

III. OTRAS DISPOSICIONES

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA

13076 *Resolución de 12 de junio de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación para el desarrollo de un servicio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español.*

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

TABLA DE CONTENIDO

Antecedentes de hecho.

Fundamentos de Derecho.

Primero. Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos.

Segundo. Síntesis de la propuesta y evolución tras el trámite de audiencia.

Procedimiento de operación 7.4.

Procedimiento de operación 3.1.

Procedimiento de operación 3.6.

Procedimiento de operación 9.1.

Procedimiento de operación 14.4.

Tercero. Aspectos más relevantes de la propuesta.

Tercero.1. Sobre la existencia de una capacidad mínima obligatoria y una prestación básica.

Tercero.2. Sobre la (no) armonización de la capacidad mínima obligatoria entre tecnologías.

Tercero.3. Sobre la penalización por incumplimiento de la prestación básica.

Tercero.4. Sobre la introducción de una prestación dinámica retribuida (seguimiento de consignas del operador del sistema).

Tercero.5. Sobre la supervisión de la compensación del aporte de reactiva de las instalaciones de conexión.

Tercero.6. Sobre los valores de incentivo y penalización.

Tercero.7. Sobre la compatibilidad entre la prestación del servicio y el término de reactiva de la Circular 3/2020 de la CNMC.

Tercero.8. Plazo para la implementación del servicio.

Cuarto. Otras cuestiones surgidas en el trámite de audiencia no contempladas en los puntos anteriores.

Resuelve.

Anejo: Procedimientos de operación.

P.O.3.1 Proceso de programación.

P.O.3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades físicas de generación, demanda y almacenamiento.

P.O.7.4 Servicio de control de tensión.

- P.O.9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación.
P.O.14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

Antecedentes de hecho

Primero.

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-ley 1/2019, en su artículo 7, acerca de la supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, determina en su apartado primero la potestad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de establecer, mediante circular, las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico que, desde el punto de vista de menor coste, de manera justa y no discriminatoria proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren producción y consumo.

Segundo.

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.

Tercero.

En desarrollo de la Circular 3/2019, la Resolución de 8 de septiembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español, determinó cuáles son los servicios de ajuste de no frecuencia que requiere el sistema eléctrico español. Así recoge en su artículo 6 que los servicios de no frecuencia considerados en el sistema eléctrico peninsular español son el servicio de control de tensión y el servicio de arranque autónomo. Establece además que la CNMC debe desarrollar las metodologías relativas a su prestación, incluyendo su régimen retributivo. En el artículo 9 de dicha resolución se establece que el control de tensión es un servicio de no frecuencia compuesto por una prestación mínima obligatoria y una prestación adicional potestativa basada en mecanismos de mercado, pudiendo la participación mínima obligatoria establecerse en forma de entrega obligatoria o de presentación de oferta obligatoria.

Cuarto.

El capítulo X de la citada Circular 3/2019 detalla el procedimiento para la aprobación de metodologías, condiciones, reglas de funcionamiento de los mercados y procedimientos de operación y proyectos de demostración. En particular, establece en su artículo 23.2 que los Operadores deberán presentar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las propuestas necesarias para la implementación de las metodologías y condiciones, previa consulta a los sujetos interesados sobre sus propuestas.

Quinto.

A tal fin con fecha 13 de marzo de 2024, tuvo entrada en la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC) un escrito de Red Eléctrica, en su calidad de operador del sistema, que incluía la Propuesta de Procedimientos de Operación adaptados al nuevo servicio de control de tensión peninsular español, incluyendo una revisión completa del procedimiento de operación (P.O.) del sistema 7.4 Servicio de control de tensión, así como la adaptación de los procedimientos de operación 3.1

Proceso de programación, 3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de generación, demanda y almacenamiento, 9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación, y 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema. Todo ello con el objeto de incluir en los citados procedimientos aquellos aspectos necesarios para la retribución del nuevo servicio, prever el intercambio de la información necesaria entre el operador del sistema y los sujetos prestadores del servicio, y encajar el proceso de contratación de capacidad reactiva adicional en los procesos de mercado convocados el día anterior a la entrega. Adicionalmente, 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.

Las propuestas habían sido previamente sometidas a consulta pública por el operador del sistema, a través de su página web, entre el 17 de noviembre de 2023 y el 17 de febrero de 2024, dando cumplimiento al trámite exigido por la Circular 3/2019 de la CNMC.

Sexto.

La propuesta fue precedida por dos proyectos piloto de control de tensión, uno abierto a todas las tecnologías y otro específico para demanda, que permitieron analizar, respectivamente, la viabilidad técnica, económica y competitiva de un servicio de control de tensión basado en mercados zonales y el potencial de las instalaciones de demanda para proporcionar control de tensión.

En el primer proyecto demostrativo regulatorio de control de tensión participaron exclusivamente instalaciones de generación. Estuvo en funcionamiento entre febrero y julio de 2023 en las zonas de Galicia (21 proveedores con un total de 797 Mvar) y Andalucía (21 proveedores con un total de 2110 Mvar) y con la participación tanto de generación térmica convencional como de nuevas instalaciones renovables, incluidas eólicas y fotovoltaicas. Este proyecto ha permitido comprobar la viabilidad técnica del nuevo servicio de control de tensión basado en mercados zonales con consignas en tiempo real a los proveedores a través de sus Centros de Control.

El segundo proyecto demostrativo regulatorio de control de tensión para la demanda, viene motivado por el sistema actual de peajes, cuyo diseño fue realizado en una época en la que era necesario limitar el consumo de reactiva y no su producción. En consecuencia, penaliza exclusivamente los excesos de consumo de energía reactiva, lo que choca frontalmente con las necesidades actuales del sistema eléctrico especialmente en horas valle, con líneas descargadas y exceso de generación de reactiva que deriva en problemas de sobretensiones. El papel del segundo proyecto demostrativo es aportar evidencias que permitan resolver este problema en la revisión en curso de la metodología de peajes para el siguiente periodo regulatorio. A tal fin, el proyecto demostrativo exige mantener un factor de potencia inductivo y lleva asociada una retribución igual a 8 €/MVarh, aplicable a la energía reactiva consumida hasta un máximo igual al 10 % de la energía activa (MWh) en las horas en que este consumo beneficia al sistema, es decir, entre las 0 y las 8 horas de días laborales, así como fines de semana y festivos nacionales completos, y exige a su vez, de la penalización por exceso de consumo de reactiva. Se contempla la posibilidad de que en casos excepcionales el operador del sistema pueda requerir un factor de potencia específico a una zona o consumidor, en cuyo caso, si se cumple el servicio, la retribución propuesta es mayor, de 1,6 €/MWh consumido en cada hora. Cabe señalar que la participación en el proyecto es voluntaria y abierta a todos los consumidores conectados a la red de transporte o a la red de distribución sujetos a los peajes 6.3 y 6.4 de la Circular 3/2020. El proyecto iniciado en febrero de 2024 ha ido evolucionando desde entonces: en julio de 2024 fue abierta la participación a consumidores participantes bajo los peajes 6.2 y 6.1, con objeto de aumentar la participación; posteriormente, en enero de 2025, ha sido posteriormente prorrogado en 12 meses adicionales, por lo que su duración está prevista hasta principios de 2026.

Séptimo.

Tras analizar la propuesta recibida del operador del sistema, a la vista de la experiencia obtenida de ambos proyectos demostrativos, y de acuerdo con la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, con fecha 18 de noviembre de 2024, se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la «Propuesta de resolución por la que se modifican los procedimientos de operación 3.1, 3.6, 7.4, 9.1 y 14.4 para el desarrollo de un servicio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español». Asimismo, en esa misma fecha, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los sujetos formularan sus alegaciones en el plazo de 20 días hábiles.

Octavo.

Con fecha 18 de noviembre de 2024, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, para que pudiera aportar sus comentarios.

Fundamentos de Derecho

Primero. *Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos.*

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, establece en su punto 8 que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia debe determinar las reglas de los mercados organizados en su componente normativa, en aquellos aspectos cuya aprobación corresponda a la autoridad regulatoria nacional, de conformidad con las normas del derecho comunitario europeo, y además determina en su apartado 1.c) 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.

La Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema, incluidos los servicios de no frecuencia, y en particular el servicio de control de tensión.

Por otra parte, la Resolución de 8 de septiembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español, determina cuáles son los servicios de ajuste de no frecuencia que requiere el sistema eléctrico español. Así recoge en su artículo 6 que los servicios de no frecuencia considerados en el sistema eléctrico peninsular español son el servicio de control de tensión y el servicio de arranque autónomo. Establece además que la CNMC debe desarrollar las metodologías relativas a su prestación, incluyendo su régimen retributivo.

Al amparo de esas competencias, y teniendo en cuenta las circunstancias de hecho previamente expuestas, la CNMC considera conveniente aprobar la revisión del procedimiento de operación 7.4 Servicio de control de tensión, así como la adaptación de los procedimientos de operación 3.1. Proceso de programación, 3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de generación, demanda y almacenamiento, 9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación y 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, con objeto de incluir aquellos aspectos necesarios para la retribución del nuevo servicio,

intercambio de información necesaria entre el operador del sistema y los sujetos prestadores del servicio, y encajar el proceso de contratación de capacidad reactiva adicional en los procesos de mercado convocados el día anterior a la entrega.

Segundo. *Síntesis de la propuesta y evolución tras el trámite de audiencia.*

La presente resolución aprueba la modificación del procedimiento de operación 7.4 Servicio de control de tensión, así como la adaptación de los procedimientos de operación 3.1. Proceso de programación; 3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de generación, demanda y almacenamiento; 9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación y 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

El objeto de la revisión del PO7.4 es la regulación del servicio de control de tensión bajo el nuevo marco regulatorio establecido por la Directiva (UE) 2019/944 y el Reglamento (UE) 2019/943, que lo configuran como un servicio de no frecuencia, y la habilitación para su desarrollo en el sistema eléctrico español por las Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia, aprobadas por Resolución de la CNMC de 8 de septiembre de 2022. Al margen de los aspectos técnicos del nuevo servicio, la novedad más importante de esta propuesta es la introducción de mecanismos de retribución cuando el servicio de control de tensión es prestado en su modalidad más exigente, es decir, con seguimiento de consignas en tiempo real. Adicionalmente, implementa un mecanismo de mercado para la provisión de capacidad de control por encima de la obligatoria. Permite pues alinear dicho servicio con los requerimientos establecidos en los artículos 3 y 5 de la Directiva (UE) 2019/944 que abogan por mecanismos de mercado competitivos.

La revisión de los procedimientos 3.1, 3.6, 9.1 y 14.4 tiene por objeto incorporar aspectos necesarios para la retribución del nuevo servicio, el intercambio de la información entre el operador del sistema y los sujetos prestadores del servicio, y encajar el proceso de contratación de capacidad reactiva adicional en los procesos de mercado convocados el día anterior a la entrega.

Procedimiento de operación 7.4.

El P.O.7.4 *Servicio de control de tensión* tiene por objeto reglamentar el funcionamiento del servicio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español. Aplica tanto al operador del sistema como a los gestores de las redes de distribución, los centros de control y los proveedores del servicio.

El servicio de control de tensión permitirá el aprovechamiento de la capacidad de reactiva de que disponen las instalaciones de generación, demanda y almacenamiento. La disponibilidad de cierta capacidad de control de tensión es obligatoria para la conexión a la red. Lo que regula el PO7.4 es la forma como esa capacidad es utilizada por el operador del sistema para mantener las tensiones en los rangos de seguridad establecidos.

El servicio de control de tensión podrá ser prestado de una forma básica («prestación básica»), semejante a la prestación vigente, o mediante seguimiento en tiempo real de consignas del operador («prestación basada en consignas en tiempo real»). Las consignas pueden ser de tensión (V) o de potencia reactiva (Q). Esta modalidad de seguimiento de consignas está prevista para instalaciones de igual o más de 5MW de potencia instalada conectadas a la red de transporte. En ambos casos, la prestación del servicio se realiza en barras de central.

La capacidad de control de tensión o de reactiva de la que dispone cada instalación depende del marco normativo que le resulte aplicable, que a su vez puede diferir en función de la tecnología de la instalación y del momento en que se conectó a la red. En el caso de la generación, sus capacidades técnicas vienen determinadas, según tecnología y fecha de puesta en operación, por el Real Decreto 413/2014, que estableció requisitos para la generación RCR (renovable, cogeneración y residuos), la Orden

TED 749/2020, que desarrolla el Reglamento (UE) 2016/631, sobre requisitos de conexión a la red, o el propio PO7.4 vigente, que, entre otras cosas, estableció en 2000 las condiciones de uso de las capacidades de reactiva de la generación síncrona del sistema eléctrico español peninsular. En el caso de la demanda, es la Circular 3/2020 la que determina los requisitos aplicables en la actualidad.

El sistema necesita disponer de todas estas capacidades para poder ser operado de forma segura. Así, el nuevo PO7.4 dispone que la capacidad de reactiva obligatoria a los efectos del servicio de control de tensión sea igual a la máxima capacidad requerida en todos los ámbitos indicados en el párrafo anterior.

Para la generación renovable, cogeneración y residuos (RCR), el Real Decreto 413/2014 establece una obligación de control de tensión consistente en tener capacidad para mantenerse en un rango de factor de potencia fijo, el cual determina dicho real decreto, pudiendo ser modificado por la Secretaría de Estado de Energía y diferenciado en función de las zonas geográficas, manteniéndose en todo caso entre los valores extremos de factor de potencia 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo. No obstante, la norma dispone que las instalaciones RCR de reciente puesta en operación, dentro del ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016, deben ajustar su control del factor de potencia a las capacidades técnicas definidas en la orden ministerial TED 749/2020. El PO7.4 aprovecha estas capacidades de reactiva obligatoria a efectos de definir la prestación del servicio y las aplica igualmente a las instalaciones de almacenamiento basadas en electrónica de potencia, que no están previstas en el citado Real Decreto 413/2014, por ser posteriores a su fecha de aprobación.

En cuanto a la capacidad obligatoria de la generación fuera del ámbito del RD 413/2014, el nuevo PO mantiene la misma capacidad prevista en el vigente PO7.4, cuya forma es una curva de capacidad reactiva en función de la tensión en barras de central y de la potencia máxima, que se debe cumplir en el rango de variación de potencia activa comprendido entre su mínimo técnico y su potencia máxima (potencia reactiva igual a $\pm 30\%$ de la potencia activa máxima). Se introduce adicionalmente el requisito de mantener la capacidad de generación o absorción de potencia reactiva fuera del rango de tensiones admisibles, lo que evitará la desconexión de las propias instalaciones, así como la de los equipos eléctricos cercanos, ante situaciones de sub/sobretensión, facilitando que el sistema pueda hacer frente a valores extremos de tensión. Cabe señalar que la capacidad reactiva obligatoria exigida a este tipo de generadores será nula siempre que se encuentre operando por debajo de su mínimo técnico. La propuesta extiende estas mismas obligaciones a las instalaciones de almacenamiento con módulo de generación síncrono.

Para el caso de instalaciones híbridas, la capacidad reactiva obligatoria se calculará como el sumatorio de las capacidades reactivas obligatorias de cada uno de los módulos de generación e instalaciones de almacenamiento de los que estén compuestas, tomando un valor máximo del 30 % de la potencia máxima de la instalación híbrida. Debe mencionarse que la validación del servicio se hace a nivel de instalación, de forma que la indisponibilidad de alguno de sus módulos, no debe suponer un problema para validar al resto de módulos que permanezcan disponibles.

En el caso de la demanda, el PO7.4 no impone obligaciones adicionales a las existentes en el ámbito de los peajes. Para ello, se considera que las instalaciones de demanda disponen de una capacidad obligatoria nula, de forma que la regulación de sus obligaciones en relación con la prestación básica del control de la tensión se mantiene por el momento en el ámbito de los peajes (Circular 3/2020 de la CNMC). La capacidad requerida en dicha circular consiste en mantener un determinado factor de potencia, que puede ser distinto en función del periodo horario.

Si bien podría resultar adecuado concentrar en una misma norma todos los requisitos de capacidad y prestación asociados al control de tensión, el ámbito de aplicación del PO7.4 no permite integrar lo dispuesto en la Circular 3/2020. El ámbito del PO7.4 alcanza a instalaciones conectadas a la red de transporte y de distribución, pero considerando que dichas instalaciones tienen impacto sobre la red de transporte. El

término por energía reactiva de la Circular 3/2020 alcanza a todos los consumidores en alta tensión, y también a los consumidores en baja con potencia contratada por encima de 15 kW, lo que supone un ámbito más amplio que el del PO7.4 y que queda lejos de impactar directamente sobre la red de transporte.

La prestación básica del servicio consiste para las instalaciones bajo el ámbito del RD 413/2014 y de almacenamiento con electrónica de potencia en mantener la generación o absorción de reactiva dentro de los rangos exigidos por su capacidad reactiva obligatoria. Para las instalaciones fuera del ámbito del RD 413/2014 y almacenamiento con módulo de generación síncrono, la prestación básica supone, a grandes rasgos, la continuidad del servicio de control de tensión definido en el PO7.4 vigente, en vigor desde el año 2000: estas instalaciones deben modificar su generación y absorción de potencia reactiva dentro de su capacidad obligatoria de forma que mantengan la tensión en BC dentro del rango admisible.

El operador del sistema justifica la propuesta de una prestación básica de alcance generalizado, frente a un uso de las capacidades asignado puramente con criterios de mercado, por resultar necesaria la contribución de todas las instalaciones para garantizar la seguridad del sistema, ya que dicho operador valora que un servicio basado únicamente en la modalidad de seguimiento de consignas y/o en capacidades voluntarias adjudicadas en mercado no aportaría suficiente recurso para cubrir las necesidades del sistema eléctrico peninsular, además de presentar un coste elevado e impredecible. Esto es porque no todas las instalaciones de generación y demanda existentes disponen de capacidad para seguimiento de consignas en tiempo real, ni tampoco de capacidad de reactiva adicional; o bien no participarían en un servicio potestativo a un precio razonable. El modelo podría evolucionar a medida que se renueve el parque de proveedores, ya que los nuevos entrantes deberían disponer de mejores capacidades técnicas, entre otros motivos, porque les obligan las condiciones de acceso a la red desarrolladas bajo el Reglamento (UE) 2016/631. Esta conclusión ha sido alcanzada en el ámbito del proyecto demostrativo regulatorio de control de tensión desarrollado en 2022¹.

¹ https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-13380.

En síntesis, el requisito de cumplimiento de la prestación básica consiste en que el proveedor del servicio mantenga el factor de potencia (RCR o demanda) o posicione su potencia reactiva en el lado correcto de generación o absorción de reactiva (no RCR), de modo que contribuya a mantener la tensión dentro de los rangos admisibles; siendo penalizado si su potencia reactiva no presenta el sentido correcto, o no ha entregado todo su potencial obligatorio estando la tensión fuera de la banda objetivo.

En cuanto a las penalizaciones por incumplimiento de la prestación básica, la propuesta del operador del sistema es extender y hacer efectiva la aplicación de penalizaciones a todas las instalaciones con obligaciones en el ámbito del control de tensión, así como armonizar los criterios y los valores de dicha penalización². En concreto, la propuesta permitirá hacer efectiva la penalización aplicable a la generación fuera del ámbito del RD 413/2014 por incumplimiento en la prestación básica de su capacidad obligatoria (prevista en el PO 7.4 vigente) y, por otra parte, sentará las bases para armonizar esta penalización con la aplicable a la generación bajo el ámbito del RD 413/2014, y al almacenamiento. De este modo, la aplicación de un valor armonizado en forma de €/Mvarh, para toda la generación y el almacenamiento, garantizará un trato no discriminatorio entre tecnologías.

² Actualmente, se aplican penalizaciones a:

- Generación bajo el ámbito 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 (generación RCR), cuando su factor de potencia incumple el rango obligatorio definido en el propio Real Decreto 413/2014, ajustado a las capacidades técnicas exigidas en la orden ministerial TED 749/2020, que desarrolla el Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016 a nivel nacional, debiendo encontrarse, en todo caso entre

los valores extremos de factor de potencia: 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo. La penalización recogida en su anexo III se establece actualmente en 0,261 c€/kWh.

– Consumidores en media y alta tensión de potencia superior a 15kW con excesos de consumo de reactiva superiores a un 33 % de energía activa, en periodos punta y llano, tal como se recoge en el artículo 9 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. La penalización actual, cuya liquidación llevan a cabo los distribuidores, está recogida en la resolución de 21 de diciembre de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2024. Esta penalización asciende a 41,554 €/MVA_{rh} para $0,80 \leq \cos \varphi < 0,95$ o 62,332 €/MVA_{rh} para $\cos \varphi < 0,8$.

Existen otras penalizaciones previstas en la regulación, pero que no son efectivas, bien por ser de aplicación un periodo de excepción, bien por no haberse efectuado un desarrollo reglamentario de detalle que, entre otras cuestiones, fije el valor de la penalización. Se trata de las penalizaciones asociadas a incumplimientos de:

– Consumos en media y alta tensión de potencia superior a 15kW a tensión igual o superior a 1kV, con un factor de potencia superior a 0,98 capacitivo en el periodo 6, recogida en la disposición transitoria segunda de la Circular 3/2020 (potencial penalización de 0,05 €/kVA_{rh}).

– Incumplimientos del margen de generación y absorción de potencia reactiva mínimo obligatorio requerido en barras de central a tensión nominal de la red de transporte de un 15 % de la potencia activa neta máxima para la generación fuera del ámbito del Real Decreto 413/2014, recogido en el vigente P.O. 7.4.

Con respecto a la demanda, el PO7.4 no establece una prestación básica, evitando así redundancias, y dejando que el servicio básico de la demanda se encuentre definido en el ámbito de la Circular 3/2020 antes citada, cuya liquidación es realizada por el distribuidor en el ámbito de facturación de los peajes. A este respecto, el operador del sistema incide en su propuesta en la necesidad de que dicha Circular 3/2020 haga efectiva la penalización prevista para un factor de potencia superior a 0,98 capacitivo en el periodo 6, lo que queda fuera del ámbito de esta resolución.

Se ha considerado la posibilidad de incorporar en el PO7.4 un servicio básico para la demanda, pero resulta complejo por no presentar la Circular y el PO7.4 el mismo ámbito de aplicación, requiriéndose además para la demanda la intervención de los distribuidores, ya que los consumidores no son sujetos de liquidación del operador del sistema. En todo caso, podrá avanzarse en la armonización del servicio de control de tensión en una fase posterior de revisión de ambas normas.

Un segundo elemento diferencial que introduce la propuesta con respecto al modelo actual es la posibilidad de prestar el servicio con la modalidad de seguimiento de consignas en tiempo real, como alternativa a la prestación básica. En esta modalidad de prestación, el proveedor debe ser capaz de modificar su potencia reactiva respondiendo tanto a consignas de tensión (modalidad U) como a consignas de potencia reactiva (modalidad Q) proporcionadas por el operador del sistema en tiempo real³. Una cuestión debatida en el trámite de audiencia es la exigencia de que los proveedores tengan capacidad para seguir ambas modalidades de consigna (U y Q). A este respecto, hay que tener en cuenta que, de forma general, la modalidad de seguimiento de consignas de tensión es la deseable desde el punto de vista de la seguridad del sistema, por su respuesta automática y más rápida ante cambios en la tensión. Sin embargo, es necesario también que las instalaciones que siguen consignas cuenten con capacidad para ser reguladas en la modalidad de consignas de reactiva, ya que puede resultar necesaria para el operador de sistema en determinadas situaciones como, por ejemplo, ante el riesgo de interacciones no deseadas entre reguladores de tensión cercanos.

³ La posibilidad de establecer un seguimiento basado en consignas de factor de potencia no se ha considerado adecuada para garantizar la seguridad del sistema, dado que su respuesta depende de la producción de potencia activa de la instalación, no de su tensión en BC, por lo que podría ser inadecuada o ir contra las necesidades del sistema en un momento dado.

La participación en la forma de seguimiento de consignas es voluntaria, y está abierta a los proveedores conectados a la red de transporte con potencia instalada/contratada igual o superior a 5 MW. La prestación basada en consignas lleva asociada la percepción de una contraprestación económica a un precio regulado, con el objetivo de

incentivar el desarrollo de un potencial de capacidad de respuesta dinámica por parte de los agentes. Así mismo, el proveedor afrontará una penalización económica si no sigue adecuadamente su consigna en tiempo real, dentro de los márgenes de su capacidad reactiva obligatoria. Cabe señalar que, para el caso particular de la demanda, se considera como nula la capacidad reactiva obligatoria.

Se establece una bonificación o precio regulado por la activación de potencia reactiva hasta la capacidad máxima obligatoria y una penalización en caso de desvío con respecto a la consigna dentro de la capacidad obligatoria. En caso de recibir y seguir consignas que superen el valor de la capacidad obligatoria, el proveedor percibirá la bonificación por la energía reactiva proporcionada, pero no será de aplicación en este caso la penalización por incumplimiento. Tras el trámite de audiencia, se ha mejorado la redacción del PO7.4 para especificar mejor la formulación del cálculo de la energía sujeta a retribución en estos casos.

Por otra parte, el PO7.4 dispone que el envío de consignas se efectúe a través de los centros de control habilitados por el operador de sistema, que reenviarán a los proveedores bajo su control las consignas recibidas del OS en tiempo real, con un retraso máximo de 5 segundos. Frente a variaciones de consignas tanto de tensión U como de reactiva Q, el tiempo de respuesta de los proveedores debe ser inferior a 2 minutos, y el tiempo de establecimiento inferior a 5 minutos, con un sobrepaso menor al 120 %. A la vista de las dudas expuestas por los sujetos en el trámite de audiencia, se aclara que cuando el servicio se presta en BC en forma de seguimiento de consignas de tensión (modalidad U), el tiempo de respuesta frente a variaciones de la medida de tensión debe ser inferior a 20 segundos (pudiendo ser diferente cuando así disponga normativa específica que le aplique como por ejemplo la Orden TED 749/2020). En caso de que la prestación en forma de seguimiento de consignas de tensión se realice de forma conjunta en el punto de provisión del servicio (PPS), el tiempo de respuesta máximo frente a un cambio de la medida de tensión se relaja a 2 minutos, ya que en el mecanismo de respuesta hace falta que intermedie un centro de control (de forma similar a la respuesta ante un cambio de consigna).

En cualquier caso, para participar en esta modalidad de consignas, los proveedores deberán superar satisfactoriamente las pruebas específicas de habilitación en toda su extensión, salvo que el operador de sistema, en base a mayor experiencia, determine que alguna o algunas de las fases de las pruebas no son necesarias.

Los proveedores que compartan punto de conexión a la red (PCR) podrán acogerse a la participación conjunta en un PPS situado entre barras de central y el punto de conexión a la red de transporte, tanto en modalidad de seguimiento de consignas de tensión como de potencia reactiva, siempre y cuando lo hagan de forma unánime todos los proveedores bajo el mismo PPS. El centro de control único debe enviar al OS las telemidas de tensión, potencia activa y reactiva en el PPS. La capacidad reactiva total asignada al PPS es la suma de las capacidades obligatorias y adicionales de todos los proveedores asociados a dicho PPS.

En el caso de instalaciones híbridas, cabe señalar que para la prestación del servicio de control de tensión basado en seguimiento de consignas en tiempo real es necesario que exista un punto eléctrico común entre los módulos que forman parte de una instalación híbrida no compartido con otras instalaciones.

El caso particular del autoconsumo, en su modalidad «sin excedentes» tiene la consideración de consumidor (por lo que no les aplica el PO7.4 salvo que soliciten habilitarse en la prestación de consignas en tiempo real). Y en su modalidad de «con excedentes» se aplica el PO 7.4 a sus instalaciones de generación, con seguimiento de consignas en barras de central del conjunto generación-demanda, mientras que sus instalaciones de consumo serían objeto de la Circular de peajes 3/2020, de forma que sólo si solicitan habilitarse en la prestación de consignas en tiempo real le aplicaría el PO 7.4 (siendo posible en este caso que se acogiese a la modalidad de participación conjunta).

Otro gran elemento diferencial que introduce la propuesta es el establecimiento de mercados zonales de capacidad adicional en la red de transporte, de participación voluntaria. Estos mercados serán convocados, a criterio del operador del sistema, mediante un proceso competitivo el día previo a la entrega, en las zonas donde se prevea necesidades adicionales. La asignación de potencia reactiva adicional puesta a disposición del sistema se retribuirá a precio de oferta (*pay as bid*), en forma de €/Mvar. Para poder participar en estos mercados de capacidad adicional los proveedores deben estar acogidos a la modalidad de consignas, y deben presentar ofertas por la máxima capacidad de potencia reactiva adicional que estimen que van a ser capaces de proveer sin considerar la parte obligatoria. En respuesta a cuestiones surgidas en el trámite de audiencia se aclara que el procedimiento habilita además la posibilidad de establecer convocatorias de capacidad adicional más cercanas al tiempo real, para las que los agentes pueden modificar sus ofertas.

La contratación de capacidad de reactiva adicional, se llevará a cabo en determinadas zonas donde se identifiquen necesidades del sistema superiores a la capacidad de control de tensión que pueden aportar los medios existentes con su capacidad obligatoria. La convocatoria de estos mercados de capacidad reactiva adicional presenta un segundo requisito, la existencia de suficiente nivel de competencia en la zona correspondiente. La introducción de mercados zonales de capacidad adicional se prevé progresiva, a medida que se constaten tanto la necesidad como la suficiencia competitiva, y deberán establecerse con el suficiente tiempo de preaviso para facilitar un buen nivel de competencia. Tras el trámite de audiencia, se ha incorporado en el procedimiento la posibilidad de suspender un mercado zonal en caso de perder las condiciones básicas de competencia.

En cuanto a su diseño geográfico, será el operador del sistema quien defina las subestaciones de la red de transporte que conforman las zonas vinculadas a los mercados zonales. Este mismo operador publicará para cada zona en qué periodos horarios hay requerimiento de capacidad reactiva mayor que cero en cualquier sentido, si bien los participantes no conocerán las cantidades requeridas en el momento de ofertar, con objeto de evitar ejercicio de poder de mercado.

La oferta se presentará por unidad de programación con segregación zonal, proporcionando posteriormente los desgloses de la capacidad asignada de las unidades de programación por unidad física, para facilitar el análisis de seguridad del sistema y validación del servicio. Las ofertas podrán incluir, además de un precio por bloque de capacidad, un término en euros por cada período horario con programa por debajo de mínimo técnico (por cada modo de funcionamiento). Por otra parte, si las asignaciones de reactiva implican arranques de unidades térmicas o turbinas adicionales, dichos arranques serán remunerados al coste de arranque indicado en la oferta de restricciones, siempre que los arranques se hayan realizado efectivamente.

En la subasta puede haber una parte del requerimiento que priorice a los proveedores que disponen de la modalidad de seguimiento por consigna de tensión y que sean capaces de responder de forma automática y rápida frente a cambios en la medida de tensión, cubriendo así mejor las necesidades del sistema. Una vez cubierta la capacidad de respuesta automática y rápida ante cambios de perfil de tensión en la red, el resto del requerimiento de capacidad adicional de potencia reactiva se asignará con un criterio puramente económico.

Debido a la especial dificultad que tiene la demanda para poder participar en la prestación del servicio en forma de consignas dinámicas, se toma, a efectos de su participación en dicha modalidad, como nula su capacidad obligatoria, por lo que su participación en la modalidad de seguimiento de consignas se efectuaría por la capacidad asignada en los mercados de capacidad reactiva adicional. De esta forma, sólo participan, de forma voluntaria aquellos que, por sus características de consumo (tipo de proceso productivo, etc.) pudiesen comprometerse a seguir consignas en tiempo real de un día para el siguiente, pudiendo internalizar en el mercado de reactiva adicional

los costes asociados al impacto que supone en sus procesos productivos la provisión del servicio.

Adicionalmente a las obligaciones y mecanismos descritos anteriormente, el apartado 10.5 del procedimiento dispone la supervisión por el operador del sistema de la capacidad reactiva de los proveedores conectados a un mismo punto de conexión a la red de transporte, la cual debe ser suficiente para compensar el aporte de potencia reactiva (consumida o generada) por las instalaciones existentes entre dicho punto de conexión y sus barras de central y cumplir, en su caso, las exigencias de capacidad previstas en la Orden TED/749/2020. A modo de incentivo para este cumplimiento, se dispone que el operador del sistema comunique al centro de control responsable la detección de puntos de conexión a la red con energía reactiva mensual consumida o generada mayor a 1000 Mvarh en contra de las necesidades del sistema. En estos casos, los proveedores deberán establecer una compensación adicional, ya sea ampliando su capacidad reactiva o mediante la instalación de equipos de control de tensión, tales como reactancias, condensadores o STATCOMs, en las instalaciones de conexión, habilitándose para ello un periodo de adaptación de 2 años, transcurrido este plazo sin haber solventado el incumplimiento, será de aplicación una penalización por incumplimiento de la capacidad reactiva obligatoria. Tras el trámite de audiencia se ha adaptado la modalidad de la penalización, pasando a ser un descuento sobre los ingresos obtenidos por la prestación del servicio, hasta un 80 % de los ingresos netos obtenidos en su participación en el servicio voluntario de seguimiento de consignas. Esta forma de penalización resulta más equitativa y efectiva, ya que permite extender su aplicación a todas las instalaciones que comparten ese punto de conexión a la red de transporte y no sólo a las que se encuentran bajo el ámbito de la Orden TED/749/2020.

Finalmente, la propuesta establece una serie de medidas de coordinación y excepcionales en puntos frontera con red de distribución de tensión igual o superior a 36kV con explotación mallada, para el control de la tensión en los transformadores con capacidad remota de regular tomas en carga de forma automática-manual. Así, en situaciones de sobretensiones (subtensiones) de duración superior a 15 minutos, los gestores de la red de distribución procederán al movimiento de tomas de forma manual, para minimizar la inyección (absorción) de potencia reactiva, siempre que la tensión en el nivel de distribución sea menor o igual a 1,07 pu (0,93 pu), bloqueando las tomas en dicho punto, en caso de no resolverse el problema.

Procedimiento de operación 3.1.

Se modifica el procedimiento de operación P.O.3.1 Proceso de programación para introducir el servicio de capacidad de reactiva adicional asociado al nuevo servicio de control de tensión y adaptar el horario de los procesos de programación.

En particular, se introduce un nuevo apartado 16, que establece el proceso relativo al servicio de capacidad reactiva adicional, y se modifican los anexos I y IV para adaptar los horarios de los intercambios de información y del proceso de resolución de reclamaciones, respectivamente.

El proceso de asignación del servicio de capacidad de reactiva adicional se llevará a cabo tras la resolución de restricciones técnicas al PDBF, debiendo para ello retrasar una hora el proceso de asignación de reserva de regulación secundaria.

Procedimiento de operación 3.6.

Se modifica el P.O.3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de generación, demanda y almacenamiento con objeto de permitir la correcta validación de la prestación del servicio de control de tensión. En concreto, se modifican los apartados 3, 4, 5 y 6, siendo los cambios más relevantes la eliminación de las definiciones de potencia máxima y la incorporación de la obligación de comunicación de indisponibilidad a las unidades que presten servicio de control de tensión. Las definiciones de potencia máxima se eliminan del PO3.6 para evitar duplicidades, dado

que su adaptación a lo dispuesto por el Real Decreto 1183/2020 de acceso y conexión a las redes ha quedado recogida en el PO3.1 aprobado por la Resolución de 6 de marzo de 2025 de la CNMC por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos para su adaptación a la negociación cuarto-horaria en los mercados diario e intradiario.

Procedimiento de operación 9.1.

Se incorpora en el anexo I del P.O.9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación un nuevo apartado 1.17 relativo a la publicación de información relativa a los mercados zonales de capacidad reactiva adicional asignada el día anterior (no más tarde de 30 minutos tras la casación), y en tiempo real (antes de las 12:00 del día siguiente). Incluyendo los requerimientos solicitados y satisfechos, así como precios medios horarios para cada sentido, ponderado a nivel peninsular. Se proporcionará además información por participante transcurrido un mes, y por unidad transcurridos los 90 días.

Procedimiento de operación 14.4.

El P.O.14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema también es objeto de adaptación a efecto de poder liquidar el servicio de control de tensión.

En concreto, se establecen los pagos y cobros a los prestadores del servicio:

- El pago por incumplimientos de la prestación básica, aplicando sobre la capacidad de reactiva penalizable, el precio por incumplimiento de la prestación básica del servicio de control de tensión (PQBIN) que se establece en esta resolución de la CNMC.
- El cobro capacidad reactiva obligatoria prestada en forma de consignas en tiempo real, aplicando el precio de la energía reactiva obligatoria (PQO) que se establece en esta resolución de la CNMC.
- El pago por incumplimientos de capacidad reactiva obligatoria prestada en forma de consignas en tiempo real, aplicando 1,2 veces el precio de la energía reactiva obligatoria (PQO).
- El cobro de la capacidad reactiva adicional de las unidades asignadas en mercados locales, a su precio de oferta (PQA), descontando en su caso desasignaciones, y para el caso concreto de unidades térmicas e hidráulicas, los cobros asociados a los arranques de turbinas hidráulicas, y turbinas de vapor y de gas.
- El pago por incumplimientos de capacidad reactiva adicional, aplicando 1,2 veces el precio medio de la oferta aceptada (PQA).
- El pago por incumplimientos de la compensación reactiva de las instalaciones de conexión aplicando el precio por incumplimiento de la compensación reactiva de las instalaciones de conexión.

El coste del servicio de control de tensión se liquidará a la demanda en proporción a su consumo en barras de central.

Tercero. Aspectos más relevantes de la propuesta.

Esta Comisión considera que la propuesta recibida del operador del sistema el 13 de marzo de 2024 es acorde con lo establecido en las Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español, aprobadas por resolución de la CNMC de 8 de septiembre de 2022, y permite desarrollar el servicio de no frecuencia de control de tensión previsto en el artículo 9 de las citadas Condiciones.

No obstante, durante los trámites de consulta pública del operador del sistema y de audiencia de la CNMC, así como en el ámbito del lanzamiento de los proyectos piloto de control de tensión referidos en los antecedentes de hecho, entre otros, se han puesto de manifiesto la existencia de considerables impactos económicos asociados a cualquier

modificación de la regulación asociada al control de tensión, tanto sobre instalaciones de generación existentes como de demanda. Se exponen a continuación las consideraciones más relevantes a este respecto.

Tercero.1. Sobre la existencia de una capacidad mínima obligatoria y una prestación básica.

El aspecto más destacable del servicio de control de tensión se ve condicionado por varios ámbitos regulatorios: condiciones de acceso a la red, normas de retribución específica, condiciones y procedimientos de operación, peajes de acceso, etc. Esto se debe a que la provisión de energía reactiva y, en general, el control de la tensión no ha tenido históricamente la consideración de servicio al sistema eléctrico, como ha pasado con el balance o las restricciones, sino que recibía el tratamiento de un requisito básico para la conexión a la red con prestación obligatoria. Al establecer requisitos de control de tensión o plantear la evolución a algún tipo de provisión estándar, no se puede ignorar la existencia de unas capacidades mínimas obligatorias diferenciadas en función de la tecnología y del momento de entrada de la instalación en el sistema.

En los últimos años se han producido importantes avances regulatorios en ámbito europeo y nacional en la línea de mejorar las capacidades técnicas de los proveedores del servicio. Con objeto de poder aprovechar tanto las capacidades existentes como las venideras, se ha hecho un esfuerzo por establecer un marco común en el que los proveedores puedan participar de forma coherente a sus capacidades técnicas y al ámbito normativo bajo el que cada uno se encuentra dependiendo de su tecnología, potencia, red de conexión y año de puesta en servicio.

En desarrollo de la Directiva (UE) 2019/944, el Reglamento (UE) 2019/943, el Reglamento (UE) 2017/1485 y las Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia (CSNF), los procedimientos de operación que aprueba esta resolución pretenden sentar las bases para la transición hacia un tratamiento de la energía reactiva como un servicio retribuido, con todo lo que ello implica en estandarización de condiciones, asignación eficiente, marco retributivo, etc. Pero este proceso de cambio no será inmediato, ni podrá abordarse en un solo paso, sino que requerirá un periodo de transición. En primer lugar, porque, como se ha indicado más arriba, hay que tener en cuenta el punto de partida, es decir, las condiciones aplicables a las instalaciones existentes en el momento de su inicio de operación y el impacto económico que podría tener para las mismas un cambio súbito de dichas condiciones. En segundo lugar, porque la introducción de un nuevo servicio siempre requiere la obtención de experiencia, tanto por parte de los sujetos como del regulador.

En estas circunstancias, un salto brusco hacia un mecanismo de puro mercado, sin obligaciones de provisión básica, con una contratación previa de capacidad basada en productos estandarizados, y una asignación en tiempo real de la energía reactiva, presentaría ciertos riesgos. Estas circunstancias son las que se pusieron a prueba en el proyecto piloto de control de tensión. Este proyecto ha permitido comprobar la viabilidad técnica del nuevo servicio de control de tensión basado en mercados zonales con remisión de consignas en tiempo real a los proveedores a través de sus Centros de Control.

En particular, se ha puesto en valor la capacidad reactiva adicional de la generación RCR, especialmente a producciones bajas de potencia activa en las que dicha capacidad reactiva no es aprovechable mediante el seguimiento de rangos fijos de factor de potencia que establece el RD 413/2014 actualmente para esas instalaciones. La participación de la generación RCR en el nuevo servicio de control de tensión otorgará un adecuado nivel de tensión para el futuro sistema eléctrico peninsular español con presencia mayoritariamente renovable. Sin embargo, el proyecto también permitió constatar que, debido al carácter local y proporcional del control de tensión, el coste del servicio se ve fuertemente afectado por el grado de competencia y por el mix tecnológico de los potenciales proveedores en una determinada zona.

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, el PO7.4 prevé una modalidad de prestación básica a través de la cual la capacidad mínima obligatoria de las instalaciones es puesta a disposición del sistema. Esta modalidad pretende garantizar la disponibilidad de recurso y su distribución homogénea por toda la zona, lo cual resulta necesario para evitar el empeoramiento de los niveles de tensión del sistema en tanto no se produzca un despliegue generalizado de instalaciones con capacidad de seguimiento de consignas.

La prestación básica consiste esencialmente en mantener el *statu quo* en términos de exigencia técnica. Está basada en el mantenimiento dentro del rango de factor de potencia según las capacidades máximas previstas en RD 413/2014 para la generación RCR, así como la curva U-Q descrita en el actual PO7.4 para la generación síncrona. No obstante, se introducen tres novedades al respecto:

1. Se realiza un ajuste en la curva U-Q de la generación síncrona, con objeto de que mantenga una cierta capacidad para generar/absorber potencia reactiva en todo el rango de tensiones admisibles definido en el PO1.4.
2. Se consideran instalaciones como el almacenamiento o la hibridación, las cuales no estaban contempladas en la regulación previa, pero es esperable que tengan una presencia relevante en el sistema eléctrico en el futuro.
3. Se introduce una penalización por incumplimiento del servicio, al objeto de garantizar el cumplimiento de la prestación y evitar incentivos a la realización de prácticas indeseadas (una instalación generando reactiva sin penalización, mientras otra la consume percibiendo una retribución). La penalización que prevé este PO7.4 pretende también eliminar distorsiones entre todas las tecnologías de generación, ya que solo el RCR presenta penalización en la actualidad según lo previsto en el RD 413/2014.

En conclusión, de acuerdo con las consideraciones realizadas por el operador del sistema en la tramitación de esta propuesta, en una primera fase de implantación de este servicio, se considera necesario introducir una prestación básica para que la operación del sistema se realice en las condiciones de seguridad y fiabilidad requeridas de forma que el suministro de energía a los consumidores finales se efectúe con los niveles de calidad adecuados y los generadores puedan funcionar en las condiciones establecidas para su operación normal. No obstante, el diseño de la prestación básica debería revisarse una vez que se haya desarrollado a medida que evolucione el parque de potenciales proveedores del servicio con capacidad para el seguimiento de consignas.

Tercero.2. *Sobre la (no) armonización de la capacidad mínima obligatoria entre tecnologías.*

Una opción planteada por algún sujeto, es la posibilidad de establecer una capacidad mínima obligatoria única para todas las tecnologías, de modo que se pueda conjugar la existencia de una prestación básica, que permita garantizar unas condiciones mínimas de seguridad para el sistema, con el trato equitativo de las distintas tecnologías y la compensación a las instalaciones que aportan mayor capacidad de control de tensión (las cuales verían liberada parte de su capacidad obligatoria para participar en las subastas zonales).

Esta opción podría contemplarse como un paso intermedio entre el arranque del servicio en las condiciones previstas, y un posible modelo objetivo en el que la asignación del servicio (capacidad y energía) fuera en condiciones 100 % de mercado. Sin embargo, su implantación en estos momentos implicaría fijar como capacidad mínima obligatoria el valor mínimo de entre todas las tecnologías, así como la prestación en la modalidad más básica (mantenimiento de factor de potencia), lo que resultaría en pérdida de recurso en el corto plazo.

En cuanto a la existencia de un trato diferente entre tecnologías en la propuesta, este viene motivado por el objetivo de proporcionar la estabilidad regulatoria necesaria teniendo en cuenta que las especificaciones técnicas exigidas a cada instalación en la

regulación vigente en el ámbito de los requisitos de acceso a la red son distintas, y han ido variando a lo largo de los años. La armonización requerirá por tanto un proceso de transición de instalaciones de generación, almacenamiento y/o demanda.

Tercero.3. Sobre la penalización por incumplimiento de la prestación básica.

Al margen del valor de la penalización económica por incumplimiento de la prestación básica, cuyo cálculo se presenta en un expositivo posterior de esta resolución, hay que considerar dos ámbitos en cuanto al impacto de su aplicación.

El primero en relación con las instalaciones síncronas bajo el vigente PO7.4, aprobado por Resolución de 10 de marzo de 2000, de la Secretaría de Estado de Industria y Energía. Dicho procedimiento 7.4 ya contemplaba la introducción de una penalización en caso de incumplimiento de los requisitos mínimos obligatorios en su apartado 13.1, en los siguientes términos:

«El incumplimiento del uso de los requisitos mínimos obligatorios o, en su caso, de la banda reducida de capacidad máxima declarada se repercutirá en la retribución de este servicio complementario en forma de pago por la energía reactiva equivalente no aportada/consumida (véase anexo 5).»

No obstante, el servicio complementario de control de tensión allí previsto no llegó a fijar esta penalización. Esta Comisión considera necesaria su introducción en este momento, en paralelo con el desarrollo de la prestación voluntaria con seguimiento de consignas, al objeto de evitar incentivos cruzados entre instalaciones, lo que podría provocar importantes ineficiencias. Es importante aplicar esta penalización a la generación síncrona para así también garantizar la existencia de un tratamiento equitativo entre tecnologías, ya que los incumplimientos de la generación RCR sí se ven penalizados económicamente, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 7 y el anexo III del RD 413/2014, mientras que a las instalaciones no RCR no les aplica ninguna penalización.

Ahora bien, hay que tener en cuenta que las condiciones de la prestación básica no son iguales para ambos tipos de generación. En efecto, mientras las instalaciones de producción bajo el ámbito del RD 413/2014 y de almacenamiento basadas en electrónica de potencia devienen obligadas a mantenerse dentro de un determinado rango de factor de potencia, las instalaciones de producción fuera del ámbito del citado real decreto y las instalaciones de almacenamiento con módulo de generación síncrono han de modificar su generación y absorción de potencia reactiva hasta el máximo de su capacidad obligatoria para mantener la tensión en BC dentro del rango definido. Es decir, el requisito de la prestación básica es más exigente para las instalaciones síncronas, lo que hace más probable el incumplimiento de sus obligaciones y puede derivar en una mayor penalización para esta tecnología.

Los sujetos han realizado alegaciones a este respecto en el trámite de audiencia de la propuesta. Argumentan incapacidad técnica por parte de ciertas instalaciones o tecnologías para proporcionar la prestación básica del servicio, especialmente en el caso de instalaciones síncronas con fecha de puesta en marcha anterior a la entrada en vigor de los requerimientos de capacidad reactiva.

En este sentido, se ha incorporado en el PO7.4 la posibilidad de que el operador del sistema admita en relación con las instalaciones anteriores al año 2000 una curva de respuesta de reactiva frente a tensión, diferente a la estándar exigida. El Operador del sistema podrá determinar, durante el periodo temporal que estime justificado para cada instalación, unas capacidades de reactiva obligatoria en barras de central adaptadas a las capacidades máximas de estas instalaciones, debidamente justificadas en función de la tecnología de cada instalación, su funcionamiento histórico y la eficiencia económica. Esta justificación se realizará mediante un informe que el titular de la instalación remitirá al Operador del sistema con una antelación mínima de 3 meses respecto al inicio de aplicación de la prestación básica.

Las instalaciones para las que se haya realizado esta adaptación deberán comunicar al Operador del Sistema cualquier modificación sustancial que se produzca en sus instalaciones, proceso de renovación, sustitución de sus equipos principales o ampliación del periodo de vigencia de la autorización o de la concesión que les habilita para la explotación para que efectúe una nueva valoración en los términos previstos en el párrafo anterior.

Por otra parte, en relación con el impacto de la penalización por incumplimiento de la prestación básica sobre las instalaciones de producción bajo el ámbito del Real Decreto 413/2014, se considera positivo que la nueva norma cambie su forma de penalización ante incumplimientos. En primer lugar, para armonizar la forma de penalizar los incumplimientos de la generación, ya que mientras el Real Decreto 413/2014 establece una penalización en función de la energía activa producida por la instalación (0,261 c€/kWh), el PO7.4 la prevé en unidades de energía reactiva (1 €/Mvarh). Y, en segundo lugar, para mejorar el incentivo de la generación RCR a cumplir con sus obligaciones y, en particular, la compensación de la potencia reactiva que la instalación RCR inyecta en la red, que resulta de especial relevancia en momentos de baja o nula producción de energía activa, cuando una penalización sobre la energía activa queda prácticamente sin efecto.

Al objeto de evitar la aplicación de una doble penalización por incumplimiento de una misma obligación, la entrada en vigor de las penalizaciones previstas en esta resolución para el caso de instalaciones bajo el RD 413/2014 requerirá que este real decreto prevea la inaplicación de la penalización prevista en su anexo III. La adaptación de la norma en este sentido estaba ya prevista en el proyecto de real decreto por el que se modifica el Real Decreto 413/2014⁴, que fue informada por la CNMC en marzo de 2025 (IPN/CNMC/043/24).

⁴ Se indica en la memoria que acompaña la propuesta la modificación del apartado 2 del anexo III del real decreto con objeto de indicar que las penalizaciones por incumplimiento del control del factor de potencia serán de aplicación en tanto la CNMC no desarrolle un nuevo modelo.

En cuanto a la armonización con el servicio básico prestado por la demanda bajo la Circular 3/2020 de peajes, podría ser conveniente que quedasen exentas de la penalización recogida en dicha circular cuando participen en el servicio de consignas por la capacidad adicional que pudiesen contratar, para no obstaculizar su participación en él. Este aspecto se deberá valorar dentro del proceso en curso de revisión de la Circular 3/2020 para el próximo periodo regulatorio (2026-2031).

Tercero.4. Sobre la introducción de una prestación dinámica retribuida (seguimiento de consignas del operador del sistema).

La estabilidad del sistema eléctrico se está viendo afectada por una creciente variabilidad en tiempo real, tanto proveniente de la generación como de la demanda (autoconsumo o almacenamiento), así como de los flujos en las interconexiones internacionales. La variabilidad de la energía activa está siendo abordada con el desarrollo de la flexibilidad de las tecnologías tradicionalmente no gestionables y el intercambio de reserva entre los sistemas interconectados. No obstante, también la energía reactiva y la tensión están sufriendo problemas de variabilidad, mientras que la metodología de control de tensión basada en el seguimiento de consignas fijas, particularmente de factor de potencia, podría resultar insuficiente para garantizar la seguridad del sistema a medida que avance el proceso de transición energética.

La prestación del servicio de control de tensión en modo dinámico que introduce el nuevo PO7.4, siguiendo las consignas proporcionadas por el operador del sistema en tiempo real, y con capacidad de responder rápidamente frente a variaciones de la tensión medida frente a su consigna es el modelo objetivo. Todas las nuevas instalaciones bajo el ámbito de la Orden TED 749/2020 dispondrían ya de capacidad para adherirse a esta modalidad y, adicionalmente, se prevé que la existencia de una

retribución asociada incentive la adaptación de gran parte del parque generador preexistente, especialmente del tipo RCR.

En cuanto a la retribución de esta prestación, se establecen dos conceptos principales: energía reactiva generada o consumida dentro de la capacidad obligatoria, siempre que haya sido aportada en el sentido requerido por la consigna del operador del sistema, y mercados locales de capacidad adicional. Para el primer concepto, el precio de la energía se establece en el PO7.4; para el segundo, la capacidad adicional se retribuye al precio de la oferta asignada en la correspondiente subasta de capacidad adicional, siempre que esta haya sido convocada.

Esta fórmula de retribución es diferente de la habitual en otros servicios, como la regulación secundaria, en la que se establece una retribución por el total de la capacidad requerida y asignada, y otra retribución por la energía efectivamente entregada haciendo uso de esa capacidad. A este respecto, hay que tener en cuenta que el control de tensión difiere de la regulación secundaria en que tiene carácter local; mientras en la banda de regulación cada MW de capacidad aporta el mismo valor, en el control de tensión dependerá de la situación de tensiones en el nudo de conexión o la zona de la red en la que se encuentre la instalación. Difiere además en que la disponibilidad de capacidad de control de tensión por parte de las instalaciones es una condición propia de la tecnología (generación síncrona) o un requisito ligado a sus condiciones de conexión a la red (generación no síncrona), mientras que la capacidad de regulación secundaria es totalmente potestativa; se incorpora por la voluntad de prestación de ese servicio.

Con respecto a la posibilidad de que el servicio fuera retribuido enteramente a través de mecanismos de mercado, se considera que, si bien la CNMC ha incorporado en el PO7.4 unas condiciones básicas de competencia que han de cumplirse para poder lanzar una subasta local de capacidad adicional⁵, no se dispone de información suficiente en este momento sobre su funcionamiento: configuración de las zonas, nivel de requerimiento, número de proveedores, etc., que permita prever unas condiciones que garanticen la competitividad zonal y la seguridad del sistema. Por ello, entre tanto no se disponga de experiencia suficiente sobre la evolución del servicio, el esquema planteado se considera una propuesta prudente como una primera fase que permita obtener experiencia hacia un modelo objetivo basado en mercado.

⁵ Presencia de al menos dos proveedores habilitados de distinto grupo empresarial y con suficiente capacidad adicional para que ninguno de ellos resulte pivotal para cubrir el requerimiento.

En cuanto al rango de capacidad adicional, se trata de una capacidad puesta a disposición del sistema, de la que las instalaciones no están obligadas a tener. Por ello, se considera que se debe retribuir explícitamente para incentivar la inversión de los promotores en mayores capacidades de reactiva. La retribución de la capacidad adicional se establece a precio de oferta por la diversidad de costes que puede haber entre las distintas tecnologías y proveedores.

Sin embargo, no se plantea la retribución de la energía entregada en este rango de capacidad adicional porque se estima despreciable el coste que supone su entrega por parte del proveedor. En cualquier caso, el coste que pudiera representar podría ser incorporado en la oferta de la capacidad. Además, si se retribuyera esta energía, debería hacerse a un precio inferior al aplicado a la energía de la banda obligatoria (la cual implícitamente contempla el concepto de la capacidad), lo que complicaría el proceso.

Por último, indicar que la retribución por la energía alcanza a la energía generada o consumida por encima de la capacidad total (obligatoria más adicional), siempre que la entrega de esta energía esté alineada con la consigna dada por el operador del sistema. Se pretende así poder aprovechar en un momento dado la capacidad adicional que no haya sido adjudicada en el mercado zonal, bien porque el requerimiento no detectase esa necesidad en su momento, o bien porque no se haya habilitado un mercado en esa zona.

Tercero.5. Sobre la supervisión de la compensación del aporte de reactiva de las instalaciones de conexión.

Durante los últimos años se han puesto en servicio extensas instalaciones de conexión para la evacuación de generación renovable. Dichas redes generan o inyectan reactiva en el sistema en función de la potencia activa que fluya por ellas. Esta inyección de reactiva contribuye al incremento generalizado de las tensiones en la red, especialmente en la red de transporte y en momentos en los que el recurso primario renovable es bajo, lo que supone además que la generación RCR no está contribuyendo en ese momento a su compensación.

Actualmente, la generación RCR no tiene un incentivo a compensar la reactiva generada por sus instalaciones de conexión. En primer lugar, porque la penalización que recibe al incumplir sus obligaciones de factor de potencia, prevista en el anexo III del Real Decreto 413/2014, es proporcional a su producción de energía activa (€/MWh); por tanto, el incentivo de cumplimiento decrece a la vez que la producción, siendo nulo cuando la instalación está inactiva. Es más, con la planta parada, podría incluso estar agravando el problema inyectando reactiva adicional sin sufrir ningún tipo de penalización. La introducción en el nuevo PO7.4 de la penalización por incumplimiento del servicio básico en términos de energía reactiva (€/Mvarh) solventará esta última cuestión, pero no incentivará a que contribuya a compensar la reactiva inyectada por su red de conexión, ya que la validación del servicio, tanto básico como de consignas, se realiza en barras de central, o en un PPS que puede estar muy alejado del nudo de conexión a la red⁶. En consecuencia, la reactiva generada por las referidas instalaciones de conexión ha venido siendo compensada por otros medios, principalmente mediante el acoplamiento de generación síncrona por restricciones técnicas, lo que supone un sobre coste para el sistema que está siendo sufragado por todos los consumidores.

⁶ En redes extensas de conexión compartidas por varios proveedores puede surgir una elevada demanda de potencia reactiva entre los terminales de alta tensión del transformador de conexión o convertidor y el punto de conexión, que nadie compensaría en sus puntos de validación.

Por otra parte, de acuerdo al Reglamento (UE) 631/2016, artículo 21.3, el gestor de red pertinente podrá requerir que el propietario responsable de las instalaciones de conexión suministre la potencia reactiva complementaria necesaria para compensar la demanda adicional de potencia reactiva de la línea o cable de alta tensión entre los terminales de alta tensión del transformador elevador del módulo de parque eléctrico (o sus terminales del convertidor, si no existe un transformador elevador) y el punto de conexión. En esta línea, la Orden TED 749/2020 establece en su anexo I, punto 2.3.2, que la capacidad de potencia reactiva de los módulos de parque eléctrico tipo B, C y D se requiere en su punto de conexión. En consecuencia, con carácter general, las instalaciones afectadas por dicha orden tendrán que compensar toda la energía reactiva, ya sea generada o absorbida, desde su instalación hasta el punto de conexión.

A este respecto, el nuevo PO7.4 dispone que el operador del sistema supervise la capacidad reactiva de todos los proveedores conectados a un mismo punto de conexión a la red (PCR) de la red de transporte (RdT), verificando que sea suficiente para compensar la potencia reactiva de las instalaciones de conexión existentes entre el PCR y sus barras de central (BC). En aquellos nodos en los que dicho operador identifique un incumplimiento mensual elevado, se instará a los proveedores para implementar soluciones en el plazo de dos años. Vencido el plazo sin que se haya efectuado corrección, se penalizará la reactiva generada o absorbida en PCR.

De este modo, además de garantizar el cumplimiento de la Orden TED 749/2020, se crea un incentivo a que las instalaciones participen en el servicio de control de tensión en su modalidad de seguimiento de consignas, ya que las consignas que reciban del operador del sistema irán alineadas con las necesidades de compensación en la línea de conexión y, por tanto, los cumplimientos en BC y en PCR irán en el mismo sentido. Si no desean adherirse al seguimiento de consignas, los propietarios de las instalaciones

pueden solventar el incumplimiento incrementando la capacidad de compensación adicional, ya sea ampliando la capacidad reactiva de las plantas de generación o mediante la instalación de equipos de control, tales como reactancias, condensadores o STATCOMs.

En caso de mantenerse el incumplimiento transcurrido el plazo de adaptación previsto, se aplicaría el esquema de penalizaciones por la energía reactiva horaria consumida o generada en PCR en contra de las necesidades del sistema previsto en el PO14.4. El texto inicialmente propuesto por el operador del sistema preveía que la penalización se repartiera entre las instalaciones (tanto anteriores como posteriores a la orden TED 749/2020) que hubieran incumplido en esa hora en barras de central, de forma proporcional a su potencia máxima, pudiendo ocurrir que ninguna incumpla, en cuyo caso, se reparte la penalización entre todas. Sin embargo, este enfoque puede resultar inconsistente en ciertas circunstancias, ya que un pequeño incumpliendo individual podría acarrear tener que asumir toda la penalización de la reactiva no compensada por todo el conjunto de instalaciones, que igualmente existiría si todos cumpliesen en barras de central.

Por ello, en la propuesta consultada por la CNMC se planteó repartir la penalización correspondiente entre todas las instalaciones que hacen uso de la línea de conexión de forma proporcional a su potencia instalada. Tras recibir comentarios que incidían en que esta fórmula no estaba exenta de provocar impactos económicos elevados y asimétricos, se ha optado por condicionar la penalización a la percepción de una retribución por la provisión del servicio de control de tensión, limitando dicha penalización al 80 % de los ingresos netos percibidos en el servicio de control de tensión por las instalaciones bajo ese punto de conexión a red de transporte, bajo el precepto de que, si un servicio prestado no es efectivamente recibido por el sistema, no es meritorio de ser retribuido, al menos en su totalidad.

Tercero.6. *Sobre los valores de incentivo y penalización.*

Esta Comisión ha incorporado en el texto del PO7.4 el valor de 1 €/Mvar para su aplicación a los siguientes derechos de cobro u obligaciones de pago: la penalización por incumplimiento de la capacidad obligatoria en la prestación básica, la retribución de la energía aportada en la prestación con seguimiento de consignas y la penalización por incumplimiento de la compensación reactiva de las instalaciones de conexión.

Este valor ha sido computado como el coste de oportunidad que supondría la resolución de los problemas de control de tensión mediante una inversión en elementos de control integrados en la red: STATCOM y reactancia inductiva.

A este respecto, de acuerdo con datos aportados por REE, considerando un coste de inversión de 3,65M€ de una reactancia de 150 MVar, incluyendo el coste de la posición, con un coste de Operación y Mantenimiento de 50.000 €/año, una vida útil de 40 años, y unas horas de funcionamiento de 7.500 horas, se obtendría un coste medio de 0,24 €/Mvarh. Si se considera una STATCOM de 150 MVar con un coste de inversión de 19,7M€, incluyendo el coste de la posición, un coste de operación y mantenimiento de 500.000 euros, una vida útil de 25 años y unas horas de funcionamiento de 8.500, se obtendría un coste medio de 1,49 €/Mvarh. Todo ello, considerando una tasa financiera de un 5,58 %.

Se ha tomado 1 €/Mvarh como valor intermedio entre ambas referencias. El mismo valor se aplica tanto a los derechos de cobro como a las obligaciones de pago (mayoradas con un factor de 1,2 para los incumplimientos en la modalidad de seguimiento de consignas y capacidad adicional), en coherencia con el principio *el que contamina paga*.

Tercero.7. *Sobre la compatibilidad entre la prestación del servicio y el término de reactiva de la Circular 3/2020 de la CNMC.*

Se considera adecuado el establecimiento para la demanda de una capacidad obligatoria nula a los efectos del servicio de control de tensión regulado en el PO7.4. De este modo, para las instalaciones de demanda se mantienen las condiciones técnicas y económicas que prevé la Circular 3/2020, sin perjuicio de que pueden elegir libremente adherirse a la prestación basada en seguimiento de consignas. Se evita de este modo que las instalaciones de demanda se vean obligadas a seguir consignas en tiempo real para una capacidad obligatoria en días en los que sus procesos productivos limiten su capacidad, lo que sería un fuerte desincentivo para participar en esta modalidad.

Pero ello implica también que la demanda que preste el servicio en seguimiento de consignas no percibirá retribución por la energía aportada dentro del rango de su capacidad obligatoria, ya que esta es nula. De esta forma, sus ingresos procederían exclusivamente de la capacidad adicional vendida en subastas, o en forma de energía reactiva proporcionada por encima de dicha capacidad adicional, en caso de recibir consignas que superen este valor.

Adicionalmente, en el informe justificativo que acompaña a la propuesta de procedimientos, el operador del sistema puso de manifiesto la conveniencia de eximir de la aplicación del término de reactiva de la Circular 3/2020 a las instalaciones de demanda que participen en la modalidad de seguimiento de consignas o que estén asociadas a instalaciones de generación. El objetivo de esta propuesta de exención es evitar que estas instalaciones reciban penalización por incumplimiento de los rangos de factor de potencia recogidos en el término de reactiva de la Circular 3/2020 cuando participen en la prestación basada en consignas, ya que dicha penalización supondría un fuerte incentivo a no participar en el servicio. En concreto, se propone para las siguientes instalaciones:

- Los consumos propios de las instalaciones de producción que comparten punto de conexión a la red de transporte con la instalación de producción.⁷

⁷ «Independientemente de que la instalación de producción genere potencia o no, debe cumplir con el factor de potencia o la consigna de tensión de conformidad con el RD 413/2014 y la propuesta de nuevo procedimiento de operación 7.4; si se mantuviese un término de reactiva para los consumos propios conectados en el mismo punto eléctrico que la instalación de producción, se estaría estableciendo una doble consigna y su consecuente penalización, una para la instalación de producción y otra por los consumos propios, que incluso podrían ir en sentido contrario.»

- Los autoconsumos con excedentes que estén bajo el ámbito de aplicación del RD 413/2014.⁸

⁸ «En tanto son instalaciones de producción, deben cumplir con el factor de potencia o las consignas de tensión de conformidad con el RD 413/2014 y la propuesta de nuevo procedimiento de operación 7.4. Al igual que en el caso de los consumos propios, si se mantiene el término de reactiva de la Circular de peajes se estarían estableciendo dos consignas de control de tensión para una única instalación, lo que pudiera implicar penalización en caso de que no estuviesen alineadas.»

- Los consumidores y autoconsumo en cualquier modalidad que participen en la prestación basada en consignas en tiempo real de la propuesta de nuevo procedimiento de operación 7.4.⁹

⁹ «El seguimiento de dichas consignas puede impedir el cumplimiento de los rangos de factor de potencia establecidos en la Circular.»

La conveniencia de esta exención se tendrá que valorar en el ámbito de revisión de la citada circular, con el fin de que los consumidores no se vean penalizados cuando sigan las consignas del operador del sistema.

Tercero.8. Plazo para la implementación del servicio.

El operador del sistema solicitó que la resolución permitiera un plazo de adaptación máximo de un año desde la fecha de entrada en vigor del paquete normativo para la implementación todos los desarrollos necesarios, así como que en la resolución se recojan los precios regulados de retribución y penalización del servicio en sus distintas modalidades. Consideraba necesario además que se permitiera una entrada en funcionamiento progresiva de los mercados zonales de capacidad reactiva adicional según se fueran dando las condiciones necesarias en cada zona.

Teniendo en cuenta la solicitud del operador del sistema, así como la posible necesidad de que los proveedores tuvieran que abordar inversiones para proporcionar el servicio, esta Comisión contempló en su propuesta sometida a audiencia un plazo de 12 meses para el inicio de aplicación de la presente resolución tras su publicación en el BOE. No obstante, durante el trámite de audiencia de la propuesta y las comunicaciones posteriores con los sujetos y el operador del sistema, se ha solicitado a la CNMC la reducción del plazo previsto, teniendo en cuenta además el plazo transcurrido ya desde que los sujetos conocieron la propuesta en trámite de audiencia. En particular, el OS solicita que, por eficiencia, se permita una implantación progresiva de diferentes aspectos del servicio, dejando abierta la fecha al avance de los desarrollos. Es decir, los procedimientos de operación aprobados por esta resolución entrarán en vigor desde la publicación de la misma en el BOE, a excepción de los siguientes aspectos:

- Aquellos aspectos relativos a la vertiente voluntaria de la prestación basada en el seguimiento de consignas en tiempo real y la liquidación de su retribución y penalización, a excepción de lo relativo a los mercados zonales, serán de aplicación en la fecha que comunique el OS y siempre en el plazo máximo de un año desde la publicación de la resolución.

- Aquellos aspectos relacionados con las penalizaciones en €/Mvarh por incumplimiento de la prestación básica aplicables a las unidades de producción del apartado 6.1.2 del P.O. 7.4, serán de aplicación en el plazo de seis meses desde la publicación de la resolución. El inicio de aplicación de las penalizaciones a las unidades del apartado 6.1.1 requerirán, además, la revisión del Real Decreto 413/2014, al objeto de evitar una doble penalización.

- Por último, la apertura de mercados zonales será progresiva, en función de las necesidades y el nivel competitivo, que irán siendo evaluados por el operador del sistema. Además, necesitará el desarrollo de sistemas para su ejecución. Se prevé su inicio de aplicación como máximo dieciocho meses después de la publicación en el «Boletín Oficial del Estado» de esta resolución.

Cuarto. Otras cuestiones surgidas en el trámite de audiencia no contempladas en los puntos anteriores.

Se recogen en este expositivo algunos otros comentarios surgidos durante el trámite de audiencia de la propuesta por la CNMC, sobre aspectos adicionales a los tratados en los apartados anteriores. Se exponen únicamente aquellos que se considera oportuno clarificar en esta resolución o bien han requerido introducir alguna modificación en los procedimientos de operación anejos.

En primer lugar, sobre la definición de punto de provisión del servicio en barras de central, se han destacado restricciones de aplicación para el caso de instalaciones híbridas. A este respecto, cabe señalar que la propuesta recoge la posibilidad de contemplar excepciones ante imposibilidades técnicas o administrativas, dando así solución a configuraciones incompatibles con la existencia de punto común no compartido con otros proveedores, y dando la posibilidad de prestar el servicio en un punto más cercano a bornes del generador.

Algunos sujetos han planteado la dificultad que supone determinar la capacidad reactiva adicional disponible, para su oferta en los mercados de capacidad adicional.

Dicha capacidad adicional no es un valor fijo, sino que varía con el nivel de tensión en el punto de provisión del servicio, el cual es a su vez variable. A este respecto, efectivamente es parte de la responsabilidad del proveedor considerar los escenarios más probables o adversos que deba incorporar en su oferta, sobre la base de la experiencia y el conocimiento de su zona de operación.

Sobre aquellos casos en que exista una imposibilidad de evacuación que no permita a algún proveedor ofrecer su capacidad reactiva obligatoria a producción activa nula, se señala que la propuesta permite que el proveedor afectado pueda solicitar al OS que considere una capacidad reactiva obligatoria nula mientras permanezca la causa que limita la evacuación, relajando así la banda de reactiva sobre la que la instalación debe responder a consignas. Hay que tener en cuenta sin embargo que en estos casos no desaparece la obligación de mantener $Q=0$ para evitar incumplimientos, bien desconectando la instalación de la red, o permaneciendo conectados para consumos auxiliares mediante transformadores que generan menor Q .

Sobre las pruebas de habilitación para el servicio de consignas, se prevé en el procedimiento la posibilidad de que ciertas fases puedan saltarse si la instalación ya ha participado previamente en los proyectos piloto de control de tensión. Se aclara además en el procedimiento que el OS validará el correcto seguimiento de consignas en TR y la capacidad reactiva técnica total declarada por los proveedores que debe ser como mínimo la capacidad obligatoria requerida por la normativa vigente. Se especifica, además, que las pruebas de seguimiento de consignas de tensión y de reactiva comprobarán la adecuada transición automática entre ellas por parte del proveedor. En cuanto a las dudas planteadas en relación con la velocidad de respuesta que deben afrontar los proveedores del servicio de consignas, el procedimiento 7.4 aclara en su apartado 6.2 que el tiempo de respuesta máximo será de 2 minutos frente a cambios de consigna que supongan variaciones de requerimiento de potencia reactiva menores a 50 Mvar.

Finalmente, ante la preocupación mostrada por algún agente sobre el riesgo de una implementación del servicio en modo cuartohorario, cabe aclarar que el período de programación del servicio de control de tensión será horario. De acuerdo con lo indicado por el operador del sistema, no se prevé necesidad en el corto y medio plazo de iniciar un proceso de cambio derivado de la adaptación actual de los mercados de potencia activa diario e intradiario a períodos cuarto-horarios. Si bien el período de programación es un parámetro que se encuentra en el anexo III, la complejidad que conllevaría su cambio a 15 minutos requeriría habilitar un proceso de consulta y adaptación.

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

Primero.

Aprobar la adaptación de los procedimientos de operación 3.1 Proceso de programación; 3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de generación, demanda y almacenamiento; 7.4 Servicio de control de tensión; 9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación; y 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, que se incluyen en el anejo.

Segundo.

Los procedimientos aprobados por la presente resolución surtirán efectos desde el día siguiente al de publicación de esta resolución en el «Boletín Oficial del Estado», con las siguientes excepciones:

Aquellos aspectos de los procedimientos aprobados que sean relativos a la prestación del servicio de control de tensión basada en el seguimiento de consignas en tiempo real, a excepción de lo relativo a los mercados zonales, surtirán efectos en el plazo máximo de un año desde la publicación de esta resolución en el «Boletín Oficial

del Estado». La fecha será comunicada a la CNMC y publicada por Red Eléctrica en su página web con una antelación mínima de un mes.

Aquellos aspectos de los procedimientos aprobados relacionados con las penalizaciones en €/Mvarh por los incumplimientos de la prestación básica del servicio de control de tensión, surtirán efectos el día 1 del mes siguiente a los seis meses de la publicación de esta resolución en el «Boletín Oficial del Estado». En el caso particular de las instalaciones bajo el ámbito del Real Decreto 413/2014, el inicio de efecto tendrá lugar transcurrido dicho plazo de seis meses y siempre que el Real Decreto 413/2014 prevea la inaplicación de la penalización prevista en su anexo III.

Aquellos aspectos de los procedimientos aprobados relativos a los mercados zonales, incluyendo el cambio de horario de otros mercados afectados, surtirán efectos en el plazo máximo de dieciocho meses desde la publicación de esta resolución en el «Boletín Oficial del Estado». La fecha será comunicada a la CNMC y publicada por Red Eléctrica en su página web con una antelación mínima de un mes.

Tercero.

Dejar sin efecto las versiones anteriormente aprobadas de estos procedimientos en la fecha especificada en el resuelve segundo.

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.

Madrid, 12 de junio de 2025.—El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Miguel Bordiu García-Ovies.

ANEJO

Procedimientos de operación

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 solución de anomalías y gestión de reclamaciones en el ámbito de la programación se recoge en el anexo IV de este procedimiento.

El mecanismo de declaración de errores en las ofertas presentadas y asignadas en los servicios de ajuste del sistema se detalla en el anexo V.

En el anexo VI 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 y su correcta configuración en base a lo establecido en el anexo II de este procedimiento.

– 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, PHFC y P48 se publicarán con resolución cuarto-horaria desde que se introduzca la posibilidad de negociación de productos de resolución cuarto-horaria en los mercados diario o intradiario, en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español.

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.

Los valores correspondientes a potencia se expresarán en MW con un máximo de una cifra decimal, mientras que los valores correspondientes a 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 hasta que el periodo de programación en el mercado diario, en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español, sea también cuarto-horario.

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 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 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 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 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 los periodos de programación correspondientes al día en curso y el horizonte completo del día siguiente, pudiendo ser actualizado posteriormente en cualquier momento, con anterioridad y durante el mismo período 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.

– Potencia máxima de la instalación de generación, de la instalación de almacenamiento (en modo generación) o de la instalación híbrida: será la potencia activa máxima que podrá inyectarse a la red y vendrá determinada por el valor de capacidad máxima, conforme a la definición del Real Decreto 647/2020 y limitado por el valor de capacidad de acceso de la instalación.

En el caso de las instalaciones inscritas en la sección primera del registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, dicho valor se corresponderá con la potencia neta. En el caso de instalaciones híbridas se considera la suma de las capacidades máximas de los módulos que la componen, limitado por el valor de capacidad de acceso de la instalación híbrida.

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.

– 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.

– 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.

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 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. Las publicaciones al OM se realizarán en resolución cuartohoraria desde el momento en el que el periodo de programación del mercado diario, en el ámbito del sistema eléctrico peninsular español, sea también cuarto-horario. En caso de resultar de aplicación el mecanismo previsto a nivel europeo de «Rollback» (mecanismo a aplicar ante incidencias extraordinarias tras la puesta en producción de la negociación de productos cuarto-horarios en el mercado diario), las comunicaciones con el OM recuperarán las condiciones previas a la puesta en producción: resolución horaria.

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 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 VI 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 y todas las ofertas presentadas en el mercado de la zona de oferta española 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 los procedimientos de contingencia «DA Fallback Procedures in SWE region for day-ahead market coupling», establecidos de acuerdo con el artículo 44 del Reglamento (UE) 2015/1222.

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 primer periodo de programación de la ronda correspondiente.

- En tiempo real, con una antelación no inferior a 5 minutos respecto al inicio del periodo de programación correspondiente al 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 $\pm 0,1$ MW.

7.2 Comunicación de potencias hidráulicas máximas y valores mínimos para instalaciones de producción 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.

Como último recurso únicamente ante situaciones que impidan seguir las limitaciones y/o consignas del OS, los participantes del mercado podrán facilitar al OS en el mismo horario anterior:

- Potencia eléctrica de caudal mínimo hidráulico que debe mantener la unidad física o conjunto de unidades físicas para cumplir con los requerimientos debidamente justificados de caudal mínimo exigidos por su Confederación Hidrográfica u otros estamentos oficiales. El valor de la potencia eléctrica se aportará preferentemente como estimación por unidad física y por periodo de programación, de lo contrario, no estará garantizada su consideración.

Esta información podrá ser actualizada o informada tras la publicación del PDVP si las circunstancias de operación de las unidades se ven modificadas por los estamentos competentes.

Esta información solo será admitida como válida si permite verificar que la potencia eléctrica es igual o inferior al desglose de programa comunicado para la unidad física afectada.

El OS podrá solicitar toda la información adicional de carácter oficial que resulte necesaria para validar las solicitudes recibidas.

Las comunicaciones de caudal mínimo hidráulico y su información asociada podrán ser remitidas a la CNMC a petición de esta Comisión.

8. Elaboración del Programa Diario Viable Provisional (PDVP)

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

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

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

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

Tras la solución de las restricciones técnicas identificadas, el OS procederá, en su caso, a realizar las modificaciones adicionales de programa necesarias para obtener nuevamente un programa equilibrado en generación y demanda, de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de solución de restricciones técnicas, respetando las limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad.

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

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

El programa PDVP de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español resultante de este proceso será publicado por el OS no más tarde de las 14:45 horas, o en todo caso, antes de transcurridos 75 minutos tras la publicación del PDBF cuando la primera sesión de subasta intradiaria haya sido anulada a nivel europeo, como consecuencia de retrasos en la comunicación de resultados del mercado diario.

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 la siguiente información:

– Del OM: los flujos programados en cada una de las interconexiones intracomunitarias como resultado de las transacciones realizadas en cada sesión de subasta intradiaria hasta que la Plataforma de Contratación Europea facilite esta información de manera desagregada.

– Del OM: la información referente a las transacciones negociadas por los participantes en el mercado de la zona de oferta española en cada una de las subastas del mercado intradiario, y todas las ofertas presentadas en el mercado de la zona de oferta española a dicha sesión de subasta. Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa a los precios marginales de cada una de las sesiones de subasta del

mercado intradiario correspondiente a las zonas de oferta de España, de Portugal y de Francia para cada periodo de programación.

– De los PM: 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, 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. El OS validará las nominaciones de programa enviadas por los PM de acuerdo con el proceso descrito en el anexo VI. Los programas por unidad de programación nominados deberán respetar, en su caso, las limitaciones establecidas por seguridad.

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.

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

– En aquellos casos en los que por la existencia de una incidencia no se disponga de los resultados de la subasta intradiaria o habiéndose recibido, no hayan sido confirmados, a nivel europeo, antes de 30 minutos después del cierre de ofertas de la sesión de subasta correspondiente.

– En aquellos casos en los que el OS no pueda, por alguna razón, integrar en su sistema la información enviada por el OM referente a las transacciones negociadas por los participantes en el mercado de la zona de oferta española en la subasta intradiaria, de forma coordinada con el OM.

– En aquellos casos en los que, por problemas en los intercambios y/o integración de los resultados, y alcanzadas las horas límite acordadas entre operadores, el OM publique la anulación a nivel regional de la subasta completa o, en su caso, la anulación período a período de todos los comprendidos en el horizonte de la subasta. Sin perjuicio de la anulación de transacciones a nivel regional de la subasta, deberán mantenerse los flujos internacionales resultado de la casación en cada una de las interconexiones.

En los casos en que, por motivo de alguna incidencia posterior a la confirmación de los resultados de la subasta europea, se produzca la anulación regional de alguno o todos los periodos de la subasta intradiaria, siempre se respetarán los programas de intercambio internacionales resultantes de la subasta intradiaria europea. El saldo 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 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.

11.2 Elaboración Programa Final definitivo (PHFC).

Al objeto de elaborar el Programa Final definitivo (PHFC) correspondiente a cada periodo 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 primer periodo de programación de la ronda correspondiente, 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 diariamente la información relativa a los precios cuartohorarios de referencia de la energía gestionada en el mercado intradiario continuo.

– De los PM: Con una anterioridad no inferior a 50 minutos respecto al primer periodo de programación de la ronda correspondiente, 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 VI 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 primer periodo de programación de la ronda correspondiente.

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 inicio del horizonte de programación.

– En aquellos casos en los que el OS no pueda integrar en su sistema con una anterioridad de 40 minutos respecto al 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. Sin perjuicio de la anulación de transacciones a nivel regional, deberán mantenerse los flujos internacionales resultado de la ronda en cada una de las interconexiones.

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 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 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 sólo será necesaria una única comunicación.

Tras el cierre de cada ronda, los participantes en el mercado podrán enviar cambios de programas para el primer período de programación de la ronda correspondiente (no negociable ya en el mercado intradiario continuo), con una antelación no inferior a 30 minutos respecto al inicio de dicho periodo de programación. 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), hasta la implantación de los 96 cierres del mercado intradiario continuo en el ámbito del sistema eléctrico español.

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 cuartohoraria 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 los periodos de programación correspondientes al día en curso y el horizonte completo del día siguiente, pudiendo ser actualizado posteriormente en cualquier momento, con anterioridad y durante el período 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. Capacidad reactiva adicional

Cada día, tras la publicación del PDVP el OS abrirá el periodo de recepción de ofertas para la prestación del servicio de capacidad reactiva adicional, proceso que se cerrará a las 16:00 horas, o, en todo caso, hasta 75 min tras la publicación del PDVP.

El OS establecerá los requerimientos del servicio de capacidad de reactiva adicional para cada uno de los periodos de programación horarios del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece el servicio de control de tensión, siendo publicados por el OS, exclusivamente, los periodos horarios con requerimientos de capacidad de reactiva adicional mayor que cero en cualquier sentido para el día siguiente antes las 15:30 horas.

Con las ofertas de capacidad de reactiva adicional recibidas, el OS asignará el requerimiento en cada zona de aplicación con criterios de mínimo coste, siguiendo el proceso descrito en el procedimiento de operación por el que se establece el servicio de control de tensión.

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

En previsión de ejecutarse una posible sesión de tiempo real, los participantes podrán actualizar sus ofertas en cualquier momento desde la publicación de resultados de la sesión diaria y hasta el final de un período que esté incluido en la nueva oferta.

17. 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.
- Subastas intradiarias.
- 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.

18. Intercambios de información dentro del proceso de programación

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

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

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

ANEXO I

Horarios establecidos para los intercambios de información

1. Horarios de publicación 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

Concepto	Hora límite de publicación (D-1)
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. – Caudales mínimos hidráulicos.	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, cuando la primera sesión de subasta intradiaria haya sido anulada a nivel europeo, como consecuencia de retrasos en la comunicación de resultados del mercado diario)
Puesta a disposición la plataforma Europea de Contratación Continua la información necesaria para iniciar la primera sesión de subasta intradiaria: – La capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales intracomunitarias (NTC). – Los programas comerciales establecidos en las interconexiones intracomunitarias tras el mercado diario.	14:45 horas (en todo caso, hasta las 14:55)
Requerimientos de reserva de regulación secundaria.	14:45 horas
Periodos horarios con requerimientos de capacidad reactiva adicional.	15:30 horas
Presentación de ofertas de capacidad reactiva adicional.	16:00 horas (en todo caso, hasta 75 minutos tras la publicación del PDVP)
Asignación de capacidad reactiva adicional.	16:30 horas (en todo caso, hasta 30 minutos tras el cierre de presentación de ofertas de capacidad reactiva adicional)
Presentación de ofertas de banda regulación secundaria.	17:00 horas (en todo caso, hasta 30 minutos tras la asignación de capacidad reactiva adicional)
Asignación de reserva de regulación secundaria.	17:30 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. ^a	Sesión 2. ^a	Sesión 3. ^a
Cierre de sesión subastas MI.	15:00	22:00	10:00
Resultados subastas MI.	15:20	22:20	10:20
Recepción de nominaciones por UP y desgloses (*).	15:35	22:35	10:35
Publicación PHF (**).	15:40	22:40	10:40
Horizonte de programación.	24 horas	24 horas	12 horas
(Periodos cuartohorarios).	(1-96 D)	(1-96 D)	(49-96 D)

(*) 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.

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

ANEXO II

Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español

1. Conceptos generales

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

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

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

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.

Unidad física con localización eléctrica específica: se considera unidad física con localización eléctrica específica aquella unidad que forme parte de una unidad de programación ya sea de generación, demanda o almacenamiento, que esté organizada de acuerdo con los criterios establecidos en este anexo en sus apartados 2.1 a), b) y c), 2.2 o 2.3 y que cuente con los siguientes atributos necesarios para establecer su localización eléctrica unívoca y visibilidad por parte del operador del sistema:

- Desglose de programa si la unidad pertenece a una unidad de programación compuesta por más de una unidad física.
- Información en tiempo real a través de una telemedida asociada de forma biunívoca de acuerdo con los criterios establecidos en el P.O.9.2.
- Otras informaciones de carácter estructural provistas de forma obligatoria de acuerdo con los intercambios de información estructural con el operador del sistema como la tensión, el nudo de conexión a la red de la instalación o conjunto de instalaciones que la compongan y, en caso de conexiones con la red de distribución, el nudo de afección a la red de transporte.

Las unidades físicas con localización eléctrica específica relativas a ciclos combinados multiteje, módulos de generación e instalaciones de almacenamiento pertenecientes a instalaciones híbridas de potencia máxima superior o igual a 100 MW o híbridas con almacenamiento con capacidad de carga de la red, tendrán un tratamiento particularizado con respecto al resto de unidades físicas con localización eléctrica específica, regulado en los correspondientes procedimientos de operación, al tratarse de unidades físicas que en su conjunto forman parte de una única unidad de programación correspondiente a su vez con una única instalación en su conjunto.

Unidad física agregadora: se entiende por unidad física agregadora aquella unidad a través de la cual se gestionan instalaciones, ya sean de generación, demanda o almacenamiento, de forma conjunta y que no están asociadas con una localización eléctrica específica de forma unívoca, ya sea por los umbrales de potencia de la instalación o de las instalaciones que la componen de acuerdo con la organización en unidades físicas que regula este anexo o por cualquier otro supuesto recogido en la normativa de aplicación. La unidad de programación que contenga la unidad física agregadora tendrá a su vez carácter agregador y la relación entre ambas será biunívoca. Los distintos tipos de unidades físicas agregadoras se recogen en los apartados 2.1 c), 2.2 y 2.3 b) de este anexo.

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.

La correcta configuración de las unidades de programación y de las unidades físicas, en cumplimiento con los criterios establecidos en este procedimiento de operación, así como las consecuencias de dicha configuración, serán responsabilidad propia de los participantes del mercado responsables de la gestión de las unidades.

El OS comunicará al correspondiente participante del mercado y a la CNMC cualquier irregularidad o incumplimiento por parte de los participantes del mercado en la configuración de las unidades de programación o de las unidades físicas que gestionen.

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.

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 con localización eléctrica específica 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 multieje, 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 multieje operarán en distintos modos de funcionamiento.

Los grupos térmicos multieje híbridos 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 multieje.

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 con localización eléctrica específica. 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, podrán constituirse en una UGH excepcionalmente agrupaciones que no cumplan los criterios anteriores en casos debidamente justificados, en los que el cumplimiento de los criterios genere una manifiesta ineficiencia para la gestión de instalaciones de pequeño tamaño.

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

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

El titular o representante que desee constituir o modificar una UGH presentará su solicitud al operador del sistema. En los casos en los que la solicitud no cumpla con los criterios previstos en los apartados anteriores y cuando su aceptación esté excepcionalmente justificada, el operador del sistema informará a la CNMC con carácter previo a la constitución de la UGH, acompañando la comunicación de un informe justificativo.

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

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.

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.	

Tipo de producción UP	Tipo de producción UF
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 o en la fase II del proceso de solución de restricciones técnicas.

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 de carácter agregador, 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 pasar a disponer de unidades físicas con localización eléctrica específica propias diferenciadas.
- Las instalaciones o conjunto de instalaciones pertenecientes a una misma agrupación, mismo tipo de producción, participante en el mercado y BRP, cuya suma de potencia instalada sea superior a 1 MW podrán constituirse en una unidad de programación individual, con una o varias unidades físicas con localización eléctrica específica.
- 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 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 con localización eléctrica específica integrada por cada uno de los CUPS de potencia contratada mayor de 1 MW.
- Una única unidad física agregadora 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 con localización eléctrica específica integrada por cada uno de los CUPS de potencia contratada mayor de 1 MW.
- Una única unidad física agregadora 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 con localización eléctrica específica 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 con localización eléctrica específica 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.

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

En caso de instalaciones de potencia máxima mayor o igual 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, entendiendo 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 la energía 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 y deberán presentar el mismo valor de programa durante los cuatro cuartos de una hora, independientemente de la resolución que presente el período de programación del mercado diario.

b. Después del mercado diario: En caso de desacoplamiento de los mercados diarios y celebración de subasta diaria de respaldo (SDR). Las nominaciones de estos contratos podrán presentar valores de programa diferentes para cada período de programación cuartohorario, tan pronto como se establezca la posibilidad de negociación de productos de resolución cuartohoraria en el mercado diario.

– 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 y podrán presentar valores de programa diferentes para cada período de programación cuartohorario, tan pronto como se establezca la posibilidad de negociación de productos de resolución cuarto-horaria en el 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 y podrán presentar valores de programa diferentes para cada período de programación cuartohorario, tan pronto como se establezca la posibilidad de negociación de productos de resolución cuartohoraria en el mercado diario.

En caso de resultar de aplicación el mecanismo previsto a nivel europeo de «Rollback» (mecanismo a aplicar ante incidencias extraordinarias tras la puesta en producción de la negociación de productos cuartohorarios en el mercado diario), las nominaciones de los PM al OS de todos los contratos bilaterales deberán recuperar las condiciones previas a la puesta en producción: resolución horaria.

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

Solución de anomalías y gestión de reclamaciones en el ámbito del proceso de programación

1. Solución de anomalías y republicación de correcciones

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.

2. Reclamaciones en el ámbito del proceso de programación

2.1 Presentación de reclamaciones.

Asimismo, los participantes en el mercado podrán presentar reclamaciones ante el OS a través de la aplicación específica determinada por el OS en caso de discrepancia con las publicaciones resultados de los diferentes procesos en el ámbito de la programación de la operación.

Sin perjuicio de que el participante del mercado pueda adelantar la información que estime oportuna a través de comunicación telefónica o correo electrónico, será necesario, en cualquier caso, la existencia de una comunicación formal expresa a través de la aplicación específica determinada por el OS, para su consideración como reclamación formal.

2.2 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 capacidad reactiva adicional, los participantes en el mercado dispondrán de un período máximo de 30 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.

2.3 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.

La gestión de reclamaciones (comunicación de respuesta y, en su caso, comunicación de republicación de ficheros) en el ámbito del proceso de programación se realizará también a través de la aplicación específica determinada por el OS.

2.4 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, o normativa que lo modifique.

3. 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.

Asimismo, cuando en el ámbito de los sistemas informáticos o de comunicación del operador del sistema, éste identificase alguna incidencia ocasionada por los participantes del mercado mediante la utilización de sus certificados digitales previstos en el P.O. 9.1 y que pudiera poner en riesgo la integridad de tales sistemas informáticos o de comunicación, pudiendo afectar al correcto funcionamiento del mercado y/o de la operación del sistema eléctrico español, el operador del sistema podrá realizar las actuaciones necesarias para suspender temporalmente aquellos certificados, canales de intercambios de datos o de comunicación informática. Dicha suspensión será comunicada previamente al participante del mercado responsable de la incidencia, siempre que las circunstancias lo permitan, o mediante una comunicación inmediata posterior y durará hasta la resolución de la incidencia por parte del participante del mercado.

ANEXO V

Mecanismo de declaración de errores en las ofertas presentadas y asignadas en los servicios de ajuste del sistema

1. Solicitud de corrección de oferta presentada por error y asignada

Los participantes en el mercado podrán declarar al OS la existencia de errores en las ofertas presentadas y asignadas a los diferentes servicios de ajuste del sistema, siempre que esta declaración de responsabilidad por un error del participante del mercado se produzca con anterioridad al avance de la liquidación inicial provisional segunda del periodo reclamado.

La declaración de responsabilidad por el error y la solicitud de corrección de la oferta se realizará por parte del participante del mercado a través de la aplicación específica determinada por el OS.

2. Criterios de aceptación de la solicitud de corrección

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. Subsanación del error

La subsanación del error se realizará a posteriori mediante la republicación de los correspondientes mensajes y la comunicación a los participantes del mercado a través de la aplicación específica determinada por el OS.

ANEXO VI

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 todos los períodos de programación.

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 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 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 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.3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades físicas de generación, demanda y almacenamiento*1. Objeto*

El objeto de este procedimiento es establecer los criterios que deberán aplicarse para la comunicación y el tratamiento de las indisponibilidades de las unidades físicas de generación, demanda y almacenamiento, con el fin de que el Operador del Sistema (OS) realice una adecuada programación de las unidades, conociendo en todo momento los medios disponibles para la operación del sistema, y, en su caso, pueda confirmar las circunstancias que las eximan de su obligación de presentar ofertas en el mercado diario en caso de indisponibilidad.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema (OS) y a los participantes en el mercado.

3. Definiciones

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.

Unidad física: Instalación o conjunto de instalaciones de generación, demanda o almacenamiento, definida conforme a los criterios establecidos en el PO 3.1.

Unidad física completamente disponible: se considera que una unidad física está completamente disponible si puede participar en el proceso de programación sin ninguna limitación en su capacidad de generación o consumo, de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 5 de este procedimiento de operación. En caso contrario, se considerará la existencia de una indisponibilidad, que podrá ser parcial o total.

4. Responsabilidades

Los participantes del mercado son responsables de comunicar al OS cualquier indisponibilidad total o parcial, que haya afectado o pueda afectar a la capacidad de generación o consumo de potencia activa de sus respectivas unidades físicas, tan pronto como este hecho se produzca o se conozca, en los siguientes casos:

- Si la indisponibilidad afecta a unidades físicas de generación o almacenamiento de potencia máxima igual o superior a 30 MW.
- Si la indisponibilidad afecta a unidades físicas de generación, demanda o almacenamiento integradas en unidades de programación habilitadas para participar en los servicios de balance del sistema.
- Si la indisponibilidad afecta a unidades físicas de generación o almacenamiento que presten el servicio de control de tensión basado en consignas en tiempo real en caso de imposibilidad de evacuación.
- Si la indisponibilidad afecta a unidades de programación de generación asociadas a proveedores de servicios de interrumpibilidad.

A efectos de la participación en el mercado, la comunicación posterior de estas indisponibilidades al Operador del Mercado (OM) es responsabilidad del OS.

El gestor de la red de distribución podrá conocer las indisponibilidades de las instalaciones conectadas a su red o a su red observable a través de los Sistemas de Información del Operador del Sistema (SIOS).

5. *Criterios para la determinación de indisponibilidades de potencia activa*

La consideración de potencias indisponibles y los períodos de indisponibilidad de las unidades físicas atenderá a los siguientes criterios generales:

a) Independientemente de la causa que haya provocado la indisponibilidad, la potencia indisponible de una unidad física, excepto en los casos para los que se indica un tratamiento específico (acoplamiento/desacoplamiento de instalaciones), vendrá determinada por la diferencia entre la potencia máxima de la unidad física y la potencia activa realmente disponible.

b) El período de indisponibilidad se define como el intervalo de tiempo comprendido entre el instante de inicio y el instante de fin de indisponibilidad, correctamente comunicado al OS por los participantes en el mercado. Una vez transcurrido el instante de fin de una indisponibilidad, sin que esta indisponibilidad haya sido anulada, dicho instante de fin será considerado como el de finalización efectiva de dicha indisponibilidad. En consecuencia, una vez transcurrido el instante de fin de una indisponibilidad, la indisponibilidad se considerará firme a todos los efectos, no pudiendo ser modificada, ni tampoco anulada a posteriori.

c) En los procesos de arranque y acoplamiento de un grupo se considerará disponible la potencia máxima de la unidad física, salvo en caso de existencia de limitaciones de dicha potencia máxima, durante un tiempo, como máximo, igual al tiempo de preaviso desde orden de arranque en frío o en caliente, según corresponda, hasta mínimo técnico comunicado por el participante en el mercado.

d) El retraso en el acoplamiento de un grupo, en horas y minutos, una vez llegada la hora límite en la que éste debía tener lugar, tendrá la consideración de indisponibilidad total del grupo hasta el instante de acoplamiento efectivo, en horas y minutos.

e) Durante el proceso de parada de un grupo se considerará disponible toda su potencia máxima, salvo que exista alguna causa que lo limite.

f) La disponibilidad de una unidad física no se verá afectada cuando no existan medios suficientes en la red de transporte o, en su caso, en la red de distribución, que posibiliten la evacuación/consumo de potencia de la instalación o instalaciones que la integran, estando éstas en condiciones de generarla y/o consumirla.

Se considerarán, por el contrario, indisponibilidades de la unidad física todas aquellas situaciones de reducción de su capacidad de producción o consumo debidas a problemas en elementos o equipos de conexión de la instalación o instalaciones que la integran con el correspondiente punto frontera de la red de transporte o, en su caso, de la red de distribución (transformador de salida de la instalación, interruptor de generación o demanda, líneas directas de conexión con la red de transporte o red de distribución, etc.). Esta situación, cuando la producción de potencia activa sea nula, se podrá considerar como una imposibilidad de evacuación de cara a la validación del servicio de control de tensión basado en consignas de tiempo real.

g) La disponibilidad de una unidad física se verá afectada por las posibles limitaciones de su fuente de energía primaria, y por otras condiciones que puedan afectar a su potencia máxima, y que limiten su programación, incluyéndose en estos casos:

- Limitaciones en la disponibilidad del combustible utilizado como fuente primaria en las centrales térmicas.
- Reducción del salto neto en las centrales hidráulicas y en las centrales reversibles de bombeo.

– Cotas insuficientes en el embalse superior de las centrales hidráulicas, tanto convencionales como reversibles.

– Limitaciones de la capacidad de consumo de bombeo debidas a cotas excesivas en el embalse superior y/o cotas insuficientes en el embalse inferior de las centrales reversibles de bombeo.

h) La disponibilidad de una unidad física de tipo renovable no se verá afectada por aquellas limitaciones de capacidad de generación que sean debidas a una situación de condiciones que limiten su fuente de energía primaria.

i) La disponibilidad de una unidad física de demanda no se verá afectada por las condiciones de funcionamiento previstas en sus instalaciones, sino únicamente por aquellas situaciones no esperadas que puedan afectar a su potencia máxima. En todo caso, para la adecuada asignación de los servicios de balance, la oferta del correspondiente servicio de balance deberá ser actualizada teniendo en cuenta el efecto de dicha indisponibilidad.

6. *Procedimiento de comunicación de indisponibilidades*

Para la comunicación de indisponibilidades de potencia activa, el correspondiente participante en el mercado comunicará al OS, por los medios previstos a tal efecto, la siguiente información:

- a) Unidad física indisponible.
- b) Fecha y hora de inicio de la indisponibilidad.
- c) Fecha y hora de finalización de la indisponibilidad.
- d) Potencia máxima disponible.
- e) Causa de la indisponibilidad.
- f) Afección a la prestación del servicio de control de tensión basado en consignas en tiempo real.

Esta información deberá ser actualizada por el participante en el mercado mediante la incorporación de la mejor previsión disponible en cada momento.

El OS comunicará al OM, tan pronto como los haya verificado, los datos relativos a las indisponibilidades de potencia activa comunicadas por el participante en el mercado para su consideración en el Mercado Diario (MD) y en las sesiones de subastas y rondas de carácter continuo del Mercado Intradiario (MI).

El OS informará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de los incumplimientos que observe por falta de comunicación de los datos de indisponibilidad por parte de los participantes del mercado o errores en la información transmitida.

7. *Consideraciones respecto a la integración de las indisponibilidades comunicadas en el proceso de programación*

Las comunicaciones de indisponibilidad de potencia activa serán integradas en el proceso de programación mediante la modificación del programa de la correspondiente unidad de programación afectada, sucesivamente, para aquellas horas cerradas a negociación en el mercado intradiario continuo y se publicarán en el siguiente programa horario operativo (P48).

Las indisponibilidades de potencia activa comunicadas por el participante en el mercado serán tenidas en cuenta en los procesos de asignación en los servicios de ajuste del sistema.

El OS comunicará al OM, tan pronto como los haya verificado, los datos relativos a las indisponibilidades comunicadas por los participantes en el mercado para su consideración en el Mercado Diario (MD) y en las sesiones de subastas y rondas de carácter continuo del Mercado Intradiario (MI).

Si mediante la asignación del servicio de activación de reservas de sustitución (RR) y/u ofertas de regulación terciaria, o bien en el MI se modificase el programa de una unidad de programación declarada indisponible, la comunicación de un adelanto en la finalización de la indisponibilidad previamente comunicada no podrá dar lugar a una nueva modificación de su programa hasta que no se realice la correspondiente modificación de programa en las siguientes sesiones de subastas o rondas de carácter continuo del MI, o la asignación, en su caso, de ofertas de reservas de sustitución y/o regulación terciaria presentadas para dicha unidad.

La declaración de indisponibilidad de potencia activa y la correspondiente modificación del programa horario operativo (P48) no eximirá de participar, en la medida que le corresponda, en los costes originados. En este sentido, los redespachos por comunicación de indisponibilidades de potencia activa no modificarán el programa de la unidad de programación a efectos del cálculo del desvío de programa.

P.O.7.4 Servicio de control de tensión

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es reglamentar la prestación del servicio de control de tensión en el sistema eléctrico peninsular español en lo relativo a los siguientes aspectos:

- Prestación básica.
- Prestación basada en consignas en Tiempo Real (TR).
- Validación de la prestación.
- Mercados zonales de capacidad reactiva adicional.
- Pruebas de habilitación para la prestación basada en consignas de TR.
- Medidas para el control de la tensión coordinado en los transformadores frontera de red de transporte (RdT) con red de distribución (RdD).

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es aplicable al Operador del Sistema (OS), a los gestores de la red de distribución (GRD), a los centros de control habilitados por el OS para el intercambio de información en TR (centros de control de generación y demanda (CCGD) o centros de control delegados de las instalaciones de enlace) y a los proveedores del servicio (instalaciones de producción, de generación asociada a autoconsumo, de demanda, de almacenamiento e instalaciones híbridas) según se establece en los siguientes apartados.

3. Funciones del operador del sistema (OS)

- a) Gestionar los elementos de control de tensión de la RdT para mantener la tensión en los límites establecidos en la normativa.
- b) Definir las subestaciones de la RdT que conforman las zonas vinculadas a los mercados zonales.
- c) Realizar las pruebas de habilitación para la prestación basada en consignas de TR a los proveedores conectados a la RdT.
- d) Establecer el requerimiento para los mercados zonales con objeto de asegurar la existencia de reservas adecuadas.
- e) Realizar la asignación de las ofertas en los mercados zonales en los que se establezca un requerimiento.
- f) Enviar las consignas en TR a los proveedores conectados a la RdT a través de los canales establecidos conforme a las especificaciones para la implementación nacional del artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485, al procedimiento de

operación de intercambio de información en TR con el OS o a la normativa posterior que sea de aplicación.

g) Validar la prestación básica de todos los proveedores y liquidar en su caso el incumplimiento.

h) Validar la prestación basada en consignas en TR a los proveedores conectados a la RdT y liquidar en su caso la retribución y el incumplimiento.

i) Emitir las instrucciones a los GRD para la activación y desactivación de las medidas de coordinación y las medidas excepcionales para el control de tensión en los transformadores frontera de RdT con RdD.

j) Supervisar la compensación del aporte de reactiva de las instalaciones de conexión de los proveedores conectados a la RdT en virtud del apartado 10.5 y liquidar en su caso el incumplimiento.

4. Funciones de los gestores de la red de distribución

a) Gestionar los elementos de control de tensión de su propiedad para mantener la tensión en los límites establecidos en la normativa.

b) Seguir las instrucciones emitidas por el OS para la activación y desactivación de las medidas para el control de la tensión coordinado en los transformadores frontera de RdT con RdD conforme al apartado 9.

c) Informar al OS en caso de detectar problemas en la red bajo su gestión que impidan la ejecución de las medidas solicitadas, indicando el motivo y la previsión de la normalización del estado de su red que le permita llevarlas a cabo.

5. Funciones de los centros de control habilitados por el OS para el intercambio de información en tiempo real

a) Facilitar al OS la información en TR requerida para la prestación del servicio, ya sea de la instalación de enlace con la red de transporte o de los proveedores bajo su control, conforme al procedimiento de operación de intercambio de información en TR con el OS o normativa posterior que sea de aplicación.

b) Reenviar a los proveedores bajo su control las consignas recibidas en TR del OS con un retraso máximo de 5 segundos.

c) En la modalidad de participación conjunta, implementar un control que establezca un reparto de consignas a los proveedores bajo su control con objeto de dar seguimiento a la consigna recibida en PPS en TR.

d) Realizar la interlocución entre el OS y los proveedores conectados a un mismo PCR para la supervisión de la compensación de la generación o absorción de reactiva de las instalaciones de conexión en virtud del apartado 10.5.

6. Proveedores del servicio

La provisión del servicio se articula en una prestación básica y una prestación basada en consignas en TR, conforme se describe en los siguientes apartados. En ambos casos, la prestación del servicio se realiza en barras de central¹⁰ (BC).

¹⁰ Se define BC del proveedor, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación acerca del intercambio de información en tiempo real con el OS, como el punto eléctrico de su red de conexión más cercano al PCR siempre que dicho punto no sea compartido con otro proveedor. El OS podrá contemplar excepciones a lo anterior en caso de que el proveedor justifique una imposibilidad técnica o administrativa.

Para las instalaciones acogidas a alguna modalidad de autoconsumo la prestación del servicio, tanto la prestación básica como la basada en consignas en TR, se realiza en BC de la instalación de autoconsumo (punto eléctrico común de la instalación de generación y la instalación de demanda).

6.1 Prestación básica.

La participación en la prestación básica es obligatoria para las instalaciones indicadas en los siguientes apartados.

El OS podrá requerir en TR, a las instalaciones de demanda conectadas a su red, instrucciones específicas para la maniobra de los elementos de control de tensión de su propiedad cuando sea necesario como mecanismo excepcional de resolución para garantizar la seguridad del sistema en situaciones de emergencia.

6.1.1 Prestación básica para instalaciones de producción bajo el ámbito del RD 413/2014 y de almacenamiento basadas en electrónica de potencia.

La prestación básica para instalaciones de producción bajo el ámbito del RD 413/2014 y de almacenamiento basadas en electrónica de potencia consistirá en mantenerse, de forma horaria, dentro de su capacidad reactiva obligatoria.

La capacidad reactiva obligatoria de estas instalaciones se establece igual al rango de factor de potencia obligatorio definido en el RD 413/2014, ajustado a las capacidades técnicas exigidas en la Orden TED 749/2020 para las instalaciones bajo su ámbito tal y como detalla el propio RD 413/2014.

6.1.2 Prestación básica para instalaciones de producción fuera del ámbito del RD 413/2014 e instalaciones de almacenamiento con módulo de generación síncrono.

Las instalaciones de producción fuera del ámbito del RD 413/2014 e instalaciones de almacenamiento con módulo de generación síncrono deben modificar su generación y absorción de potencia reactiva dentro de la capacidad reactiva obligatoria indicada en el anexo 1 de forma que mantengan la tensión en BC dentro del rango definido en dicho anexo.

El OS podrá requerir en TR, a las instalaciones conectadas a su red, instrucciones específicas sobre la tensión a mantener o la potencia reactiva a generar/absorber en sus BC cuando sea necesario como mecanismo excepcional de resolución para garantizar la seguridad del sistema en situaciones de emergencia.

6.1.3 Prestación básica para instalaciones híbridas.

Las instalaciones híbridas compuestas únicamente por MGE bajo el ámbito de aplicación del RD 413/2014 o por instalaciones de almacenamiento basadas en electrónica de potencia prestarán el servicio acorde a lo descrito en el apartado 6.1.1. El resto de instalaciones híbridas lo prestarán acorde a lo descrito en el apartado 6.1.2.

La capacidad reactiva obligatoria de las instalaciones híbridas será el sumatorio de las capacidades reactivas obligatorias de cada uno de los MGE e instalaciones de almacenamiento de los que estén compuestas, conforme a lo descrito en los apartados 6.1.1 y 6.1.2. En cualquier caso, tendrá un valor máximo del 30 % de la potencia máxima de la instalación híbrida.

6.2 Prestación basada en consignas en tiempo real.

Cualquier proveedor con conexión a la RdT y con potencia instalada/contratada igual o superior a 5 MW puede solicitar la participación en la prestación basada en consignas en TR en participación individual o conjunta. Cada proveedor participará en esta prestación con una capacidad reactiva total mayor o igual a la suma de su capacidad reactiva obligatoria y su capacidad reactiva adicional asignada en el mercado. Dicha capacidad reactiva obligatoria se corresponde con la establecida para la prestación básica en el apartado 6.1 y se asigna un valor cero a las instalaciones de demanda.

Para participar en esta prestación, los proveedores deberán superar satisfactoriamente las pruebas de habilitación indicadas en el apartado 8 en toda su extensión salvo que el OS determine que alguna o algunas de las fases de las pruebas no son necesarias. Los proveedores dejarán de participar en la prestación básica cuando

comiencen a participar en la prestación basada en consignas en TR y viceversa. Los proveedores deberán permanecer, al menos, un mes en la nueva prestación tras el cambio de tipo de prestación. El OS podrá deshabilitar de esta prestación a los proveedores cuyo regulador de tensión presente un malfuncionamiento reiterado que ponga en peligro la seguridad del sistema. En este caso, el OS podrá requerir a dichos proveedores la superación nuevamente de las pruebas de habilitación si solicitasen volver a participar en esta prestación. Cuando exista una imposibilidad de evacuación que no permita a algún proveedor ofrecer su capacidad reactiva obligatoria a producción activa nula, el proveedor afectado podrá solicitar al OS que tenga en cuenta dicha imposibilidad en la validación del servicio conforme a lo establecido en el P.O.3.6. Siempre que dicha solicitud esté debidamente justificada, el OS deberá considerar para el proveedor una capacidad reactiva obligatoria nula a producción activa nula durante el periodo indicado por el proveedor.

Los proveedores deben enviar sus telemidas conforme al procedimiento de operación acerca del intercambio de información en TR con el OS¹¹.

¹¹ El OS podrá requerir telemidas adicionales a las establecidas en el procedimiento de operación acerca del intercambio de información en tiempo real con el OS si se necesitasen para la adecuada prestación o validación del servicio debido a la configuración eléctrica del proveedor o de las instalaciones de evacuación.

Los proveedores deben disponer de las siguientes modalidades de participación:

- Modalidad U: Seguimiento de consignas de tensión en TR.
- Modalidad Q: Seguimiento de consignas de reactiva en TR.

No obstante, el OS podrá contemplar excepciones a lo anterior en caso de que el proveedor justifique una imposibilidad técnica para implementar alguna modalidad.

El OS emitirá consignas en TR a los CCGD en la modalidad que más se adecúe a las necesidades de sistema eléctrico. Los CCGD a su vez las reenviarán a los proveedores que deberán ser capaces de variar su potencia reactiva atendiendo a las mismas. Frente a variaciones de consigna que impliquen variaciones de requerimiento de potencia reactiva menores a 50 Mvar: el tiempo de respuesta¹² debe ser inferior a 2 minutos, el tiempo de establecimiento¹³ inferior a 5 minutos y el sobrepaso menor al 120 %. Estos requisitos aplican tanto a modalidad U como a modalidad Q.

¹² Se define tiempo de respuesta como el tiempo que tarda el proveedor en aportar el 90 % de la potencia reactiva requerida.

¹³ Se define tiempo de establecimiento como el tiempo que tarda el proveedor en mantener su potencia reactiva dentro de un rango del +/- 5 % del valor de régimen permanente de potencia reactiva.

Adicionalmente al seguimiento de consigna en BC o en PPS:

- Los proveedores síncronos deben regular la tensión de sus terminales con su Automatic Voltage Regulator (AVR).
- El resto de proveedores podrán acordar con el OS una regulación de tensión en sus terminales.

6.2.1 Participación individual en BC.

- Modalidad U: Seguimiento de consignas de tensión en TR.

Los proveedores seguirán la consigna de tensión en BC que reciban de su CCGD en TR. Para ello, los proveedores deberán variar su potencia reactiva en BC mediante un control proporcional al desvío unitario de la consigna de tensión respecto de la medida de tensión en BC, en las condiciones que determine la normativa de aplicación según su tecnología. Adicionalmente al requisito de tiempo de respuesta ante cambios en la consigna definido anteriormente, en caso de proveedores que no estén bajo el ámbito de aplicación de ninguna normativa que determine sus tiempos de respuesta frente a

variaciones de la medida de tensión en BC, dicho tiempo de respuesta deberá ser inferior a 20 segundos, el tiempo de establecimiento inferior a 1 minuto y el sobrepaso menor al 120 %. En cualquier caso, los proveedores deben implementar el control localmente en BC para evitar retrasos de comunicaciones en la recepción de la medida de tensión.

- Modalidad Q: Seguimiento de consignas de reactiva en TR.

Los proveedores deberán variar su potencia reactiva con objeto de igualarla a la consigna de potencia reactiva en BC que reciban de su CCGD en TR.

6.2.2 Participación conjunta en PPS.¹⁴

¹⁴ Se define como Punto de Provisión del Servicio aquel punto eléctrico en el que los proveedores decidan proveer el servicio de manera conjunta. Debe encontrarse entre BC y el PCR, pudiendo coincidir con el PCR.

Los proveedores que compartan punto de conexión a red (PCR) podrán acogerse a la participación conjunta en PPS en ambas modalidades A y B. Dicha participación debe incluir a todos los proveedores conectados a la red a través del PPS y debe ser solicitada a través de un único CCGD, el cual debe enviar las telemidas de tensión, potencia activa y reactiva en el PPS al OS, a través de los mismos canales de intercambio de información establecidos en la normativa para el envío de las telemidas de BC. La capacidad reactiva total asignada al PPS es la suma de las capacidades obligatorias y adicionales de todos los proveedores asociados a dicho PPS.

- Modalidad U: Seguimiento de consigna de tensión en TR.

El CCGD debe enviar consignas a los proveedores con objeto de variar la potencia reactiva en el PPS mediante un control proporcional al desvío unitario de la consigna de tensión enviada por el OS, respecto de la medida de tensión en PPS. El tiempo de respuesta frente a variaciones de la medida de tensión en PPS deberá ser inferior a 2 minutos, el tiempo de establecimiento inferior a 5 minutos y el sobrepaso menor al 120 %.

- Modalidad Q: Seguimiento de consigna de reactiva en TR.

El CCGD debe enviar consignas a los proveedores con objeto de igualar la potencia reactiva en el PPS a la consigna de potencia reactiva enviada por el OS.

7. Mercados zonales de capacidad reactiva adicional

El OS establecerá un mercado zonal de capacidad reactiva adicional cuando detecte la necesidad de requerir capacidad reactiva adicional a la obligatoria a los proveedores en alguna zona de la red bajo su gestión, siempre que se cumplan las condiciones mínimas de competencia en dicho mercado zonal: presencia de al menos dos proveedores habilitados de distinto grupo empresarial y con suficiente capacidad adicional para que ninguno de ellos resulte pivotal para cubrir el requerimiento. Cualquier proveedor conectado a la RdT con potencia instalada/contratada igual o superior a la indicada en el anexo 3 que haya superado satisfactoriamente las pruebas de habilitación de la prestación basada en consignas de TR, podrá solicitar su participación en los mercados zonales de capacidad reactiva adicional.

Cuando las condiciones de apertura de un mercado zonal anteriormente indicadas dejen de cumplirse, el mercado zonal podrá suspenderse previo aviso del OS a los participantes de ese mercado, hasta que se vuelvan a cumplir las condiciones.

7.1 Características de los mercados zonales de capacidad reactiva adicional.

El OS debe definir las subestaciones de la RdT que conforman cada zona asociada a cada mercado zonal acorde a las siguientes premisas:

- Sensibilidad eléctrica relevante entre las subestaciones de la misma zona.
- Las subestaciones deben pertenecer a una única zona en cada momento.
- Se actualizarán siempre que se produzcan modificaciones relevantes en la sensibilidad eléctrica de alguna subestación. Se publicarán dichas actualizaciones a los participantes a través de los medios de intercambio de información establecidos por el OS.

Cada proveedor participará en el mercado a cuya zona pertenezca la subestación eléctrica a la que se encuentre conectado. Cada mercado zonal tendrá una sesión diaria en D-1 para todos los períodos del día D. Dicha sesión será realizada para períodos con la duración especificada en el anexo 3 del presente procedimiento. El OS podrá realizar sesiones en TR para los períodos, o porciones de período, en los que detecte violaciones de los criterios de seguridad en TR.

7.2 Requerimientos de capacidad reactiva adicional.

Antes del cierre de recepción de ofertas de la sesión diaria de los mercados zonales, el OS calculará y solicitará los requerimientos de capacidad reactiva adicional sin priorizar para cada período y sentido, así como el valor de requerimiento a priorizar según se establece en el apartado 7.5.

Si la sesión es de TR, el OS establecerá, adicionalmente a lo indicado en el anterior párrafo, el minuto de inicio del primer período de aplicación. Dichos requerimientos para la sesión de TR podrán solicitarse en cualquier momento con la antelación mínima respecto al minuto de inicio del requerimiento establecida en el anexo 3.

Para la sesión diaria, el OS publicará para cada zona en qué periodos hay requerimiento de capacidad reactiva mayor que cero en cualquier sentido, antes de la hora establecida para esta publicación en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación.

El OS publicará inmediatamente, tras la solicitud de los requerimientos de TR para una zona, los períodos, sentido y minuto de inicio del primer período de los requerimientos de la sesión.

7.3 Período para la recepción de ofertas de capacidad reactiva adicional.

El buzón de ofertas para la sesión diaria se abrirá tras la publicación del PDVP y permanecerá abierto hasta la hora definida para este mercado en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación. Las ofertas para la sesión diaria podrán ser enviadas y actualizadas hasta el cierre del buzón de ofertas para dicha sesión.

El OS podrá prolongar el plazo de recepción de ofertas para la sesión diaria sólo en casos excepcionales y previa comunicación a todos los proveedores indicando la nueva hora de cierre del buzón de ofertas.

En previsión de ejecutarse una posible sesión de TR, los participantes podrán actualizar sus ofertas en cualquier momento desde la publicación de resultados de la sesión diaria y hasta el final de un período que esté incluido en la nueva oferta.

Las ofertas disponibles para una eventual sesión de TR estarán compuestas por aquellos bloques de oferta enviados y no utilizados en la sesión diaria o, en caso de haberse actualizado la oferta, por los nuevos bloques de oferta enviados y recibidos antes de la solicitud del correspondiente requerimiento de TR.

7.4 Características de las ofertas de capacidad reactiva adicional.

Los participantes del mercado deben presentar ofertas por la máxima capacidad de potencia reactiva adicional que estimen que van a ser capaces de proveer sin considerar la parte obligatoria en cada período de asignación teniendo en cuenta el programa de activa que estimen tener en tiempo real.

La duración de los períodos de asignación se recoge en el anexo 3 del presente Procedimiento.

Las ofertas se realizarán a nivel de unidad de programación (UP) por sus participantes responsables. Las UP de demanda que participen serán las que tengan definidas las instalaciones proveedoras mediante unidades físicas (UF) independientes. Las ofertas, consideradas firmes, serán del tipo que se indica en el anexo 3 del presente Procedimiento.

Cada UP podrá tener presentada una única oferta por cada mercado zonal y sentido donde tenga al menos una UF habilitada. En cada oferta se debe especificar la siguiente información:

1. Por UP:
 - a) Mercado zonal en el que participa la UP.
 - b) Sentido: generación o absorción de potencia reactiva.
 - c) Grupo de prioridad de participación: A o B, según lo definido en el apartado 7.5.2.
2. Por período y/o bloque:
 - a) Número de bloque: en orden correlativo de 1 al número máximo de bloques recogido en el anexo 3.
 - b) Modo de funcionamiento requerido del bloque para UPs con más de un modo de funcionamiento.
 - c) Capacidad reactiva adicional ofertada del bloque (Mvar).
 - d) Precio de oferta del bloque (€/Mvar).
 - e) Término en euros para UPs con grupo térmico o híbridas que incluyan instalaciones térmicas con programa por debajo del mínimo técnico o en un modo de funcionamiento inferior. Para cada período podrá establecerse un valor en euros y, en el caso de ciclos combinados multieje, además por cada modo de funcionamiento. El cobro de este término indica, además, que la UP requiere de programación de energía activa a su mínimo técnico o cambiar su modo de funcionamiento en el mercado intradiario o servicios de balance.
 - f) Término en euros para UPs hidráulicas, UGHs o híbridas de éstas. Podrá establecerse un valor en € por cada bloque de oferta. Este término se tendrá en cuenta cuando se asigne el bloque que lo incluya.

Se establecerán, en el documento de intercambios de información entre los participantes y el OS, los límites técnicos correspondientes.

7.5 Asignación de ofertas de capacidad reactiva adicional.

Los participantes del mercado podrán participar en el grupo de prioridad que mejor se adapte a sus características, si bien, se podrá priorizar la asignación de ofertas acorde a lo recogido en este apartado. Las asignaciones en la sesión diaria se realizarán tras el cierre del buzón de ofertas en todas las zonas de mercado. La asignación de TR se realizará con la antelación indicada en el anexo 3 (Tiempo de demora máximo) previamente al minuto de inicio establecido en la solicitud de los requerimientos para la sesión de TR.

El algoritmo de asignación realizará un proceso de optimización consistente en encontrar la solución que maximice la asignación del requerimiento al menor coste global

en el conjunto de todos los períodos de asignación de la sesión, respetando las condiciones descritas en este mismo apartado.

En la valoración del coste global se considerará:

- a) El precio de oferta y la capacidad asignada de cada bloque con asignación.
- b) El término en euros de los periodos con asignación de grupos térmicos, híbridos o no, teniendo en cuenta el modo de funcionamiento más alto asignado en el caso de ciclos combinados multieje.
- c) El término en euros de los bloques con asignación de UPs hidráulicas, UGHs o híbridas de éstas.
- d) El coste de los arranques estrictamente derivados de la asignación de capacidad reactiva adicional declarado para cada UP por el participante en la oferta de restricciones técnicas. A este respecto, se considerarán los arranques cuando la asignación de potencia reactiva en un determinado conjunto de periodos consecutivos no se corresponda con un adelanto de un arranque programado por la unidad mediante su participación en los mercados previos. Los arranques podrán ser en frío o en caliente, de acuerdo con los criterios establecidos en el procedimiento de operación 3.2 «Restricciones técnicas».
- e) En caso de proveedores térmicos a los que se les solicite arrancar, el coste de la energía reactiva asociada al total de su capacidad reactiva obligatoria en el sentido del requerimiento, considerando que dicha capacidad es igual al 15 % de su potencia activa máxima.

A continuación, se describen las condiciones que debe respetar el algoritmo.

1. Asignación del requerimiento:

El algoritmo asignará el requerimiento solicitado en cada periodo, siempre que haya oferta suficiente, respetando el resto de condiciones. Se tendrá en cuenta la capacidad reactiva obligatoria afluída por los proveedores síncronos a los que se les solicite arrancar como parte de la provisión del requerimiento solicitado.

2. Priorización:

En el proceso de asignación, tanto de diario como de TR, se tendrá en cuenta el siguiente orden de prioridad para cubrir primero la cantidad de requerimiento que comunique el OS como priorizada en cada período:

- a) Grupo A: proveedores que dispongan de Modalidad U y dentro de la Modalidad Q, los que dispongan de un control de tensión primario local y autónomo capaz de responder a variaciones de tensión en bornes de máquina.
- b) Grupo B: proveedores que solo dispongan de Modalidad Q sin un control de tensión primario local y autónomo capaz de responder a las variaciones de tensión en bornes de máquina.

El algoritmo empezará a asignar la cantidad de requerimiento priorizada en cada período con bloques de oferta del grupo A y, si se agotan dichos bloques de oferta, se seguirá asignando bloques de oferta del grupo B. Dentro de cada grupo, se asignará el conjunto de bloques de oferta de ese grupo que optimicen el coste global.

Posteriormente, una vez asignada toda la cantidad de requerimiento priorizada en un período, se continuará con la asignación de la cantidad de requerimiento no priorizada de ese período, asignando los bloques de oferta no asignados previamente que optimicen el coste global y sin tener en cuenta el orden de prioridad de los grupos anteriormente indicados.

3. Número mínimo de períodos consecutivos que requieran el arranque o el cambio de modo de funcionamiento de UPs que puedan presentar coste de arranque en su oferta al proceso de solución de restricciones técnicas:

El algoritmo tendrá que respetar el número mínimo de períodos consecutivos en los que podrá asignar capacidad reactiva cuando supongan el arranque o el cambio a un modo de funcionamiento superior de la unidad provocado por este mercado.

El número mínimo de períodos de esta condición será definido por el OS en base a criterios de eficiencia y podrá ser revisado y modificado. Este valor estará publicado en los sistemas de información del OS.

4. Tiempos de preaviso:

En el momento de realizar las asignaciones de capacidad reactiva adicional, el algoritmo de las sesiones de TR tendrá en cuenta los tiempos de preaviso de las UP térmicas que hayan sido declarados por los participantes en su oferta de restricciones técnicas.

5. Límites de reactiva impuestos previamente:

El algoritmo de asignación respetará las limitaciones de potencia reactiva máxima que haya podido establecer el OS sobre una unidad de programación.

7.6 Comunicación y publicación de resultados de capacidad reactiva adicional.

El OS comunicará los resultados del proceso de asignación de ofertas de capacidad reactiva adicional en cada zona a los participantes del mercado de cada unidad de programación una vez finalizado el proceso de asignación.

Todos los intercambios de información serán efectuados a través de los medios y con la estructura definida en las versiones vigentes de los procedimientos establecidos para los intercambios de información del OS con los participantes del mercado.

7.7 Comunicación de desgloses de unidades de programación en unidades físicas de capacidad reactiva adicional.

Con un retraso no superior a 30 minutos respecto a la comunicación de las asignaciones de la sesión diaria, los sujetos titulares (o sus representantes) facilitarán al OS la información correspondiente a los desgloses de la capacidad asignada de las unidades de programación por unidad física, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema y en la validación del servicio. Para las asignaciones de TR, los desgloses deberán ser comunicados con un retraso no superior a siete minutos respecto a la comunicación de las asignaciones.

En caso de no recibirse un desglose válido de una unidad de programación dentro de los límites temporales indicados, el OS procederá a realizar un desglose, bien siguiendo el criterio previamente informado por el participante para dicha UP, bien por defecto sobre las unidades físicas de dicha unidad de programación con el criterio principal de solo desglosar sobre unidades físicas con programa de activa superior a cero en el momento de realizar el desglose.

Se considerará que el desglose de una unidad de programación es incorrecto cuando la suma de los desgloses de las unidades físicas que componen dicha unidad de programación difiera de la capacidad asignada a la unidad de programación, con una tolerancia definida en el anexo 3 del presente procedimiento. Los desgloses serán actualizables por los participantes en cualquier momento y aplicarán con un retraso máximo de 10 minutos si se realizan dentro del periodo. Los proveedores deben poner a disposición del Sistema Eléctrico la capacidad reactiva adicional asignada y desglosada por unidad física antes del Tiempo de Demora máximo en las asignaciones de TR, establecido en el anexo 3, tras la publicación de los resultados de sus ofertas asignadas en TR.

7.8 Penalización por incumplimiento de capacidad reactiva adicional.

Las asignaciones de capacidad reactiva adicional realizadas en los mercados se considerarán firmes y el OS validará su cumplimiento. Su incumplimiento será objeto de penalización de acuerdo con lo establecido en el apartado 10.

7.9 Limitaciones establecidas por el OS y desasignaciones de capacidad reactiva adicional.

El OS podrá introducir limitaciones de potencia reactiva a unidades de programación o unidades físicas en caso de detectar problemas de seguridad en su red. Las limitaciones impuestas previamente a la asignación de capacidad reactiva adicional se tendrán en consideración por el OS durante el proceso de asignación. Cuando las limitaciones se impongan con posterioridad a la asignación de capacidad reactiva adicional, el OS desasignará la capacidad reactiva adicional necesaria para cumplir las limitaciones impuestas a los proveedores afectados por la limitación.

Cuando el OS establezca limitaciones de potencia activa que impliquen limitaciones en la capacidad reactiva adicional previamente asignada a los proveedores, éstos podrán solicitar al OS que les desasigne la capacidad reactiva adicional asignada que no puedan proveer.

Estas desasignaciones se tendrán en cuenta durante el proceso de validación y a efectos de la retribución del servicio.

7.10 Límite máximo de variación de la capacidad reactiva asignada en sesión diaria entre periodos consecutivos.

Los proveedores deben limitar las variaciones de su capacidad reactiva asignada que recibe su regulador de tensión entre dos periodos consecutivos acordes al límite indicado en el anexo 3.

8. Pruebas de habilitación para la prestación basada en consignas en tiempo real (TR)

El proveedor, a través de su CCGD, solicitará al OS la realización de las pruebas de habilitación en el formato y medios establecido por el OS.

El OS validará durante las pruebas el correcto seguimiento de consignas en TR y la capacidad reactiva técnica total declarada por los proveedores que debe ser como mínimo la capacidad obligatoria requerida por la normativa vigente. En ese sentido, enviará al CCGD del proveedor consignas de tensión y de reactiva para validar la Modalidad U, la Q y la adecuada transición automática entre ellas por parte del proveedor. Dichas consignas se seguirán a nivel de BC o de PPS dependiendo de si los proveedores solicitan participar individualmente o de manera conjunta. El proveedor debe contar con el suficiente recurso primario para que el aporte de potencia reactiva durante las pruebas sea suficiente para posibilitar dicha validación.

En caso de proveedores acogidos a la modalidad de autoconsumo sin excedentes, la habilitación se deberá realizar para el conjunto de la instalación de demanda y la instalación de generación asociada.

Las pruebas se articularán en las siguientes fases que pueden ser realizadas mediante el envío escalonado de consignas si fuera necesario para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico y del propio proveedor. La transición a la siguiente fase se realizará tras la estabilización del aporte de reactiva del proveedor.

Fase 1:

El OS envía una consigna (c1) que implique una generación de reactiva cercana a la capacidad reactiva obligatoria del proveedor.

Fase 2:

El OS envía una consigna (c2) que implique la saturación del proveedor a su capacidad máxima de generación reactiva siempre que la seguridad del sistema lo permita.

Fase 3:

El OS envía una consigna (c3) que suponga un aporte de reactiva cercano a cero por parte del proveedor.

Fase 4:

El OS envía una consigna (c4) que implique una absorción de reactiva cercana a la capacidad reactiva obligatoria del proveedor.

Fase 5:

El OS envía una consigna (c5) que implique la saturación del proveedor a su capacidad máxima de absorción reactiva siempre que la seguridad del sistema lo permita.

Fase 6:

Se dan por terminadas las pruebas y el OS envía la consigna que más se adecúe al estado actual de la red.

Los proveedores superarán satisfactoriamente las pruebas de habilitación si, durante todas las fases de las pruebas, cumplen:

- La validación del servicio descrita en el apartado 10 considerando la capacidad reactiva obligatoria del proveedor.
- Los tiempos de respuesta, establecimiento y sobrepaso máximos requeridos en el apartado 6.

Los proveedores podrán solicitar la repetición de las pruebas en caso de no superarlas satisfactoriamente.

9. Medidas para el control de la tensión coordinado en los transformadores frontera de red de transporte con red de distribución

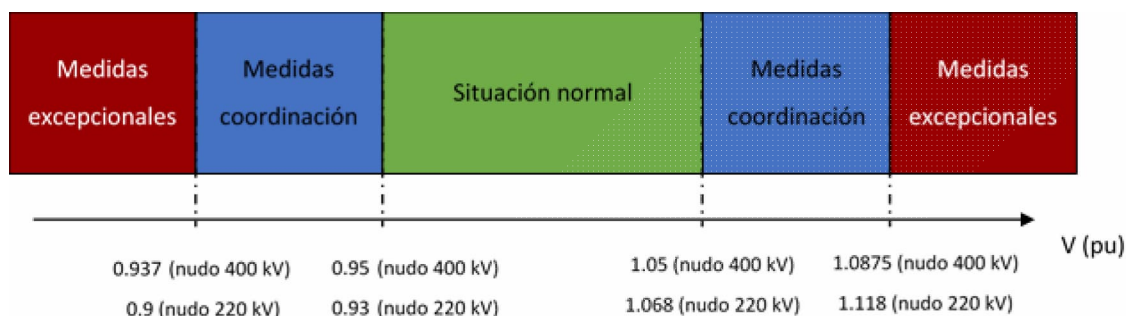
Las medidas para el control de tensión recogidas en este apartado se aplican a los transformadores frontera de la RdT con la RdD que cumplan con las siguientes condiciones:

- Capacidad para regular tomas en carga.
- Control remoto del regulador de tomas automático-manual y,
- Conexión a una RdD con explotación mallada, es decir, que conecte o pueda conectar al menos dos nudos de la RdT. Quedan excluidos los transformadores RdT/RdD con una tensión de distribución menor de 36 kV.

Previamente a la activación de las medidas para llevar a cabo el control de la tensión en el punto frontera transporte-distribución recogidas en este apartado, el OS y los GRD deberán gestionar adecuadamente los recursos disponibles a tal fin en sus respectivas redes. La activación de cada uno de estos recursos dependerá de las condiciones de la red y de su disponibilidad en cada escenario.

Siempre que la tensión de los nudos piloto de la RdT de la misma zona eléctrica¹⁵ se encuentre entre los valores definidos para situación normal en la siguiente figura y no esté activa ninguna de las medidas para el control de tensión en el punto frontera, el gestor de la RdD podrá mover libremente las tomas de los transformadores frontera.

¹⁵ A efectos de los apartados 9 y 10.4 del presente procedimiento, entiéndase toda referencia a «zona eléctrica» como toda zona definida por el OS, en coordinación con los GRD, para el control de tensión coordinado en el punto frontera de red de transporte con red de distribución.



Cuando la tensión en alguno de los nudos piloto de la RdT de la misma zona eléctrica se encuentre fuera de los valores definidos para situación normal y ya hayan sido agotados los recursos para el control de tensión disponibles tanto en la RdT como en la RdD, el OS activará las medidas de coordinación o las medidas excepcionales sobre los transformadores frontera de dicha zona eléctrica, de la siguiente forma.

Escenarios de sobretensiones mantenidos al menos durante 15 minutos:

– Medidas de coordinación:

Los GRD procederán a la desactivación de la regulación automática de tensión de los transformadores frontera. Tras ello, moverán tomas de manera manual en aquellos transformadores frontera que inyecten potencia reactiva a la RdT, con el fin de minimizar dicha inyección.

Estas medidas se aplicarán siempre que la tensión en el nivel de distribución sea menor o igual a 1,07 pu y no se comprometan las capacidades técnicas u operativas de las instalaciones conectadas a dicha red.

– Medidas excepcionales:

En caso de que la aplicación de las medidas de coordinación no fuera suficiente para paliar el problema de tensiones en la red y de que el valor de tensión en los nudos piloto de la RdT siguiera aumentando hasta superar el valor umbral que establece la necesidad de activar las medidas excepcionales, los GRD no deberán realizar cambios manuales de tomas de los transformadores frontera.

Estas medidas se podrán aplicar también en aquellos casos en los que la tensión en el nivel de distribución superara un valor de 1,07 pu, siempre que no se comprometan las capacidades técnicas u operativas de las instalaciones y de los clientes conectados a dicha red, ni se incumplan los límites reglamentarios de variación de la tensión establecidos en la legislación vigente para los consumidores finales.

Escenarios de subtensiones mantenidos al menos durante 15 minutos:

– Medidas de coordinación:

Los GRD procederán a la desactivación de la regulación automática de tensión de los transformadores frontera. Tras ello, moverán tomas de manera manual en aquellos transformadores frontera que absorban potencia reactiva a la RdT, con el fin de minimizar dicha absorción.

Estas medidas se aplicarán siempre que la tensión en el nivel de distribución sea mayor o igual a 0,93 pu y no se comprometan las capacidades técnicas u operativas de las instalaciones conectadas a dicha red.

– Medidas excepcionales:

En caso de que la aplicación de las medidas de coordinación no fuera suficiente para paliar el problema de tensiones en la red y de que el valor de tensión en los nudos piloto de la RdT siguiera disminuyendo hasta superar el valor umbral que establece la necesidad de activar las medidas excepcionales, los GRD no deberán realizar cambios manuales de tomas de los transformadores frontera.

Estas medidas se podrán aplicar también en aquellos casos en los que la tensión en el nivel de distribución alcanzara un valor inferior a 0,93 pu, siempre que no se comprometan las capacidades técnicas u operativas de las instalaciones y de los clientes conectados a dicha red, ni se incumplan los límites reglamentarios de variación de la tensión establecidos en la legislación vigente para los consumidores finales.

A medida que los valores de tensión en los nudos piloto de la RdT se aproximen a los valores umbral de situación normal, el OS desactivará progresivamente y en el orden inverso al de activación las medidas excepcionales y de coordinación, evitando en la medida de lo posible volver a la situación previa que requiera a la reactivación de dichas medidas.

La activación y desactivación de las medidas de coordinación y de las medidas excepcionales para el control de tensión en el punto frontera se llevará a cabo a través de la emisión, por parte del OS al GRD, de la correspondiente instrucción vía telefónica o a través de cualquier sistema automático que lo sustituya.

Ante situaciones de necesidad de operación, en caso de que las tensiones de los nudos piloto de la RdT correspondientes a la zona eléctrica de un GRD se encuentren dentro del umbral de situación normal, el GRD podrá solicitar al OS la desactivación de las medidas aplicadas en sus transformadores frontera.

10. Validación del cumplimiento de la prestación del servicio

Se considerará que una muestra es inválida cuando alguna de las medidas en TR necesarias para las validaciones no llegue al OS con carácter válido.

10.1 Validación de la prestación bajo el ámbito del apartado 6.1.1.

El OS debe realizar una validación horaria en base a la integral horaria de potencia activa y reactiva medida en los contadores del proveedor en BC ($\int P$ y $\int Q$). Dicha validación se realizará haciendo uso de los valores registrados en los equipos de medida contador-registrador del proveedor, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico. Se calculará con tres cifras decimales y el redondeo se hará por defecto o por exceso, según que la cuarta cifra decimal sea o no menor de cinco.

$\int Q$ debe cumplir la siguiente desigualdad vinculada a su rango de factor de potencia obligatorio, o en su caso, al que establezca el OS acorde a periodo horario [fdp1, fdp2]:

$$Q_{requerida\ 1} < \int Q < Q_{requerida\ 2}$$

Siendo:

$$Q_{requerida\ 1} = \frac{\sqrt{1 - fdp1^2}}{fdp1} \int P$$

$$Q_{requerida\ 2} = \frac{\sqrt{1 - fdp2^2}}{fdp2} \int P$$

En caso de incumplimiento, la energía reactiva horaria penalizable se calcula como el desvío entre $\int Q$ y $Q_{requerida\ 1}$ o $Q_{requerida\ 2}$ según aplique, siempre limitada por la capacidad reactiva exigida en la Orden TED 749/2020 para las instalaciones bajo su ámbito.

10.2 Validación de la prestación básica bajo el ámbito del apartado 6.1.2.

El OS debe realizar una validación con periodicidad horaria de cómputo mensual a mes vencido a los proveedores conectados a la RdT. El OS realizará un muestreo de las telemidas en BC de tensión (U), potencia activa (P) y potencia reactiva (Q) y de la consigna de tensión descrita en el anexo 1 (U_c).

Para cada hora se establecen los siguientes estados asociados a cada proveedor del servicio:

- Estado S1, al menos el 75 % de las muestras analizadas cumplen el servicio.
- Estado S2, resto de casos.

Se presentan a continuación los cálculos de incumplimiento y de contadores de penalización para cada muestra. La capacidad reactiva obligatoria ($Q_{obligatoria}$) tienen el mismo sentido absorción / generación que la Q. En el anexo 2 se especifica la definición y valores por defecto de los parámetros utilizados. Una muestra es válida si se cumplen las siguientes inecuaciones:

$$\text{Si: } |U_c - U| < \varepsilon_V \quad \text{Válida siempre Si: } (U_c - U) \geq \varepsilon_V:$$

$$\text{Válida si: } Q \geq Q_{obligatoria} - \varepsilon_Q$$

$$\text{En caso contrario: } Q_{PEN_GEN\ i} = |Q_{obligatoria} - Q|$$

$$\text{Si: } (U_c - U) \leq -\varepsilon_V:$$

$$\text{Válida si: } Q \leq Q_{obligatoria} + \varepsilon_Q$$

$$\text{En caso contrario: } Q_{PEN_ABS\ i} = |Q_{obligatoria} - Q|$$

La información de las penalizaciones será publicada para cada proveedor a través del sistema de información del OS en cada periodo analizado.

Se publicará un valor de penalización de reactiva inductiva ($Q_{PEN_ABS\ p}$) y otro valor de penalización de reactiva capacitiva ($Q_{PEN_GEN\ p}$). Para los proveedores en estado S1, estos valores de penalización serán nulos.

$$Q_{PEN_ABS\ p} = \frac{\sum Q_{PEN_ABS\ i}}{n}$$

$$Q_{PEN_GEN\ p} = \frac{\sum Q_{PEN_GEN\ i}}{n}$$

Siendo:

i: cada muestra no válida.

n: número total de muestras de absorción y generación de Q analizadas en la hora.

p: el proveedor evaluado.

10.3 Validación de la prestación basada en consignas en tiempo real.

El OS deberá realizar un muestreo de las telemedidas de tensión (U), potencia activa (P) y potencia reactiva (Q) y de la consigna en BC o PPS dependiendo de la modalidad de participación.

Para cada hora se establecen los siguientes estados asociados a cada proveedor del servicio:

- Estado S1, al menos el 75 % de las muestras analizadas cumplen el servicio.
- Estado S2, resto de casos.

El cálculo de cumplimiento para cada muestra se describe a continuación para cada modalidad. En el anexo 2 se especifica la definición y valores por defecto de los parámetros y la definición de todas las variables utilizadas en la validación.

Una muestra es válida si se cumplen las siguientes inecuaciones o si el generador se encuentra saturado a su ($Q_{adicional} + Q_{obligatoria}$) en el mismo sentido que la $Q_{requerida}$:

$$Si: Q_{requerida} = 0:$$

$$|Q| < \varepsilon_Q$$

$$Si: Q_{requerida} > 0:$$

$$Q_{requerida} + \varepsilon_Q \geq Q \geq Q_{requerida} - \varepsilon_Q$$

$$Si: Q_{requerida} < 0$$

$$Q_{requerida} - \varepsilon_Q \leq Q \leq Q_{requerida} + \varepsilon_Q$$

Los contadores de energía reactiva retribuable bajo la prestación basada en consignas en TR se calcularán como se indica a continuación. Para los proveedores en estado S2, estos valores de retribución serán nulos.

$$Q_{RET_GEN_OBL\ p} = \frac{\sum Q_{RET_GEN_OBL\ i}}{n}$$

$$Q_{RET_ABS_OBL\ p} = \frac{\sum Q_{RET_ABS_OBL\ i}}{n}$$

Siendo:

i: muestras válidas en las que Q vaya en el mismo sentido que $Q_{requerida}$.

n: número total de muestras analizadas en la hora p: el proveedor evaluado.

$Q_{RET_XXX_OBL\ i}$: telemidada de potencia reactiva generada o absorbida por el proveedor. Su valor será como máximo el requerimiento de potencia reactiva que le imponga su consigna en TR restándole su capacidad reactiva adicional asignada en aquellos casos en que la consigna supere a la suma de las capacidades obligatoria y adicional.

Se presentan a continuación los cálculos de los contadores de penalización en caso de que la muestra sea inválida bajo las siguientes hipótesis:

– La capacidad reactiva obligatoria ($Q_{obligatoria}$) y la capacidad reactiva asignada ($Q_{adicional}$) tienen el mismo sentido absorción / generación que la $Q_{requerida}$.

– Si la participación se realiza en PPS, las variables $Q_{adicional}$, $Q_{obligatoria}$, representan el sumatorio de las capacidades de todos los proveedores adscritos a dicho PPS.

$$\text{Si: } Q_{requerida} = 0$$

$$\text{Si: } Q > 0$$

$$Q_{PEN_GEN\ i} = |Q|$$

$$\text{Si: } Q < 0$$

$$Q_{PEN_ABS\ i} = |Q|$$

$$\text{Si: } Q_{requerida} > 0$$

$$\text{Si: } Q_{requerida} < (Q_{adicional} + Q_{obligatoria})$$

$$Q_{PEN_GEN\ i} = |Q_{requerida} - Q|$$

$$\text{Si: } Q_{requerida} \geq (Q_{adicional} + Q_{obligatoria})$$

$$\text{Si: } Q < (Q_{adicional} + Q_{obligatoria})$$

$$Q_{PEN_GEN\ i} = |(Q_{adicional} + Q_{obligatoria}) - Q|$$

$$\text{Si: } Q > Q_{requerida}$$

$$Q_{PEN_GEN\ i} = |Q - Q_{requerida}|$$

Si: $Q_{requerida} < 0$

Si: $Q_{requerida} > (Q_{adicional} + Q_{obligatoria})$

$$Q_{PEN_ABS\ i} = |Q_{requerida} - Q|$$

Si: $Q_{requerida} \leq (Q_{adicional} + Q_{obligatoria})$

Si: $Q > (Q_{adicional} + Q_{obligatoria})$

$$Q_{PEN_ABS\ i} = |(Q_{adicional} + Q_{obligatoria}) - Q|$$

Si: $Q < Q_{requerida}$

$$Q_{PEN_ABS\ i} = |Q_{requerida} - Q|$$

La información de las penalizaciones será publicada para cada proveedor (BC) o conjunto de proveedores (PPS) a través del sistema de información del OS en cada periodo analizado.

Se publicarán cuatro valores con la penalización desglosada según se incumpla la capacidad reactiva obligatoria o adicional y el sentido sea a absorber o a generar reactiva. Para los proveedores en estado S1, estos valores de penalización serán nulos.

$$Q_{PEN_ABS_OBL\ p} = \frac{\sum Q_{PEN_ABS_OBL\ i}}{n}$$

$$Q_{PEN_ABS_ADC\ p} = \frac{\sum Q_{PEN_ABS_ADC\ i}}{n}$$

$$Q_{PEN_GEN_OBL\ p} = \frac{\sum Q_{PEN_GEN_OBL\ i}}{n}$$

$$Q_{PEN_GEN_ADC\ p} = \frac{\sum Q_{PEN_GEN_ADC\ i}}{n}$$

Siendo:

i: cada muestra no válida.

n: número total de muestras de absorción y generación de Q analizadas en la hora.

p: el proveedor evaluado.

10.4 Supervisión del cumplimiento del control de tensión coordinado en los transformadores frontera de red de transporte con red de distribución.

El OS supervisará el cumplimiento de las instrucciones emitidas en relación con la activación y desactivación de las medidas para el control de la tensión coordinado en el punto frontera de la RdT con la RdD y emitirá un informe trimestral que recogerá los siguientes aspectos tras la activación de las medidas de coordinación o de las medidas excepcionales:

1. Resumen de las medidas previas adoptadas por el OS.
2. Cumplimiento de las instrucciones emitidas a los GRD.
3. Resto de actuaciones realizadas por el OS (sobre sus instalaciones o instrucciones a terceros distintos de los GRD).

Dicho informe recogerá los datos por zona eléctrica y distribuidor, pudiendo incluir, además, nuevas propuestas de medidas a adoptar para incrementar su efectividad.

10.5 Supervisión de la compensación del aporte de reactiva de las instalaciones de conexión.

El OS deberá supervisar que la capacidad reactiva de los proveedores conectados a un mismo PCR de la RdT sea suficiente para compensar el aporte de potencia reactiva, ya sea consumida o generada, de las instalaciones de conexión existentes entre el PCR y sus BC. Adicionalmente, cuando alguno de los proveedores conectados a un mismo PCR esté bajo el ámbito de la Orden TED/749/2020, el OS deberá supervisar que la capacidad reactiva que exige dicha normativa se encuentre disponible en PCR.

Cuando el OS detecte que el acumulado de energía reactiva mensual consumida o generada, en contra de las necesidades del sistema, por las instalaciones de conexión existentes entre un PCR y las BC de los proveedores conectadas a las mismas, sea mayor a 1.000 Mvarh, comunicará al centro de control delegado de la instalación de enlace, la necesidad de establecer los medios necesarios para una compensación adicional ya sea ampliando la capacidad reactiva de los proveedores o mediante la instalación de equipos de control de tensión, tales como reactancias, condensadores o STATCOMs, en las instalaciones de conexión. Los proveedores dispondrán de un periodo de adaptación de 2 años tras la primera comunicación enviada por el OS.

Si dicha compensación no se ha producido transcurrido el periodo de adaptación, los proveedores estarán sujetos a las penalizaciones por incumplimiento de su capacidad reactiva obligatoria conforme se desarrolla en el apartado correspondiente del P.O. 14.4. La penalización será proporcional a la energía reactiva horaria consumida o generada por las instalaciones de conexión existentes entre un PCR y las BC de los proveedores conectadas a las mismas en contra de las necesidades del sistema desglosada entre los proveedores conectados a las correspondientes instalaciones de conexión que participen en el nuevo servicio de control de tensión en seguimiento de consignas, de forma proporcional a su potencia activa máxima. Tendrá la forma de una minoración de los derechos de cobro asociados a dicha participación, limitada al 80 % de la retribución neta asociada a sus derechos de cobro menos sus obligaciones de pago en valor agregado mensual.

11. Liquidación de la provisión del servicio

La prestación básica de control de tensión no lleva asociado un derecho de cobro, sin embargo, su incumplimiento conlleva una obligación de pago. La prestación obligatoria basada en consignas en TR y la capacidad reactiva adicional asignada llevan asociados unos derechos de cobro y su incumplimiento conlleva una obligación de pago, verificándose el cumplimiento de los arranques considerados en la asignación de capacidad reactiva adicional. Adicionalmente, las desasignaciones de capacidad reactiva adicional supondrán una obligación de pago. Estos conceptos se liquidarán conforme a lo establecido en el PO 14.4 por el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

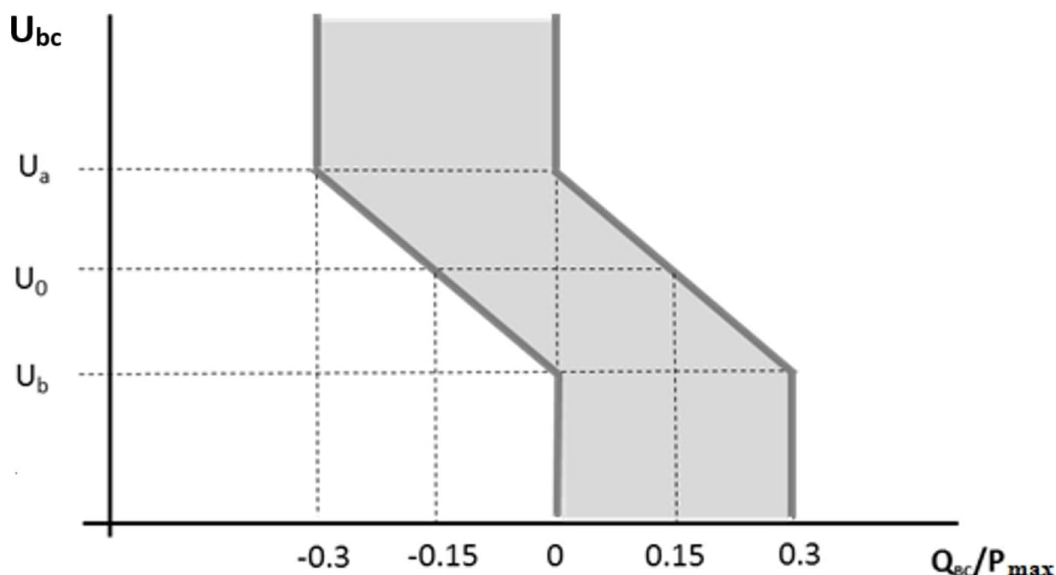
La liquidación del coste del servicio de control de tensión será realizada por el OS conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 14.4. El precio aplicable al derecho de cobro asociado a la energía reactiva obligatoria será 1 €/Mvarh. Este mismo valor será aplicado al incumplimiento de la prestación básica del servicio, así como al incumplimiento de la compensación reactiva de las instalaciones de conexión.

ANEXO 1

Consignas por defecto a considerar en la prestación básica del servicio para los proveedores bajo el ámbito del apartado 6.1.2

La siguiente figura define la capacidad reactiva obligatoria en BC (Q_{bc}) en función de la tensión medida en BC (U_{bc}) y la potencia máxima (P_{max}) para todo el rango de variación de potencia activa comprendido entre su mínimo técnico y dicha P_{max} . La

capacidad reactiva obligatoria será nula siempre que el proveedor se encuentre operando por debajo de su mínimo técnico.



Definiéndose los valores de U_a , U_0 y U_b en función de la red a la que se encuentre conectada la instalación:

	Red de 400 kV	Red de 220 kV	Redes de Distribución
U_a	1.05 pu (420 kV)	1.068 pu (235 kV)	1.05 pu
U_0	1 pu (400 kV)	1 pu (220 kV)	1 pu
U_b	0.95 pu (380 kV)	0.932 pu (205 kV)	0.95 pu

El Operador del sistema podrá determinar, durante el periodo temporal que estime justificado para cada instalación, unas capacidades de reactiva obligatoria en barras de central adaptadas a las capacidades máximas de instalaciones con puesta en marcha previa al 18 de marzo de 2000, debidamente justificadas en función de la tecnología de cada instalación, su funcionamiento histórico y la eficiencia económica. Esta justificación se realizará mediante un informe que el titular de la instalación remitirá al Operador del sistema con una antelación mínima de 3 meses respecto al inicio de aplicación de la prestación básica.

Las instalaciones para las que se haya realizado esta adaptación deberán comunicar al Operador del Sistema cualquier modificación sustancial que se produzca en sus instalaciones, proceso de renovación, sustitución de sus equipos principales o ampliación del periodo de vigencia de la autorización o de la concesión que les habilita para la explotación para que efectúe una nueva valoración en los términos previstos en el párrafo anterior.

En ambos casos, el operador del sistema podrá requerir información complementaria al sujeto para su valoración y en caso de consideración final positiva procederá a comunicarla a la CNMC. Mientras el operador del sistema no haya completado el proceso de valoración, no se aplicará a la instalación afectada penalización por incumplimiento de la prestación básica, ni podrá participar en la vertiente voluntaria del servicio.

La disponibilidad de la capacidad reactiva obligatoria, resaltada en gris en la figura anterior, es imprescindible en situaciones extremas de subtensión o sobretensión para garantizar la seguridad del sistema. Por ello, dicha capacidad se

requiere para tensiones superiores a U_a e inferiores a U_b siempre que el proveedor permanezca conectado a la red.

Los proveedores conectados a la RdT, deberán modificar su generación y absorción de potencia reactiva dentro de la capacidad reactiva obligatoria indicada anteriormente de forma que mantengan U_{bc} dentro los siguientes rangos por defecto:

- Red de 400 kV: 400-405 kV. Siendo el valor considerado para la validación del apartado 10.2 $U_c = 402,5$ kV.
- Red de 220 kV: 220-225 kV Siendo el valor considerado para la validación del apartado 10.2 $U_c = 222,5$ kV.
- Los GRD podrán publicar los rangos de tensión por defecto para los proveedores bajo el ámbito del apartado 6.1.2 conectados a su red.

Tanto el OS como los GRD podrán actualizar los valores por defecto del presente anexo siempre que la operación de su red así lo requiera. Los proveedores deberán cumplir los nuevos valores por defecto en un periodo máximo de diez días hábiles tras su publicación.

ANEXO 2

Parámetros y variables considerados en la validación del servicio

En este anexo se definen las variables y los valores por defecto de los parámetros utilizados para la validación del servicio. El OS podrá publicar actualizaciones de estos valores, a través de la Web privada de eSIOS, en función de la evolución del sistema eléctrico para garantizar su seguridad, disponiendo los CCGD y los proveedores de un plazo máximo de dos meses para implementar dichas actualizaciones.

Variables:

U_{base} [kV]: la tensión nominal en BC/PPS.

Q_{max} [Mvar] = 30 % P_{max} (participación individual) o 30 % $\sum P_{max}$ (participación conjunta), conforme a la definición de P_{max} recogida en el anexo 1.

Q [MW]: telemida de potencia reactiva en BC/PPS.

P [MW]: telemida de potencia activa en BC/PPS En la Modalidad U:

$$\Delta U = U_{consigna \text{ en BC/PPS}} - U_{medida \text{ en BC/PPS}}$$

$$\text{Si } |\Delta U| < dB: \quad Q_{requerida} = 0$$

$$\text{Si } \Delta U > dB: \quad Q_{requerida} = \frac{\Delta U - dB}{U_{base}} K Q_{max}$$

$$\text{Si } \Delta U < -dB: \quad Q_{requerida} = \frac{\Delta U + dB}{U_{base}} K Q_{max}$$

Parámetros	Descripción	Valor
Muestreo	N.º muestras analizadas en cada periodo	12
dB	Banda muerta mod. A	0 kV
K	Ganancia mod. A	30
ε_Q	Tolerancia de reactiva	5% Q_{max} con un valor mínimo de 0,25 Mvar y máximo de 5 Mvar)
ε_V	Tolerancia de tensión	2,5 kV

ANEXO 3

Principales características de los mercados zonales de capacidad reactiva adicional

En la siguiente tabla se recogen las principales características de los mercados de capacidad reactiva adicional:

Parámetro/concepto	Descripción
Potencia instalada/contratada mínima	5 MW
Esquema de contratación	Mercado. La participación es potestativa.
Realización de asignaciones	En el día D-1: para cada mercado y para cada período, una asignación de capacidad de generar reactiva o de absorber reactiva. En TR: únicamente para el mercado zonal, períodos y sentido indicado por el OS.
Oferta técnica mínima de capacidad	1 Mvar.
Mínima capacidad asignable	0,1 Mvar
Resolución del precio	0,01 EUR/Mvar.
Remuneración	Al precio de oferta más los términos específicos.
Tipos de ofertas admitidas	Simplees divisibles.
Resolución del período de programación	Diario: 1 hora. TR: 1 minuto en el período en curso y 1 hora los siguientes períodos.
Monitorización	TR
Tiempo mínimo de antelación respecto al minuto de inicio del requerimiento de la sesión en TR	12 minutos.
Tiempo de demora máximo en las asignaciones de TR	10 minutos.
Número máximo de bloques por oferta	10.
Tolerancia desglose incorrecto	$\pm 0,1$ Mvar.
Coeficiente de penalización k_{pen}	1,2.
Límite máximo de variación de capacidad reactiva asignada	25 Mvar/min

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.

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.	– Previsiones semanales del año siguiente, indicando valor máximo y mínimo semanal. – 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.
Mensualmente: En los primeros quince días del mes anterior a aquél al que se refiere la previsión:	– Previsiones referidas a meses completos. – Previsiones para cada una de las semanas del mes siguiente, indicando valor máximo y mínimo semanal.
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.	– Planes de mantenimiento previstos para el año móvil en: • unidades de programación de potencia neta igual o superior a 200 MW. • unidades de generación y consumo de potencia neta igual o superior a 100 MW.
Cada hora.	– Actualización de los planes de mantenimiento e indisponibilidades comunicadas no previstas de: • unidades de programación de potencia neta igual o superior a 200 MW. • unidades de generación y consumo de potencia neta igual o superior a 100 MW.

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 cuatrorario:

- 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.
- 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.

1.17 Mercados zonales de capacidad reactiva adicional.

El OS publicará antes de transcurridos 30 minutos desde la realización del proceso de asignación del día D-1 de los mercados zonales de capacidad reactiva adicional y

antes de las 12:00 del día D+1 los resultados del proceso de asignación en tiempo real del día D de los mercados zonales de capacidad de reactiva adicional:

- Los requerimientos por periodo de programación de capacidad reactiva adicional solicitados y satisfechos agregados a nivel del sistema eléctrico peninsular español.
- Precio medio ponderado horario y sentido de cada proceso de asignación, agregado a nivel del sistema eléctrico peninsular español.

Asimismo, el OS facilitará los resultados de los procesos de asignación de capacidad reactiva adicional:

- 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, sin nivel alguno de agregación, a los 90 días respecto al día de programación, incluyendo precios de asignación.

Las zonas asociadas a los mercados zonales de capacidad reactiva adicional y los nudos que los componen se encontrarán publicados y actualizados en la página web de participantes del mercado.

El número mínimo de periodos consecutivos que requieran el arranque o el cambio de modo de funcionamiento de una unidad de programación térmica se encontrará publicado y actualizado en la página web de participantes del mercado.

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.14.4 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. El servicio de control de tensión establecido en el procedimiento de operación 7.4.
- g. 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), a los proveedores de servicios de balance (BSP, por sus siglas en inglés) y a los proveedores de servicios de no frecuencia.

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).

«Periodo de liquidación del desvío» (ISP por sus siglas en inglés): unidad de tiempo respecto a la cual se calcula el desvío de los BRP, tal como se define en el punto (15) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943, y se determina el precio del desvío. Este periodo es de quince minutos.

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 activa y las disminuciones de consumo o exportación de energía activa.

c. La energía a bajar tiene signo negativo. Se define la energía a bajar como las disminuciones de producción o importación de energía activa y los incrementos de consumo o exportación de energía activa.

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 activa se entenderán expresadas en MWh y las magnitudes de energía reactiva en Mvarh, 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 activa se entenderán expresadas en MW y las magnitudes de potencia reactiva en Mvar, 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 activa se entenderán expresados en euros por MWh y los precios de energía reactiva se entenderán expresados en euros por Mvarh, con la precisión con la que se determinen en cada mercado.

d. Los precios de potencia activa se entenderán expresados en euros por MW y los precios de potencia reactiva se entenderán expresados en euros por Mvar, 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:

$$\text{OPRRBCF}_u = \sum \text{ERRBCF}_u \times \text{mín} (\text{PMRR}, \text{POFRRB}_u)$$

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:

$$\text{SCRRCF} = \sum \text{ERRSCF}_u \times (\text{POFRRS}_u - \text{PMRR}) + \sum \text{ERRBCF}_u \times (\text{PMRR} - \text{POFRRB}_u)$$

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:

$$\text{DCTERP}_u = \text{ETERPS}_u \times \text{PMTERPS}$$

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:

$$\text{OPTERP}_u = \text{ETERPB}_u \times \text{PMTERPB}$$

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:

$ETERDS_u$ = 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:

$ETERDS_u$ = 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:

$ETERDB_u$ = 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:

ETERDB_u = Energía terciaria directa asignada a bajar a la unidad u .

PMTERPBQ_1 = Precio marginal de la asignación programada de terciaria a bajar en el cuarto de hora Q_1 .

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:

$$\text{DCTERMER}_u = 1,15 \times \text{ETERMERS}_u \times \max(\text{PMTERPS}, \text{PMTERDSQ}_0) \text{ si } \text{PMTERPS} > 0 \\ \text{ó } \text{PMTERDSQ}_0 > 0$$

$$\text{OPTERMER}_u = 0,85 \times \text{ETERMERS}_u \times \max(\text{PMTERPS}, \text{PMTERDSQ}_0) \text{ si } \text{PMTERPS} < 0 \\ \text{y } \text{PMTERDSQ}_0 < 0$$

donde:

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:

$$\text{OPTERMER}_u = 0,85 \times \text{ETERMERB}_u \times \min(\text{PMTERPB}, \text{PMTERDBQ}_0) \text{ si } \text{PMTERPB} > 0 \\ \text{ó } \text{PMTERDBQ}_0 > 0$$

$$\text{DCTERMER}_u = 1,15 \times \text{ETERMERB}_u \times \min(\text{PMTERPB}, \text{PMTERDBQ}_0) \text{ si } \text{PMTERPB} < 0 \\ \text{y } \text{PMTERDBQ}_0 < 0$$

donde:

ETERMERB_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 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 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 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 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 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 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 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:

$$\text{OPRITRS}_z = - \text{ERITRS}_z \times \text{PRITRS}_z$$

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 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 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:

$$\text{OPRITRB}_z = - \text{ERITRB}_z \times \text{PRITRB}_z$$

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 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 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 del BSP de aFRR z o del BRP s se calculará de la forma siguiente:

$$\text{OPEINCLEBALS}_{z,s} = \text{EINCLEBALS}_{z,s} \times \text{abs}(\text{PBAL}_{z,s}) \times 0,2$$

donde:

$\text{EINCLEBALS}_{z,s}$ = 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:

$$\text{EINCLEBALS}_{z,s} = \text{máx} (-\text{STGS}_{z,s}; \text{mín} (0, \sum_{z,s} \text{MBC}_u - \text{EREFS}_{z,s} - \text{EPTR}_z))$$

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.

$\text{EREFS}_{z,s} = \sum_{z,s} \text{PHFC}_u + \text{IT}_{z,s} + \text{SRTRS}_{z,s} + \text{STGS}_{z,s} + (\text{ESECS}_z + \text{ESECB}_z)$

$\text{IT}_{z,s}$ = saldo de energía por cambios de programa del BSP de aFRR z o del BRP s.

$\text{SRTRS}_{z,s}$ = 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.

$\text{STGS}_{z,s}$ = 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.

EPTR_z = modificación del programa de energía del BSP de aFRR por seguimiento PTR.

$\text{PBAL}_{z,s}$ = 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:

$$\text{OPEINCLEBALB}_{z,s} = \text{EINCLEBALB}_{z,s} \times \text{abs}(\text{PMD})$$

donde:

$\text{EINCLEBALB}_{z,s}$ = 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:

$$\text{EINCLEBALB}_{z,s} = - \min(-\text{STGB}_{z,s}; \max(0, \sum_{z,s} \text{MBCu} - \text{EREFB}_u - \text{EPTR}_z))$$

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.

$$\text{EREFB}_{z,s} = \sum_{z,s} \text{PHFC}_u + \text{IT}_{z,s} + \text{SRTRB}_{z,s} + \text{STGB}_{z,s} + (\text{ESECS}_z + \text{ESECB}_z)$$

$\text{IT}_{z,s}$ = 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.

EPTR_z = modificación del programa de energía del BSP de aFRR por 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 final de la unidad de programación.

MBC = Medida en barras de central de la unidad de programación.

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 30 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 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:

$$OPITB_{i,p} = \sum (EEITB_{i,p} \times PMITB_{E,p})$$

donde:

$EEITB_i$ = Energía de exportación correspondiente al intercambio transfronterizo de energía de balance del producto p en la interconexión i .

$PMITB_{E,p}$ = Precio marginal del producto p en sentido exportador.

En caso de aplicación del mecanismo de salvaguarda, el valor $PMITB_{E,p}$ 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 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:

$$\text{OPEIN}_i = \sum_i (\text{EEIN}_i \times \text{PIN})$$

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 (ISP) es de quince minutos.

En cada ISP, 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:

$$\text{DCDESV}_{\text{brp}} = \text{DESV}_{\text{brp}} \times \text{PDESVS}$$

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:

$$\text{OPDESV}_{\text{brp}} = \text{DESV}_{\text{brp}} \times \text{PDESVB}$$

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.

$$\text{DESV}_{\text{brp}} = \text{MEDBC}_{\text{brp}} - (\text{POSFIN}_{\text{brp}} + \text{AJUDSV}_{\text{brp}})$$

donde:

$\text{MEDBC}_{\text{brp}}$ = Medidas en barras de central del BRP.

$\text{POSFIN}_{\text{brp}}$ = Posición final del BRP.

$\text{AJUDSV}_{\text{brp}}$ = 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 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 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.

$$POSFIN_{brp} = \sum_u PHFC(u, brp) + \sum_u IT(u, brp)$$

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 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). 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.

$$AJUDSV_{brp} = \sum_u EB(u, brp) + \sum_z EB(z, brp) + \sum_u ERTR(u, brp) + \sum_u EPTR(u, brp)$$

13.4 Sentido del desvío de un BRP.

El desvío de un BRP 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 ISP dependiendo de las energías de balance de reserva de recuperación de frecuencia (FRR) activadas en dicho ISP. 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 el ISP 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 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 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.

$$DTS = - [\sum_u (\sum ERRS_u + \sum ERRB_u) + (\sum_q ERRSCF_u + \sum ERRBCF_u) + \sum_u (\sum ETERDS_u + \sum ETERDB_u) + \sum_u (\sum ETERPS_u + \sum ETERPB_u) + \sum_u (\sum ETERMERS_u + \sum ETERMERB_u) + \sum_z (\sum ESECS_z + \sum ESECB_z) + \sum_i (\sum EIITB_i + \sum EEITB_i) + \sum_i (\sum EIIN_i + \sum EEIN_i) + \sum_u (\sum ERADS_u)]$$

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 el ISP 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:

$$PDES_{vbrp} = PBALSUB$$

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 14.4.

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 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:

$$PDES_{VB_{brp}} = PBALSUB$$

14.4 Valor de la activación evitada.

El valor de la activación evitada es un precio de referencia que se calculará para cada ISP 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 dicho ISP.

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 cuarto de hora se sumarán los desvíos internacionales con los sistemas eléctricos de Marruecos y de Andorra:

$$DIR = \sum_{frintc,q} DIR_{frint,q}$$

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 30 de este procedimiento.

15.3 Desvíos en las interconexiones con los sistemas eléctricos de Francia y de Portugal.

El desvío en las interconexiones con los sistemas eléctricos de Francia y de Portugal 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.

$$IMPDSVMIE = IMPINTEN + IMPNOINTEN$$

donde:

$$IMPINTEN = Desv\Delta f \times PCCFR + DesvPrp \times PDesvPrp$$

El desvío intencionado es la suma de los desvíos por contención de la frecuencia, $Desv\Delta f$, y por la programación de rampa de variación de programas internacionales, $DesvPrp$.

$PDesvPrp$: 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.

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.

$IMPNOINTEN = DesvNoInt \times PCCU$

El desvío no intencionado es la diferencia entre la medida y el programa más el desvío intencionado.

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 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 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:

$$DCAB = \sum ABI \times PDESVS$$

Si la acción de balance es en sentido exportador (ABE) se anotará una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPAB = \sum ABE \times PDESVB$$

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 la misma se valorará al precio del desvío establecido en el apartado 14 que sea aplicable al sentido correspondiente de la diferencia.

Se anotará 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 Contratación Continua Europea como resultado de las transacciones realizadas en el mercado intradiario continuo o en las subastas intradiarias.

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 Contratación Continua Europea como resultado de las transacciones realizadas en el mercado intradiario continuo o en las subastas intradiarias.

El saldo 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 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 un derecho de cobro o una obligación de pago según el sentido, valorando la energía al precio del desvío que corresponda. El saldo 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 30.

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:

$$\text{OPRSSRES}_z = - \text{RSSRES}_z \times \text{PMRSS} \times \text{KRES}$$

$$\text{OPRSBRES}_z = - \text{RSBRES}_z \times \text{PMRSB} \times \text{KRES}$$

siendo:

$$\text{RSSRES}_z = \text{VARaFRRUP}_z - \text{REOFUP respaldo}_z$$

$$\text{RSBRES}_z = \text{VARaFRRDW}_z - \text{REOFDW respaldo}_z$$

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 respaldo_z = Reserva a subir ofertada por el BSP de aFRR z.

REOFDW 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:

$$\text{OPRSS}_z = - \text{RSS}_z \times \text{PMRSS} \times \text{KI}$$

$$\text{OPRSB}_z = - \text{RSB}_z \times \text{PMRSB} \times \text{KI}$$

siendo:

$$\text{RSS}_z = \text{VARaFRRUP}_z - \text{REOFUP}_z$$

$$\text{RSB}_z = \text{VARaFRRDW}_z - \text{REOFDW}_z$$

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_z = Reserva a subir asignada al BSP de aFRR z.

VARaFRRDW_z = Reserva a bajar asignada al BSP de aFRR z.

REOFUP_z = Reserva a subir ofertada por el BSP de aFRR z.

REOFDW_z = 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 cuarto-horaria 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 = Potencia media horaria incumplida = $\sum_{\text{ciclo}} \text{PNODISP}_{\text{ciclo}} / \text{NC}$

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:

$\text{PNODISP}_{\text{ciclo}}$ = 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:

$$OPBANRAD = PNODISP_{act} \times PMBANRAD$$

donde:

$$PNODISP_{act} = \min(0, ERADS - BANRAD)$$

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 30 de este procedimiento.

En el caso de la liquidación del coste asignado a los BRP CFSRADDES, se calculará el coste en cada cuarto de hora dividiendo el coste horario entre cuatro y se realizará una única anotación cuarto-horaria 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:

$$DCERPVPV_{u,b} = ERPVPV_{u,b} \times POPVPV_{u,b} + CAF_u / NARRF + CAC_u / NARRC + ChAA + DCAA_u$$

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 .

CAF_u = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado frío en dicho periodo.

CAC_u = Coste del arranque en caliente del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado caliente en dicho periodo.

$NARRF$ = Número de periodos de programación que han requerido el arranque frío.

$NARRC$ = Número de periodos de programación que han requerido el arranque caliente.

$ChAA$ = Coste por periodo 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 periodos de programación 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 algún periodo de programación 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 algún periodo de programación 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 periodo de programación en que no se ha realizado el arranque correspondiente.

$$\text{OPINCARRu} = - (\text{CAFu} / \text{NARRF} + \text{CACu} / \text{NARRC})$$

$$\text{OPINCDCAAu} = - (\text{NarraAu} \times \text{CAAu} / \text{NAAu})$$

Donde:

CAFu = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado frío en dicho periodo.

CACu = Coste del arranque en caliente del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado caliente en dicho periodo.

NARRF = Número de periodos de programación que han requerido un arranque frío.

NARRC = Número de periodos de programación que han requerido un arranque caliente.

NarraAu = Número de turbinas de gas adicionales arrancadas.

CAAu = Coste del arranque de una turbina de gas adicional.

NAAu = 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 periodo de programación:

$$\text{OPINCCChAAu} = - \text{ChAA}$$

ChAA = Coste por periodo 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:

$$\text{DCERPVPVMERu} = \text{ERPVPVMERu} \times 1,15 \times \text{PMD} \text{ si } \text{PMD} \geq 0$$

$$\text{DCERPVPVMERu} = \text{ERPVPVMERu} \times 1,15 \times \text{PMED} \text{ si } \text{PMD} < 0$$

donde:

ERPVPVMERu = Energía redespatchada 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:

$$\text{DCERPVPVu} = \text{ERPVPVu} \times \text{PMD}$$

donde:

$ERPVP_{C_u}$ = 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 exista producto cuarto-horario en el mercado diario.

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:

$$OPEINCSPVP_u = EINCSPVP_u \times (PMEDPVPS_u - PMD) \text{ siempre que } PMEDPVPS_u > PMD$$

donde:

$EINCSPVP_u$ = Energía incumplida a subir en fase 1 de la unidad u descontando el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real.

$PMEDPVPS_u$ = 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:

$$EINCSPVP_u = \text{máx} [-ERPVP_u; \text{mín} (0, MEDRTR - PVP)]$$

donde:

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.

$MEDRTR = MBC$ si $RTR \geq 0$ o si $PVP \leq PHFC + TG$

$MEDRTR = \max(PDBF, MBC) + \min[PVP - (PHFC + TG), -RTR]$ si $RTR < 0$ y $PVP \geq PHFC + TG$

MBC = Medida en barras central, según se establece en el anexo II.

TG = Suma de energía de regulación terciaria, energía de balance RR y restricciones en tiempo real.

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:

$$OPEINCBPVP_u = EINCBPVP_u \times 0,2 \times \text{abs}(PMD)$$

donde:

$$EINCBPVP_u = \max(ERPVPB, \min(0, PVP - MEDRTRB))$$

donde:

$EINCBPVP_u$ = Energía incumplida a bajar en fase 1 de la unidad u , descontando el incumplimiento motivado por energía a subir por restricciones en tiempo real.

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 las fórmulas siguientes, según el caso:

$MEDRTRB = MBC$ si $RTR \leq 0$ o si $PVP \geq PHFC + TG$

$MEDRTRB = MBC + \min[PVP - (PHFC + TG), -RTR]$ si $RTR > 0$ y $PVP < PHFC + TG$

MBC = Medida en barras central, según se establece en el anexo II.

TG = Suma de energía de regulación terciaria, energía de balance RR y restricciones en tiempo real.

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:

$$DCERECOOS_{u,b} = ERECOOS_{u,b} \times POECOS_{u,b}$$

donde:

$ERECOOS_{u,b}$ = Energía del bloque b de oferta de la unidad u asignada en fase 2.

$POECOS_{u,b}$ = 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:

$$\text{OPERECOOSB}_{u,b} = \text{ERECOOSB}_{u,b} \times \text{POECOB}_{u,b}$$

donde:

$\text{ERECOOSB}_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque b de la oferta de la unidad u asignada en fase 2.

$\text{POECOB}_{u,b}$ = 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:

$$\text{OPERECOSOB}_u = \text{ERECOSOB}_u \times 1,15 \times \text{PMD} \text{ si } \text{PMD} \geq 0$$

$$\text{DCERECOSOB}_u = \text{ERECOSOB}_u \times 0,85 \times \text{PMD} \text{ si } \text{PMD} < 0$$

donde:

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:

$$\text{OPERECOMERB}_u = \text{ERECOMERB}_u \times 0,85 \times \text{PMD} \text{ si } \text{PMD} \geq 0$$

$$\text{DCERECOMERB}_u = \text{ERECOMERB}_u \times 1,15 \times \text{PMD} \text{ si } \text{PMD} < 0$$

donde:

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 30.

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:

$$DCERTRS_{u,b} = ERTS_{u,b} \times PO_{u,b} + CAF_u / NARRF + CAC_u / NARRC + ChAA + DCAA_u$$

donde:

$ERTS_{u,b}$ = Energía a subir del bloque b de la oferta de la unidad de venta u por solución de restricciones en tiempo real.

$PO_{u,b}$ = Precio de la oferta para el bloque de energía b .

CAF_u = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado frío en dicho periodo.

CAC_u = Coste del arranque en caliente del término específico de la oferta en el caso de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado caliente en dicho periodo.

$ChAA$ = Coste por periodo por programación de una turbina de gas adicional en el caso de ciclos combinados multieje.

$NARRF_u$ = Número de periodos de programación que han requerido un arranque frío.

$NARRC$ = Número de periodos de programación que han requerido un arranque caliente.

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 periodo de programación en que no se ha realizado el arranque correspondiente.

$$OPINCARR_u = - (CAF_u / NARRF + CAC_u / NARRC)$$

$$OPINCDCAA_u = - (NARRA_u \times CAA_u / NAA_u)$$

donde:

CAF_u = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado frío en dicho periodo.

CAC_u = Coste del arranque en caliente del término específico de la oferta de grupos térmicos en caso de que exista un arranque programado caliente en dicho periodo.

$NARRF$ = Número de periodos de programación que han requerido un arranque frío.

$NARRC$ = Número de periodos de programación que han requerido un arranque caliente.

$NARRA_u$ = 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.

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 periodo de programación:

$$OPINCCChAA_u = - ChAA$$

$ChAA$ = Coste por periodo por programación de una turbina de gas adicional en el caso de ciclos combinados multieje.

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:

$$DCERTRMER_u = ERTRMERS_u \times 1,15 \times PMD \text{ si } PMD \geq 0$$

$$DCERTRMER_u = ERTRMERS_u \times 1,15 \times PMED \text{ si } PMD < 0$$

donde:

$ERTRMERS_u$ = 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:

$$\text{OPERTRMER}_u = \text{ERTRMERB}_u \times 0,85 \times \text{PMD si PMD} \geq 0$$

$$\text{DCERTRMER}_u = \text{ERTRMERB}_u \times 1,15 \times \text{PMD si PMD} < 0$$

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:

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:

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:

$$\text{EINCRTRS}_u = \max(-\text{ERTRS}_u, \min(0, \text{MBC}_u - (\max(\text{PHFC}_u + \text{IT}_u + \text{TGB}, 0) + \text{ERTRS}_u)))$$

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 .

TGB = Suma de energía de balance RR y de regulación terciaria a bajar.

ERTRS_u = Energía programada a subir a la unidad u por restricciones en tiempo real.

PORP_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 periodo 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:

$$\text{OPEINCRTRB}_u = \text{EINCRTRB}_u \times (\text{POR}_u - \text{PMD})$$

donde:

EINCRTRB_u = Energía incumplida de restricciones en tiempo real a bajar de la unidad u de venta. Se calculará según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCRTRB}_u = \min(-\text{ERTRB}_u, \max(0, \text{MBC}_u - (\max(\text{PHFC}_u + \text{IT}_u + \text{TGS}, 0) + \text{ERTRB}_u)))$$

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.

ERTRB_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 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 30.

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 30.

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 30.

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 de esta cuenta de compensación se integrará en el coste de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda según el apartado 30.

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 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 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 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 27.1 y 27.2, 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.

El importe mensual se dividirá entre el número de horas del mes y el ingreso horario así calculado se integrará en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se asigna a la demanda, minorando este coste.

29. Servicio de control de tensión

29.1 Prestación básica.

El incumplimiento de la prestación básica del servicio de control de tensión dará lugar en cada hora a una obligación de pago para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPQBIN = - QBIN \times PQBIN$$

siendo:

$QBIN$ = Capacidad reactiva penalizable, calculada según los apartados 10.1 y 10.2 del PO 7.4.

$PQBIN$ = Precio por incumplimiento de la prestación básica del servicio de control de tensión. Este precio es de 1 €/Mvarh, conforme al apartado 11 del PO7.4.

29.2 Capacidad reactiva obligatoria de la prestación basada en consignas en tiempo real.

La energía reactiva obligatoria (generada y absorbida) de la prestación del servicio de control de tensión basada en consignas en tiempo real dará lugar en cada hora a un derecho de cobro para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCQO = QO \times PQO$$

siendo:

QO = Energía reactiva obligatoria (suma de la generada y absorbida), calculada según el apartado 10.3 del PO 7.4.

PQO = Precio de la energía reactiva obligatoria. Este precio es de 1 €/Mvarh, conforme al apartado 11 del PO7.4.

El incumplimiento de la energía reactiva obligatoria de la prestación del servicio de control de tensión basada en consignas en tiempo real dará lugar en cada hora a una obligación de pago para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPQOIN = - QOIN \times PQO \times 1,2$$

siendo:

$QOIN$ = Energía reactiva obligatoria penalizable (suma de la generada y absorbida), calculada según el apartado 10.3 del PO 7.4.

29.3 Capacidad reactiva adicional de la prestación basada en consignas en tiempo real.

La asignación de capacidad reactiva adicional de la prestación del servicio de control de tensión basada en consignas en tiempo real dará lugar en cada período de programación a un derecho de cobro para cada unidad u y para cada sentido (absorción/generación) que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCQA = \sum (QA_{b,s,m} \times PQA_{b,s,m}) - \sum QADES_m \times PQADES_m$$

siendo:

$QA_{b,s,m}$ = Capacidad reactiva adicional asignada a la unidad u en el mercado zonal m en la sesión s del bloque b .

$PQA_{b,s,m}$ = Precio de la oferta de la unidad u en el mercado zonal m en la sesión s del bloque b .

$QADES_m$ = Capacidad reactiva adicional desasignada a la unidad u en el mercado zonal m .

$$PQADES_m = \sum (QA_{b,s} \times PQA_{b,s}) / \sum QA_{b,s}$$

En el caso de unidades de grupos térmicos o hidráulicos, híbridos o no, se anotará en cada período de programación un derecho de cobro para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCQAr = \sum CQh + (CAF/NarrF + CAC) / NarrC + NarrA \times CAA / NAA$$

siendo:

CQh = Término en € de la oferta de control de tensión de la unidad u .

$NarrF$ = Número de periodos de programación que han requerido el arranque en frío de la unidad u programados para el servicio de control de tensión.

$NarrC$ = Número de periodos de programación que han requerido el arranque en caliente de la unidad u programados para el servicio de control de tensión.

CAF = Coste del arranque en frío del término específico de la oferta de restricciones de la unidad u en el caso de grupos térmicos, en caso de que exista un arranque programado frío en dicho periodo.

CAC = Coste del arranque en caliente del término específico de la oferta de restricciones de la unidad u en el caso de grupos térmicos, en caso de que exista un arranque programado caliente en dicho periodo.

$NarrA$ = Número de turbinas de gas adicionales arrancadas de ciclos combinados multieje para el servicio de control de tensión de la unidad u .

CAA = Coste del arranque de una turbina de gas adicional de ciclos combinados multieje.

NAA = Número de periodos de programación que han requerido arranque adicional de turbinas de gas en ciclos combinados multieje para el servicio de control de tensión de la unidad u .

La consideración de la existencia de un arranque programado por control de tensión, del número y tipo de arranque vendrá determinado de acuerdo con lo establecido en el P.O.7.4.

Los arranques programados se verificarán con la medida, comprobando en cada período de programación que la medida es mayor o igual que su mínimo técnico y comprobando que exista algún período anterior con medida menor que cero; 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 programados de turbinas de gas adicionales se revisarán comprobando en cada período de programación que la medida de cada turbina es mayor o igual que su mínimo técnico y comprobando que exista algún período anterior con medida horaria menor que cero.

En caso de incumplimiento según medida de un arranque programado, se anotará una obligación de pago a la unidad en cada período de programación donde el arranque no haya sido realizado calculada según la siguiente fórmula:

$$OPQAINAR = - (CAF/NarrF + CAC/NarrC)$$

$$OPQAINAA = - (NarrA \times CAA / NAA)$$

El incumplimiento de la asignación de capacidad reactiva adicional de la prestación del servicio de control de tensión basada en consignas en tiempo real dará lugar en cada período de programación a una obligación de pago para cada unidad u y para cada sentido (absorción/generación) que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPQAIN = - \sum QAIN_m \times PQAIN_m \times 1,2$$

siendo:

$QAIN_m$ = Capacidad reactiva adicional incumplida de la unidad u en el mercado zonal m según el apartado 10.3 del P.O. 7.4 y, en su caso, de acuerdo con los programas establecidos en el mercado intradiario.

$PQAIN_m$ = Precio medio de la capacidad asignada a la unidad u en el mercado zonal m .

Donde:

$$PQAIN_m = (DCQA + DCQAr + OPQAINAR + OPQAINAA) / (\sum QA_{b,s} - \sum QADES_m).$$

29.4 Penalización por incumplimiento de la compensación reactiva de las instalaciones de conexión.

El incumplimiento de la compensación del aporte de reactiva de las instalaciones de conexión dará lugar en cada hora a una obligación de pago para cada unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPQCIN = - \min (QCIN \times PQCIN; 0,8 * (DCQO + OPQOIN + DCQA + OPQAIN + DCQAr + OPQAINAR + OPQAINAA))$$

siendo:

$QCIN$ = Energía reactiva calculada según el apartado 10.5 del PO 7.4.

$PQCIN$ = Precio por incumplimiento de la compensación reactiva de las instalaciones de conexión. Este precio es de 1 €/Mvarh, conforme al apartado 11 del PO 7.4.

$DCQO$ = Derecho de cobro por la energía reactiva obligatoria (generada y absorbida) de la prestación del servicio de control de tensión basada en consignas.

$OPQOIN$ = Obligación de pago por el incumplimiento de la energía reactiva obligatoria de la prestación del servicio de control de tensión basada en consignas.

$DCQA$ = Derecho de cobro por la asignación de capacidad reactiva adicional.

$OPQAIN$ = Obligación de pago por el incumplimiento de la capacidad reactiva adicional.

$DCQAr$ = Derecho de cobro por arranque de las unidades de grupos térmicos o hidráulicos.

$OPQAINAR$ = Obligación de pago por el incumplimiento de arranques.

$OPQAINAA$ = Obligación de pago por el incumplimiento del arranque de una turbina de gas adicional de ciclos combinados multiteje.

29.5 Coste del servicio de control de tensión.

El coste del servicio de control de tensión (SCT) se calcula como la suma de los derechos de cobro y las obligaciones de pago de los apartados 29.1 a 29.4. Si la suma es positiva será un coste y si es negativa será un ingreso.

El coste SCT se integrará en el coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema que se liquidará a la demanda en proporción a su consumo en barras de central.

VIII. LIQUIDACIÓN DE COSTES A LA DEMANDA

30. Coste horario agregado de los servicios de ajuste del sistema y del servicio de interrumpibilidad

30.1 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) Coste del servicio de control de tensión.
- m) Asignación del importe de los incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta en tiempo real de energía de regulación secundaria.

30.2 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.

30.3 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 de restricciones 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 suma horaria de la energía medida en barras de central de la unidad de programación ua calculada según el anexo II.

30.4 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 30.1 y al apartado 30.2.

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_z = 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.

$TOFF_z$ = 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.

$RRSP_z$ = 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.

$RRBP_z$ = 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 $RRSN_z$ y $RRBN_z$, 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.

$RRSN_z$ = 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.

$RRBN_z$ = 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.

Mientras no existan productos cuarto horarios en los mercados de energía, diario o intradiario o no estén adaptados los procedimientos de operación en materia de medida

eléctrica, la medida en barras de central cuartohoraria de las unidades de programación anteriores será:

– Para aquellas unidades de programación que participan en balance, la medida en barras de central será la suma de las medidas cuarto-horarias de los puntos frontera asignados a las instalaciones de producción que integran cada unidad de programación. Estas instalaciones tienen la obligación de disponer de contador de medida cuarto-horario para participar en dichos servicios, desde marzo de 2024 conforme a lo establecido por Resolución de 25 de enero de 2024 en el PO 10.5.

– Para las unidades de programación que no participan en balance, la medida en barras de central será la suma de las medidas horarias de los puntos frontera asignados a las instalaciones de producción que integran cada unidad de programación, dividida entre cuatro.

b) Con cierre de medidas de demanda para el cálculo de pérdidas, la medida en barras de central, MBC_{ua} de las unidades de comercializadores y de las unidades de consumidores directos se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBC_{ua} = \sum_{pa} \sum_{nt} [MPFC_{ua,pa,nt} \times (1 + CPRREAL_{pa,nt})]$$

donde:

$MPFC_{ua,pa,nt}$ = Suma de las medidas de la energía consumida 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.

$CPRREAL_{pa,nt}$ = Coeficiente de liquidación cuarto-horario para consumos con peaje de acceso pa en nivel de tensión nt.

En cada cuarto de hora, el coeficiente de liquidación cuarto-horario $CPRREAL_{pa,nt}$ se calculará como:

$$CPRREAL_{pa,nt} = K \times CPERN_{pa,nt}$$

donde:

K = Coeficiente de ajuste cuarto-horario. En cada cuarto de hora, el coeficiente de ajuste cuarto-horario K se calculará como el correspondiente al último cierre de medidas disponible según la siguiente fórmula:

$$K = (PERTRA + PERDIS - PEREXP) / PERN$$

donde:

PERTRA = Pérdidas medidas en la red de transporte.

PERDIS = Pérdidas medidas en todas las redes de distribución.

PEREXP = Pérdidas asignadas a todas las unidades de exportación.

$PERN = \sum_{ua} \sum_{pa} \sum_{nt} (MPFC_{ua,pa,nt} \times CPERN_{pa,nt})$.

$CPERN_{pa,nt}$ = 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.

Mientras no existan productos cuarto horarios en los mercados de energía, diario o intradiario, o no estén adaptados los procedimientos de operación en materia de medida eléctrica, la medida en punto frontera cuartohoraria, $MPFC_{ua,pa,nt}$, se obtendrá como:

– Para aquellas unidades de programación que participan en balance con oferta cuarto-horaria, la medida en punto frontera cuartohoraria, $MPFC_{ua,pa,nt}$ se obtendrá como la suma de las medidas cuarto-horarias de los puntos frontera asignados a las instalaciones de demanda que integran cada unidad de programación con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt. Estas instalaciones tienen la obligación de disponer de contador de medida cuarto-horario para participar en dichos servicios, desde marzo de 2024 conforme a lo establecido en el PO 10.5.

– Para las unidades de programación que no participan en balance con oferta cuarto-horaria, la medida en punto frontera cuartohoraria, $MPFC_{ua,pa,nt}$ se obtendrá como la suma de las medidas horarias de la energía consumida en los puntos frontera de consumidores de la unidad de programación del comercializador o consumidor directo ua para cada peaje de acceso pa y nivel de tensión nt, dividida entre cuatro.

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_{brp} , se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBC_{brp} = PHL_{brp} + SALDOENE_{brp} + MBCLiqpot_{brp}$$

Donde:

$$SALDOENE_{brp} = - SALDOENE \times PHL_{brp} / \sum_{brp} PHL_{brp} + EENOADQ_{brp}$$

$$EENOADQ_{brp} = EENOADQ_{brp,mes} \times PHL_{brp} / PHL_{brp,mes}$$

$$EENOADQ_{brp,mes} = \min(0, C_{minor} \times EMMA_{brp,mes} - PHL_{brp,mes})$$

$$\text{Si } PHL_{brp,mes} \text{ es cero, } EENOADQ_{brp} = EENOADQ_{brp,mes} / (4 \times n.^{\circ} \text{ horas del mes})$$

$$SALDOENE = MBCprod + MBCimex + MBCLiqpot + PHLdemresto + \sum_{brp} EENOADQ_{brp}$$

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. Mientras no existan productos cuarto horarios en los mercados de energía, diario o intradiario, o no estén adaptados los procedimientos de operación en materia de medida eléctrica, la medida cuartohoraria en punto frontera de estas unidades de adquisición para demanda se obtendrá según se ha establecido en el apartado b).

$PHLdemresto$ = Suma de la posición final POSFIN y ajuste del desvío AJUDSV de unidades de adquisición para demanda excluida la energía con liquidación potestativa.

PHL_{brp} = Suma de la posición final POSFIN_{brp} y ajuste del desvío AJUDSV_{brp} 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.

$PHL_{brp,mes}$ = Suma mensual del PHL_{brp} del BRP. En la Liquidación Inicial Provisional Primera será la suma del PHL_{brp} 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.

$MBC_{liqpot_{brp}}$ = 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. Mientras no existan productos cuarto horarios en los mercados de energía, diario o intradiario, o no estén adaptados los procedimientos de operación en materia de medida eléctrica, la medida cuartohoraria en punto frontera de estas unidades de adquisición para demanda se obtendrá según se ha establecido en el apartado b).

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, prorrateada por el número de días del mes en curso. 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 las fórmulas 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. En las fronteras de Andorra y Marruecos sin programa QH, ésta se obtendrá como el valor del programa horario dividido entre cuatro.

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. En las fronteras de Andorra y Marruecos sin programa QH, ésta se obtendrá como el valor del programa horario dividido entre cuatro.

$CPER_{frint}$ = 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 portfolio es cero.