento EB].*

1. El servicio de regulación secundaria tendrá asociado un mercado de reserva de balance, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 7.2.

2. Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 30 de estas condiciones, las normas para la contratación de la reserva de regulación secundaria, conforme a lo establecido en el artículo 32.2 del Reglamento EB, serán las siguientes:

a) La reserva se ofertará y asignará por proveedor del servicio de regulación secundaria, a subir y a bajar de manera independiente, mediante un mecanismo competitivo de asignación de carácter marginalista que se detalla en el procedimiento de operación 7.2.

b) La contratación de la reserva a subir y a bajar se realizará diariamente (el día anterior al del suministro) y para cada uno de los periodos de programación cuarto-horarios del día de suministro.

c) La asignación de reserva por el OS implica para el proveedor del servicio de regulación secundaria la obligación de ofertar en el mercado de energía de regulación secundaria, para los periodos de programación y sentido correspondientes, al menos los mismos volúmenes de energía que le hayan sido asignados en el mercado de reserva de regulación secundaria.

3. El cumplimiento del compromiso de disponibilidad de reserva de regulación secundaria adquirido se verificará por proveedor del servicio de regulación secundaria.

4. Las normas para la liquidación de la reserva de regulación secundaria se establecerán en los correspondientes procedimientos de operación. Estas normas incluirán las penalizaciones por incumplimiento respecto a los compromisos adquiridos en este mercado de reserva, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 30 de estas condiciones.

5. Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 30 de estas condiciones, en el caso de que la aplicación de limitaciones de programa máximo y/o mínimo por razones de seguridad del sistema diera lugar a incumplimientos de los compromisos adquiridos debido a la asignación de reserva de regulación secundaria, esta se desasignará parcial o totalmente, según la limitación de programa aplicada, para evitar incumplimientos del servicio de regulación secundaria por causas ajenas al titular de la unidad de

programación afectada por la limitación de programa, previa solicitud al operador del sistema eléctrico español por parte del proveedor del servicio de regulación secundaria, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 7.2.

6. De acuerdo con la exención prevista en el artículo 34.1 del Reglamento EB, concedida por la CNMC mediante Resolución de 10 de octubre de 2019, no se permite la transferencia de la reserva de regulación secundaria asignada entre los proveedores del servicio de regulación secundaria.

**Artículo 11. *Requisitos de datos e información [artículo 18.5.d) y f) y 18.7.e) del Reglamento EB].***

1. Los intercambios de información de los BSP y BRP a los que son de aplicación estas condiciones serán los definidos en la normativa para la implementación nacional del artículo 40.5 del Reglamento (UE) 2017/1485, en los procedimientos de operación que establecen los requisitos sobre el intercambio de información con el operador del sistema y en la normativa específica que sea de aplicación para la provisión de cada servicio de balance.

2. Las instalaciones que presten servicios de balance deberán enviar telemidas en tiempo real, de acuerdo con lo definido en el procedimiento de operación 9.2.

3. El operador del sistema eléctrico español pondrá a disposición de los correspondientes Gestores de las Redes de Distribución (GRD), si no los han recibido directamente, los datos estructurales, los datos de telemidas en tiempo real y los desgloses en unidades físicas con localización eléctrica específica de los programas de energía de las unidades de programación, cuando las instalaciones proveedoras de servicios de balance que compongan la unidad de programación estén conectadas a la red bajo su gestión o a su red observable.

4. El operador del sistema publicará la información necesaria para garantizar un adecuado nivel de transparencia respecto al funcionamiento, asignación y coste de los servicios de balance bajo el ámbito de estas condiciones, con el grado de detalle, periodicidad y criterios que se establezcan en los procedimientos de operación.

5. El operador del sistema eléctrico español podrá solicitar una excepción a la publicación de información sobre los precios ofertados de la energía de balance o sobre las ofertas de reserva de balance debido a problemas de abuso de mercado conforme a lo dispuesto en el artículo 12.4 del Reglamento EB.

**Artículo 12. *Asignación de ofertas de balance de un BSP a uno o más BRP [artículo 18.4.d) y 18.5.e) del Reglamento EB].***

La energía de balance asignada a un BSP en el periodo de liquidación del desvío se asignará a un BRP según la siguiente precedencia:

- 1) Al BSP si es también BRP.
- 2) Al BRP designado por el BSP conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 14.1.

**Artículo 13. *Asignación y liquidación de las energías de balance [artículo 18.5.h), i) y j) del Reglamento EB].***

1. La asignación de la provisión de energías de balance al sistema se realizará mediante un mecanismo competitivo de asignación de carácter marginalista, en el que se tendrán en cuenta las limitaciones establecidas por seguridad y las indisponibilidades de las instalaciones, conforme a lo establecido en los procedimientos de operación correspondientes a la provisión de servicios de balance al sistema, y cuando sea de aplicación, en los marcos de aplicación de las plataformas europeas (IF) para el intercambio de las energías de balance y en las metodologías europeas de aplicación.

2. La liquidación a los BSP de la provisión de energías de balance al sistema tendrá en cuenta el precio marginal resultante de la asignación de ofertas en el mercado

correspondiente hasta la implantación de la plataforma europea del producto estándar correspondiente, y ello, con independencia de los criterios que se establezcan en la regulación nacional de aplicación para la liquidación de los productos de balance que, en su caso, pudieran definirse como productos específicos del sistema eléctrico español.

3. El volumen de la energía de balance activada a un BSP será calculado para cada periodo de programación como el valor de la energía de balance asignada, y de manera separada para la energía de balance a subir y a bajar.

4. El cumplimiento de las activaciones de energía en los servicios de balance de regulación terciaria (mFRR) y RR se verificará, conforme a lo establecido en los procedimientos de operación 3.3, 7.3 y 14.4. El cumplimiento de la provisión efectiva del servicio de regulación secundaria se realizará conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 7.2 y 14.4.

5. Se podrán establecer incentivos para que los BSP cumplan con la provisión de las energías de balance al sistema y con los perfiles de respuesta establecidos para cada producto de balance conforme a lo que se establezca en los correspondientes marcos de aplicación para la creación de plataformas europeas y en los procedimientos de operación 3.3, 7.2, 7.3 y 14.4.

6. El calendario de liquidación de la energía será el recogido en el procedimiento de operación 14.1.

7. El operador del sistema podrá establecer requerimientos elásticos dependientes del precio para los procesos de asignación de los servicios de balance de reservas de sustitución (RR) y de reservas manuales para la recuperación de la frecuencia (mFRR), conforme a lo previsto en los marcos de aplicación para la creación de las plataformas europeas para el intercambio de las energías de balance. Los criterios para la utilización de los requerimientos elásticos y la determinación de los precios en el sistema eléctrico español se detallarán en los procedimientos de operación.

8. A los efectos de garantizar la neutralidad financiera del operador del sistema, el coste de financiación, así como cualquier diferencia económica que se pudiera producir como consecuencia de la liquidación de la energía intercambiada en las plataformas europeas de balance o en el proceso de compensación de desequilibrios se financiará con cargo a las rentas de congestión de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de operación 14.6.

#### Artículo 14. *Consecuencias de los posibles incumplimientos de las condiciones relativas al balance aplicables a un BSP [artículo 18.5.k) del Reglamento EB].*

1. El OS realizará un seguimiento y verificará la capacidad técnica y operativa de los proveedores del servicio habilitados para la prestación de los servicios de balance mediante la comprobación de los perfiles de respuesta en potencia para cada periodo de suministro de reserva de balance. Dicha comprobación tendrá en cuenta el tiempo de activación (FAT) del producto de balance gestionado en el mercado de balance correspondiente y el periodo de entrega en el sistema eléctrico peninsular español, y la desviación entre la potencia asignada en el mercado de balance y la potencia efectivamente suministrada. Mediante este seguimiento de la prestación del servicio, el OS reevaluará de forma continua la calificación de los proveedores del servicio, dando así cumplimiento al proceso de reevaluación que debe ser realizado como mínimo una vez cada cinco años, conforme a lo recogido en el apartado 6 de los artículos 159 y 162 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión.

2. El proveedor del servicio de balance podrá ser inhabilitado para la prestación del servicio cuando concurra alguna de las siguientes causas:

- a) Incumplimiento de los requisitos exigidos para la provisión del servicio.
- b) Inadecuada calidad del servicio prestado.
- c) No remisión de la información de cambios o modificaciones que pudieran afectar a la provisión del servicio.

d) Cualquier incumplimiento de las condiciones de balance o de lo establecido en los correspondientes procedimientos de operación de los servicios de balance o cualquier otra actuación que pudiera afectar a la prestación del servicio.

3. Si el OS detectara cualquiera de las causas anteriores, el OS informará de los hechos al proveedor del servicio y a la CNMC, concediendo un plazo de tiempo máximo de un mes para que el proveedor realice las mejoras necesarias que solventen las circunstancias detectadas, o en su caso, para que informen al OS sobre la razón de fuerza mayor que haya justificado el incumplimiento. Si pasado el plazo, el proveedor no ha resuelto dichas circunstancias y/o no ha acreditado al OS el cumplimiento del requerimiento solicitado, el OS podrá inhabilitar al proveedor para la prestación del servicio.

*Artículo 15. Oferta de la capacidad de balance no utilizada [artículo 18.7.a), b) y c) del Reglamento EB].*

1. El operador del sistema eléctrico español deberá conocer en todo momento la reserva de regulación secundaria y terciaria disponible en el sistema para poder garantizar la seguridad y calidad del suministro.

2. Todos los proveedores de los servicios de regulación terciaria y secundaria deberán ofertar la variación máxima de potencia a subir y a bajar que puedan efectuar para la provisión de energía de regulación terciaria y/o secundaria, teniendo en cuenta que en secundaria debe ofertarse como mínimo el volumen asignado en el mercado de reserva.

### TÍTULO 3

#### **Condiciones para los sujetos de liquidación responsables del balance**

*Artículo 16. Definición de la responsabilidad del balance para cada conexión [artículo 18.6.a) del Reglamento EB].*

1. A los efectos de lo previsto en el artículo 18.6.a) del Reglamento EB, se entiende por cada conexión cada punto frontera definido conforme al Reglamento Unificado de Puntos de Medida, establecido mediante el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico. En el caso de instalaciones de producción y de almacenamiento se entiende por cada conexión el conjunto de todos los puntos frontera de la instalación.

2. La medida de energía de cada conexión en cada sentido, entrante o saliente, se asignará a la unidad de programación en la que se integre la conexión para cada sentido.

3. El BRP de cada conexión se definirá según los criterios siguientes:

a) Cada comercializador será, por defecto, el BRP de la energía entrante en los puntos frontera de los consumidores con los que tiene contrato de suministro y de la energía saliente de sus consumidores acogidos al mecanismo de compensación simplificada de autoconsumo conforme al artículo 14.4 del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

b) Cada consumidor directo en mercado será, por defecto, el BRP de la energía entrante en los puntos frontera con los que participe en el mercado.

c) Cada comercializador y cada consumidor directo en mercado podrá delegar su responsabilidad como BRP a otro BRP de su elección, conforme a lo establecido en los procedimientos de operación 14.1, 14.2 y 14.8.

d) Cada titular de instalación de producción (sección primera del registro administrativo) será, por defecto, el BRP de la energía neta entrante y saliente en la conexión de la instalación.

e) Cada titular de instalaciones de producción (sección primera del registro administrativo) podrá delegar, su responsabilidad como BRP a otro BRP de su elección conforme a lo establecido en los procedimientos de operación 14.1, 14.2 y 14.8.

f) Los titulares de instalaciones de producción de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (sección segunda del registro administrativo) podrán solicitar al operador del sistema ser el BRP de todas o algunas de sus instalaciones. Asimismo, podrán delegar, a un BRP de su elección conforme a lo establecido en los procedimientos de operación 14.1, 14.2 y 14.8.

g) Los titulares de instalaciones de almacenamiento podrán solicitar al operador del sistema ser el BRP de sus instalaciones. Asimismo, podrán delegar, a un BRP de su elección conforme a lo establecido en los procedimientos de operación 14.1, 14.2 y 14.8.

h) El comercializador de referencia será, por defecto, el BRP de la energía saliente en la conexión de instalaciones de producción de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos conforme a lo dispuesto en el artículo 53.2 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.

4. La medida, la posición y el desvío de cada BRP se calculará a partir de los programas y medidas de cada unidad de programación.

5. Los cambios de asignación de conexiones a unidades de programación y de asignación de unidades de programación a BRP se realizarán conforme a los plazos y condiciones establecidos en los procedimientos de operación 14.1, 14.2 y 14.8.

6. En todo caso, los BRP deberán respetar las limitaciones establecidas en el artículo 53 del Real Decreto 413/2014 a la figura del representante.

#### Artículo 17. *Requisitos para convertirse en BRP [artículo 18.6.b) del Reglamento EB].*

1. Solicitar al operador del sistema su alta como BRP con los mecanismos y plazos establecidos en los procedimientos de operación 14.1, 14.2 y 14.8.

2. Acreditar la capacidad técnica para comunicarse con los sistemas de información del operador del sistema.

3. Acreditar la capacidad económica, en particular, depositar las garantías de pago establecidas en el procedimiento de operación 14.3.

#### Artículo 18. *Requisito de que todos los BRP deben ser responsables financieros de sus desvíos y deben liquidarlos con el TSO al que están conectados [artículo 18.6.c) del Reglamento EB].*

Todos los BRP serán responsables financieros de sus desvíos cuya liquidación es responsabilidad del operador del sistema eléctrico español.

#### Artículo 19. *Requisitos de datos e información [artículo 18.6.d) del Reglamento EB].*

Los intercambios de información del BRP con el operador del sistema eléctrico español para el cálculo y liquidación de los desvíos serán los descritos en los procedimientos de operación.

#### Artículo 20. *Reglas de cambio de programa de los BRP antes y después del mercado intradiario [artículo 18.6.e) del Reglamento EB].*

1. Los BRP podrán ajustar su posición considerada a efectos del cálculo del desvío modificando los programas de sus unidades de programación mediante transacciones en el mercado intradiario de subastas y continuo.

2. Después del cierre del mercado interzonal intradiario, los BRP podrán realizar modificaciones equilibradas de los programas de sus unidades de programación internas del sistema eléctrico peninsular español, que deberán ser debidamente comunicadas al

operador del sistema, según establezcan los procedimientos de operación, con los siguientes condicionantes:

a) Las modificaciones entre unidades de distintos BRP tendrán que estar justificadas por un incidente sobrevenido o la corrección de un desvío identificado con posterioridad al cierre del mercado intradiario.

b) Las modificaciones entre unidades de un mismo BRP, tendrán que estar justificadas por un incidente sobrevenido que imposibilite el cumplimiento de los programas de sus unidades.

3. Las modificaciones de programas se realizarán bajo la consideración de los criterios, mecanismos y horarios que se establezcan en el procedimiento de operación 3.1.

Artículo 21. *Reglas de liquidación de los BRP [artículo 18.6.f) y k) del Reglamento EB].*

1. En aplicación del artículo 52.1 del Reglamento EB, el operador del sistema eléctrico español calculará los desvíos y liquidará a cada BRP, en cada periodo de liquidación del desvío, el importe que corresponda de aplicar el precio del desvío.

2. En aplicación del artículo 53 del Reglamento EB, el periodo de liquidación de desvíos será de quince minutos, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 31 de estas condiciones.

3. El área de cálculo de los desvíos del artículo 54.2 del Reglamento EB, será el sistema eléctrico peninsular español.

4. Las medidas para el cálculo de desvíos serán las establecidas en los procedimientos de operación de medidas vigentes.

5. Cada BRP tendrá una única posición final, por su actividad de generación, intercambios internacionales y de consumo.

6. La energía del término «ajuste del desvío», definido en el artículo 2 del Reglamento EB, párrafo (14) y el artículo 54.4.c), es la suma de las energías asignadas al BRP con posterioridad al programa resultante del mercado intradiario continuo.

7. La energía del término «volumen asignado» del artículo 2 del Reglamento EB, párrafo (15), y del artículo 54.4.b), es la suma de las medidas horarias asignadas a cada unidad de programación de la posición final de cada BRP.

8. La energía del término «posición» del artículo 2 del Reglamento EB, párrafo (16) y del artículo 54.4.a), es la suma de la energía programada de cada una de las unidades de programación que formen parte de la posición de cada BRP, en el programa horario final definido en el procedimiento de operación 3.1.

9. La energía del término «desvío» del artículo 2 del Reglamento EB, párrafo (8) y del artículo 54.4.d), es la diferencia entre (a) el «volumen asignado» a la posición final de un BRP y (b) la suma de «posición» y del «ajuste del desvío» de la posición final.

10. En aplicación del artículo 54.4.e) del Reglamento EB, los BRP podrán presentar reclamaciones al cálculo del desvío en los plazos y condiciones establecidos en el procedimiento de operación 14.1.

11. En aplicación del artículo 54.5 del Reglamento EB, la medida de las unidades de programación que no tengan puntos frontera asociados, como las unidades en cartera y otras similares, será cero.

12. En aplicación del artículo 54.6 del Reglamento EB, el operador del sistema eléctrico español anotará en el Registro de Anotaciones en Cuenta de la liquidación: la energía del desvío calculado, su dirección, el precio aplicado y el importe resultante; las anotaciones se realizarán en los plazos y condiciones establecidos en la normativa vigente.

13. La dirección del desvío será a subir cuando el signo del desvío de la posición del BRP es positivo.

14. La dirección del desvío será a bajar cuando el signo del desvío de la posición neta del BRP es negativo.

15. El precio del desvío del artículo 55 del Reglamento EB, será único con carácter general, pudiendo devenir dual bajo las condiciones que se especifiquen y desarrollen en el procedimiento de operación 14.4.

16. Para el cálculo del precio del desvío se utilizarán las componentes establecidas en la metodología para la armonización de las características principales de la liquidación de los desvíos conforme al artículo 52 del Reglamento EB. En particular, se podrán utilizar en el cálculo del precio del desvío las componentes adicionales establecidas en dicha metodología.

*Artículo 22. Definición de un área de desvío y de un área de precio de desvíos [artículo 18.6.g) del Reglamento EB].*

El área de desvío y el área de precio de los desvíos será el sistema eléctrico peninsular español.

*Artículo 23. Definición del periodo máximo para la finalización de la liquidación de los desvíos con los BRP [artículo 18.6.h) del Reglamento EB].*

1. El plazo máximo para la liquidación definitiva de los desvíos será el establecido en el procedimiento de operación 14.1 para la liquidación final definitiva.

2. Los mecanismos excepcionales de liquidación posterior a la liquidación final definitiva serán los establecidos en el procedimiento de operación 14.1 de condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.

*Artículo 24. Consecuencias del incumplimiento de las Condiciones relativas al balance que aplican a los BRP [artículo 18.6.i) del Reglamento EB].*

Las consecuencias del incumplimiento de las condiciones que aplican a los BRP, como el incumplimiento de las obligaciones de pago, de la prestación de garantías de pago y los establecidos en otra normativa que le sea de aplicación, serán, las que resulten de la normativa aplicable. En particular, podrá suponer la suspensión provisional de un BRP para participar en el mercado de producción y, en su caso, podrá conllevar la asignación provisional de los puntos frontera de clientes al comercializador de referencia que corresponda regulatoriamente.

*Artículo 25. Obligación de los BRP de comunicar al TSO cualquier cambio en su programa [artículo 18.6.j) del Reglamento EB].*

1. Los BRP comunicarán al operador del sistema eléctrico español las indisponibilidades de todas las instalaciones de producción, consumo o almacenamiento de potencia máxima igual o superior a 30 MW, de las unidades de programación habilitadas para participar en los servicios de balance del sistema, y de las unidades de programación asociadas a proveedores de servicios de interrumpibilidad. Además, los BRP comunicarán al operador del sistema eléctrico español los desvíos de programa cuando estos sean iguales o superiores a 7,5 MWh en un cuarto de hora con respecto al valor del programa establecido.

2. La comunicación de indisponibilidades se realizará conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 3.6.

3. La comunicación de cambios de programa por indisponibilidades y desvíos comunicados será a efectos informativos para la operación del sistema, y no modificará la posición final del mercado ni se incluirá en el «ajuste del desvío» del BRP a efectos del cómputo del desvío.

*Artículo 26. Condiciones para excluir desvíos de la liquidación de desvíos [artículo 18.6.l) del Reglamento EB].*

Ningún desvío será excluido de la liquidación de desvíos.

Artículo 27. *Mecanismo adicional separado de la liquidación de desvíos (artículo 44.3 del Reglamento EB).*

1. Los costes de las reservas de balance se asignarán conforme lo establecido en el procedimiento de operación 14.4.
2. El importe actual del saldo de la liquidación de los desvíos se asignará conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 14.4.
3. Los costes administrativos incurridos por el operador del sistema eléctrico español serán financiados por los BRP conforme a lo establecido en la circular por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico.

## TÍTULO 4

### Suspensión y restauración de las actividades de mercado

Artículo 28. *Normas para la suspensión y restauración de las actividades de mercado, y para la liquidación en caso de suspensión del mercado (artículo 18.2 del Reglamento EB).*

Las normas para la suspensión y restauración de las actividades de mercado y las normas para la liquidación en caso de suspensión del mercado serán las establecidas en el procedimiento de operación 3.9.

## TÍTULO 5

### Consideraciones finales

Artículo 29. *Adaptación del procedimiento de operación 3.3.*

Hasta que se proceda a la adaptación del procedimiento de operación 3.3 a las presentes condiciones de balance, los párrafos cuarto y quinto del apartado 5 del procedimiento de operación 3.3 quedarán sin efecto. En su lugar, será de aplicación al seguimiento y verificación por parte del operador del sistema, así como a los incumplimientos y proceso de inhabilitación del proveedor del servicio de reservas de sustitución (RR), lo establecido en el artículo 14 de las presentes condiciones de balance.

## TÍTULO 6

### Consideraciones transitorias

Artículo 30. *Servicios de regulación secundaria y terciaria.*

1. Hasta la implantación del nuevo servicio de regulación secundaria en el ámbito nacional (SRS) como paso previo a la entrada del sistema eléctrico peninsular español en la plataforma común europea para el intercambio de energía de balance aFRR serán de aplicación las siguientes cláusulas:

a) Los proveedores del servicio de regulación secundaria seguirán siendo las zonas de regulación que estarán constituidas por una o más unidades de programación que, en conjunto, tienen capacidad de regular en respuesta a las órdenes de un sistema de Control Automático de Generación cumpliendo con los requisitos establecidos y permitiendo su evaluación desde un sistema de control de energía en tiempo real.

b) Cada zona de regulación podrá estar constituida por unidades de programación que participen activamente en el servicio de regulación secundaria y por unidades de programación no habilitadas para la participación activa en el servicio de regulación secundaria, estando todas las unidades bajo la titularidad o la representación del

participante en el mercado que ostenta la titularidad de la zona de regulación o de otro sujeto de su mismo grupo empresarial.

c) Como resultado del seguimiento de la respuesta efectiva de cada zona de regulación en tiempo real, se bonificarán/penalizarán las respuestas superiores/inferiores respecto al compromiso de reserva de regulación secundaria asignada a dicha zona de regulación.

d) En el caso de que la aplicación de limitaciones de programa máximo y/o mínimo por razones de seguridad del sistema limite la respuesta de regulación secundaria de instalaciones con participación activa en el servicio de regulación secundaria, se desasignará parcial o totalmente la reserva correspondiente, según la limitación de programa aplicada, para evitar incumplimientos del servicio de regulación secundaria por causas ajenas al titular de la unidad de programación afectada por la limitación de programa, previa solicitud al operador del sistema por parte del titular de la correspondiente zona de regulación, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 7.2.

e) La asignación de reserva de regulación secundaria se hará por unidad de programación.

f) El compromiso adquirido en el mercado de reserva de regulación secundaria determinará la activación en tiempo real de la energía de regulación secundaria.

g) El tiempo para la movilización de la energía de regulación terciaria (FAT, por sus siglas en inglés) será de 15 minutos.

#### Artículo 31. *Periodo de liquidación de desvíos.*

En virtud de la excepción temporal concedida por las autoridades reguladoras competentes, con carácter transitorio hasta la fecha que sea comunicada por el operador del sistema en su página web, el periodo de liquidación de desvíos será una hora.

##### *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 sistema de regulación secundaria del sistema peninsular español puede actuar automáticamente para cada uno de los sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante. Viene dada por la suma, en valor absoluto y para cada sentido, de las contribuciones de las unidades de programación que constituyen cada proveedor del servicio de regulación secundaria. El OS asigna mediante mecanismos de mercado el día anterior al de programación los requisitos que necesita el sistema, para todos los periodos de programación del día siguiente y para cada sentido subir/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 12,5 minutos, y que puede ser mantenida, 15 minutos (en caso de ofertas asignadas en activaciones programadas) o de hasta 29 minutos (en caso de ofertas de tipo directo asignadas en activaciones directas).

#### 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 publicará en su página web 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 los proveedores del servicio de regulación secundaria 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.

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 periodos 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 reserva de regulación secundaria en aquellos periodos en los que se presenten cambios acusados de programa en los intercambios internacionales.

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

Requisito mínimo de reserva a subir en el sistema: 500 MW.

Requisito mínimo de reserva a bajar en el sistema: 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 periodo 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:

- Elaboración del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).
- Elaboración del Programa Diario Viable Provisional (PDVP).
- Contratación diaria de reserva de regulación secundaria.
- Elaboración de los Programas Finales (PHF/PHFC).
- 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, reserva 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 reserva 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, solo 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 estos 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. Reserva de regulación secundaria.

Cada día, el OS establecerá los requerimientos de reserva de regulación secundaria a subir y a bajar 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 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 reserva 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 reserva 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 reserva de regulación secundaria a subir y a bajar para todos y cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

Con una antelación no inferior a 25 minutos respecto al inicio del periodo cuarto-horario de suministro de energía, el proveedor de reserva de regulación secundaria podrá solicitar al OS la aplicación del mecanismo de reducción de reserva 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.

#### 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 de los BRP.

Los cambios de programa de los BRP, 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 en 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 o a desvíos identificados con posterioridad al cierre del mercado intradiario, 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 solo 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 Reguladoras Nacionales de todos los países participantes en este proceso, de acuerdo con el artículo 5.3.a) y con el artículo 19.1 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 Activación de energía de regulación terciaria (mFRR).

La activación de la energía de regulación terciaria del sistema eléctrico peninsular español se realizará en una primera fase a nivel local.

A partir de la comunicación del OS a través de su página web de la fecha de conexión a la plataforma de balance mFRR, la activación e intercambio de energías de regulación terciaria (mFRR, por sus siglas en inglés) en el sistema eléctrico peninsular español se realizará mediante la utilización de la plataforma europea para el intercambio de energías de balance mFRR, conforme a lo establecido en 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 (Reglamento EB).

La activación de energías de balance mFRR se realizará conforme a lo previsto en el «Marco de aplicación de la plataforma europea de intercambio de energías de balance procedentes de reservas de recuperación de la frecuencia con activación manual (mFRRIF, por sus siglas en inglés)», aprobado por las Autoridades Reguladoras Nacionales de todos los países participantes en este proceso, de acuerdo con el artículo 5.2.a) y con el artículo 20.1 del Reglamento EB.

El algoritmo de asignación de ofertas de regulación terciaria a nivel local será utilizado como mecanismo de respaldo en caso de indisponibilidad o fallo de la plataforma europea. Dichas situaciones serán comunicadas a los participantes en el mercado.

Antes de las 23:00 horas, los participantes en el mercado proveedores del servicio de regulación terciaria deberán presentar ofertas de 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 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 cuartohorario de suministro de energía según se define en el artículo 8 del mFRRIF.

### 13.3 Activación de energía de regulación secundaria (aFRR).

La activación de la energía de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español se realizará en una primera fase a nivel local.

A partir de la comunicación del OS a través de su página web de la fecha de conexión a la plataforma de balance aFRR, la activación e intercambio de ofertas de energías de regulación secundaria (aFRR, por sus siglas en inglés) en el sistema eléctrico peninsular español para el mantenimiento de la frecuencia y el programa neto de intercambio en el bloque de control español, se realizará mediante la utilización de la plataforma europea para el intercambio de energías de balance aFRR, conforme a lo establecido en el artículo 21 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 aFRR se realizará conforme a lo previsto en el «Marco de aplicación de la plataforma europea de intercambio de energías de balance procedentes de reservas de recuperación de la frecuencia con activación automática (aFRRIF, por sus siglas en inglés)», aprobado por las Autoridades Reguladoras Nacionales de todos los países participantes en este proceso, de acuerdo con el artículo 5.2.a) y con el artículo 21.1 del Reglamento EB.

El algoritmo de asignación de ofertas de regulación secundaria a nivel local será utilizado como mecanismo de respaldo en caso de indisponibilidad o fallo de la plataforma europea. Dichas situaciones serán comunicadas a los participantes en el mercado.

Los proveedores del servicio de regulación secundaria que hayan resultado asignados en el mercado de reserva del día anterior deberán presentar antes de las 20:00 horas del día anterior al menos una primera versión de oferta de energía de regulación secundaria válida por un volumen igual o superior al de la reserva asignada en cada uno de los periodos de programación. Estas ofertas de energía obligatorias se denominan ofertas de respaldo.

Adicionalmente, los proveedores del servicio pueden presentar ofertas voluntarias, sin correspondencia con los volúmenes de las ofertas de reserva asignadas.

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 la reserva de regulación secundaria disponible en cada unidad de programación.

Los participantes en el mercado podrán actualizar sus ofertas para el mercado de regulación secundaria hasta 25 minutos antes del inicio del periodo cuartohorario de suministro de energía según se define en el artículo 8.2 del aFRRIF.

#### 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 esta 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: – Contratos bilaterales internacionales con entrega física a través de interconexiones en las que no esté establecido un procedimiento coordinado de asignación de capacidad. – Contratos bilaterales internos con entrega física.	10:15 horas.
Publicación del OS a los PM de la información previa al mercado diario. El OS pondrá a disposición del OM: – La capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales disponible antes del mercado diario (ATC). – Los contratos bilaterales nominados al OS con anterioridad al mercado diario.	10:30 horas.
Publicación de los resultados del mercado diario.	13:00 horas.
Nominaciones de programa de los PM al OS por UP correspondientes a: – Contratos bilaterales internos con entrega física. – Nominaciones de los resultados del mercado diario (en caso de UO que integran varias UP). – Nominación de los correspondientes contratos bilaterales con entrega física en caso celebración de la SDR en la interconexión Francia-España. Envío de los PM al OS del programa correspondiente a: – Desgloses de UP en UF. – Potencias hidráulicas máxima y mínima.	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 reserva 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 reserva de regulación secundaria.	16:30 horas (en todo caso, hasta 30 minutos tras el cierre de presentación de ofertas de regulación secundaria).
Presentación de ofertas de respaldo de energía de regulación secundaria.	20:00 horas.
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 Identificación 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).

A efectos de la organización establecida en este anexo de las unidades de programación y físicas para el proceso de la programación se entenderá por:

Instalación de producción o de almacenamiento a cada clave diferenciada del correspondiente Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Instalación híbrida: término utilizado en este anexo para referirse a una instalación de producción de electricidad que incorpora varias tecnologías siempre que al menos una de ellas utilice una fuente de energía primaria renovable o incorpore instalaciones de almacenamiento. A efectos de la consideración de una instalación como híbrida en lo

relativo al proceso de programación a que se refiere este anexo, al menos dos elementos de la instalación híbrida entre módulos de generación o instalaciones de almacenamiento deben ser mayores de 1 MW.

Asimismo, las instalaciones a las que les sea de aplicación un régimen retributivo específico que normativamente requiera de una medida de cumplimiento individualizado no podrán constituirse como instalación híbrida en los términos definidos en el párrafo anterior, a los efectos del proceso de programación.

**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.

**Grupo térmico:** se entiende 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 gestionadas por los participantes en el mercado. En caso de que el participante del mercado sea distinto del titular de las instalaciones 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 las instalaciones 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) Unidades de programación correspondientes a instalaciones de potencia máxima superior o igual a 100 MW (salvo UGH):

Se constituirá una única unidad de programación por cada instalación, entendiendo por instalación cada clave diferenciada del correspondiente Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, de potencia máxima superior o igual a 100 MW. El valor de la potencia neta máxima se determina como el valor de la capacidad de acceso, que será la potencia activa máxima que podrá inyectarse a la red de acuerdo con lo que se haga constar en el permiso de acceso y conexión, salvo disposiciones normativas que lo modifiquen.

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

En el caso de unidades de programación correspondientes a instalaciones híbridas, según la definición establecida en el punto 1 de este anexo, estas serán clasificadas de

acuerdo con las distintas combinaciones posibles de hibridación detalladas a continuación y, a efectos del umbral de 100 MW se considerará la capacidad de acceso de la instalación híbrida en su conjunto:

Tipo de producción para UP híbrida:

Híbrida renovable (exclusivamente módulos de generación renovables).

Híbrida renovable - térmica no renovable (módulos de generación renovables y módulos de generación térmicos no renovables).

Híbrida renovable - almacenamiento (módulos de generación renovables e instalaciones de almacenamiento).

Híbrida térmica no renovable con almacenamiento (módulos de generación térmicos no renovables e instalaciones de almacenamiento).

Híbrida renovable - térmica no renovable - almacenamiento (combinación de todas las anteriores).

Organización en Unidades Físicas (UF).

Con carácter general, cada unidad de programación estará formada por una única unidad física o en el caso de instalaciones híbridas, por tantas unidades físicas como módulos de generación (según su tipo de producción) o instalaciones de almacenamiento cuente el global de la instalación.

En el caso de centrales multiteje, como determinados grupos de ciclo combinado (X turbinas de gas más Y turbinas de vapor), estos integrarán tantas unidades físicas como número de motores térmicos los componen. Las centrales multiteje operarán en distintos modos de funcionamiento.

Los grupos térmicos multiteje hibridados contarán, así mismo, con unidades físicas adicionales correspondientes a los módulos de generación o instalaciones de almacenamiento, sin afectar estas UF a los modos de funcionamiento establecidos.

Modos de funcionamiento de centrales multiteje.

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.

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. En caso de instalaciones menores de 1 MW podrán formar parte de la misma unidad física siempre y cuando tengan la misma localización eléctrica específica y unívoca, aunque sean diferentes claves del registro administrativo.

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 16bis 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.

Tras la aprobación y publicación por la CNMC de la lista de Unidades de Gestión Hidráulica a la que hace referencia el Resuelve Tercero de la 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, se seguirá el procedimiento siguiente para constituir o modificar una UGH. 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 30 días hábiles desde la recepción de esta.

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 10 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 correspondientes a instalaciones de potencia máxima inferior a 100 MW (salvo UGH) o agrupaciones de instalaciones renovables (salvo UGH), de cogeneración y de residuos:

Con carácter general, para instalaciones cuya potencia máxima sea inferior a 100 MW y que utilicen fuentes de energía primaria renovable (salvo UGH), instalaciones de cogeneración e instalaciones que utilicen residuos como fuente de energía primaria, y sus hibridaciones, ya sean incorporando módulos de generación de electricidad o instalaciones de almacenamiento, 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.	
Híbrida renovable.	
Híbrida renovable - térmica no renovable.	
Híbrida renovable - almacenamiento.	
Híbrida térmica no renovable - almacenamiento.	
Híbrida renovable - térmica no renovable - almacenamiento.	

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. En caso de hibridación, la instalación se categorizará de acuerdo con los cinco tipos de producción híbridos según corresponda.

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.

Organización en Unidades Físicas (UF).

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

Dispondrán de unidad física con localización eléctrica específica y unívoca:

– Cada instalación o instalación híbrida de potencia instalada superior a 1 MW y potencia máxima inferior a 100 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.

– 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. En este caso, si estas instalaciones se encontraran en la misma agrupación que otra instalación superior a 1 MW, participante en el mercado y BRP, el conjunto se podrá constituir en una única UF diferenciada.

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 las unidades de programación específicas habilitadas 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.

Las unidades de programación definidas en este apartado podrán incorporar instalaciones de almacenamiento asociadas a instalaciones de consumo.

Las unidades de programación de demanda de comercializadores deberán constituir una unidad física integrada por cada uno de los CUPS de potencia contratada mayor de 1 MW con localización eléctrica específica en caso de participación en el proceso de solución de restricciones técnicas.

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.

Las unidades de programación definidas en este apartado podrán incorporar instalaciones de almacenamiento asociadas a instalaciones de consumo.

Las unidades de programación de demanda de consumidores directos en mercado deberán constituir una unidad física integrada por cada uno de los CUPS de potencia contratada mayor de 1 MW con localización eléctrica específica en caso de participación en el proceso de solución de restricciones técnicas.

2.3 Unidades de programación de almacenamiento y unidades de programación híbridas con almacenamiento con capacidad de carga de la red.

a) Instalaciones hidráulicas de bombeo.

Las instalaciones hidráulicas de bombeo no hibridadas 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) Instalaciones de almacenamiento no hidráulicas.

Las instalaciones de almacenamiento 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 mayores o iguales a 100 MW o 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, entendiéndose como instalación, en su caso, cada clave diferenciada del registro administrativo correspondiente, o, según se determine en la normativa de aplicación.

c) Unidades de programación híbridas con almacenamiento con capacidad de carga de la red.

Las instalaciones híbridas que incorporen instalaciones de almacenamiento con capacidad de toma de energía de la red deberán establecer una unidad de programación de compra que se corresponderá de forma unívoca con una única unidad de programación de venta de la instalación híbrida.

Cada una de las unidades de programación de compra estará compuesta por tantas unidades físicas de compra como unidades físicas de venta correspondientes a instalaciones de almacenamiento de la instalación híbrida con almacenamiento integran la unidad de programación.

#### 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 portfolio.

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

### 4. 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.

### 5. 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 de este.

## 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:

- a) 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.
- b) 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.3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema*

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento de operación es establecer las pruebas para la participación de las instalaciones de producción e instalaciones de generación asociadas a autoconsumo, instalaciones de demanda, instalaciones de almacenamiento de energía eléctrica e hibridaciones de instalaciones conectadas al sistema eléctrico peninsular español en los procesos y servicios gestionados por el Operador del Sistema (OS), así como los criterios de validación de la obligación de adscripción a un centro de control de generación y demanda de las instalaciones a las que les sea de aplicación el apartado 4 del presente procedimiento.

En particular, se incluyen las siguientes pruebas realizadas por el OS:

- Pruebas de control de producción de generación renovable, cogeneración y residuos (RCR).
- Pruebas para la participación en los servicios de balance: regulación secundaria, regulación terciaria y de provisión de reservas de sustitución.
- Pruebas de validación de mínimo técnico.

Asimismo, se establecen en este procedimiento los términos y condiciones de participación de las instalaciones de producción de energía eléctrica en los procesos de programación gestionados por el OS durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento de las instalaciones.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación a:

- a) El Operador del Sistema (OS).
- b) Las instalaciones de producción e instalaciones generación asociadas a autoconsumo, instalaciones de demanda e instalaciones de almacenamiento de energía eléctrica, incluyendo hibridaciones, conectadas al sistema eléctrico peninsular español.
- c) Los centros de control de generación y demanda a través de los cuales las instalaciones a las que sea de aplicación el presente procedimiento de operación intercambian información en tiempo real con el OS.
- d) Los gestores de la red de distribución, por las instalaciones que se conecten a su red o a su red observable, en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español.

3. Definiciones.

Pruebas de control de producción de generación renovable, cogeneración y residuos: el objeto de estas pruebas es verificar el cumplimiento de los requisitos de transmisión y ejecución de consignas de potencia activa por parte de los centros de control a los que estén adscritas las instalaciones de producción a las que resulte de aplicación conforme al apartado 4.

Pruebas para la participación en los servicios de balance: pruebas específicas necesarias para obtener la habilitación en los servicios de regulación terciaria, activación

de energías de balance procedentes de reservas de sustitución y regulación secundaria, conforme a lo establecido en el artículo 9 de las Condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance eléctrico en el sistema peninsular español.

Fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento: se considera que una instalación de producción o de generación asociada a autoconsumo está en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento durante el periodo de tiempo que transcurre desde la fecha en la que la instalación obtiene la Aprobación de puesta en servicio para pruebas (APESp) conforme al Real Decreto 647/2020 disponiendo la instalación de la inscripción previa en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, y la fecha de inscripción definitiva de dicha instalación en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

Dentro del término de pruebas preoperacionales de funcionamiento, se consideran todas las pruebas previas a la operación comercial de la instalación, incluidas, entre otras, tanto aquellas pruebas que representen una entrega de energía a la red, como aquellas otras que estén directamente asociadas al funcionamiento de la instalación en unas determinadas condiciones de generación/absorción de potencia reactiva.

Potencia máxima de la instalación de generación, de la instalación de almacenamiento (en modo generación) o de la instalación híbrida: vendrá determinada por el valor de la capacidad de acceso, que será la potencia activa máxima que podrá inyectarse a la red de acuerdo con lo que se haga constar en el permiso de acceso y conexión, salvo disposiciones normativas que lo modifiquen. En el caso de las instalaciones inscritas en la sección primera del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dicho valor coincidirá con la potencia neta.

Potencia máxima de la instalación de demanda o de la instalación de almacenamiento (en modo consumo): vendrá determinada por el valor de capacidad de acceso, que será la potencia activa máxima que podrá tomar de la red, de acuerdo con lo que se haga constar en el permiso de acceso y conexión, o en su defecto en el acuerdo de conexión, salvo disposiciones normativas que lo modifiquen.

Para las unidades físicas constituidas por un conjunto de instalaciones, la potencia máxima vendrá determinada por la suma de la potencia máxima de las instalaciones que la conforman.

Mínimo técnico: Potencia activa mínima, según se especifique en el acuerdo de conexión o se acuerde entre el gestor de la red pertinente y el propietario de la instalación de generación de electricidad, a la que el módulo de generación de electricidad puede funcionar de forma estable durante un tiempo ilimitado.

Instalación o unidad física de tecnología térmica: Aquellas que aprovechan la energía térmica de un fluido para generar electricidad. En particular, en el caso de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, se consideran unidades de tecnología térmica aquéllas clasificadas dentro de los grupos a y c y grupos b.1.2, b.6, b.7 y b.8 y aquéllas del grupo b.3 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio que cumplan la definición establecida en la frase anterior.

4. Pruebas de control de producción de instalaciones de fuentes renovables, cogeneración y residuos.

#### 4.1 Consideraciones generales

Estas pruebas se enmarcan en el proceso de validación del cumplimiento de instrucciones emitidas por el OS para todas las instalaciones de fuentes renovables, cogeneración y residuos (RCR), incluyendo hibridaciones de instalaciones de tecnología RCR e hibridaciones de instalaciones de tecnología RCR con instalaciones de

almacenamiento, y son de aplicación a aquellas instalaciones y agrupaciones de instalaciones que cumplan alguna de las siguientes condiciones:

a) Nuevas instalaciones o agrupaciones de las mismas con potencia instalada superior a 5 MW con obligación de adscripción a un centro de control según el RD 413/2014, de 6 de junio, que por primera vez se adscriban a un centro de control.

b) Instalaciones o agrupaciones de las mismas con potencia instalada inferior o igual a 5 MW que por primera vez se adscriban a un centro de control para participar en la prestación de servicios de balance potestativos del sistema a través de una unidad física con localización eléctrica específica, de acuerdo a lo especificado en el anexo II del P.O 3.1.

c) Instalaciones o agrupaciones de las mismas con obligación de adscripción a un centro de control según el RD 413/2014, de 6 de junio, que cambien de centro de control al que se encuentren adscritas.

d) Instalaciones adscritas a un centro de control que modifiquen los equipos principales de sus módulos de generación mediante la sustitución o modernización de los mismos, cuando dicha sustitución o modificación afecte a un porcentaje superior al 70 % de la potencia instalada de la instalación. En el caso de agrupaciones, solo deberán realizar las pruebas de control de producción aquellas instalaciones que incluyan módulos de generación cuyos equipos principales hayan sido modificados. A estos efectos, se tendrá en cuenta el carácter acumulativo de las sustituciones o modernizaciones que tengan lugar a partir del 19 de enero de 2021.

e) Instalaciones adscritas a un centro de control que amplíen en más de un 20 % su potencia máxima. En el caso de agrupaciones, solo deberán realizar las pruebas de control de producción aquellas instalaciones que hayan modificado su potencia máxima. A estos efectos, se tendrá en cuenta el carácter acumulativo de los incrementos de la capacidad que tendrán lugar a partir del 19 de enero de 2021.

Estas instalaciones y agrupaciones deberán realizar las pruebas de control de producción mediante el seguimiento de consignas emitidas por el OS a nivel de instalación o agrupación, conforme a lo establecido en el PO 8.2.

Adicionalmente, las instalaciones RCR, incluyendo hibridaciones de instalaciones de tecnología RCR e hibridaciones de instalaciones de tecnología RCR con instalaciones de almacenamiento, o agrupaciones de las mismas, de potencia instalada superior a 1 MW e inferior o igual a 5 MW podrán realizar las pruebas de control de producción de manera voluntaria, con el objetivo de habilitarse para la recepción de consignas de potencia activa a través de un centro de control de generación y demanda.

Las solicitudes de realización de estas pruebas se realizarán conforme a lo indicado en el anexo II de este procedimiento de operación.

Las pruebas de control de producción se efectuarán a partir de la fecha solicitada por el centro de control de generación y demanda de la instalación o agrupación solicitante, y tanto su inicio como su desarrollo y finalización estarán condicionados en todo momento al adecuado mantenimiento de las condiciones de seguridad necesarias para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

Las instalaciones y agrupaciones que hayan superado las pruebas de control de producción previamente a la aprobación de este procedimiento de operación no tendrán obligación de realizarlas de nuevo, a excepción de cumplir alguna de las condiciones previstas en los apartados c), d) y e) anteriores.

#### 4.2 Descripción de las pruebas.

Las pruebas de control de producción consistirán en el envío de consignas por parte del OS hasta el centro de control al que se encuentre adscrita la instalación o agrupación solicitante, y en la comprobación por parte del OS del cumplimiento por parte de la instalación o agrupación de las consignas emitidas.

Antes de comenzar las pruebas, deberá comprobarse la integridad del enlace entre el centro de control del OS y el centro de control al que se encuentre adscrita la instalación o agrupación, así como la correcta transmisión de la información entre ambos centros de control.

El protocolo de pruebas de control de producción que deberán superar las instalaciones o agrupaciones de instalaciones que cumplan la condición a), b), d) o e) del apartado 4.1 será el siguiente:

1. Deberá determinarse el punto de funcionamiento de la instalación o agrupación en el momento inmediatamente anterior al comienzo de las pruebas.

2. Sin previo aviso al centro de control, el OS emitirá una consigna de potencia con motivo 6<sup>(3)</sup>, a través del enlace ordenador-ordenador establecido entre los centros de control, que deberá alcanzarse en un tiempo inferior a 15 minutos. El valor de dicha consigna será inferior a la potencia de producción de la instalación o agrupación determinada en el punto 1 y se mantendrá durante al menos 15 minutos, de manera que el OS pueda comprobar la capacidad de cumplimiento y mantenimiento de consignas de la instalación o agrupación.

---

<sup>(3)</sup> Pruebas.

3. Tras esto, el OS emitirá una nueva consigna de valor inferior al anteriormente enviado, en la forma descrita en el punto 2.

4. A continuación, el OS emitirá una nueva consigna de potencia 0 con motivo 0<sup>(4)</sup> para la instalación o agrupación, en la forma descrita en el punto 2. El OS mantendrá el valor de dicha consigna durante al menos 5 minutos, de manera que pueda comprobar que la instalación o agrupación no sigue la consigna, al tratarse de una consigna no válida.

---

<sup>(4)</sup> Ausencia de limitación.

5. Finalmente, se liberarán las consignas a potencia máxima, momento en el que se darán por finalizadas las pruebas.

Se considerará que la instalación o agrupación ha superado las pruebas de control de producción si cumple:

a) La instalación o agrupación ha alcanzado los valores de consigna de potencia con motivo 6 emitidos por el OS en un tiempo inferior a 15 minutos,

b) La instalación o agrupación ha mantenido la limitación de consigna de potencia con motivo 6 durante el total del tiempo que dicha consigna ha estado activa,

c) Tras la emisión de la consigna de potencia 0 con motivo 0, la instalación o agrupación ha cumplido con la última consigna válida emitida por el OS a través del enlace ordenador-ordenador durante el tiempo en que la consigna de potencia 0 con motivo 0 ha estado activa.

El protocolo de pruebas de control de producción que deberán superar las instalaciones y agrupaciones de instalaciones que cumplan la condición c) del apartado 4.1 será el siguiente:

1. Deberá determinarse el punto de funcionamiento de la instalación o agrupación en el momento inmediatamente anterior al comienzo de las pruebas.

2. Sin previo aviso al centro de control al que esté adscrita la instalación o agrupación, el OS emitirá una consigna de potencia con motivo 6, a través del enlace ordenador-ordenador establecido entre los centros de control. El valor de dicha consigna será superior a la potencia de producción de la instalación o agrupación determinada en el punto 1.

3. En un tiempo inferior a 15 minutos desde la emisión de la consigna por parte del OS, el centro de control al que esté adscrita la instalación o agrupación deberá establecer contacto telefónico con el OS para informar de la recepción de la consigna indicando el valor recibido. El OS verificará que el valor indicado es el correcto.

4. Sin previo aviso al centro de control y dentro de los 30 minutos siguientes, el OS emitirá una consigna de potencia con motivo 6, a través del enlace ordenador-ordenador establecido entre los centros de control. El valor de dicha consigna será superior al primer valor de consigna enviado.

5. En un tiempo inferior a 15 minutos desde la emisión de la consigna por parte del OS, el centro de control al que esté adscrita la instalación o agrupación deberá establecer contacto telefónico con el OS para informar de la recepción de la consigna indicando el valor recibido. El OS verificará que el valor indicado es el correcto.

6. Se liberarán las consignas a potencia máxima, momento en el que se darán por finalizadas las pruebas.

Se considerará que la instalación o agrupación ha superado las pruebas de control de producción si cumple:

a) El centro de control al que está adscrita la instalación o agrupación que realiza las pruebas contacta telefónicamente con el OS en un tiempo inferior a 15 minutos desde que el OS emite de la consigna, y

b) El valor de consigna que dicho centro de control transmite al OS es el mismo que el enviado por el OS a través del enlace ordenador-ordenador.

#### 4.3 Validación mensual de la adscripción a un centro de control.

La superación de las pruebas de control de producción, conforme a lo indicado en el apartado 4.2, supone la adscripción a un centro de control para las instalaciones con dicha obligación conforme al Real Decreto 413/2014. El OS deberá validar mensualmente si las instalaciones obligadas a la adscripción a un centro de control han cumplido los plazos para la superación de las pruebas de control de producción según se indica a continuación:

– Para instalaciones nuevas que cumplan la condición a) del apartado 4.1 o instalaciones existentes que cumplan las condiciones d) o e) de dicho apartado, se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha de emisión de la Aprobación de Puesta en Servicio para pruebas preoperacionales de funcionamiento (APESp) conforme al Real Decreto 647/2020.

– Para instalaciones existentes que ya dispongan de APESp y que cumplan la condición a) del apartado 4.1 anterior porque comienzan a formar parte de una agrupación con una potencia instalada superior a 5 MW, se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha de comunicación de la agrupación a la instalación por parte del gestor de red.

– Para instalaciones existentes que cumplan la condición b) del apartado 4.1 anterior, se considera que una instalación incurre en incumplimiento desde la fecha de baja del centro de control saliente.

La evaluación del cumplimiento se realizará determinándose si existe incumplimiento de forma mensual en el cierre de medidas M+1.

La publicación de incumplimientos tendrá en consideración lo establecido en el apartado 11.3 del procedimiento de operación 9.2.

#### 4.4 Penalizaciones.

El incumplimiento por parte de una instalación de la obligación de adscripción a un centro de control en las condiciones indicadas en este procedimiento conllevará, a partir del tercer mes de incumplimiento, una penalización mensual fija de 60 euros, incrementada en 15 euros por cada MW de potencia instalada de cada instalación (o, en

caso de instalaciones híbridas, de cada módulo de generación de electricidad o instalación de almacenamiento que forme parte de la instalación híbrida).

## 5. Pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria.

### 5.1 Consideraciones generales.

Podrá solicitarse la realización de estas pruebas para una unidad física o un conjunto de unidades físicas que cumpla los requisitos previos para la realización de las pruebas, recogidos en el apartado 5.2.2). En este sentido, toda referencia a «unidad física» en este apartado 5 deberá ser entendida también como «conjunto de unidades físicas».

Las solicitudes de realización de estas pruebas se realizarán conforme a lo indicado en el anexo II de este procedimiento de operación.

Las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria se efectuarán en la fecha acordada entre el OS y el proveedor del servicio de regulación secundaria correspondiente, y tanto su inicio como su desarrollo y finalización estarán condicionados en todo momento al adecuado mantenimiento de las condiciones de seguridad necesarias para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

La realización de las pruebas deberá gestionarse siempre evitando la participación del proveedor en los mercados de reserva y de activación de energía de regulación secundaria, durante el periodo de realización de dichas pruebas, a menos que el proveedor del servicio disponga de un sistema secundario que, sobre el mismo AGC y parámetros de control, permita hacer la prueba sin afectar a la regulación. Durante el proceso de realización de las pruebas, cada GRD de conexión de reservas y cada GRD intermedio, en cooperación con el OS, podrá establecer límites a la provisión de reservas de potencia activa situadas en su red de distribución, o excluir dicha provisión, sobre la base de consideraciones técnicas, tales como la distribución geográfica de las unidades físicas, en cumplimiento del artículo 182 del Reglamento (UE) 2017/1485.

El OS utilizará las telemedidas en tiempo real de las entregas o tomas de energía, según corresponda, de la unidad física para verificar la correcta realización de las pruebas y validar los valores obtenidos.

Cada unidad física podrá repetir las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria un máximo de 3 veces por año. Sin perjuicio de lo anterior, si el proveedor expusiera de manera justificada la necesidad de realizar pruebas adicionales, el OS podrá autorizarlas si así lo permiten las circunstancias.

En el caso de las unidades físicas constituidas por instalaciones clasificadas dentro del grupo a del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la provisión del servicio de regulación secundaria se deberá realizar mediante la variación de la generación neta de la instalación, para alcanzar el nuevo valor de potencia solicitado durante las pruebas, criterio que será aplicado de la misma forma tras la habilitación de la unidad física como proveedora de dicho servicio.

A efectos de este procedimiento, se considerará como potencia máxima de la unidad física que solicite realizar las pruebas, la de la unidad física, con las siguientes particularidades:

– En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de producción incluidas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, o hibridaciones que incorporen módulos de este tipo, la considerada teniendo en cuenta el recurso de energía primaria disponible en las condiciones de realización de las pruebas. Esta potencia máxima será la potencia producible declarada al OS.

– En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de demanda, la potencia declarada al OS previa realización de las pruebas, que deberá ser coherente con el punto de funcionamiento de la instalación y con la potencia total con la que el sujeto titular desee habilitarse para la prestación del servicio.

A efectos de este procedimiento, se considerará como potencia mínima de la unidad física que solicite realizar las pruebas el valor declarado al OS previa realización de las pruebas, que deberá ser coherente con el valor de mínimo técnico de las instalaciones que la conforman, en caso de existir dicho valor.

#### 5.2 Requisitos previos a la realización de las pruebas.

Con carácter previo a la realización de las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria, el OS verificará que:

- la unidad física cumple con los requisitos establecidos en las condiciones relativas al balance.
- en el caso de unidades físicas constituidas por un conjunto de instalaciones, la unidad física cumple con los requisitos de estructuración de unidades físicas establecidos en el anexo II del PO 3.1.
- en el caso de unidades físicas que integren instalaciones renovables, de cogeneración o residuos, o módulos de este tipo, en el caso de instalaciones híbridas, dichas instalaciones o conjuntos de módulos han superado las pruebas de control de producción recogidas en el apartado 4 del presente procedimiento.

Si la unidad física cumple dichos requisitos, podrá proceder a la realización de las pruebas de manera individual o conjunta, a excepción de las unidades físicas asociadas a la misma instalación híbrida, que solo podrán realizar las pruebas de manera conjunta.

Además de lo anterior y con carácter previo a la aceptación de la solicitud para la realización de pruebas, es condición necesaria que el OS verifique que se cumplen los siguientes requisitos:

1) Requisitos que el proveedor del servicio de regulación secundaria en conjunto deberá cumplir:

- Cumplimiento de los requisitos técnicos y funcionales del sistema de control del despacho de generación tal y como se describe en el anexo I de este documento, «Documento de Requerimientos de Centros de Control».
- Cumplimiento de los requisitos relativos a los proveedores del servicio de regulación secundaria, establecidos en las Condiciones relativas al balance.
- Requisitos técnicos de control establecidos en el Procedimiento de Operación 7.2.

2) Las unidades físicas que soliciten la realización de pruebas de manera conjunta deberán cumplir las siguientes condiciones:

- Todas las unidades físicas intercambian información en tiempo real con el OS a través del mismo centro de control de generación y demanda.
- El conjunto de unidades físicas pertenece a la misma unidad de programación.
- La suma en valor absoluto de la potencia máxima del conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta es superior a 1 MW e inferior o igual a 1.000 MW.

3) Se deberá comprobar la recepción en los centros de control del OS de las telemidas en tiempo real de la potencia en barras de central de las unidades físicas que se incluyen en el proveedor del servicio de regulación secundaria, mediante los enlaces de comunicaciones entre el OS y el centro de control habilitado por el OS de acuerdo con lo establecido en la Resolución de 13 de noviembre de 2019, de la CNMC, por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485 y en el procedimiento de operación 9.2. La captación de señales de las unidades físicas y su envío al centro de control de generación y demanda del proveedor del servicio de regulación secundaria se hará por medios propios.

4) En el caso de unidades físicas cuya propiedad no coincida con la de la empresa titular del proveedor del servicio de regulación secundaria, el sujeto titular de la unidad física, o su correspondiente representante, deberá adjuntar a la solicitud la conformidad expresa del titular del proveedor del servicio de regulación secundaria para la inclusión de dicha unidad física.

### 5.3 Descripción de las pruebas.

La prueba tiene por objeto comprobar que el proveedor es capaz de intercambiar las señales requeridas tanto con el sistema maestro de regulación como con el de respaldo, así como responder a sus requerimientos de regulación, incluyendo bajo control de su AGC a las unidades físicas cuya habilitación se solicita.

Para la realización de las pruebas, el proveedor de regulación secundaria dejará de participar en el servicio. El proveedor no tendrá ofertas de energía aFRR válidas en los períodos de programación en los que se vayan a realizar las pruebas, ni en los 5 minutos anteriores ni posteriores, salvo que las pruebas se estén realizando en un entorno de test que, sobre el mismo AGC y parámetros de control, permita hacer la prueba sin afectar a la regulación.

La señal de control recibida por las unidades a habilitar corresponderá al requisito de activación de aFRR, PaFRRset, emitido por el regulador maestro, que podrá generar un requerimiento nulo para estabilizar dichas unidades o bien un requerimiento predeterminado, por ejemplo, de escalón puro, para evaluar su respuesta ante el mismo.

La prueba de regulación secundaria se desarrollará de la siguiente forma:

1. En primer lugar, se comprobará el correcto intercambio de todas las señales de regulación entre el AGC del proveedor y los centros de control principal y de respaldo del OS.

2. A continuación, el proveedor pasará a responder a las señales de control enviadas desde el centro de control de respaldo. De esta forma, en el centro de control principal seguirá funcionando la regulación secundaria sin la participación del proveedor en pruebas, en caso de que el proveedor no disponga de un entorno de test que, sobre el mismo AGC y parámetros de control, permita hacer la prueba sin afectar a la regulación.

3. A continuación, se comprobará la respuesta de las unidades físicas en control del proveedor tanto a subir como a bajar potencia ante un requerimiento. Para ello, se enviará al proveedor un requisito PaFRRset que se determinará en función de las unidades bajo control del AGC y será de valor suficiente para conseguir que dichas unidades alcancen los límites declarados de potencia en regulación, y se registrará su respuesta hasta que la potencia en control alcance su límite en el sentido del requerimiento.

4. Si en algún caso se estima necesario, se estabilizará la potencia en control en la zona mediante el envío de un PaFRRset cero.

5. Una vez finalizada la prueba, tanto en el sistema de regulación del OS como en el AGC del proveedor se restablecerá el estado de señales previo a la misma.

Con los datos registrados durante la prueba, se analizará la calidad de respuesta de las unidades físicas que han realizado la prueba y el OS redactará un informe en el que expondrá los resultados e incidencias que se hubieren observado durante la prueba.

En particular, dicho informe recogerá el cumplimiento de las siguientes condiciones y parámetros resultantes:

– Límites inferior y superior de potencia en control entre los cuales la unidad física o conjunto de unidades físicas, en el caso de realizar la prueba de manera conjunta, son capaces de responder al requerimiento enviado.

• En el caso de unidades físicas o conjunto de unidades físicas en las que la potencia máxima entregada venga determinada por el recurso de energía primaria

disponible en las condiciones de realización de las pruebas, según lo establecido en el apartado 5.1, el límite superior se podrá establecer en la potencia máxima siempre que la potencia alcanzada en la prueba no sea inferior al 25 % de dicha potencia máxima.

– Reserva de regulación secundaria a subir y a bajar, calculada a partir de la constante de tiempo exigida para la prestación del servicio (100s), equivalente a un tiempo de activación de 300 segundos. Se obtendrá teniendo en cuenta la capacidad de la unidad física o conjunto de unidades físicas para modificar su potencia, a subir y a bajar de forma independiente durante la prueba, entre sus límites declarados. Se calcularán como las variaciones de potencia que la unidad, o conjunto de unidades, podría recorrer durante un tiempo inferior a 300 segundos.

• En el caso de unidades físicas o conjunto de unidades físicas en las que la potencia máxima venga determinada por el recurso de energía primaria disponible en las condiciones de realización de las pruebas, según lo establecido en el apartado 5.1, se podrán establecer las reservas de regulación secundaria como el rango de potencia comprendido entre los límites superior e inferior de potencia en control, siempre que la variación de potencia alcanzada en la prueba en un tiempo máximo de 75 segundos no sea inferior al 25 % de la potencia máxima.

– Retardos de respuesta observados, siendo estos el tiempo transcurrido desde la modificación de la señal de requerimiento hasta la recepción del valor de PGC que responda a dicho requerimiento. Los retardos observados no han de ser superiores a un minuto.

Para el análisis de la prueba se registrarán los valores correspondientes a cada muestra de las señales siguientes:

- PGC: potencia de generación o consumo en control del proveedor.
- PGCSUP y PGCINF: límites reales superior e inferior respectivamente de potencia de las unidades bajo control del AGC. Se entiende por límites reales la suma de los que determinan la banda disponible de regulación de las unidades físicas en control tal y como se especifican en cada momento en el AGC de la zona, teniendo en cuenta aspectos tales como la cota de los embalses, averías, limitaciones etc.
- PaFRRset: requisito de activación de regulación secundaria asignado por el regulador maestro.
- Estado y modo de funcionamiento del BSP.
- ROL CECOEL CECORE, El proveedor no tendrá en cuenta la señal SRSMaster enviada desde regulador maestro, forzando esta señal en el AGC para regular con el sistema de respaldo CECORE.
- Generación o consumo individual de las unidades físicas en control.
- Instantes de entrada y salida de unidades físicas en control.
- Cualquier otra señal que se considere conveniente.

Para que una unidad física que haya superado las pruebas pueda participar en el servicio de regulación secundaria ésta debe incluirse en una unidad de programación que esté habilitada para prestar dicho servicio.

El proveedor del servicio de regulación secundaria puede incluir una unidad física en una unidad de programación habilitada en el servicio de regulación secundaria sin necesidad de hacer pruebas de regulación siempre y cuando cumplan estas condiciones:

$$\frac{P_{np}}{P_{UP}} < 0,1 \text{ o } P_{np} \leq 30\text{MW}$$

Donde:

$P_{np}$ : Potencia activa habilitada de la unidad de programación correspondiente a aquellas unidades físicas habilitadas que no han realizado las pruebas para la participación en el servicio de regulación secundaria.

$P_{UP}$ : Potencia activa habilitada de la unidad de programación para la participación en el servicio de regulación secundaria, correspondiente a todas las unidades físicas que la conforman.

En este caso tanto la reserva de regulación secundaria a subir y a bajar como los límites inferiores y superiores de potencia en control de la unidad física serán cero.

5.4 Condiciones de repetición de pruebas de unidades físicas pertenecientes a unidades de programación previamente habilitadas.

Las condiciones de repetición de pruebas detalladas en el presente apartado serán de aplicación a todas las unidades físicas habilitadas para la prestación del servicio de regulación secundaria, sin perjuicio de si superaron las pruebas para la participación en este servicio previamente o posteriormente a la aprobación del presente procedimiento de operación.

Cualquier modificación de variables de control que afecten a los valores registrados en las pruebas establecidas para la participación en este servicio, deberá ser comunicada al OS, a la mayor brevedad posible, por el centro de control al que esté asociado el proveedor.

Las unidades físicas o unidades de programación previamente habilitadas para participar en el servicio de regulación secundaria deberán repetir las pruebas para la participación en dicho servicio en los siguientes casos:

– Por modificaciones de los requisitos técnicos o de disponibilidad, o de los equipos, de una unidad física habilitada, si estos suponen una variación en la respuesta incompatible con los tiempos de activación del servicio de regulación secundaria. En este caso, solo la unidad física afectada deberá repetir las pruebas. En el caso de hibridaciones, el OS valorará la significatividad del cambio para determinar la necesidad de repetir pruebas.

– Por variaciones de la potencia activa habilitada de la unidad de programación, incluyendo la inclusión o exclusión de unidades físicas de la misma y ampliaciones de potencia de unidades físicas ya habilitadas si no se cumplen las condiciones descritas en el apartado 5.3.

En caso de inclusión de una nueva unidad física que desee habilitarse para la prestación del servicio dentro de una unidad de programación ya habilitada, deberá realizar las pruebas bien individualmente, o bien en conjunto con otras unidades físicas cumpliendo los requisitos especificados en el apartado 5.2.

Conforme a lo anterior, cualquier modificación en la composición de un conjunto de unidades físicas habilitadas que ha superado las pruebas de manera conjunta implicará que todas las unidades físicas que componen el conjunto deben repetir pruebas. En cualquier caso, el OS valorará la significatividad que la modificación del conjunto tiene sobre la unidad de programación para aplicar lo anterior, pudiendo aplicar excepciones en el caso de variaciones de potencia habilitada reducidas.

Cuando una unidad física causa baja dentro de un proveedor del servicio, la unidad física pierde la habilitación.

En el caso de unidades físicas que hayan superado las pruebas para la participación en el servicio, el cambio de comercializadora no afectará a la valoración de dicha unidad física como apta para la prestación del servicio. No obstante, será requerida la repetición de pruebas si el sujeto comunica al OS la necesidad de modificar la potencia habilitada de las unidades afectadas y el cálculo de la ratio  $\left(\frac{P_{np}}{P_{UP}}\right)$  derivada de dicha modificación

hace necesaria la repetición de pruebas, o si de alguna forma se ven afectados los parámetros previamente habilitados para la unidad.

El sujeto titular o su correspondiente representante podrán elegir hacer la prueba de manera individual a la unidad física no habilitada o de forma conjunta, cumpliendo los requisitos especificados en el capítulo 5.2, apartado 2) de este procedimiento.

En el caso de unidades físicas o conjunto de unidades físicas que hubieran ya realizado las pruebas con anterioridad a la aprobación de este procedimiento de operación y cuya potencia máxima entregada viniera determinada por el recurso de energía primaria disponible en las condiciones de realización de las pruebas, según lo establecido en el apartado 5.1, el límite superior se podrá reconocer en la potencia máxima siempre que la potencia alcanzada en la prueba no fuera inferior al 25 % de dicha potencia máxima. Asimismo, y bajo los mismos criterios, se podrán reconocer las reservas de regulación secundaria como el rango de potencia comprendido entre los límites superior e inferior de potencia en control, siempre que la variación de potencia alcanzada en la prueba en un tiempo máximo de 75 segundos no fuera inferior al 25 % de la potencia máxima.

A estos efectos, se requerirá solicitud del proveedor al operador del sistema, que dispondrá de un plazo de dos meses desde la recepción de dicha solicitud para resolver, previa verificación de los valores habilitados y registrados en las pruebas.

6. Pruebas para la participación activa en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance procedentes de reservas de sustitución RR.

#### 6.1 Consideraciones generales.

Podrá solicitarse la realización de estas pruebas para una unidad física o un conjunto de unidades que cumplan los requisitos previos para la realización de las pruebas, recogidos en el apartado 6.2. En este sentido, toda referencia a «unidad física» deberá ser entendida también como «conjunto de unidades físicas».

Las pruebas para la participación de las instalaciones en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance RR se realizarán conjuntamente, determinándose para cada unidad física el valor máximo de provisión de cada servicio en cada sentido (a subir y a bajar), teniendo en cuenta para ello la capacidad de variación de las entregas o tomas de energía de la unidad física registrada durante las pruebas. Las potencias habilitadas a subir y a bajar de la unidad física podrán ser diferentes.

Las pruebas se efectuarán en la fecha acordada entre el OS y el centro de control a través del cual la unidad física intercambie la información en tiempo real con el OS, y tanto su inicio como su desarrollo y finalización estarán condicionados en todo momento al adecuado mantenimiento de las condiciones de seguridad necesarias para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico. Durante el proceso de realización de las pruebas, cada GRD de conexión de reservas y cada GRD intermedio, en cooperación con el OS, podrá establecer límites a la provisión de reservas de potencia activa situadas en su red de distribución, o excluir dicha provisión, sobre la base de consideraciones técnicas, tales como la distribución geográfica de las unidades físicas, en cumplimiento del artículo 182 del Reglamento (UE) 2017/1485.

La ejecución de las pruebas deberá gestionarse siempre que sea posible mediante participación en los distintos mercados organizados y/o a través de contratación bilateral con entrega física. En caso de que esto no sea posible por causas ajenas al propio sujeto titular o a su representante, la energía necesaria para la realización de las pruebas de habilitación será programada en concepto de desvío respecto a programa.

El OS utilizará las telemedidas en tiempo real de las entregas o tomas de energía, según corresponda, de la unidad física para verificar la correcta realización de las pruebas y validar los valores obtenidos.

Cada unidad física podrá repetir las pruebas para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance un máximo de 3 veces por año. Sin perjuicio de lo anterior, si el sujeto expusiera de manera justificada la necesidad de realizar pruebas adicionales, el OS podrá autorizarlas si así lo permiten las circunstancias.

En el caso de las unidades físicas constituidas por instalaciones clasificadas dentro del grupo a. del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la provisión de los servicios de regulación terciaria y de reservas de sustitución se deberá realizar mediante la variación de la generación neta de la instalación, para alcanzar el nuevo valor de potencia solicitado durante las pruebas, criterio que será aplicado de la misma forma tras la habilitación de la unidad física como proveedora de dichos servicios.

A efectos de este procedimiento, se considerará la potencia máxima de la unidad física que solicite realizar las pruebas la de la unidad física, con las siguientes particularidades:

- En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de producción incluidas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, o a hibridaciones que incorporen módulos de este tipo, la considerada teniendo en cuenta el recurso de energía primaria disponible en las condiciones de realización de la prueba. Esta potencia máxima será la potencia máxima producible declarada al OS.

- En el caso de unidades físicas asociadas a instalaciones de demanda, la potencia declarada al OS previa realización de las pruebas, que deberá ser coherente con el punto de funcionamiento de la instalación y con la potencia total con la que el sujeto titular desee habilitarse para la prestación del servicio.

A efectos de este procedimiento, se considerará como potencia mínima de la unidad física que solicite realizar las pruebas el valor declarado al OS previa realización de las pruebas, que deberá ser coherente con el valor de mínimo técnico de las instalaciones que la conforman, en caso de existir dicho valor.

6.2 Requisitos previos a la realización de las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución (RR).

Con carácter previo a la realización de las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución, el OS verificará que:

- la unidad física cumple con los requisitos establecidos en las condiciones relativas al balance.

- en el caso de unidades físicas constituidas por un conjunto de instalaciones, la unidad física cumple con los requisitos de estructuración de unidades físicas establecidos en el anexo II del PO 3.1.

- en el caso de unidades físicas que integren instalaciones renovables, de cogeneración o residuos, o módulos de este tipo, en el caso de hibridaciones, dichas instalaciones o conjuntos de módulos han superado las pruebas de control de producción recogidas en el apartado 4 del presente procedimiento.

Si la unidad física cumple dichos requisitos, podrá proceder a la realización de las pruebas de manera individual o conjunta, a excepción de las unidades físicas asociadas a la misma instalación híbrida, que solo podrán realizar las pruebas de manera conjunta.

Las unidades físicas que soliciten realizar las pruebas de manera conjunta deberán cumplir las siguientes condiciones:

- Para unidades físicas con localización eléctrica específica constituidas por instalaciones RCR, todas las instalaciones están adscritas al mismo centro de control de generación y demanda.

- Todas las unidades físicas intercambian información en tiempo real con el OS a través del mismo centro de control de generación y demanda.
- El conjunto de unidades físicas pertenece a la misma unidad de programación.
- La suma en valor absoluto de la potencia máxima del conjunto de unidades físicas que realizan las pruebas de manera conjunta es superior a 1 MW e inferior o igual a 1.000 MW.

6.3 Pruebas para la participación activa en los servicios de regulación terciaria y de provisión de reservas de sustitución.

El sujeto titular de la unidad física, o su correspondiente representante, deberá declarar un perfil de generación o demanda, según corresponda, tal y como se define a continuación:

- Unidades físicas de generación y unidades físicas de almacenamiento incluidas en una unidad de programación de generación: el perfil generador de estas unidades físicas será como el que se refleja en la figura (opción 1 u opción 2), con valores iguales o inferiores a la potencia máxima de la unidad física e iguales o superiores al valor de potencia mínima de la misma, definidos en el apartado 6.1.
- Unidades físicas de demanda y unidades físicas de almacenamiento pertenecientes a una unidad de programación de demanda: el perfil de demanda de estas unidades físicas será como el reflejado en la figura (opción 1 u opción 2), con valores iguales o inferiores a la potencia máxima de la unidad física e iguales o superiores al valor de potencia mínima de la unidad física, todos ellos en valor absoluto, definidos en el apartado 6.1.

El centro de control de generación y demanda a través del cual la unidad física intercambia la información en tiempo real con el OS deberá comunicar con suficiente antelación al OS los períodos de programación en los que la unidad física ha establecido un programa de entrega o toma de energía, según corresponda, específicamente destinado a la realización de estas pruebas, así como los valores de dichos programas y el tipo y opción de perfil elegido.

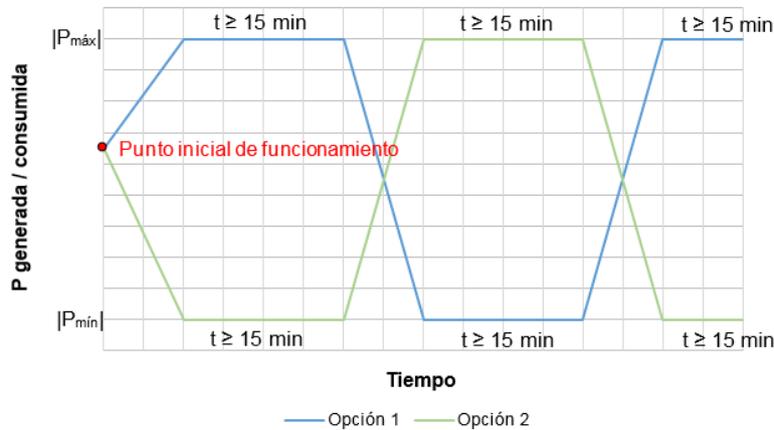
Se detalla a continuación el proceso correspondiente a la opción 1 de la figura:

1. Comenzando en un punto de funcionamiento igual o inferior a la potencia máxima de la unidad física e igual o superior a su potencia mínima, la unidad física incrementará su generación o consumo lo más rápido posible hasta alcanzar el valor de potencia máxima. Una vez alcanzado dicho valor, la unidad física deberá mantenerse durante al menos 15 minutos a potencia máxima.

En el caso de unidades físicas de instalaciones de producción incluidas dentro de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.5 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la potencia máxima deberá ser coherente con la telemida enviada para la correspondiente de unidad física, y no deberá ser en ningún caso inferior al 25 % de la potencia máxima de la unidad física que haya solicitado la realización de las pruebas.

2. A continuación, se realizará una bajada de carga en la que la unidad física reducirá su generación o consumo lo más rápidamente posible hasta alcanzar el valor de potencia mínima. Una vez alcanzado dicho valor, la unidad física deberá mantenerse en este punto durante al menos 15 minutos.

3. Posteriormente, se realizará una subida de generación o consumo hasta alcanzar nuevamente la potencia máxima, punto en el que la unidad física deberá mantenerse durante al menos 15 minutos. Transcurrido este tiempo, se dará por finalizada la prueba.



El proceso de prueba de rampas de respuesta correspondiente al perfil de la opción 2 mostrada en la figura será semejante al descrito para la opción 1, modificando el orden de programación de la subida y bajada de potencia. En caso de que la unidad física elija un perfil de opción 2 para la realización de la prueba de rampas, ésta comenzará con la programación de bajada hasta potencia mínima, continuando con la programación de subida hasta potencia máxima. El proceso finalizará al alcanzar de nuevo el valor de potencia mínima desde potencia máxima.

Las unidades físicas que deseen registrar un valor nulo de potencia a subir o a bajar deberán comunicárselo al OS antes del inicio de las pruebas.

Con los resultados de estas pruebas y mediante las telemidas enviadas al OS por el centro de control de generación y demanda a través del cual la unidad física intercambia información en tiempo real con el OS, se determinarán los valores de rampas de respuesta de la unidad física ante los requerimientos de modificación de su punto de funcionamiento, en la franja de potencia comprendida entre su potencia mínima y su potencia máxima, definidas en el apartado 6.1.

Los valores obtenidos, en base a las pruebas realizadas, se incorporarán a la base de datos del OS, y serán:

– Los rangos de potencia a subir y a bajar, desde potencia mínima hasta la potencia máxima de la unidad física, para su participación como proveedora en el servicio de regulación terciaria. Dichos rangos se obtendrán a partir del valor de variación de potencia en 12,5 minutos de rampa de subida y el valor de variación de potencia en 12,5 minutos de rampa de bajada, registrados durante la prueba. Dichos rangos podrán ser diferentes e incluso nulos.

– Los rangos de potencia a subir y a bajar, desde potencia mínima hasta la potencia máxima de la unidad física, para su participación como proveedora en el servicio de provisión de reservas de sustitución. Dichos rangos se obtendrán a partir del valor de variación de potencia en 30 minutos de rampa de subida y el valor de variación de potencia en 30 minutos de rampa de bajada, registrados durante la prueba. Dichos rangos podrán ser diferentes e incluso nulos.

La unidad física que haya realizado las pruebas podrá solicitar repetir las pruebas para incrementar los valores de potencia registrados durante la realización de las mismas. En dicho caso, los valores obtenidos tras la realización de la última prueba serán los considerados y registrados por el OS en su base de datos, independientemente del resultado de las anteriores.

6.4 Condiciones de repetición de pruebas de unidades físicas pertenecientes a unidades de programación previamente habilitadas.

Las condiciones de repetición de pruebas detalladas en el presente apartado serán de aplicación a todas las unidades físicas habilitadas para la prestación de los servicios

de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución, sin perjuicio de si superaron las pruebas para la participación en estos servicios previamente o posteriormente a la aprobación del presente procedimiento de operación.

Cualquier modificación de variables de control que afecten a los valores registrados en las pruebas establecidas para la participación en estos servicios deberá ser comunicada al OS a la mayor brevedad posible por el centro de control de generación y demanda a través del cual la unidad física afectada intercambia la información en tiempo real con el OS.

Las unidades físicas o unidades de programación previamente habilitadas para la prestación de los servicios de regulación terciaria y provisión de RR deberán repetir las pruebas para la participación en dichos servicios en los siguientes casos:

– Por modificaciones de los requisitos técnicos o de disponibilidad, o de los equipos, de una unidad física habilitada, si estos suponen una variación en la respuesta de rampa incompatible con los tiempos de activación del servicio de regulación terciaria o del proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance del producto RR.

– Por variaciones de potencia activa habilitada de la unidad de programación, incluyendo la inclusión o exclusión de unidades físicas en la misma y ampliaciones de potencia, cuando cumplan:

$$\frac{P_{np}}{P_{UP}} \geq 0,1 \text{ o } P_{np} \geq 30\text{MW}$$

Donde:

$P_{np}$ : Potencia activa habilitada de la unidad de programación que no ha realizado las pruebas para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance del producto RR, con carácter acumulativo.

$P_{UP}$ : Potencia activa total habilitada de la unidad de programación para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance del producto RR, correspondiente a todas las unidades físicas que la conforman.

En caso de inclusión de una nueva unidad física que desee habilitarse para la prestación del servicio dentro de la unidad de programación ya habilitada, solo se considerará que ha superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance RR si lo ha hecho de manera individual o si todas las unidades físicas que pasaron las pruebas de forma conjunta se incluyen en la misma unidad de programación.

En caso de exclusión de la unidad de programación de unidades físicas habilitadas para la prestación del servicio que formen parte de un conjunto que ha superado las pruebas para la participación en el servicio de regulación terciaria y en el proceso de activación de energías de balance RR de manera conjunta, se considerará que todas las unidades físicas que componen el conjunto no han superado las pruebas si dicha exclusión modifica la composición del mismo.

En cualquier caso, el OS valorará la significatividad que la modificación del conjunto tiene sobre la unidad de programación, pudiendo aplicar excepciones en el caso de variaciones de potencia reducidas.

La ratio anterior se aplicará de manera independiente sobre la potencia a subir y la potencia a bajar de la unidad física y de la unidad de programación.

En el caso de unidades físicas que engloben una única instalación, los cambios de comercializadora y/o de centro de control no afectarán a la valoración de dicha unidad física como apta para prestar los servicios de regulación terciaria y provisión de RR. En el caso de unidades físicas formadas por un conjunto de instalaciones, los cambios de comercializadora y/o de centro de control solo requerirán la repetición de pruebas si el sujeto comunica al OS la necesidad de modificar la potencia habilitada de las unidades

físicas afectadas y se cumple alguno de los requisitos que hacen necesaria la repetición de pruebas.

De ser necesaria la repetición de pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución, ésta se llevará a cabo hasta cumplir  $P_{np} = 0$  MW, de manera que toda la potencia de la unidad de programación haya superado las pruebas.

La repetición de las pruebas se realizará respetando los requisitos recogidos en el apartado 6.2.

## 7. Pruebas para la validación de mínimo técnico.

Las pruebas descritas en el presente apartado serán de aplicación a las instalaciones de producción, incluyendo hibridaciones, e instalaciones de almacenamiento que participen en los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución y/o en la fase II del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, que requieran modificar su valor de mínimo técnico.

### 7.1 Consideraciones generales.

En caso de que una instalación de producción a la que aplique el presente apartado requiera modificar su valor de mínimo técnico y dicho valor sea inferior al previamente habilitado, la instalación afectada deberá realizar las pruebas para la validación de mínimo técnico descritas en el presente procedimiento. En caso contrario, si el nuevo valor de mínimo técnico fuera superior al ya habilitado, la validación del OS no requerirá que la instalación afectada supere las pruebas para la validación de mínimo técnico, siempre y cuando esta modificación no tenga su origen en modificaciones de los requisitos técnicos o tecnológicos de la instalación o de sus equipos.

Si el titular o representante de una instalación de producción detectara la imposibilidad o dificultad de ésta para cumplir con su valor de mínimo técnico habilitado, deberá comunicárselo al centro de control de generación y demanda para que solicite al OS el cambio de valor de mínimo técnico de la instalación afectada a la mayor brevedad posible. Asimismo, si el OS detectara la imposibilidad o dificultad de la instalación para cumplir con el valor de mínimo técnico habilitado, se lo comunicará al centro de control de generación y demanda, que deberá estudiar las causas y solicitar la modificación del valor de mínimo técnico de la instalación afectada. En ambos casos, la necesidad de realizar las pruebas para la validación del nuevo valor de mínimo técnico quedará sujeta a las consideraciones del primer párrafo.

Las solicitudes de realización de pruebas para la validación de mínimo técnico deberán ser gestionadas por el centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación intercambia información en tiempo real con el OS, conforme a lo indicado en el anexo II del presente procedimiento de operación.

Las pruebas se efectuarán en la fecha acordada entre el OS y el centro de control de generación y demanda, y tanto su inicio como desarrollo y finalización estarán condicionados en todo momento al adecuado mantenimiento de las condiciones de seguridad necesarias para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

La validación de un nuevo valor de mínimo técnico no podrá llevarse a cabo mediante la realización de pruebas diferentes a las aquí descritas, tales como las pruebas para la participación en los servicios de balance. Se trata de pruebas independientes cuya realización deberá acordarse en fechas diferentes con el OS.

Las pruebas de validación de mínimo técnico no podrán realizarse de manera conjunta con otras instalaciones.

### 7.2 Requisitos previos a la realización de pruebas.

Con carácter previo a la realización de las pruebas para la validación del mínimo técnico, el OS verificará que:

- La instalación envía su información en tiempo real al OS a través de un centro de control de generación y demanda.
- La instalación ha remitido la siguiente información estructural al OS a través del centro de control de generación y demanda que tramita la solicitud de pruebas:

- Nombre de la instalación.
- Código de Registro (MINETUR).
- Centro de control de generación y demanda.
- Potencia instalada (MW).
- Mínimo técnico actual habilitado (MW).
- Nuevo mínimo técnico solicitado (MW).
- Tecnología (hidráulica, térmica...).
- Nudo de conexión a la red de transporte.
- Tensión de conexión (kV).
- Código UF.
- Código UP.

Si los requisitos anteriores se cumplen, el centro de control de generación y demanda y el OS acordarán la fecha de realización de pruebas, cuyo protocolo se describe en el siguiente apartado.

### 7.3 Protocolo de pruebas de validación de mínimo técnico.

Las pruebas de validación de mínimo técnico podrán realizarse conforme a una de las dos opciones de perfil de respuesta que se describen a continuación. La elección de una opción u otra queda a potestad de la instalación que realiza las pruebas.

#### – Opción 1:

1. Partiendo del punto de funcionamiento inicial<sup>(5)</sup>, la instalación deberá incrementar o reducir su producción hasta alcanzar un valor de potencia superior o igual al valor de mínimo técnico habilitado en el momento de solicitar la realización de pruebas (mínimo técnico antiguo). Una vez alcanzado este punto, la instalación deberá permanecer a dicha potencia durante al menos 15 minutos.

---

<sup>(5)</sup> El punto de funcionamiento inicial podrá tomar cualquier valor de potencia que requiera la realización de una rampa de subida o bajada de carga en el paso 1.

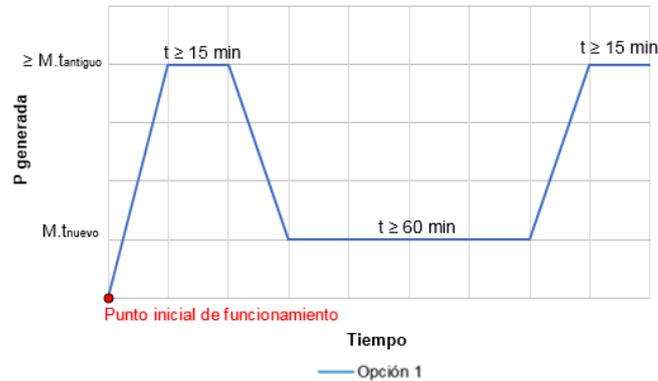
2. Posteriormente, la instalación reducirá su producción en el menor tiempo posible<sup>(6)</sup> hasta el valor del nuevo mínimo técnico. Una vez alcanzado este punto, la instalación deberá permanecer a dicha potencia durante al menos 60 minutos.

---

<sup>(6)</sup> Las variaciones de potencia de las rampas realizadas durante esta prueba entre el valor superior o igual al valor de mínimo técnico antiguo y el valor de mínimo técnico nuevo deberán ser coherentes y acordes con los valores de variación de potencia a subir y bajar en 15 y 30 minutos registrados en las pruebas para la participación en los servicios de regulación terciaria y reservas de sustitución.

3. Finalmente, la instalación deberá realizar una rampa de subida hasta el valor de potencia alcanzado previamente, conforme a lo indicado en el punto 1, en el menor tiempo posible<sup>4</sup>. Una vez alcanzado este punto, la instalación deberá permanecer a dicha potencia durante al menos 15 minutos. Transcurrido este tiempo, se considerará

que la instalación ha realizado un ciclo completo de subida y bajada de carga y se darán por finalizadas las pruebas.



– Opción 2:

1. Partiendo del punto de funcionamiento inicial<sup>3</sup>, la instalación deberá aumentar o reducir su producción hasta alcanzar el valor del nuevo mínimo técnico que desea habilitar. Una vez alcanzado este punto, la instalación deberá permanecer a dicha potencia durante al menos 60 minutos.

2. Posteriormente, la instalación incrementará su producción en el menor tiempo posible<sup>4</sup> hasta alcanzar un valor de potencia igual o superior al valor del mínimo técnico antiguo. Una vez alcanzado este punto, la instalación deberá permanecer a dicha potencia durante al menos 15 minutos.

3. Finalmente, la instalación deberá realizar una nueva rampa de bajada hasta el valor de nuevo mínimo técnico en el menor tiempo posible<sup>4</sup>. Una vez alcanzado este punto, la instalación deberá permanecer a dicha potencia durante al menos 15 minutos. Transcurrido este tiempo, se considerará que la instalación ha realizado un ciclo completo de subida y bajada de carga y se darán por finalizadas las pruebas.



El perfil del programa de producción elegido deberá gestionarse en los correspondientes mercados organizados y/o a través de contratación bilateral con entrega física, por parte del sujeto titular de la instalación, o por el correspondiente representante, sin intervención alguna del OS, en caso necesario deberá comunicarse al OS los correspondientes desgloses de programa en unidades físicas.

En caso de que la realización de las pruebas de validación de mínimo técnico fuera necesaria debido al incremento del valor de potencia de mínimo técnico por modificación de los requisitos técnicos o tecnológicos de la instalación o de sus equipos, los perfiles de respuesta asociados a cada una de las opciones serán igual al de los previamente descritos, considerando que el valor del mínimo técnico antiguo será inferior al valor del mínimo técnico nuevo.

El OS utilizará las telemidas en tiempo real de la instalación para verificar la correcta realización de la prueba y validar los valores obtenidos. En caso de que la instalación haya superado de manera correcta la prueba de validación de mínimo técnico, se habilitará como nuevo valor de mínimo técnico el valor medio de la potencia neta suministrada durante la hora en la que la planta debe mantenerse a potencia mínima. El OS comunicará al centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación intercambia información en tiempo real con el OS el valor de mínimo técnico validado. A partir de dicho momento, la instalación solicitante podrá gestionar la modificación del valor de mínimo técnico de la instalación a través de la pestaña «Gestionar datos estructurales» de la Web de Sujetos de eSIOS.

En caso de que la instalación no supere la prueba de validación del nuevo mínimo técnico, deberá repetirla para hacer efectivo el cambio. Para ello, en un plazo de dos semanas desde que el OS comunique al centro de control de generación y demanda el resultado de la prueba anterior, dicho centro de control deberá realizar una nueva solicitud de realización de pruebas y acordar una nueva fecha con el OS con dicho fin. En dicho caso, la opción elegida por la instalación como perfil de respuesta deberá ser la misma que la elegida en la prueba que resultó errónea.

## 8. Funcionamiento de las instalaciones durante la fase de pruebas preoperacionales.

### 8.1 Requisitos previos.

Las pruebas preoperacionales de funcionamiento de instalaciones que lleven asociada la conexión de instalaciones de producción, incluyendo hibridaciones, o instalaciones de almacenamiento a la red de transporte, o bien a la red de distribución, y con independencia de que den lugar o no a entregas de energía al sistema eléctrico, deberán ser previamente aprobadas por el OS mediante la Aprobación de Puesta en Servicio para pruebas (APESp), conforme al Real Decreto 647/2020.

### 8.2 Fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento.

#### 8.2.1 Comunicación al OS del plan de pruebas previsto por el grupo.

Con independencia de que la instalación participe o no directamente en el mercado para gestionar sus entregas de energía durante la fase de pruebas preoperacionales, el centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación de producción intercambie la información en tiempo real con el OS deberá comunicar al OS, si la instalación está conectada a la red de transporte o si su potencia instalada es superior a 50 MW y está conectada a la red de distribución, y también al distribuidor, cuando la instalación esté conectada a la red de distribución, con carácter semanal, antes de la hora de cierre de mercado diario de cada viernes y para el horizonte que abarca toda la semana siguiente (de sábado a viernes, inclusive), el programa previsto para la ejecución de las pruebas preoperacionales de funcionamiento, en el que se detalle:

- Previsión de producción para cada horizonte de programación.
- Fecha y hora prevista de inicio de cada prueba.
- Información general sobre el tipo de pruebas que está previsto realizar.
- Programa de pruebas: energía prevista en cada periodo de programación.
- Fecha y hora prevista de finalización de cada prueba.
- Consecuencias que se derivarían de un posible requerimiento de modificación del programa de pruebas previsto, para la solución de restricciones técnicas, sobre el propio programa de pruebas y su incidencia en la fecha prevista de inicio de la operación comercial del grupo.

El centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación de producción intercambie la información en tiempo real con el OS, deberá comunicar al OS a la mayor brevedad posible, todas aquellas modificaciones que afecten a la previsión de producción y al plan semanal de pruebas previamente comunicado.

En particular, y con independencia de que haya gestionado o no sus programas de entrega de energía en el mercado diario, el centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación de producción en fase de pruebas preoperacionales intercambie la información en tiempo real con el OS deberá facilitar al OS la información actualizada de las previsiones de entrega de energía a la red para el día D antes de la hora límite establecida para la publicación del PDBF.

Esta información deberá ser remitida conforme a los medios establecidos en el anexo II de este procedimiento de operación.

#### 8.2.2 Comunicación de desvíos e indisponibilidades.

En los casos en los que los programas de entrega de energía sean gestionados directamente en el mercado de producción español, el centro de control de generación y demanda a través del cual a la instalación intercambie la información en tiempo real con el OS deberá comunicar al OS, de forma inmediata, cualquier desvío de producción respecto al programa que represente o vaya a representar una variación superior a 30 MWh con respecto al valor del programa previsto con anterioridad para la unidad, debiendo explicitar además el participante del mercado asociado a la correspondiente unidad de venta de energía, la duración prevista para este desvío.

Todas las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, una vez que hayan finalizado satisfactoriamente las pruebas de funcionamiento continuo a plena carga durante 100 horas u otras pruebas para determinar su potencia bruta y su potencia neta en caso de que resulte de aplicación conforme a la normativa vigente, deberán comunicar al OS todas aquellas indisponibilidades de potencia activa y/o de potencia reactiva que afecten o puedan afectar a su capacidad de generación.

#### 8.2.3 Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos de operación del sistema.

##### 8.2.3.1 Proceso de solución de restricciones técnicas.

La participación en el proceso de solución de restricciones técnicas de las instalaciones de producción de tecnología térmica con potencia instalada mayor de 100 MW o las instalaciones correspondientes a unidades de gestión hidráulica que se encuentren en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, seguirá los siguientes criterios:

– Participación en la fase 1 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF: modificación del programa PDBF por criterios de seguridad. En esta fase 1, para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, el OS podrá aplicar limitaciones de producción mínima, de acuerdo con el procedimiento de operación de restricciones técnicas, sobre el programa de producción de aquellas instalaciones en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento que hayan presentado oferta de restricciones de venta de energía, que representen un aumento de la energía programada en el PDBF para dicha unidad.

Si en esta fase 1 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, resultase necesario reducir producción para la solución de las restricciones identificadas, estas modificaciones no afectarán al programa de producción, o a la previsión de entregas de energía comunicada para los grupos que estén realizando pruebas preoperacionales de funcionamiento, siempre y cuando existan otros medios para resolver las restricciones técnicas identificadas.

En caso de que no se disponga de otros medios para la solución de las restricciones técnicas del PDBF, por razones de seguridad del sistema el OS procederá a solicitar, en primer lugar, la reducción de la producción de aquellas instalaciones en fase de pruebas preoperacionales que hayan comunicado únicamente previsiones de entregas de

energía, y no programas específicos de producción establecidos mediante participación en el mercado de producción y/o contratación bilateral. Cuando la anterior reducción de producción no sea suficiente, el OS procederá a aplicar también limitaciones de producción máxima sobre los programas de producción de las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales que hayan presentado una oferta de restricciones para la reducción de su programa, y por último, sobre los programas de producción de las instalaciones en fase de pruebas preoperacionales que no hayan presentado dicha oferta, si bien, en ambos casos, estas limitaciones no generarán redespachos de energía, salvo en tiempo real, en caso de mantenerse aplicadas estas limitaciones de seguridad por persistir las condiciones desfavorables.

Para la aplicación de estas limitaciones de producción máxima, en caso de verse afectado más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales con programa de producción que haya presentado una oferta específica de restricciones para la reducción de su programa de producción, el OS tendrá en cuenta el orden de mérito de las ofertas de compra de energía presentadas para la solución de restricciones técnicas. Cuando coincidan varias ofertas al mismo precio o más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales que no haya presentado oferta, el OS tendrá en cuenta la fase concreta de pruebas en la que se encuentre cada uno de estos grupos y los planes de pruebas comunicados, al objeto de aplicar aquella solución de restricciones que lleve asociado la menor perturbación posible de los programas de pruebas comunicados para estos grupos.

– Participación en la fase 2 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF: reequilibrio de producción y demanda. En esta fase 2 participarán aquellas instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento que hayan presentado oferta de restricciones técnicas, conforme al procedimiento de operación de restricciones técnicas.

– Solución de restricciones técnicas en tiempo real: en caso de que, ante situaciones de emergencia o por razones de urgencia, no existan recursos de generación disponibles en el sistema para resolver las restricciones técnicas identificadas, el OS podrá solicitar a las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento, el incremento o la reducción de su programa de producción, utilizando para ello las ofertas específicas de restricciones presentadas por dichas instalaciones y, en su defecto, en aplicación del mecanismo excepcional de resolución establecido en los procedimientos de operación.

Para la aplicación de este mecanismo, en caso de verse afectado más de un grupo en fase de pruebas preoperacionales, el OS tendrá en cuenta las ofertas de restricciones que hayan sido presentadas para dichas instalaciones y el orden de mérito de las mismas, y en su defecto o cuando coincidan más de una oferta al mismo precio, la fase concreta de pruebas en que se encuentre cada uno de estos grupos y los planes de pruebas comunicados, al objeto de aplicar aquella solución que lleve asociada la menor perturbación posible de los programas de pruebas comunicados para estos grupos.

En caso de que puedan participar varias instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento y no hayan presentado oferta específica de restricciones, el OS procederá a modificar prioritariamente los programas de producción de aquellas instalaciones que hayan presentado la correspondiente oferta de restricciones.

Las instalaciones de producción correspondientes al resto de tecnologías seguirán los criterios específicos del proceso de solución de restricciones técnicas establecido por el P.O. 3.2 durante su fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento.

8.2.3.2 Participación en los servicios de balance y/o en el servicio de control de tensión.

Las instalaciones de producción en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento podrán participar en los servicios de balance y en el servicio de control de tensión, así como integrarse en un proveedor del servicio de regulación secundaria antes de estar inscritos con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, a no ser que, por razones de seguridad del sistema, el OS determine lo contrario.

## ANEXO I

### Documento de requerimientos de centros de control

#### 1. Requerimientos centro de control.

En el presente cuestionario se detallan los requerimientos técnicos y funcionales que el sistema de control del despacho eléctrico de un proveedor del servicio de regulación secundaria debe cumplir para hacer posible el cumplimiento de los requisitos establecidos en los Procedimientos de Operación 7.2 y 9.2.

Estos requerimientos, de acuerdo con su repercusión en el cumplimiento de los citados Procedimientos de Operación, se clasifican en:

- O → De cumplimiento Obligatorio.
- R → De cumplimiento Recomendado.
- I → Informativo.

Todos los requerimientos deben ser obligatoriamente respondidos, incluidos los informativos. En un documento independiente se podrán hacer las aclaraciones y matizaciones que se estimen pertinentes a cada uno de los requisitos.

#### 2. Requisitos técnicos del sistema de control del proveedor del servicio.

Alimentación de los equipos:

O.1.a Disponen de alimentación ininterrumpida:

Sí  No

I.1.a Tiempo de autonomía funcionando con baterías (minutos):

Redundancia y disponibilidad del Sistema de Control:

O.2.a Dispone de Hardware duplicado para evitar el fallo simple del mismo:

Sí  No

R.2.a Conmutación automática ante fallo Hardware o Software:

Sí  No

R.2.b Disponibilidad (%) del Sistema mayor del 99,5 %:

Sí  No

Comunicaciones con las estaciones de generación:

R.3.a Redundancia de comunicaciones con los equipos de captación en las estaciones de generación:

Sí  No

R.3.b Redundancia a través de vías independientes:

Sí  No

R.3.c Redundancia a través de proveedores independientes:

Sí  No

R3.d Disponibilidad de comunicación con las estaciones de generación del 99,5 %:

Sí  No

Comunicaciones con los Centros de Control de REE:

O.4.a Redundancia de comunicaciones con ambos Centros de Control de REE (CECOEL y CECORE):

Sí  No

O.4.b Redundancia a través de vías independientes:

Sí  No

R.4.a Redundancia a través de proveedores independientes:

Sí  No

O.4.c Dispone de línea de voz dedicada con el Centro de Control de REE:

Sí  No

R4.b Disponibilidad de comunicación con los Centros de Control de REE del 99,5 %:

Sí  No

3. Requisitos funcionales del sistema de control del proveedor del servicio.

Medidas de Generación:

O.5.a Periodicidad de captación de telemidas (obligatorio igual a 4 segundos):

Sí  No

R.5.a Clase de precisión en la captación de las telemidas (recomendado 0,5):

Sí  No

Protocolo de Comunicaciones con los Centros de Control del OS:

O.6.a Protocolo ICCP:

Sí  No

O.6.b Bloque 1 y 2 disponibles:

Sí  No

O.6.c Periodicidad de envío periódico (4 seg):

Sí  No

O.6.d Asociación única para cliente/servidor:

Sí  No

O.6.e Compatibilidad con versión 1996-08:

Sí  No

AGC:

O.7.a El AGC dispone de frecuencímetro:

Sí  No

O.7.b El AGC tiene capacidad de intercambiar con el Regulador Maestro las señales recogidas en el Procedimiento de operación 7.2:

Sí  No

O.7.c El AGC procesa las señales recibidas del Regulador Maestro del OS de acuerdo con el algoritmo recogido en el Procedimiento de Operación 7.2:

Sí  No

4. Requisitos operacionales del despacho de cada proveedor del servicio.

O.8.a Dispone de turno de Operación 24 horas:

Sí  No

O.8.b Dispone de personal de atención permanente ante fallos del sistema:

Sí  No

R.8.a Tiempo de respuesta garantizado ante incidencias, menor de 60 min:

Sí  No

I.8.a Caso de tiempo de respuesta ante incidencias mayor de 60 min, indicar tiempo:

## ANEXO II

### Solicitud de realización de pruebas

Todas las solicitudes de realización de pruebas a las que hace referencia este procedimiento de operación deberán ser remitidas al OS por el centro de control de generación y demanda a través del cual intercambie información en tiempo real con el OS la instalación, agrupación o unidad física solicitante, o, en el caso de las pruebas preoperacionales de funcionamiento, por el participante de mercado asociado a la instalación por los medios que el OS indique a través de su página web.

1. Pruebas de control de producción.

El OS dispondrá de un plazo máximo de 3 días desde la recepción de la solicitud para llevar a cabo la realización de estas pruebas, siempre y cuando haya recurso disponible, y comunicará el resultado de las mismas al centro de control al que está adscrita la instalación o agrupación en un plazo máximo de 3 días laborables desde su finalización. En caso de que la instalación o agrupación no haya superado las pruebas, podrá repetirlas, debiendo realizar con dicho fin una nueva solicitud el centro de control de generación y demanda al OS.

## 2. Pruebas para la participación en los servicios de balance.

Con la solicitud de realización de las pruebas para la participación en los servicios de balance se deberá incluir la información requerida de acuerdo con la normativa de aplicación.

A partir de la recepción de la solicitud, el OS realizará una evaluación inicial sobre el cumplimiento de los requisitos previos necesarios para la realización de las pruebas. Se comunicará la recepción de la solicitud y su estado de evaluación al solicitante en un plazo no superior a cinco días hábiles.

Asimismo, el OS dispondrá de un plazo de cinco semanas a partir de la recepción de la solicitud para confirmar si está completa. En caso de considerarse incompleta, el OS solicitará la información adicional requerida al centro de control de generación y demanda a través del cual la unidad física solicitante intercambie la información en tiempo real con el OS. La información adicional necesaria deberá ser aportada en un plazo no superior a cuatro semanas. Si no se facilita la información adicional dentro del plazo definido, la solicitud de realización de pruebas se considerará retirada.

Una vez el OS expresa su conformidad a la realización de las pruebas, éstas se llevarán a cabo en un plazo máximo de tres meses desde esta comunicación y, en todo caso, deberán comenzar con al menos 15 días de antelación respecto a la finalización del plazo máximo de realización de las mismas.

En el caso de unidades físicas constituidas por instalaciones conectadas a la red de distribución, el gestor de dicha red podrá expresar su conformidad o disconformidad a la realización de las pruebas para la habilitación en los servicios de balance en la fecha y hora comunicadas por la instalación o instalaciones al OS, en base al cumplimiento de los criterios de seguridad en su red. Para ello, el OS comunicará lo antes posible al GRD la fecha y hora en la que está previsto que se realicen las pruebas. El GRD deberá expresar su valoración con al menos 18 horas de antelación a la fecha de realización de las pruebas y dentro del horario laboral comprendido entre las 08:00 h del lunes y las 14:00 h del viernes. En caso de no conformidad, el OS informará a la instalación o instalaciones solicitantes con el fin de acordar una nueva fecha de realización de pruebas, que de nuevo requerirá la aprobación del GRD. En caso de que el GRD no comunique al OS su valoración en el plazo máximo admitido, se considerará que ha expresado su conformidad a la realización de las pruebas en la fecha y hora previstas.

Si por condiciones de explotación de la red de distribución, el gestor de la red de distribución a cuya red se conecta la unidad física detecta la existencia de otro gestor de la red de distribución intermedio, deberá notificar y coordinar con este último la valoración de la solicitud.

## 3. Pruebas para la validación de mínimo técnico.

Las solicitudes de realización de pruebas para la validación de mínimo técnico deberán ser remitidas al buzón [habilitación\\_serviciosdeajuste@ree.es](mailto:habilitación_serviciosdeajuste@ree.es). En dicha solicitud, deberá proporcionarse la información estructural especificada en el apartado 7.2 del presente procedimiento de operación. Una vez el OS haya comprobado que la solicitud está completa, para lo que dispondrá de un plazo máximo de 5 días, se lo comunicará al centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación intercambia información en tiempo real con el OS.

El centro de control de generación y demanda asociado a la instalación deberá remitir con la suficiente antelación un correo electrónico a la dirección [JEFETURNO@ree.es](mailto:JEFETURNO@ree.es), con copia a [habilitación\\_serviciosdeajuste@ree.es](mailto:habilitación_serviciosdeajuste@ree.es), indicando los períodos de programación en los que la instalación ha establecido un programa específicamente destinado a la realización de estas pruebas, así como los valores de dichos programas y la opción de perfil de prueba elegida.

El Jefe de Turno de CECOEL analizará la viabilidad de la prueba en la fecha y horas solicitadas a la vista de la situación prevista en la red, y responderá lo antes posible a la solicitud, indicando si la fecha propuesta es factible o no. En caso de no serlo, el centro

de control de generación y demanda deberá proponer una nueva fecha y horas para realizar las pruebas, que serán de nuevo analizadas por el Jefe de Turno de CECOEL.

#### 4. Pruebas preoperacionales de funcionamiento.

Una vez la instalación ha obtenido la Aprobación de puesta en servicio para pruebas preoperacionales de funcionamiento, según Real Decreto 647/2020, se considera que cumple todos los requisitos previos necesarios para realizar las pruebas.

El centro de control de generación y demanda a través del cual la instalación en fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento intercambie información en tiempo real con el OS deberá comunicar y actualizar al OS la previsión de producción y el plan de pruebas con al menos 12 horas de antelación en caso de que la instalación esté conectada a la red de transporte o en caso de que la potencia instalada sea superior a 50 MW si está conectada a la red de distribución. El OS valorará las condiciones de operación en el horizonte propuesto y en caso de que el plan previsto no fuese factible, el centro de control de generación y demanda deberá comunicar y actualizar una nueva previsión de producción y un nuevo plan de pruebas. En todo caso, las pruebas podrán ser suspendidas si se presentasen condiciones de operación imprevistas e inevitables antes o durante la realización de las mismas que fueran incompatibles con su desarrollo.

En el caso de que la instalación de producción esté conectada a la red de distribución, el OS informará al distribuidor que gestiona la red a la que se conecta la instalación de la obtención de la Aprobación de puesta en servicio para pruebas preoperacionales de funcionamiento de dicha instalación.

### *P.O.7.2 Regulación secundaria*

#### 1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es reglamentar el funcionamiento del servicio de balance de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español, el cual comprende el mercado de reserva de regulación secundaria y el mercado de energía de regulación secundaria.

Este procedimiento incluye el funcionamiento de la activación de la energía de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español realizada tanto a nivel local, durante la fase previa a la conexión a la plataforma europea de intercambio de energía de balance aFRR (PICASSO) y puntualmente como mecanismo de respaldo durante episodios de posible desconexión de dicha plataforma; como a nivel europeo, conforme a lo contemplado en el Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión de 2 de agosto de 2017 por el que se establece una Directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (Reglamento SOGL, System Operation Regulation Guideline) y 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 (Reglamento EBGL, Electricity Balancing Regulation Guideline). Asimismo, se incluye la aplicación en el sistema eléctrico peninsular español del proceso europeo de compensación de desequilibrios (proceso IN, Imbalance Netting), en la plataforma europea IGCC.

En el anexo I se recogen los criterios de validación de ofertas de reserva y energía de regulación secundaria.

En el anexo II se define y explica el concepto y la metodología de cálculo del Programa en Tiempo Real (PTR).

En el anexo III se incluyen los criterios técnicos de funcionamiento referentes al Sistema de Regulación Secundaria (SRS), mediante el cual se realiza la activación de la energía de regulación secundaria, así como todos los mecanismos de respaldo de este sistema, tanto en caso de desconexión de la plataforma europea PICASSO, como en el caso de fallos parciales.

Por último, en el anexo IV se describe el funcionamiento del sistema transitorio de respaldo, que se mantendrá temporalmente ante la eventualidad de un fallo general en el sistema SRS.

## 2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento aplica al operador del sistema eléctrico español (OS), a los proveedores de servicios de balance habilitados por el OS conforme a lo establecido en la normativa de aplicación vigente, y a los sujetos de liquidación responsables del balance del sistema eléctrico peninsular español.

## 3. Definiciones y acrónimos.

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 vigentes, en adelante referidas como «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 (CNMC), 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: 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. También referido como BSP (Balance Service Provider), por sus siglas en inglés.

– Sujeto de liquidación responsable del balance: 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. También referido como BRP (Balance Responsible Party), por sus siglas en inglés.

– aFRR: reservas automáticas para la recuperación de la frecuencia (Automatic Frequency Restoration Reserve, que corresponde en la terminología europea con la activación de energía de regulación secundaria).

– Servicio de regulación secundaria: servicio de balance de activación automática de potencia activa que tiene por objetivo el mantenimiento de la frecuencia del sistema en su valor de referencia y la anulación en cada instante de los desvíos del bloque de control frecuencia-potencia español peninsular.

– Sistema de regulación secundaria peninsular (SRS): Es el sistema de control principal de la regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español.

– Regulador maestro: función del SRS que calcula en tiempo real el requerimiento de energía de regulación secundaria total necesario, lo reparte y envía a los proveedores, y mide la aportación real de éstos evaluando sus modos de funcionamiento.

– Proveedor del servicio de regulación secundaria: agrupación de unidades de programación habilitadas para prestar el servicio de regulación secundaria conforme a la

definición establecida en las Condiciones relativas al balance. Conocido como Balance Service Provider (BSP), por sus siglas en inglés, de aFRR, en este procedimiento es referido por simplicidad como «proveedor del servicio» o «proveedor.».

– Regulador del proveedor del servicio y control automático de generación (AGC): Sistema de control de energía de cada proveedor del servicio que, recibiendo el requerimiento de potencia del regulador maestro, controla la generación o el consumo de las unidades incluidas en dicho proveedor.

– Reserva de regulación secundaria del sistema: Se define como el margen de variación de potencia en el que el sistema de regulación secundaria del sistema peninsular español puede actuar automáticamente para cada uno de los sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante. Viene dada por la suma, en valor absoluto y para cada sentido, de las contribuciones de las unidades de programación que constituyen cada proveedor del servicio de regulación secundaria. El OS asigna mediante mecanismos de mercado el día anterior al de programación los requisitos que necesita el sistema, para todos los periodos de programación del día siguiente y para cada sentido subir/bajar.

– Reserva de regulación secundaria de un proveedor del servicio: es el valor máximo de variación de potencia, en que es posible modificar al conjunto de unidades de programación pertenecientes a un proveedor del servicio en el sentido correspondiente y con la velocidad establecida.

– Potencia de regulación secundaria entregada por los proveedores del servicio: Es la aportación de potencia de regulación secundaria a subir o a bajar por cada proveedor del servicio, calculada como la diferencia entre la potencia total entregada por el proveedor y su Programa en Tiempo Real (PTR).

– Energía de regulación secundaria aceptada por el OS: Es la energía de regulación secundaria entregada por los proveedores del servicio cuyo volumen es remunerado. Cuando el signo de dicha energía resulte positivo, se denomina energía de regulación secundaria aceptada a subir, y en caso de resultar de signo negativo, energía de regulación secundaria aceptada a bajar.

– Programa en tiempo real (PTR): programa instantáneo de potencia activa obtenido a partir de la suma de los programas de las unidades de programación de un proveedor del servicio en los mercados previos al servicio de regulación secundaria, y perfilado en potencia, según las reglas recogidas en el anexo II.

– UP: unidad de programación.

– Oferta de respaldo: son las ofertas de energía de regulación secundaria enviadas antes de las 20.00 del día D-1 correspondientes como mínimo al volumen de reserva secundaria asignado del día D, que serán usadas en caso de no recibir actualización de las mismas 25 minutos antes del tiempo real.

– ENTSO-E: Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad.

– IGCC (International Grid Control Cooperation): plataforma europea de compensación de desequilibrios, encargada del proceso Imbalance Netting IN en terminología anglosajona.

– PICASSO (Platform for International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation): plataforma europea de activación de energía de balance aFRR.

#### 4. Proveedores del servicio de regulación secundaria.

Los proveedores del servicio de regulación secundaria son los especificados en las Condiciones relativas al balance.

Asimismo, el proceso de habilitación de instalaciones del proveedor del servicio se realizará conforme a lo establecido en las Condiciones relativas al balance.

A partir de la fecha de entrada en vigor de este procedimiento de operación, el conjunto de unidades de programación habilitadas integradas en zona de regulación que estuviesen habilitadas para la prestación del servicio se considerarán habilitadas dentro de su respectivo proveedor de servicio de regulación secundaria, siéndoles no obstante de

aplicación las condiciones de repetición de pruebas recogidas en el P.O 3.8. La habilitación de nuevas unidades de programación para el producto aFRR seguirá lo descrito en el procedimiento de operación por el que se establecen las pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos gestionados por el operador del sistema.

## 5. Mercado de reserva de regulación secundaria para el día siguiente.

### 5.1 Requisitos de reserva de regulación secundaria.

El OS determinará y comunicará diariamente a los participantes en el mercado la reserva de regulación secundaria a subir y a bajar requeridas en el sistema eléctrico peninsular español para cada período de programación cuartohorario del día siguiente.

Dichos requisitos de reserva de regulación secundaria, llamados nominales, serán publicados diariamente según lo establecido en el procedimiento de operación referente al proceso de programación.

La información comunicada a los participantes del mercado se compondrá de los siguientes datos:

- Requisitos de reserva a subir en el sistema RSSUBqh (MW).
- Requisitos de reserva a bajar en el sistema RSBAJqh (MW).

Donde qh es el índice del periodo de programación cuartohorario correspondiente.

De forma provisional y hasta que se introduzca la posibilidad de negociación de productos de resolución cuartohoraria en los mercados de energía, se publicarán requerimientos cuartohorarios de reserva de secundaria iguales dentro de cada hora.

### 5.2 Presentación de ofertas de reserva de regulación secundaria.

Cada proveedor del servicio podrá presentar ofertas de reserva de regulación secundaria, por el conjunto de unidades de programación que lo componen, a subir y/o bajar, para cada uno de los períodos de programación cuartohorarios del día siguiente.

Las ofertas de reserva de regulación secundaria en cada sentido podrán estar compuestas de distintos bloques (ver anexo I) con la información siguiente:

- Potencia de reserva de regulación secundaria (MW).
- Precio de la reserva de regulación secundaria (€/MW).
- Sentido: a subir o a bajar.
- Código de indivisibilidad del bloque de la oferta.

Estos bloques podrán ser aceptados de forma independiente, siendo el resultado de la asignación a cada proveedor del servicio el conjunto de todos los bloques aceptados para el mismo.

Las ofertas de reserva de regulación secundaria deberán respetar los límites técnicos de precios establecidos en los mensajes de envío de ofertas que forman parte de la documentación técnica de intercambio de información OS- Participantes del Mercado, en la que se encuentran detallados, asimismo, los formatos de las ofertas de reserva de regulación secundaria.

### 5.3 Asignación de reserva de regulación secundaria para el día siguiente.

Para cubrir los requisitos de reserva de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español, el OS asignará las ofertas a nivel de proveedor del servicio, de manera independiente a subir y a bajar, y para cada período cuartohorario, de forma que representen un menor coste total para el sistema. Para ello, se tienen en cuenta los siguientes criterios:

- La suma total de las reservas asignadas deberá estar comprendida en un intervalo +/- 10 % alrededor del requisito nominal de reserva de regulación secundaria del sistema en el sentido correspondiente.

– Para la valoración de una oferta se tendrá en cuenta el precio ofertado de la reserva. Adicionalmente, se tendrá también en cuenta una tolerancia al incremento del precio marginal, respecto al precio correspondiente al volumen mínimo ya asignado que verifica el 90 % del requisito nominal de reserva del sistema. Dicha tolerancia toma la forma de un incremento de precios porcentual (incremento  $\leq$  TOLPRECRVA %), siempre y cuando se supere un umbral de incremento de precios en valor absoluto (incremento  $>$  ABS-TOLPRECRVA).

El algoritmo de asignación cubre los siguientes pasos de forma secuencial, para cada periodo cuartohorario y para cada sentido subir/bajar:

– Con todas las ofertas de reserva válidas recibidas se forma una escalera de bloques de oferta, ordenados por precio ascendente. Si existen varios bloques con el mismo precio, éstos se ordenan colocando en primer lugar los bloques divisibles, y después los indivisibles. Ambos grupos (divisibles e indivisibles) son ordenados de menor a mayor tamaño, y en caso de igualdad, por orden de llegada de los ficheros de oferta.

– El algoritmo de asignación procesa la escalera de bloques de oferta evaluando los grupos de bloques del mismo precio en relación con el requisito de reserva de regulación secundaria del sistema como se detalla a continuación:

- Dentro de un grupo de bloques con el mismo precio:
  - En el caso de que no se alcanzara el requisito nominal de reserva de regulación secundaria del sistema con los bloques divisibles, el algoritmo continúa asignando los bloques indivisibles.
  - En caso de superar el requisito nominal de reserva de regulación secundaria del sistema, se realiza un prorrateo proporcional de la reserva a asignar en función del volumen ofertado en cada uno de los bloques divisibles que verifica dicho requisito nominal.
  - El volumen previo asignado a las ofertas divisibles se podrá reducir si con la asignación de una oferta indivisible se supera la tolerancia especificada en volumen de reserva (+/-10 %).
- Una vez satisfecho el volumen mínimo de asignación, que verifica el 90 % del requisito nominal de reserva secundaria del sistema, si al añadir el siguiente bloque de precio el nuevo precio marginal no cumple con la tolerancia de precio marginal, no se añade el bloque y se finaliza la asignación.

La asignación de la reserva de regulación secundaria a liquidar será valorada al precio marginal. Como resultado, se obtienen dos precios marginales independientes para cada periodo de programación cuartohorario: un precio para la asignación de requisitos a subir y otro a bajar.

Dicha asignación de reserva de regulación secundaria realizada por el OS será considerada firme, adquiriendo el proveedor la obligación de ofertar al menos el mismo volumen de potencia en el mercado de energía de regulación secundaria.

Si para cumplir con el compromiso de reserva de regulación secundaria asignada fuera necesaria la modificación del programa de una o varias unidades de programación constituyentes del proveedor del servicio, es responsabilidad del participante en el mercado de dichas unidades de programación realizar las modificaciones de programa necesarias en el mercado mayorista.

El OS, en los plazos fijados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación, comunicará a los participantes en el mercado proveedores de este servicio los resultados del proceso de asignación de ofertas de reserva de regulación secundaria y los coeficientes de respaldo (RCP) para la participación de cada uno de los proveedores en los requerimientos de reserva de regulación secundaria global del sistema eléctrico peninsular español para cada periodo de programación cuartohorario.

5.4 Mecanismo de reducción de la reserva contratada por seguimiento de instrucciones del OS en tiempo real.

La aplicación del mecanismo de solución de restricciones técnicas en tiempo real sobre unidades de programación incluidas en el proveedor podría dar lugar a incumplimientos de los compromisos adquiridos debido a la contratación de reserva de regulación secundaria, por causas ajenas al propio sujeto participante proveedor del servicio.

Asimismo, la asignación de regulación terciaria por aplicación del Mecanismo Excepcional de Resolución (MER), según lo establecido en los procedimientos de operación, puede ocasionar al proveedor asociado, al que pertenecen las unidades de programación a las que aplica el citado MER, una pérdida total o parcial de la reserva de regulación secundaria comprometida.

En estas situaciones, y dado que la asignación de la reserva y la prestación del servicio se realiza a nivel de proveedor y no de unidad de programación, en caso de disponer de reserva adicional de regulación secundaria suficiente, el proveedor del servicio podrá hacer frente a los compromisos de reserva de regulación secundaria previamente adquiridos con otras de sus unidades de programación que forman el proveedor.

No obstante, si el proveedor del servicio no dispone de medios adicionales suficientes, se establece la aplicación de un mecanismo específico que permite al proveedor solicitar la reducción de la reserva de regulación secundaria comprometida, con objeto de evitar incumplimientos en la prestación del servicio de regulación secundaria.

La solicitud de reducción de reserva contratada se realizará por el participante del mercado responsable del proveedor al que pertenece la UP afectada y su aceptación estará condicionada al cumplimiento de los siguientes requerimientos:

- La solicitud de reducción de reserva aplica a uno o varios periodos de programación completos donde el proveedor tiene una UP afectada por un límite de seguridad por restricciones en tiempo real.
- Deberá ser recibida por parte del OS en los plazos determinados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación.
- Aplica únicamente a periodos de programación existentes hasta el inicio del horizonte de programación del siguiente mercado intradiario.
- El volumen de desasignación de reserva solicitado en cada sentido será menor o igual a la potencia habilitada de la UP afectada en el sentido respectivo.

Se rechazarán las solicitudes de reducción que no cumplan alguna de las condiciones anteriores. Una vez validada por el OS la reducción de reserva de regulación secundaria, se generarán las desasignaciones correspondientes, las cuales llevarán asociadas un precio igual al marginal del mercado de reserva de regulación secundaria vigente para el sentido y período de programación cuartohorario correspondiente.

En caso de que desaparezcan las causas que provocaron la aplicación del mecanismo de reducción de la reserva, previa solicitud del sujeto responsable del proveedor del servicio se podrá restituir total o parcialmente la reserva comprometida inicialmente a partir del momento de la aceptación de esta acción.

Será responsabilidad del proveedor del servicio actualizar las ofertas de energía de regulación secundaria, de acuerdo con la reducción y/o restitución de reserva validada por el OS.

Durante este proceso se actualizarán y enviarán los coeficientes de reparto necesarios para la activación del sistema transitorio de respaldo, en caso necesario, detallado en el anexo IV.

## 6. Mercado de activación de energía de regulación secundaria (aFRR).

### 6.1 Presentación de ofertas de activación de energía de regulación secundaria.

Concluido el mercado de reserva de regulación secundaria, los proveedores que hayan sido asignados en el mercado de reserva de energía secundaria en uno o varios períodos cuartohorarios de programación del día siguiente deberán presentar la oferta de energía de regulación secundaria válida, a subir y/o a bajar, correspondiente a dicha asignación de reserva en dichos periodos asignados.

Al menos una primera versión de estas ofertas, denominadas ofertas de respaldo, debe ser enviada en los plazos definidos en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación.

Adicionalmente, los proveedores del servicio pueden presentar ofertas voluntarias, sin correspondencia con los volúmenes de las ofertas de reserva asignadas, según se establece en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación.

Las ofertas de energía de regulación secundaria deberán ser actualizadas de forma continua siempre que se produzcan modificaciones en el proceso de la programación que afecten al volumen ofrecido de reserva de regulación secundaria de las unidades de programación proveedoras de este servicio, y en particular, cuando existan indisponibilidades que afecten a la reserva de regulación secundaria de una unidad de programación.

El período para la actualización de las ofertas de regulación secundaria correspondientes a cada período de programación cuartohorario finalizará 25 minutos antes del inicio del horizonte de programación cuartohorario inmediato siguiente según se define en el artículo 8.2 del «Marco de aplicación para la plataforma europea de activación e intercambio de aFRR», referenciado en el apartado 8.2.

### 6.2 Características de las ofertas de energía.

Las ofertas de energía de regulación secundaria contendrán la potencia a subir/bajar de activación ofertada en MW para cada periodo de programación cuartohorario, y el precio de la correspondiente energía de regulación secundaria a activar, en euros/MWh.

Las ofertas de energía de regulación secundaria se consideran completamente divisibles, y sin ligaduras entre períodos de programación. Asimismo, las ofertas de energía de regulación secundaria a subir y a bajar para un mismo periodo de programación no tendrán ningún vínculo entre ellas.

Las ofertas de energía de regulación secundaria deberán respetar los límites técnicos de precios establecidos en los mensajes de envío de ofertas que forman parte de la documentación técnica de intercambio de información OS- PM, en la que se encuentran detallados, asimismo, los formatos de las ofertas de energía de regulación secundaria.

### 6.3 Asignación de energía de regulación secundaria en tiempo real.

El regulador maestro determinará las necesidades de regulación secundaria del sistema, incorporando las dos señales correctoras de a) la plataforma IGCC y b) de la plataforma PICASSO, una vez realizada la conexión a esta plataforma de balance europea.

A continuación, se describen los aspectos principales del proceso de asignación:

– Se asignarán los bloques de oferta desde el más competitivo hasta el menos competitivo, hasta alcanzar el valor de la necesidad de activación de energía de regulación secundaria  $P_{target}$ .

• Para valores de  $P_{target}$  positivos se utilizará la escalera de ofertas de energía de regulación secundaria a subir, que dará lugar a valores de asignación positivos (a subir) para los proveedores.

- Para valores de Ptarget negativos se utilizará la escalera de ofertas de energía de regulación secundaria a bajar, que dará lugar a valores de asignación negativos (a bajar) para los proveedores.

Así, en el caso de ofertas a subir, se seleccionarán primero las ofertas con precio negativo mayor hasta las últimas de precio positivo mayor. En el caso de ofertas a bajar, se seleccionarán primero las ofertas con precio positivo mayor hasta las últimas con precio negativo mayor.

- El último bloque de oferta asignado se dividirá hasta alcanzar el valor de Ptarget, con precisión de un decimal.

- En el caso de que haya varios bloques de ofertas con el mismo precio, dichas ofertas se activarán de forma simultánea por prorrata según su tamaño con precisión de un decimal.

- Mientras el mercado de activación de energía de regulación secundaria se desarrolle en local, el precio marginal será determinado por el algoritmo local de asignación en la casación de cada ciclo de control del siguiente modo:

- Para asignaciones de energía de regulación secundaria a subir, el precio del último bloque de oferta asignado se registrará como el precio marginal a subir. El precio marginal a bajar será cero.

- Para asignaciones de energía de regulación secundaria a bajar, el precio del último bloque de oferta asignado se registrará como el precio marginal a bajar. El precio marginal a subir será cero.

- En aquellos ciclos de control en los que el sistema peninsular esté conectado a la plataforma PICASSO, si bien las asignaciones a los proveedores se seguirán realizando mediante el algoritmo local de asignación, el precio marginal que aplicará vendrá determinado por la plataforma PICASSO.

El detalle y las reglas del proceso de asignación de las necesidades de activación de regulación secundaria se recoge en el anexo III de este procedimiento de operación.

#### 7. Seguimiento en tiempo real de la prestación del servicio.

El control de la respuesta de la regulación secundaria y la medida del servicio prestado se llevará a cabo para cada proveedor, conforme a lo establecido en el anexo III. En dicho anexo se establece además el cálculo de las reservas puestas a disposición de la regulación por los proveedores y la energía de regulación secundaria activada en cada periodo de programación cuartohorario.

En situaciones que imposibiliten el correcto funcionamiento del SRS en el centro de control principal, el OS procederá a transferir su control al centro de control de respaldo a la mayor brevedad posible. Este hecho será comunicado por el OS a las empresas responsables de los proveedores del servicio. Este paso obligará a las empresas responsables de los diferentes proveedores del servicio a conmutar el canal de comunicaciones de recepción de señales al sistema de control del OS que en ese momento gestione el servicio.

#### 8. Conexión a las plataformas de balance.

##### 8.1 Proceso europeo de compensación de desequilibrios.

La participación del OS en el proceso europeo de compensación de desequilibrios, IN, se realiza conforme a lo previsto en el «Marco de aplicación para la plataforma europea de compensación de desequilibrios» (ACER Decision 13/2020 on the Implementation framework for a European platform for the imbalance netting process), y su enmienda (ACER Decision 16/2022 on the Amendment to the Implementation Framework for the European platform for imbalance netting process), en adelante INIF.

El proceso de compensación de desequilibrios entre bloques de control frecuencia-potencia permite la compensación de las necesidades de energía de balance procedente de reservas de recuperación de la frecuencia con activación automática del bloque de control correspondiente al sistema eléctrico peninsular español, con las necesidades opuestas del resto de los bloques de control frecuencia-potencia europeos participantes en el proceso, con carácter previo a la activación de las energías de balance de tipo aFRR en el sistema eléctrico peninsular español.

Este proceso de compensación se realiza en tiempo real, respetando los límites de la capacidad de intercambio disponible en las interconexiones internacionales.

## 8.2 Proceso europeo de activación de energía aFRR.

La participación del OS en el proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance correspondientes al producto aFRR se realizará conforme a lo previsto en el «Marco de aplicación para la plataforma europea de activación e intercambio de aFRR» (ACER Decision 02/2020 on the Implementation framework for a European platform for the Exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation), y su enmienda (ACER Decision 15/2022 on the Amendment to the Implementation Framework for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation) en adelante aFRR IF.

El OS comunicará a través de su página web la fecha de conexión a la plataforma de balance PICASSO, fecha que será previamente acordada con la CNMC.

El proceso europeo de activación de energía aFRR entre bloques de control frecuencia-potencia permite tanto el neteo implícito de necesidades de aFRR de distinto signo entre bloques de control, como la activación de las ofertas de energía aFRR más competitivas a nivel europeo que satisfacen dichas necesidades. Este proceso es llevado a cabo por la plataforma PICASSO.

Al igual que el proceso de compensación de desequilibrios, el proceso europeo de activación de energía aFRR se realiza en tiempo real, teniendo en cuenta los límites de capacidad de intercambio disponible en las interconexiones internacionales.

La coordinación en tiempo real entre las plataformas IGCC y PICASSO se realiza en cada ciclo de control mediante 3 pasos: 1) una primera optimización/asignación europea de ofertas aFRR y neteo implícito de necesidades, 2) posible neteo de necesidades entre las plataformas PICASSO e IGCC (con los TSO no conectados a PICASSO), 3) una nueva optimización/asignación europea de ofertas aFRR, teniendo en cuenta los resultados del paso 2.

## 8.3 Intercambios de información asociados a la conexión a las plataformas de balance.

### 8.3.1 Capacidad de intercambio disponible en las interconexiones internacionales (ATC).

Conforme a lo establecido en el artículo 4 del INIF y en el artículo 4 del aFRR IF, el OS comunicará a las plataformas IGCC y PICASSO cualquier posible actualización del valor de la capacidad de intercambio disponible en las interconexiones internacionales con Francia y Portugal, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta, de manera independiente, en el proceso de compensación llevado a cabo por la plataforma IGCC y PICASSO, respectivamente.

Adicionalmente, y desde el momento en el que el OS establezca su conexión al módulo transversal de gestión de la capacidad en horizonte de balance (CMM, por Capacity Management Module), de acuerdo con lo establecido en el aFRR IF, el OS realizará el envío a dicho módulo de la información sobre capacidad de intercambio disponible en cada interconexión intracomunitaria.

El OS seguirá manteniendo la comunicación con la plataforma europea de activación del producto de energía aFRR de la información correspondiente a la capacidad de

intercambio disponible en las interconexiones internacionales, para su utilización como mecanismo de respaldo en caso de indisponibilidad o fallo de la comunicación entre CMM y la plataforma europea.

### 8.3.2 Límites máximos de intercambio de energía.

Conforme a lo establecido en el artículo 4 del IN IF y en el artículo 4 del aFRR IF, el OS pondrá a disposición de la plataforma IGCC y PICASSO los valores de los límites máximos de intercambio de energía, tanto globalmente para el bloque de control peninsular español en su conjunto, como para cada una de las fronteras del bloque de control peninsular español participantes en la plataforma, y para cada sentido de flujo potencia activa.

En cada frontera participante, el valor máximo de la compensación de desequilibrios y de intercambio de aFRR en cada sentido de flujo corresponderá al valor de la capacidad de intercambio disponible en tiempo real en la interconexión en ese mismo sentido de flujo (ATC), pudiendo establecerse límites adicionales, de carácter más restrictivo, por motivos de seguridad de los sistemas eléctricos interconectados.

8.3.3 Necesidades de balance del sistema eléctrico español comunicadas a las plataformas IGCC y PICASSO.

Conforme a lo establecido en el artículo 3.4 del INIF y en el artículo 3.4 del aFRR IF, el OS pondrá a disposición de las plataformas IGCC y PICASSO en tiempo real las necesidades de aFRR del bloque de control correspondiente al sistema eléctrico peninsular español.

8.3.4 Resultados de la compensación de desequilibrios en la plataforma IGCC, y del mercado europeo de activación de energía aFRR.

La plataforma IGCC comunicará al OS la señal de corrección resultante del proceso de compensación de desequilibrios, que será incorporada en tiempo real al lazo de control del regulador maestro conforme se establece en el artículo 3.6 del INIF. Asimismo, la plataforma PICASSO comunicará al OS otra señal de corrección independiente que será incorporada de forma análoga, conforme se establece en el artículo 3.8 del aFRR IF.

8.4 Configuración de respaldo en caso de desconexión de las plataformas PICASSO e IGCC.

Una vez se realice la conexión del sistema eléctrico peninsular español a la plataforma PICASSO, existe la posibilidad de desconexión de esta plataforma debido a cualquier fallo sobrevenido, como la indisponibilidad de la propia plataforma. En esta situación, el SRS seguirá funcionando en modo nacional con las siguientes precisiones:

- Se anulará la señal correctora procedente de la plataforma PICASSO. Si adicionalmente se produjera la desconexión de la plataforma IGCC, se anulará también la señal correctora correspondiente.
- El precio marginal de activación en cada ciclo de control será determinado por el algoritmo local de asignación, en lugar de ser determinado por la plataforma PICASSO.
- Estas situaciones de desconexión serán comunicadas a los participantes en el mercado.

### 9. Liquidación del servicio.

La prestación del servicio de regulación secundaria llevará asociados cuatro conceptos de liquidación:

- Asignación de reserva de regulación secundaria.
- Incumplimientos asociados al mercado de reserva de regulación secundaria.

- Energía de regulación secundaria (tras la conexión a la plataforma europea PICASSO, energía de balance aFRR) aceptada.
- Incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta en tiempo real.

Los criterios para la evaluación del seguimiento de la respuesta en tiempo real y la energía de regulación secundaria entregada se describen en detalle en el anexo III de este procedimiento de operación.

La liquidación a los proveedores del servicio en el sistema eléctrico peninsular español será realizada por el OS conforme a lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

## 9.1 Liquidación de la asignación de reserva de regulación secundaria.

Las asignaciones de reserva de regulación secundaria a liquidar serán las resultantes del proceso de asignación descrito en el apartado 5.3, y serán valoradas al precio marginal resultante del proceso de asignación en cada sentido.

Los precios marginales de la asignación de reserva de regulación secundaria, que se establecerán para cada período de programación cuartohorario, corresponderán al precio de la última oferta de regulación secundaria que haya sido necesario asignar de forma total o parcial en el correspondiente sentido y periodo de programación cuartohorario, para cubrir los requerimientos de reserva global de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español, de acuerdo a los criterios establecidos en el apartado 5.3.

### 9.1.1 Incumplimiento en el envío de ofertas de respaldo de energía de regulación secundaria.

Una vez concluido el mercado de reserva de regulación secundaria, y en los plazos definidos en el procedimiento de operación referente al proceso de programación, aquellos proveedores cuya reserva haya sido asignada en uno o varios periodos de programación del día siguiente presentarán al mercado de energía de regulación secundaria una o varias ofertas de respaldo válidas, con un volumen al menos igual a la reserva asignada en dichos periodos.

En caso de que no se cumpla lo expuesto en el párrafo anterior, los proveedores incurrirán en una obligación de pago especificada en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

### 9.1.2 Incumplimientos en el envío de ofertas de energía de regulación secundaria.

Los proveedores que hayan sido asignados en el mercado de reserva de regulación secundaria en uno o varios periodos de programación presentarán al mercado de energía de regulación secundaria una o varias ofertas válidas, con al menos un volumen igual a la reserva asignada en dichos periodos.

En caso de que no se cumpla lo expuesto en el párrafo anterior, los proveedores incurrirán en una obligación de pago especificada en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

## 9.2 Energía de regulación secundaria aceptada y precio medio cuartohorario para la liquidación.

La energía de regulación secundaria aceptada, cuyo volumen es remunerado, es la energía de regulación secundaria entregada en aquellos periodos de programación con ofertas válidas de energía de regulación secundaria o durante los cinco minutos posteriores a la última activación, siempre y cuando el proveedor se encuentre en modo activo, modo error o modo alerta si su aportación se realiza en sentido favorable al sentido que solicita el regulador maestro.

En ningún caso se aceptará la energía de regulación secundaria entregada cuando el proveedor se encuentre en estado OFF u OFF\_REE. Tampoco se aceptará la energía de regulación secundaria entregada cuando el proveedor se encuentre en modo sin participación, modo inactivo, modo mala respuesta o modo alerta si su aportación se realiza en sentido contrario al sentido que solicita el regulador maestro.

– La potencia de regulación secundaria entregada a subir es aceptada en cada ciclo de control según las siguientes condiciones y expresiones:

$$\begin{cases} PaFRR_{acepUP_{b,t}} = |PaFRR_{b,t}|, & \text{si } PaFRR_{b,t} \leq \max(PaFRR_{dese_{b,t}}, PaFRR_{respe_{b,t}}) \\ PaFRR_{acepUP_{b,t}} = |\max(PaFRR_{dese_{b,t}}, PaFRR_{respe_{b,t}}, 0)|, & \text{si } PaFRR_{b,t} > \max(PaFRR_{dese_{b,t}}, PaFRR_{respe_{b,t}}) \end{cases}$$

– La potencia de regulación secundaria entregada a bajar es aceptada en cada ciclo de control según las siguientes condiciones y expresiones:

$$\begin{cases} PaFRR_{acepDW_{b,t}} = |PaFRR_{b,t}|, & \text{si } PaFRR_{b,t} \geq \min(PaFRR_{dese_{b,t}}, PaFRR_{respe_{b,t}}) \\ PaFRR_{acepDW_{b,t}} = |\min(PaFRR_{dese_{b,t}}, PaFRR_{respe_{b,t}}, 0)|, & \text{si } PaFRR_{b,t} < \min(PaFRR_{dese_{b,t}}, PaFRR_{respe_{b,t}}) \end{cases}$$

Donde  $PaFRR_{b,t}$ ,  $PaFRR_{dese_{b,t}}$ , y  $PaFRR_{respe_{b,t}}$ , (potencia entregada, deseada y esperada, respectivamente) están definidas en el anexo III.

Para cada sentido, la energía de regulación secundaria aceptada en cada ciclo de control será liquidada con un precio marginal obtenido de la siguiente forma:

– Durante el funcionamiento en modo local: el precio marginal se determinará a partir de la energía de regulación secundaria solicitada en el sistema eléctrico peninsular español y la escalera de ofertas de energía regulación secundaria que aplican a cada sentido de activación y periodo de programación.

– Durante el funcionamiento con conexión a PICASSO: el precio marginal será determinado para cada ciclo de control por parte de la plataforma PICASSO. Las reglas del proceso de cálculo del precio marginal resultante de la casación en tiempo real de ofertas de energía de regulación secundaria se detallan en el anexo III de este procedimiento de operación.

En caso de que para un proveedor se acepte una energía de regulación secundaria correspondiente a una oferta cuyo precio se encuentre por encima del precio marginal (a subir) o por debajo del precio marginal (a bajar), se aplicará el precio de dicha oferta aceptada y no el precio marginal asociado a ese ciclo de control.

A la energía de regulación secundaria aceptada durante los cinco minutos posteriores a la última activación, según las condiciones descritas anteriormente, se le aplicará el precio más ventajoso para el proveedor entre el precio marginal de ese ciclo de control y el precio de la oferta correspondiente al periodo de programación de la última activación.

El precio aplicado a la energía de regulación secundaria reconocida, en cada ciclo de control y a cada bloque de oferta de un proveedor del servicio se denomina  $\lambda LiqaFRR_{t,bl}$ .

Para cada proveedor del servicio b, se calculará el precio y la energía cada cuarto de hora de acuerdo con las siguientes fórmulas:

### 9.2.1 Energía de regulación secundaria a subir:

$$ESECS_{b,q} = \sum_{t=1}^N \sum_{bl=1}^{BL} PaFRR_{acepUP_{b,t,bl}} \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$PMSECS_{b,q} = \frac{\sum_{t=1}^N \sum_{bl=1}^{BL} PaFRR_{acepUP_{b,t,bl}} \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot \lambda LiqaFRR_{t,bl}}{\sum_{t=1}^N \sum_{bl=1}^{BL} PaFRR_{acepUP_{b,t,bl}} \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

Donde:

- $ESECS_{b,q}$ : energía de regulación secundaria a subir por el proveedor del servicio b en el período q.
- $PMSECS_{b,q}$ : precio medio cuartohorario de energía de regulación secundaria a subir del proveedor del servicio b en el período q.
- $PaFRRacepUP_{b,t}$ : potencia aFRR aceptada a subir del proveedor del servicio b en el ciclo t.
- $\lambda LiqaFRR_{t,bl}$ : precio de la energía aceptada a subir en el ciclo t en el bloque bl.
- T: ciclo de control del Regulador Maestro (4 segundos).
- N: número de ciclos de control en el cuarto de hora q (225).
- Bl; número de bloques de la oferta.

9.2.2 Energía de regulación secundaria a bajar:

$$ESECB_{b,q} = \sum_{t=1}^N \sum_{bl=1}^{BL} PaFRRacepDW_{b,t,bl} \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$PMSECB_{b,q} = \frac{\sum_{t=1}^N \sum_{bl=1}^{BL} PaFRRacepDW_{b,t,bl} \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot \lambda LiqaFRR_{t,bl}}{\sum_{t=1}^N \sum_{bl=1}^{BL} PaFRRacepDW_{b,t,bl} \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

Donde:

- $ESECB_{b,q}$ : energía de regulación secundaria a bajar del proveedor del servicio b en el período q.
- $PMSECB_{b,q}$ : precio medio cuartohorario de energía de regulación secundaria a bajar del proveedor del servicio b en el período q.
- $PaFRRacepDW_{b,t}$ : potencia aFRR aceptada a bajar del proveedor del servicio b en el ciclo t.
- $\lambda LiqaFRR_{t,bl}$ : precio de la energía aceptada a bajar en el ciclo t en el bloque bl.
- T: ciclo de control del Regulador Maestro (4 segundos).
- N: número de ciclos de control en el cuarto de hora q (225).
- Bl; número de bloques de la oferta.

9.3 Incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta en tiempo real.

Se establecen tres posibles incumplimientos asociados al correcto seguimiento del servicio de regulación secundaria en tiempo real y la provisión de energía de regulación secundaria.

9.3.1 Incumplimiento por permanencia del proveedor en estado OFF.

Los proveedores deben permanecer en estado ON, al menos durante los siguientes periodos:

- Periodos de programación con ofertas válidas de energía de regulación secundaria.
- Los cinco primeros minutos de un periodo de programación sin ofertas válidas, que sean posteriores a un periodo de programación con ofertas válidas de energía de regulación secundaria.

Este incumplimiento no aplica en el caso del que el proveedor del servicio permanezca en estado OFF por orden del OS.

En caso de que no se cumpla lo expuesto en el párrafo anterior, la energía cuartohoraria incumplida y el precio cuartohorario del incumplimiento se calcularán, para cada sentido (subir y bajar), de acuerdo con las siguientes fórmulas:

Si  $P_{target} > 0$ .

$$EOFFS_{b,q} = \sum_{t=1}^N REOFUP_{b,q} \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$POFFS_{b,q} = KOFF \cdot \frac{\sum_{t=1}^N REOFUP_{b,q} \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot |\lambda MEaFRRUP_t|}{\sum_{t=1}^N REOFUP_{b,q} \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

Si  $P_{target} < 0$ .

$$EOFFB_{b,q} = \sum_{t=1}^N REOFDW_{b,q} \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$POFFB_{b,q} = KOFF \cdot \frac{\sum_{t=1}^N REOFDW_{b,q} \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot |\lambda MEaFRRDW_t|}{\sum_{t=1}^N REOFDW_{b,q} \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

Donde:

- $P_{target}$ : señal de activación de energía aFRR en la entrada al algoritmo local de casación.
- $REOFUP_{b,q}$ : volumen de ofertas de energía a subir del proveedor del servicio b en el período q.
- $REOFDW_{b,q}$ : volumen de ofertas de energía a bajar del proveedor del servicio b en el período q.
- $\lambda MEaFRRUP_t$ : precio marginal a subir de la energía aFRR en el ciclo t.
- $\lambda MEaFRRDW_t$ : precio marginal a bajar de la energía aFRR en el ciclo t.
- T: ciclo de control del Regulador Maestro (4 segundos).
- N: número de ciclos de control en el cuarto de hora q (225).
- KOFF: coeficiente de corrección por permanencia en OFF. Su valor es 1,5.

### 9.3.2 Incumplimiento por respuesta inadecuada.

En caso de que los proveedores se encuentren en modo inactivo, modo mala respuesta o en el modo alerta si su aportación se realiza en sentido contrario al sentido que solicita el regulador maestro, la energía cuartohoraria incumplida y el precio cuartohorario del incumplimiento se calcularán, para cada sentido (subir y bajar), de acuerdo con las siguientes fórmulas:

Si  $P_{target} > 0$ .

$$ERIS_{b,q} = \sum_{t=1}^N \min(|PaFRRRespe_{b,t} - PaFRR_{b,t}|, |PaFRRRespe_{b,t}|) \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$PRIS_{b,q} = KRI \cdot \frac{\sum_{t=1}^N \min(|PaFRRRespe_{b,t} - PaFRR_{b,t}|, |PaFRRRespe_{b,t}|) \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot |\lambda MEaFRRUP_t|}{\sum_{t=1}^N \min(|PaFRRRespe_{b,t} - PaFRR_{b,t}|, |PaFRRRespe_{b,t}|) \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

Si  $P_{target} < 0$ .

$$ERIB_{b,q} = \sum_{t=1}^N \min(|PaFRRespe_{b,t} - PaFRR_{b,t}|, |PaFRRespe_{b,t}|) \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$PRIB_{b,q} = KRI \cdot \frac{\sum_{t=1}^N \min(|PaFRRespe_{b,t} - PaFRR_{b,t}|, |PaFRRespe_{b,t}|) \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot |\lambda MEaFRRDW_t|}{\sum_{t=1}^N \min(|PaFRRespe_{b,t} - PaFRR_{b,t}|, |PaFRRespe_{b,t}|) \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

Donde:

- $ERIS_{b,q}$ : Energía cuartohoraria incumplida a subir en el período  $q$ .
- $ERIB_{b,q}$ : Energía cuartohoraria incumplida a bajar en el período  $q$ .
- $PRIS_{b,q}$ : Precio cuartohorario de la energía incumplida a subir en el período  $q$ .
- $PRIB_{b,q}$ : Precio cuartohorario de la energía incumplida a bajar en el período  $q$ .
- $P_{target}$ : señal de activación de energía aFRR en la entrada al algoritmo local de casación.
- $PaFRR_{b,t}$ : potencia aFRR entregada por el proveedor del servicio  $b$  en el ciclo  $t$ .
- $PaFRRespe_{b,t}$ : potencia aFRR esperada por el proveedor del servicio  $b$  en el ciclo  $t$ .
- $\lambda MEaFRRUP_i$ : precio marginal a subir de la energía aFRR en el ciclo  $t$ .
- $\lambda MEaFRRDW_i$ : precio marginal a bajar de la energía aFRR en el ciclo  $t$ .
- $T$ : ciclo de control del Regulador Maestro (4 segundos).
- $N$ : número de ciclos de control en el cuarto de hora  $q$  (225).
- $KRI$ : coeficiente de corrección por respuesta inadecuada. Su valor es 1,5.

### 9.3.3 Incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real.

En aquellos periodos de programación con ofertas válidas de energía de regulación secundaria, los proveedores deben poner a disposición del OS en cada ciclo de control unos valores de reserva de regulación secundaria en tiempo real iguales o superiores a los volúmenes de ofertas válidas en el correspondiente periodo de programación.

En caso de que no se cumpla lo expuesto en el párrafo anterior, la energía cuartohoraria incumplida y el precio cuartohorario del incumplimiento se calcularán, para cada sentido (subir y bajar), de acuerdo con las siguientes fórmulas:

Si  $RESAUP_{b,t} < REMOFUP_{b,t}$

$$ERITRS_{b,q} = \sum_{t=1}^N (REMOFUP_{b,t} - RESAUP_{b,t}) \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$PRITRS_{b,q} = KRITR \cdot \frac{\sum_{t=1}^N (REMOFUP_{b,t} - RESAUP_{b,t}) \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot \max(|\lambda MEaFRRUP_t|, |\lambda MEaFRRDW_t|)}{\sum_{t=1}^N (REMOFUP_{b,t} - RESAUP_{b,t}) \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

Si  $RESADW_{b,t} < REMOFDW_{b,t}$

$$ERITRB_{b,q} = \sum_{t=1}^N (REMOFDW_{b,t} - RESADW_{b,t}) \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$PRITRB_{b,q} = KRITR \cdot \frac{\sum_{t=1}^N (REMOFDW_{b,t} - RESADW_{b,t}) \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot \max(|\lambda MEaFRRUP_t|, |\lambda MEaFRRDW_t|)}{\sum_{t=1}^N (REMOFDW_{b,t} - RESADW_{b,t}) \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

Donde:

- $ERITRS_{b,q}$ : energía cuartohoraria incumplida a subir por reserva insuficiente.
- $ERITRB_{b,q}$ : energía cuartohoraria incumplida a bajar por reserva insuficiente.
- $REMOFUP_{b,t}$ : reserva a subir disponible en tiempo real basada en las ofertas de energía aFRR.
- $RESAUP_{b,t}$ : reserva disponible a subir según los límites de generación por el proveedor del servicio b en el ciclo t.
- $REMOFDW_{b,t}$ : reserva a bajar disponible en tiempo real basada en las ofertas de energía aFRR.
- $RESADW_{b,t}$ : reserva disponible a bajar según los límites de generación por el proveedor del servicio b en el ciclo t.
- $\lambda MEaFRRUP_t$ : precio marginal a subir de la energía aFRR en el ciclo t.
- $\lambda MEaFRRDW_t$ : precio marginal a bajar de la energía aFRR en el ciclo t.
- T: ciclo de control del Regulador Maestro (4 segundos).
- N: número de ciclos de control en el cuarto de hora q (225).
- KRITR: coeficiente de corrección por reserva insuficiente en tiempo real. Su valor es 1,5.

#### 9.3.4 Prelación de los incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta.

En caso de coincidencia de dos o más incumplimientos en el mismo ciclo de control, prevalecerá la obligación de pago por permanencia en estado OFF sobre las obligaciones de pago asociadas a una respuesta inadecuada y a reserva insuficiente. Adicionalmente, la obligación de pago asociada a una respuesta inadecuada prevalecerá sobre la obligación de pago por reserva insuficiente.

En caso de que un proveedor se encuentre en modo OFF\_REE no se le aplicará ninguna de las penalizaciones anteriores.

#### 9.4 Liquidación de los intercambios de energía.

Los aspectos liquidatorios TSO-TSO, están establecidos conforme a lo previsto en el «Marco de aplicación de reglas comunes para la liquidación TSO-TSO» (Common settlement rules applicable to all intended exchanges of energy (EU) 17/2020).

##### 9.4.1 Liquidación de los intercambios de energía resultantes de la compensación de desequilibrios en la plataforma IGCC.

Los intercambios transfronterizos de energías de balance entre el OS y la plataforma IGCC, como resultado de la aplicación del proceso IN, serán valorados al precio medio ponderado de los denominados precios de oportunidad a subir y a bajar declarados por los operadores del sistema participantes en la plataforma IGCC.

El precio de oportunidad a subir y a bajar del bloque de control declarado por el sistema eléctrico peninsular español será el correspondiente al precio marginal de activación de la energía aFRR a subir y bajar, respectivamente. Dicho precio de oportunidad será calculado teniendo en cuenta los siguientes escenarios posibles:

- Durante el funcionamiento en modo local (previa a la conexión a la plataforma PICASSO) o bien en caso de desconexión de la plataforma PICASSO, los precios de oportunidad en IGCC serán calculados en cada sentido subir/bajar como el precio medio ponderado del coste de la energía aFRR aceptada, calculado como el cociente entre la liquidación con los proveedores de aFRR y la energía aceptada.
- Durante el funcionamiento con conexión a la plataforma PICASSO, los precios de oportunidad en IGCC serán calculados por PICASSO para cada TSO, teniendo en cuenta la escalera de ofertas europea.

La liquidación de los intercambios transfronterizos de energías de balance para el sistema eléctrico peninsular español en el marco de aplicación del proceso IN, se anotará en la cuenta del OS.

El saldo económico mensual resultante de la liquidación de los intercambios transfronterizos de energías de balance para el sistema eléctrico peninsular español establecido mediante la aplicación del proceso IN será liquidado entre el OS y la entidad de liquidación que actuará como contraparte para la liquidación de los TSO.

#### 9.4.2 Liquidación de los intercambios de energía con la plataforma PICASSO.

La liquidación de los intercambios transfronterizos de energías de balance del producto aFRR para el sistema eléctrico peninsular español, se anotará en la cuenta del OS.

En caso de existir congestión en las interconexiones internacionales aflorará una renta de congestión derivada de la asignación común europea realizada por la plataforma de gestión del producto aFRR, correspondiente a la interconexión gestionada.

El saldo mensual resultante de la liquidación de los intercambios transfronterizos de energías de balance aFRR intercambiadas entre el bloque de control peninsular y la plataforma aFRR y de las rentas de congestión derivadas será liquidado entre el OS y la entidad de liquidación centralizada que actuará como contraparte entre los operadores de sistema europeos participantes en la plataforma europea de balance de aFRR.

#### 10. Publicación de información.

El OS publicará la información relativa al proceso de asignación del producto aFRR con la periodicidad y desglose que se determina en el procedimiento que establece los intercambios de información relativos al proceso de programación.

#### 11. Información a la CNMC.

El OS informará a la CNMC mensualmente sobre el funcionamiento y resultados de la plataforma PICASSO, incluyendo todos aquellos aspectos que resulten necesarios para la supervisión de la participación del sistema eléctrico español en dicha plataforma, incluyendo los siguientes aspectos:

- Requerimientos de necesidades de activación de energía de regulación secundaria (aFRR) superiores al volumen de ofertas presentadas.

- Situaciones en las que la plataforma no haya cubierto las necesidades de activación de energía de regulación secundaria (aFRR) solicitadas desde el sistema eléctrico español.

- Número de horas sin participación en las plataformas PICASSO e IGCC.

El OS pondrá a disposición de la CNMC la información detallada de ofertas, necesidades y resultados del mercado aFRR en el sistema eléctrico español.

## ANEXO I

**Ofertas en el mercado de reserva y en el mercado de energía secundaria**

## 1. Mercado de reserva de regulación secundaria.

## 1.1 Principales características del producto/oferta reserva secundaria.

Producto reserva secundaria	Mercado de reserva
Periodo de validez.	15 min.
Dirección.	A subir o a bajar.
Cantidad mínima.	1 MW.
Cantidad máxima.	No se establece valor máximo alguno, salvo los límites técnicos correspondientes <sup>1</sup> .
Granularidad.	1 MW.
Localización.	Área de Control Frecuencia-Potencia (LFC) de España.
Duración mínima entre el final de una desactivación y la siguiente activación.	0 min.
Resolución del precio de oferta.	0,01 €/MW.
Límites al precio de oferta.	No se establecen límites a los precios, salvo los límites técnicos correspondientes <sup>1</sup> .

<sup>1</sup> Los límites técnicos de energía y precio corresponden a los formatos de los campos que se establecen en el documento de intercambio de información con el Operador del Sistema.

## 1.2 Criterios de validación de ofertas de reserva de regulación secundaria.

La oferta de reserva de regulación secundaria está formada por el conjunto de bloques de volumen ofertado (MW) y de precio (€/MW), sentido (subir/bajar) y tipo (divisible/indivisible) por periodo cuartohorario.

Previamente al proceso de lectura de ofertas, se comprobará que el proveedor de servicios de balance está habilitado para la provisión del servicio de regulación secundaria.

Tanto durante el proceso de lectura de las ofertas de reserva de regulación secundaria como en el de asignación de dichas ofertas, se aplican una serie de comprobaciones. La violación de cualquiera de ellas hará que la oferta sea rechazada total o parcialmente.

El incumplimiento de las comprobaciones realizadas en el proceso automático de lectura de la oferta implica su rechazo, sin que pueda aportarse, por las características del propio proceso, información precisa sobre la causa del rechazo.

## 1.2.1 Comprobaciones durante el proceso de lectura de las ofertas.

Durante el proceso de lectura de las ofertas, se realizarán las siguientes validaciones, cuyo incumplimiento llevará consigo el rechazo de la oferta o bloques afectados:

- Las ofertas deberán respetar los precios técnicos máximos establecidos en el documento de intercambio de información con el Operador del Sistema.
- Los períodos de programación para los que se efectúa la oferta de reserva de regulación secundaria deben estar incluidos en el horizonte del mercado abierto vigente.
- No se aceptarán ofertas de proveedores no habilitados para regular.

- La suma del volumen de reserva ofertada de todos los bloques, en un periodo cuartohorario, no exceda la reserva habilitada del proveedor del servicio.
- El número de bloques enviados por sentido y periodo de programación es menor o igual a 25, pudiendo ser sólo uno de ellos indivisible.
- De forma provisional y hasta que se introduzca la posibilidad de negociación de productos de resolución cuartohoraria en los mercados de energía, se validará que las ofertas de los participantes del mercado sean iguales en reserva ofertada y precio para todos los periodos cuartohorarios correspondientes a cada hora.

El detalle de las validaciones aplicadas a las ofertas de reserva de regulación de secundaria, en el momento de su recepción se encuentra establecido en la documentación técnica de intercambio de información PM-OS.

#### 1.2.2 Comprobaciones durante el propio proceso de asignación.

Estas comprobaciones son realizadas por el propio algoritmo de asignación, y afectan a aquellos bloques de oferta que, por precio, deberían ser objeto de asignación. Las comprobaciones asociadas son las siguientes:

- Rechazo por indivisibilidad en oferta de cierre. Este rechazo tiene lugar en el prorrateo final frente a otras ofertas con el mismo coste. Las ofertas divisibles son suficientes para alcanzar los requerimientos, por lo que las indivisibles no son asignadas.
- Oferta divisible no asignada por ser desplazada por una indivisible. En el prorrateo final, si hay ofertas divisibles e indivisibles de un proveedor al mismo precio, se asignan en primer lugar las divisibles y, si no se alcanzan los requerimientos, se asignan a continuación las indivisibles. Si con éstas se supera el máximo del 10 % sobre el requerimiento publicado para dicho período de programación, se van retirando ofertas divisibles hasta conseguir que el conjunto de ofertas asignadas se encuentre dentro del margen del +/- 10 % respecto al requerimiento publicado.
- Redondeo de asignación: Finalizado el proceso de asignación, las reservas asignadas son redondeadas para obtener números enteros. El redondeo se hace al valor entero más próximo.

### 2. Mercado de energía de regulación secundaria.

#### 2.1 Principales características del producto/oferta energía secundaria aFRR.

Modo de activación:	Automática.
Tipo de activación:	Programada.
Tiempo de activación (FAT):	5 min.
Periodo de desactivación:	Menor o igual en duración al FAT.
Tamaño mínimo de la oferta:	1 MW.
Granularidad:	1 MW.
Tamaño máximo de la oferta:	9999 MW.
Localización:	Área de Control Frecuencia-Potencia (LFC) de España. Conforme a lo establecido en las condiciones de agregación de los BSP en las Condiciones relativas al balance, aprobadas por la CNMC, de acuerdo al artículo 18 del Reglamento EB.
Periodo de validez/entrega:	15 minutos.
Duración mínima entre el final de una desactivación y la siguiente activación:	4 seg.

Resolución del precio de oferta:	0,01 €/MWh.
Límites al precio de oferta:	No se establecen límites a los precios, salvo los límites técnicos correspondientes <sup>1</sup> .
Resolución del periodo de tiempo:	15 min.
Número máximo bloques por sentido:	25.

<sup>1</sup> Los límites técnicos corresponden a los formatos de los campos que se establecen en el documento de intercambios de información con el Operador del Sistema. En el caso de los límites técnicos aplicables a los precios, estos coincidirán con los valores armonizados que, en su caso, se establezcan de acuerdo con lo previsto en el apartado 2 del artículo 30 del Reglamento EB.

## 2.2 Criterios de validación de ofertas de energía de regulación secundaria.

Se efectuarán las siguientes validaciones en el momento de recepción:

– El periodo de tiempo que cubre la oferta está incluido en el horizonte de la convocatoria abierta vigente en el momento de recepción de la oferta:

- No se permitirá la recepción de ofertas fuera de los plazos definidos en el procedimiento de operación referente al proceso de programación.
- Se permitirá la recepción de ofertas por parte de los BSP desde las 12h del día D-1.

– El proveedor se encuentra dado de alta para la participación en el mercado aFRR y la oferta ha sido enviada por el sujeto del mercado asociado al proveedor al que corresponde la oferta.

– En cada sentido de activación, los precios de todos los bloques de la oferta respetarán los límites de precio máximo y mínimo establecidos en la documentación técnica de intercambio de información PM-OS.

– La oferta es compatible con los requisitos anteriormente definidos (volumen mínimo, máximo, granularidad, número de bloques y rango de precios).

El detalle de las validaciones aplicadas a las ofertas de energías de regulación de secundaria, producto aFRR, en el momento de su recepción se encuentra establecido en la documentación técnica de intercambio de información PM-OS.

## ANEXO II

### Programa en tiempo real (PTR)

La determinación de la energía aFRR entregada por los proveedores se basa en la comparación de la potencia total entregada con su programa asignado en mercados previos. Para este propósito, se define Programa en Tiempo Real de un proveedor del servicio de regulación secundaria (en adelante PTR) como el programa instantáneo de potencia activa obtenido a partir de la suma de los programas de las unidades de un proveedor en los mercados previos al servicio de regulación secundaria, y perfilado en potencia, según las reglas recogidas en este anexo.

#### 1. Composición y nivel de agregación.

El cálculo del PTR se realiza de manera agregada para cada proveedor. El PTR de cada proveedor se calcula a partir de la agregación de los programas de las unidades de programación que lo conforman y que incluyen los resultados de todos los mercados previos a la entrega de energía aFRR en tiempo real, que son los siguientes:

- Programas asignados en los mercados diario e intradiarios incluyendo los cambios de programa entre BRP comunicados al OS tras el mercado intradiario continuo.
- Redespachos por restricciones técnicas tras el mercado diario.

- Programas derivados de la asignación de energías de sustitución (RR).
- Programas derivados de la asignación de energía terciaria.
- Redespachos por restricciones técnicas en tiempo real.
- Redespachos originados por indisponibilidades y desvíos comunicados.

En el caso de los desvíos comunicados, para que sea incluido en el PTR deberán ser comunicados antes de 10 minutos previos al periodo de programación al que aplique, y que este periodo de programación no pueda ser gestionado en mercados intradiarios. Si bien se tendrán en cuenta para el cálculo del PTR, no computarán como redespacho a nivel de cálculo de los desvíos del BRP asociado al proveedor que comunica una indisponibilidad/desvío comunicado.

Los programas derivados de los mercados mencionados en la sección anterior se encuentran desglosados por UP. Para calcular el PTR, es necesario agregar los programas de todas las UP que formen parte del proveedor.

## 2. Información para el cálculo del PTR.

El OS pondrá a disposición de los proveedores la información necesaria para que cada proveedor pueda calcular su PTR, en forma de ficheros que se dividen en tres categorías según su contenido:

### 2.1 Categoría 1. Programa Base Agregado (PBA).

En esta categoría se engloban las asignaciones de los siguientes mercados:

- a) Mercado diario y mercados intradiarios (incluyendo cambios posteriores entre BRP).
- b) Redespachos por restricciones técnicas tras el mercado diario.
- c) Reservas de Sustitución (RR).
- d) Redespachos originados por indisponibilidades y desvíos comunicados.

Los valores en potencia del PBA se publican de manera agregada para todas las UP que forman el proveedor mediante en tres mensajes:

1. Publicación inicial tras la publicación del programa horario final definitivo – PHFC (24 publicaciones al día), con los valores correspondientes a los siguientes 24 periodos de programación a partir de la hora siguiente.
2. Segunda publicación en el minuto 30 de cada hora con los valores correspondientes a los 4 periodos de programación de la hora siguiente.
3. Publicación final en el minuto 10 previo a cada periodo de programación, tras la posible recepción de indisponibilidades o desvíos comunicados y con valores únicamente del siguiente periodo de programación.

### 2.2 Categoría 2. Asignaciones de mFRR (PC2).

En esta categoría se engloban las asignaciones del mercado de regulación terciaria, tanto de tipo programado como de tipo directo.

Los valores en potencia de las asignaciones de mFRR, tanto programadas como directas, se publican de manera agregada para todas las UP que forman el proveedor.

Se publican los siguientes mensajes asociados a la categoría 2:

1. Una publicación inicial tras la asignación de la terciaria programada y con valores del siguiente periodo. En caso de que el proveedor no tenga asignaciones de esta categoría, se enviará un programa cero.
2. Cada vez que se produzcan nuevas asignaciones de mFRR. Estas asignaciones aplicarán a un máximo de dos periodos de programación y contendrán únicamente el programa agregado de esta categoría para aquellos proveedores cuyas UP hayan sido asignadas con mFRR.

## 2.3 Categoría 3. Programas de restricciones técnicas en tiempo real (PC3).

En esta categoría se engloban las asignaciones del mercado de restricciones en tiempo real.

Los valores en potencia de los programas de restricciones técnicas en tiempo real se publicarán de manera agregada para todas las UP que forman el proveedor.

Se publican los siguientes mensajes asociados a la categoría 3:

1. Una publicación inicial en el minuto 30 de cada hora con valores para los cuatro periodos de programación de la hora siguiente. En caso de que el proveedor no tenga asignaciones de esta categoría, se envía un programa nulo.

2. Cada vez que se produzcan redespachos asociados a restricciones técnicas en tiempo real. Estas asignaciones aplicarán a un máximo de 6 periodos de programación y contendrá el programa de todos los proveedores en dicho horizonte. En caso de que el proveedor del servicio de aFRR no tenga asignaciones de esta categoría, se enviará un programa nulo.

## 3. Cálculo del PTR.

En este apartado se describe la metodología que aplica el OS para obtener los valores del PTR en cada ciclo de ejecución del SRS a partir de la aplicación de las siguientes reglas de perfilado:

– Los cambios de potencia para los programas las tres categorías (PBA, PC2 y PC3) se definen como los minutos de programación del sistema e-SIOS y sirven de referencia para la aplicación de rampas de 10 minutos.

– El inicio de cada rampa es 5 minutos antes del minuto programado en el mensaje correspondiente.

– El final de cada rampa es 5 minutos después del minuto programado en el mensaje correspondiente.

– El inicio de cada rampa coincidirá con el primer ciclo de control dentro del minuto de inicio de rampa (segundo 04).

– El final de cada rampa coincidirá con el segundo 00 del minuto de fin de la rampa.

Si bien los programas de la categoría 1 (PBA) son constantes para cada periodo de programación, las categorías 2 y 3 son susceptibles de sufrir actualizaciones en cada minuto. Estas posibles actualizaciones darán lugar a la aplicación de rampas de manera independiente del valor de programa previo hasta el nuevo valor de programa.

En cada ciclo de cálculo, la rampa resultante será la suma de todas las rampas activas en ese ciclo.

Finalmente, la señal PTR se calcula para cada proveedor como la agregación de los perfiles rampeados de cada una de las tres categorías.

## 4. Envío del PTR.

La señal PTR calculada por el OS se enviará a cada uno de los proveedores a través del protocolo de comunicaciones ICCP. Asimismo, los proveedores reproducirán el cálculo del PTR de manera independiente y enviarán la señal correspondiente en tiempo real y a través del mismo protocolo al sistema de control del OS.

Los proveedores recibirán una señal que indique con qué señal PTR se está efectuando el seguimiento de la respuesta.

## 5. Impacto del seguimiento del PTR en el programa final del BRP.

La energía aFRR reconocida a un proveedor se calcula teniendo en cuenta su PTR. Por ello, en todos los periodos de programación en los que ese proveedor participe en el servicio de regulación secundaria (periodos en los que haya enviado ofertas de energía aFRR junto con los 5 minutos previos y posteriores) el seguimiento del PTR es obligatorio.

No obstante, en los periodos de programación en los que un proveedor no participa en el servicio, es decir, no ha enviado ofertas de energía aFRR, el seguimiento del PTR es opcional. Cada proveedor podrá elegir voluntariamente entre las siguientes opciones:

- Opción 1: seguimiento del PTR ligado a la participación en el servicio de regulación secundaria.
- Opción 2: seguimiento del PTR en todos los periodos de programación.

La opción elegida será un dato estructural que aplicará en todos los periodos de programación en los que el proveedor no participe en el servicio. El cambio de una opción a otra será comunicado al OS con la suficiente antelación, quien indicará al proveedor la fecha de aplicación del cambio, en su caso.

En la siguiente tabla se muestran los periodos en los que un proveedor debe hacer seguimiento del PTR en función de las ofertas enviadas y de la opción elegida:

Tipo de QH		Seguimiento del PTR	
Oferta en el QH	Ofertas en los QH anterior y/o posterior	Opción 1	Opción 2
No	No	No sigue el PTR.	Sí sigue el PTR.
No	Sí	Sí sigue el PTR en los 5 últimos/primeros minutos. No sigue el PTR el resto del periodo.	Sí sigue el PTR.
Sí	Sí/No	Sí sigue el PTR.	Sí sigue el PTR.

### ANEXO III

#### Descripción técnica del Sistema de Regulación Secundaria (SRS)

##### 1. Introducción.

El objetivo de la regulación secundaria es mantener la frecuencia y los intercambios netos con otros bloques de control frecuencia-potencia en los valores de consigna restaurando la reserva primaria utilizada, teniendo en cuenta asimismo las señales correctoras recibidas de las plataformas europeas IGCC y PICASSO.

Para realizar esta labor, el SRS coordina directamente los AGC de los proveedores repartiendo la necesidad de energía aFRR, y transmitiendo a cada AGC el valor de potencia que debe aportar, de acuerdo con el resultado de la asignación de ofertas de energía aFRR en el mercado de activación de regulación secundaria. A su vez, genera los resultados del servicio utilizados para su liquidación con cada proveedor del servicio.

Por motivos de seguridad, el sistema está duplicado: el OS dispone de un SRS principal en el Centro de Control Eléctrico (CECOEL), y un SRS de respaldo en el Centro de Control de Respaldo (CECORE).

Los valores de los parámetros que figuran en este anexo vienen establecidos en el documento Guía de implantación del Servicio de Regulación Secundaria en el sistema eléctrico español, disponible para los participantes del mercado.

##### 2. Funciones del OS con relación al SRS.

- Determinación del estado y modo de funcionamiento del sistema SRS.
- Determinación del estado y modo de regulación de cada proveedor.
- Cálculo de la señal de entrada al control (LFCinput):
  - Cálculo del Error de Control de Área (ACE) del sistema eléctrico peninsular español.
  - Inclusión de las señales de corrección de las plataformas PICASSO e IGCC en los casos que corresponda.

- Cálculo de las necesidades de activación de aFRR en cada ciclo de ejecución, a partir del procesado de la señal de entrada (LFCinput), con un control de tipo proporcional-integral.
- Cálculo del requisito total de activación de aFRR. Este requisito es la señal  $P_{target}$ .
- Reparto del requisito de activación entre los proveedores, de acuerdo con las ofertas de energía aFRR ordenadas según la lista de orden de mérito (LMOL) y generando las señales de activación  $PaFRRset_b$  para cada proveedor  $b$ .
- Cálculo y envío del programa en tiempo real de cada proveedor ( $PTR_b$ ).
- Cálculo y envío de la potencia activa agregada generada o consumida por las unidades físicas incluidas en cada proveedor ( $P_{out_b}$ ).
- Supervisión de la respuesta de los proveedores.
- Cálculo de energías aFRR y precios para el proceso liquidatorio.

### 3. Funciones de los proveedores del servicio.

El SRS requiere que tanto el regulador maestro como los AGC de los proveedores permanezcan en comunicación, y que cada proveedor  $b$  realice las siguientes funciones:

- Recepción de su programa en tiempo real ( $PTR_b$ ) calculado por el Regulador Maestro.
- Cálculo y envío de su programa en tiempo real de respaldo ( $PTR'_b$ ).
- Recepción de la potencia activa agregada generada o consumida por las unidades incluidas en el proveedor del servicio ( $P_{out_b}$ ).
- Envío de la potencia activa agregada generada o consumida por sus unidades físicas ( $P_{out'_b}$ ).
- Envío de la potencia de generación en control ( $PGC_b$ ).
- Recepción de su requisito de activación de aFRR ( $PaFRRset_b$ ), asignado por el regulador maestro.
- Seguimiento de su programa en tiempo real  $PTR_b$  o de su programa en tiempo real de respaldo  $PTR'_b$ , de acuerdo con las condiciones descritas en el anexo II.
- Activación de la energía aFRR asignada por el regulador maestro ( $PaFRRset_b$ ), de acuerdo con los requisitos de respuesta descritos en el apartado 9.
- Transmisión de las señales principales y de respaldo a los centros de control CECOEL y CECORE, recogidas en la Guía de Implantación de SRS.

### 4. Estados y modos de regulación de los proveedores del servicio.

#### 4.1 Estados de regulación de los proveedores del servicio.

Un proveedor  $b$  puede encontrarse en los siguientes estados de regulación seleccionables manualmente. El estado del proveedor indica su condición actual y el tratamiento que le corresponde en términos de los cálculos efectuados por el SRS:

- ON: El proveedor participa en el servicio. En este caso, el regulador maestro calculará su requisito de regulación  $PaFRRset_b$ , dependiendo del modo en el que se encuentre el proveedor.
- OFF: El proveedor no participa en el servicio. En este caso, el regulador maestro hará nulo su requisito de regulación  $PaFRRset_b$ .
- OFF REE: El proveedor no participa en el servicio debido a un requerimiento enviado desde el regulador maestro, que hará nulo su requisito de regulación  $PaFRRset_b$ .
- PRUEBAS: El proveedor está realizando pruebas de regulación.

## 4.2 Modos de regulación de los proveedores.

En caso de que un proveedor se encuentre en estado OFF u OFF REE, su modo de regulación será también OFF u OFF REE, respectivamente.

Cuando un proveedor está en estado ON, su modo de regulación indica su condición actual según su respuesta y el tratamiento que le corresponde en términos de los cálculos efectuados por el SRS y en las liquidaciones asociadas. Los modos de regulación y las condiciones asociadas a cada uno de ellos son los siguientes:

– Modo SIN PARTICIPACION: El proveedor no participa en el servicio: no hay ofertas válidas en el período de programación del instante  $t$ , ni el instante  $t$  corresponde a los 5 minutos anteriores ni posteriores a un periodo de programación con ofertas válidas.

En este modo de regulación, el regulador maestro hará nulo el requisito de regulación del proveedor.

– Modo INACTIVO: El proveedor está en estado ON, pero algún dato recibido de su AGC no permite que participe en el servicio con normalidad. En este modo de regulación, el regulador maestro mantendrá el cálculo del requisito de regulación de acuerdo con lo especificado en el apartado 7 de este anexo.

En los cuatro modos de regulación que se describen a continuación, se cumplen las condiciones de que el proveedor está en estado ON, su PTR y Pout son válidos, y su AGC está en ON. En los cuatro casos el requisito de regulación se calculará de acuerdo con lo especificado en el apartado 7, y el modo de regulación se determinará de acuerdo con lo especificado en el apartado 8.

– Modo ACTIVO: La potencia entregada por el proveedor está dentro del canal de respuesta admisible.

– Modo ERROR: La potencia entregada por el proveedor se encuentra fuera del canal de respuesta admisible y se está generando un error de seguimiento, aunque éste se encuentra por debajo del umbral de mala respuesta del proveedor.

– Modo ALERTA: La potencia entregada por el proveedor se encuentra fuera del canal de respuesta admisible y se está generando un error de seguimiento, superior al umbral de mala respuesta del proveedor y esta condición se mantiene durante un tiempo TALERTA inferior a un umbral de tiempo  $T_{AT}$ .

– Modo MALA RESPUESTA: La potencia entregada por el proveedor se encuentra fuera del canal de respuesta admisible y se está generando un error de seguimiento, superior al umbral de mala respuesta del proveedor y esta condición se mantiene durante un tiempo TALERTA superior a un umbral de tiempo  $T_{AT}$ .

## 5. Estados y modos de funcionamiento del SRS.

El regulador maestro podrá encontrarse en dos estados de regulación, seleccionables manualmente.

En el estado OFF el regulador maestro no ejecuta ninguna de las funciones de regulación, y supone la desconexión automática de las plataformas europeas IGCC y PICASSO, cuando aplique.

En el estado ON se ejecutan las funciones de regulación habituales. En este estado, SRS se encontrará siempre en alguno de los modos de funcionamiento que se indican a continuación, y determinan el cálculo del LFCinput:

– Modo NORMAL: En este modo, el regulador maestro calculará la señal LFCinput como se indica en el apartado 6.1.

– Modo FRECUENCIA: En este modo, el sistema peninsular se encuentra desconectado de Francia o se comporta como si lo estuviera, por lo que se prioriza el control del desvío de frecuencia. El regulador maestro calculará la señal de entrada como:

$$LFCinput = - 10 \cdot BIAS \cdot \Delta f$$

– Modo FROZEN: En este modo, SRS mantendrá constantes las variables LFCinput, Ptarget y PaFRRset.

– Modo MANUAL: En este modo, el OS podrá sustituir el valor del desvío de potencia de Francia, Portugal y/o el valor correspondiente al del desvío de frecuencia por un valor manual en MW.

– Los modos de regulación FRECUENCIA, FROZEN y MANUAL supondrán la desconexión automática de las plataformas IGCC y PICASSO, cuando aplique.

## 6. Algoritmo de control.

### 6.1 Cálculo del requerimiento total peninsular (LFCinput).

La señal de entrada al control se obtiene a partir del error de control de área (ACE) calculado, pudiendo ser modificada por los términos de corrección de las plataformas IGCC y PICASSO cuando aplique.

La señal de entrada al control, LFCinput, se calcula en general como:

$$LFCinput = -ACE + part_{in} * P_{in,corr} + part_{afrr} * P_{afrr,corr}$$

Donde:

- ACE: Error de control de área.
- $P_{in,corr}$ : Término de corrección de IGCC recibido de la plataforma IGCC.
- $part_{in}$ : Flag de participación en IGCC.
- $P_{afrr,corr}$ : Término de corrección de aFRR recibido de la plataforma PICASSO.
- $part_{afrr}$ : Flag de participación en PICASSO.

### 6.2 Cálculo del error de control de área (ACE).

El ACE se calcula como sigue:

$$ACE = NIDR + 10 * BIAS * \Delta f$$

Donde:

– NIDR ([MW]): desvío del intercambio neto respecto al programado entre el sistema eléctrico español peninsular y los sistemas francés y portugués.

– BIAS ([MW/Hz]): Coeficiente de regulación en la corrección del desvío de frecuencia del bloque de control de España peninsular, asignado anualmente por ENTSO-E.

–  $\Delta f$  ([Hz]): Desvío de frecuencia, calculado según la siguiente expresión:

$$\Delta f = f_a - f_s$$

Donde:

- $f_a$ : frecuencia medida por el OS.
- $f_s$ : frecuencia programada en el sistema interconectado europeo. En ausencia de un valor establecido de frecuencia programada, se tomará por defecto la frecuencia nominal del sistema (50,00 Hz).

### 6.3 Cálculo del desvío neto de intercambio.

El desvío neto de intercambio, NIDR ([MW]), se calcula como:

$$NIDR = NIDF + NIDP$$

Siendo NIDF el desvío neto de intercambio con Francia, y NIDP el desvío neto de intercambio con Portugal.

El desvío de intercambio neto con Francia se calcula como la diferencia entre el flujo de intercambio neto en las interconexiones España-Francia y el intercambio neto programado.

El desvío de intercambio neto con Portugal se calcula como la diferencia entre el flujo de intercambio neto en las interconexiones España-Portugal y el intercambio neto programado.

Los intercambios netos programados se calculan a partir de los programas comerciales de intercambio recibidos para cada periodo de programación, con una rampa de cambio de duración de 10 minutos que comienza 5 minutos antes del cambio de periodo de programación y termina 5 minutos después de dicho cambio.

### 6.4 Criterio de signos en el control.

Las fórmulas en el modelo de control responden al criterio de signos ENTSO-E.

En lo que se refiere a los intercambios internacionales, el criterio de signos es positivo en sentido exportador, tanto en la frontera con Francia como en la frontera con Portugal. Así, un desvío en sentido exportador dará lugar a una componente positiva en el ACE. Asimismo, un desvío de frecuencia positivo da lugar a una componente positiva del ACE.

El error de control de área, ACE, entra en el control cambiado de signo. Un ACE positivo dará lugar a una componente del LFCinput negativa mientras que un ACE negativo dará lugar a una componente del LFCinput positiva.

### 6.5 Control proporcional-integral.

La señal de entrada al control, LFCinput, se procesa mediante un controlador proporcional – integral (PI). El objeto de este tipo de control es minimizar el error en régimen permanente en el seguimiento de la señal de entrada. La salida del controlador PI se obtiene como:

$$LFC_{output}(t) = K_p * LFC_{input}(t) + IntLFC(t)$$

Donde:

- $K_p$  es la constante proporcional del controlador PI.
- IntLFC es la integral de la señal de entrada al control, calculada en cada ciclo de ejecución  $t$  como:

$$IntLFC(t) = K_i * T_{AGC} * LFC_{input}(t) + IntLFC(t - 1)$$

Donde:

- $T_{AGC} = 4$  segundos, tiempo del ciclo de control.
- $K_i = 1/T_i$ , siendo  $T_i$  la constante de integración del controlador PI en segundos.

El valor de la componente integral del control se limita a un valor máximo parametrizable (filtro anti-windup). Esta limitación tiene como objeto evitar que la componente integral del control crezca indefinidamente ante desvíos prolongados en el tiempo. Este efecto provocaría retrasos en la acción del control ante cambios de signo en la señal de entrada, que ralentizarían el funcionamiento de la regulación.

7. Reparto de los requisitos de activación a los proveedores según la asignación de ofertas de energía aFRR.

La señal Ptarget de activación de energía aFRR es la entrada al algoritmo local de casación. Este algoritmo determina en cada ciclo de ejecución las ofertas de aFRR que se deben activar, aplicando la lista de orden de mérito de ofertas (LMOL). El algoritmo de casación da, como salidas, las consignas de activación PaFRRset para cada proveedor.

Dependiendo del estado de cada proveedor o de la disponibilidad de las unidades que lo componen, puede haber bloques de oferta que se marquen como no válidos. Estos bloques de oferta no son tenidos en cuenta en el proceso de casación.

Las reglas del proceso de asignación de ofertas de aFRR son las siguientes:

– Se asignarán los bloques de oferta desde el más competitivo hasta el menos competitivo, hasta alcanzar el valor de Ptarget. Así, en el caso de ofertas a subir, se seleccionarán primero las ofertas con precio negativo mayor<sup>(7)</sup> hasta las últimas de precio positivo mayor. En el caso de ofertas a bajar, se seleccionarán primero las ofertas con precio positivo mayor hasta las últimas con precio negativo mayor.

<sup>(7)</sup> Mayor en valor absoluto.

– Para valores de Ptarget positivos se utilizará el LMOL de energía aFRR a subir, que dará lugar a valores de PaFRRset positivos. Cuando el volumen de aFRR activado es negativo y Ptarget es positivo, el proveedor del servicio deberá desactivar su aFRR a bajar previamente a cumplir con la nueva consigna de aFRR  $\geq 0$  asociada a dicho Ptarget positivo<sup>(8)</sup>.

<sup>(8)</sup> Pueden producirse cambios de signo en Ptarget, y por lo tanto en la asignación PaFRRset, habiendo PaFRR activada en signo contrario por algún BSP, debido a que la dinámica de respuesta no es instantánea. La denominación «desactivar» se refiere en este contexto a una vuelta al estado previo de una activación de aFRR, entendiendo esta activación para las dos direcciones, tanto a subir (aportación de generación) como a bajar (reducción de generación). Podría ocurrir por tanto una situación en la que se parta de energía activada a bajar (reducción de generación) pero que en el siguiente ciclo la regulación pida energía a subir (aportación de generación). En este caso, el requerimiento podría ser de magnitud suficiente como para que se produzca la desactivación de la energía a bajar previamente asignada (vuelta al estado inicial) y se asigne aFRR en sentido positivo (a subir).

– El sistema de control tendrá cargada con suficiente antelación una primera versión del LMOL construido con las ofertas de respaldo referidas en el apartado 6.1 de este procedimiento de operación. En caso de que se produzcan fallos que impidan el uso del LMOL definitivo por parte del Regulador Maestro, el sistema de control utilizará el LMOL construido con las ofertas de respaldo como entrada al algoritmo de asignación de ofertas de energía aFRR. Los proveedores del servicio deberán seguir las consignas PaFRRset, como en cualquier otra situación. A través de las señales en tiempo real de REOFUP y REOFDW podrán conocer en todo momento los volúmenes de sus ofertas con los que cuenta el Regulador Maestro (independientemente de si su origen es el LMOL definitivo o LMOL de respaldo).

– Para valores de Ptarget negativos se utilizará el LMOL de energía aFRR a bajar (independiente del LMOL de energía aFRR a subir), que dará lugar a valores de PaFRRset negativos. Cuando el volumen de aFRR activado es positivo y Ptarget es negativo, el proveedor del servicio deberá desactivar su aFRR a subir previamente a cumplir con la nueva consigna de aFRR  $\leq 0$  asociada a dicho Ptarget negativo.

– Solo se asignarán los bloques de oferta marcados como válidos.

– En el caso de que haya varios bloques de ofertas con el mismo precio, dichas ofertas se activarán de forma simultánea por prorrata según su tamaño, hasta agotar dichas ofertas, con precisión de un decimal.

– El último bloque de oferta asignado se divide hasta alcanzar el valor de Ptarget, con precisión de un decimal.

– Una vez que se hayan asignado los bloques de oferta necesarios para casar la necesidad de activación  $P_{target}$ , se sumarán para cada proveedor del servicio los volúmenes de aFRR asignadas (MW), para obtener el valor de consigna de activación en ese ciclo:  $PaFRRset_b(t)$ .

– El precio del último bloque de oferta asignado en la casación de cada ciclo se registrará como precio marginal en ese ciclo:

- Cuando  $P_{target}$  es positiva, es decir, para activaciones de energía de regulación secundaria a subir, el precio del último bloque de oferta asignado se registrará como el precio marginal a subir  $\lambda MEaFRRUP_t$ . El precio marginal a bajar,  $\lambda MEaFRRDW_t$ , será cero.

- Cuando  $P_{target}$  es negativa, es decir, para activaciones de energía de regulación secundaria a bajar, el precio del último bloque de oferta asignado se registrará como el precio marginal a bajar  $\lambda MEaFRRDW_t$ . El precio marginal a subir,  $\lambda MEaFRRUP_t$ , será cero.

- Cuando  $P_{target}$  es cero, tanto el precio marginal a subir como el precio marginal a bajar será cero.

#### 8. Supervisión de respuesta de los proveedores del servicio.

La supervisión de la respuesta de los proveedores se basa en la comparación de su entrega de potencia aFRR con un rango de valores esperados, que se calculan a partir de su programa y de la consigna de activación  $PaFRRset$ . Este rango de valores forma un canal de respuesta admisible, dentro del cual la respuesta del proveedor se considera adecuada. Cada proveedor tiene un modo de funcionamiento asignado en cada ciclo en función de la permanencia dentro de este canal de respuesta admisible.

##### 8.1 Cálculo de la potencia total entregada por el proveedor.

La potencia total entregada por un proveedor en cada ciclo de ejecución se calcula como sigue:

Si el estado de regulación del proveedor es ON y su modo de regulación es ACTIVO, ERROR, ALERTA, MALA RESPUESTA o INACTIVO:

$$P_{out,b}(t) = \sum_i P_i(t)$$

Donde  $P_i(t)$  es la potencia activa medida o calculada en el punto de conexión a red de la unidad física  $i$ , correspondiente al proveedor del servicio  $b$ . Este valor se contabiliza con criterio generador, esto es, positivo cuando la potencia es inyectada al sistema.

A efectos de este cálculo, se utilizarán las telemidas de potencia activa recibidas en barras de central de todas las instalaciones pertenecientes a unidades de programación habilitadas que formen parte de cada proveedor del servicio, independientemente de si están o no participando en control en un determinado instante. Se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- Para trasladar la telemida de barras de central, conforme al P.O. 9.2, al punto de conexión con la red se deben utilizar coeficientes, que serán comunicados por el proveedor del servicio al OS, el cual podrá solicitar una modificación de los mismos.

- No se incluirán las telemidas negativas de instalaciones de almacenamiento (modo consumo), salvo que pertenezcan a UP habilitadas en el servicio en modo consumo.

- Para las instalaciones de autoconsumo se empleará la medida del vertido, obtenida sumando la telemida de la generación en barras de central y la del consumo asociado.

– Para las instalaciones con varias fronteras, se deberá remitir al OS la telemida de cada frontera, incluyendo las fronteras de consumos auxiliares e indicando si se deben considerar para el cálculo del  $P_{out}$ .

– En caso de que la telemida en barras de central no considere los consumos de servicios auxiliares:

- Si los consumos auxiliares son despreciables, no será necesario el envío de su telemida.

- Si los consumos auxiliares no son despreciables y se deben considerar para el cálculo del  $P_{out}$ :

- Si puede captarse la telemida, deberá enviarse la telemida de dichos consumos.

- Si no puede captarse la telemida, el factor de corrección deberá tener en cuenta no sólo la traslación de barras de central al punto de conexión a la red, sino también los consumos auxiliares descontados.

– En el caso de ciclos combinados multieje, se deberá remitir una telemida por cada turbina y frontera.

– Para las instalaciones de demanda se utilizará la telemida de cada unidad física habilitada incluyendo las pérdidas del sistema, conforme a la metodología que establezca el OS. Para ello se utilizarán los coeficientes de pérdidas del sistema publicados en BOE (Art 11 de la Circular 3/2020).

El proveedor del servicio calculará y enviará al OS la potencia activa agregada generada o consumida por las unidades físicas incluidas en el proveedor del servicio ( $P_{out,b}$ ), calculada con los mismos criterios. La utilización del valor calculado o el valor recibido será seleccionable manualmente por el OS, indicándose a cada proveedor del servicio cuál de los dos está activado mediante una señal en tiempo real.

Si bien tanto el cálculo de energía aFRR entregada como el seguimiento de la respuesta en tiempo real se realizarán en base a la respuesta agregada de todas las UP del proveedor del servicio, la observabilidad del OS se mantiene a nivel de unidad física.

La potencia total entregada por el conjunto de los proveedores se calcula como:

$$P_{out\ tot}(t) = \sum_b P_{out,b}(t)$$

## 8.2 Cálculo de la potencia aFRR entregada por el proveedor.

El regulador maestro calcula la potencia aFRR entregada por el proveedor como la diferencia entre la potencia activa de las unidades del proveedor y su programa de potencia en tiempo real (PTR). La definición de PTR y los detalles de su cálculo se recogen en el anexo II.

El PTR de cada proveedor será calculado tanto por el OS (señal PTR) como por el proveedor correspondiente (señal PTR). La utilización de un valor u otro será seleccionable por el OS, indicándose a cada proveedor cuál de los dos se está utilizando.

La potencia aFRR entregada en cada ciclo  $t$  por cada proveedor  $b$  se calcula como sigue:

Si su modo de regulación es ACTIVO, ERROR, ALERTA, MALA RESPUESTA o INACTIVO y su estado de operación es igual a ON:

$$P_{aFRR,b}(t) = P_{out,b}(t) - PTR_b(t)$$

En otro caso:

$$P_{aFRR,b}(t) = 0$$

Donde  $PTR_b(t)$  es el valor del programa en tiempo real del proveedor  $b$  en el instante  $t$ .

La potencia aFRR total entregada por el conjunto de los proveedores será igual a:

$$P_{aFRRtot}(t) = \sum_b P_{aFRR,b}(t)$$

Donde el subíndice  $b$  indica el número de proveedor del servicio.

### 8.3 Cálculo del canal de respuesta admisible de los proveedores.

El canal de respuesta admisible calculado para cada proveedor es la herramienta para determinar si éste responde razonablemente dentro de las condiciones de programa en tiempo real y asignación de PaFRR en cada momento. Este canal se calcula a partir de las variables que se indican a continuación:

– Potencia aFRR deseada. Es la potencia aFRR que correspondería en cada ciclo  $t$  a la consigna PaFRRset enviada al proveedor en el ciclo anterior  $t-1$ :

$$P_{aFRRdeseada,b}(t) = P_{aFRRsetb}^{(t-1)}$$

– Potencia aFRR esperada. Es el valor de potencia aFRR que correspondería al seguimiento de las consignas PaFRRset por un sistema lineal de primer orden, con constante de tiempo  $T=100$  s. Su valor en cada ciclo  $t$  viene dado por:

$$P_{aFRResperada,b}(t) = \alpha_1 * P_{aFRRdeseada,b}(t) + (1 - \alpha_1) * P_{aFRResperada,b}(t - 1)$$

Donde  $\alpha_1$  es el cociente entre el tiempo del ciclo de ejecución del algoritmo y  $T$  es la constante de tiempo de seguimiento.

$$\alpha_1 = \frac{T_{SRS}}{T}$$

– Banda de tolerancia asociada al PTR.

La supervisión de la respuesta de un proveedor está ligada al seguimiento de su PTR. Por ello, se define una banda de tolerancia  $BTOL_b$  que forma parte del canal de respuesta admisible y que se calcula en cada ciclo como:

$$BTOL_b(t) = |PTROL * PTR_b(t)| \text{ si } |PTROL * PTR_b(t)| \leq BTOLMAX \text{ y } |PTROL * PTR_b(t)| \geq BTOLMIN$$

$$BTOL_b(t) = BTOLMAX \text{ si } |PTROL * PTR_b(t)| > BTOLMAX$$

$$BTOL_b(t) = BTOLMIN \text{ si } |PTROL * PTR_b(t)| < BTOLMIN$$

Donde:

– PTROL: es el tanto por ciento de error admitido<sup>9</sup> en el seguimiento del PTR.

<sup>9</sup> A efectos de definición del canal de respuesta admisible.

– BTOLMAX: error máximo admitido en el seguimiento del PTR, en MW.

– BTOLMIN: error mínimo admitido en el seguimiento del PTR, en MW.

A partir de los parámetros y variables referidos, se calcula el canal de respuesta admisible como la banda entre dos valores, superior e inferior, que se calculan como sigue:

$$CANALTP_b(t) = PTR_b(t) + BTOL_b(t) + \max(P_{aFRRdeseada,b}(t), P_{aFRResperada,b}(t))$$

$$CANALBT_b(t) = PTR_b(t) - BTOL_b(t) + \min(P_{aFRRdeseada,b}(t), P_{aFRResperada,b}(t))$$

#### 8.4 Error de seguimiento.

Cuando el valor  $P_{out}$  de un proveedor esté fuera del canal de la respuesta admisible, se computará un error de seguimiento. El valor de este error se compara con el umbral de mala respuesta AT para determinar el modo de regulación del proveedor.

El error de seguimiento de un proveedor b en cada ciclo t se calcula como sigue:

Cuando  $P_{out}$  Se encuentra dentro del canal de respuesta admisible ( $CANALBT \leq P_{out} \leq CANALTP$ ):

$$ERR_b(t) = 0$$

Cuando el error es por exceso ( $P_{out} > CANALTP$ ):

$$ERR_b(t) = P_{out,b}(t) - CANALTP_b(t)$$

Cuando el error es por defecto ( $P_{out} < CANALBT$ ):

$$ERR_b(t) = CANALBT_b(t) - P_{out,b}(t)$$

El error de seguimiento se pasa a través de un filtro de retardo y se limita para evitar que crezca indefinidamente. Además, en caso de anularse el error de seguimiento (vuelta al canal de respuesta admisible), y para no retrasar la vuelta a modo ACTIVO del proveedor, se anulará el error retardado, como se indica a continuación:

$$\begin{aligned} ERRret_b(t) &= \alpha_2 * ERR_b(t) + (1 - \alpha_2) * ERRret_b(t - 1) \\ &= \alpha_2 * ERR_b(t) + (1 - \alpha_2) * ERRret_b(t - 1) \end{aligned}$$

Si  $ERRret_b(t) \leq K * AT_b$

$$ERRret_b(t) = K * AT_b$$

Si  $ERRret_b(t) > K * AT_b$

$$ERRret_b(t) = 0$$

Si  $ERR_b(t) = 0$

Donde:

–  $\alpha_2$  es el cociente entre el tiempo del ciclo de ejecución del algoritmo (4 segundos) y la constante de tiempo T2.

– K es la constante que limita el valor del error de respuesta retardado del proveedor i, para evitar que crezca de forma indefinida.

–  $AT_b$  es el umbral de mala respuesta del proveedor b en el período de programación QH, calculado como se indica en el apartado 8.5 de este anexo.

### 8.5 Cálculo del umbral de mala respuesta.

El umbral de mala respuesta AT se calcula para cada proveedor b en cada período de programación QH según se indica a continuación:

$$AT_b(QH) = \max (K2 * (VAE_{bajar,b}(QH) + VAE_{subir,b}(QH)), AT_{min})$$

Donde:

- $VAE_{bajar,b}$  es el volumen de asignación esperado a bajar del proveedor b y  $VAE_{subir,b}$  es el volumen de asignación esperado a subir del proveedor b.
- K2 es el porcentaje del volumen de asignación esperado utilizado para el cálculo del umbral AT.
- $AT_{min}$  es el valor mínimo de umbral de mala respuesta.

El volumen de asignación esperado VAE de un proveedor se calcula como la suma de sus ofertas de aFRR que están incluidas en el LMOL por debajo del nivel total de reserva de aFRR en cada periodo de programación, para cada sentido. Este nivel total de reserva de aFRR es el dimensionado para todo el sistema en cada período de programación.

### 8.6 Activación de las condiciones con error de seguimiento.

Si la potencia entregada por un proveedor está fuera del canal de respuesta admisible, se modificará su modo de regulación.

Las condiciones que se activan cuando hay un error de seguimiento no nulo en un proveedor en modo de regulación distinto de OFF y OFF REE, son las siguientes:

- Si  $ERRret_b > 0$  y  $ERRret_b \leq AT_b$  se activa la condición de paso a modo de regulación ERROR.
- Si  $ERRret_b > AT_b$  se activa la condición de paso a modo de regulación ALERTA. Se activa asimismo un contador de tiempo de permanencia en ALERTA,  $T_{ALERTA}$ .
- Si  $ERRret_b > AT_b$  y el tiempo de permanencia en alerta,  $T_{ALERTA}$ , es superior a un tiempo máximo  $T_{AT}$ , se activa la condición de paso a modo de regulación MALA RESPUESTA.

En la transición entre períodos de programación QH, puede ocurrir que el cálculo del VAE de cada proveedor del servicio varíe significativamente por cambios en la estructura de ofertas entre el período anterior (QH-1) y el período actual (QH). Por ello, y para evitar reducciones bruscas de los umbrales de mala respuesta que puedan afectar al seguimiento de desasignaciones por parte de los proveedores del servicio, durante los primeros 5 minutos de cada QH se aplicará a cada proveedor del servicio b el valor máximo entre el umbral de mala respuesta  $AT_b$  en el período (QH-1) y el período (QH):

$$AT_b(QH, 5 \text{ primeros minutos}) = \max (AT(QH - 1), AT(QH))$$

### 9. Cálculos de reserva.

Para mantener el funcionamiento seguro del sistema y el servicio de regulación secundaria, es necesario que el regulador maestro calcule en tiempo real la cantidad de reserva disponible en el sistema por proveedor. Los cálculos de la reserva disponible en tiempo real por proveedor son necesarios para conocer los recursos de regulación disponibles en cada momento y para evaluar si los proveedores disponen de una reserva que avale las ofertas presentes en el LMOL.

### 9.1 Cálculo de reserva real disponible basada en límites de generación.

La reserva real disponible se calculará para cada proveedor en modo de regulación ACTIVO, ERROR, ALERTA, MALA RESPUESTA e INACTIVO:

La potencia de generación en control se calcula como sigue:

$$PGC_b(t) = \sum_i P_i(t)$$

Donde  $P_i(t)$  es la potencia activa de la unidad física  $i$ , correspondiente al proveedor  $b$ , con criterio generador, y encontrándose la unidad  $i$  en estado de regulación ON (solo se tienen en cuenta en el cálculo las unidades bajo control del AGC). A efectos de este cálculo, se considerarán los mismos criterios aplicados en el cálculo de  $P_{out}$ , explicados en el apartado 8.1 de este anexo.

Los límites de generación calculados se obtienen según:

$$CLIMSUP_b(t) = \sum_i RegHi_i(t)$$

$$CLIMINF_b(t) = \sum_i RegLo_i(t)$$

Donde  $RegHi_i(t)$  y  $RegLo_i(t)$  son los límites de regulación superior e inferior de las unidades con el estado de regulación ON del proveedor  $b$ .

El regulador maestro seleccionará el valor final de los límites de generación en control por proveedor  $PGCSUP(t)_b$  y  $PGCINF(t)_b$  entre los valores calculados por el SRS ( $CLIMSUP(t)_b$  y  $CLIMINF(t)_b$ ) y los recibidos de los proveedores  $LIMSUP(t)_b$  y  $LIMINF(t)_b$ , de forma automática de acuerdo al siguiente criterio:

$$PGCSUP(t)_b = LIMSUP(t)_b \text{ si } CLIMSUP(t)_b > LIMSUP(t)_b$$

en otro caso

$$PGCSUP(t)_b = CLIMSUP(t)_b$$

$$PGCINF(t)_b = LIMINF(t)_b \text{ si } CLIMINF(t)_b < LIMINF(t)_b$$

en otro caso

$$PGCINF(t)_b = CLIMINF(t)_b$$

Para evitar inconsistencias, los valores a utilizar como límites superior e inferior  $PGCSUP(t)_b$  y  $PGCINF(t)_b$  se obtienen según:

Si  $PGC(t)_b > PGCSUP(t)_b$  se tomarán como límites los siguientes valores:

$$PGCSUP(t)_b = PGC(t)_b$$

$$PGCINF(t)_b = PGCINF(t)_b$$

Si  $PGCSUP(t)_b \leq PGC(t)_b \leq PGCINF(t)_b$

$$PGCSUP(t)_b = PGCSUP(t)_b$$

$$PGCINF(t)_b = PGCINF(t)_b$$

Si  $PGCINF(t)_b' > PGC(t)_b$  se tomarán como límites los siguientes valores:

$$PGCSUP(t)_b = PGCSUP(t)_b'$$

$$PGCINF(t)_b = PGC(t)_b$$

La reserva disponible a subir y a bajar de cada proveedor b se calcula como:

$$RESAUP_b(t) = PGCSUP_b(t) - PGC_b(t)$$

$$RESADW_b(t) = PGC_b(t) - PGCINF_b(t)$$

Donde  $PGC_b$  es la potencia de generación en control del proveedor b, y  $PGCSUP_b$ ,  $PGCINF_b$  son los límites superior e inferior de su potencia de generación en control seleccionados.

De esta forma, para el cálculo de la reserva real disponible en cada proveedor, se utilizará el menor de los valores de reserva entre el resultante de utilizar los límites calculados por el SRS, y el resultante de utilizar los límites enviados por el proveedor.

El SRS calculará la reserva total a subir y a bajar, como la suma de las reservas reales a subir y a bajar de los proveedores en estado de regulación ON.

$$RESAUP_{tot}(t) = \sum_b RESAUP(t)_b$$

$$RESADW_{tot}(t) = \sum_b RESADW(t)_b$$

Donde:

b. proveedores del servicio en estado de regulación ON.

## 9.2 Cálculo de reserva ofertada.

El regulador maestro calculará la reserva ofertada disponible a subir y a bajar de cada proveedor de los volúmenes de energía de los bloques de ofertas válidos del proveedor.

Para los proveedores en ESTADO OFF u OFF REE se considerará cero sus valores de reserva ofertada.

Para cada proveedor b en MODO de Regulación INACTIVO, ACTIVO, ERROR, ALERTA y MALA RESPUESTA, se calculará la reserva ofertada a subir y a bajar como:

$$REOFUP_{b,q} = \sum_{i=1}^{BL} VolOfUP_{b,q}$$

$$REOFDW_{b,q} = \sum_{i=1}^{BL} VolOfDW_{b,q}$$

Donde i son las ofertas del proveedor b para ese periodo de programación y  $VolOfUP(qh)$  i y  $VolOfDW(qh)$  i son los Volúmenes de las Ofertas Válidas a subir generación y bajar generación del proveedor en ese periodo de programación.

Caso MODO de Regulación OFF, OFF REE o SIN PARTICIPACION:

$$REOFUP_{b,q} = 0$$

$$REOFDW_{b,q} = 0$$

El regulador maestro calculará la reserva ofertada total como:

$$REOFUP_{totq} = \sum_{b=1} V_{oOfUP_{b,q}}$$

$$REOFDW_{totq} = \sum_{b=1} V_{oOfDW_{b,q}}$$

### 9.3 Cálculo del margen de reserva ofertada disponible.

El margen de reserva ofertada disponible por cada proveedor se calculará en cada ciclo de control, como la diferencia entre la reserva ofertada subir/bajar por cada proveedor y la secundaria ya activada por cada proveedor, en cada ciclo de control.

Si  $-REOFDW_b(qh) < PaFRR_b(t) < REOFUP_b(qh)$ :

$$REMOFUP_b(t) = REOFUP_b(qh) - PaFRR_b(t)$$

$$REMOFDW_b(t) = REOFDW_b(qh) + PaFRR_b(t)$$

Si  $PaFRR_b(t) > REOFUP_b(qh)$ :

$$REMOFUP_b(t) = 0$$

$$REMOFDW_b(t) = REOFUP_b(qh) + REOFDW_b(qh)$$

Si  $PaFRR_b(t) < -REOFDW_b(qh)$ :

$$REMOFUP_b(t) = REOFUP_b(qh) + REOFDW_b(qh)$$

$$REMOFDW_b(t) = 0$$

El regulador maestro calculará el margen de reserva ofertada total en cada ciclo  $t$  como:

$$REMOFUP_{tot}(t) = \sum_{b=1}^N REMOFUP(t)_b$$

$$REMOFDW_{tot}(t) = \sum_{b=1}^N REMOFDW(t)_b$$

El regulador maestro calculará el margen de reserva ofertada disponible por cada proveedor en cada ciclo de control  $t$ , como el mínimo entre las reservas secundarias en control y las reservas a subir/bajar asignables por el SRS teniendo en cuenta la secundaria ya activada:

$$REMOFDUP_b(t) = \min(RESAUP_b(t), REMOFUP_b(t))$$

$$REMOFDDW_b(t) = \min(RESADW_b(t), REMOFDW_b(t))$$

El regulador maestro calculará la reserva ofertada disponible total en cada ciclo de control  $t$  como:

$$REMOFDUP_{tot}(t) = \sum_{b=1}^N REMOFDUP(t)_b$$

$$REMOFDDW_{tot}(t) = \sum_{b=1}^N REMOFDDW(t)_b$$

## 10. Parámetros utilizados en el Servicio de Regulación Secundaria.

A continuación, se recogen los nombres y las descripciones de los parámetros utilizados por el SRS. Representan magnitudes cuyo valor es introducido manualmente por el OS en el SRS, a diferencia de las variables, cuyo valor proviene de una telemida o un cálculo.

Los valores vigentes de estos parámetros se recogerán en la web de participantes del OS. El OS deberá anunciar la actualización de cualquiera de estos parámetros con un plazo mínimo de quince días naturales de antelación, excepto en el caso de que su modificación resulte urgente por necesidades de seguridad de la regulación

Nombre	Descripción
$K_p$	Ganancia proporcional sin realimentación AFRR.
$K_i$	Ganancia Integral (1/T) sin realimentación AFRR.
LiLFCinput	Límite Término Integral en el filtro antiwindup.
ACUMMAX	Valor máximo del acumulador de sobrecarga.
BIAS	Constante de BIAS de España.
UM	Umbral de desvío de frecuencia para paso a modo FRECUENCIA.
BM	Banda muerta del umbral de desvío de frecuencia para paso a modo FRECUENCIA.
$T_f$	Constante de tiempo de filtrado del desvío con Francia y Portugal.
$T_{AGC}$	Tiempo de ejecución del algoritmo del regulador maestro.
PTROL	Tanto por ciento de error admitido en el seguimiento del PTR.
BTOLMAX	Error máximo admitido en el seguimiento del PTR.
BTOLMIN	Error mínimo admitido en el seguimiento del PTR.
$T_{AT}$	Tiempo máximo de permanencia en modo de regulación ALERTA.
K2	Constante para el cálculo del umbral de mala respuesta AT.
K	Constante para limitar el valor del error retardado de zona.
$AT_{min}$	Valor mínimo del umbral de mala respuesta.
T	Constante de tiempo del patrón de seguimiento de respuesta.
T2	Constante de filtrado de error de seguimiento.
$\alpha_1$	cociente entre el tiempo del ciclo de ejecución del algoritmo y la constante de tiempo T de seguimiento.
$\alpha_2$	cociente entre el tiempo del ciclo de ejecución del algoritmo y la constante de tiempo T2 de filtrado.

## ANEXO IV

### Descripción técnica del sistema transitorio de respaldo: Regulación Compartida del Sistema Peninsular (RCP)

#### 1. Introducción

Este anexo contiene la descripción técnica del sistema RCP, sistema transitorio de respaldo del sistema principal de regulación secundaria, SRS.

Si el OS considera inviable el funcionamiento del SRS por motivos técnicos o de seguridad, activará el sistema transitorio de respaldo de vuelta a la RCP descrito en este anexo. El OS comunicará a todos los proveedores el paso de un sistema al otro con la mayor celeridad posible.

Una vez comprobada la robustez del sistema SRS durante un tiempo prudencial, este mecanismo de respaldo desaparecerá.

A efectos de este anexo, los términos zona de regulación y proveedor del servicio de regulación secundaria (Balance Service Provider), son equivalentes.

Para facilitar la conmutación en caso de que sea necesaria, los proveedores del servicio deberán seguir calculando y enviando durante este período transitorio las señales de programa del proveedor del servicio en escalón (PTA/NSI) que será utilizado por la RCP y el desvío NID respecto a dicho programa.

A continuación, se definen los criterios generales para la conmutación entre ambos sistemas:

- Una vez confirmada la necesidad de volver al sistema de la RCP, el OS informará telefónicamente a los proveedores a través de los centros de control. En la medida de lo posible, el OS tratará de informar previamente a los proveedores si considera probable que será necesario realizar este cambio (preaviso).

- Se solicitará el modo de regulación en RCP a los AGC a través de la señal RCPSRS.

- El OS podrá establecer un tiempo máximo de conmutación a la RCP por parte de los proveedores del servicio desde el aviso telefónico, en coherencia con la situación del momento y las necesidades de coordinación con los proveedores disponibles.

- En la medida de lo posible, el OS tratará de informar previamente a los proveedores si considera probable que será necesario realizar este cambio (preaviso).

- Salvo que el OS indique lo contrario, en todo momento será necesario que al menos los proveedores asignados en el mercado de reserva envíen las ofertas obligatorias al mercado de energía (ofertas de respaldo y ofertas finales).

- La vuelta a SRS se realizará siguiendo los mismos principios que en la conmutación de SRS a RCP.

El seguimiento de la respuesta de los proveedores en la RCP se realizará para las UP habilitadas en el servicio de regulación secundaria, al igual que para SRS.

#### 2. Definiciones

RCP: Regulación Compartida Peninsular.

Generación o consumo de la zona (PI): Valor instantáneo del total de las potencias netas de cada una de las unidades pertenecientes a una zona de regulación. En este anexo se entiende por zona de regulación o zona al conjunto de unidades de programación habilitadas que forman parte del proveedor de regulación secundaria.

Programa de generación o consumo de la zona (NSI): Valor instantáneo del total de potencia activa neta que corresponde a la suma del programa cuartohorario de las unidades de generación, almacenamiento o consumo pertenecientes a una zona de regulación.

Desvío de generación o consumo de la zona (NID): Diferencia entre el valor del programa de generación o consumo y la potencia activa neta real de una zona de regulación.

Potencia de generación o consumo en control de la zona (PGC): Valor instantáneo de la suma del consumo o la generación neta activa que está bajo el control del AGC de una zona de regulación.

Desvío del intercambio neto de regulación peninsular (NIDR): Desvío del intercambio neto respecto al programado entre el sistema eléctrico español peninsular y los sistemas francés y portugués.

Requerimiento total de la regulación peninsular (PRR): Potencia adicional que el regulador maestro requerirá al total de las zonas de regulación para anular el desvío del intercambio neto de regulación peninsular.

Contribución requerida a la regulación (MCRRFREC): Cantidad de potencia requerida por el regulador maestro a cada uno de los reguladores de zona para anular el desvío del intercambio neto de regulación peninsular y el desvío de frecuencia.

Reserva secundaria de regulación: Potencia activa a subir y a bajar que puede ser movilizada bajo control de una zona de regulación con una constante de tiempo de 100 segundos.

Reserva asignada a las zonas: Valor de consigna de la reserva secundaria a subir y a bajar que debe aportar una zona de regulación como resultado de los mecanismos de mercado.

### 3. Regulador de Zona

La RCP requiere que tanto el regulador maestro como el de zona permanezcan en comunicación, y realicen las funciones que se les encomiendan.

Entre otras, las funciones del regulador de zona son las que se detallan a continuación:

- Recibir la contribución requerida a la regulación de cada zona (MCRRFREC<sub>i</sub>), enviada por el Regulador Maestro, quien lo determina por la función de la RCP tal y como se describe en los apartados posteriores.

- Reducir el valor de su propio error de control de área (ACE<sub>i</sub>) a cero con la mínima demora. El ACE<sub>i</sub> se calcula atendiendo a las siguientes ecuaciones:

$$ACE_i = \frac{1}{G} \cdot NID_i + MCRRFREC_i \quad (1)$$

$$NID_i = NSI_i - PI_i \quad (2)$$

Donde:

- ACE<sub>i</sub> = error de control de área de la zona i.
- NID<sub>i</sub> = desvío de potencia respecto a programa de la zona i.
- G = factor de atenuación del desvío de zona.
- MCRRFREC<sub>i</sub> = contribución requerida a la regulación de la zona i.
- NSI<sub>i</sub> = programa de generación o consumo de la zona i.
- PI<sub>i</sub> = generación o consumo de la zona i.

En caso de que la zona esté utilizando su propia medida de frecuencia (modo de respaldo), el ACE<sub>i</sub> de zona se calculará incluyendo dicha medida, tal y como se indica en el apartado 7.4.

Transmitir a los Reguladores Maestros los siguientes valores:

- Desvío de generación o consumo de la zona (NID<sub>i</sub>).
- Programa de generación o consumo de la zona (NSI<sub>i</sub>).

- Desvío de frecuencia con respecto a 50 Hz ( $\Delta f_i$ ).
- Potencia de generación o consumo en control (PGC<sub>i</sub>).
- Suma de los límites reales<sup>(10)</sup> superiores de las unidades incluidas en el cálculo del PGC (PGCSUP<sub>i</sub>).
- Suma de los límites reales<sup>(10)</sup> inferiores de las unidades incluidas en el cálculo del PGC (PGCINF<sub>i</sub>).

<sup>(10)</sup> Se entiende por límites reales los límites alcanzables de cada unidad cumpliendo los requisitos de velocidad de respuesta del servicio de regulación secundaria.

- Potencia activa de cada unidad de la zona de regulación susceptible de formar parte del cálculo del PGC.
- Estado de regulación de cada unidad de la zona de regulación susceptible de formar parte del cálculo del PGC.
- Estado de activación o suspensión del AGC de la zona.
- Estado que indique el regulador maestro utilizado por el AGC (CECOEL o Centro de Control 2).

#### 4. Regulador Maestro

El regulador maestro es responsable de ejecutar la aplicación de la RCP propiamente dicha. Las funciones fundamentales de la RCP comprenden:

- Determinación del estado de cada zona.
- Determinación del modo de ejecución de la RCP.
- Cálculo del PRR y del MCRRFREC para cada zona.
- Supervisión de la respuesta de cada zona y ajuste de los factores de participación de cada una de ellas.
- Tratamiento de las reservas de la RCP.

#### 5. Estados de Zona de Regulación

Cada zona de regulación tiene asociado un estado, que indica su condición actual y el tratamiento que le corresponde en términos de los cálculos utilizados en la función de la RCP.

El operador puede seleccionar e introducir por pantalla cuatro posibles situaciones de zona:

- ON cuando la zona participa en la regulación compartida.
- OFF cuando la zona no participa en la regulación compartida.
- OFF REE cuando la falta de participación de la zona en la regulación compartida se debe a un requerimiento del regulador maestro.
- PRUEBAS cuando la zona está realizando pruebas de regulación.

El estado de regulación de la zona se determina teniendo en cuenta:

- La situación ON/OFF/OFF REE introducida por el operador.
- el estado del AGC de la zona.
- El estado de control de las unidades incluidas en la zona.
- La validez de los datos de entrada de la zona.
- El resultado de la lógica de control de respuesta.

Los estados de zona de regulación son:

- OFF: La situación de zona introducida por el operador es OFF u OFF REE. Para salir de este modo el operador debe introducir el estado ON.

– INACTIVO: La situación de zona es ON, pero algún dato recibido del regulador de zona no permite que ésta participe en la RCP con normalidad. Se verifica alguna de las condiciones siguientes:

- El AGC de la zona no está activo.
- El NID es inválido.
- El PGC es inválido.
- El límite superior de regulación es menor o igual que el inferior.
- No hay unidades regulando en la zona.
- El programa de generación o consumo de la zona es inválido.

– ACTIVO: La situación de la zona es ON, todos los datos recibidos de la zona permiten que ésta participe en la RCP (no cumple los criterios de INACTIVO), y la zona no cumple con el criterio de paso a emergencia descrito en la sección 8.2.

– EMERGENCIA: La situación de la zona es ON, todos los datos recibidos de la zona permiten que ésta participe en la RCP con normalidad (no cumple los criterios de paso a INACTIVO), pero la zona cumple con el criterio de paso a emergencia. El criterio de paso a emergencia de la zona se describe en la sección 8.2.

Una vez que una zona está en este estado permanece en él hasta que se cumpla una de las siguientes condiciones:

- El operador ejecuta un *reset* de la RCP.
- La zona cumple las condiciones que se han descrito para pasar a estado INACTIVO.
- La zona cumple las condiciones para pasar a estado ACTIVO, tal y como se describe en la sección 8.2.

Para evitar inestabilidades en el funcionamiento de la RCP, la salida de la zona del estado OFF y del estado INACTIVO debe ser al estado EMERGENCIA. El error de respuesta se inicializa tal y como se describe en la sección 8.1.

## 6. Modos de la RCP

### 6.1 Descripción de los modos de la RCP.

La RCP se ejecuta en cada momento en uno de los seis modos siguientes:

– NORMAL: El modo NORMAL de la RCP representa el estado más deseable de la operación del sistema conjunto.

– FRECUENCIA: El modo FRECUENCIA de la RCP es representativo de la situación en la cual el sistema peninsular, bien se ha quedado aislado de Francia, o bien se comporta como si se hubiese producido dicha situación de aislamiento. La función de la RCP toma las medidas apropiadas tendentes a mantener la seguridad del sistema, las cuales se traducen en regular en modo NORMAL suponiendo un desvío de intercambio nulo ( $NIDR = 0$ ).

El modo FRECUENCIA permanece efectivo hasta que se restablece la conexión con Francia, o desaparece la situación que originó el paso a este modo. La sección 6.2 describe la lógica de paso a modo frecuencia y de la salida del mismo.

– MODO CONTROL BLOCK A REGULAR PENÍNSULA: En este modo, la RCP pasa a regular únicamente el desvío con Francia, actuando como si la Península Ibérica fuese un bloque de control único.

Este modo puede establecerse manualmente, o bien de forma automática cuando la medida del desvío de intercambio con Portugal es inválida durante un tiempo superior a un número de ciclos determinado CBLIM.

– FROZEN: Este modo de ejecución hace que todas las zonas de regulación en estado Activo o Emergencia pasen a regular en Modo Permisivo. En este modo se

modifica el valor de la contribución requerida a cada zona, de forma que su Error de Control de Área sea igual a 0 en cada ciclo de ejecución. De esta forma se congela la respuesta esperada de cada zona.

El modo FROZEN se activa automáticamente ante situaciones de emergencia en el sistema europeo (desvíos de frecuencia mayores de MFF mHz con duración superior a MFT segundos). También se podrá conmutar manualmente a este modo cuando la RCP esté funcionando previamente en modo NORMAL o FRECUENCIA.

– NULO: Este modo se establece cuando el modo de la RCP no se puede determinar con certeza como NORMAL, FRECUENCIA, CONTROL BLOCK PENÍNSULA o FROZEN.

El modo NULO, una vez que se establece, permanece efectivo bien hasta que uno de los otros modos pueda determinarse sin ambigüedad, o bien hasta que, transcurrido un tiempo NTOLIM dado, la Regulación Compartida pase a modo suspendido automáticamente.

– SUSPENDIDO: La RCP se suspende preventivamente al estar en modo NULO más de un tiempo definido NTOLIM.

## 6.2 Determinación del modo de la RCP.

El modo de la RCP se determina tras la asignación de los estados de zona, en el orden y forma siguiente:

### 6.2.1 Chequeo de modo NULO.

Las condiciones de paso a NULO son cualesquiera de las siguientes:

– El valor del desvío del intercambio neto entre España y Francia ( $NID_F$ ) es inválido (p.e. debido a la pérdida de alguna de las telemidas que forman este valor) y el Sistema Peninsular no está aislado de Francia.

– El valor de la frecuencia  $f_a^{(11)}$  es inválido.

---

<sup>(11)</sup> La RCP dispone de varias medidas de frecuencia ordenadas por prioridad.

– No hay capacidad de regulación, es decir, no existen zonas cuyo estado sea ACTIVO o EMERGENCIA.

– No puede detectarse con certeza el estado de conexión con Francia.

### 6.2.2 Chequeo de modo FRECUENCIA.

Si el modo no es NULO, se verifica si se cumple alguna de las condiciones de paso a modo FRECUENCIA:

– Se ha detectado que el sistema peninsular está aislado de Francia.

– El sistema se comporta como si estuviese desconectado de Francia. Para ello se deben cumplir las condiciones siguientes:

• El desvío de frecuencia<sup>(12)</sup> es del mismo signo que el desvío con Francia, es decir  $\Delta f \cdot NID_F > 0$ .

---

<sup>(12)</sup> Nótese que el desvío de la frecuencia se calcula respecto al valor programado (dictado por ENTSO-E para cada período), y no respecto al valor nominal.

• El valor absoluto del desvío de frecuencia es superior a un umbral UM, es decir  $\Delta f > UM$ . Si en ciclo previo la RCP ya estaba en modo FRECUENCIA, dicho umbral se ve disminuido en una banda muerta BM, es decir  $\Delta f > UM - BM$  [Hz].

### 6.2.3 Chequeo de modo CONTROL BLOCK PENÍNSULA.

Las condiciones de paso a este modo son las siguientes:

- La medida del desvío de intercambio con Portugal es inválida.
- La condición anterior permanece durante un tiempo superior a un número de ciclos determinado CBLIM.

### 6.2.4 Chequeo de modo FROZEN.

Las condiciones de paso a este modo son las siguientes:

- La medida del desvío de frecuencia es mayor de MFF [mHz].
- La condición anterior permanece durante un tiempo superior a un número de segundos determinado MFT.

### 6.2.5 Chequeo de modo NORMAL.

Si tras las comprobaciones anteriores se determina que el modo actual no es NULO, FRECUENCIA, CONTROL BLOCK PENÍNSULA o FROZEN, entonces se deduce que el modo actual es NORMAL.

## 6.3 Suspensión y activación de la RCP.

La RCP puede ser activada o suspendida por el operador a través de la pantalla por medio de un punto sensible.

Como se indica en la sección 6.1, la RCP puede también ser suspendida automáticamente si el tiempo de funcionamiento en modo NULO supera un umbral NTOLIM.

Transcurrido un tiempo OTOLIM tras la suspensión, la situación de las zonas pasa automáticamente a OFF. La situación de las zonas deberá ser pasada manualmente a ON tras la activación.

## 7. Algoritmo de la RCP

### 7.1 Requerimiento total de la regulación peninsular PRR.

El requerimiento total de la regulación peninsular se calcula siempre como sigue:

$$PRR = F(CNID_R + ESTIGCC \cdot P_{corr}) - \sum_{i=1}^N \frac{1}{G} \cdot X_i \cdot NID_i \text{ si } |PRR| \geq DBPRR \quad (4a)$$

o bien:

$$PRR = 0, \text{ si } |PRR| < DBPRR \quad (4b)$$

Donde:

–  $F(CNID_R)$  = valor filtrado del desvío del intercambio neto de regulación NIDR, compensado en su caso (véase filtro no lineal en sección 7.2).

–  $CNID_R = NID_R + ESTIGCC \cdot P_{corr}$

– ESTIGCC = estado de participación de España en la plataforma IGCC (; tomará valor 0 en caso de no participar y 1 en caso de que España esté participando en el proceso).

–  $P_{corr}$  = Potencia de corrección del desvío recibida de la plataforma IGCC.

–  $G$  = factor de atenuación del desvío de zona.

–  $N$  = número de zonas de la Regulación Compartida.

–  $X_i = 1$  si el estado de la zona  $i$  es ACTIVO.

0 si el estado de la zona  $i$  no es ACTIVO.

- $NID_i$  = desvío de generación o consumo de la zona  $i$ .
- DBPRR = banda muerta por debajo de la cual se hará  $PRR = 0$ .

El cálculo de intercambio neto de regulación  $NID_R$  se realiza como sigue:

$$NID_R = NID_F = NID_P \quad (5)$$

$NID_R = NID_F$  si RCP en MODO CONTROL BLOCK A REGULAR PENÍNSULA (5b)

Siendo:

- $NID_R$  = desvío del intercambio neto de regulación.
- $NID_F$  = desvío del intercambio neto de España con Francia.
- $NID_P$  = desvío del intercambio neto de España con Portugal.

El desvío de intercambio neto con Francia  $NID_F^{(13)}$ , se calcula como sigue:

<sup>(13)</sup> El valor absoluto del intercambio neto con Francia  $NID_F$  se compara con dos límites (uno mayor que el otro) generando sendas alarmas. A su vez, si dicho desvío permanece por encima de un tercer límite por un tiempo superior a un período preestablecido, se genera una alarma adicional.

$$NID_F = \sum_{k=1}^M PI_k - NSI_F \quad (6)$$

Donde:

- $NSI_F$  = intercambio neto programado de la Península Ibérica con Francia (positivo es una compra de España a Francia).
- $M$  = número de líneas de interconexión entre España y Francia.
- $PI_k$  = intercambio neto filtrado por la interconexión  $k$  que cruza la frontera entre España y Francia<sup>(14)</sup> (la dirección positiva es de Francia hacia España).

<sup>(14)</sup> El valor del flujo de potencia por cada interconexión con Francia y Portugal se determina como el mejor entre el valor del flujo en el lado español y el valor del flujo en el lado francés y portugués cambiado de signo. El valor seleccionado se filtra por medio de un filtro de constante de tiempo  $T$  previamente a su utilización en el cálculo del  $NID_F$  y del  $NID_P$ .

$$PI_{\text{FILTRADO}}(t) = PI_{\text{FILTRADO}}(t-1) + \frac{PI - PI_{\text{FILTRADO}}(t-1) \cdot \Delta t}{T + \Delta t}$$

Siendo  $\Delta t$  el tiempo transcurrido entre los instantes  $t-1$  y  $t$ .

El desvío del intercambio neto con Portugal  $NID_P$ , se calcula como sigue:

$$NID_P = \sum_{k=1}^M PI_k - NSI_P \quad (7)$$

Donde:

- $NSI_P$  = intercambio neto programado entre España y Portugal (positivo es una compra de Portugal a España).
- $M$  = número de líneas de interconexión entre España y Portugal.
- $PI_k$  = intercambio neto filtrado por la interconexión  $k$  que cruza la frontera entre España y Portugal<sup>6</sup> (la dirección positiva es de España hacia Portugal).

### 7.2 Filtrado del desvío de intercambio neto de regulación compensado CNID<sub>R</sub>.

El valor de la magnitud CNID<sub>R</sub> puede contener perturbaciones, a menudo pequeñas, de carácter aleatorio. La función de la RCP incluye un filtro no lineal cuyo objeto es aprovechar la ventaja que supone el procesar la entrada básica o primaria (en este caso el NID<sub>R</sub>) de un sistema de control a través de una lógica de filtrado diseñada para eliminar acciones de control innecesarias y sin efecto práctico y alcanzar, por añadidura, objetivos adicionales tales como la minimización de la integral del desvío compensado con Francia y Portugal (mejor dicho el valor de NID<sub>R</sub>), lo cual supone, con una buena aproximación, la minimización del desvío de intercambio inadvertido. La lógica del filtro no lineal reduce la integral de CNID<sub>R</sub> sin utilizar control integral.

El funcionamiento del filtro no lineal se resume como sigue:

$$FCNID_R = CNID_R \quad (8 a)$$

Si el valor absoluto de CNID<sub>R</sub> supera el umbral NFK<sub>2</sub> o se inhibe el filtrado del desvío de intercambio con objeto de mantener la seguridad del sistema.

Un valor de CNID<sub>R</sub> grande debe ser corregido sin mayores consideraciones.

$$FCNID_R = 0 \quad (8 b)$$

Cuando el valor absoluto del acumulador A es inferior al umbral NFK<sub>1</sub>.

El acumulador A se calcula como el último valor de CNID<sub>R</sub> más el valor de la integral de CNID<sub>R</sub> (B<sup>(15)</sup>) multiplicado por una ganancia NFK<sub>3</sub>. Un valor pequeño de A implica que tanto el valor del NID<sub>R</sub> como el valor de su integral es pequeño, por lo que no precisa acción alguna de control, pudiendo considerarse el FCNID<sub>R</sub> nulo.

<sup>(15)</sup> El algoritmo determina de forma independiente el valor de la integral de NID<sub>R</sub> en las horas punta y en las horas valle, con el fin de corregir el error de energía correspondiente a cada tipo de horas en su período cuartohorario correspondiente.

FCNID<sub>R</sub> = 0 (8 c) cuando siendo el valor absoluto del acumulador A superior al umbral NFK<sub>1</sub>, el signo del CNID<sub>R</sub> es opuesto al signo de su integral.

En esta situación el propio CNID<sub>R</sub> tiende a reducir el valor de la integral, y no se ejerce acción de control alguna, forzando el valor de FCNID<sub>R</sub> a cero.

FNID<sub>R</sub> = CNID<sub>R</sub> · NFK<sub>4</sub> (8 d) cuando el valor absoluto del acumulador A es superior al umbral NFK<sub>1</sub> y el signo del NID<sub>R</sub> coincide con el de su integral.

La integral de CNID<sub>R</sub> tiende a crecer, por lo que se precisa una acción de control que tienda a reducir dicha integral, por lo que al valor de CNID<sub>R</sub> se le aplica una ganancia NFK<sub>4</sub>.

### 7.3 Cálculo de la contribución requerida a la regulación MCRRFREC<sub>i</sub>.

En este apartado se describe el cálculo de la contribución requerida a la regulación secundaria.

El cálculo del MCRRFREC<sub>i</sub> depende de diversos factores:

- Modo de la RCP.
- Estado de las zonas.
- Si se cumplen o no las condiciones del *modo permisivo de regulación*.

Según lo anterior, el valor del  $MCRRFREC_i$  se calcula de las formas que se detallan a continuación:

1. Para los modos de la RCP NORMAL o FRECUENCIA, los  $MCRRFREC_i$  se calculan repartiendo el PRR entre los reguladores de zona que están en servicio, es decir, entre aquellos cuyo estado no es OFF ni INACTIVO:

– Si el estado de la zona es ACTIVO:

$$MCRRFREC_i = K_i \cdot PRR + TEFREC_i \quad (9)$$

– Si el estado de la zona es EMERGENCIA:

$$MCRRFREC_i = K_i \cdot \left( PRR - \frac{1}{G} \cdot NID_i \right) + TEFREC_i \quad (10)$$

En ambos casos,  $K_i$  es el factor de participación enviado a la zona  $i$ , según se detalla en la sección 8.3.

El regulador maestro calcula la señal del término de frecuencia centralizado  $TEFREC_i$  de la zona de regulación  $i$ , como:

$$TEFREC_i = -10 \cdot BIASNORM_i \cdot \Delta f \quad (11)$$

$$BIASNORM_i = B \cdot CTBCAP_i \quad (11a)$$

$$\Delta f = f_a - f_s \quad (11b)$$

Siendo:

–  $CTBCAP_i$  = capacidad nominal de contribución a la regulación de la zona  $i$ , calculado como se describe en la sección 8.3.

–  $\Delta f$  = desvío de frecuencia calculado por el Regulador Maestro.

–  $f_a$  = frecuencia medida por el Regulador Maestro.

–  $f_s$  = frecuencia programada.

$B$  = constante de BIAS de frecuencia total del Sistema Peninsular, se establece anualmente según directrices de ENTSO-E.

2. En los modos NORMAL o FRECUENCIA de la RCP una zona puede regular en modo permisivo. Las condiciones que se deben dar para que esto se produzca son:

– El error de control de área de la zona es de signo contrario al error de control de área de la Península.

El error de área de la zona se calcula suponiendo que el  $MCRRFREC_i$  está dado por las ecuaciones (9) o (10) según sea el estado de la zona. Así pues:

$$ACE_i = MCRRFREC_i + \frac{1}{G} \cdot NID_i \quad (12)$$

El error de área global de la península,  $ACE_R$ , se calcula como:

$$ACE_R = CNID_R - 10 \cdot B \cdot \Delta f \quad (13)$$

– El valor absoluto de  $ACE_R$  supera un determinado umbral.

Una vez iniciada la regulación en modo permisivo, se mantiene mientras el valor absoluto del  $ACE_R$  sea superior al umbral  $UMACE$  menos una banda muerta  $DBACE$ .

Cuando se cumplen ambas condiciones, la acción de control de la zona tendería a incrementar el valor del  $ACE_R$  en lugar de a disminuirlo, aun cuando para el conjunto de las zonas la acción total sea correcta y tienda a disminuir dicho error de área global. Cuando el valor del  $ACE_R$  es grande, esta forma de actuar no es apropiada, por lo que, para evitarla, el  $MCRRFREC_i$  de la zona se calcula como:

$$MCRRFREC_i = -\frac{1}{G} \cdot NID_i \quad (14)$$

Esto equivale a anular el  $ACE_i$ , con lo que se anula la acción de control durante el ciclo para la zona  $i$ . Sustituyendo en las ecuaciones anteriores:

$$ACE_i = MCRRFREC_i + \frac{1}{G} \cdot NID_i = -\frac{1}{G} \cdot NID_i + \frac{1}{G} \cdot NID_i = 0$$

3. En el modo NULO de la RCP los  $MCRRFREC_i$  de cada zona se mantienen constantes en el último valor válido que tuviese en el modo anterior. Si el modo NULO se mantiene suficiente tiempo como para que la RCP se suspenda automáticamente, los  $MCRRFREC_i$  dejarán de enviarse a los reguladores de zona.

4. En el modo FROZEN de la RCP todas las zonas de regulación en estado Activo o Emergencia pasan a regular en modo permisivo.

En este modo se modifica el valor de la contribución requerida a cada zona, de forma que su Error de Control de Área sea igual a 0 en cada ciclo de ejecución. El  $MCRRFREC_i$  de cada zona se calcula como:

$$MCRRFREC_i = -\frac{1}{G} \cdot NID_i \quad (15)$$

#### 8. Supervisión de la Respuesta de una Zona

Con el fin de garantizar que se alcanzan los objetivos de la función RCP, resulta necesario incorporar una lógica que supervise el funcionamiento de cada zona y que determine si cada una de ellas responde razonablemente dentro de las condiciones que la Regulación Compartida atraviesa en cada momento.

Para ello se utiliza una lógica de control de respuesta al principio de la lógica general, para ver si la magnitud de estos valores es consistente con el  $MCRRFREC_i$  que se les envió en la ejecución anterior de la RCP. La lógica de supervisión de respuesta de zona es la responsable de determinar si una zona determinada cumple el criterio de emergencia. El estado de cada zona se determina por medio de esta lógica en cada ciclo de ejecución de la RCP.

### 8.1 Supervisión de la respuesta de potencia en control.

- Potencia en control deseada de la zona  $i$ .

En primer lugar, se determina la potencia en control deseada para que la zona  $i$  anule su error de control de área. Se calcula como la potencia de generación o consumo en control PGC<sup>(16)</sup> del ciclo anterior incrementada por el error de control de área de dicho ciclo:

<sup>(16)</sup> El valor de PGC se recibe de los reguladores de zona, y se calcula a su vez a partir de las medidas de potencia de las unidades y de los estados de regulación enviados desde las zonas de regulación. Se puede elegir entre el valor telemedido o el valor calculado. A su vez existe la opción de que el valor escogido se filtre previamente a su utilización en el algoritmo.

$$PGCD_i(t) = PGC_i(t-1) + \frac{1}{G} \cdot NID_i(t-1) + MCRRFREC_i(t-1) \quad (16)$$

Siendo:

- PGC <sub>$i$</sub> ( $t-1$ ) = PGC <sub>$i$</sub>  recibido de la zona  $i$  en el ciclo anterior.
- NID <sub>$i$</sub> ( $t-1$ ) = NID <sub>$i$</sub>  recibido de la zona  $i$  en el ciclo anterior.
- MCRRFREC <sub>$i$</sub> ( $t-1$ ) = MCRRFREC <sub>$i$</sub>  enviado a la zona  $i$  en el ciclo anterior.
- Respuesta esperada de la zona  $i$ .

La respuesta esperada de la zona  $i$  depende de si ha habido o no cambios en el estado de control de las unidades de la zona incluidas en el cálculo del PGC <sub>$i$</sub> .

- Sin cambios de estado de control de las unidades:

Con el valor de PGCD <sub>$i$</sub> , que como se ve tiene en cuenta el MCRRFREC <sub>$i$</sub>  que se le envió en el ciclo anterior, se modela la respuesta esperada de cada zona cuyo estado sea ACTIVO o EMERGENCIA. Para ello se utiliza una función simplemente exponencial de primer orden del tipo:

$$SUM1_i = \frac{1}{1 + s \cdot T1_i} \cdot PGCD_i(s)$$

Si no ha habido cambios en las unidades participantes en el cálculo del PGC, se expresa de la forma siguiente:

$$SUM1_i(t) = \alpha_{1i} \cdot PGCD_i(t) + (1 - \alpha_{1i}) \cdot SUM_i(T-1) \quad (17a)$$

Siendo:

- SUM1 <sub>$i$</sub> ( $t$ ) = valor esperado de la potencia total de regulación de la zona para el ciclo actual de control.
- SUM1 <sub>$i$</sub> ( $t-1$ ) = valor esperado de la potencia total de regulación de la zona en el ciclo anterior de control.
- $T1_i$  = constante de tiempo que simula la velocidad de respuesta de la zona  $i$ .
- $\alpha_{1i}$  = cociente entre el tiempo del ciclo de ejecución del algoritmo y la constante de tiempo  $T1_i$ .

- Con cambios de estado de control de las unidades:

Si ha habido cambios en el estado de control de las unidades de la zona, la respuesta esperada se hará igual a la potencia actual más el error filtrado del ciclo anterior:

$$SUM1_i(t) = PGC_i(t) + SUM_i(T-1) \quad (17b)$$

- Error de respuesta de la zona i.

Para determinar el error de respuesta se utiliza la siguiente lógica, con vistas a reducir el valor del error al mínimo:

- Si el valor de  $PGC_i$  es un valor comprendido entre el valor de  $SUM1_i$  y el valor de  $PGCD_i$ :

$$ERR_i(t) = 0 \quad (18a)$$

- Si el valor de  $PGC_i$  es más próximo a  $SUM1_i$  que a  $PGCD_i$ :

$$ERR_i(t) = SUM_i(t) - PGC_i(t) \quad (18b)$$

- Si el valor de  $PGC_i$  es más próximo a  $PGCD_i$  que a  $SUM1_i$ :

$$ERR_i(t) = PGCD_i(t) - PGC_i(t) \quad (18c)$$

- Error de seguimiento retardado de la zona i.

El error de respuesta de la zona resultante se pasa a través de un filtro de retardo, y se limita de la forma:

$$SUM_i = \frac{1}{1 + s \cdot T2_i} \cdot ERR_i(s)$$

que expresado de forma discreta:

$$SUM_i(t) = \alpha_{2i} \cdot ERR_i(t) + (1 - \alpha_{2i}) \cdot SUM_i(t-1) \quad \text{si } |SUM_i(t)| \leq K3 \cdot AT_i \quad (19a)$$

$$SUM_i(t) = K3 \cdot AT_i \cdot \frac{SUM_i(t)}{|SUM_i(t)|} \quad \text{si } |SUM_i(t)| > K3 \cdot AT_i \quad (19b)$$

Siendo:

- $SUM_i(t)$  = error de seguimiento retardado de la zona para el ciclo actual de control.
- $SUM_i(t-1)$  = error de seguimiento retardado de la zona en el ciclo anterior de control.
- $T2_i$  = constante de tiempo de retardo del error de respuesta de la zona i.
- $\alpha_{2i}$  = cociente entre el tiempo del ciclo de ejecución del algoritmo y la constante de tiempo  $T2_i$ .
- $K3$  = constante que limita el error de respuesta retardado de la zona i.
- $AT_i$  = umbral de mala respuesta de la zona i.

El valor absoluto del error retardado  $SUM_i$  está por lo tanto limitado a  $K3$  veces  $AT_i$ , con el fin de evitar que crezca de forma indefinida.

El uso de este filtro de retardo permite que un error de seguimiento persista durante un tiempo ajustable, que depende de la magnitud del error, antes de que alcance el umbral de mala respuesta  $AT_i$  para la zona. La constante de tiempo  $T2_i$  y los parámetros involucrados en la determinación del umbral de mala respuesta, deben ajustarse en función de los criterios de buena regulación que se establezcan.

- Cálculo del umbral de mala respuesta de la zona  $i$ .

El umbral de mala respuesta de la zona  $AT_i$  se utiliza para compararlo con el valor absoluto del error retardado  $SUM_i$ , tal y como se detalla en la sección 8.2. El valor de dicho umbral se calcula como:

$$AT_i = K2 \cdot CTBCAP_i \cdot (RESNUP + RESNDW) \text{ si } AT_i \geq K4 \text{ (20a)}$$

$$AT_i = K4 \text{ si } AT_i < K4 \text{ (20b)}$$

Siendo:

- RESNUP = reserva nominal a subir de la RCP en el periodo cuartohorario en curso.
- RESNDW = reserva nominal a bajar de la RCP en el periodo cuartohorario en curso.
- CTBCAP $_i$  = capacidad nominal de contribución a la regulación de la zona  $i$  en el periodo cuartohorario en curso.
- K2 = constante para el cálculo de  $AT_i$ .
- K4 = constante que limita el valor mínimo de  $AT_i$ .

Para una descripción detallada del significado de RESNUP, RESNDW y de CTBCAP $_i$  véase la sección 8.3.

- Inicialización del error de seguimiento retardado de la zona  $i$  en el paso de EMERGENCIA a ACTIVO.

El valor del error retardado  $SUM_i$  debe inicializarse si la zona entra o sale del estado EMERGENCIA, tal y como se indica a continuación:

$$SUM_i(t) = NPK2 \cdot \frac{SUM_i(t-1)}{|SUM_i(t-1)|} \cdot AT_i = SUM_{0i} \quad (21)$$

Siendo:

- NPK2 = constante para la inicialización del error retardado.
- $AT_i$  = umbral de mala respuesta de la zona  $i$ .
- $\frac{SUM_i(t-1)}{|SUM_i(t-1)|}$  = signo de error de retardo en el ciclo anterior.

De esta forma si el error  $ERR_i$  sigue aumentando la nueva condición de mala respuesta se detecta inmediatamente en el ciclo siguiente, mientras que si disminuye no da lugar a nueva detección.

- Inicialización de las variables de seguimiento de respuesta de la zona  $i$  en el paso de OFF o INACTIVO a EMERGENCIA.

La salida del estado OFF o INACTIVO de una zona siempre se produce al estado EMERGENCIA, tal y como se describe en la sección 5. Las variables de seguimiento de respuesta se inicializan conforme a lo expuesto a continuación:

– PGCD<sub>i</sub>: El valor de la potencia en control deseada de la zona *i* se determina según la ecuación (16), estimando mediante las ecuaciones (9), (10) y (14) el valor de MCRRFREC<sub>i</sub> que la zona hubiese tenido durante el ciclo anterior (incluye la consideración de regulación en modo permisivo).

– SUM<sub>1i</sub>: El valor de la respuesta esperada de la zona *i* se inicializa al valor de PGCD<sub>i</sub>.

– ERR<sub>i</sub>: El error de la respuesta de la zona *i*, se hace:

$$ERR_i = SUM_i - PGCD_i \quad (22)$$

– SUM<sub>i</sub>: El error retardado de la respuesta de la zona *i* se iguala al umbral de mala respuesta AT<sub>i</sub> con el mismo signo que ERR<sub>i</sub>.

## 8.2 Cálculo de los factores de corrección: paso al estado EMERGENCIA.

– Condición de mala respuesta.

La participación de cada zona *i* en la regulación se define en cada periodo cuartohorario por medio de la capacidad nominal de contribución a la regulación de la zona CTBCAP<sub>i</sub>, como se explica en la sección 8.3. El algoritmo realiza un seguimiento de la respuesta de la zona *i* determinando el error retardado de respuesta SUM<sub>i</sub>, tal y como se ha descrito en la sección 8.1.

Estando la zona en estado ACTIVO, su respuesta no es la adecuada si se cumple la condición de mala respuesta:

$$|SUM_i| > AT_i \quad (23)$$

– Detección de mala respuesta por exceso o por defecto.

La mala respuesta es por exceso si la diferencia entre la potencia en control deseada (PGCD<sub>i</sub>) y la potencia en control (PGC<sub>i</sub>) es de sentido contrario al PRR:

$$(PGCD_i - PGC_i) \cdot PRR < 0$$

Dado que el signo de la diferencia (PGCD<sub>i</sub> – PGC<sub>i</sub>) es habitualmente el mismo que el del error ERR<sub>i</sub> ó que el del error retardado SUM<sub>i</sub>, la condición de respuesta por exceso puede expresarse como:

$$SUM_i \cdot PRR < 0$$

Ahora bien, en condiciones normales ocurre que el PRR es pequeño y puede oscilar alrededor del valor nulo. Esto puede dar lugar a que una mala respuesta en estas situaciones se detecte alternativamente como por defecto o por exceso debido al cambio de signo del PRR, impidiendo en último término el paso de la zona a EMERGENCIA. Para evitar esta situación se define una banda muerta KD que permite calcular la variable LPRR, la cual se determina como se indica a continuación:

$$LPRR = PRR \quad (24a) \text{ si } |PRR| > KD$$

o si  $|PRR| \leq KD$  y además  $LPRR \cdot PRR > 0$

$$LPRR = 0 \quad (24b) \text{ si, siendo } |PRR| \leq KD, \text{ se cumple } LPRR \cdot PRR \leq 0$$

La condición de mala respuesta por exceso se identifica por tanto si el error retardado  $SUM_i$  es de signo contrario al LPRR, es decir, si se cumple la desigualdad:

$$SUM_i \cdot LPRR < 0 \quad (25)$$

– Cálculo del factor de corrección de la zona  $i$ .

En la situación de mala respuesta de la zona  $i$ , se debe proceder a ajustar la participación de dicha zona en la regulación por medio de factores de corrección, de tal manera que la respuesta deseada se aproxime a la respuesta real de la zona. Esto se consigue modificando por medio de los términos  $\Delta 1$  y  $\Delta 2$  los factores de corrección de zona, cuyo valor nominal es la unidad ( $CORFTR_i = 1$ ):

- Mala respuesta por exceso: Si el estado de la zona  $i$  es ACTIVO, y cumple las condiciones de mala respuesta por exceso (23) y (25), dicha situación se rectifica incrementando el factor de corrección de la zona  $i$ .

$$CORFTR_i = CORFTR_i + \Delta 1 \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i} \quad (26a) \text{ si } CORFTR_i < 1$$

$$CORFTR_i = CORFTR_i + \frac{1}{\Delta 2} \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i} \quad (26b) \text{ si } 1 \leq CORFTR_i \leq 2$$

$$CORFTR_i = 0 \quad (26c) \text{ si } CORFTR_i > 2; \text{ en este caso el estado de la zona } i \text{ pasa a EMERGENCIA}$$

- Mala respuesta por defecto: Si el estado de la zona  $i$  es ACTIVO, cumple la condición de mala respuesta (23), pero no la de respuesta por exceso (30), la situación se corrige disminuyendo el factor de corrección de la zona  $i$ .

$$CORFTR_i = CORFTR_i \cdot \Delta 2 \cdot \frac{AT_i}{|SUM_i|} \quad (27a) \text{ si } CORFTR_i > 1$$

$$CORFTR_i = CORFTR_i - \Delta 1 \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i} \quad (27b) \text{ si } CORFTR_i \leq 1$$

$$CORFTR_i = 0 \quad (27c) \text{ si } CORFTR_i \leq \Delta 1 \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i}, \text{ en este caso el estado de la zona } i \text{ pasa a EMERGENCIA}$$

- Retorno a la buena respuesta: Si el estado de la zona  $i$  es EMERGENCIA, y el valor absoluto del error retardado es inferior al umbral de mala respuesta menos una banda muerta  $ATDB$ , la zona retorna a estado ACTIVO:

$$CORFTR_i = 1 \quad (28) \text{ si } |SUM_i| \leq AT_i \cdot (1 - ATDB); \text{ el estado de la zona } i \text{ pasa a ACTIVO}$$

La inicialización del error retardado se hace según la ecuación:

$$SUM_i(t) = NPK2 \cdot \frac{SUM_i(t-1)}{|SUM_i(t-1)|} \cdot AT_i = SUM_{0i} \quad (29)$$

Debe hacerse notar que el hecho de que en un momento dado el factor de corrección no sea la unidad no presupone necesariamente una falta de reserva en dicha zona. Este hecho puede ser debido simplemente a que la respuesta de una zona sea sensiblemente distinta que la esperada. El ajuste de los factores de corrección juega en este caso un

papel corrector que debe proporcionar estabilidad al sistema, exigiendo una contribución transitoria mayor de aquellas zonas que se revelan capaces de suministrarla. De todas formas, una vez pasado el transitorio, los factores de corrección deben volver a tomar los valores representativos de la contribución en reserva de las zonas por lo que únicamente la reducción prolongada de dichos factores será indicativa de esta condición.

En resumen: Los factores de corrección son siempre números reales positivos. La lógica de control de respuesta modifica estos valores en la forma que se ha indicado anteriormente cuando se detecta mala respuesta, disminuyéndolos o aumentándolos.

### 8.3 Cálculo de los factores de participación.

La capacidad nominal de contribución a la regulación de la zona  $i$  ( $CTBCAP_i$ ) es equivalente a los coeficientes de participación nominales. Estos coeficientes se calcularán como la proporción de reserva asignada en el mercado a partir del total agregado para ambas direcciones, es decir, serán coeficientes únicos pese a que los proveedores puedan tener asignaciones diferentes en cada sentido de activación:

$$CTBCAP_i = \frac{RESUP_i + RESDW_i}{RESNUP + RESNDW}$$

Siendo:

- $CTBCAP_i$  = capacidad nominal de contribución a la regulación de la zona  $i$  en el periodo cuartohorario en curso.
- $RESUP_i$  = reserva nominal a subir de la zona  $i$  en el periodo cuartohorario en curso.
- $RESDW_i$  = reserva nominal a bajar de la zona  $i$  en el periodo cuartohorario en curso.
- $RESNUP$  = reserva nominal a subir de la RCP en el periodo cuartohorario en curso.
- $RESNDW$  = reserva nominal a bajar de la RCP en el periodo cuartohorario en curso.
- Dado que la suma de reservas de cada zona es igual a la reserva total de la RCP se cumple:

$$\sum_{i=1}^N CTBCAP_i = 1 \quad (30)$$

Siendo:

- $N$  = número total de zonas de la RCP.

El proceso de determinación de los valores  $RESNUP$ ,  $RESDWN$  y  $CTBCAP_i$  es externo al algoritmo. Se trata por tanto de datos de entrada a la RCP, que se cargan bien de forma automática, o bien manualmente por el operador. En cualquier caso, la RCP verifica que se cumple la condición definida en la ecuación anterior (30).

- Factor de participación en la regulación de la zona  $i$  ( $K_i$ ).

La RCP reparte el requerimiento total de la regulación peninsular (PRR) entre las zonas que participan en la regulación (aquellas cuyo estado es ACTIVO o EMERGENCIA) atendiendo a los factores de participación en la regulación, según se define en las ecuaciones (9) y (10). Los factores de participación no normalizados se determinan en p.u. como:

$$K'_i = CTBCAP_i \cdot CORFTR_i \quad (31)$$

Siendo:

- $K'_i$  = factor de participación no normalizado.
- $CTBCAP_i$  = capacidad nominal de contribución a la regulación; es un dato de entrada propio de cada zona y de cada periodo cuartohorario.
- $CORFTR_i$  = factor de corrección de la zona  $i$ ; es calculado en función de la respuesta de la zona tal y como se describe en la sección 8.2.

Los factores de participación se normalizan para su utilización en el algoritmo de la RCP de acuerdo con los siguientes principios:

- La suma de los factores de participación de las zonas en estado ACTIVO debe ser 1 (siempre que además estén respondiendo correctamente).
- La suma total de los factores de participación de todas las zonas con capacidad de regulación (ACTIVO o EMERGENCIA) no debe superar un valor máximo  $K_{MAX}$ .

Para normalizar los factores de participación se determina el término BETA, correspondiente a la suma de los factores de participación no normalizados de las zonas es estado ACTIVO:

$$BETA = \sum_{i=1}^N CTBCAP_i \cdot CORFTR_i = \sum_{i=1}^N K'_i \quad (32)$$

Siendo:

- $N$  = número de zonas en estado ACTIVO.

Los factores de participación normalizados se calculan por lo tanto conforme a la ecuación:

$$K_i = \frac{CTBCAP_i}{BETA + CTBCAP_i \cdot (1 - CORFTR_i)} \quad (33)$$

Nótese que, si las zonas en estado ACTIVO responden correctamente, es decir todos sus  $CORFTR_i$  son 1, y sustituyendo la ecuación (32) en (33), queda:

$$K_i = \frac{CTBCAP_i}{\sum_{i=1}^N CTBCAP_i \cdot CORFTR_i + CTBCAP_i \cdot (1 - CORFTR_i)} = \frac{CTBCAP_i}{\sum_{i=1}^N CTBCAP_i}$$

Siendo:

- $N$  = número de zonas en estado ACTIVO.

Se verifica por lo tanto que los factores normalizados de las zonas en estado ACTIVO suman 1.

Por el contrario, para las zonas en estado EMERGENCIA, donde el valor de  $CORFTR_i$  es 0, la ecuación (33) queda como:

$$K_i = \frac{CTBCAP_i}{BETA + CTBCAP_i}$$

Se comprueba por lo tanto que la existencia de zonas en estado EMERGENCIA provocan que la suma total de los factores de participación normalizados sea superior a la unidad. Para evitar un exceso de regulación, si la suma total de los factores de

participación fuese superior a  $K_{MAX}$ , los factores de participación de las zonas en EMERGENCIA se determinarían como:

$$K_{LIMITADOi} = \left( K_{MAX} - \sum_{j=1}^N K_j \right) \cdot \frac{K_i}{\sum_{k=1}^M K_k} \quad (34)$$

Siendo:

- $K_{LIMITADOi}$  = factor de participación normalizado limitado de la zona i.
- $K_i$  = factor de participación sin limitar de la zona i.
- $K_j$  = factores de participación de las zonas en estado ACTIVO.
- N = número de zonas en estado ACTIVO.
- $K_k$  = factores de participación sin limitar de las zonas en estado EMERGENCIA.

En resumen, los factores de participación normalizados reflejan la fracción real en p.u. de la capacidad de contribución nominal que la zona está poniendo efectivamente a disposición de la Regulación Compartida.

## 9. Entradas y Salidas a la RCP

### 9.1 Entradas.

Los siguientes valores deben ser introducidos por el operador a través de pantalla:

- Situación de cada zona (ON / OFF / OFF REE).
- Situación de «en antena hacia Francia» de cada una de las líneas.

Los siguientes valores se cargan de forma automática, aunque pueden ser introducidos por el operador a través de pantalla:

- Capacidad de contribución nominal CTBCAP, en p.u., para cada zona y para cada periodo cuartohorario.
- Programa de generación o consumo NSI para cada zona y para cada periodo cuartohorario <sup>(17)</sup>.

<sup>(17)</sup> Programa disponible en SIOS. Se compara con el enviado por el regulador de zona, pudiendo pasar ésta a INACTIVO tal y como se describe en la sección 5.

- Programas de intercambio internacional NSI F, NSI P y NSI M para cada periodo cuartohorario.
- Reserva nominal a subir total asignada a la RCP para cada periodo cuartohorario RESNUP.
- Reserva nominal a bajar total asignada a la RCP para cada periodo cuartohorario RESNDW.

Son constantes del algoritmo modificables por pantalla:

- Constante de tiempo  $T1_i$  de respuesta para cada zona.
- Constante «Bias» B de frecuencia de la RCP.
- Límites de alarma en estas interconexiones y sus correspondientes bandas muertas.
- Corrección al error de área por potencia excesiva en la interconexión.

Los siguientes parámetros son modificables a través de pantalla, pero requiriendo la intervención de personal especializado:

- Incremento y decremento de los factores de corrección  $\Delta 1$  y  $\Delta 2$ .
- Parámetros para realizar el cálculo el umbral de alarma para el control de respuesta de cada zona ATLIM ( $K_2$ ,  $K_3$  y  $K_4$ ).

- Parámetros utilizados en la lógica de control de respuesta para el ajuste de los factores de corrección y detección de mala respuesta (constante para el filtrado del error T2i, umbral para el cálculo del LPRR KDPRR, etc.).
- Parámetros utilizados en el filtro no lineal de NIDR (NFK1, NFK2, NFK3 y NFK4).
- Umbrales y bandas muertas utilizados en las diferentes fases de la lógica (UM, BM, UMACE, DBACE, etc.).
- Los siguientes valores se toman de la base de datos de tiempo real (SCADA):
  - Estado de activación del AGC de cada zona.
  - RCP o SRS.
  - NID de cada zona, señal filtrada a un valor que no supere NIDLIM.
  - NSI de cada zona.
  - PGC de cada zona.
  - LIMSUP y LIMINF de cada zona.
  - Estado de los interruptores de las interconexiones con Francia, Portugal y Marruecos<sup>(18)</sup>.

<sup>(18)</sup> Los estados incorrectos han de ser sustituidos de forma manual por el operador.

- Potencia de las interconexiones con Francia, Portugal y Marruecos<sup>(19)</sup>.

<sup>(19)</sup> Las medidas de las interconexiones incorrectas han de ser sustituidas de forma manual por el operador.

- Estado de control de las unidades con posibilidad de regular.
- Potencia individual de cada unidad.
- ZRMODFRECZONA: indica qué Término de Frecuencia está utilizando cada Zona de Regulación en el cálculo de su señal ACE.

## 9.2 Salidas.

La salida primaria de la RCP la constituyen:

- El requisito de contribución a la regulación, MCRRFREC, para cada zona.
- El valor de BIAS normalizado, BIASNORM<sub>i</sub>, de cada zona.
- El valor de desvío de frecuencia,  $\Delta f$ , calculado por el Regulador Maestro.
- El programa de frecuencia  $f_s$  programada en el sistema interconectado europeo continental.
  - Los factores de participación normalizados,  $K_i$ , de cada zona.
  - El término de corrección de frecuencia centralizado TEFREC<sub>i</sub>, calculado por el OS para cada zona.
    - La variable MAESTRO RCP, que indica cuál es el sistema de control del OS que está regulando: CECOEL o CECORE.
      - RCP o SRS.
    - El valor de la variable SigPRR0, que indica el sentido de la reserva demandada por la RCP cuando la zona está en EMERGENCIA o INACTIVO.

Además, se dispone de un sumario de alarmas propio de la RCP, donde se registran las siguientes alarmas y sucesos:

- Toda entrada manual a través de pantalla.
- Cambio en el estado de la Regulación Compartida.
- Cambio en el estado de conexión con Francia y Portugal.
- Cambio en el estado de una zona.
- Excesivo intercambio con Francia y Portugal.
- Excesivo flujo en una interconexión con Francia y Portugal.
- Ausencia de zonas activas.

- Desvío del intercambio con Francia y Portugal inválidos.
- Desvío del intercambio en una zona inválida.

Así como todas las demás que se estimen necesarias para el análisis del comportamiento de la RCP y de cada zona en particular.

#### 10. Parámetros utilizados en la regulación compartida

A continuación, se describen los parámetros que intervienen en la función de la Regulación Compartida, junto con los valores que deben tener en cada momento, tanto en el CECOEL como en el sistema de respaldo CECORE.

Se entiende por parámetros de la RCP las magnitudes que pueden ser introducidas manualmente por el operador, a diferencia de otras variables de la RCP cuyo valor proviene de telemidas o se calcula durante la ejecución del programa.

Los valores vigentes de estos parámetros se recogerán en la web de participantes del OS. El OS deberá anunciar la actualización de cualquiera de estos parámetros con un plazo mínimo de 15 días naturales de antelación, excepto en el caso de que su modificación resulte urgente por necesidades de seguridad de la regulación.

Los parámetros utilizados en la Regulación Compartida se pueden clasificar en los siguientes grupos:

- Parámetros generales.
- Parámetros de modos de funcionamiento.
- Parámetros para cálculo del requerimiento total.
- Parámetros para el filtrado del desvío de intercambio neto de regulación.
- Parámetros para la supervisión de respuesta de las zonas de regulación.

Nombre	Descripción
B	Constante de BIAS de España (MW/Hz).
G	Factor de atenuación del desvío de zona.
$\Delta 1$	Constante de decremento de los factores de corrección.
$\Delta 2$	Constante de incremento de los factores de corrección.
NIDLIM	Valor máximo admitido del desvío de programa de la zona de regulación.
CBLIM	Ciclos para paso a modo Control Block Península.
NTOLIM	Tiempo muerto hasta paso a modo Suspendingido.
OTOLIM	Tiempo muerto hasta paso a OFF.
MFF	Desvío de frecuencia para paso a modo Frozen.
MFT	Segundos para paso a modo Frozen.
UM	Umbral de desvío de frecuencia para paso a modo Frecuencia.
BM	Banda muerta del umbral de desvío de frecuencia para paso a modo Frecuencia.
DBPRR	Banda muerta del umbral para el cálculo del PRR.
UMACE	Umbral del error de área para modo permisivo.
DBACE	Banda muerta del umbral del error de área para modo permisivo.
NFK <sub>1</sub>	Filtro no lineal del NID <sub>R</sub> : umbral del acumulador.
NFK <sub>2</sub>	Filtro no lineal del NID <sub>R</sub> : umbral del NID <sub>R</sub> .
NFK <sub>3</sub>	Filtro no lineal del NID <sub>R</sub> : ganancia de la integral de NID <sub>R</sub> .
NFK <sub>4</sub>	Filtro no lineal del NID <sub>R</sub> : ganancia del NID <sub>R</sub> .

Nombre	Descripción
T1i	Constante de filtrado de respuesta de zona.
T2i	Constante de filtrado de error de seguimiento.
K2	Constante para el cálculo del umbral de mala respuesta.
K3	Constante para limitar el valor del error retardado de zona.
K4	Valor mínimo del umbral de mala respuesta.
ATDB	Banda muerta del umbral de mala respuesta.
NPK2	Constante para la inicialización del error retardado.
KD	Umbral del PRR para el cálculo del LPRR.
KMAX	Máximo de la suma de los factores de participación de las zonas.
T	Constante de tiempo de filtrado de flujo de potencia activa por interconexión con Francia.

### 11. Liquidación del servicio en modo respaldo (RCP)

En aquellos periodos de programación cuarto-horarios en los que haya sido necesario conmutar el servicio del sistema SRS a la RCP, se aplicará para cada proveedor del servicio (constituido por las mismas unidades de programación) la liquidación según se establece en el anexo I del procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

El precio marginal de energía de regulación secundaria a subir en cada periodo de programación será igual a 1,15 veces el precio máximo de las activaciones de regulación terciaria a subir en dicho periodo si este precio es positivo, o igual a 0,85 veces el precio máximo de las activaciones de regulación terciaria a subir si este precio es negativo.

En caso de no haber existido activación en el periodo correspondiente, el precio será igual a 1,15 veces el valor medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a subir del mismo periodo de programación cuarto-horario del último mes inmediatamente anterior.

El precio marginal de energía de regulación secundaria a bajar en cada periodo de programación será igual a 0,85 veces el precio mínimo de las activaciones de regulación terciaria a bajar en dicho periodo si este precio es positivo, o igual a 1,15 veces el precio mínimo de las activaciones de regulación terciaria a bajar si este precio es negativo.

En caso de no haber existido activación en el periodo correspondiente, el precio será igual a 0,85 veces el precio medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a bajar del mismo periodo de programación cuarto-horario del último mes inmediatamente anterior.

## ANEXO V

### Tolerancia al incremento de precio de reserva secundaria en el algoritmo de asignación de reserva

[CONFIDENCIAL]

#### P.O.7.3 Regulación terciaria

##### 1. Objeto

El objeto de este procedimiento es la aplicación en el sistema eléctrico peninsular español del proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance correspondientes al producto de energía de balance procedente de reservas de

recuperación de la frecuencia con activación manual (producto manual Frequency Restoration Reserves, mFRR por sus siglas en inglés), o regulación terciaria, conforme a lo contemplado en el Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión de 2 de agosto de 2017 por el que se establece una Directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (Reglamento SO) y 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 (Reglamento EB).

## 2. *Ámbito de aplicación*

Este procedimiento aplica al operador del sistema eléctrico español (OS), a los proveedores de servicios de balance (Balancing Service Providers (BSPs), por sus siglas en inglés) habilitados por el OS conforme a lo establecido en la normativa de aplicación vigente en el servicio de regulación terciaria, y a los sujetos de liquidación responsables del balance (Balancing Responsible Parties (BRPs), por sus siglas en inglés) del sistema eléctrico peninsular español.

## 3. *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.

– Servicio de regulación terciaria: La regulación terciaria es uno de los servicios de balance de activación de reservas de potencia activa que tiene por objeto mantener la frecuencia y el equilibrio generación-demanda del sistema. Este servicio, de activación manual en un tiempo máximo de 12,5 minutos, es gestionado por el OS mediante mecanismos del mercado y permite la restitución del uso de la reserva automática de regulación secundaria.

– Oferta de regulación terciaria: Se define como la variación máxima de potencia a subir o a bajar que, en el momento de presentar dicha oferta, y teniendo en cuenta las condiciones previstas en sus instalaciones, y en su caso, de su fuente de energía primaria, puede ofrecer una unidad de programación en un tiempo máximo de 12,5

minutos y que puede ser mantenida, durante 15 minutos (en el caso de ofertas asignadas en activaciones programadas) o de hasta 29 minutos (en el caso de ofertas de tipo directo asignadas en activaciones directas).

– Reserva de regulación terciaria del sistema eléctrico peninsular español: La reserva total de regulación terciaria es el conjunto de las ofertas de regulación terciaria de las unidades de programación de los proveedores del servicio de regulación terciaria en el sistema eléctrico peninsular español.

#### *4. Activación de energías de balance correspondientes al producto de reservas de regulación terciaria (producto mFRR)*

Conforme al artículo 20 del Reglamento EB, la activación e intercambio de energías de balance correspondientes al producto de reservas de regulación terciaria (producto mFRR) se realizará mediante la utilización de la plataforma europea para el intercambio de dichos productos transfronterizos estándar de energías de balance, gestionada por los operadores del sistema.

El OS comunicará a través de su página web la fecha de conexión a la plataforma de balance mFRR, fecha que será previamente acordada con la CNMC.

La activación del producto mFRR en esta plataforma europea de servicios de balance se realizará conforme a lo previsto en el «Marco de aplicación de la plataforma europea de intercambio de energías de reservas de regulación terciaria (mFRR IF, por sus siglas en inglés)», aprobado por las Autoridades Reguladoras Nacionales europeas, de acuerdo con el artículo 5.2(a) del Reglamento EB.

Las ofertas del producto mFRR recibidas por el operador del sistema eléctrico peninsular español (OS) de los participantes habilitados como proveedores del servicio de reservas de regulación terciaria, según el apartado 7 de este procedimiento, y validadas de acuerdo con lo establecido en el anexo I de este procedimiento serán puestas a disposición de la plataforma mFRR por el OS para su activación. Los proveedores conectados en el sistema eléctrico peninsular español recibirán a su vez del OS la información necesaria para la activación de la energía de balance correspondiente al producto mFRR y su correspondiente liquidación.

Sin perjuicio de lo anterior, el OS aplicará el algoritmo de asignación de ofertas de regulación terciaria a nivel local, según se recoge en el anexo II de este documento, hasta que sea comunicado por el OS a través de su página web, la gestión del producto mFRR mediante la plataforma europea MARI. Así mismo, el algoritmo de asignación de ofertas de regulación terciaria a nivel local será utilizado como mecanismo de respaldo en caso de indisponibilidad o fallo con la plataforma europea, o cuando se activen ofertas de regulación terciaria a nivel local. Dichas situaciones serán comunicadas a los participantes en el mercado.

#### *5. Proveedores del servicio de regulación terciaria (mFRR)*

Podrán participar en este servicio todas aquellas unidades de programación conectadas al sistema eléctrico peninsular español que cumplan los requisitos recogidos en 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.

Las unidades de programación que estuvieran habilitadas en el servicio de regulación terciaria el día inmediato anterior al del inicio de la participación del sistema eléctrico español en la plataforma europea de mFRR, se considerarán ya habilitadas para la provisión del servicio de reservas de regulación terciaria, siéndoles no obstante de aplicación las condiciones de repetición de pruebas recogidas en el P.O 3.8. La habilitación de nuevas unidades de programación para el producto mFRR seguirá lo descrito en el procedimiento de operación por el que se establecen las pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos gestionados por el operador del sistema.

## 6. *Requerimientos de reserva de regulación terciaria previstos para el día siguiente*

El OS establecerá el valor de la reserva de regulación terciaria mínima necesaria en el sistema para cada período de programación cuarto-horario del día siguiente, conforme al procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

Los requerimientos de reserva de regulación terciaria serán publicados para el día siguiente antes de la hora límite establecida en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación.

En caso de que se detectase que la reserva de regulación terciaria en los diferentes programas dentro del proceso de programación del sistema no permite cubrir los requerimientos necesarios, el OS podrá solicitar, en aplicación del procedimiento de restricciones técnicas, el acoplamiento de grupos térmicos adicionales, para permitir disponer de la reserva de regulación terciaria requerida en el sistema eléctrico peninsular español.

## 7. *Producto mFRR estándar para el intercambio de energías de balance entre sistemas eléctricos*

El producto de mFRR tendrá resolución cuarto-horaria con una duración mínima y máxima del periodo de entrega comprendida entre los 5 y los 30 minutos, según lo dispuesto en el anexo I de este procedimiento de operación.

En el mFRR IF se define el producto mFRR que se utilizará para los intercambios de energías de balance entre sistemas. En el anexo I de este documento se encuentran detalladas dichas características, con las posibles particularidades aplicables en el caso del sistema eléctrico peninsular español.

## 8. *Ofertas del producto mFRR de los proveedores del servicio al OS*

### 8.1 Presentación de ofertas.

Las unidades de programación proveedoras de este servicio presentarán cada día, en los plazos de tiempo fijados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación, la oferta de reserva de regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, para cada uno de los períodos de programación cuarto-horarios del día siguiente.

La reserva de regulación terciaria ofertada deberá ser coherente con la información estructural de la unidad de programación previamente comunicada al OS, así como con la situación particular de las unidades de programación a lo largo del proceso de programación.

Las ofertas de regulación terciaria deberán ser actualizadas de forma continua siempre que se produzcan modificaciones en el proceso de la programación que afecten al volumen ofrecido de reserva de regulación terciaria de las unidades de programación proveedoras de este servicio, y en particular, cuando existan indisponibilidades que afecten a la reserva de regulación terciaria de una unidad de programación.

El período para la actualización de las ofertas de regulación terciaria correspondientes a cada período de programación cuarto-horario finalizará 25 minutos antes del inicio del horizonte de programación cuarto-horario inmediato siguiente según se define en el artículo 8 del mFRR IF.

### 8.2 Tipos de ofertas.

Las ofertas de regulación terciaria incorporarán, para cada período de programación cuarto-horario, la reserva de regulación terciaria ofertada, tanto a subir como a bajar, en MW, y el precio de la energía correspondiente, en €/MWh.

Los participantes del mercado proveedores del servicio podrán enviar ofertas de regulación terciaria de tipo directo o programado. Las ofertas de tipo directo podrán ser

asignadas mediante activaciones programadas o directas, mientras que las ofertas de tipo programado quedarán restringidas únicamente a las activaciones programadas.

Atendiendo a criterios de divisibilidad de los bloques, las ofertas podrán ser de tipo completamente divisible, divisible e indivisible. Además, podrán presentar características complejas (exclusividad, multiparte), conforme a lo indicado en el mFRR IF, una vez el OS comunique la gestión del producto mFRR mediante la plataforma europea MARI.

Asimismo, existe la posibilidad de establecer condiciones ligadas entre periodos cuarto-horarios con las siguientes opciones:

– Enlace técnico (Technical Linkage): Enlaza ofertas de distintos periodos cuarto-horarios impidiendo que una misma oferta se active dos veces. Una oferta para un periodo cuarto-horario no estará disponible si la oferta enlazada en el cuarto de hora anterior fue asignada en una activación directa. Solo se permite una oferta por periodo cuarto-horario con el mismo valor del enlace.

– Enlace condicional (Conditional Linkage): Una oferta para un periodo cuarto-horario puede estar disponible o no para su activación, dependiendo de si las ofertas enlazadas en los dos periodos cuarto-horarios anteriores fueron activadas o no. El participante en el mercado proveedor del servicio puede comunicar las siguientes opciones:

- No disponible si la oferta vinculada es activada/rechazada.
- No disponible si la oferta vinculada es asignada en una activación programada/directa.
- No disponible para una activación directa si la oferta vinculada es asignada en una activación directa/programada.
- Disponible si la oferta vinculada es activada/rechazada.
- Disponible si la oferta vinculada es asignada en una activación programada/directa.
- Disponible para una activación directa si la oferta vinculada es asignada en una activación directa/programada.

Las últimas tres opciones de enlace condicional no estarán habilitadas hasta la fecha que el OS comunique, a través de su página web, la conexión a la plataforma de balance mFRR.

Las ofertas de regulación terciaria deberán respetar los límites técnicos de precios establecidos en los mensajes de envío de ofertas que forman parte de la documentación técnica de intercambio de información PM-OS, en la que se encuentran detallados, asimismo, los formatos y tipos de oferta de regulación terciaria.

En el anexo I de este procedimiento de operación se resumen los principales criterios de validación de ofertas que son aplicados en las distintas fases del proceso de asignación.

## 9. Intercambios de información asociados al proceso de activación de energías de balance mFRR

### 9.1 Capacidad disponible en las interconexiones internacionales.

El OS comunicará y mantendrá actualizada, en todo momento, los valores de la capacidad de intercambio disponibles en las interconexiones internacionales para su consideración en el proceso de asignación de ofertas llevado a cabo por la plataforma europea para la gestión del producto mFRR, tal y como establece en el mFRR IF.

Desde el momento en el que el OS establezca su conexión al módulo transversal de gestión de la capacidad en horizonte de balance (CMM, por *Capacity Management Module*), de acuerdo con lo establecido en mFRR IF, el OS realizará el envío a dicho módulo de la información sobre la capacidad de intercambio disponible correspondiente para cada interconexión intracomunitaria.

No obstante, el OS seguirá manteniendo la comunicación con la plataforma europea de activación del producto de energía mFRR de la información correspondiente a la

capacidad de intercambio disponible en las interconexiones internacionales, para su utilización como mecanismo de respaldo en caso de indisponibilidad o fallo de la comunicación entre CMM y la plataforma europea.

9.2 Ofertas de energías de balance de tipo mFRR de los proveedores del servicio validadas por el OS.

Según lo establecido en el mFRR IF, el operador del sistema eléctrico español pondrá a disposición de la plataforma europea de mFRR las ofertas de energías de balance del producto mFRR presentadas por los proveedores del servicio, una vez validadas por el OS de acuerdo con lo establecido en el anexo I, respetando los plazos de tiempo establecidos a nivel europeo en el mFRR IF.

9.3 Necesidades de energía de terciaria del sistema eléctrico.

Las necesidades de balance que se pondrán a disposición del algoritmo de asignación de ofertas de regulación terciaria podrán estar definidas como necesidades inelásticas y/o necesidades elásticas, llevando asociadas las necesidades elásticas un precio límite para la asignación del volumen de necesidad correspondiente, precio que será establecido mediante la aplicación de la metodología para la utilización las necesidades elásticas en el sistema eléctrico español, según se establece en el anexo III de este procedimiento.

El OS informará mensualmente a la CNMC del uso de necesidades elásticas en el proceso de asignación de la energía de regulación terciaria.

9.4 Resultados de la activación de ofertas del producto mFRR por la plataforma europea.

Tras la recepción de la información relativa al resultado del proceso de asignación desde la plataforma europea de mFRR y, con una antelación no inferior a 12,5 minutos respecto al punto de máximo nivel de suministro para aquellos proveedores que adicionalmente estén también participando en el servicio de regulación secundaria y de 7,5 minutos respecto al inicio del periodo de suministro para el resto de proveedores, el OS comunicará a los proveedores del servicio de mFRR la información relativa a la activación de sus ofertas en los formatos establecidos en el documento de intercambios de información entre los participantes en el mercado y el operador del sistema.

En caso de que por una incidencia en la plataforma europea de mFRR no se reciban los resultados de la activación de ofertas del producto mFRR, las necesidades del sistema eléctrico español serán cubiertas mediante otros mecanismos.

9.5 Actualización de la programación de los intercambios de energía en las interconexiones internacionales.

El establecimiento de programas transfronterizos de mFRR entre los operadores de los sistemas eléctricos interconectados dará lugar a una actualización de los programas de intercambio de energía eléctrica en las interconexiones internacionales del sistema eléctrico peninsular español con los respectivos sistemas eléctricos vecinos interconectados.

Una vez haya finalizado el proceso de casación en la plataforma europea y se hayan establecido los programas de intercambio de energías de balance correspondientes al producto mFRR en las interconexiones del sistema eléctrico español, éstos tendrán carácter firme.

## 10. Mecanismo excepcional de resolución

En los casos en los que, por razones de emergencia, ausencia de ofertas por fuerza mayor, o de otra índole no prevista o controlable, no sea posible la asignación de ofertas de regulación terciaria, el OS podrá adoptar las decisiones de programación que

considere más oportunas, en relación con la utilización de la reserva de regulación disponible en el sistema, justificando posteriormente sus actuaciones ante los participantes del mercado afectados y ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio de la retribución a la que hubiera lugar por la citada prestación del servicio y por las modificaciones de los programas de las unidades de programación que fuesen necesarias.

## *11. Control del cumplimiento del servicio de regulación terciaria en tiempo real*

A los efectos de verificación de la capacidad técnica y operativa de los proveedores según lo previsto en el artículo 14 de las Condiciones relativas al balance, el OS comprobará el cumplimiento de la regulación terciaria asignada mediante las telemidas de potencia activa registradas en su sistema de control de energía en tiempo real, verificándose la idoneidad de las respuestas de la unidad de programación, tanto en términos de variación de la potencia, como del cumplimiento del tiempo máximo (12,5 minutos) en el que dicha modificación de potencia debe tener lugar.

## *12. Liquidación de la provisión del servicio*

El tratamiento económico del servicio de regulación terciaria está definido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago de los servicios de ajuste del sistema, si bien quedan establecidos en este procedimiento de operación, los criterios de liquidación a los proveedores de este servicio.

La energía activada del producto mFRR a los BSPs del sistema eléctrico peninsular español, así como los intercambios transfronterizos de energías de balance entre operadores de sistemas eléctricos del producto mFRR, derivados de necesidades de balance de los sistemas, serán valorados al precio marginal del correspondiente periodo cuarto-horario de cada área no congestionada conforme a las metodologías desarrolladas en cumplimiento de los artículos 30 y 50 del Reglamento EB.

En caso de existir congestión en las interconexiones internacionales aflorará una renta de congestión derivada de la asignación común europea realizada por la plataforma de gestión del producto mFRR, correspondiente a la interconexión congestionada.

La liquidación de los intercambios transfronterizos de energías de balance del producto mFRR para el sistema eléctrico peninsular español, se anotará en la cuenta del operador del sistema.

En caso de incidencia en el proceso de activación de energías de balance mFRR en el sistema eléctrico peninsular español, se garantizará la firmeza de los correspondientes intercambios de energía mFRR en las interconexiones internacionales del sistema eléctrico español. La liquidación económica derivada de la garantía de esta firmeza se financiará con cargo a las rentas de congestión de la correspondiente interconexión del sistema eléctrico español.

El saldo mensual resultante de la liquidación de los intercambios transfronterizos de energías de balance programados en cada interconexión y de las rentas de congestión derivadas será liquidado entre el operador del sistema y la entidad de liquidación centralizada que actuará como contraparte entre los operadores de sistema europeos participantes en la plataforma europea de balance de mFRR.

### *12.1 Liquidación de las asignaciones de regulación terciaria.*

La energía de regulación terciaria será valorada al precio marginal de las ofertas de regulación terciaria asignadas en cada período de programación cuarto-horario para cada tipo de activación, distinguiendo la reserva a subir de la reserva a bajar en el caso de las activaciones directas.

### 12.1.1 Activaciones programadas.

Como resultado del proceso de activación programada se obtendrá un precio marginal para cada periodo de programación cuarto-horario.

### 12.1.2 Activaciones directas.

Las asignaciones directas aplican a dos periodos de programación cuarto-horarios, por lo que existirán dos precios marginales correspondientes a cada uno de los periodos de programación cuarto-horario y para cada sentido subir/bajar:

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 realizada en QH0.	Máximo precio de las asignaciones directas a subir en QH0 y de la asignación programada realizada en QH1.
Activaciones a bajar.	Mínimo precio de las asignaciones directas a bajar realizadas en QH0 y de la asignación programada realizada en QH0.	Mínimo precio de las asignaciones directas a bajar en QH0 y de la asignación programada realizada en QH1.

### 12.1.3 Activaciones por aplicación del mecanismo excepcional de resolución.

Las asignaciones de regulación terciaria que, en su caso, pueda aplicar el OS por mecanismo excepcional de resolución (MER) serán valoradas para cada periodo de programación cuarto-horario conforme a los siguientes criterios:

– Asignaciones de terciaria por mecanismo excepcional de resolución a subir:

- En caso de haber existido alguna activación de regulación terciaria previa a subir en el periodo cuarto-horario con precio mayor o igual que cero, el precio de la asignación por MER será igual a 1,15 veces el precio máximo de las activaciones de regulación terciaria a subir en dicho periodo de programación cuarto-horario.

- En caso de que todas las activaciones de regulación terciaria a subir previas del periodo cuarto-horario resulten con precio menor que cero, el precio de la asignación por MER será igual a 0,85 veces el precio máximo de las activaciones de regulación terciaria a subir en dicho periodo de programación cuarto-horario.

- En caso de no haber existido activación en el periodo correspondiente, el precio de la asignación por MER será igual a 1,15 veces el valor medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a subir del mismo periodo de programación cuarto-horario del último mes inmediatamente anterior.

– Asignaciones de terciaria por mecanismo excepcional de resolución a bajar:

- En caso de haber existido alguna activación de regulación terciaria a bajar previa en el periodo cuarto-horario con precio mayor o igual que cero, el precio de la asignación por MER será igual a 0,85 veces el precio mínimo de las activaciones de regulación terciaria a bajar en dicho periodo de programación cuarto-horario.

- En caso de que todas las activaciones de regulación terciaria a bajar previas del periodo cuarto-horario resulten con precio menor que cero, el precio de la asignación por MER será igual a 1,15 veces el precio mínimo de las activaciones de regulación terciaria a bajar en dicho periodo de programación cuarto-horario.

- En caso de no haber existido activación en el periodo correspondiente, el precio de la asignación por MER será igual a 0,85 veces el precio medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a bajar del mismo periodo de programación cuarto-horario del último mes inmediatamente anterior.

### 12.2 Revisión del cumplimiento efectivo del servicio de regulación terciaria.

El OS verificará el cumplimiento del valor del saldo neto de las asignaciones de energías de balance procedentes de reserva de sustitución (RR, por sus siglas en inglés) y regulación terciaria (mFRR) para cada conjunto de unidades de programación del mismo sujeto de liquidación responsable del balance (BRP).

Mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la telemida integrada de potencia activa en tiempo real será utilizada para la liquidación del cumplimiento efectivo del servicio, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

El participante en el mercado podrá comunicar al operador del sistema el desacuerdo con el valor de la integral de telemida de potencia publicado mediante la comunicación de una incidencia sobre la integral de telemida cuarto-horaria del punto afectado como si de una incidencia de medida de energía horaria se tratara, según el procedimiento de operación por el que se establece el cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas.

### 13. Publicación de información

El OS publicará la información relativa al proceso de asignación del producto mFRR con la periodicidad y desglose que se determina en el procedimiento que establece los intercambios de información relativos al proceso de programación.

### 14. Información a la CNMC

El OS informará a la CNMC mensualmente sobre el funcionamiento y resultados de la plataforma MARI, incluyendo todos aquellos aspectos que resulten necesarios para la supervisión de la participación del sistema eléctrico español en dicha plataforma, incluyendo los siguientes aspectos:

- Uso de necesidades elásticas.
- Requerimientos de necesidades de activación de energía de regulación terciaria (mFRR) superiores al volumen de ofertas presentadas.
- Situaciones en las que la plataforma no haya cubierto las necesidades de activación de energía de regulación terciaria (mFRR) solicitadas desde el sistema eléctrico español.
- Número de horas sin participación en las plataformas MARI.

El OS pondrá a disposición de la CNMC la información detallada de ofertas, necesidades y resultados del mercado mFRR en el sistema eléctrico español.

## ANEXO I

### Ofertas de energías de balance de tipo mFRR

#### 1. Principales características generales del producto/oferta mFRR

Modo de activación	Manual
Tipo de activación	Programada o directa
Tiempo de activación (FAT) <sup>1</sup>	12,5 min <sup>1</sup>
Tamaño mínimo de oferta	1 MW
Granularidad	1 MW
Tamaño máximo de oferta	9999 MW

Modo de activación	Manual
Duración mínima del periodo de entrega	5 min
Localización	Área de Control Frecuencia-Potencia (LFC) de España. Conforme a lo establecido en las condiciones de agregación de los BSP en las Condiciones relativas al balance, aprobadas por la CNMC, de acuerdo al artículo 18 del Reglamento EB
Periodo de validez/entrega	Para activaciones programadas, la activación se produce únicamente en el minuto de la activación programada. Para activaciones directas, éstas pueden producirse en cualquier minuto de los siguientes 15 minutos posteriores al minuto de la activación programada.
Resolución del precio de oferta	0,01 €/MWh
Límites al precio de oferta	No se establecen límites a los precios, salvo los límites técnicos correspondientes <sup>2</sup>

<sup>1</sup> El cambio de definición en el FAT de 15 minutos a 12,5 minutos se realizará conforme a lo recogido en el artículo 30 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.

<sup>2</sup> Los límites técnicos corresponden a los formatos de los campos que se establecen en el documento de intercambios de información entre los participantes en el mercado y el operador del sistema. En el caso de los límites técnicos aplicables a los precios, estos coincidirán con los valores armonizados que, en su caso, se establezcan de acuerdo con lo previsto en el apartado 2 del artículo 30 del Reglamento EB.

## 2. Principales características locales del producto/oferta mFRR para aquellos proveedores del servicio de regulación terciaria que participen en el servicio de regulación secundaria

Tiempo de preparación:	2,5 minutos.
Tiempo de rampa:	10 minutos.
Tiempo de desactivación:	10 minutos.
Duración máxima del periodo de entrega:	5 min para activaciones programadas. 20 in para activaciones directas.

## 3. Criterios de validación de las ofertas de reserva de regulación terciaria

La participación en el servicio de regulación terciaria por parte de los proveedores del servicio se llevará a cabo a través del envío de ofertas para distintos periodos de programación cuarto-horarios por parte de las unidades de programación habilitadas para la prestación del servicio.

La oferta de regulación terciaria de una UP estará formada por el conjunto de bloques de volumen ofertado MW, precio €/MWh, sentido subir/bajar, tipo de oferta y posibilidad de establecer condiciones ligadas entre periodos.

Las ofertas presentadas por los participantes del mercado mediante sus unidades de programación para la prestación del servicio complementario de regulación terciaria serán sometidas a los siguientes criterios de validación:

3.1 Validaciones aplicadas a las ofertas de regulación terciaria en el momento de recepción.

– La oferta deberá ser enviada por el participante del mercado asociado a la unidad de programación proveedora del servicio de regulación terciaria a la que corresponde la oferta.

– La oferta deberá ser enviada antes de la finalización del plazo para el envío de ofertas para cada periodo de programación cuarto-horario.

– Todas las ofertas recibidas de los PM deberán tener una duración de 15 minutos, aunque las ofertas directas podrán ser activadas hasta en dos periodos de programación consecutivos, si son asignadas en activaciones directas.

– Sólo se admitirá una oferta por unidad de programación y periodo para cada fecha de convocatoria. De esta forma, si para una misma fecha de convocatoria y periodo se envía más de una vez una oferta para una misma unidad de programación, la última información sustituirá a la anterior. En caso de enviar una anulación (potencia máxima 0), no deberá ser enviado ninguno de los identificadores de enlace de ofertas.

– El período de tiempo que cubre la oferta deberá estar incluido en el horizonte de la convocatoria abierta vigente en el momento de recepción de la oferta, es decir, sólo se permitirá enviar ofertas para periodos cuarto-horarios futuros correspondientes al día del envío, y a partir de las 12h00, también para periodos cuarto-horarios correspondientes al día siguiente, teniendo en cuenta que cada mensaje solo puede aplicar a un día.

– Si la oferta es divisible se deberá informar de la potencia mínima. En este tipo de ofertas divisibles, la potencia máxima deberá ser superior a la mínima. En ofertas indivisibles, si se informa de la potencia mínima, ésta deberá ser igual a la potencia máxima.

– Sólo se permitirán 30 bloques de oferta por cada UP e intervalo de 15 minutos, con independencia del sentido. Si se reciben más de 30 bloques para una UP e intervalo, el sistema rechazará todos los bloques de las ofertas para esa UP e intervalo.

– Se rechazarán ofertas recibidas de un mismo PM si contienen diferentes bloques con el mismo precio y sentido por UP e intervalo.

– Las ofertas de regulación terciaria deberán respetar los límites técnicos de precios establecidos en la documentación técnica de intercambio de información PM-OS.

En caso de incumplimiento de alguno de los criterios de validación anteriormente expuestos, la oferta será rechazada.

Asimismo, las ofertas exclusivas podrán ser rechazadas en el caso de recibirse un número significativamente elevado de las mismas que pudiera interferir en el correcto funcionamiento del algoritmo de la plataforma. El OS informará de esta circunstancia por los medios habituales.

El detalle de las validaciones aplicadas a las ofertas de regulación terciaria en el momento de su recepción se encuentra establecido en la documentación técnica de intercambio de información PM-OS.

### 3.2 Validaciones aplicadas a las ofertas de regulación terciaria previas a la asignación de las ofertas.

Las comprobaciones que se realizarán antes del envío de las ofertas a la plataforma para su asignación son las siguientes.

#### 3.2.1 Activaciones programadas:

– La oferta de terciaria respetará todos los límites por seguridad establecidos sobre las unidades de programación.

– La oferta de terciaria respetará las comunicaciones de indisponibilidad de las unidades de programación.

– La oferta de terciaria respetará los límites de potencia máxima o de potencia contratada de las unidades de programación proveedoras del servicio.

– La oferta a bajar de unidades de programación de entregas de energía deberá ser igual o inferior a su programa de generación, mientras que la oferta a subir de las unidades de programación para la toma de energía deberá ser inferior o igual que su programa de adquisición.

Cuando un bloque de oferta incumpla alguno de estos límites, el bloque será tratado en función del tipo de oferta:

- Si el bloque es de tipo completamente divisible, será truncado hasta el punto en que deje de violar el límite.
- Si el bloque es de tipo indivisible, será rechazado.
- Si el bloque es de tipo divisible, será rechazado si alguno de los límites afecta a su potencia mínima; en caso contrario, será truncado hasta el punto de que deje de violar el límite.
- Si el bloque pertenece a una oferta compleja, se rechazan todos los bloques de la oferta compleja en ese periodo de programación.

### 3.2.2 Activaciones directas:

En las activaciones directas, al poder efectuarse asignaciones de duración superior a un período de programación cuarto-horario, el OS hará su mejor esfuerzo para aplicar la validación, que tendrá en cuenta el perfil de potencia de la unidad de programación.

Así, se aplicarán sobre la oferta las mismas validaciones que las descritas para las activaciones programadas, aplicadas sobre dos periodos cuarto-horarios consecutivos correspondientes al periodo de programación cuarto-horario en el que se inicia la activación programada y el siguiente.

Sin perjuicio de lo anterior, el BSP será responsable del envío de ofertas directas viables.

## ANEXO II

### Algoritmo local de asignación de ofertas de regulación terciaria

#### 1. Características generales del algoritmo de asignación

Las características generales de este algoritmo de asignación de ofertas de regulación terciaria para activaciones directas y programadas son las siguientes:

- El algoritmo realiza asignaciones de ofertas de regulación terciaria de potencia (MW), no de energía.
- El algoritmo realiza asignaciones de duración igual o superior a un período de programación cuarto-horario:

- En caso de activaciones programadas, la asignación se realiza para un periodo de entrega de duración de 15 min para aquellos proveedores habilitados en regulación terciaria únicamente y de 5 min para aquellos proveedores que participen, además, en el servicio de regulación secundaria, coincidente con un periodo de programación cuarto-horario.

- En el caso de activaciones directas, la asignación se realiza con las ofertas correspondientes a un determinado periodo cuarto-horario, abarcando el periodo comprendido entre el minuto de inicio de la activación de dicho periodo de programación cuarto-horario y el final del periodo cuarto-horario siguiente.

- Se trata de un proceso de asignación meramente económico, basado en la obtención de la solución que cubra el requisito solicitado al mínimo coste, teniendo en cuenta las ofertas válidas existentes en el momento de proceder a su asignación, conforme a las validaciones descritas en el anexo I de este procedimiento de operación.

- Como resultado del proceso de asignación se obtiene para cada tipo de activación un precio marginal de la asignación de ofertas en cada período de programación cuarto-horario que viene determinado por el precio de la oferta de precio más elevado (o de menor precio, si se trata de regulación terciaria a bajar) que haya sido asignada de forma parcial o total en dicho período de programación cuarto-horario.

El algoritmo local de asignación de ofertas de regulación terciaria tendrá un tratamiento simplificado de las ofertas exclusivas respecto al tratamiento dado a este tipo de ofertas en la plataforma europea de mFRR. Durante el proceso de asignación, el algoritmo local no evaluará de nuevo la disponibilidad de aquellos bloques rechazados cuando, como consecuencia de la asignación de un bloque exclusivo, se desasigne el bloque exclusivo anterior relacionado.

## 2. Construcción de las escaleras de ofertas de regulación terciaria a subir y a bajar

El procedimiento utilizado en el proceso de asignación de ofertas se basa, en primer lugar, en la construcción de una lista ordenada por precio de oferta con todos los bloques válidos que ofertan en el período de programación cuarto-horario en cuestión por sentido de la oferta (escaleras separadas de terciaria a subir y a bajar).

– El criterio de ordenación depende del sentido de la oferta (subir/bajar): los bloques que ofertan reserva de regulación terciaria a subir se ordenan de menor a mayor precio y los que ofertan reserva de regulación terciaria a bajar se ordenan de mayor a menor precio de oferta.

– En el caso de activaciones directas, las ofertas de tipo programado no estarán disponibles para su asignación. En el caso de activaciones programadas, ambos tipos de ofertas estarán disponibles para su activación.

– Ofertas con condiciones ligadas entre periodos cuarto-horarios. En función del resultado de activaciones previas, determinados bloques de ofertas estarán o no disponibles en las escaleras de ofertas a subir/bajar para las activaciones programadas y directas de un determinado periodo de programación cuarto-horario.

– Si existen varios bloques de oferta con el mismo precio, éstos se ordenarán: en primer lugar, los bloques completamente divisibles, después, los bloques divisibles e indivisibles, ordenados de menor a mayor conforme al volumen de los bloques divisibles hasta su potencia mínima y de los bloques indivisibles, y, finalmente, en caso de igualdad en los grupos anteriores, por orden de llegada de los ficheros de oferta.

## 3. Activación programada

El OS, teniendo en cuenta las necesidades de balance del sistema, realizará una asignación programada sobre la correspondiente escalera de ofertas de regulación terciaria (subir o bajar) para un periodo de programación cuarto-horario.

En caso de que el punto de corte corresponda con un bloque de tipo indivisible o con el bloque comprendido entre el cero y la potencia mínima de un bloque divisible, el algoritmo rechazará esta oferta y pasará a la siguiente, por lo que, en estos casos, se contempla la existencia de ofertas no asignadas cuyo precio sea inferior/superior al precio marginal de la correspondiente asignación a subir/bajar.

Sin perjuicio de lo anterior, al objeto de minimizar el volumen de ofertas no asignadas por este motivo, cuando se produzcan este tipo de situaciones, el algoritmo identificará y elegirá la solución de menor coste entre las siguientes:

1. Solución que cumple estrictamente el requerimiento inicial solicitado.
2. Solución que contempla una variación de un  $\pm 10\%$  del requerimiento inicial solicitado, con un máximo de  $\pm 100$  MW.

Como resultado del proceso de asignación programada se obtiene un precio marginal de la asignación de ofertas programadas en cada período de programación cuarto-horario que viene determinado por el precio de la oferta programada de precio más elevado (o de menor precio, si se trata de reserva de regulación terciaria a bajar) que haya sido asignada de forma parcial o total en dicho período de programación.

#### 4. Activaciones directas

En función de las necesidades del sistema, el OS podrá asimismo realizar una o varias activaciones directas a subir o a bajar en cada periodo de programación cuarto-horario.

En caso de que una determinada activación directa se produzca en el mismo sentido que una asignación anterior (programada o directa), se realizará la asignación en la correspondiente escalera desde el punto en el que quedó en la asignación previa, teniendo en cuenta que las ofertas de tipo programado no estarán disponibles para la asignación directa, además de las variaciones en la escalera determinadas por las ofertas condicionadas enviadas por los participantes en el mercado. Si en anteriores asignaciones se hubiera rechazado algún bloque indivisible o divisible con potencia mínima mayor que cero, estos bloques volverán a formar parte de la escalera.

En caso de que la activación directa en un determinado sentido no se produzca en el mismo sentido de una asignación anterior (programada o directa), se utilizará la escalera del sentido correspondiente desde el principio (no se producirán desasignaciones de lo asignado previamente), teniendo en cuenta que las ofertas de tipo programado no estarán disponibles para la asignación directa, además de las variaciones en la escalera determinadas por las ofertas condicionadas enviadas por los participantes en el mercado.

En caso de que el punto de corte corresponda con un bloque de tipo indivisible o con el bloque comprendido entre el cero y la potencia mínima de un bloque divisible, el algoritmo seguirá los mismos criterios de asignación que para la activación programada.

Para cada asignación directa se obtendrá un precio de asignación de carácter provisional, quedando determinado el precio definitivo de las asignaciones directas en cada periodo de programación cuarto-horario conforme a lo indicado en el apartado 12.1.2 de este procedimiento de operación, una vez finalizadas todas las asignaciones que afectan a cada periodo de programación, distinguiéndose el sentido de la asignación programada realizada en cada 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.

### ANEXO III

#### Metodología para la utilización de las necesidades elásticas del sistema eléctrico español

[CONFIDENCIAL]

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

###### 1. Objeto

Constituye el objeto de este procedimiento de operación, 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 (OS) en el ámbito del proceso de programación y gestión de los servicios de ajuste del sistema, sin perjuicio de cualquier otra publicación o intercambio de información establecido reglamentariamente.

## 2. *Ámbito de aplicación*

Este procedimiento es de aplicación a:

a) Operador del Sistema (OS).

A efectos de este procedimiento de operación, el OS será el encargado de poner a disposición de los participantes en el mercado la información a la que tengan derecho conforme a los criterios de publicidad establecidos en este procedimiento de operación, realizará propuestas de modificación o de implantación de nuevos intercambios de información y mantendrá los mecanismos y herramientas necesarias para realizar el tratamiento y gestión de dicha información.

b) Gestores de la red de distribución (GRD).

Los gestores de la red de distribución podrán acceder a la información recogida en este procedimiento correspondiente a aquellas instalaciones conectadas a su red. Asimismo, sujeto a la entrada en vigor de la normativa por la que se implementa el Artículo 40.5 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, los GRD podrán tener acceso a dicha información correspondiente a aquellas instalaciones conectadas a su red observable.

c) Participantes en el mercado (PM).

Los participantes en el mercado serán responsables de facilitar al OS toda la información requerida, de acuerdo con los medios establecidos en el presente procedimiento, y de hacer llegar al OS, cualquier posible actualización de la información previamente comunicada. Los PM podrán tener acceso a la información por ellos aportada.

A efectos de las comunicaciones con el OS, los participantes en el mercado serán responsables de depositar en los propios sistemas de información del OS la información recogida en el presente procedimiento, así como de proveer los mecanismos de comunicación necesarios y hacerse cargo de sus costes.

## 3. *Carácter y tratamiento de la información*

Los criterios de publicidad de la información gestionada por el OS sobre los procesos relacionados con el mercado mayorista de electricidad son los establecidos en el Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio, en el informe 1/2001 de la CNE (actual CNMC) sobre las propuestas de modificación de las Reglas de funcionamiento del mercado con objeto de adaptarlas al Real Decreto-Ley 6/2000, en el Escrito de la Dirección General de Política Energética y Minas de fecha 19 de noviembre de 2004 y en lo dispuesto en la regulación europea vigente en relación con la transparencia de la información sobre el mercado mayorista de electricidad. Atendiendo a estos criterios:

– El OS, en el ámbito de su competencia, hará públicos los datos agregados comprensivos de los programas asociados al proceso de programación, volúmenes de indisponibilidades de unidades de programación, resultados y precios de las asignaciones en los servicios de ajuste del sistema, así como, las curvas agregadas de oferta y demanda correspondientes y los valores de capacidades comerciales y programas de intercambio internacional por interconexión.

– El OS hará público los resultados desagregados de los procesos de programación del sistema eléctrico, respetando los plazos que se determinan en este procedimiento de operación.

– El OS, antes de estar obligado a hacerla pública, garantizará el secreto de la información de carácter confidencial puesta a su disposición por los PM, tal y como se establece en el apartado 2k) del artículo 30 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

No obstante, lo anterior, las Autoridades Reguladoras Nacionales podrán disponer de toda la información, con el máximo nivel de detalle, sin aguardar los plazos de confidencialidad para los participantes en el mercado mayorista de electricidad.

La información recibida por los GRD de las instalaciones conectadas a su red o a su red observable, será tratada conforme a los criterios establecidos en la Resolución del 13 de noviembre de 2019 de la CNMC por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el Artículo 40.6 del Reglamento (EU) 2017/1485.

#### 4. Intercambios de información

4.1 Intercambios de información periódicos relevantes en el proceso de programación.

Los datos e intercambios de información que, en el cumplimiento de sus funciones, el OS debe manejar para realizar los procesos de programación y de gestión de los servicios de ajuste del sistema, que posteriormente serán objeto de liquidación en el ámbito del mercado mayorista de electricidad, se realizarán en los sistemas de información del OS.

Estos intercambios de información estarán coordinados, en su caso, con los intercambios de información que el OS deba realizar con otros operadores del sistema, con el operador del mercado (OM) y con otras entidades, en cumplimiento de sus funciones.

Los intercambios de información integrados en el proceso de programación pueden tener carácter periódico, generalmente asociados a un plazo límite de publicación, en los diferentes horizontes de largo plazo, diario, intradiario y tiempo real o carácter eventual, tras la ocurrencia de un evento relevante que requiera la realización de dicho intercambio.

En el anexo I se encuentra el detalle de la información asociada al proceso de programación en el mercado mayorista de electricidad.

4.2 Gestión y modificación de datos estructurales.

Para el correcto funcionamiento de los servicios y procesos gestionados por el OS en relación con los procesos de la programación de la operación del sistema en el mercado mayorista de electricidad es necesario disponer de la información actualizada relativa a:

- Participantes en el mercado (PM).
- Unidades de programación (UP).
- Unidades físicas (UF).
- Proveedor de servicio de regulación secundaria.
- Unidades de Prestación del Servicio de Control de Tensión (UPR).

El alta y/o modificación de la información estructural será solicitada mediante el correspondiente formulario disponible en la Web de acceso privado del OS, debidamente cumplimentado por el PM y acompañado del soporte documental justificativo del cambio.

Una vez revisada la modificación solicitada por el PM, y, en su caso, en coordinación con el OM, el OS comunicará al PM la fecha para la cual se realizará el cambio solicitado, o bien, en su caso, el motivo de la no realización de dicho cambio.

4.3 Acceso a la información por parte de los GRD.

Los GRD podrán acceder a través de los sistemas de información del OS a la información programada disponible de las unidades físicas con localización eléctrica específica y unívoca que integren instalaciones conectadas a su red o a su red observable, de acuerdo con la normativa de aplicación. Dicha información se

desagregará por unidad de programación o unidad física, según corresponda, e incluirá las indisponibilidades de instalaciones.

Asimismo, los GRD podrán acceder a la información estructural para la programación de la operación correspondiente a la información general de las unidades físicas de aquellas instalaciones conectadas a su red o a su red observable, de acuerdo con la normativa de aplicación.

## 5. *Sistemas de información del operador del sistema (SIOS)*

Los datos e intercambios de información del proceso de programación serán gestionados por los Sistemas de Información del Operador del Sistema (SIOS).

Con objeto de garantizar la máxima disponibilidad, los Sistemas de Información del OS serán sistemas redundantes.

Asimismo, aquellos sistemas considerados críticos para el proceso de programación dispondrán de un sistema de respaldo en una localización diferente del sistema principal. El OS informará a los usuarios de los modos de acceso a ambos sistemas, siendo estos usuarios los responsables de disponer de los medios de comunicación con el centro de respaldo utilizando los diferentes modos de acceso definidos por el OS.

### 5.1 Comunicación con los SIOS.

La comunicación entre el OS, los GRD y los PM, y en su caso, entre el OS, el OM u otras entidades participantes en el mercado mayorista de electricidad, así como la divulgación de la información de carácter público, será efectuada desde los SIOS por medios electrónicos de intercambio de información, utilizando en cada momento las tecnologías que sean más adecuadas, dando cumplimiento a los siguientes requisitos técnicos:

- a) Sistema de acceso remoto, rápido, fiable y fácilmente utilizable.
- b) Garantía de confidencialidad absoluta y a toda prueba de la información propiedad de cada PM.
- c) En caso de envíos de mensajes a los Sistemas de Información del OS, existencia de acuse de recibo de cada mensaje recibido, con indicación de fecha y hora.

El OS publicará los medios electrónicos disponibles de intercambio de información y sus características, aquellos nuevos que vayan a ser implementados y los que vayan a ser suspendidos, así como los plazos previstos para ello.

La adopción de nuevos medios electrónicos de intercambio de información, así como la suspensión de la utilización de alguno de los existentes, se comunicará a los usuarios con la suficiente antelación de forma que estos puedan realizar las oportunas modificaciones en sus sistemas de información.

Para la realización de los intercambios de información bidireccionales, el OS dispondrá diversos medios alternativos de uso común para el acceso tanto al sistema principal como al de respaldo, y comunicará a los usuarios los detalles técnicos necesarios para el acceso y los procedimientos de actuación en caso de conmutación entre los dos sistemas.

La instalación, mantenimiento y configuración de los canales de comunicación para acceder al SIOS será responsabilidad y correrá a cargo de los usuarios, salvo acuerdo bilateral expreso contrario. El OS indicará en cada caso las normas y procedimientos aplicables a los equipos a instalar en sus instalaciones.

### 5.2 Servicios de acceso a los sistemas de información del OS.

Los servicios de acceso a los SIOS dependerán del carácter de la información a la que dan acceso.

Según el tipo de información, existirán dos servicios de acceso:

- a) Servicio de acceso público, que no requiere del uso de ningún tipo de certificado.
- b) Servicio de acceso privado, que requerirá el uso de un certificado digital personal otorgado por el OS, o por entidades reconocidas por el OS.

El servicio privado estará reservado únicamente a los participantes en el mercado (PM), al OM, a los GRD, a otros operadores del sistema y a otras entidades involucradas en el proceso de programación del mercado mayorista de electricidad conforme a la normativa vigente.

Los servicios de acceso, tanto privados como públicos utilizarán las tecnologías más adecuadas en cada caso.

Las direcciones electrónicas de los servicios de acceso privado y público serán facilitadas por el OS.

### 5.3 Sistema de seguridad de los servicios de acceso privado a los SIOS.

El sistema de seguridad de los servicios de acceso privado a los SIOS se basa en la utilización de los siguientes elementos:

- a) Canal de comunicación cifrado para asegurar la privacidad de la información intercambiada.
- b) Uso de certificados digitales para la autenticación al realizar las conexiones con el SIOS, la firma de los documentos electrónicos que constituyen los intercambios de información, y garantizar el no repudio de dichos documentos.

Los certificados del apartado b) anterior se emitirán almacenados en un fichero en alguno de los formatos estándar del mercado. El fichero estará protegido por una contraseña para evitar su utilización indebida. Los PM, los GRD y otros sujetos y entidades de mercado mayorista de electricidad podrán solicitar uno o varios certificados digitales.

Será responsabilidad del titular de cada certificado la guarda y custodia del mismo. Asimismo, en caso de robo o extravío deberá comunicar este hecho lo antes posible al OS, para que este proceda a dar de baja, a la mayor brevedad posible, el certificado.

Los certificados digitales serán emitidos por el OS actuando como Autoridad Certificadora. Los usuarios reconocen al OS como Autoridad Certificadora de confianza por el mero hecho de la utilización del certificado digital.

Los certificados digitales se emitirán con fecha de caducidad. Será responsabilidad del usuario del certificado controlar dicha fecha de caducidad y solicitar, en su caso, la renovación del certificado con una antelación no inferior a 5 días laborables respecto a la fecha de caducidad.

Asimismo, será responsabilidad del PM, GRD o entidad de mercado solicitar la anulación de los certificados cuando lo consideren conveniente (por ejemplo, cese de actividad de usuarios responsables de los certificados).

## 6. Formatos de intercambio de información

Los documentos electrónicos intercambiados con los PM, GRD y otros sujetos y entidades del mercado eléctrico, y su contenido, formato y plazos de publicación o recepción por el OS, se describen en un único documento denominado «Intercambio de Información con el Operador del Sistema», organizado en una serie de volúmenes. Estos volúmenes y sus modificaciones serán publicados, con la antelación suficiente antes de su entrada en vigor, en la web dispuesta para este fin por el OS.

Los documentos intercambiados con el Operador del Mercado, y su contenido, formato y plazos de publicación o recepción por el OS, se describen en el documento denominado «Modelo de Ficheros para el Intercambio de Información entre el OS y el OM» acordado conjuntamente por el OS y el OM.

## ANEXO I

## Intercambios de información del proceso de programación

## 1. Información de carácter público comunicada por el OS

## 1.1 Previsión de demanda.

El OS facilitará la siguiente información relativa a la previsión de demanda (incluido el consumo asociado a autoconsumo) del sistema peninsular español con la siguiente periodicidad:

Anualmente: Antes del día quince del mes de diciembre.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Previsiones semanales del año siguiente, indicando valor máximo y mínimo semanal.</li> <li>– Margen de las previsiones para el año siguiente. Esta publicación se realizará con una semana de antelación respecto a las asignaciones de capacidad en horizonte anual.</li> </ul>
Mensualmente: En los primeros quince días del mes anterior a aquél al que se refiere la previsión:	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Previsiones referidas a meses completos.</li> <li>– Previsiones para cada una de las semanas del mes siguiente, indicando valor máximo y mínimo semanal.</li> </ul>
Semanalmente: Cada viernes, al menos dos horas antes del cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario	– Valores máximo y mínimo de demanda prevista para cada uno de los días de la semana natural siguiente.
Diariamente: Al menos dos horas antes respecto a la hora de cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario	– Periodos cuartohorarios del día siguiente.
Horariamente: Cada hora.	– Periodos cuartohorarios, con un horizonte de 30 horas desde la hora de publicación.

Adicionalmente, y de acuerdo con la Circular de la CNMC por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico, el OS realizará y publicará las previsiones de demanda considerando tres niveles de previsión:

Anual: En el mes de diciembre para el siguiente año.	– Predicción de la demanda peninsular anual en el mes de diciembre del año anterior.
Diaria D+1: Antes de las 11:00 (una hora antes del cierre de ofertas al mercado diario).	– Desglose horario.
Intradiaria H+3: Tres horas antes de cada hora del día en curso.	– Horariamente para todas las horas del día en curso.

## 1.2 Previsión producción eólica y solar.

El OS facilitará la información correspondiente a las previsiones de generación (incluida la generación asociada al autoconsumo) eólica y solar térmica y fotovoltaica del sistema peninsular español:

Diariamente: Con una antelación no inferior a las 18h00 CET del día anterior al de suministro.	– Previsión desde el día siguiente y la semana móvil siguiente con resolución cuartohoraria.
Horariamente: Cada hora.	– Previsión desde hora siguiente a la hora de publicación y el período horario final del día siguiente con resolución cuartohoraria.

Adicionalmente, y de acuerdo con la Circular de la CNMC por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico, el OS realizará y publicará las previsiones de eólica y solar fotovoltaica en los siguientes dos niveles de previsión:

Diaria D+1: Antes de las 11:00.	– Predicción diaria de generación peninsular eólica más fotovoltaica para el día siguiente, con desglose horario.
Intradiaria H+3: Tres horas antes de cada hora del día en curso.	– Predicción intradiaria de la generación peninsular eólica más fotovoltaica.

### 1.3 Indisponibilidad de las infraestructuras de transporte.

El OS facilitará, semanalmente, la información actualizada, correspondiente a las fechas de inicio y fin (día y hora) asociadas a indisponibilidades y planes de mantenimiento que modifiquen la capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales en un valor igual o superior a 100 MW y la mantendrá actualizada en caso de producirse modificaciones.

### 1.4 Disponibilidad/indisponibilidad de unidades de generación y demanda.

El OS facilitará la información correspondiente a:

- La generación eléctrica disponible agregada por tipo de producción conforme a las categorías definidas para la generación en el apartado 1.9 de este anexo con periodicidad mensual, para el horizonte semanal, mensual, trimestral y anual.
- Planes de mantenimiento e indisponibilidades.

Mensualmente, dentro de los primeros 10 días de cada mes.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Planes de mantenimiento previstos para el año móvil en:</li> <li>– unidades de programación de potencia neta igual o superior a 200 MW.</li> <li>– unidades de generación y consumo de potencia neta igual o superior a 100 MW.</li> </ul>
Cada hora.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Actualización de los planes de mantenimiento e indisponibilidades comunicadas no previstas de:</li> <li>– unidades de programación de potencia neta igual o superior a 200 MW.</li> <li>– unidades de generación y consumo de potencia neta igual o superior a 100 MW.</li> </ul>

### 1.5 Índice de llenado medio semanal de almacenamiento hidroeléctrico.

El OS publicará semanalmente el índice de llenado medio semanal agregado de todos los depósitos de agua e instalaciones de almacenamiento hidroeléctrico (MWh), correspondiente a la semana anterior, incluyendo la cifra correspondiente a la misma semana del año anterior.

### 1.6 Generación y demanda real.

El OS facilitará, a más tardar, una hora después del periodo de operación la información de tiempo real correspondiente a valores de:

- Demanda real del sistema registrada en tiempo real para cada periodo de programación cuartohorario.
- Entregas de energía en tiempo real para cada periodo de programación cuartohorario de las unidades de generación agregada por tipos de producción conforme a las categorías establecidas en el apartado 1.9 de este anexo.

En el día D+1, estará ya disponible la información correspondiente a las medidas horarias de entregas o tomas de energía de cada una de las unidades de generación, demanda y almacenamiento de potencia neta igual o superior a 100 MW.

1.7 Capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales (NTC, por sus siglas en inglés).

El OS facilitará para cada una de las interconexiones internacionales (Francia, Portugal, Marruecos y Andorra) la siguiente información:

Anualmente: No más tarde del décimo día previo a la fecha de ejecución de las subastas anuales, pero nunca después del 1 de diciembre.	– Valores de capacidad de intercambio previstos para el año siguiente, con resolución horaria, para cada sentido de flujo de potencia.
Mensualmente: No más tarde de las 13:00 horas del tercer día laborable previo a la fecha de ejecución de las subastas mensuales.	– Valores de la capacidad de intercambio previstos para el mes siguiente, con resolución horaria por sentido de flujo de potencia. – Valores de la capacidad de intercambio previstos para el año en curso, con resolución horaria por sentido de flujo de potencia.
Horizonte diario: Antes de la hora límite correspondiente al Plazo de Firmeza Diario de cada día. (Artículo 69 del Reglamento CACM)	– Valores de capacidad de intercambio previstos para el día siguiente, con resolución horaria, para cada sentido de flujo de potencia.
En tiempo real, con al menos una hora de antelación respecto a la apertura del mercado intradiario.	– Cualquier modificación identificada con posterioridad será actualizada en tiempo real para el horizonte de programación que alcanza hasta las 24 horas del día siguiente.

#### 1.8 Subastas explícitas de capacidad.

El OS, o tercero habilitado, facilitará la información correspondiente a las especificaciones y resultados agregados de las subastas coordinadas explícitas de largo plazo en las interconexiones europeas, en la forma y plazos que se establecen en las Reglas HAR (Reglas Armonizadas de Asignación de Capacidad en el largo plazo).

#### 1.9 Programas de generación y consumo.

El OS facilitará los programas correspondientes a los diferentes horizontes de programación, con resolución horaria y cuartohoraria, al menos hasta que se introduzca en los mercados de energía que aplican al sistema eléctrico peninsular español la posibilidad de negociación de periodos cuartohorarios: Programa diario base de funcionamiento (PDBF), Programa diario viable provisional (PDVP) y Programas Finales (PHF y PHFC). El Programa operativo (P48) será publicado con resolución cuartohoraria.

– En el plazo máximo de 90 minutos respecto a los horarios establecidos en el proceso de programación se facilitarán los programas agregados conforme a las categorías definidas en la documentación que detalla los intercambios de información entre OS y PM.

– Transcurrido un mes desde el día de programación, el OS facilitará la información correspondiente a los programas por participante en el mercado.

– A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación.

Adicionalmente, el OS facilitará, el programa operativo (P48) por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación, en el plazo máximo de una hora desde su publicación.

#### 1.10 Programas de intercambio internacionales:

En el plazo máximo de 90 minutos respecto a los horarios establecidos en el proceso de programación, el OS publicará los programas de intercambio internacionales establecidos por los PM en los diferentes horizontes de programación (PDBF, PDVP, PHF, PHFC y P48) por cada una de las interconexiones internacionales como resultado de:

– La participación en los mercados de energía.

- La gestión en las interconexiones en las que no existe un mecanismo coordinado de capacidad.
- La participación en las plataformas europeas de balance.
- La gestión coordinada de congestiones identificadas en las interconexiones en tiempo real y, en su caso, cualquier otro ajuste en tiempo real que modifique los programas de intercambio internacional establecidos por los PM.

Adicionalmente, el OS, o tercero habilitado, facilitará la información correspondiente a:

- Las rentas de congestión procedentes de la gestión de las interconexiones internacionales mediante mecanismos de acoplamiento de mercado o de participación en plataformas de balance con periodicidad diaria, o de subastas explícitas de acuerdo con el calendario de subastas explícitas.
- Antes del último día del mes siguiente al periodo de programación, los costes derivados de las acciones coordinadas de balance o aplicación de redespachos de energía en tiempo real que hayan sido necesarios aplicar para la solución de congestiones en las interconexiones.

#### 1.11 Proceso de solución de restricciones técnicas:

El OS facilitará la información referente al proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF en el plazo máximo de 30 minutos tras la publicación del PDVP, y la información referente al proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real en un plazo máximo de 30 minutos tras el correspondiente periodo de programación cuartohorario:

- Resultados agregados de energía programada por sentido y según los distintos tipos de limitación y precio medio resultante del proceso de la solución de restricciones técnicas en el PDBF y durante la operación en tiempo real.
- Volumen agregado de limitaciones de programa aplicadas.
- Asimismo, el OS facilitará los resultados de energía programada del proceso de la solución de restricciones técnicas en el PDBF y durante la operación en tiempo real:
  - Agregados conforme apartado 1.9 de este anexo, en el plazo máximo de tres días desde el día de programación, incluyendo precios de asignación.
  - Agregados por participante en el mercado, transcurrido un mes desde el día de programación.
  - Por unidad de programación, a los 90 días respecto al día de programación, incluyendo precios de asignación y limitaciones establecidas por seguridad.

#### 1.12 Reserva de regulación secundaria.

Con periodicidad diaria, antes de transcurridos 30 minutos desde la realización del proceso de asignación de reserva de regulación secundaria el OS publicará:

- Los requerimientos de reserva de regulación secundaria del sistema a subir y a bajar para cada periodo de programación cuartohorario para el día siguiente.
- El resultado agregado y precios marginales cuartohorarios de la asignación de reserva de regulación secundaria a subir y a bajar para cada periodo de programación del día siguiente.
- La curva agregada anonimizada de ofertas de banda de regulación secundaria a subir y a bajar.

Asimismo, el OS facilitará los resultados del proceso de asignación de reserva de regulación secundaria:

- Transcurrido un mes desde el día de programación, el OS facilitará la información correspondiente a los resultados por participante en el mercado.

– A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por proveedor de servicio de regulación secundaria, sin nivel alguno de agregación, incluyendo precios de asignación y ofertas de reserva de regulación secundaria.

### 1.13 Energías de balance.

#### 1.13.1 Reservas de sustitución (RR, por sus siglas en inglés).

El OS publicará, a más tardar, 30 minutos después del correspondiente periodo de programación la siguiente información:

- Volumen total de energía de balance tipo RR asignada a los proveedores del servicio del sistema eléctrico peninsular español por la plataforma europea RR.
- Necesidades solicitadas y satisfechas del sistema eléctrico peninsular español, indicando el sentido (subir/bajar) y el tipo de necesidad (inelástica/elástica).
- Precio marginal cuartohorario correspondiente a la activación de energía de balance tipo RR en el área correspondiente al sistema eléctrico peninsular español.
- Requisitos de control de flujo en las interconexiones solicitados desde el sistema eléctrico español para las interconexiones entre Francia - España y Portugal - España.

Asimismo, el OS facilitará los resultados de la asignación de energías de balance RR:

- En el plazo máximo de tres días desde el día de publicación y agregados conforme apartado 1.9 de este anexo, incluyendo precios de asignación.
- Transcurrido un mes desde el día de programación, el OS facilitará la información correspondiente a los resultados por participante en el mercado.
- A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación, incluyendo precios de asignación y ofertas de RR presentadas por los proveedores del servicio del sistema eléctrico peninsular español.

#### 1.13.2 Energía de regulación terciaria (mFRR).

El OS publicará, a más tardar, 30 minutos después del correspondiente periodo de programación cuartohorario la siguiente información:

- Volumen total de energía de regulación terciaria asignada a subir y a bajar.
- La curva agregada anonimizada de ofertas presentadas por los PM de regulación terciaria a subir y a bajar.
- Precios marginales cuartohorarios correspondiente a las activaciones programadas y directas de energía terciaria.

Tras la conexión a la plataforma europea de balance mFRR:

- Volumen total de energía de regulación terciaria a subir y a bajar asignada a los proveedores del servicio del sistema eléctrico peninsular español por la plataforma europea de regulación terciaria.
- Necesidades solicitadas y satisfechas del sistema eléctrico peninsular español, indicando el sentido (subir/bajar), el tipo de necesidad (inelástica/elástica) y tipo de activación (programada/directa). En el caso de las necesidades elásticas, de tipo programado, también se publicará la información del precio asociado.
- Precios marginales cuartohorarios correspondientes a la liquidación de las asignaciones programadas y directas de energía de regulación terciaria en el área correspondiente al sistema eléctrico peninsular español. Los precios marginales resultantes de cada asignación, a partir de los cuales se establece el precio de liquidación, estarán disponibles en la plataforma de transparencia de ENTSO-e para cada periodo de programación cuartohorario.

Asimismo, el OS facilitará los siguientes resultados del proceso de asignación de regulación terciaria:

- En el plazo máximo de tres días desde el día de publicación y agregados conforme apartado 1.9 de este anexo, incluyendo precios de asignación.
- Transcurrido un mes desde el día de programación, el OS facilitará la información correspondiente a los resultados por participante en el mercado.
- A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por unidad de programación, incluyendo precios de asignación y ofertas de regulación terciaria presentadas por los proveedores del servicio del sistema eléctrico peninsular español.

### 1.13.3 Energía de regulación secundaria (aFRR).

El OS publicará, a más tardar, 30 minutos después del correspondiente periodo de programación cuartohorario la siguiente información:

- Volumen total agregado de energía de regulación secundaria y precios medios ponderados a subir y a bajar correspondientes a la asignación del servicio de energía de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español por cuarto de hora.
- Necesidades de energía de regulación secundaria del bloque de control correspondiente al sistema eléctrico peninsular español.

Tras la conexión a la plataforma europea de balance aFRR (PICASSO):

- Volumen total agregado de energía de regulación secundaria a subir y a bajar correspondientes a la asignación del servicio de energía de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español por cuarto de hora.
- Precios medios ponderados a subir y a bajar correspondientes a la asignación del servicio de energía de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español por cuarto de hora calculados teniendo en cuenta el precio marginal determinado por la plataforma europea de balance aFRR (PICASSO). Adicionalmente, estos precios marginales por ciclo de control de energía de regulación secundaria asignada en el sistema eléctrico peninsular español se encontrarán disponibles en la plataforma de transparencia de ENTSO-e.
- Necesidades de energía de regulación secundaria del bloque de control correspondiente al sistema eléctrico peninsular español.

Asimismo, el OS facilitará los siguientes resultados con agregación cuartohoraria del proceso de asignación de regulación secundaria:

- Transcurrido un mes desde el día de programación, el OS facilitará la información correspondiente a los resultados por participante del mercado del sistema eléctrico peninsular español.
- A los 90 días respecto al día de programación, toda la información será pública por proveedor del servicio de balance, incluyendo precios medios ponderados de asignación y ofertas de regulación secundaria presentadas por los proveedores del servicio del sistema eléctrico peninsular español.

El primer día laborable siguiente al día D, el OS publicará:

- Volumen de energía compensada de importación y exportación del sistema peninsular español por aplicación del proceso de compensación de desequilibrios en la plataforma europea de IN.

Mensualmente, el OS publicará:

- Precios cuartohorarios del proceso de IN de aplicación al bloque de control peninsular español calculados por la plataforma europea de IN.

## 1.14 Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

El OS facilitará la siguiente información a más tardar, 30 minutos después del correspondiente periodo de programación, la siguiente información:

– Volumen de demanda interrumpible (potencia activa que se podría dejar de consumir por los proveedores del servicio de interrumpibilidad en el caso de la aplicación de una orden de reducción de potencial).

– Tras cada activación del servicio de interrumpibilidad, el OS hará pública la información de volumen de recurso interrumpible solicitado por aplicación de interrumpibilidad (MWh), desglosado por los siguientes criterios:

- Por criterios económicos.
- Por criterios técnicos.
- A efectos de comprobación del funcionamiento efectivo del servicio.

## 1.15 Desvíos.

El OS, antes de transcurridos 30 minutos desde el periodo de liquidación del desvío, facilitará la siguiente información:

- Energía de balance neta del sistema.
- Precio del desvío a subir y a bajar.

## 1.16 Enlace sistema eléctrico peninsular-sistema eléctrico balear.

– La capacidad programable del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear, actualizada en tiempo real.

– Resultado agregado del programa de entrega de energía a través del enlace Península-Baleares en los diferentes horizontes de programación (programas PDBF, PDVP, PHF y P48).

– Resultado agregado de los redespachos aplicados en tiempo real sobre el programa de entrega de energía a través del enlace Península-Baleares.

## 2. Información confidencial

2.1 Información por unidad de programación que deviene a pública transcurridos los plazos de confidencialidad.

El OS comunicará a cada participante en el mercado, de forma confidencial, la información correspondiente a sus unidades programación, en los plazos indicados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación resultante de dichos procesos:

– Subastas de capacidad de contratos bilaterales en interconexiones en las que no existe un mecanismo coordinado de capacidad.

– Programación de la operación del sistema en el mercado mayorista de electricidad (programas PDBF, PDVP, PHF y PHFC publicados por el OS).

– Asignaciones y redespachos de los diferentes servicios de ajuste del sistema.

Asimismo, pondrá a disposición cada uno de los PM, en los plazos indicados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación, toda la información confidencial de sus unidades de programación, enviada por PM al OS e integrada correctamente en los SIOS:

- Contratos bilaterales.
- Cambios de programa entre BRP.
- Ofertas presentadas en los diferentes servicios de ajuste del sistema.

- Desvíos comunicados y redespachos por indisponibilidad en tiempo real.
- Desgloses de programa en unidades físicas.

Los titulares de unidades de producción compartidas que no sean responsables del envío de ofertas para la participación de la unidad de programación en los mercados de servicios de ajuste del sistema tendrán acceso a la información del resultado de la participación de dichas unidades de producción en los mercados de servicios de ajuste del sistema, pero no se les comunicará la información de las correspondientes ofertas presentadas a estos mercados.

La información contenida en este apartado, de carácter confidencial, devendrá en pública en aplicación de los plazos establecidos en el apartado 1 de este anexo.

## 2.2 Información de carácter confidencial.

### 2.2.1 Información confidencial por unidad de gestión hidráulica.

El OS pondrá a disposición de cada uno de los participantes en el mercado, en los plazos indicados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación, la información confidencial de sus unidades de gestión hidráulica, enviada por los participantes en el mercado al OS e integrada correctamente en los SIOS correspondiente a:

- Potencias hidráulicas máximas y valores mínimos por unidad de programación.

### 2.2.2 Situación de la red de transporte.

Con periodicidad diaria, antes del cierre de ofertas al mercado diario, los participantes en el mercado dispondrán de la información actualizada sobre la situación de la red de transporte.

### 2.2.3 Casos PSS/E.

Los casos PSS/E (software para el análisis de sistemas eléctricos de potencia) utilizados para los análisis de restricciones técnicas del PDBF serán puestos a disposición de los participantes en el mercado y de los GRD antes de transcurridos tres días hábiles desde el día de programación.

## **P.O.14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema**

### *1. Objeto*

El objeto de este procedimiento de operación es establecer las condiciones generales de los procesos del operador del sistema de liquidación y de comunicación de los cobros y pagos y gestión de garantías establecidos en los puntos j), m) y n), y en su caso ac), del apartado 2 del artículo 30 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

#### 1.1 Procesos de liquidación.

Los procesos de liquidación comprenden las siguientes actividades:

- Admisión, suspensión y baja de la participación en el mercado mayorista de electricidad.
- Obtención y actualización de los datos de los participantes en el mercado.
- Cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago.

El operador del sistema llevará a cabo las actividades del proceso de liquidación del Mercado conforme a la normativa vigente y a lo establecido en los procedimientos de operación, en particular en los siguientes:

PO 14.2 Admisión de participantes en el mercado y datos necesarios durante su participación.

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

PO 14.6 Liquidación de intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado.

PO 14.8 Sujeto de Liquidación de las instalaciones de producción y de las instalaciones de autoconsumo.

## 1.2 Procesos de comunicación de cobros y pagos y gestión de garantías.

Los procesos de comunicación de cobros y pagos y gestión de las garantías comprenden las siguientes actividades:

- Registro de las anotaciones en cuenta.
- Cálculo y gestión de las garantías de pago.
- Expedición de facturas, cobros y pagos.

El operador del sistema llevará a cabo estas actividades conforme a la normativa vigente, al calendario establecido en el apartado 6 de este procedimiento y a lo establecido en los procedimientos de operación siguientes:

PO 14.3 Garantías de pago.

PO 14.7 Expedición de facturas, cobros y pagos.

## 2. *Ámbito de aplicación y definiciones*

### 2.1 *Ámbito de aplicación.*

Este procedimiento de operación es de aplicación a los participantes en el mercado, a los sujetos de liquidación responsables del balance (BRP, por sus siglas en inglés), a los proveedores de servicios de balance (BSP, por sus siglas en inglés) y al operador del sistema.

Este procedimiento es de aplicación al operador del mercado en lo referente a la admisión, suspensión o baja de Agentes del Mercado Diario como consecuencia respectivamente de la admisión, suspensión o baja de participantes en el mercado.

### 2.2 *Referencias y definiciones.*

Las referencias a Reglamento (UE) 2019/943 se entenderán como referidas al Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

Las referencias a Circular 3/2019 se entenderán como referidas a 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.

Las referencias a Mercado se entenderán como referidas al «Mercado mayorista de electricidad» definido en el artículo 1 de la Circular 3/2019 como «el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica».

De acuerdo con establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y 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, el mercado mayorista de electricidad se estructura en mercados a plazo, organizados y no organizados, mercado

diario, mercado intradiario, mercado de ajuste, entendidos estos como los servicios de no frecuencia y servicios de balance del sistema, necesarios para garantizar un suministro adecuado al consumidor, incluyendo la resolución de restricciones técnicas».

Las referencias a Ministerio en este procedimiento se entenderán como referidas al Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, o al que cada momento ostente la competencia en materia de energía.

Las referencias a CNMC en este procedimiento se entenderán como referidas a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia.

Las referencias a Condiciones del Balance se entenderán como referidas a 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 Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las referencias a Reglamento EB en este procedimiento se entenderán como referidas al Reglamento (UE) 2017/2195 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico.

Las referencias a BSP de aFRR en este procedimiento de operación se entenderán como referidas al Proveedor del servicio de regulación secundaria.

«Participante en el mercado»: persona física o jurídica que está generando, comprando o vendiendo 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 ordenes de negociación, en uno o varios de los mercados de la electricidad, entre ellos los mercados de la energía de balance. Definición 25) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

«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. Definición 14) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Responsabilidad en materia de balance»: todos los participantes del mercado serán responsables de los desvíos que causen en el sistema («responsabilidad de balance»). A tal fin, los participantes del mercado serán sujetos de liquidación responsables del balance o delegarán contractualmente su responsabilidad en un sujeto de liquidación responsable del balance de su elección. Cada sujeto de liquidación responsable del balance responderá financieramente de los desvíos y se esforzará por lograr el equilibrio o por contribuir a que el sistema eléctrico esté en equilibrio. Artículo 5 del Reglamento (UE) 2019/943.

«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.

«Proveedor del servicio de regulación secundaria»: agrupación de unidades de programación habilitadas para prestar el servicio de regulación secundaria conforme a la definición establecida en las Condiciones relativas al balance.

«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 el procedimiento de operación 3.1.

«Unidad de liquidación específica de BRP»: es la unidad instrumental de anotación de desvíos del BRP.

Los horarios mencionados en este procedimiento están referidos a la Hora Central Europea CET (Central European Time) o CEST (Central European Summer Time).

### 3. Participación en el Mercado

#### 3.1 Admisión para participar en el Mercado.

Los participantes en el mercado deberán observar los requisitos establecidos en el PO 14.2 en lo relativo a información necesaria para la participación, los requisitos de prestación de garantías de pago establecidos en el PO 14.3 y, en su caso, los requisitos y procedimientos establecidos en el PO 14.8.

Los representantes que actúen por cuenta de cualquier participante a los efectos de su participación en el mercado deberán acreditar la representación en el proceso de admisión según lo establecido en el artículo 5.2 de la Ley 39/2015, indicando si ostentan:

**Representación directa:** cuando el representante actúe en nombre ajeno y por cuenta ajena. En este caso, el representado será el único obligado al pago del importe de la factura de la liquidación y, en su caso, el único con derecho al cobro de la misma. El representado deberá prestar las garantías que se le requiera por ser la entidad que comporta la condición de deudor y, como tal, el único obligado al pago de la deuda devengada en la liquidación.

**Representación indirecta:** cuando el representante actúe en nombre propio, pero por cuenta ajena. En este caso, el representante será el sujeto obligado al pago del importe de la factura de la liquidación y, en su caso, con derecho al cobro de la misma. La garantía deberá prestarla el representante. Se considerará siempre al representante como el titular de las garantías a todos los efectos, y específicamente en el caso de ejecución de la garantía en caso de incumplimiento del representante.

En cada momento, un participante solamente podrá acreditar a un único representante.

### 3.2 Designación del Sujeto de Liquidación Responsable del balance (BRP).

Conforme al artículo 5 del Reglamento (UE) 2019/94, todos los participantes del mercado deben ser responsables financieros de los desvíos que causen en el sistema o delegar contractualmente esta responsabilidad en un BRP de su elección.

En el caso de que la unidad de programación sea de propiedad compartida y participe en el Mercado a través de sus copropietarios o de representación directa, se considerará a todos los efectos como «único BRP» a cada uno de los copropietarios en la proporción que corresponda a su porcentaje de propiedad. A efectos de los procedimientos de operación de liquidaciones se entenderá por unidades de propiedad compartida a las constituidas como Agrupación de Interés Económico (AIE).

El artículo 16 de las Condiciones del Balance establece los criterios para definir la responsabilidad del balance de cada conexión de forma que se evite cualquier hueco o solape en la responsabilidad del balance de los distintos participantes en el mercado que presten servicio en esa conexión, como exige el artículo 18.6.a del Reglamento EB. Al establecer la responsabilidad de cada conexión, se establece la responsabilidad del balance de cada unidad de programación. Cada unidad de programación estará asignadas en cada momento a un único BRP.

a) Cada comercializador y cada consumidor directo puede delegar contractualmente su responsabilidad como BRP de sus unidades de programación a otro BRP con sólo una de las siguientes opciones:

– Al BRP al que ha designado como representante en el Mercado en modalidad de representación indirecta. Cada comercializador y cada consumidor directo delega contractualmente la responsabilidad como BRP en su representante en modalidad indirecta.

– Al comercializador al que ha designado contractualmente mediante un contrato bilateral con responsabilidad de gestión única entre comercializadoras.

– Al BRP al que ha designado contractualmente como responsable del balance frente al operador del sistema.

El BRP que ha sido designado con alguna de las opciones anteriores no puede, a su vez, delegar en un tercero su responsabilidad como BRP.

b) Cada instalación de producción, hibridación o almacenamiento que forme parte de un BSP de aFRR delega contractualmente en el titular del BSP de aFRR su responsabilidad del balance, en virtud del acuerdo de pertenencia BSP de aFRR que hayan firmado entre las partes. El titular de la instalación de producción, hibridación o almacenamiento no puede delegar dicha responsabilidad en otro BRP distinto.

c) Cada instalación de producción, hibridación o almacenamiento que no forme parte de un BSP de aFRR puede delegar contractualmente su responsabilidad como BRP de sus unidades de programación a otro BRP en las condiciones establecidas en el PO 14.8:

– BRP al que ha designado como representante en el Mercado en modalidad de representación indirecta. Cada titular delega contractualmente la responsabilidad como BRP en su representante en modalidad indirecta.

– Comercializador con el que ha firmado un contrato de comercialización de la energía vertida por la instalación.

– BRP al que ha designado contractualmente como responsable del balance frente al operador del sistema. En el caso de hibridación, todas las instalaciones que la componen deben designar al mismo BRP.

El BRP que ha sido designado con alguna de las modalidades anteriores no puede, a su vez, delegar en un tercero su responsabilidad como BRP.

d) El titular o representante del BSP de aFRR será el BRP de todas las unidades de programación que la componen y no puede delegar su responsabilidad a otro BRP.

El BRP, responsable financiero de los desvíos, será asimismo el responsable de los pagos, de los cobros y de la prestación de las garantías de pago que se deriven de la participación en el Mercado de la unidad de programación o BSP de aFRR, en particular de los derechos de cobro y obligaciones de pago por la energía asignada para la resolución de restricciones técnicas y de otros conceptos cuya liquidación se ha asignado al operador del sistema que se establecen en el PO 14.4.

### 3.3 Cambios durante la participación en el Mercado.

El BRP o, en su caso, el participante en el mercado, deberá comunicar al operador del sistema cualquier cambio en los datos requeridos para su participación en el Mercado conforme a lo establecido en el PO 14.2 y, en su caso, en el PO 14.8.

El BRP no podrá transferir a un tercero sus derechos y obligaciones como BRP sin conocimiento del operador del sistema. En caso de cambio de la entidad legal del BRP como consecuencia de fusiones, absorciones u otras operaciones, estará obligado a comunicar al operador del sistema el cambio con la mayor prontitud y, en todo caso, antes de diez días hábiles de que el cambio tenga efecto legal.

El participante en el mercado que actúe como representante de otros no podrá transferir su representación a otro participante en el mercado. En caso de cambio de la entidad legal del representante como consecuencia de fusiones, absorciones u otras operaciones, el representante estará obligado a comunicar al operador del sistema el cambio con la mayor prontitud y, en todo caso, antes de diez días hábiles de que el cambio tenga efecto legal.

### 3.4 Suspensión de la participación en el mercado.

Desde el inicio de su participación en el Mercado, el participante en el mercado deberá cumplir en todo momento las condiciones de admisión; en caso de incumplimiento de alguna de ellas, el operador del sistema informará de las condiciones incumplidas, comunicándolo al Ministerio y a la CNMC a los efectos de lo dispuesto en el artículo 19(11) de la Circular 3/2019 y, en su caso, del artículo 47 de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico.

El incumplimiento de la obligación de pago o del deber de prestación de las garantías requeridas en cada momento podrá ser causa de suspensión provisional de acuerdo con lo establecido en los PO 14.7 y 14.3.

El incumplimiento de las obligaciones de información al operador del sistema de los datos necesarios para su participación en el Mercado podrá ser causa de suspensión provisional cuando de dicho incumplimiento se deriven o puedan derivarse errores o perjuicios en el proceso de liquidación.

La suspensión del participante en el mercado supondrá de forma automática la suspensión del mismo como Agente del Mercado Diario; a tal efecto, el operador del sistema comunicará la suspensión y los motivos de la misma al operador del mercado.

En todo caso, la suspensión, sea del tipo que sea, no eximirá al participante en el mercado o al BRP en el que haya delegado la responsabilidad del balance del cumplimiento de las obligaciones de pago pendientes derivadas de su participación en el Mercado.

La suspensión de un participante en el mercado o del BRP en el que haya delegado la responsabilidad del balance supondrá automáticamente la suspensión de dicha delegación durante el periodo de suspensión.

### 3.5 Baja de la participación en el mercado.

El participante en el mercado podrá solicitar la baja de su participación con los medios habilitados a tal efecto por el operador del sistema.

Los consumidores directos que dejen de comprar la energía para sus suministros en el mercado y pasen a ser suministrados por un comercializador deberán solicitar su baja como participantes de mercado.

El operador del sistema podrá solicitar la baja al operador del mercado de aquellos comercializadores o consumidores directos para lo que se haya recibido el traslado del Ministerio del cese de actividad. Así mismo, podrá solicitar la baja de los consumidores directos que hayan contratado el suministro con un comercializador.

Si un mismo participante en el mercado participa realizando distintas actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, deberá presentar una solicitud de baja de forma separada para cada actividad.

El participante en el mercado deberá notificar en la solicitud la fecha en la que desea finalizar su participación.

La baja del participante en el mercado supondrá la baja del mismo como Agente del Mercado Diario, a tal efecto el operador del sistema coordinará la baja con el operador del mercado y la comunicará al Ministerio y a la CNMC.

En todo caso, la baja no eximirá al participante en el mercado o al BRP en el que haya delegado la responsabilidad del balance del cumplimiento de las obligaciones de pago pendientes derivadas de su participación en el Mercado.

## 4. Condiciones del proceso de liquidación

### 4.1 Confidencialidad.

La información sobre las anotaciones en cuenta de cada participante en el mercado será confidencial para el resto de participantes. El operador del sistema podrá publicar información agregada de todos los participantes, o de agrupaciones de ellos, sin necesidad de consentimiento de los mismos, cuya información sea objeto de la agregación.

Una vez transcurrido el periodo de confidencialidad, en la liquidación Intermedia provisional del mes M se publicarán las cuotas de producción y demanda por BRP.

Los datos relativos a la actividad del participante en el mercado del que sean requeridos al operador del sistema por la CNMC y por los organismos competentes de la Administración serán facilitados sin necesidad de consentimiento del mismo.

En caso de que el operador del sistema habilite a un tercero para realizar las actividades que le autorice la normativa vigente, comunicará al Tercero Autorizado los datos que resulten necesarios para realizar sus actividades sin necesidad de consentimiento. El Tercero Autorizado comunicará al operador del sistema la información que éste le requiera sobre la actuación del BRP en las actividades que desempeñe el Tercero Autorizado sin necesidad de consentimiento del mismo.

Los datos del participante en el mercado no podrán ser revelados a otros terceros, diferentes de los anteriormente indicados, sin el consentimiento expreso del mismo

excepto en lo dispuesto en la normativa del Mercado referente a la información de carácter público, en cuyo caso la información se hará pública de acuerdo con la normativa vigente sin necesidad de consentimiento expreso.

#### 4.2 Comunicaciones.

Las comunicaciones se realizarán a las personas y direcciones que figuren en la base de datos de BRP a través de los medios y formatos que para cada actividad del proceso de liquidación determine el operador del sistema. En caso de indisponibilidad de los medios habituales, el operador del sistema indicará los medios alternativos.

A efectos del cómputo de los plazos establecidos con relación a las comunicaciones entre el BRP y el operador del sistema, se considerará como fecha de comunicación el día hábil en que se reciba la comunicación o, en su caso, el primer día hábil siguiente a la fecha de recepción de la comunicación. Las comunicaciones recibidas a partir de las 15:00 se considerarán como recibidas el siguiente día hábil.

#### 4.3 Reclamaciones.

El BRP de cada participante, y en su caso el representante en nombre ajeno, será el único autorizado para presentar reclamaciones a las anotaciones en su cuenta en los plazos establecidos en el calendario del proceso de liquidación. Las reclamaciones se presentarán utilizando los medios establecidos por el operador del sistema.

El BRP podrá establecer el carácter confidencial o público de la reclamación presentada, pudiendo cambiar en cualquier momento del proceso de resolución de la reclamación dicho carácter. Las reclamaciones públicas serán puestas a disposición del resto de BRP.

El operador del sistema dispondrá de cinco días hábiles para resolver la reclamación presentada.

En caso de que la reclamación haya sido resuelta como estimada quedará cerrada y entendida la conformidad del que la presentó.

En caso de que la reclamación haya sido resuelta como desestimada, el BRP dispondrá de cinco días hábiles para aportar información adicional sobre la misma. En este caso, el operador del sistema dispondrá de tres días hábiles para comunicar la resolución final de la reclamación al BRP que la presentó. En ambos casos se podrá disponer de un mayor plazo previa justificación.

En caso de que la reclamación haya sido resuelta finalmente como desestimada, el BRP dispondrá 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 BRP 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 30.3 de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

#### 4.4 Régimen del proceso de liquidación.

El operador del sistema no responderá de las consecuencias de las actuaciones en las que intervengan los BRP 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 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 e energía eléctrica ni de los riesgos derivados del funcionamiento del mismo.

El operador del sistema podrá elaborar guías para la eficaz utilización por los BRP de los sistemas informáticos que requiera el proceso de liquidación y de la información puesta a su disposición a través de dichos sistemas.

## 5. Registro de anotaciones en cuenta

El operador del sistema tendrá un Registro de Anotaciones en Cuenta donde llevará a cabo una anotación en la cuenta del BRP correspondiente a cada uno de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago de cada unidad de programación, unidad de liquidación específica de BRP y unidad de BSP de aFRR en cada periodo de programación.

El Registro de Anotaciones en Cuenta contendrá, como mínimo, la siguiente información sobre cada transacción anotada:

- Fecha de la transacción.
- Periodo horario de programación.
- Segmento de mercado de la anotación: tipo servicio de ajuste, otros.
- Identificación como derecho de cobro o como obligación de pago.
- Código que identifica la anotación de manera que permita al BRP determinar de manera inequívoca la fórmula de cálculo que se ha aplicado en la anotación.
- Código de la unidad de programación, unidad de liquidación específica de BRP o de unidad de BSP de aFRR.
  - En su caso, número de contrato bilateral de la unidad de programación.
  - Energía o potencia que se valora en MWh o MW respectivamente con la precisión que se establezca en el procedimiento de operación donde se determina el procedimiento de asignación de la energía o potencia. En el caso de anotaciones que sean resultado de reparto de costes o de valoraciones adicionales, se indicará el valor de la magnitud que ha servido para establecer la cuota de reparto o la valoración adicional.
    - Sentido de la energía anotada.
    - Precio en euros por MWh o en euros por MW.
    - Cuantía anotada, en euros con dos decimales.
    - BRP.
    - Representado, si el participante es un representante en cualquiera de las modalidades.
      - Representante en nombre ajeno, en su caso.
      - Número de facturación en la que factura la anotación según el calendario de liquidación.
      - Fecha y hora de registro de la anotación.

El Registro de Anotaciones en Cuenta de cada BRP será puesto a disposición del mismo, en los términos y plazos descritos en el calendario del proceso de liquidación.

## 6. Calendario del proceso de liquidación

Para cada mes M tendrán lugar los siguientes procesos de liquidación:

- En el mes M, la Liquidación Inicial Provisional Primera.
- En el mes M+1, la Liquidación Inicial Provisional Segunda.
- En el mes siguiente al Cierre intermedio establecido en el procedimiento de operación P.O. 10.5, la Liquidación Intermedia Provisional.
- En el mes siguiente al cierre provisional de medidas, la Liquidación Final Provisional.
- En el mes siguiente al cierre definitivo de medidas, la Liquidación Final Definitiva.

En el caso de que el cierre de medidas se publique antes del décimo día natural del mes, la liquidación correspondiente tendrá lugar en el mismo mes.

El operador del sistema podrá adaptar el calendario de liquidaciones cuando los procedimientos de medidas cambien el calendario de publicación de medidas, para mantener la coherencia entre ambos.

Las medidas a considerar en cada liquidación serán las que se indican en los apartados siguientes. En caso de ausencia de medidas se aplicará lo dispuesto en el procedimiento de operación 14.4.

Los cobros y pagos de la Inicial Provisional Primera, de la Liquidación Final Provisional y de la Liquidación Final Definitiva que tengan lugar en el mismo mes, se realizarán en la misma fecha. Los cobros y pagos de la Inicial Provisional Segunda y de la Liquidación Intermedia Provisional que tengan lugar en el mismo mes, se realizarán en la misma fecha. En todo caso, los cobros y pagos de las liquidaciones facturadas en el mes de diciembre se realizarán dentro del mismo mes, respetando los plazos entre la expedición de facturas y los pagos y cobros.

En el caso de que las liquidaciones mensuales recojan nuevas informaciones sobre programas o precios no incluidos en las liquidaciones anteriores, el operador del sistema lo comunicará a los BRP.

En cada liquidación el operador del sistema declarará como definitivas las anotaciones cuyas cuantías no estén afectadas por información pendiente de publicar o por reclamaciones pendientes de resolver o pendientes de considerar. El resto de anotaciones, en su caso, se declararán como facturadas provisionalmente a cuenta.

Si con posterioridad a la expedición de facturas de una liquidación apareciera una nueva información o cualquier otra circunstancia que afectará a las cuantías de anotaciones facturadas como definitivas, el operador del sistema revisará la calificación de las mismas que pasarán a ser facturadas como provisionales a cuenta comunicándolo a los BRP.

Las anotaciones facturadas como definitivas o como provisionales en cada una de las liquidaciones permanecerán en el Registro de Anotaciones en Cuenta como mínimo el tiempo fijado en la legislación sobre la conservación de facturas, no siendo suprimidas por liquidaciones posteriores.

## 6.1 Liquidación Inicial Provisional.

La Liquidación Inicial Provisional de un mes natural se realizará en las dos fases quincenales siguientes:

- Liquidación Inicial Provisional Primera de los días 1 al 15, que dará lugar a una facturación.
- Liquidación Inicial Provisional Segunda del mes completo, que dará lugar a una facturación por diferencias respecto a la Liquidación Inicial Provisional Primera.

La Liquidación Inicial Provisional Segunda incluirá las nuevas informaciones de la primera quincena que pudieran estar disponibles tras la facturación de la Liquidación Inicial Provisional Primera.

El operador del sistema podrá incrementar la frecuencia del proceso de liquidación estableciendo en el proceso de Liquidación Inicial Provisional un horizonte semanal, diario o cualquier otro. El Operador del Sistema comunicará a los participantes en el mercado, al Ministerio y a la CNMC, con tres meses de antelación, el calendario de liquidación adaptado al nuevo horizonte.

En la Liquidación Inicial Provisional solamente se tendrán en cuenta medidas procedentes de equipos de medida de interconexiones internacionales, de instalaciones peninsulares de producción, de consumo de bombeo que cumplan los requisitos del PO 10.5.

En la Liquidación Inicial Provisional Segunda adicionalmente se considerarán medidas de consumo tipo 1, 2 y 3 de participantes acogidos a la liquidación potestativa, según el apartado 6.6 de este procedimiento.

La secuencia de operaciones de la Liquidación Inicial Provisional será la siguiente:

- (a) Segundo día hábil posterior al día D del mes M.

El operador del sistema calculará y anotará los derechos de cobro y las obligaciones de pago correspondientes al día D con la información disponible. Se calcularán y anotarán igualmente los derechos de cobro y las obligaciones de pago correspondientes

a los días del mes M anteriores al día D con la nueva información disponible sobre dichos días.

El operador del sistema pondrá a disposición de cada BRP el Registro de Anotaciones en su Cuenta mediante copia electrónica del mismo y junto con la información imprescindible para que el BRP pueda comprobar las cuantías anotadas, respetando la normativa vigente de confidencialidad.

Quedará abierto el plazo de reclamaciones sobre las cuantías anotadas u omitidas en el Registro de Anotaciones en Cuenta correspondientes a los días del mes M hasta el día D, permaneciendo dicho plazo abierto hasta el día de cierre de reclamaciones de la Liquidación Final Definitiva del mes M.

En el caso de que los cálculos de días anteriores al día D recojan nuevas informaciones sobre programas o precios, el operador del sistema lo comunicará a los BRP junto con el cálculo del día D.

(b) Segundo día hábil posterior al día 15 del mes M.

Antes de las 15:00, se realizará la publicación de avance del Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a los días 1 al 15 con los derechos de cobro y las obligaciones de pago calculados con la información disponible hasta las 10:00.

(c) Quinto día hábil posterior al día 15 del mes M.

Antes de las 15:00, se realizará la publicación de cierre del Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a los días 1 al 15 con los derechos de cobro y las obligaciones de pago calculados con la información disponible hasta las 10:00.

Si existen reclamaciones a las cuantías anotadas u omitidas que hayan sido estimadas y su cálculo sea factible antes de las 10:00, se calcularán los derechos de cobro y las obligaciones de pago afectados. Las reclamaciones pendientes, en su caso, y las estimadas cuyo cálculo no sea factible antes de las 10:00 serán tenidas en cuenta en la siguiente liquidación.

(d) Sexto día hábil posterior al día 15 del mes M.

El operador del sistema expedirá las facturas correspondientes a la Liquidación Inicial Provisional Primera y comunicará las notas de abono o cargo de cada BRP.

(e) Noveno día hábil posterior al día 15 del mes M.

Se realizarán los pagos de los BRP deudores al operador del sistema y los pagos del operador del sistema a los BRP acreedores según el procedimiento descrito en el PO 14.7.

(f) Tercer día hábil posterior al último día del mes M.

Antes de las 15:00, se realizará la última publicación de avance del Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a los días del mes con los derechos de cobro y las obligaciones de pago calculados con la información disponible hasta las 10:00.

(g) Séptimo día hábil del mes M+1.

En caso de disponer de nueva información respecto a la utilizada para la publicación del tercer día hábil, se calcularán los derechos de cobro y las obligaciones de pago con la nueva información disponible hasta las 10:00.

Independientemente de que el cálculo de medida en punto frontera del Concentrador Principal se efectúe el quinto día hábil del mes siguiente con todas las prelación existentes, dichos valores de energía no se utilizarán para realizar la Liquidación Inicial Provisional si no proceden de equipos registradores que cumplan con el procedimiento de operación 10.5.

Antes de las 15:00, se realizará la publicación de cierre del Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a todos los días del mes con los derechos de cobro y las obligaciones de pago calculados con la información disponible hasta las 10:00.

Si existen reclamaciones a las cuantías anotadas u omitidas que hayan sido estimadas y su cálculo sea factible antes de las 10:00, se calcularán los derechos de cobro y las obligaciones de pago afectados. Las reclamaciones pendientes, en su caso, y las estimadas cuyo cálculo no sea factible antes de las 10:00 serán tenidas en cuenta en la siguiente liquidación.

En el caso de que los cálculos recojan nuevas informaciones sobre programas o precios del mes, el operador del sistema lo comunicará a los BRP.

Se realizará la publicación de cierre del Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a todos los días del mes M para la facturación del mes M.

Se cerrará el Registro de Anotaciones en Cuenta correspondiente a los días del mes con el fin de proceder a la primera expedición de facturas del mes completo.

(h) Octavo día hábil del mes M+1.

El operador del sistema expedirá las facturas rectificativas por diferencias respecto a la expedición de facturas correspondiente a la Liquidación Inicial Provisional Primera y comunicará las notas de abono o cargo a cada BRP.

(i) Undécimo día hábil del mes M+1.

Se realizarán los pagos de los BRP deudores al operador del sistema y los pagos del operador del sistema a los BRP acreedores según el procedimiento descrito en el PO 14.7.

## 6.2 Liquidación Intermedia Provisional.

El Registro de Anotaciones en Cuenta para todos los días del mes M se volverá a abrir tras la publicación del cierre intermedio de medidas establecido en el P.O.10.5, con el fin de realizar la Liquidación Intermedia Provisional.

En el caso de que la medida mensual elevada a barras de central del conjunto de unidades de comercialización o de consumidor directo de un BRP sea inferior al 90 % de su programa final mensual, se utilizará, a efectos de la liquidación, el programa horario de liquidación de sus unidades, como valor de medida horaria en barras de central. Al solo efecto de aplicar el criterio del 90 %, la elevación a barras de central se realizará con la última previsión mensual de coeficientes de pérdidas del apartado 2.b) de la disposición adicional cuarta del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. La diferencia horaria entre el programa y la medida en punto frontera minorará las pérdidas de las redes a efectos del cálculo del coeficiente de ajuste horario K real definido en el anexo II del PO 14.4.

La liquidación del resto de unidades de comercializadores y consumidores directos se realizará con la medida elevada a barras de central conforme a lo dispuesto en el anexo III mencionado y en la normativa reguladora de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

El operador del sistema publicará el calendario de las operaciones de la Liquidación Intermedia Provisional respetando los plazos entre operaciones establecidos para la Liquidación Inicial Provisional Segunda. El operador del sistema procederá a la expedición de las facturas rectificativas por diferencias respecto a la expedición de facturas correspondiente a las liquidaciones anteriores y comunicará las notas de abono o cargo a cada BRP.

### 6.3 Liquidación Final Provisional.

El Registro de Anotaciones en Cuenta para todos los días del mes M se volverá a abrir el mes siguiente a la publicación por el concentrador principal del cierre provisional de medidas del mes M.

El operador del sistema publicará el calendario de las operaciones de la Liquidación Final Provisional respetando los plazos entre operaciones establecidos para la Liquidación Inicial Provisional Primera. El operador del sistema procederá a la expedición de las facturas rectificativas por diferencias respecto a las expediciones de facturas correspondientes a las liquidaciones anteriores y comunicará las notas de abono o cargo a cada BRP.

### 6.4 Liquidación Final Definitiva.

El Registro de Anotaciones en Cuenta para todos los días del mes M se volverá a abrir el mes siguiente a la publicación por el concentrador principal del cierre definitivo de medidas del mes M tras la resolución de objeciones.

El operador del sistema publicará el calendario de las operaciones de la Liquidación Final Definitiva respetando los plazos entre operaciones establecidos para la Liquidación Inicial Provisional Primera y respetando los plazos de reclamaciones establecidos en el apartado 4.3 de este procedimiento.

El operador del sistema procederá a la expedición de las facturas rectificativas por diferencias respecto a las expediciones de facturas correspondientes a las liquidaciones anteriores y comunicará las notas de abono o cargo a cada BRP.

Una vez que se hayan resuelto las reclamaciones pendientes, el operador del sistema declarará todas las anotaciones en cuenta como definitivas y cerrará definitivamente el Registro de Anotaciones en Cuenta para dicho mes M. No se realizarán nuevas liquidaciones del mes M aunque aparezcan nuevas informaciones con posterioridad al cierre de la Liquidación Final Definitiva salvo lo establecido en el apartado 6.5.2.

### 6.5 Liquidación Excepcional.

#### 6.5.1 Liquidación Excepcional por suspensión o baja de un BRP.

Si un BRP queda suspendido temporal o definitivamente de su participación en el Mercado por incumplimiento de su obligación de pago, por no prestar sus garantías de pago, por estar incurso en un procedimiento concursal, por baja de su participación en el Mercado o por cualquier causa análoga, el operador del sistema podrá realizar una Liquidación Excepcional para proceder al cierre definitivo del Registro de Anotaciones en Cuenta del BRP correspondientes a todos los meses pendientes con la mayor prontitud posible. A tal efecto, el operador del sistema podrá establecer un mecanismo excepcional para proceder al cierre definitivo de las medidas correspondientes al Sujeto. El operador del sistema justificará dicho mecanismo ante los sujetos afectados y la CNMC.

#### 6.5.2 Liquidación Excepcional Post-Final por error material.

Si tras el cierre definitivo del Registro de Anotaciones en Cuenta para el mes M, el operador del sistema detecta un error material en el proceso de la liquidación de dicho mes, se realizará una Liquidación Excepcional Post-Final corrigiendo el error material siempre que el error material sea de tal naturaleza que no podía haber sido detectado por ningún BRP, que el total de las cuantías anotadas afectadas sea superior a la milésima parte del total de las cuantías anotadas del mes M y que no haya transcurrido un año desde el cierre definitivo del Registro de Anotaciones en Cuenta para el mes M. En caso de realizarse esta Liquidación Excepcional Post-Final, se utilizaría la información disponible aparecida con posterioridad al cierre de la Liquidación Final.

### 6.5.3 Liquidación Excepcional por otros motivos.

En el caso en que, por razones de urgencia o por indisponibilidad de los sistemas informáticos de gestión, por fuerza mayor u otra causa justificada, no sea posible realizar una liquidación en los plazos o con los criterios previstos en los procedimientos de operación, el operador del sistema podrá adoptar las decisiones que considere más oportunas, retrasando la liquidación o estableciendo criterios transitorios para una liquidación excepcional. El operador del sistema justificará sus actuaciones a posteriori ante los sujetos afectados y la CNMC. En el caso de realizarse una liquidación excepcional con criterios transitorios, la liquidación normal, con los criterios previstos en los procedimientos de operación, se realizará tan pronto como se solucionen las causas que justificaron la excepcionalidad.

### 6.6 Liquidación potestativa del desvío del consumo de clientes tipo 1, 2 y 3.

Los BRP que adquieran energía para clientes con puntos frontera de tipo 1,2 y 3 podrán solicitar al operador del sistema, para cada una de sus unidades de programación, la liquidación provisional de los desvíos horarios del consumo en barras de central de estos clientes en la Liquidación Inicial Provisional Segunda en las condiciones establecidas en el apartado 6.6.1.

La elevación a barras de central se realizará con la última previsión mensual de coeficientes de pérdidas del apartado 2.b) de la disposición adicional cuarta del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

#### 6.6.1 Condiciones de la liquidación potestativa.

Los requisitos necesarios para realizar la liquidación potestativa del mes M en la Liquidación Inicial Provisional Segunda son los siguientes:

- a) La comunicación al operador del sistema del porcentaje del programa final de cada hora del mes M que corresponde al consumo previsto en barras de central en la hora de los clientes de tipo 1, 2 y 3. Los porcentajes anteriores se actualizarán al menos semanalmente y deberá estar comunicados para todas las horas del mes M antes del tercer día hábil del mes M+1.
- b) La comunicación de los Encargados de la Lectura al Concentrador Principal de más del 90 % de los valores horarios de medidas del mes M de los puntos frontera de los clientes de tipo 1,2 y 3 del participante en el mercado.
- c) La realización de las comunicaciones del participante en el mercado en el formato electrónico y con la frecuencia establecidos por el operador del sistema antes del tercer día hábil del mes M+1.

Sin perjuicio de lo establecido en el procedimiento de operación 10.11, los Encargados de la Lectura deberán comunicar diariamente al Concentrador Principal la información de medidas de los puntos de tipo 1, 2 y 3 del participante en el mercado con liquidación potestativa.

En el caso de que no se disponga en el Concentrador Principal del 100 % de los valores horarios de medidas del mes M de los puntos frontera de tipo 1, 2 y 3 del participante en el mercado, se multiplicarán todas los valores horarios disponibles por el coeficiente  $k=100/p$  siendo p el porcentaje del número de valores horarios del mes M disponibles en el Concentrador Principal respecto al total esperable de 24 valores diarios por cada día del mes M en el que el punto frontera está asignado al participante en el mercado.

El operador del sistema liquidará el desvío de la cuota del programa correspondiente al consumo en barras de central de los clientes de tipo 1, 2 y 3 conforme a lo dispuesto

en el procedimiento de operación 14.4 para las liquidaciones de desvíos con cierre de medidas de demanda.

En todo caso, el operador del sistema podrá denegar la solicitud de liquidación potestativa de un mes si las medidas disponibles son manifiestamente insuficientes. En particular, podrá denegar la liquidación potestativa en un mes si las medidas de tipo 1, 2 y 3 disponibles, elevadas a barras de central, son inferiores al 90 % de su programa.

#### 6.7 Días inhábiles y festivos de ámbito nacional.

A efectos del proceso de liquidación serán días inhábiles: los sábados, los domingos, los festivos en la plaza de Madrid, el 24 de diciembre, el 31 de diciembre, y los que, hasta un máximo de dos días anuales, determine el operador del sistema.

El operador del sistema pondrá a disposición de los participantes del mercado, antes del inicio de cada año natural, la relación de los días inhábiles que no sean sábados ni domingos.

A efectos del cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago en los que corresponda su aplicación, el operador del sistema pondrá a disposición de los participantes en el mercado, antes del inicio de cada año natural, la relación de los días festivos de ámbito nacional a los que se refiere el anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por el que se establecen las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

### **P.O.14.2 Admisión de participantes en el mercado y datos necesarios durante su participación**

#### *1. Objeto*

El objeto de este procedimiento de operación es establecer el proceso para la admisión de participantes en el mercado mayorista de electricidad y determinar los datos necesarios para su participación en el mismo y, en particular, en el proceso de liquidación.

El operador del sistema gestionará la base de datos de los participantes en el mercado. Este procedimiento establece los mecanismos para la comunicación al operador del sistema de cualquier cambio en dichos datos para mantener la información debidamente actualizada.

#### *2. Ámbito de aplicación*

Este procedimiento de operación es de aplicación a los participantes en el mercado mayorista de electricidad (PM), a los sujetos de liquidación responsables del balance (BRP) y al operador del sistema.

#### *3. Referencias y definiciones*

Las referencias a Reglamento (UE) 2019/943 se entenderán como referidas al Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

Las referencias a Circular 3/2019 se entenderán como referidas a 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.

Las referencias a Mercado se entenderán como referidas al «Mercado mayorista de electricidad» definido en el artículo 1 de la Circular 3/2019 como «el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica».

De acuerdo con lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y 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, el mercado mayorista de electricidad se estructura en mercados a plazo, organizados y no organizados, mercado diario, mercado intradiario, mercado de ajuste, entendidos estos como los servicios de no frecuencia y servicios de balance del sistema, necesarios para garantizar un suministro adecuado al consumidor, incluyendo la resolución de restricciones técnicas».

Las referencias a Ministerio se entenderán como referidas al Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, o al que cada momento ostente la competencia en materia de energía.

Las referencias a CNMC se entenderán como referidas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

«Participante en el mercado»: persona física o jurídica que está generando, comprando o vendiendo 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, entre ellos los mercados de la energía de balance. Definición 25) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

«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. Definición 14) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Proveedor del servicio de regulación secundaria»: agrupación de unidades de programación habilitadas para prestar el servicio de regulación secundaria conforme a la definición establecida en las Condiciones relativas al balance.

«Responsabilidad en materia de balance»: todos los participantes del mercado serán responsables de los desvíos que causen en el sistema («responsabilidad de balance»). A tal fin, los participantes del mercado serán sujetos de liquidación responsables del balance o delegarán contractualmente su responsabilidad en un sujeto de liquidación responsable del balance de su elección. Cada sujeto de liquidación responsable del balance responderá financieramente de los desvíos y se esforzará por lograr el equilibrio o por contribuir a que el sistema eléctrico esté en equilibrio. Artículo 5 del Reglamento (UE) 2019/943.

Según se establece en el PO 14.1, además de responsable financiero de los desvíos de las unidades de programación/zonas de regulación de las que es BRP, será el responsable de los pagos, de los cobros y de la prestación de las garantías de pago que se deriven de la participación en los mercados gestionados por el operador del sistema.

«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 el procedimiento de operación 3.1.

Las referencias a BSP de aFRR en este procedimiento de operación se entenderán como referidas al Proveedor del servicio de regulación secundaria.

#### 4. Admisión de participantes en el mercado

Para la admisión de un participante en el mercado éste deberá remitir al operador del sistema la información y documentación establecida en este procedimiento por los medios establecidos a tal efecto:

- a. Documento acreditativo, con la necesaria fehaciencia, de las facultades del firmante de la solicitud con relación a la entidad que presenta la solicitud.
- b. En su caso, poder notarial de representación otorgado al participante. El poder deberá indicar explícitamente bajo cuál de las dos modalidades de representación, establecidas en el PO 14.1, se le otorga la representación.

c. En su caso, modelo de declaración de contrato de comercialización de energía vertida por la instalación en los términos establecidos en el artículo 24.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

d. En su caso, acreditación de que el solicitante es propietario de instalaciones válidamente inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica o, en el caso de titulares de instalaciones de almacenamiento, los requisitos que se determinen reglamentariamente.

e. En su caso, la comunicación de inicio de la actividad de comercialización o de consumidor directo en mercado al Ministerio según lo establecido en Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

f. En su caso, acreditación de delegación contractual de responsabilidad del balance.

g. Acreditación de la capacidad técnica necesaria para enviar y recibir información a través de los sistemas informáticos del operador del sistema y, en su caso, del Tercero Autorizado. En particular, de que dispone de los medios técnicos necesarios y homologados para realizar las comunicaciones electrónicas y el acceso a los sistemas informáticos que requiera su participación en los procesos del operador del sistema que podrá establecer, a tal efecto, un proceso de pruebas que deberá superar el solicitante.

h. Prestación ante el operador del sistema o, en su caso, ante el Tercero Autorizado, de las garantías por la cuantía establecida conforme a lo dispuesto en el PO 14.3.

i. Documento acreditativo de la disposición de una cuenta bancaria que cumpla las condiciones establecidas en el PO 14.7.

j. Cualquier otra documentación exigible conforme a las leyes y reglamentos aplicables, especialmente la relativa a autorizaciones administrativas y a inscripciones en los Registros Administrativos que sean necesarias.

k. Cualquier otra información debidamente justificada que resulte necesaria para la participación en el Mercado o para la publicación de la liquidación del operador del sistema.

Si un participante en el mercado desea hacerlo en distintas actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, deberá presentar una solicitud de forma separada para cada actividad.

La admisión de un nuevo representante por el operador del sistema supondrá automáticamente la revocación de la representación del anterior representante. El participante representado será el responsable de comunicar al anterior representante el cambio de situación y asumirá los perjuicios causados por el incumplimiento de este deber de información.

La delegación contractual en un nuevo BRP supondrá automáticamente la revocación de la delegación contractual preexistente. El participante que delega contractualmente la responsabilidad en un nuevo BRP será el responsable de comunicar dicho cambio al anterior BRP y asumirá los perjuicios causados por el incumplimiento de este deber de información.

El participante en el mercado deberá indicar en la solicitud la fecha en la que desea iniciar su participación. En cualquier caso, la fecha efectiva de inicio de participación estará condicionada al cumplimiento de todos los requisitos ante el operador del mercado y el operador del sistema.

Una vez verificado el cumplimiento de los requisitos de admisión, el operador del sistema coordinará con el operador del mercado la fecha efectiva de inicio de la participación en el mercado, entendiéndose como tal el primer día natural en cuyos periodos de programación podrá participar.

El operador del sistema gestionará una base de datos de los participantes en el mercado donde figurará la fecha de inicio de la participación de cada uno, en su caso, las fechas de suspensión o de baja. En dicha base de datos figurarán también los datos

necesarios para la participación en el mercado y, en particular, para el proceso de liquidación. El contenido de la base de datos se establece en los siguientes apartados de este procedimiento de operación. La base de datos de participantes en el mercado estará a disposición del Ministerio y de la CNMC. La relación de unidades de programación y de participantes en el mercado será pública.

## 5. *Criterios generales de los datos de participantes*

La relación de datos que se establece en los apartados siguientes podrá ser ampliada o reducida si lo exigiera la participación en el mercado, en el proceso de liquidación, la normativa vigente o el funcionamiento eficaz del proceso de liquidación.

Los participantes en el mercado deberán comunicar al operador del sistema cualquier cambio en los datos descritos en este procedimiento de operación que se produzca durante su permanencia como participante en el mercado. El procedimiento de comunicación y aceptación de cambios en dichos datos se realizará conforme a lo establecido en este procedimiento de operación.

El inicio de aplicación de un dato será las 00:00 horas del primer día natural en el que el dato es de aplicación. El fin de la aplicación de un dato será las 24:00 horas del último día natural completo en que el dato es de aplicación.

No se registrarán cambios en mitad de un día; las partes afectadas deberán establecer un acuerdo económico libremente pactado entre ellas para regularizar las consecuencias económicas de los cambios dentro del día.

El operador del sistema pondrá a disposición de los participantes los medios para notificar los cambios. Estos medios, que podrán ser electrónicos, serán de utilización obligatoria por los participantes en el mercado.

Las notificaciones de altas, bajas o cambios deberán recibirse en el operador del sistema con una antelación mínima de cinco días hábiles a la fecha solicitada de inicio del cambio.

En todo caso, el operador del sistema determinará y comunicará al solicitante del cambio la fecha efectiva del cambio una vez comprobada la validez de las notificaciones y de la documentación requerida.

Salvo comunicación expresa, los cambios se entenderán aplicables desde la fecha efectiva hasta que se comunique un nuevo cambio.

El operador del sistema no será responsable de comunicar los cambios a otros participantes afectados distintos del solicitante. Esta responsabilidad será en todo caso del participante que notifica el cambio.

Los datos de participantes en el mercado correspondientes a cada BRP y utilizados en cada liquidación serán publicados de forma conjunta con la misma.

## 6. *Datos necesarios de los participantes en el mercado*

### 6.1 Datos generales.

La base de datos de participantes en el mercado contendrá la siguiente información relativa a cada participante en el mercado:

- Código de identificación fiscal.
- Código de identificación del participante en el mercado para las comunicaciones con el operador del sistema.
- Razón o denominación social.
- Fecha de inicio de su participación en el Mercado.
- Fecha de fin de su participación en el Mercado.
- En su caso, fechas de inicio y fin de suspensiones, tipo de suspensión y motivo de la misma.
- Domicilio de la sede de actividad o establecimiento que sea relevante para la determinación del régimen de tributación correspondiente.

- Datos de las personas que tienen poder de representación legal.
- Nombre, teléfono y correo electrónico de las personas autorizadas, hasta un máximo de dos, para notificar cambios en los datos del participante, para realizar consultas relacionadas con las anotaciones en cuenta y para realizar reclamaciones a las mismas.
- Nombre, teléfono y correo electrónico de las personas autorizadas, hasta un máximo de dos, para realizar consultas relacionadas con las facturas, los pagos y los cobros, y las garantías de pago.
- Datos de la cuenta bancaria para pagos y cobros.

Las direcciones de correo electrónico serán preferentemente listas de distribución gestionadas por el participante, el cual podrá incluir en las listas las personas que considere oportunas, sin límite ni necesidad de comunicarlo al operador del sistema.

## 7. Datos de las unidades de programación

### 7.1 Datos generales.

La base de datos de participantes en el mercado contendrá la siguiente información relativa a cada unidad de programación.

- Código de la unidad de programación establecido de acuerdo con el P.O 3.1.
- Código de la unidad para información a la CNMC, en su caso.
- Descripción.
- Fecha de inicio de su participación en el Mercado.
- Fecha de fin de su participación en el Mercado.
- Frontera internacional para unidades de importación y exportación.

### 7.2 BRP de la unidad de programación.

La base de datos de participantes en el mercado contendrá la siguiente información relativa al BRP, responsable financiero de los desvíos de cada unidad de programación, y conforme a lo establecido en el PO 14.1, al que se anotaran todos los derechos de cobro y obligaciones de pagos que se derivan de su participación en el Mercado:

- Código de la unidad de programación.
- Código del BRP.
- En su caso, particularidad de delegación de responsabilidad del balance, conforme a lo establecido en el PO 14.1.
- Fecha de inicio de la asignación al BRP.
- Fecha de fin de la asignación al BRP.
- Porcentaje de asignación de la unidad en régimen de propiedad compartida al BRP.

Los cambios de BRP se registrarán de forma automática en la misma fecha del cambio originario.

### 7.3 Representante en nombre ajeno de la unidad de programación.

La base de datos de participantes en el mercado contendrá, en su caso, la siguiente información relativa a la representación en nombre ajeno de la unidad de programación:

- Código del representante.
- Código de la unidad de programación.
- Fecha de inicio de la representación.
- Fecha de fin de la representación.

7.4 BSP de aFRR en la que está integrada una unidad de programación.

La base de datos de participantes en el mercado contendrá, en su caso, la siguiente información relativa a cada unidad de programación integrada en un BSP de aFRR:

- Código de la unidad de programación.
- Código del BSP de aFRR.
- Fecha de inicio de la integración.
- Fecha de fin de la integración.
- Porcentaje de integración de la unidad en la zona.

En todo caso, estos cambios estarán sujetos a lo establecido en los procedimientos de operación de regulación secundaria y en el PO 3.1.

## 8. Datos de BSP de aFRR

La base de datos de participantes en el mercado contendrá la siguiente información relativa a cada BSP de aFRR:

- Código de BSP de aFRR.
- Descripción.
- Fecha de inicio de participación en el Mercado.
- Fecha de fin de participación en el Mercado.
- Código del participante en el mercado propietario del BSP de aFRR.
- Fecha de inicio de la propiedad.
- Fecha de fin de la propiedad.

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

#### I. ASPECTOS GENERALES

##### 1. Objeto

El objeto de este procedimiento es 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, según lo establecido en el procedimiento de operación 14.1. y en los procedimientos de operación relativos a dichos servicios.

Los servicios de ajuste del sistema incluyen:

- a. La resolución de restricciones técnicas establecidas en el procedimiento de operación 3.2.
- b. La activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR) establecida en el procedimiento de operación 3.3.
- c. El servicio de regulación secundaria establecido en el procedimiento de operación 7.2.
- d. El servicio de regulación terciaria establecido en el procedimiento de operación 7.3.
- e. El servicio de respuesta activa de la demanda establecido en el procedimiento de operación 7.5.
- f. Los desvíos entre la medida en barras de central y el programa.

## 2. Ámbito de aplicación, referencias y definiciones

### 2.1 Ámbito de aplicación.

Este procedimiento es de aplicación al operador del sistema y a los participantes en el mercado (PM), a los sujetos de liquidación responsables del balance (BRP, por sus siglas en inglés) y a los proveedores de servicios de balance (BSP, por sus siglas en inglés).

### 2.2 Referencias.

Las referencias a Reglamento (UE) 2019/943 se entenderán como referidas al Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

Las referencias a Circular 3/2019 se entenderán como referidas a 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.

Las referencias a Mercado se entenderán como referidas al «Mercado mayorista de electricidad» definido en el artículo 1 de la Circular 3/2019 como el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

De acuerdo con establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y 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, el mercado mayorista de electricidad se estructura en mercados a plazo, organizados y no organizados, mercado diario, mercado intradiario, mercado de ajuste, entendidos estos como los servicios de no frecuencia y servicios de balance del sistema, necesarios para garantizar un suministro adecuado al consumidor, incluyendo la resolución de restricciones técnicas.

Las referencias a Ministerio se entenderán como referidas al Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, o al que cada momento ostente la competencia en materia de energía.

Las referencias a CNMC se entenderán como referidas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las referencias a Condiciones del Balance se entenderán como referidas a 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 Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las referencias a Condiciones de no frecuencia se entenderán como referidas a las Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español aprobadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las referencias a Reglamento EB en este procedimiento se entenderán como referidas al Reglamento (UE) 2017/2195 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico.

Las referencias a Normas CCFR en este procedimiento se entenderán como referidas a las Normas comunes de liquidación aplicables a los intercambios de energía intencionados derivados del proceso de contención de frecuencia y rampas de variación de potencia conforme a lo previsto en el artículo 50.3 del reglamento (UE) 2017/2195 aprobadas por Resolución de la CNMC de 3 de junio de 2020.

Las referencias a Normas CCU en este procedimiento se entenderán como referidas a las Normas comunes de liquidación aplicables a los intercambios de energía no intencionados conforme a lo previsto en el artículo 51.1 del reglamento (UE) 2017/2195 aprobadas por Resolución de la CNMC de 3 de junio de 2020.

Las referencias a PMD en las fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán como referidas al precio del mercado diario.

Las referencias a BSP de aFRR en este procedimiento de operación se entenderán como referidas al Proveedor del servicio de regulación secundaria.

### 2.3 Definiciones.

«Participante en el mercado»: persona física o jurídica que está generando, comprando o vendiendo 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, entre ellos los mercados de la energía de balance. Definición 25) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

«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. Definición 14) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

«Responsabilidad en materia de balance»: todos los participantes del mercado serán responsables de los desvíos que causen en el sistema («responsabilidad de balance»). A tal fin, los participantes del mercado serán sujetos de liquidación responsables del balance o delegarán contractualmente su responsabilidad en un sujeto de liquidación responsable del balance de su elección. Cada sujeto de liquidación responsable del balance responderá financieramente de los desvíos y se esforzará por lograr el equilibrio o por contribuir a que el sistema eléctrico esté en equilibrio. Artículo 5 del Reglamento (UE) 2019/943.

«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.

«Proveedor del servicio de regulación secundaria»: agrupación de unidades de programación habilitadas para prestar el servicio de regulación secundaria conforme a la definición establecida en las Condiciones relativas al balance.

«Programa en tiempo real (PTR)»: programa instantáneo de potencia activa obtenido a partir de la suma de los programas de las unidades de programación de un proveedor del servicio de regulación secundaria en los mercados previos al servicio de regulación secundaria.

«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 el procedimiento de operación 3.1.

«Programas de intercambio transfronterizos de productos de balance» o «Programas de intercambio RR, mFRR o aFRR»: programas de intercambio establecidos como energía de balance de cada tipo de producto estándar de balance (RR, mFRR o aFRR, por sus siglas en inglés).

«Proceso de compensación de desequilibrios»: proceso Imbalance Netting (IN por sus siglas en inglés).

## 3. Criterios generales

### 3.1 Criterio de signos.

El criterio de signos adoptado en las fórmulas de este procedimiento de operación es el siguiente:

a. La producción e importación de energía tienen signo positivo. El consumo y exportación de energía tienen signo negativo.

b. La energía a subir tiene signo positivo. Se define la energía a subir como los incrementos de producción o importación de energía y las disminuciones de consumo o exportación de energía.

c. La energía a bajar tiene signo negativo. Se define la energía a bajar como las disminuciones de producción o importación de energía y los incrementos de consumo o exportación de energía.

d. Los derechos de cobro tienen signo positivo. Las obligaciones de pago tienen signo negativo.

e. Los derechos de cobro que resulten con signo negativo (debido a precios negativos) se convertirán en obligaciones de pago. Las obligaciones de pago con signo positivo (debido a precios negativos) se convertirán en derechos de cobro.

### 3.2 Magnitudes.

Las magnitudes a las que se hace referencia en los textos y fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán expresadas en las siguientes unidades:

a. Las magnitudes de energía se entenderán expresadas en MWh con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de energía en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.

b. Las magnitudes de potencia se entenderán expresadas en MW con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de potencia en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.

c. Los precios de energía se entenderán expresados en euros por MWh con la precisión con la que se determinen en cada mercado.

d. Los precios de potencia se entenderán expresados en euros por MW con la precisión con la que se determinen en cada mercado.

e. Los porcentajes se entenderán ya divididos por 100.

f. Los derechos de cobro y obligaciones de pago se entenderán expresados en euros con dos decimales, efectuándose, en su caso, el redondeo necesario.

g. Los términos de las fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán referidos a valores de un cuarto de hora, salvo mención expresa en otro sentido.

## II. LIQUIDACIÓN DE LA ENERGÍA DE BALANCE

### *Energía de balance provista por los BSP del sistema eléctrico peninsular*

#### 4. Productos de energía de balance

La energía de balance se asigna a los proveedores de servicios de balance (BSP) a través de los siguientes productos:

(a) Producto de reserva de sustitución «*Replacement Reserve*» (RR).

(b) Regulación terciaria. Se corresponde con el producto de balance «*manual Frequency Restoration Reserve*» (mFRR).

(c) Regulación secundaria. Se corresponde con el producto de balance «*automatic Frequency Restoration Reserve*» (aFRR).

(d) Servicio de respuesta activa de la demanda.

La liquidación de la energía de balance asignada se realiza en cada dirección, a subir y a bajar, al precio marginal de cada servicio según se establece en los apartados 5, 6, 7 y 9.

La liquidación del incumplimiento de la energía neta de balance de RR y regulación terciaria asignada se realiza en cada dirección, a subir y a bajar, según se establece en el apartado 8.

## 5. Energía de balance del producto RR

## 5.1 Energía de balance de producto RR a subir.

a) La activación de ofertas de energía de balance a subir del producto RR da lugar a un derecho de cobro para cada unidad  $u$  que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRR_u = \sum ERRS_u \times PMRR$$

donde:

$ERRS_u$  = Energía activada del producto RR a subir a la unidad  $u$ .

$PMRR$  = Precio marginal del producto RR o, en su caso, precio de la oferta debido al proceso de redondeo de la plataforma europea de RR de acuerdo a lo dispuesto en el PO 3.3.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio  $PMRR$  será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 10 de este procedimiento.

b) En el caso de ofertas activadas por razones de control de flujo de las interconexiones, la energía activada será valorada al precio de la oferta de activación de esa energía, siempre que este precio sea superior al precio marginal del producto RR en el sistema peninsular español. El derecho de cobro se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRRSCF_u = \sum ERRSCF_u \times \max(PMRR, POFRRS_u)$$

donde:

$ERRSCF_u$  = Energía activada a subir del producto RR a la unidad  $u$  por razones de control de flujo en la interconexión.

$POFRRS_u$  = Precio de la oferta activada del producto RR a la unidad  $u$  por razones de control de flujo en la interconexión.

## 5.2 Energía de balance de producto RR a bajar.

a) La activación de ofertas de energía de balance a bajar del producto RR da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRR_u = \sum ERRB_u \times PMRR$$

donde:

$ERRB_u$  = Energía activada a bajar del producto RR a la unidad  $u$ .

$PMRR$  = Precio marginal del producto RR o, en su caso, precio de la oferta debido al proceso de redondeo de la plataforma europea de RR de acuerdo a lo dispuesto en el PO3.3.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio  $PMRR$  será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 10 de este procedimiento.

b) En el caso de ofertas activadas por razones de control de flujo de las interconexiones, la energía activada será valorada al precio de la oferta de activación de esa energía, siempre que este precio sea inferior al precio marginal del producto RR en

el sistema peninsular español. La obligación de pago se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRRBCF_u = \sum ERRBCF_u \times \text{mín} (PMRR, POFRRB_u)$$

donde:

$ERRBCF_u$  = Energía activada a bajar del producto RR a la unidad  $u$  por razones de control de flujo en la interconexión.

$POFRRB_u$  = Precio de la oferta activada del producto RR a la unidad  $u$  por razones de control de flujo en la interconexión.

5.3 Asignación del sobrecoste por activación de ofertas por razones de control de flujo en las interconexiones.

El sobrecoste ocasionado por la activación de ofertas por razones de control de flujo de las interconexiones,  $SCRRCF$ , se anotará en la cuenta del operador del sistema y será liquidado entre el operador del sistema y la entidad de liquidación centralizada que actuará como contraparte entre los operadores del sistema. Se calcula según la fórmula siguiente:

$$SCRRCF = \sum ERRSCF_u \times (POFRRS_u - PMRR) + \sum ERRBCF_u \times (PMRR - POFRRB_u)$$

## 6. Regulación terciaria

La energía de regulación terciaria será valorada al precio marginal de las ofertas de regulación terciaria asignadas en cada período de programación para cada tipo de activación.

6.1 Asignaciones programadas de regulación terciaria:

6.1.1 Regulación terciaria a subir.

La asignación programada de energía de regulación terciaria a subir da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCTERP_u = ETERPS_u \times PMTERPS$$

donde:

$ETERPS_u$  = Energía terciaria programada asignada a subir a la unidad  $u$ .

$PMTERPS$  = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a subir.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio de la asignación programada a subir será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 10 de este procedimiento.

6.1.2 Regulación terciaria a bajar.

La asignación programada de energía de regulación terciaria a bajar da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPTERP_u = ETERPB_u \times PMTERPB$$

donde:

$ETERPB_u$  = Energía terciaria programada asignada a bajar a la unidad  $u$ .

$PMTERPB$  = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a bajar.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio de la asignación programada a bajar será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 10 de este procedimiento.

#### 6.2 Asignaciones directas de regulación terciaria:

##### 6.2.1 Regulación terciaria a subir.

La asignación directa de energía de regulación terciaria a subir en el primer cuarto de hora  $Q_0$  del periodo de programación de la activación directa da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCTERD_u = ETERDS_u \times \max (PMTERPSQ_0, PMTERDSQ_0)$$

donde:

$E TERDS_u$  = Energía terciaria directa asignada a subir a la unidad  $u$ .

$PMTERPSQ_0$  = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a subir en el cuarto de hora  $Q_0$ .

$PMTERDSQ_0$  = Precio marginal de la asignación directa de terciaria a subir en el cuarto de hora  $Q_0$ .

La asignación directa de energía de regulación terciaria a subir en el segundo cuarto de hora  $Q_1$  del periodo de programación de la activación directa da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCTERD_u = ETERDS_u \times \max (PMTERPSQ_1, PMTERDSQ_0)$$

donde:

$E TERDS_u$  = Energía terciaria directa asignada a subir a la unidad  $u$ .

$PMTERPSQ_1$  = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a subir en el cuarto de hora  $Q_1$ .

$PMTERDSQ_0$  = Precio marginal de la asignación directa de terciaria a subir en el cuarto de hora  $Q_0$ .

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio de la asignación directa a subir será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 10 de este procedimiento.

##### 6.2.2 Regulación terciaria a bajar.

La asignación directa de energía de regulación terciaria a bajar en el primer cuarto de hora  $Q_0$  del periodo de programación de la activación directa da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPTERD_u = ETERDB_u \times \min (PMTERPBQ_0, PMTERDBQ_0)$$

donde:

$E TERDB_u$  = Energía terciaria directa asignada a bajar a la unidad  $u$ .

$PMTERPBQ_0$  = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a bajar en el cuarto de hora  $Q_0$ .

$PMTERDBQ_0$  = Precio marginal de la asignación directa de terciaria a bajar en el cuarto de hora  $Q_0$ .

La asignación directa de energía de regulación terciaria a bajar en el segundo cuarto de hora  $Q_1$  del periodo de programación de la activación directa da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPTERD}_u = \text{ETERDB}_u \times \min(\text{PMTERPBQ}_1, \text{PMTERDBQ}_0)$$

donde:

$\text{ETERDB}_u$  = Energía terciaria directa asignada a bajar a la unidad  $u$ .

$\text{PMTERPBQ}_1$  = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a bajar en el cuarto de hora  $Q_1$ .

$\text{PMTERDBQ}_0$  = Precio marginal de la asignación directa de terciaria a bajar en el cuarto de hora  $Q_0$ .

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio de la asignación directa a bajar será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 10 de este procedimiento.

### 6.3 Asignaciones por aplicación del mecanismo excepcional de asignación (MER).

#### 6.3.1 Asignaciones de regulación terciaria por MER a subir.

La asignación de energía a subir por MER da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCTERMER}_u = 1,15 \times \text{ETERMERS}_u \times \max(\text{PMTERPS}, \text{PMTERDSQ}_0) \quad \text{si } \text{PMTERPS} > 0 \text{ ó } \text{PMTERDSQ}_0 > 0$$

$$\text{OPTERMER}_u = 0,85 \times \text{ETERMERS}_u \times \max(\text{PMTERPS}, \text{PMTERDSQ}_0) \quad \text{si } \text{PMTERPS} < 0 \text{ y } \text{PMTERDSQ}_0 < 0$$

donde:

$\text{ETERMERS}_u$  = Energía terciaria asignada por MER a subir a la unidad  $u$ .

En caso de no haber existido asignación en el periodo correspondiente, el precio de la asignación por MER será igual a 1,15 veces el valor medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a subir del mismo periodo de programación del último mes inmediatamente anterior.

#### 6.3.2 Asignaciones de regulación terciaria por MER a bajar.

La asignación de energía a bajar por MER da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPTERMER}_u = 0,85 \times \text{ETERMERS}_u \times \min(\text{PMTERPB}, \text{PMTERDBQ}_0) \quad \text{si } \text{PMTERPB} > 0 \text{ ó } \text{PMTERDBQ}_0 > 0$$

$$\text{DCTERMER}_u = 1,15 \times \text{ETERMERS}_u \times \min(\text{PMTERPB}, \text{PMTERDBQ}_0) \quad \text{si } \text{PMTERPB} < 0 \text{ y } \text{PMTERDBQ}_0 < 0$$

donde:

$\text{ETERMERS}_u$  = Energía terciaria asignada por MER a bajar a la unidad  $u$ .

En caso de no haber existido activación en el periodo correspondiente, el precio de la asignación por MER será igual a 0,85 veces el valor medio aritmético de los precios de

las activaciones programadas y directas a bajar del mismo periodo de programación del último mes inmediatamente anterior.

## 7. Regulación secundaria

### 7.1 Regulación secundaria a subir.

La asignación de energía de regulación secundaria a subir a cada BSP de aFRR  $z$  da lugar, en cada cuarto de hora, a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCSEC_z = ESECS_z \times PMSECS_z$$

donde:

$ESECS_z$  = Energía de regulación secundaria a subir del BSP de aFRR  $z$ , calculada según lo establecido en el apartado 9.2.1 del PO 7.2.

$PMSECS_z$  = Precio medio cuarto-horario de la energía de regulación secundaria a subir, calculado según lo establecido en el apartado 9.2.1 del PO 7.2.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio  $PMSECS_z$  será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 10 de este procedimiento.

### 7.2 Regulación secundaria a bajar.

La asignación de energía de regulación secundaria a bajar a cada BSP de aFRR  $z$  da lugar, en cada cuarto de hora, a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPSEC_z = ESECB_z \times PMSECB_z$$

donde:

$ESECB_z$  = Energía de regulación secundaria a bajar, calculada según lo establecido en el apartado 9.2.2 del PO 7.2.

$PMSECB_z$  = Precio medio cuarto-horario de la energía de regulación secundaria a bajar, calculado según lo establecido en el apartado 9.2.2 del PO 7.2.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda contemplado en las Condiciones de Balance, el precio  $PMSECB_z$  será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 10 de este procedimiento.

### 7.3 Incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta en tiempo real.

#### 7.3.1 Incumplimiento por permanencia del BSP de aFRR en estado OFF.

En caso de incumplimiento por permanencia en estado OFF en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR  $z$  una obligación de pago por la energía incumplida a subir que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPOFFS_z = - EOFFS_z \times POFFS_z$$

donde:

$EOFFS_z$  = Energía incumplida a subir por permanencia en estado OFF del BSP de aFRR  $z$ , calculada según lo establecido en el apartado 9.3.1 del PO 7.2.

$POFFS_z$  = Precio medio cuarto-horario a subir de incumplimiento por permanencia en estado OFF del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.1 del PO 7.2.

En caso de incumplimiento por permanencia en estado OFF en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago por la energía incumplida a bajar que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPOFFB_z = - EOFFB_z \times POFFB_z$$

donde:

$EOFFB_z$  = Energía incumplida a bajar por permanencia en estado OFF del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.1 del PO 7.2.

$POFFB_z$  = Precio medio cuarto-horario a bajar de incumplimiento por permanencia en estado OFF del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.1 del PO 7.2.

### 7.3.2 Incumplimiento por respuesta inadecuada.

En caso de incumplimiento por respuesta inadecuada en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago por la energía incumplida a subir que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRIS_z = - ERIS_z \times PRIS_z$$

donde:

$ERIS_z$  = Energía incumplida a subir por respuesta inadecuada del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.2 del PO 7.2.

$PRIS_z$  = Precio medio cuarto-horario a subir de incumplimiento por respuesta inadecuada del BSP de aFRR b, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.2 del PO 7.2.

En caso de incumplimiento por permanencia por respuesta inadecuada en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago por la energía incumplida a bajar que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRIB_z = - ERIB_z \times PRIB_z$$

donde:

$ERIB_z$  = Energía incumplida a bajar por respuesta inadecuada del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.2 del PO 7.2.

$PRIB_z$  = Precio medio cuarto-horario a bajar de incumplimiento por respuesta inadecuada del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.2 del PO 7.2.

### 7.3.3 Incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real.

En caso de incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago por la energía incumplida a subir que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRITRS_z = - ERITRS_z \times PRITRS_z$$

donde:

$ERITRS_z$  = Energía incumplida a subir por reserva insuficiente en tiempo real del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.3 del PO 7.2.

$PRITRS_z$  = Precio medio cuarto-horario a subir de incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.3 del PO 7.2.

En caso de incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real en un cuarto de hora, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago por la energía incumplida a bajar que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRITRB_z = - ERITRB_z \times PRITRB_z$$

donde:

$ERITRB_z$  = Energía incumplida a subir por reserva insuficiente en tiempo real del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.3 del PO 7.2.

$PRITRB_z$  = Precio medio cuarto-horario a subir de incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real del BSP de aFRR z, calculada según lo establecido en el apartado en el apartado 9.3.3 del PO 7.2.

7.4 Asignación del importe de los incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta en tiempo real.

La suma de las obligaciones de pago por incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta en tiempo real (OPINSECTR) se integrará como un ingreso en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema (CSA) y se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en este procedimiento.

## 8. Incumplimiento de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria

El cumplimiento del saldo neto de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria se verificará de forma agregada para cada BSP de aFRR y de forma agregada para las unidades de programación con asignación de energía de balance RR y energía terciaria del mismo BRP no pertenecientes al BSP de aFRR.

En cada periodo de programación, se realizará una anotación para el BSP de aFRR del BRP y otra anotación para el resto de las unidades de programación con asignación de energía de balance RR y energía terciaria del mismo BRP, en su unidad de liquidación específica para cada BRP.

### 8.1 Incumplimiento de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a subir.

A efectos de las fórmulas siguientes, las referencias a saldos o sumas de las unidades de programación del BRP, o del BRP, se refieren a los saldos de sus unidades de programación con asignación neta a subir de energía de balance RR y de terciaria, no pertenecientes a BSP de aFRR y cuyo saldo de restricciones técnicas en tiempo real es nulo o a subir.

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a subir de la BSP de aFRR z o del BRP s se calculará de la forma siguiente:

$$OPEINCLEBALS_{z,s} = EINCLEBALS_{z,s} \times \text{abs}(PBAL_{z,s}) \times 0,2$$

donde:

$EINCLEBALS_{z,s}$  = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a subir del BSP de aFRR z o del BRP s. Se tomará valor cero si en el periodo de programación el BSP de aFRR o el BRP tienen asignado un saldo neto a bajar de energía por restricciones en tiempo real. Si en el periodo de programación el BSP de aFRR o el BRP tiene saldo a subir de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de energía de balance RR y terciaria.

La energía incumplida para cada BSP de aFRR z o cada BRP s se calculará según la fórmula siguiente:

$$EINCLEBALS_{z,s} = \text{máx} (-STGS_{z,s}; \text{mín} (0, \sum_{z,s} MBC_u - EREFS_{z,s}))$$

donde:

$MBC_u$  = medida en barras de central, según se establece en el anexo II, de cada unidad de programación integrada en el BSP de aFRR z o perteneciente al BRP s.

Mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, según se establece en el anexo III.

$$EREFS_{z,s} = \sum_{z,s} PHFC_u + IT_{z,s} + SRTRS_{z,s} + STGS_{z,s} + (ESECS_z + ESECB_z)$$

$IT_{z,s}$  = saldo de energía por cambios de programa del BSP de aFRR z o del BRP s.

$SRTRS_{z,s}$  = saldo neto a subir de energía de restricciones en tiempo real, del BSP de aFRR z o del BRP s, obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación del BSP de aFRR s o del BRP s.

$STGS_{z,s}$  = saldo neto a subir de la energía de energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada al BSP de aFRR a o al BRP obtenida como suma de las asignaciones a las unidades u integradas en el BSP de aFRR z o pertenecientes al BRP s, considerando, en su caso, la modificación del programa de energía del BSP de aFRR por rampeado (seguimiento PTR).

$PBAL_{z,s}$  = precio medio ponderado de la energía asignada a subir de energía de balance RR y regulación terciaria a las unidades integradas en el BSP de aFRR z o las unidades pertenecientes al BRP s.

## 8.2 Incumplimiento de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a bajar.

A efectos de las fórmulas siguientes, las referencias a saldos o sumas de las unidades de programación del BRP, o del BRP, se refieren a los saldos de sus unidades de programación con asignación neta a bajar de energía de balance RR y de terciaria, no pertenecientes a BSP de aFRR y cuyo saldo de restricciones técnicas en tiempo real es nulo o a bajar.

La obligación de pago por incumplimiento de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a bajar del BSP de aFRR z o del BRP s se calculará de la forma siguiente:

$$OPEINCLEBALB_{z,s} = EINCLEBALB_{z,s} \times \text{abs}(PMD)$$

donde:

$EINCLEBALB_{z,s}$  = Energía incumplida de asignación neta de energía de balance RR y terciaria a bajar del BSP de aFRR z o del BRP s. Se tomará valor cero si en el periodo de programación el BSP de aFRR a o el BRP tienen asignado un saldo neto a subir de

energía por restricciones en tiempo real. Si en el periodo de programación el BSP de aFRR z o el BRP tienen saldo neto a bajar de energía de restricciones en tiempo real se considerará que ha sido asignada con anterioridad a las asignaciones de energía de balance RR y terciaria.

La energía incumplida para cada BSP de aFRR z o cada BRP s se calculará según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCLEBALB}_{z,s} = - \text{mín}(-\text{STGB}_{z,s}; \text{máx}(0, \sum_{z,s} \text{MBCu} - \text{EREFB}_u))$$

donde:

$\text{MBC}_u$  = medida en barras de central, según se establece en el anexo II, de cada unidad de programación integrada en el BSP de aFRR z o perteneciente al BRP s.

Mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, según se establece en el anexo III.

$$\text{EREFB}_{z,s} = \sum_{z,s} \text{PHFC}_u + \text{IT}_{z,s} + \text{SRTRB}_{z,s} + \text{STGB}_{z,s} + (\text{ESECS}_z + \text{ESECB}_z)$$

$\text{IT}_{z,s}$  = saldo de energía por cambios de programa del BSP de aFRR z o del BRP s.

$\text{SRTRB}_{z,s}$  = energía de restricciones en tiempo real neta a bajar, del BSP de aFRR z o del BRP s, obtenida como suma de la energía de restricciones asignada a cada unidad de programación del BSP de aFRR z o del BRP s.

$\text{STGB}_{z,s}$  = saldo neto a bajar de la energía de energía de balance RR y terciaria, a subir y a bajar, asignada al BSP de aFRR z o el BRP obtenida como suma de las asignaciones a las unidades u integradas en el BSP de aFRR z o perteneciente al BRP s, considerando, en su caso, la modificación del programa de energía del BSP de aFRR por rampeado (seguimiento PTR).

8.3 Asignación del importe de los incumplimientos de asignación neta de energía de balance RR y terciaria.

La suma de las obligaciones de pago por incumplimientos de energía de balance RR y terciaria es el saldo de incumplimientos de energía de balance (OPEINCLEBAL) que se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste y se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en este procedimiento.

## 9. Servicio de respuesta activa de la demanda

9.1 Liquidación de la asignación de energía del servicio de respuesta activa de la demanda.

La asignación de energía a subir del servicio de respuesta activa de la demanda dará lugar a un derecho de cobro para cada unidad de programación de demanda que se calcula para cada periodo de programación cuarto horario según la fórmula siguiente:

$$\text{DCRAD} = \text{ERADS} \times \text{PMRADS}$$

donde:

ERADS = Energía asignada a subir a la unidad de programación de demanda.

PMRADS = Máximo precio marginal de la asignación programada y directa de regulación terciaria a subir en el periodo de programación cuarto horario en el que se realiza la activación del servicio.

En caso de no existir asignación de terciaria en el periodo correspondiente, el precio será igual a 1,15 veces el valor medio aritmético de los precios de las activaciones de regulación terciaria programadas y directas a subir del mismo periodo de programación del último mes inmediatamente anterior.

## 9.2 Liquidación del incumplimiento del servicio de respuesta activa de la demanda.

En cada cuarto de hora, se verificará el cumplimiento de la asignación de energía a subir del servicio de respuesta activa de cada unidad de programación. El incumplimiento de la asignación dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPENERAD} = \text{ENEINRAD} \times \text{PMRADS} \times 2$$

siendo:

$$\text{ENEINRAD} = \max(-\text{ERADS}; \min(0, \text{MBC} - \text{PHFC} - \text{ERADS}))$$

donde:

PHFC = Programa horario final de la unidad de programación.

MBC = Medida en barras de central de la unidad de programación. Mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente.

La suma horaria de las obligaciones de pago por incumplimiento de la asignación de energía del servicio de respuesta activa (OPEINSRAD) se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste y se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en el apartado 29 de este procedimiento.

## 10. Liquidación en caso de anomalías de los sistemas de información

En caso de anomalías de los sistemas de información que puedan afectar a los precios resultantes de la activación de ofertas en las plataformas europeas de energía de balance, el operador del sistema podrá aplicar un mecanismo de salvaguarda contemplado en el correspondiente procedimiento de operación.

En estos casos, con carácter excepcional, el operador del sistema calculará el precio de la correspondiente asignación de energía de balance como el valor medio aritmético de los precios marginales de las asignaciones del mismo producto en el sentido correspondiente en el mismo periodo de programación en todos los días del último mes inmediato anterior.

El operador del sistema informará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre los hechos y circunstancias de la anomalía, así como del precio calculado de acuerdo con el párrafo anterior, a la mayor brevedad posible. El operador del sistema aplicará en la liquidación un precio distinto del calculado con la fórmula de referencia prevista en el párrafo anterior cuando esté debidamente justificado y así se lo requiera la CNMC.

Las diferencias económicas que se deriven de dicho ajuste se financiarán con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español.

*Energía de balance intercambiada entre TSO*

## 11. Intercambios internacionales de energía de balance

11.1 Intercambios transfronterizos de energía de balance de productos estándares de balance (RR, mFRR y aFRR) entre sistemas eléctricos.

Los intercambios transfronterizos de energía de balance de productos estándares de balance entre sistemas que realice el operador del sistema a través de las correspondientes plataformas europeas de balance se valorarán al precio indicado en los apartados siguientes. Se realizará una anotación horaria para cada interconexión y para cada tipo de producto en la cuenta del operador del sistema, a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6.

## 11.1.1 Intercambio de energías de balance en sentido importador.

Si el intercambio transfronterizo de energías de balance tiene sentido importador, se anotará un derecho de cobro en cada interconexión  $i$  y por cada tipo de producto  $p$  (RR, mFRR y aFRR) que se calcula mediante la fórmula siguiente:

$$DCITB_{i,p} = \sum (EIITB_{i,p} \times PMITB_{i,p})$$

donde:

$EIITB_i$  = Energía de importación correspondiente a un intercambio transfronterizo de energía de balance del producto  $p$  en la interconexión  $i$ .

$PMITB_{i,p}$  = Precio marginal del producto  $p$  en sentido importador.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda, el valor  $PMITB_{i,p}$  será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 10 de este procedimiento.

## 11.1.2 Intercambio de energía de balance en sentido exportador.

Si el intercambio transfronterizo de energía de balance es en sentido exportador se anotará una obligación de pago en cada interconexión  $i$  y por cada tipo de producto  $p$  (RR, mFRR y aFRR), que se calcula con la fórmula siguiente:

$$OPITB_{i,p} = \sum (EEITB_{i,p} \times PMITBE_{i,p})$$

donde:

$EEITB_i$  = Energía de exportación correspondiente al intercambio transfronterizo de energía de balance del producto  $p$  en la interconexión  $i$ .

$PMITBE_{i,p}$  = Precio marginal del producto  $p$  en sentido exportador.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda, el valor  $PMITBE_{i,p}$  será calculado de acuerdo con lo establecido en el apartado 10 de este procedimiento.

11.2 Intercambios transfronterizos de energía resultantes de la compensación de desequilibrios entre sistemas eléctricos.

Los intercambios transfronterizos de energías de balance entre operadores de sistemas eléctricos establecidos como resultado de la aplicación del proceso de compensación de desequilibrios entre sistemas eléctricos (IN), serán valorados al precio indicado en los apartados siguientes.

Se realizará una anotación horaria en la cuenta del operador del sistema a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO14.6.

### 11.2.1 Intercambio de energía de balance en sentido importador.

Si el intercambio transfronterizo de energía tiene sentido importador, se anotará un derecho de cobro que se calculará mediante la fórmula siguiente:

$$DCIIN_i = \sum_i (EIIN_i \times PIN)$$

Donde:

$EIIN_i$  = Energía de importación correspondiente a un intercambio transfronterizo de energía de compensación de desvíos IN en la interconexión  $i$ .

$PIN$  = Precio medio ponderado a aplicar del producto IN, establecido en el apartado 9.4.1 del PO 7.2.

### 11.2.2 Intercambio de energía de balance en sentido exportador.

Si el intercambio transfronterizo de energía tiene sentido exportador, se anotará una obligación de pago que se calculará mediante la fórmula siguiente:

$$OPEIN_i = \sum_i (EEIN_i \times PIN)$$

Donde:

$EEIN_i$  = Energía de exportación correspondiente a un intercambio transfronterizo de energía de compensación de desvíos IN en la interconexión  $i$ .

$PIN$  = Precio medio ponderado a aplicar del producto IN, establecido en el apartado 9.4.1 del PO 7.2.

## III. LIQUIDACIÓN DE LOS DESVÍOS

### 12. Liquidación del desvío del BRP

El periodo de liquidación de los desvíos es horario. Los términos de las fórmulas de este apartado se entenderán referidos a valores de una hora.

En cada hora, se realizará una única anotación a cada BRP por la liquidación del desvío por su actividad de generación y de su consumo en una unidad de liquidación específica para cada BRP.

#### 12.1 Derecho de cobro por el desvío a subir del BRP.

Si el desvío  $d$  calculado para el BRP es positivo, el precio a aplicar al desvío  $d$  será el precio del desvío a subir,  $PDESVS$ , calculado según lo establecido en el apartado 13. El derecho de cobro se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDES_{V_{brp}} = DES_{V_{brp}} \times PDESVS$$

#### 12.2 Obligación de pago por el desvío a bajar del BRP.

Si el desvío  $d$  calculado para el BRP es negativo, el precio a aplicar al desvío  $d$  será el precio del desvío a bajar,  $PDESVB$ , calculado según lo establecido en el apartado 13. La obligación de pago se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDES_{V_{brp}} = DES_{V_{brp}} \times PDESVB$$

#### 12.3 Desvío cero del BRP.

Si el desvío  $d$  calculado para el BRP es cero, el importe económico será cero.

### 13. Cálculo del desvío de cada BRP

Cada BRP tendrá una posición final de todas sus unidades de programación, excluidas las unidades genéricas y portfolio, para el cálculo de la energía del desvío.

El desvío de cada BRP ( $DESV_{brp}$ ) es la diferencia entre la medida asignada al BRP y la suma de su posición final y del ajuste del desvío.

$$DESV_{brp} = MEDBC_{brp} - (POSFIN_{brp} + AJUDSV_{brp})$$

donde:

$MEDBC_{brp}$  = Medidas en barras de central del BRP.

$POSFIN_{brp}$  = Posición final del BRP.

$AJUDSV_{brp}$  = Ajuste del desvío del BRP.

#### 13.1 Medida en barras de central de un BRP.

La medida  $MEDBC_{brp}$  en barras de central de un BRP es la suma de las medidas horarias en barras de central de cada unidad de programación de generación o de consumo del BRP. En caso de aplicación, se añadirá la medida, con valor positivo, de los excedentes de autoconsumidores asignados, conforme a lo dispuesto en el P.O. 14.8, a las respectivas unidades de compra u del BRP.

La medida de cada unidad de programación y la elevación a barras de central de las medidas en punto frontera se determinará según los criterios y fórmulas del anexo II.

#### 13.2 Posición final de un BRP.

Cada BRP tendrá una posición final para la determinación de la energía del desvío.

La posición final  $POSFIN_{brp}$  de un BRP es la suma de la energía programada en todos los periodos de programación dentro de la hora de cada una de las unidades de programación de generación y de consumo del BRP en el Programa Final PHFC definido en el PO 3.1. Los cambios de programa entre BRP (IT) modifican la posición final del BRP conforme a lo establecido en dicho PO.3.1.

$$POSFIN_{brp} = \sum_{u,q} PHFC(u,q,brp) + \sum_{u,q} IT(u,q,brp)$$

#### 13.3 Ajuste del desvío de un BRP.

El ajuste del desvío  $AJUDSV_{brp}$  es la suma de las energías de balance (EB) de las unidades de programación de generación y de consumo y de los BSP de aFRR asignadas al BRP en todos los periodos de programación dentro de la hora y de la suma de la energía asignada por el operador del sistema a las unidades de programación del BRP por restricciones técnicas en tiempo real (ERTR) en todos los periodos de programación dentro de la hora. Asimismo, se incluye en este término las diferencias en energía entre el programa operativo p48 y el programa en tiempo real (EPTR) de los BSP de aFRR asignados al BRP en los periodos de programación donde participen en el servicio de regulación secundaria, o en todos los periodos de programación si han escogido seguir el PTR de acuerdo con el apartado 5 del anexo II de PO 7.2.

$$AJUDSV_{brp} = \sum_{u,q} EB(u,q,brp) + \sum_{z,q} EB(z,q,brp) + \sum_{u,q} ERTR(u,q,brp) + \sum_{u,q} EPTR(u,q,brp)$$

#### 13.4 Sentido del desvío de un BRP.

El desvío de un BRP en cada hora podrá ser:

(a) Desvío a subir, tiene signo positivo, su sentido es de mayor generación o menor consumo.

(b) Desvío a bajar, tiene signo negativo, su sentido es de menor generación o mayor consumo.

#### 14. Precios de los desvíos

El precio del desvío será un precio único o dual en cada hora dependiendo de las energías de balance de reserva de recuperación de frecuencia (FRR) activadas en dicha hora. La energía activada en el servicio de respuesta activa de la demanda tiene consideración de energía de balance FRR a efectos de la determinación del precio único o dual.

En caso de que en una hora no se hayan activado energías de balance FRR o solo se hayan activado energías FRR en un sentido, subir o bajar, o, habiéndose activado en los dos sentidos, el volumen de energías FRR activadas en el sentido minoritario sea inferior al 2% de las energías FRR activadas en el sentido mayoritario, el precio del desvío será un precio único para todos los desvíos. A este respecto, se considerará sentido mayoritario, subir o bajar, el sentido en el que se haya activado un mayor volumen de energías de balance FRR.

En caso de que en una hora se hayan activado energías de balance FRR en los dos sentidos, subir y bajar, y no se cumpla la condición de proporción del párrafo anterior, el precio del desvío será un precio dual, diferente según el sentido del desvío.

Las energías de balance FRR activadas por necesidades de otros TSO no se considerarán a efectos de la determinación del precio único o dual establecido en este apartado.

##### 14.1 Desvío total del sistema.

A efectos de determinar el desvío total del sistema (DTS), se calculará el saldo neto horario de las energías a subir y a bajar asignadas, descontando la energía de balance activada para necesidades de balance de otros TSO:

- Energía de balance RR.
- Energía de balance de regulación terciaria.
- Energía de balance de regulación secundaria.
- Intercambios transfronterizos de productos estándares de balance (RR, mFRR o aFRR).
- Intercambios transfronterizos del proceso de compensación de desequilibrios (IN).
- Por la activación del servicio de respuesta activa de la demanda.

$$DTS = - [\sum_u, (\sum_q ERRS_u + \sum_q ERB_u) + (\sum_q ERRSCF_u + \sum_q ERRBCF_u) + \sum_u (\sum_q ETERDS_u + \sum_q ETERDB_u) + \sum_u (\sum_q ETERPS_u + \sum_q ETERPB_u) + \sum_u (\sum_q ETERMERS_u + \sum_q ETERMERB_u) + \sum_z (\sum_q ESECS_z + \sum_q ESECB_z) + \sum_i (\sum_q EIITB_i + \sum_q EEITB_i) + \sum_i (\sum_q EIIN_i + \sum_q EEIN_i) + \sum_u (\sum_q ERADS_u)]$$

El desvío total del sistema podrá ser:

- (a) Desvío a subir, con signo positivo, cuando la necesidad neta del sistema ha sido de energía de balance a bajar.
- (b) Desvío a bajar, con signo negativo, cuando la necesidad neta del sistema ha sido de energía de balance a subir.
- (c) Nulo: cuando no ha habido necesidad neta del sistema.

##### 14.2 Precio único de desvíos.

El precio del desvío será único para todos los desvíos, subir y bajar, si en la hora no se han activado energías de balance FRR o sólo se han activado energías FRR en un sentido, subir o bajar, o, habiéndose activado en los dos sentidos, el volumen de energías FRR activadas en el sentido minoritario es inferior al 2% de las energías FRR activadas en el

sentido mayoritario. En este último caso, a los efectos de determinar el precio aplicable de acuerdo con los siguientes supuestos, no se considerará la energía en sentido minoritario:

(a) Si sólo se han activado energías de balance RR y FRR a subir, el precio del desvío se calculará como:

$$PDES_{V_{brp}} = PBALSUB$$

Siendo PBALSUB el precio medio ponderado de las energías de balance RR y FRR a subir activadas a los BSP del sistema eléctrico peninsular y de otros TSOs, descontando la energía de balance activada para necesidades de otros TSO, redondeado a dos decimales. El importe correspondiente a la activación de ofertas del producto RR es el que resulta de valorar toda la energía neta a subir al precio marginal del producto RR, independientemente de que la oferta se hubiera activado por razones de control de flujo en la interconexión.

(b) Si sólo se han activado energías de balance RR y FRR a bajar, el precio del desvío se calculará como:

$$PDES_{V_{brp}} = PBALBAJ$$

Siendo PBALBAJ el precio medio ponderado de las energías de balance a bajar activadas a los BSP del sistema eléctrico peninsular y de otros TSOs, descontando la energía de balance activada para necesidades de otros TSO, redondeado a dos decimales. El importe correspondiente a la activación de ofertas del producto RR es el que resulta de valorar toda la energía neta a bajar al precio marginal del producto RR, independientemente de que la oferta se hubiera activado por razones de control de flujo en la interconexión.

(c) Si se han activado energías de balance RR en sentido contrario al sentido de las energías de balance FRR, o se han activado energías de balance RR en ambos sentidos, el precio del desvío se calculará según el sentido del desvío total del sistema:

i. Si el desvío del sistema es a bajar (negativo), el precio del desvío se calculará como:

$$PDES_{V_{brp}} = PBALSUB$$

ii. Si el desvío del sistema es a subir (positivo), el precio del desvío se calculará como:

$$PDES_{V_{brp}} = PBALBAJ$$

(d) Si no se han activado energías de balance RR ni FRR en ningún sentido, el precio del desvío será igual al valor de la activación evitada calculado de acuerdo con el apartado 13.4.

Para cada periodo de programación, la energía de balance RR activada será el saldo neto de las energías de balance RR activadas en el periodo.

### 14.3 Precio dual de desvíos.

El precio del desvío será diferente según el sentido del desvío, subir o bajar, si en una hora se han activado energías de balance FRR a subir y a bajar, y el volumen de energías FRR activadas en el sentido minoritario es mayor o igual al 2 % de las energías FRR activadas en el sentido mayoritario:

El precio de desvíos a subir se calculará como:

$$PDES_{VS_{brp}} = PBALBAJ$$

El precio de desvíos a bajar se calculará como:

$$PDESVB_{brp} = PBALSUB$$

#### 14.4 Valor de la activación evitada.

El valor de la activación evitada es un precio de referencia que se calculará para cada hora donde no se haya producido activación de energías de balance ni de RR ni de FRR en ningún sentido.

Este valor se calculará como el valor medio aritmético entre el mínimo precio de las ofertas a subir de energías de balance RR y el máximo precio de las ofertas a bajar de energías de balance RR en dicha hora.

Para ello sólo se tendrán en consideración las ofertas enviadas por los BSPs del sistema eléctrico español a la plataforma de balance del producto RR.

### 15. Liquidación de desvíos no asignados a un BRP

#### 15.1 Desvíos internacionales con Marruecos y Andorra.

Los desvíos internacionales entre sistemas se calculan como diferencia entre la medida en los puntos frontera con los sistemas eléctricos de Marruecos y Andorra y el programa acordado entre los operadores de los respectivos sistemas. Se valorarán al precio del desvío establecido en el apartado 14 que sea aplicable realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6.

En cada hora se sumarán los desvíos internacionales con los sistemas eléctricos de Marruecos y de Andorra:

$$DIR = \sum_{frint} DIR_{frint}$$

donde:

$DIR_{frint}$  = Desvío internacional en la frontera *frint*,

Si la suma de estos desvíos internacionales es positiva se anotará en la cuenta de compensación un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDIR = DIR \times PDESVS$$

Si la suma de estos desvíos internacionales es negativa, se anotará en la cuenta de compensación una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDIR = DIR \times PDESVB$$

#### 15.2 Asignación del saldo de la cuenta de compensación por desvíos internacionales con Marruecos y Andorra.

El saldo horario de esta cuenta de compensación (SALDODIR) se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste y se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en el apartado 29 de este procedimiento.

#### 15.3 Desvíos en las interconexiones con los sistemas eléctricos de Francia y de Portugal.

Desde la fecha de inicio de aplicación de las normas CCFR y CCU, los desvíos internacionales entre sistemas de la zona síncrona continental europea tendrán una compensación financiera.

Hasta dicha fecha, los desvíos en las interconexiones a los que aplican dichas normas se liquidarán con los mismos criterios recogidos en el apartado 14.1 y 14.2 para la liquidación de los desvíos en las interconexiones con los sistemas eléctricos Marruecos y Andorra.

Tras la aplicación de las normas CCFR y CCU, la energía de los desvíos en estas interconexiones será la suma de los desvíos intencionados y de los desvíos no intencionados y se valorarán al precio establecido en las normas CCFR y CCU, respectivamente. El importe (IMPDSVMIE) derivado de la valoración de los desvíos intencionados y no intencionados se anotará en la cuenta del operador del sistema para su liquidación con el resto de TSOs, de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6.

$$\text{IMPDSVMIE} = \text{IMPINTEN} + \text{IMPNOINTEN}$$

donde:

$$\text{IMPINTEN} = \text{Desv}\Delta f \times \text{PCCFR} + \text{DesvPrp} \times \text{PDesvPrp}$$

El desvío intencionado es la suma de los desvíos por contención de la frecuencia,  $\text{Desv}\Delta f$ , y por la programación de rampa de variación de programas internacionales,  $\text{DesvPrp}$ .

$\text{PDesvPrp}$ : El precio de los desvíos intencionados que resultan por la programación de rampas ha sido valorado a cero EUR/MWh en las normas CCFR, por lo que no se generan derechos de cobro ni obligaciones de pago.

$\text{PCCFR}$ : El precio de los desvíos intencionados que resultan del proceso de contención de la frecuencia es la suma de una componente de referencia de precios y una componente dependiente del desvío de frecuencia del área síncrona continental europea. Este precio se calcula conforme a lo establecido en las normas CCFR.

$$\text{IMPNOINTEN} = \text{DesvNoInt} \times \text{PCCU}$$

El desvío no intencionado es la diferencia entre la medida y el programa más el desvío intencionado.

$\text{PCCU}$ : El precio de los desvíos no intencionados es la suma de una componente de referencia de precios y una componente dependiente del desvío de frecuencia del área síncrona continental europea. Este precio coincide con el precio  $\text{PCCFR}$ .

Los Centros de Coordinación del área síncrona continental europea son los encargados de calcular y publicar a los operadores de los sistemas eléctricos los desvíos y los precios anteriormente indicados para su liquidación de acuerdo con lo dispuesto en este apartado.

#### 15.4 Acciones coordinadas de balance con otros sistemas.

La energía de las acciones coordinadas de balance con otros sistemas se valorará desde el sistema español al precio de desvíos establecido en el apartado 14 que sea aplicable al sentido correspondiente a la acción de balance. Se realizará una anotación horaria para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6.

Si la acción de balance es en sentido importador (ABI) se anotará un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{DCAB} = \sum_q \text{ABI}_q \times \text{PDESVS}$$

Si la acción de balance es en sentido exportador (ABE) se anotará una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{OPAB} = \sum_q \text{ABE}_q \times \text{PDESVB}$$

## 15.5 Desvío por descuadre en los programas en las interconexiones.

La diferencia de energía entre los programas comunicados por el operador del mercado que afecta a los intercambios con otros sistemas y el programa recibido desde la Plataforma de Contratación Continua Europea como resultado de las transacciones realizadas en el mismo se valorará al precio del desvío establecido en el apartado 14 que sea aplicable al sentido correspondiente de la diferencia.

Se anotará horariamente un derecho de cobro o una obligación de pago según el sentido del descuadre calculado según la fórmula siguiente:

$DCDESC = ENEDESCI \times PDESVS$ , si el descuadre es en sentido importador.

$OPDESC = ENEDESCE \times PDESVB$ , si el descuadre es en sentido exportador.

donde:

ENEDESCI = Diferencia de energía entre el programa importador comunicado por OMIE al OS, que tomará valor cero en caso de ausencia de programa, y el programa importador enviado al OS desde la plataforma de gestión del mercado intradiario continuo como resultado de las transacciones realizadas en el mismo.

ENEDESCE = Diferencia de energía entre el programa exportador comunicado por OMIE al OS, que tomará valor cero en caso de ausencia de programa y el programa exportador enviado al OS desde la plataforma de gestión del mercado intradiario continuo como resultado de las transacciones realizadas en el mismo.

El saldo horario que resulte en la interconexión con Francia se financiará con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español, conforme a lo establecido en la Circular 3/2019 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 de la gestión de la operación del sistema. Se procederá de igual forma con el saldo horario que resulte en la interconexión con Portugal.

## 15.6 Desvío por incidencias en las plataformas de balance.

En caso de incidencia en el proceso de activación de energías de balance en el sistema eléctrico peninsular español, se garantizará la asignación del producto en las interconexiones internacionales.

Se anotará horariamente un derecho de cobro o una obligación de pago según el sentido, valorando la energía al precio del desvío que corresponda. El saldo horario que resulte se financiará con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español.

## IV. SALDO DE LIQUIDACIÓN DE ENERGÍAS POSTERIORES AL PHFC

### 16. Excedente o déficit de la liquidación de energías posteriores al Programa Final

El saldo horario de la liquidación de energías posteriores al PHFC (SALDOLIQ) es la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de la liquidación horaria y cuarto-horaria de todas las energías posteriores al PHFC, excluyendo el importe del sobrecoste de las restricciones en tiempo real y de los intercambios de apoyo.

Si la suma es positiva existirá un coste y si es negativa existirá un ingreso.

El saldo SALDOLIQ se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 29.

## V. LIQUIDACIÓN DE LA RESERVA DE BALANCE

## 17. Reserva de regulación secundaria

## 17.1 Reserva de regulación secundaria a subir.

La asignación de reserva de regulación secundaria a subir dará lugar a un derecho de cobro para cada BSP de aFRR z con reserva a subir asignada que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRSS_z = RSS_z \times PMRSS$$

donde:

$RSS_z$  = Reserva de regulación secundaria a subir asignada al BSP de aFRR z.

$PMRSS$  = Precio marginal de la reserva de regulación secundaria a subir.

## 17.2 Reserva de regulación secundaria a bajar.

La asignación de reserva de regulación secundaria a bajar dará lugar a un derecho de cobro para cada BSP de aFRR z con reserva a bajar asignada que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRSB_z = RSB_z \times PMRSB$$

donde:

$RSB_z$  = Reserva de regulación secundaria a bajar asignada al proveedor z.

$PMRSB$  = Precio marginal de la reserva de regulación secundaria a bajar.

## 17.3 Incumplimientos asociados al mercado de reserva de regulación secundaria.

17.3.1 Incumplimiento de envío de ofertas de respaldo de energía de regulación secundaria.

En caso de incumplimiento de envío de ofertas de respaldo de energía de regulación secundaria, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago para cada sentido, subir y bajar, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRSSRES_z = -RSSRES_z \times PMRSS \times KRES$$

$$OPRSBRES_z = -RSBRES_z \times PMRSB \times KRES$$

siendo:

$$RSSRES_z = VARaFRRUP_z - REOFUP \text{ respaldo}_z$$

$$RSBRES_z = VARaFRRDW_z - REOFDW \text{ respaldo}_z$$

donde:

$PMRSS$  = Precio marginal de reserva de regulación secundaria a subir.

$PMRSB$  = Precio marginal de reserva de regulación secundaria a bajar.

$KRES$  = Coeficiente de incumplimiento = 0,15.

$VARaFRRUP_z$  = Reserva a subir asignada al BSP de aFRR z.

$VARaFRRDW_z$  = Reserva a bajar asignada al BSP de aFRR z.

$REOFUP \text{ respaldo}_z$  = Reserva a subir ofertada por el BSP de aFRR z.

$REOFDW \text{ respaldo}_z$  = Reserva a bajar ofertada por el BSP de aFRR z.

### 17.3.2 Incumplimiento en el envío de ofertas de energía de regulación secundaria.

En caso de incumplimiento de envío de ofertas de energía de regulación secundaria, se anotará al BSP de aFRR z una obligación de pago para cada sentido, subir y bajar, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRSS_z = -RSS_z \times PMRSS \times KI$$

$$OPRSB_z = -RSB_z \times PMRSB \times KI$$

siendo:

$$RSS_z = VARaFRRUP_z - REOFUP_z$$

$$RSB_z = VARaFRRDW_z - REOFDW_z$$

donde:

PMRSS = Precio marginal de reserva de regulación secundaria a subir.

PMRSB = Precio marginal de reserva de regulación secundaria a bajar.

KI = Coeficiente de incumplimiento = 1,5.

VARaFRRUP<sub>z</sub> = Reserva a subir asignada al BSP de aFRR z.

VARaFRRDW<sub>z</sub> = Reserva a bajar asignada al BSP de aFRR z.

REOFUP<sub>z</sub> = Reserva a subir ofertada por el BSP de aFRR z.

REOFDW<sub>z</sub> = Reserva a bajar ofertada por el BSP de aFRR z.

### 17.4 Coste de la reserva de regulación secundaria.

El coste de la reserva de regulación secundaria será la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 17.1, 17.2 y 17.3.

El coste de la reserva de regulación secundaria (CFBAN) se liquidará a la demanda (CFBANDEM) y a los BRP en proporción a su desvío (CFBANDES).

El coste de la reserva de regulación secundaria asignado a la demanda CFBANDEM se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema (CSA), que se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en este procedimiento.

En el caso de la liquidación del coste de la reserva de regulación secundaria asignado a los BRP CFBANDES, se realizará una única anotación por BRP.

## 18. Asignación de potencia en el servicio de respuesta activa de la demanda

### 18.1 Liquidación de la potencia asignada en el servicio de respuesta activa de la demanda.

La asignación de potencia del servicio de respuesta activa de la demanda dará lugar a un derecho de cobro para cada unidad de programación de demanda que se calcula para cada hora según la fórmula siguiente:

$$DCBANRAD = BANRAD \times PMBANRAD$$

donde:

BANRAD = Potencia asignada en la subasta anual.

PMBANRAD = Precio marginal resultante del proceso de asignación de la subasta anual.

El cálculo anterior no aplicará a aquellos periodos horarios en los que no se requiere la aplicación del servicio.

### 18.2 Liquidación del incumplimiento del servicio de respuesta activa de la demanda.

En cada hora, se verificará que la unidad de programación dispone de la potencia activa a subir asignada en la subasta. El incumplimiento de la disponibilidad dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPBANRAD = - PNODISP \times PMBANRAD \times k$$

siendo:

PMBANRAD = Precio marginal resultante del proceso de asignación de la subasta anual.

$$PNODISP = \text{Potencia media horaria incumplida} = \sum_{\text{ciclo}} PNODISP_{\text{ciclo}} / NC$$

K = Factor de penalización; su valor será 1 si la suma de las potencias medias horarias incumplidas es menor o igual al 10 % de la suma de las potencias horarias asignadas a la unidad de programación en el periodo de aplicación del servicio; su valor será 1,5 si la suma de las potencias medias horarias incumplidas es mayor al 10 % de la suma de las potencias horarias asignada a la unidad de programación en el periodo de aplicación del servicio.

donde:

$PNODISP_{\text{ciclo}}$  = Diferencia positiva entre la potencia asignada menos el valor absoluto de la telemida en barras de central en cada ciclo de lectura de telemida en la hora. Si el valor absoluto de la telemida es superior a la potencia asignada, este valor será cero. Para la elevación a barras de central se considerarán los coeficientes de pérdidas publicados por Resolución de la CNMC.

NC = Número de ciclos de lectura de telemida en la hora.

No se considerarán a efectos del cálculo de la potencia incumplida los periodos horarios en los que no se requiera la aplicación del servicio.

Tampoco se considerarán a efectos del cálculo de la potencia incumplida las horas donde se haya producido la activación del servicio y las dos horas posteriores a dicho periodo. En caso de que la activación se produzca en el primer cuarto de hora, tampoco se considerará la hora anterior al periodo de activación.

En caso de activación del servicio, se verificará que el PHFC de la unidad es suficiente para activar la totalidad de la potencia asignada (el redespacho es igual a la potencia asignada en la subasta). En caso de que no fuera suficiente, se considerará incumplida la potencia correspondiente a la energía no activada:

$$OPBANRAD = PNODISP_{\text{act}} \times PMBANRAD$$

donde:

$$PNODISP_{\text{act}} = \min(0, ERADS - BANRAD)$$

### 18.3 Coste de la asignación de potencia del servicio de respuesta activa.

El coste horario de la asignación de potencia del servicio de respuesta activa será la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 18.1 y 18.2.

Este coste (CFSRAD) se liquidará a la demanda (CFSRADDEM) y a los BRP en proporción a su desvío (CFSRADDES).

El coste asignado a la demanda CFSRADDEM se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema y se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en el apartado 29 de este procedimiento.

En el caso de la liquidación del coste asignado a los BRP CFSRADDES, se realizará una única anotación por BRP.

## VI. LIQUIDACIÓN DE LA SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

## 19. Solución de restricciones técnicas

El proceso de solución de restricciones técnicas incluye la energía programada a subir o bajar para resolver las restricciones técnicas al programa diario base de funcionamiento (PDBF), fase 1, de la energía programada para equilibrar el programa generación demanda tras la solución de restricciones técnicas al PDBF, fase 2, y de la energía programada a subir o a bajar para resolver las restricciones técnicas en tiempo real.

## 20. Energía programada en el proceso de restricciones técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF)

Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad.

20.1 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de venta con oferta.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF, dará lugar a un derecho de cobro de la unidad  $u$ , por cada bloque de energía  $b$  asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPV_{u,b} = ERPVPV_{u,b} \times POPVPV_{u,b} + (NarrF \times CAF_u + NarrC \times CAC_u) / NARR + ChAA + DCAA_u$$

donde:

$ERPVPV_{u,b}$  = Energía a subir del bloque  $b$  de oferta de la unidad  $u$  asignada en fase 1.

$POPVPV_{u,b}$  = Precio de la oferta para el bloque  $b$  de la unidad  $u$ .

$NarrF$  = Número de arranques en frío del grupo térmico.

$NarrC$  = Número de arranques en caliente del grupo térmico.

$CAF_u$  = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos

$CAC_u$  = Coste del arranque en caliente del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos.

$NARR_u$  = Número de horas con energía de restricciones a subir en el día.

$ChAA$  = Coste por hora por programación de una turbina de gas adicional en el caso de ciclos combinados multieje.

La consideración de la existencia de un arranque programado, del número y tipo de arranque vendrá determinado de acuerdo a lo establecido en el P.O.3.2 Restricciones técnicas.

Los ciclos combinados multieje podrán incorporar adicionalmente en su oferta un término específico de coste de arranque de una turbina de gas adicional, que dará lugar a un derecho de cobro que se calculará según la fórmula siguiente:

$$DCAA_u = NarrA_u \times CAA_u / NAA_u$$

Donde:

$NarrA_u$  = Número de turbinas de gas adicionales arrancadas.

$CAA_u$  = Coste del arranque de la turbina gas adicional.

$NAA_u$  = Número de horas que han requerido arranque adicional de turbinas de gas.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque programado se recalcularán los derechos de cobro utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados. Se tendrán en cuenta que un arranque programado como frío, al ser revisado, puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés.

20.1.1 Incumplimiento de los arranques programados o del modo de funcionamiento asignado.

Se revisarán los arranques programados de acuerdo con lo establecido en el apartado 3.2 del PO 3.2 comprobando que exista alguna hora anterior con medida menor o igual que cero y comprobando el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío, al ser revisado, puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en las últimas 5 horas del día anterior al día objeto de liquidación.

En el caso de ciclos combinados multieje, los arranques de turbinas de gas adicionales se revisarán comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas de cada turbina y comprobando que exista alguna hora anterior con medida menor o igual que cero.

En el caso de un grupo térmico hibridado, los arranques del grupo térmico se revisarán comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas del grupo térmico.

Se anotará una obligación de pago en cada hora en que no se ha realizado el arranque por el valor horario de los arranques.

$$OPINCARR_u = - (NarrF \times CAF_u + NarrC \times CAC_u) / NARR$$

$$OPINCDCAA_u = - (NarrA_u \times CAA_u / NAA_u)$$

Donde:

NarrF = Número de arranques en frío del grupo térmico.

NarrC = Número de arranques en caliente del grupo térmico.

CAF<sub>u</sub> = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos.

CAC<sub>u</sub> = Coste del arranque en caliente frío del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos.

NARR<sub>u</sub> = Número de horas con energía de restricciones a subir en el día.

NarrA<sub>u</sub> = Número de turbinas de gas adicionales arrancadas

CAA<sub>u</sub> = Coste del arranque de una turbina de gas adicional.

NAA<sub>u</sub> = Número de periodos que han requerido arranque adicional de turbinas de gas.

Se revisará el modo de funcionamiento asignado, comprobando que ha sido efectivamente realizado según las medidas de cada turbina y en caso de incumplimiento, se anotará una obligación de pago en cada hora:

$$OPINCCChAA_u = - ChAA$$

ChAA = Coste por hora por programación de una turbina de gas adicional en el caso de ciclos combinados multieje.

20.2 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de venta sin oferta o insuficiencia de la oferta existente.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF por mecanismo excepcional de resolución dará lugar a un derecho de cobro de la unidad  $u$  que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVMER_u = ERPVPVMER_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERPVPVMER_u = ERPVPVMER_u \times 1,15 \times PMED \text{ si } PMD < 0$$

Donde:

$ERPVPVMER_u$  = Energía redespachada a subir por restricciones técnicas del PDBF por mecanismo excepcional de resolución de la unidad de venta  $u$ .

$PMED$  = Valor medio aritmético del precio marginal resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo de programación correspondiente.

20.3 Restricciones técnicas del PDBF a subir en fase 1 a unidades de adquisición y de exportación.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF a unidades de adquisición y de exportación dará lugar a un derecho de cobro de la unidad  $u$ , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVPC_u = ERPVPVPC_u \times PMD$$

Donde:

$ERPVPVPC_u$  = Energía a subir redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de compra  $u$ .

20.4 Restricciones técnicas del PDBF a bajar en fase 1 a unidades de venta.

La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PDBF a unidades de venta dará lugar a una obligación de pago para la unidad  $u$ , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERPVPV_u = ERPVPB_u \times PMD$$

Donde:

$ERPVPB_u$  = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de venta  $u$ .

20.5 Restricciones técnicas del PDBF a bajar en fase 1 a unidades de adquisición.

La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PDBF a unidades de adquisición dará lugar a una obligación de pago para la unidad  $u$ , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERPVPV_u = ERPVPB_u \times POPVPB_{u,b}$$

Donde:

$ERPVPB_u$  = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PDBF de la unidad de adquisición  $u$ .

$POPVPB_{u,b}$  = Precio oferta para el bloque  $b$  de la unidad adquisición de  $u$ .

#### 20.6 Incumplimientos de las asignaciones a subir de fase 1 para unidades de venta.

Los redespachos por restricciones del PDBF se comprobarán horariamente mientras no existan productos cuarto-horarios en los mercados diario e intradiario y, por tanto, de acuerdo con lo dispuesto en el PO 3.2, mientras los valores de energía y precio en todos los cuartos de hora de la misma hora tengan el mismo valor.

Una vez se hayan introducido los productos cuarto-horarios en los mercados de energía, si no se dispone de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, según se establece en el anexo III.

En el caso de que en todos los periodos de programación del día con energía programada a subir en fase 1, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la programada por seguridad en el PDVP, se mantendrán los derechos de cobro por energía calculados según los párrafos anteriores.

En el caso de que la medida de un periodo de programación sea inferior a la programada por seguridad en el PDVP se anotará una obligación de pago calculada según la fórmula siguiente:

$$\text{OPEINCSPVP}_u = \text{EINCSPVP}_u \times (\text{PMEDPVPS}_u - \text{PMD}) \text{ siempre que } \text{PMEDPVPS}_u > \text{PMD}$$

Donde:

$\text{EINCSPVP}_u$  = Energía incumplida a subir en fase 1 de la unidad  $u$  descontando el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real.

$\text{PMEDPVPS}_u$  = Precio medio ponderado de toda la energía programada a subir para la resolución de restricciones técnicas del PDBF en la fase 1 de la unidad  $u$ .

La energía incumplida se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCSPVP}_u = \text{máx} [ -\text{ERPVP}_u; \text{mín} (0, \text{MEDRTR} - \text{PVP}) ]$$

Donde:

$\text{MEDRTR}$  = Valor de energía empleado para el cálculo del incumplimiento de energía a subir de fase 1, en la que se descuenta el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real. Este valor se calcula conforme a las fórmulas siguientes, según el caso.

$$\text{MEDRTR} = \text{MBC} \text{ si } \text{RTR} \geq 0 \text{ o si } \text{PVP} \leq \text{PHFC} + \text{TG}$$

$$\text{MEDRTR} = \text{máx} (\text{PDBF}, \text{MBC}) + \text{mín} [\text{PVP} - (\text{PHFC} + \text{TG}), -\text{RTR}] \text{ si } \text{RTR} < 0 \text{ y } \text{PVP} \geq \text{PHFC} + \text{TG}$$

$\text{MBC}$  = Medida en barras central, según se establece en el anexo II. En el caso de que existan productos cuarto-horarios en los mercados de energía, diario e intradiario y mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, según se establece en el anexo III.

$\text{TG}$  = Suma de energía de regulación terciaria, energía de balance RR y restricciones en tiempo real.

$\text{RTR}$  = Suma de energía de restricciones en tiempo real.

#### 20.7 Incumplimientos de las asignaciones a bajar de fase 1 para unidades de venta.

En el caso de que en todos los periodos de programación del día con energía programada a bajar en fase 1, la energía medida para la unidad sea igual o inferior a la programada por seguridad en el PDVP, se mantendrán las obligaciones de pago calculadas según los párrafos anteriores.

En el caso de que la medida de un periodo de programación sea superior a la programada por seguridad en el PDVP se anotará una obligación de pago calculada según la fórmula siguiente:

$$\text{OPEINCBPVP}_u = \text{EINCBPVP}_u \times 0,2 \times \text{abs}(\text{PMD})$$

Donde:

$$\text{EINCBPVP}_u = \max(\text{ERPVPB}, \min(0, \text{PVP}-\text{MEDRTRB}))$$

Donde:

$\text{EINCBPVP}_u$  = Energía incumplida a bajar en fase 1 de la unidad  $u$ , descontando el incumplimiento motivado por energía a subir por restricciones en tiempo real.

$\text{MEDRTRB}$  = Valor de energía empleada para el cálculo del incumplimiento de energía a bajar de fase 1, en la que se descuenta el incumplimiento motivado por energía a subir por restricciones en tiempo real. Este valor se calcula conforme a la fórmulas siguientes, según el caso:

$$\text{MEDRTRB} = \text{MBC} \text{ si } \text{RTR} \leq 0 \text{ o si } \text{PVP} \geq \text{PHFC} + \text{TG}$$

$$\text{MEDRTRB} = \text{MBC} + \min[\text{PVP} - (\text{PHFC} + \text{TG}), -\text{RTR}] \text{ si } \text{RTR} > 0 \text{ y } \text{PVP} < \text{PHFC} + \text{TG}$$

$\text{MBC}$  = Medida en barras central, según se establece en el anexo II. En el caso de que existan productos cuarto-horarios en los mercados de energía, diario e intradiario y mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, según se establece en el anexo III.

$\text{TG}$  = Suma de energía de regulación terciaria, energía de balance RR y restricciones en tiempo real.

$\text{RTR}$  = Suma de energía de restricciones en tiempo real.

#### 20.8 Energía retirada por congestión en frontera internacional.

La energía retirada del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) a las unidades de venta o adquisición de transacciones asociadas a un contrato bilateral con entrega física por congestión en frontera internacional no darán lugar a liquidación económica alguna.

Reequilibrio de generación y demanda.

20.9 Energía programada a subir en fase 2 de restricciones técnicas de unidades de venta y adquisición con oferta presentada.

La asignación de energía a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a un derecho de cobro de la unidad  $u$ , por cada bloque de energía  $b$  asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCERECOOS}_{u,b} = \text{ERECOOS}_{u,b} \times \text{POECOS}_{u,b}$$

Donde:

$\text{ERECOOS}_{u,b}$  = Energía del bloque  $b$  de oferta de la unidad  $u$  asignada en fase 2.

$\text{POECOS}_{u,b}$  = Precio de la oferta de energía a subir del bloque  $b$  de la unidad  $u$ , para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

20.10 Energía programada a subir a unidades de venta y adquisición en fase 2 de restricciones técnicas sin oferta presentada estando obligado a ello.

La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta o adquisición que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a subir para el proceso de resolución de restricciones técnicas, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOS_u = ERECOS_u \times 0,85 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$OPERECOS_u = ERECOS_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD < 0$$

Donde:

$ERECOS_u$  = Energía a subir a la unidad  $u$  en fase 2, sin oferta disponible estando obligado a ello.

20.11 Energía programada a subir a unidades de adquisición o de venta en fase 2 de restricciones técnicas por mecanismo excepcional de resolución.

Cuando se realicen asignaciones a subir por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1,15 \times PMED \text{ si } PMD < 0$$

Donde:

$ERECOMERS_u$  = Energía asignada a subir a la unidad  $u$ , sin oferta disponible.

$PMED$  = Valor medio aritmético del precio marginal resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo de programación correspondiente.

20.12 Energía programada a bajar en fase 2 de restricciones técnicas a unidades de venta y adquisición con oferta presentada.

La asignación de energía a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a una obligación de pago de la unidad  $u$ , por cada bloque de energía  $b$  asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERECOOSB_{u,b} = ERECOOSB_{u,b} \times POECOB_{u,b}$$

Donde:

$ERECOOSB_{u,b}$  = Energía a bajar del bloque  $b$  de la oferta de la unidad  $u$  asignada en fase 2.

$POECOB_{u,b}$  = Precio de la oferta de energía a bajar del bloque  $b$  de la unidad  $u$ , para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

20.13 Energía programada a bajar en fase 2 a unidades de venta y adquisición sin oferta presentada estando obligadas a ello.

La energía asignada a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades que no hayan presentado la

correspondiente oferta de energía a bajar para el proceso de resolución de restricciones técnicas dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERECOSOB}_u = \text{ERECOSOB}_u \times 1,15 \times \text{PMD si } \text{PMD} \geq 0$$

$$\text{DCERECOSOB}_u = \text{ERECOSOB}_u \times 0,85 \times \text{PMD si } \text{PMD} < 0$$

Donde:

$\text{ERECOSOB}_u$  = Energía a bajar en fase 2 a la unidad  $u$ , sin oferta presentada.

20.14 Energía programada a bajar en fase 2 a unidades de venta y adquisición por mecanismo excepcional de resolución.

Cuando se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERECOMERB}_u = \text{ERECOMERB}_u \times 0,85 \times \text{PMD si } \text{PMD} \geq 0$$

$$\text{DCERECOMERB}_u = \text{ERECOMERB}_u \times 1,15 \times \text{PMD si } \text{PMD} < 0$$

Donde:

$\text{ERECOMERB}_u$  = Energía asignada a bajar a la unidad  $u$ , sin oferta disponible.

20.15 Coste de las restricciones técnicas del PDBF.

El coste de las restricciones técnicas del PDBF (SCPVP) se calcula como la suma de todos los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 20.1 a 20.14. Si la suma es positiva existirá un coste y si es negativa un ingreso.

El coste SCPVP se integrará en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 29.

## 21. Restricciones técnicas en tiempo real

21.1 Restricciones técnicas en tiempo real a subir a unidades de venta con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF.

La asignación de energía a subir por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones dará lugar a un derecho de cobro para la unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

El derecho de cobro por restricciones en tiempo real a unidades de venta que hayan presentado oferta de la unidad  $u$  por cada bloque de energía  $b$  asignado se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCERTRS}_{u,b} = \text{ERTRS}_{u,b} \times \text{POS}_{u,b} + (\text{NarrF} \times \text{CAF}_u + \text{NarrC} \times \text{CAC}_u) / \text{NARR} + \text{ChAA} + \text{DCAA}_u$$

Donde:

$\text{ERTRS}_{u,b}$  = Energía a subir del bloque  $b$  de la oferta de la unidad de venta  $u$  por solución de restricciones en tiempo real.

$\text{POS}_{u,b}$  = Precio de la oferta a subir para el bloque de energía  $b$ .

$\text{NarrF}$  = Número de arranques en frío del grupo térmico.

$\text{NarrC}$  = Número de arranques en caliente del grupo térmico.

$\text{CAF}_u$  = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos.

$CAC_u$  = Coste del arranque en caliente frío del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos.

$ChAA$  = Coste por hora por programación de una turbina de gas adicional en el caso de ciclos combinados multieje.

$NARR_u$  = Número de periodos de programación con energía de restricciones a subir en el día.

La consideración de la existencia de un arranque programado, del número y tipo de arranque vendrá determinado de acuerdo a lo establecido en el P.O.3.2 Restricciones técnicas.

Los ciclos combinados multieje podrán incorporar adicionalmente en su oferta un término específico de coste de arranque de una turbina de gas adicional, que dará lugar a un derecho de cobro que se calculará según la formula siguiente:

$$DCAA_u = NarrA_u \times CAA_u / NAA_u$$

Donde:

$NarrA_u$  = Número de turbinas de gas adicionales arrancadas

$CAA_u$  = Coste del arranque de una turbina de gas adicional.

$NAA_u$  = Número de periodos que han requerido arranque adicional de turbinas de gas.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque, se recalcularán los derechos de cobro calculados en este apartado utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados. Se tendrán en cuenta que un arranque programado como frío, al ser revisado, puede convertirse en un arranque en caliente, de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés.

En el caso de que, en todos los periodos de programación con energía programada a subir por restricciones en tiempo real, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la energía programada descontando la energía de balance RR y de regulación terciaria a bajar, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según el párrafo anterior.

21.1.1 Incumplimiento de los arranques programados o del modo de funcionamiento asignado.

Se revisarán los arranques programados de acuerdo con lo establecido en P.O.3.2 comprobando que exista algún período anterior con medida cuarto- horaria menor o igual que cero y se comprobará el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío al ser revisado puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en las últimas 5 horas del día anterior al día objeto de liquidación.

En el caso de ciclos combinados multiejes, los arranques de turbinas de gas adicionales se revisarán comprobando si han sido efectivamente realizados según las medidas de cada turbina comprobando que exista algún período anterior con medida cuarto- horaria menor o igual que cero.

En el caso de un grupo térmico hibridado, los arranques del grupo térmico se revisarán comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas del grupo térmico.

Se anotará una obligación de pago en cada hora en que no se ha realizado el arranque por el valor horario de los arranques.

$$OPINCARR_u = - (NarrF \times CAF_u + NarrC \times CAC_u) / NARR$$

$$OPINCDCAA_u = - (NarrA_u \times CAA_u / NAA_u)$$

Donde:

NarrF = Número de arranques en frío del grupo térmico.

NarrC = Número de arranques en caliente del grupo térmico.

CAF<sub>u</sub> = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos.

CAC<sub>u</sub> = Coste del arranque en caliente frío del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos.

NARR<sub>u</sub> = Número de periodos de programación con energía de restricciones a subir en el día.

NarrA<sub>u</sub> = Número de turbinas de gas adicionales arrancadas

CAA<sub>u</sub> = Coste del arranque de una turbina de gas adicional.

NAA<sub>u</sub> = Número de periodos que han requerido arranque adicional de turbinas de gas.

Se revisará el modo de funcionamiento asignado, comprobando que ha sido efectivamente realizado según las medidas de cada turbina y en caso de incumplimiento, se anotará una obligación de pago en cada hora:

$$OPINCCChAA_u = - ChAA$$

ChAA = Coste por hora por programación de una turbina de gas adicional en el caso de ciclos combinados multiteje.

21.2 Restricciones técnicas en tiempo real a subir a unidades de venta sin oferta.

El derecho de cobro por la energía asignada sobre unidades que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente, se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTMER_u = ERTRMERS_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERTMER_u = ERTRMERS_u \times 1,15 \times PMED \text{ si } PMD < 0$$

Donde:

ERTRMERS<sub>u</sub> = Energía programada a subir a la unidad de venta *u* por solución de restricciones en tiempo real sin oferta aplicable.

PMED = Valor medio aritmético del precio marginal resultante del mercado diario en el mes inmediato anterior en el periodo de programación correspondiente.

21.3 Restricciones técnicas en tiempo real a subir a unidades de adquisición de demanda con oferta.

El derecho de cobro por la energía asignada sobre unidades de adquisición se calcula según la fórmula siguiente:

Donde:

$$DCERTRS_{u,b} = ERTRS_{u,b} \times POS_{u,b}$$

Donde:

$ERTRS_{u,b}$  = Energía programada a subir de la unidad de adquisición  $u$  por solución de restricciones en tiempo real con oferta.

$POS_{u,b}$  = Precio de la energía programada a subir en las restricciones

21.4 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar a unidades de venta con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones.

La asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones, dará lugar a una obligación de pago para la unidad  $u$  por cada bloque de energía  $b$  asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERTRS_{u,b} = ERTRB_{u,b} \times POB_{u,b}$$

Donde:

$ERTRB_{u,b}$  = Energía a bajar del bloque  $b$  de la oferta a bajar de la unidad  $u$  por solución de restricciones en tiempo real con oferta presentada.

$POB_{u,b}$  = Precio de la oferta a bajar para el bloque de energía  $b$ .

21.5 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar a unidades de venta sin oferta.

La obligación de pago por la energía asignada a bajar sobre unidades de venta que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERTRMER_u = ERTRMERB_u \times 0,85 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERTRMER_u = ERTRMERB_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD < 0$$

Donde:

$ERTRMERB_u$  = Energía programada a bajar a la unidad  $u$  por solución de restricciones en tiempo real, sin oferta aplicable.

21.6 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar de las unidades de adquisición de demanda, consumo de bombeo o almacenamiento con oferta.

La obligación de pago por la energía asignada a bajar de las unidades de adquisición de demanda se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERTRB}_{u,b} = \text{ERTRB}_{u,b} \times \text{POB}_{u,b}$$

Donde:

$\text{ERTRB}_{u,b}$  = Energía a bajar por la unidad  $u$  por solución de restricciones técnicas con oferta.

$\text{POB}_{u,b}$  = Precio de la oferta a bajar para el bloque de energía  $b$ .

21.7 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar de las unidades de adquisición de consumo de bombeo o almacenamiento sin oferta.

La obligación de pago por la energía asignada a bajar de las unidades de adquisición de bombeo o almacenamiento se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERTRMER}_u = \text{ERTRSOB}_u \times 0,85 \times \text{PMD si PMD} \geq 0$$

$$\text{DCERTRMER}_u = \text{ERTRSOB}_u \times 1,15 \times \text{PMD si PMD} < 0$$

Donde:

$\text{ERTRSOB}_u$  = Energía programada a bajar a la unidad  $u$  por solución de restricciones en tiempo real, sin oferta aplicable.

21.8 Incumplimientos de las asignaciones en tiempo real a subir.

En el caso de que, en todos los periodos de programación con energía programada a subir por restricciones en tiempo real, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la energía programada descontando la energía de balance RR y de regulación terciaria a bajar, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según los párrafos anteriores.

En el caso de que la medida sea inferior a la energía programada a subir por restricciones en tiempo real, se determinará el valor de la energía incumplida y se anotará una obligación de pago calculada según la fórmula siguiente:

$$\text{OPEINCLTR}_u = \text{EINCRTRS}_u \times (\text{PORP}_u - \text{PMD})$$

Donde:

$\text{EINCRTRS}_u$  = Energía incumplida de restricciones en tiempo real a subir de la unidad  $u$ . Se tomará valor cero si en el periodo de programación existe energía de restricciones en tiempo real a bajar en la unidad  $u$ . Se calculará según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCRTRS}_u = \text{máx} ( -\text{ERTRS}_u, \text{mín} ( 0, \text{MBC}_u - (\text{máx} (\text{PHFC}_u + \text{IT}_u + \text{TGB}, 0) + \text{ERTRS}_u) ) )$$

Donde:

$\text{MBC}_u$  = Medida en barras de central, según se establece en el anexo II. Mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la

telemetrica de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, según se establece en el anexo III.

$IT_u$  = Energía por cambios de programa de la unidad  $u$ .

TGB = Suma de energía de balance RR y de regulación terciaria a bajar.

$ERTS_u$  = Energía programada a subir a la unidad  $u$  por restricciones en tiempo real.

$POR_u$  = Precio medio de la energía programada a subir por restricciones en tiempo real en el periodo de programación.

21.9 Incumplimientos de las asignaciones de energía en tiempo real a bajar de las unidades de venta.

En el caso de que la medida en un período de programación para una unidad de venta sea superior a la energía programada por seguridad, el valor de la energía incumplida se determinará de la siguiente manera:

$$OPEINCRTRB_u = EINCRTRB_u \times (POR_u - PMD)$$

Donde:

$EINCRTRB_u$  = Energía incumplida de restricciones en tiempo real a bajar de la unidad  $u$  de venta. Se calculará según la fórmula siguiente:

$$EINCRTRB_u = \min(-ERTB_u, \max(0, MBC_u - (\max(PHFC_u + IT_u + TGS, 0) + ERTB_u)))$$

Donde:

$MBC_u$  = Medida en barras de central, según se establece en el anexo II.

$IT_u$  = Energía por cambios de programa de la unidad  $u$ .

TGS = Suma de energía de balance RR y de regulación terciaria a subir.

$ERTB_u$  = Energía programada a bajar a la unidad  $u$  por restricciones en tiempo real.

$POR_u$  = Precio de la energía programada a bajar por restricciones en tiempo real en el periodo de programación.

21.10 Coste de las restricciones técnicas en tiempo real.

El coste de las restricciones técnicas en tiempo real se calculará como el valor absoluto de la diferencia entre la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 21.1 a 21.9 de las unidades de venta y de las unidades de adquisición y el importe de la energía asignada por restricciones técnicas en tiempo real valorada al precio que corresponda según el criterio siguiente:

– Si los redespachos de energía de restricciones técnicas en tiempo real van en el mismo sentido que la necesidad neta del sistema (DT), la energía se valorará al precio del desvío en el sentido contrario de la restricción.

– Si los redespachos de energía de restricciones técnicas van en el sentido contrario de la necesidad neta del sistema (DT), la energía se valorará al precio del desvío en el mismo sentido de la energía de restricciones.

– Si existe horas con coste por restricciones técnicas en tiempo real sin energía de balance la energía se valorará al precio marginal del mercado diario.

Si la suma es positiva existirá un coste y si es negativa un ingreso.

El coste (SCRTR) se integrará en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 29.

## 22. Intercambios de energía entre sistemas eléctricos por seguridad del sistema

Los intercambios de energía entre sistemas eléctricos por seguridad, programados por restricciones técnicas del PDBF o por restricciones técnicas en tiempo real, darán lugar a las siguientes anotaciones según el sentido del intercambio:

### a) Intercambio en sentido importador:

Derecho de cobro en la cuenta del operador del sistema por el importe acordado con el operador del sistema vecino.

La obligación de pago resultado de importe anterior se integrará en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 29.

### b) Intercambio en sentido exportador:

Obligación de pago en la cuenta del operador del sistema igual a la suma de los derechos de cobro anotados a las unidades programadas para este intercambio de energía en restricciones técnicas del PDBF o de tiempo real, según lo establecido en los apartados 20 y 21.

## VII. LIQUIDACIÓN DE OTROS CONCEPTOS

### 23. Intercambios de apoyo con precio establecido para el mismo

Los intercambios de apoyo entre sistemas que realice el operador del sistema mediante compensación económica por la energía suministrada a través de las interconexiones se anotarán para cada interconexión en la cuenta del operador del sistema como derecho de cobro, si es en sentido importador, y como obligación de pago, si es en sentido exportador.

El coste de los intercambios de apoyo (SCIA) se calculará como la diferencia entre los derechos de cobro y obligaciones de pago anteriores y el importe de la energía del intercambio valorada al precio marginal del mercado diario.

Si la suma es positiva existirá un coste, si es negativa existirá un ingreso.

El coste por los intercambios de apoyo con precio establecido SCIA se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 29.

### 24. Intercambios de apoyo sin precio

Los intercambios de apoyo que realice el operador del sistema mediante devolución de energía se valorarán al precio marginal del mercado diario realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO 14.6. La anotación será un derecho de cobro, si el intercambio es en sentido importador y una obligación de pago, si es en sentido exportador.

El saldo horario de esta cuenta de compensación se integrará en el coste horario de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 29.

### 24 (bis) Medidas excepcionales de apoyo a sistemas eléctricos vecinos

El coste de las actuaciones excepcionales en el sistema eléctrico peninsular solicitadas por los operadores de los sistemas eléctricos vecinos orientadas a reconducir los flujos por los elementos de la interconexión entre sistemas eléctricos vecinos en situaciones en que esta redistribución pueda contribuir a garantizar la capacidad de

exportación minimizando o evitando la aplicación de acciones coordinadas de balance dará lugar a las siguientes anotaciones:

– Obligación de pago en la cuenta del operador del sistema igual al coste de las actuaciones adoptadas. Este coste ha sido sufragado por el operador del sistema vecino que ha solicitado estas medidas y que, previamente, ha transferido el importe al operador del sistema.

– Derecho de cobro por valor del importe anterior que se reparte como minoración del coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidan a la demanda.

El coste de las actuaciones excepcionales orientadas a reconducir los flujos por los elementos de la interconexión entre ambos sistemas en situaciones en que esta redistribución pueda contribuir a aumentar la capacidad de importación y con ello evitar o reducir el deslastre de cargas en caso de situaciones de tensión entre generación y consumo en el sistema eléctrico peninsular dará lugar a las siguientes anotaciones:

– Derecho de cobro en la cuenta del operador del sistema por el importe acordado con el operador del sistema vecino.

– Obligación de pago por valor del importe anterior se repartirá como el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquida a la demanda.

## 25. Reducción del programa de consumo de energía por órdenes de reducción de potencia

La reducción del consumo horario de energía programado en el mercado para cada unidad de adquisición debida a órdenes de reducción de potencia se liquidará al precio del mercado diario, según lo establecido en el artículo 13.3.b) de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

En cada hora con reducción de consumo de energía de una unidad de adquisición, ua, debida a órdenes de reducción de potencia, se anotará un derecho de cobro a la unidad ua que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCSINT_{ua} = ERSINT_{ua} \times PMD$$

Donde:

$ERSINT_{ua}$  = Energía elevada a barras de central de la reducción de consumo horario debida a las órdenes de reducción de potencia a consumidores integrados en la unidad ua.

PMD = Precio marginal del mercado diario.

## 26. Fallo de programación de las unidades de programación genéricas

### 26.1 Incumplimiento de la obligación de saldo cero en PDBF.

El saldo de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada participante en el mercado en el PDBF deber ser cero en cada periodo de programación. El operador del sistema informará a la CNMC de los incumplimientos de esta obligación.

### 26.2 Incumplimiento de la obligación de saldo cero en el PHFC.

El saldo de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada participante en el mercado en el PHFC deber ser cero en cada periodo de programación. El operador del sistema informará a la CNMC de los incumplimientos de esta obligación.

## 27. Liquidación de las unidades de programación del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear

### 27.1 Modificaciones del programa posteriores al mercado intradiario.

Las modificaciones en el programa de las unidades de programación del enlace posteriores al mercado intradiario se liquidarán al precio del mercado diario.

Las anotaciones anteriores formarán parte del saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora que determinan el saldo SALDOLIQ al que se hace referencia en el apartado 16.

### 27.2 Desvío del programa.

El desvío neto del programa de energía del enlace del sistema eléctrico peninsular con el sistema eléctrico balear se calculará como diferencia entre la energía medida en el punto frontera del enlace con el sistema peninsular y el programa horario de liquidación neto de las unidades de programación del enlace y se liquidará al precio del desvío establecido en el apartado 14 según su sentido. El importe se repartirá proporcionalmente entre las unidades de programación del enlace según su programa.

Las anotaciones anteriores formarán parte del saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora que determinan el saldo SALDOLIQ al que se hace referencia en el apartado 15.

### 27.3 Efectos en la liquidación de Baleares.

Los derechos de cobro y obligaciones de pago anotados en los apartados 25.1 y 25.2, así como la energía liquidada, se considerarán en la liquidación del despacho de Baleares, según se establece en el apartado 2 del anexo del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico.

## 28. Liquidación del control del factor de potencia

Desde la fecha de entrada en vigor 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, el servicio de ajuste de control del factor de potencia, se liquidará según lo establecido en el anexo III de dicho real decreto.

## VIII. LIQUIDACION DE COSTES A LA DEMANDA

### 29. Coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema y del servicio de interrumpibilidad

#### 29.1 Coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema (CSA).

Es la suma de los ingresos y costes siguientes de todos los periodos de programación en cada hora:

- a) Coste de las restricciones técnicas al PBF.
- b) Coste de la reserva de regulación secundaria.
- c) Coste de la potencia asignada en el servicio de respuesta activa de la demanda.
- d) Ingreso o coste del saldo de la liquidación de energías posteriores al PHFC.
- e) Sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real.
- f) Ingreso del control del factor de potencia.
- g) Asignación del importe de los incumplimientos de asignación neta de energía de balance RR y terciaria.

- h) Asignación del importe de los incumplimientos de la asignación de energía del servicio de respuesta activa de la demanda.
- i) Saldo horario de la cuenta de compensación indicada en el PO.14.6.
- j) Coste de los intercambios internacionales de apoyo con precio.
- k) Intercambios de energía en sentido importador entre sistemas eléctricos por seguridad del sistema.
- l) Asignación del importe de los incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta en tiempo real de energía de regulación secundaria.

#### 29.2 Coste horario del servicio de interrumpibilidad (CSINT).

El coste fijo mensual de la liquidación del servicio establecido en el artículo 13.3.a) de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, se repartirá como coste horario en proporción a la demanda en barras de central en cada hora.

#### 29.3 Liquidación del coste a la demanda.

Cada uno de los costes horarios anteriores se liquida a las unidades de adquisición en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central ( $MBC_{ua}$ ). Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de almacenamiento y las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español. No será considerado a efectos del reparto del coste el consumo efectivamente realizado que se haya programado como un redespacho para la solución de restricciones técnicas.

El operador del sistema realizará a cada unidad de adquisición una única anotación en cuenta en cada hora por la suma del coste horario agregado de los servicios de ajuste y del coste horario del servicio de interrumpibilidad repartiendo el coste a las unidades de programación de demanda en proporción a su consumo horario medido elevado a barras de central,  $MBC_{ua}$ .

El operador del sistema publicará en cada hora el precio de cada uno de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados indicados.

$$CDEM = CSA + CSINT$$

Si CDEM es positivo se liquidará una obligación de pago:

$$OPCSA_{ua} = -CDEM \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

Si CDEM es negativo se liquidará un derecho de cobro:

$$DCCSA_{ua} = -CDEM \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

Siendo  $MBC_{ua}$  la energía horaria medida en barras de central de la unidad de programación  $ua$  calculada según el anexo II.

#### 29.4 Publicación del desglose horario del coste agregado.

El operador del sistema publicará el desglose horario en porcentaje del valor de CDEM que corresponde a cada uno de los conceptos del apartado 29.1 y al apartado 29.2.

## ANEXO I

**Liquidación en modo respaldo del servicio de regulación secundaria**

En caso de activación del sistema transitorio de respaldo del servicio de regulación secundaria conforme a lo dispuesto en el anexo IV del PO 7.2, la liquidación de la energía secundaria establecida en el apartado 7 se realizará según lo dispuesto en este anexo:

*7. Regulación secundaria***7.1 Regulación secundaria a subir.**

La aportación de energía de regulación secundaria a subir por cada zona de regulación  $z$  da lugar a un derecho de cobro que se calcula, en cada periodo de programación, según la fórmula siguiente:

$$DCSECS_z = 1,15 \times ESECS_z \times PRSECS \text{ si } PRSECS > 0$$

$$OPSECS_z = 0,85 \times ESECS_z \times PRSECS \text{ si } PRSECS < 0$$

Donde:

$ESECS_z$  = Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación  $z$ .

$PRSECS$  = Máximo precio de las activaciones de regulación terciaria a subir, conforme al apartado 11 del anexo IV del PO 7.2. En caso de no haber existido activación en el periodo correspondiente, el precio será el valor medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a subir del mismo periodo de programación cuarto-horario del último mes inmediatamente anterior.

**7.2 Regulación secundaria a bajar.**

La asignación de energía de regulación secundaria a bajar da lugar a una obligación de pago para cada zona de regulación  $z$  que se calcula, en cada periodo de programación, según la fórmula siguiente:

$$OPSEC_z = 0,85 \times ESECB_z \times PRSECB \text{ si } PRSECB > 0$$

$$DCSEC_z = 1,15 \times ESECB_z \times PRSECB \text{ si } PRSECB < 0$$

Donde:

$ESECB_z$  = Energía de regulación secundaria aportada a bajar por la zona de regulación  $z$ .

$PRSECB$  = Mínimo precio de las activaciones de regulación terciaria a bajar, conforme al apartado 11 del anexo IV del PO 7.2. En caso de no haber existido activación en el periodo correspondiente, el precio será el valor medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a bajar del mismo periodo de programación cuarto-horario del último mes inmediatamente anterior.

**7.3 Variación de la banda de regulación secundaria por el funcionamiento de la regulación secundaria en tiempo real.**

**7.3.1 Penalización a la zona de regulación por los ciclos en que permanezca en «off».**

El coste de la penalización por los ciclos en que la zona z está en «off» dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPOFF_z = (OFFS_z \times PBANS + OFFB_z \times PBANB) \times KI$$

Siendo:

$$OFFS_z = - KA_z \times RNTS \times TOFF_z / TRCP$$

$$OFFB_z = - KA_z \times RNTB \times TOFF_z / TRCP$$

Donde:

PBANS = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a subir.

PBANB = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a bajar.

KI = Coeficiente de incumplimiento = 1,5.

KA<sub>z</sub> = Coeficiente de participación de la zona de regulación z en la reserva del sistema.

RNTS = Reserva nominal total a subir del sistema.

RNTB = Reserva nominal total a bajar del sistema.

TOFF<sub>z</sub> = Ciclos en «off» de la zona de regulación z, con excepción de aquellos que lo estén por indicación del operador del sistema.

TRCP = Número de ciclos activos de la regulación secundaria en el periodo de programación.

7.3.2 Bonificación a la zona de regulación por reserva residual superior a la asignada.

La bonificación por reserva residual superior a la asignada dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRRS_z = (RRSP_z \times PBANS + RRBp_z \times PBANB) \times KB / TRCP$$

Donde:

PBANS = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a subir.

PBANB = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a bajar.

KB = Coeficiente de bonificación = 1,5.

RRSP<sub>z</sub> = Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a subir asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

RRBP<sub>z</sub> = Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a bajar asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

7.3.3 Penalización a la zona de regulación por reserva residual inferior a la asignada.

El coste de la penalización por reserva residual inferior, que tiene valor negativo por serlo RRSN<sub>z</sub> y RRBN<sub>z</sub>, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRRI_z = (RRSN_z \times PBANS + RRBN_z \times PBANB) \times KI / TRCP$$

Donde:

PBANS = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a subir.

PBANB = Precio marginal de la banda de regulación secundaria a bajar.

KI = Coeficiente de incumplimiento = 1,5.

RRSN<sub>z</sub> = Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación z y su banda potencia nominal a subir asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

RRBN<sub>z</sub> = Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a bajar asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

7.3.4 Saldo resultante por el seguimiento en tiempo real de la banda de regulación secundaria.

Los ingresos y costes por variación de la banda de regulación secundaria por el funcionamiento de la regulación secundaria en tiempo real, según los apartados 7.3.1, 7.3.2 y 7.3.3 de este anexo, se integrarán en el coste de la banda de regulación secundaria (CFBAN), que se repartirá a las unidades de adquisición conforme a lo establecido en este procedimiento.

## ANEXO II

### Medida en barras de central de las unidades de programación

a) La medida en barras de central de las unidades de programación de producción, de las unidades de programación de consumo de bombeo, de otros almacenamientos y de las unidades de programación de consumo de servicios auxiliares, será la suma de las medidas de los puntos frontera asignados a las instalaciones de producción que integran cada unidad de programación.

En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de producción se considerará como valor de la medida el valor cero. En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de consumo de bombeo o de almacenamiento se considerará como valor de la medida el valor del programa.

b) Con cierre de medidas de demanda para el cálculo de pérdidas, la medida en barras de central, MBC<sub>ua</sub> de las unidades de comercializadores y de las unidades de consumidores directos se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBC_{ua} = \sum_{pa} \sum_{nt} [MPFC_{ua,pa,nt} \times (1 + CPERREAL_{pa,nt})]$$

Donde:

MPFC<sub>ua,pa,nt</sub> = Suma de las medidas de la energía consumida en la hora en los puntos frontera de consumidores de la unidad de programación del comercializador o consumidor directo ua con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt. Este valor será negativo.

CPRREAL<sub>pa,nt</sub> = Coeficiente de liquidación horario para consumos con peaje de acceso pa en nivel de tensión nt.

En cada hora, el coeficiente de liquidación horario CPRREAL<sub>pa,nt</sub> se calculará como:

$$\text{CPRREAL}_{pa,nt} = K \times \text{CPERN}_{pa,nt}$$

Donde:

K = Coeficiente de ajuste horario. En cada hora, el coeficiente de ajuste horario K se calculará como el correspondiente al último cierre de medidas disponible según la siguiente fórmula:

$$K = (\text{PERTRA} + \text{PERDIS} - \text{PEREXP}) / \text{PERN}$$

Donde:

PERTRA = Pérdidas horarias medidas en la red de transporte.

PERDIS = Pérdidas horarias medidas en todas las redes de distribución.

PEREXP = Pérdidas horarias asignadas a todas las unidades de exportación.

PERN =  $\sum_{ua} \sum_{pa} \sum_{nt} (\text{MPFC}_{ua,pa,nt} \times \text{CPERN}_{pa,nt})$ .

CPERN<sub>pa,nt</sub> = Coeficiente de pérdidas para puntos de suministro de consumidores con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt en el periodo tarifario al que corresponda la hora. Estos coeficientes de pérdidas serán los establecidos en la normativa que corresponda para traspasar la energía suministrada a los consumidores a energía suministrada en barras de central.

c) Sin cierre de medidas de demanda para el cálculo de pérdidas, la medida en barras de central de las unidades de demanda de un BRP, MBC<sub>brp</sub>, se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{MBC}_{brp} = \text{PHL}_{brp} + \text{SALDOENE}_{brp} + \text{MBCliqpot}_{brp}$$

Donde:

SALDOENE<sub>brp</sub> =  $-\text{SALDOENE} \times \text{PHL}_{brp} / \sum_{brp} \text{PHL}_{brp} + \text{EENOADQ}_{brp}$

EENOADQ<sub>brp</sub> =  $\text{EENOADQ}_{brp,mes} \times \text{PHL}_{brp} / \text{PHL}_{brp,mes}$

EENOADQ<sub>brp,mes</sub> =  $\min(0, \text{Cminor} \times \text{EMMA}_{brp,mes} - \text{PHL}_{brp,mes})$

Si PHL<sub>brp,mes</sub> es cero, EENOADQ<sub>brp</sub> =  $\text{EENOADQ}_{brp,mes} / (n.^{\circ} \text{ horas del mes})$

$$\text{SALDOENE} = \text{MBCprod} + \text{MBCimex} + \text{MBCliqpot} + \text{PHLdemresto} + \sum_{brp} \text{EENOADQ}_{brp}$$

Donde:

MBCprod = Medida liquidada de todas las unidades de generación.

MBCimex = Medida liquidada en barras de central de todas las unidades de importación y exportación.

MBCliqpot = Medida liquidada en barras de central a unidades de adquisición para demanda con liquidación potestativa según el apartado 6.6 del PO 14.1.

PHLdemresto = Suma de la posición final POSFIN y ajuste del desvío AJUDSV de unidades de adquisición para demanda excluida la energía con liquidación potestativa.

PHL<sub>brp</sub> = Suma de la posición final POSFIN<sub>brp</sub> y ajuste del desvío AJUDSV<sub>brp</sub> de las unidades de adquisición para demanda del BRP, excluida la cuota del programa correspondiente al consumo en barras de central de los clientes de tipo 1, 2 y 3 de las unidades a las que se ha aplicado la liquidación potestativa del BRP establecida en el PO 14.1.

PHL<sub>brp,mes</sub> = Suma mensual de los PHL<sub>brp</sub> de un BRP. En la Liquidación Inicial Provisional Primera será la suma del PHL<sub>brp</sub> de los 15 primeros días del mes.

$SALDOENE_{brp}$  = Asignación al BRP del saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central SALDOENE.

$MBCliqpot_{brp}$  = Medida liquidada en barras de central a las unidades de adquisición para demanda del BRP con liquidación potestativa según apartado 6.6 del PO 14.1.

$C_{minor}$  = El coeficiente de minoración de la energía consumida en el mismo mes del año anterior, establecido en el P.O.14.3.

$EMMA_{brp,mes}$  = Se calculará como la media aritmética de la energía EMMA definida en el P.O. 14.3 calculada cada día. En la Liquidación Inicial Provisional Primera será la parte proporcional de 15 días sobre el total de días del mes. En el caso de BRP con unidades con liquidación potestativa, se descontará la medida en punto frontera liquidada a estas unidades; si  $EMMA_{brp,mes} > 0$ , se considerará  $EMMA_{brp,mes} = 0$ .

$EENOADQ_{brp,mes}$  = Estimación de la energía mensual no adquirida del BRP.

En la formulas anteriores, los valores de unidades de generación y de importación son positivos, y los valores de unidades de adquisición y de exportación son negativos.

d) La medida en barras de central de unidades de programación de importación será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.

e) La medida en barras de central de unidades de programación de exportación será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema, más las pérdidas de transporte en el caso de exportaciones por fronteras con países con los que no se haya firmado acuerdo de reciprocidad, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$MBC_{uexp} = PFI_{uexp} \times (1 + CPER_{frint})$$

Donde:

$MBC_{uexp}$  = Medida en barras de central de la unidad de programación de exportación  $uexp$ .

$PFI_{uexp}$  = Energía asignada a la unidad de exportación  $uexp$  en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.

$CPER_{frint}$  = Coeficiente de pérdidas de la tarifa general de acceso de alta tensión para la frontera internacional *frint*. El valor aplicable, en caso de que sean de aplicación las pérdidas, será el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 145 kV» excepto en la interconexión con Andorra que será, en caso de que sean de aplicación, el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 72,5 y no superior a 145 kV». En las fronteras con los países con los que se haya firmado acuerdo de reciprocidad el valor será cero.

f) La medida de las unidades de programación genéricas y unidades de programación porfolio es cero.

### ANEXO III

#### Medidas para verificación del cumplimiento de asignaciones de rr y terciaria y restricciones técnicas hasta disponer de medida de contador cuarto-horaria

Mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida para la verificación del cumplimiento de las asignaciones de energía de balance RR y terciaria de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 8 o por restricciones técnicas de acuerdo con lo dispuesto en los

apartados 18.6 y 19.4 de este procedimiento, se calculará para cada unidad de programación como:

- a) La integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, en el caso de unidades de programación de producción, de consumo de bombeo o de otros almacenamientos.
- b) En las liquidaciones con medidas de demanda, la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente elevada a barras de central en el caso de unidades de programación de demanda, de acuerdo con lo establecido en el apartado b del anexo II de este procedimiento.

A tal efecto, los participantes enviarán al operador del sistema el desglose por peaje de acceso de la medida cuarto-horaria calculada según el párrafo anterior.

El participante podrá comunicar el desacuerdo al operador del sistema con el valor de integral de telemida de potencia publicado mediante la comunicación de una incidencia sobre la integral de telemida cuarto-horaria del punto afectado como si de una incidencia de medida de energía horaria se tratara, según se describe el apartado 3.4.2 del PO 10.5. Los plazos de comunicación y resolución por parte del encargado de lectura serán los recogidos en el apartado 8.6.2.a (i) del PO 10.5.

## **P.O. 14.6 Liquidación de intercambios internacionales no realizados por participantes en el mercado**

### *1. Objeto*

El objeto de este procedimiento de operación es establecer el proceso de la liquidación en el mercado de producción de energía eléctrica del saldo mensual resultante de la ejecución de los siguientes intercambios internacionales no comerciales:

- Desvíos entre sistemas.
- Intercambios de apoyo entre sistemas.
- Intercambios internacionales de energías de balance entre sistemas.
- Acciones coordinadas de balance.

### *2. Ámbito de aplicación*

Este procedimiento es de aplicación al operador del sistema.

### *3. Desvíos entre sistemas*

El operador del sistema llevará una cuenta de compensación horaria en la que se incorporarán las anotaciones en cuenta establecidas en el PO 14.4 por la energía de los desvíos con los sistemas eléctricos de Marruecos y de Andorra, valorados al precio del desvío que sea aplicable.

El saldo horario de esta cuenta de compensación se asignará a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición de almacenamiento, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

Las anotaciones establecidas en el PO 14.4 por la energía de los desvíos con los sistemas eléctricos de Francia y de Portugal se asignarán en la cuenta del operador del sistema que será responsable de liquidar este importe con la entidad encargada de la liquidación en la zona síncrona continental europea.

#### 4. *Intercambios de apoyo entre sistemas*

Los intercambios de apoyo entre sistemas establecidos en el PO 14.4 que realice el operador del sistema mediante compensación económica por la energía suministrada, se anotarán en la cuenta del operador del sistema. El saldo mensual de dichos intercambios será liquidado al operador del sistema que será responsable de la liquidación con los operadores del sistema correspondientes.

Los intercambios de apoyo entre sistemas establecidos en el PO 14.4 que realice el operador del sistema mediante devolución de energía se valorarán al precio marginal del mercado diario, y se anotarán en una cuenta de compensación horaria. El saldo horario de dicha cuenta se asignará con el mismo tratamiento contemplado para los desvíos entre sistemas.

#### 5. *Intercambios internacionales de energías de balance entre sistemas*

Los intercambios transfronterizos de energías de balance de productos estándares de balance (RR, mFRR y aFRR) y de la compensación de desequilibrios entre sistemas contemplados en los PO 3.3, 7.2 y 7.3 respectivamente y en el PO 14.4 se anotarán en la cuenta del operador del sistema.

El saldo de dichos programas de intercambio será liquidado conforme a lo establecido en el PO 14.4 al operador del sistema, que será responsable de liquidar este importe con la correspondiente entidad de liquidación entre TSOs.

#### 6. *Acciones coordinadas de balance*

Los programas de intercambio en contradirección mediante acciones coordinadas de balance contemplados en el PO 3.1 y en el PO 14.4 se anotarán en la cuenta del operador del sistema. Estos programas de intercambio se liquidarán al operador del sistema conforme a lo establecido en el PO 14.4. El operador del sistema será responsable de liquidar este intercambio con los operadores de los sistemas eléctricos correspondientes.

El saldo que resulte se liquidará con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español.

#### 7. *Costes de financiación de los desfases temporales entre liquidaciones nacionales e internacionales y posibles diferencias económicas*

El coste de financiación que resulte asignado al operador del sistema como consecuencia de la existencia de un desfase temporal entre las liquidaciones nacional y transfronteriza de las energías de balance, de la compensación de desequilibrios, de los desvíos en las interconexiones con Francia y Portugal y/o de las acciones coordinadas de balance entre sistemas, así como otras posibles diferencias económicas que se pudieran producir como consecuencia de la liquidación de la energía intercambiada entre sistemas eléctricos por la participación en las plataformas de balance, de la compensación de desequilibrios de ámbito europeo, de los desvíos en las interconexiones con Francia y Portugal y/o de las acciones coordinadas de balance, se financiará con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español.