

TRÁMITE DE AUDIENCIA DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE SE MODIFICAN LAS CONDICIONES RELATIVAS AL BALANCE Y LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN PARA LA PARTICIPACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR ESPAÑOL EN LAS PLATAFORMAS EUROPEAS DE BALANCE MARI Y PICASSO

(DCOOR/DE/009/23)

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D. Pilar Sánchez Núñez

Consejeros

D. Carlos Aguilar Paredes

D. Josep Maria Salas Prat

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a XX de XXXX de 2024

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	3
FUNDAMENTOS DE DERECHO.....	6
Primero. Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos	6
Segundo. Síntesis de la adaptación propuesta por el operador del sistema	7
Tercero. Consideraciones.....	20
Tercero.1. Consideración general sobre la propuesta recibida del operador del sistema	20
Tercero.2. Sobre los cambios de programa de los BRP después del mercado intradiario	20
Tercero.3. Sobre el precio único o dual del desvío	22
Tercero.4. Sobre las condiciones aplicables a los proveedores del servicio de regulación secundaria.....	23
Tercero.5. Mejoras de redacción	25
RESUELVE	26
ANEXO: PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN	27

ANTECEDENTES DE HECHO

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

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

La Circular 3/2019, en su artículo 23 determina que la CNMC apruebe mediante resolución las metodologías previstas en la normativa europea.

Segundo. El artículo 18 «Condiciones relativas al balance» del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una Directriz sobre el Balance Eléctrico (en adelante, Reglamento EB), prevé que, a más tardar seis meses tras la entrada en vigor del reglamento, esto es, el 18 de junio de 2018, cada gestor de redes de transporte elabore una propuesta relativa a las condiciones aplicables en su área de programación a los sujetos proveedores de servicios de balance y a los sujetos de liquidación responsables del balance. El mismo artículo 18 especifica el proceso de elaboración de dichas condiciones, los principios que deben tenerse en cuenta y el contenido de las mismas.

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

Siguiendo dichas premisa, y tras el proceso de tramitación acorde a lo dispuesto en el artículo 18 del Reglamento EB, con fecha 23 de diciembre de 2019, se

publicó en el Boletín Oficial del Estado la Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español. Tras la aprobación de las Condiciones relativas al balance se procedió a la adaptación de los procedimientos de operación del sistema, mediante la Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las condiciones relativas al balance.

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

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

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

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

Las meritadas decisiones de ACER, y la consecuente entrada en funcionamiento de ambas Plataformas a lo largo del año 2023, obliga a la revisión de las Condiciones relativas al balance aprobadas por la CNMC en 2019, así como a la

modificación de los procedimientos de operación necesarios para adaptar la normativa española a lo establecido en ambas metodologías aprobadas por ACER, con el fin de sentar las bases para la próxima conexión del sistema eléctrico español a ambas plataformas.

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

- *P.O. 1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia.*
- *P.O. 3.1 Proceso de programación.*
- *P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema.*
- *P.O. 7.2 Regulación secundaria y Anexo V (Confidencial) Tolerancia al incremento de precio de reserva secundaria en el algoritmo de asignación de reserva.*
- *P.O. 7.3 Regulación terciaria y Anexo III (Confidencial) Metodología para la utilización de las necesidades elásticas del sistema eléctrico español.*
- *P.O. 9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación.*
- *P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.*
- *P.O. 14.2 Admisión de participantes en el mercado y datos necesarios durante su participación.*
- *P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.*
- *P.O. 14.6 Liquidación de intercambios internacionales no realizados por participantes en el mercado.*

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

La propuesta había sido previamente sometida a consulta pública por el operador del sistema, a través de su página web, entre 25 de julio y el 22 de septiembre de 2023. Asimismo, durante el transcurso de la consulta, el OS ha organizado

un seminario con los participantes en el mercado y entidades interesadas. El escrito se acompañó de un informe justificativo de los cambios incorporados en el texto de los procedimientos, así como de los comentarios recibidos de los sujetos interesados.

Sexto. De acuerdo con la Disposición Transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, mediante el presente documento se da cumplimiento al trámite de audiencia previsto en la Circular 3/2019, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la *“Propuesta de Resolución por la que se modifican las condiciones relativas al balance y los procedimientos de operación para la participación del sistema eléctrico peninsular español en las plataformas europeas de balance MARI y PICASSO”*. Asimismo, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicará en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los sujetos formulen sus alegaciones en el plazo de 20 días hábiles.

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

FUNDAMENTOS DE DERECHO

Primero. Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos

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

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

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

Al amparo de esas competencias, y teniendo en cuenta las circunstancias de hecho previamente expuestas, la CNMC considera conveniente adaptar las Condiciones relativas al balance, así como modificar los procedimientos de operación del sistema correspondientes, al objeto de introducir los cambios

necesarios para adaptar dichos procedimientos de operación y los servicios de operación del sistema regulados en los mismos para la conexión y participación del sistema eléctrico peninsular español en las plataformas europeas de intercambio de energías de balance (MARI y PICASSO).

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

La presente resolución revisa los preceptos recogidos en la Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular, así como los siguientes procedimientos de operación del sistema:

- *P.O. 1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia.*
- *P.O. 3.1 Proceso de programación.*
- *P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema.*
- *P.O. 7.2 Regulación secundaria y Anexo V (Confidencial) Tolerancia al incremento de precio de reserva secundaria en el algoritmo de asignación de reserva.*
- *P.O. 7.3 Regulación terciaria y Anexo III (Confidencial) Metodología para la utilización de las necesidades elásticas del sistema eléctrico español.*
- *P.O. 9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación.*
- *P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.*
- *P.O. 14.2 Admisión de participantes en el mercado y datos necesarios durante su participación.*
- *P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.*
- *P.O. 14.6 Liquidación de intercambios internacionales no realizados por participantes en el mercado.*

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

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

- Revisión del apartado de “Consideraciones” al objeto de eliminar la transcripción de los textos de la normativa que se desarrolla y se ha considerado en las condiciones de balance, dejando sólo la referencia a los correspondientes artículos de los Reglamentos.
- Adaptación a los marcos de aplicación de las plataformas europeas y a las metodologías aprobadas o revisadas tras la aprobación de las Condiciones nacionales.
- Modificación del artículo 4 para incorporar mejoras en las definiciones. En particular:
 - Se añade dentro de la definición de tipo de producción, una referencia a los tipos de producción adicionales que se establecen en el Anexo II del P.O. 3.1 para contemplar la hibridación.
 - Se elimina el concepto de zona de regulación que pasa a denominarse proveedor del servicio de regulación secundaria.
 - Se ajusta la definición de proveedor del servicio de regulación secundaria y otras consideraciones relativas al mismo.
 - Se sustituye el concepto de banda por reserva de balance.
 - Se elimina la definición de Centro de control dado que ésta no es la normativa en la que se deba definir dicho concepto. Establecer aquí una definición puede tener implicaciones sobre normativa en vigor en la que el concepto de Centro de control tiene mucha más relevancia que en las condiciones relativas al balance, tales como el P.O. 9.2, el P.O. 8.2 o incluso la normativa para la implementación nacional de los Artículos 40.5 y 40.6 de la SO GL.
- Incorporación en el artículo 5 de un nuevo apartado para contemplar el caso de anomalías de los sistemas de información que puedan afectar a los precios resultantes de la activación de ofertas en alguna de las plataformas europeas de energía de balance, con una repercusión

significativa en la liquidación de la provisión y/o el uso de la energía de balance en el sistema eléctrico español. Esta salvaguarda está ya contemplada en el P.O. 3.3 en vigor, para el producto RR (TERRE), y dado que recoge una situación que se puede repetir tras la conexión al resto de plataformas de balance, se propone incluirlo de forma común y general en las condiciones de balance para que sea también de aplicación a la regulación secundaria y terciaria.

- Revisión del artículo 7 para contemplar los siguientes aspectos:
 - Se trasladan a las condiciones los requisitos para la constitución de un BSP, que vienen contemplados actualmente en los P.O. 7.2 y 7.3, centralizándose así en las condiciones de balance y eliminándose por tanto de dichos POs.
 - Se incorpora que el proveedor del servicio de regulación secundaria deberá estar formado exclusivamente por unidades de programación habilitadas para la prestación del servicio, en línea con el Artículo 16 del Reglamento EB y se reduce la potencia mínima habilitada para ser proveedor de regulación secundaria de 200 a 100 MW.
- Incorporación en el artículo 10 de la contratación de la reserva de regulación secundaria a subir y a bajar de manera independiente y de la obligación de ofertar en el nuevo mercado de energía de secundaria la reserva asignada a los proveedores del servicio de regulación secundaria.
- Modificación del artículo 11 para simplificar los requisitos relativos al intercambio de información, adaptándolos a la normativa en vigor. En particular, se ha eliminado la referencia a la normativa para la implementación nacional del Artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485, dado que los requisitos establecidos en dicha normativa han sido ya traspuestos a los procedimientos de operación en vigor. Por otro lado, se ha eliminado el apartado 2 de dicho artículo porque la obligación de envío de telemidas al OS no se establece para cada instalación que forme parte de una unidad de programación proveedora de servicios de balance, sino que se rige por una casuística más compleja, definida en el P.O. 9.2.
- Incorporación de un nuevo apartado en el artículo 13 para contemplar que cualquier diferencia económica producida como consecuencia de la liquidación de la energía intercambiada en las plataformas europeas de balance o en el proceso de compensación de desequilibrios y los costes

financieros del operador del sistema derivados de estos intercambios, se financiará con cargo a las rentas de congestión.

- Revisión del artículo 14 para contemplar en el mismo los criterios para el seguimiento y verificación de la capacidad técnica y operativa de los proveedores del servicio habilitados para la prestación de los servicios de balance, las causas de inhabilitación de un proveedor del servicio y el proceso de inhabilitación del proveedor por parte del OS. Este artículo es de aplicación a todos los proveedores de servicios de balance y, por tanto, también a los proveedores del servicio de reservas de sustitución (RR), aclarándose dicho aspecto en un nuevo artículo 31.
- Modificación del artículo 15 para contemplar que la oferta de la capacidad de balance no utilizada, necesaria para que el OS conozca la reserva de regulación disponible, debe ser realizada por los proveedores de los servicios de balance mediante la presentación obligatoria de ofertas con la variación máxima de potencia a subir y a bajar que pueden efectuar para la provisión de energía de regulación secundaria o de energía de regulación terciaria.
- Modificación del artículo 16 para incluir todas las modalidades de delegación de la responsabilidad del balance. Las posibles modalidades de delegación, incluida la delegación contractual, ya están incluidas en el procedimiento de operación 14.1.
- Adaptación del artículo 21 a la liquidación del desvío vigente desde abril de 2022, una vez aprobada la Metodología ISH y los procedimientos adaptados a dicha metodología. En particular:
 - Se elimina el apartado 2 porque el OS ya solicitó la excepción temporal del periodo de liquidación del desvío de 15 minutos.
 - Se modifica el apartado 3 para establecer el periodo de liquidación de desvío de 15 minutos, sin perjuicio de la aplicación de la excepción temporal concedida por la CNMC hasta la fecha comunicada por el OS.
 - Se modifica el apartado 6 para la consideración de la posición única a efectos de la consolidación del desvío de un BRP.
 - Se modifica el apartado 7 para incluir en el término de ajuste del desvío todas las energías posteriores al PHFC, incluyendo las

modificaciones de programa por rampeado por seguimiento en tiempo real del servicio de regulación secundaria.

- Se establece que el precio del desvío será único o dual conforme a lo que se establezca en el procedimiento de operación 14.4.
- Se indica que se podrán utilizar en el cálculo del precio del desvío las componentes adicionales que se establecen en la Metodología ISH.
- Sustitución del texto del Título 4 por una referencia al P.O. 3.9 “Suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado”, aprobado mediante Resolución de la CNMC de 10 de diciembre de 2020.
- Incorporación en las consideraciones transitorias de nuevo artículo 31 sobre las condiciones de aplicación hasta la implantación del SRS como paso previo a la entrada del sistema eléctrico peninsular español en la plataforma europea PICASSO.

El **P.O. 1.5 *Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia*** tiene por objeto establecer los niveles de reserva para la regulación frecuencia-potencia que permitan al Operador del Sistema hacer frente a los desequilibrios entre la generación y el consumo. Se introducen los siguientes cambios:

- Modificación de la definición de reserva de regulación secundaria para resaltar la separación entre la reserva a subir y la reserva a bajar.
- Modificación de la definición de reserva de regulación terciaria, incluyendo los nuevos tiempos de activación completa (Full Activation Time) tanto para las ofertas de MARI (12,5 min) como las de TERRE (30 min).
- Eliminación de la relación entre la reserva de regulación secundaria a bajar y a subir, en línea con la independencia de los mercados de reserva correspondientes.

El **P.O. 3.1 *Proceso de programación*** tiene por objeto establecer el proceso de programación diaria, intradiaria y en tiempo real de las unidades de programación del sistema eléctrico peninsular español en el mercado mayorista de electricidad, de forma que se garantice el suministro y la seguridad del sistema. Se introducen los siguientes cambios:

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

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

- Se traslada la definición de instalación o unidad física de tecnología térmica al apartado de definiciones.
- Se modifica el tiempo de activación completa empleado para la obtención de los rangos de potencia a subir y a bajar de las pruebas para la participación activa en los servicios de regulación terciaria y de provisión de reservas de sustitución, pasando, en el caso de regulación terciaria (mFRR) de 15 a 12,5 minutos.
- En el apartado 4 se ha eliminado la obligación de que las instalaciones que hubieran superado las pruebas de control de producción y se hibriden posteriormente tengan que repetir dichas pruebas, quedando la

valoración sujeta al valor de ampliación de potencia, conforme al apartado e).

- Se simplifica el texto de las consideraciones generales de los apartados 5.1 y 6.1, dado que cualquier unidad física puede solicitar la realización de pruebas, independientemente del tipo de instalaciones que englobe. También se eliminan las referencias a la adaptación del P.O. 9 y a la implementación nacional de los artículos de la SO GL relativos al intercambio de información, dado que este proceso ya se ha completado para el intercambio de información en tiempo real. Se precisa la consideración de potencia mínima a efectos de este procedimiento.
- En el apartado 5.2 se referencian los requisitos necesarios para la participación en las pruebas de regulación secundaria a la normativa correspondiente.
- En el apartado 5.3 se actualiza la descripción de las pruebas según los estados y variables del nuevo sistema de regulación secundaria SRS. Se incluye explícitamente la deshabilitación de una unidad física cuando esta causa baja dentro de un proveedor del servicio.
- Se modifican los requisitos de repetición de pruebas para la participación en el servicio de regulación terciaria y provisión de RR:
 - Se elimina la necesidad de que el OS valore la significatividad del cambio asociado a la hibridación de una instalación previamente habilitada, dado que se aplicarán los mismos requisitos que para el resto de las instalaciones que realicen una ampliación de potencia habilitada.
 - Se modifica el cálculo del ratio para hacerlo más sencillo e igualarlo al aplicado para el servicio de regulación secundaria.
- Se revisa el apartado correspondiente a la solución de restricciones técnicas referente a la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento eximiendo a instalaciones distintas a las unidades de gestión hidráulica o térmicas mayores de 100 MW de las particularidades referidas a este aspecto, participando estas instalaciones en el proceso regular del servicio de solución de restricciones técnicas, independientemente de su estado de pruebas.

El P.O. 7.2 Regulación secundaria tiene por objeto tiene por objeto reglamentar el servicio de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español. En

la propuesta del operador del sistema, se propone realizar los siguientes cambios:

- Implantación de un mercado de activación de energía de regulación secundaria local, descrito en el apartado 6, como paso previo a la entrada en el mercado europeo de activación de energía de balance aFRR. Se separa el mercado de activación de energía de regulación secundaria en mercado a subir y mercado a bajar, con dos precios marginales diferenciados e independientes.
- Se ha adaptado la redacción general, para incluir la próxima participación del sistema eléctrico peninsular español en el mercado europeo de activación de energía de balance aFRR, a través de la plataforma PICASSO. Asimismo, se han incluido las modificaciones oportunas en relación con la continuidad en la participación en la plataforma de compensación de desequilibrios IGCC.
- En el apartado 5, se introducen modificaciones referentes al mercado de reserva de regulación secundaria, especificando cambios en el producto de reserva y en su asignación, diferenciada e independiente a subir y a bajar, con dos precios marginales diferenciados e independientes, homologándose este producto de reserva con el estándar europeo. Junto a este cambio, también se especifica que las ofertas se envían por proveedor del servicio de regulación secundaria (Balance Service Provider) y no por unidades de programación. En cuanto al algoritmo de asignación de reserva, en el apartado se establece una tolerancia al incremento máximo admisible del precio marginal respecto al precio marginal que satisface el 90% del requisito nominal de volumen de reserva de regulación secundaria del sistema.
- En el apartado 8, se describe en detalle la conexión al proceso europeo de compensación de desequilibrios-IGCC y al proceso europeo de activación de energía de balance aFRR-PICASSO, con referencias al marco normativo europeo (EBGL y aFFR Implementation framework), así como una referencia a las comunicaciones que se establecerán tras la conexión del OS al módulo transversal de la gestión de la capacidad en horizonte de balance (CMM).
- En el apartado 9 se explican los criterios de liquidación del servicio tanto para las asignaciones del mercado de reserva como del mercado de activación de energía. Dada la obligación de ofertar en el mercado de energía al menos el volumen asignado en el mercado de reserva, se proponen penalizaciones por incumplimiento del envío de las ofertas de

energía correspondientes en los plazos establecidos para garantizar el volumen de ofertas de energía necesario y por tanto un buen funcionamiento del servicio, según las necesidades del sistema. Asimismo, se definen las penalizaciones asociadas a los incumplimientos de prestación del servicio en tiempo real bien por respuesta inadecuada, por reserva insuficiente o por permanencia del proveedor en estado OFF. Se establece un orden de prelación entre estos tres tipos de penalización asociados al seguimiento en tiempo real para evitar una doble o triple penalización de los proveedores del servicio. Por último, se incluye la propuesta de liquidación de los intercambios de energía con la plataforma PICASSO.

- El Anexo I recoge las características y criterios de validación de ofertas, tanto de reserva como de energía de regulación secundaria.
- En el Anexo II, conforme a lo establecido en el apartado 13.5 de las condiciones relativas al balance, se define y especifica la formación del programa en tiempo real (PTR) de cada proveedor. Se trata del programa instantáneo de potencia activa obtenido a partir de la suma de los programas de las unidades de un proveedor en los mercados previos al servicio de regulación secundaria, perfilado en potencia según las reglas recogidas en este anexo. Dichas reglas de perfilado contemplan transiciones linealizadas en los cambios de programa en cada periodo de programación cuartohorario que corresponden con las transiciones linealizadas comprometidas en las interconexiones internacionales. El PTR es la metodología propuesta para medir en tiempo real la cantidad precisa de energía de regulación secundaria entregada por los proveedores del servicio, que se calcula como diferencia entre la potencia total entregada y el PTR.
- En el Anexo III se recoge la descripción técnica del sistema de regulación secundaria (SRS), que sustituye a la regulación compartida peninsular (RCP). Entre otros aspectos, se describe la integración de las señales de corrección de PICASSO, junto con la de IGCC para el nuevo servicio de regulación secundaria. Se define el programa de respaldo en tiempo real (PTRb'), calculado y enviado por los proveedores del servicio al OS. Por otro lado, se presenta la integración de las señales de corrección de PICASSO, junto con la de IGCC para el servicio de regulación secundaria.
- En el Anexo IV se mantiene la descripción técnica del sistema de regulación compartida peninsular (RCP), anteriormente recogida en el Anexo II del procedimiento de operación 7.2, al quedar como sistema transitorio de respaldo. Únicamente se han introducido los cambios

mínimos necesarios para adaptarla a la separación de los mercados de reserva a subir y a bajar, sin necesidad de modificar los algoritmos de control, y la metodología de liquidación cuando se utilice este mecanismo. Se propone efectuar un reparto del requerimiento global de regulación entre los BSP en función de las cuotas de mercado de regulación casados el día previo, asimilando su participación en los dos mercados independientes de reserva a subir y a bajar en un único coeficiente de banda de regulación secundaria.

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

- Se ha adaptado la redacción general para incluir el mercado europeo de mFRR gestionado en la plataforma común MARI. En este sentido, se plantean dos fases:
 - Tras la entrada en vigor del P.O.7.3 se implantarían los horarios de programación europeos con la actualización de los tiempos de activación (FAT) de 15 minutos a 12,5 minutos según se contempla en el Implementation Framework para el producto mFRR.
 - En fecha posterior, comunicada por Red Eléctrica de acuerdo con la CNMC, se realizaría la conexión a la plataforma de balance MARI y la ampliación de la tipología de ofertas posibles.
- El apartado 4, Activación de energías de balance correspondientes al producto de reservas de regulación terciaria (producto mFRR), es nuevo y describe el proceso europeo para la activación de regulación terciaria.
- En el apartado 5 se ha eliminado texto por haberse incluido en la nueva versión del documento “Condiciones relativa al balance”.
- El apartado 7, Producto mFRR estándar para el intercambio de energías de balance entre sistemas eléctricos, es nuevo y análogo al correspondiente del P.O 3.3.
- En el apartado 8 se han introducido nuevos tipos de oferta correspondientes al diseño de la plataforma europea MARI.
- Para describir los intercambios de información en el proceso mFRR, se ha incluido un nuevo apartado 9, que contempla el uso del módulo

transversal de gestión de la capacidad en horizonte de balance (CMM) y las comunicaciones necesarias que se establecerán entre OS y CMM.

- Los apartados 13 y 14 son nuevos y corresponden a la información a publicar por el operador del sistema, así como a los envíos de información a la CNMC.
- Se han corregido erratas identificadas sobre el texto anterior y se han armonizado ciertos artículos para que su redacción sea análoga a la del P.O 3.3.
- Se ha definido un nuevo incumplimiento por el que si una instalación incumple con las condiciones durante más del 5% del tiempo de un año móvil podrá ser dada de baja por el operador del sistema.

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

- Se adaptan, por coherencia con la normativa propuesta en estos procedimientos de operación consultados, las referencias a reserva de regulación secundaria o zona de regulación.
- De cara a dar flexibilidad a la publicación de información del OS y en busca de una adaptación rápida a las necesidades de los participantes del mercado se suprime en este procedimiento la referencia a las categorías de agregación por las que se publica la información por tecnología. Estas categorías serán definidas en la documentación que define los intercambios de información entre OS y PM.
- Se elimina la referencia “sin nivel alguno de agregación” correspondiente a la publicación de información a los 90 días, ya que la información de detalle inferior a quince minutos se publica con ese nivel de agregación (indisponibilidades, redespachos provenientes de limitaciones minutales o asignaciones de regulación secundaria. Esta modificación de carácter formal no implicara pérdida de resolución con respecto a las publicaciones actuales.
- Se retira la obligación de publicar las curvas agregadas de ofertas presentadas a los distintos servicios, excepto reserva de regulación secundaria, teniendo en cuenta que esta información de obligado

cumplimiento está delegada en las distintas plataformas de cada servicio y que la publicación de las ofertas en energía del área española según establezca cada plataforma estará complementada con las ofertas del resto de áreas.

- Se adaptan las publicaciones de información de reserva de regulación secundaria al nuevo escenario de asignación de reservas del proyecto SRS.
- Se adapta la información ofrecida del servicio de energía de regulación terciaria al escenario futuro correspondiente a la integración en la plataforma europea de asignación de energías de regulación terciaria (mFRR).
- Se incluye la obligatoriedad de realizar la publicación de información programada de los parámetros del servicio de energía de regulación secundaria.
- Se especifica qué información permanece confidencial, adaptando la misma al escenario de más transparencia que el OS promueve en la participación en los servicios de ajuste.

El **P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema** tiene por objeto establecer las condiciones generales de los procesos de liquidación del operador del sistema, y de comunicación de los cobros y pagos y gestión de garantías. Asimismo, el **P.O. 14.2 Admisión de participantes en el mercado y datos necesarios durante su participación** tiene por objeto establecer las condiciones generales de los procesos de liquidación del operador del sistema, y de comunicación de los cobros y pagos y gestión de garantías. En ambos textos, la propuesta propone sustituir todas las referencias a «zona de regulación» por «Proveedor del servicio de regulación secundaria» o «BSP de aFRR», en coherencia con la definición propuesta en las Condiciones de balance y en el procedimiento de operación 7.2.

El **P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema** tiene por objeto determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación. Las principales modificaciones para incluir en este procedimiento son las siguientes:

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

- *Título II Liquidación de la energía de balance*: para adaptar la liquidación de la energía de regulación secundaria a las modificaciones propuestas en el PO 7.2 Regulación secundaria
- *Apartado 13.1 Desvío total del sistema*: para incluir los intercambios transfronterizos de energía mFRR y aFRR en el cálculo del desvío total del sistema, una vez conectadas a las plataformas europeas de balance MARI y PICASSO.
- *Apartado 12.3 Ajuste del desvío de un BRP*: para considerar el programa en tiempo real (PTR) de los proveedores del servicio de energía de regulación secundaria en el cálculo del desvío.
- *Título V Liquidación de la reserva de balance*: para adaptar la liquidación de la reserva de regulación secundaria a las modificaciones propuestas en el PO 7.2 Regulación secundaria
- *Anexo I Información opcional del incumplimiento de energías de balance por unidades de programación*: se elimina este Anexo al eliminarse el reparto por unidad de programación del incumplimiento de RR y terciaria de unidades fuera del proveedor del servicio de energía de regulación secundaria.
- *Anexo I Liquidación en modo respaldo del servicio de regulación secundaria*: se añade este Anexo para describir la liquidación en caso de conmutación al sistema transitorio de respaldo del servicio de regulación secundaria.
- *Anexo II: Medida en barras de central de las unidades de programación*: se elimina este Anexo que fue derogado a la entrada en vigor del PO 14.4 adaptado a la Metodología ISH.

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

Tercero. Consideraciones

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

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

El paquete de procedimientos de operación ha sido analizado por el operador del sistema y los sujetos interesados, tanto a través del proceso de consulta pública del operador del sistema como en seminario público, en los que dicho operador ha presentado su propuesta a los sujetos, ha aclarado sus dudas y ha dado respuesta a sus comentarios.

Teniendo en cuenta además que los cambios que se introducen tienen un elevado componente operativo, esta Comisión ha considerado oportuno respetar la redacción del texto presentado por el operador del sistema y no introducir modificaciones relevantes en los cambios propuestos por dicho operador con carácter previo al trámite de consulta de la CNMC, salvo en los aspectos que se detallan a continuación.

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

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

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

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

No obstante, en la opinión de esta Comisión, el cambio no está justificado, ya que no han variado las condiciones que motivaron la redacción aprobada en 2020¹. En concreto, otorgar libertad para el cambio de programa de los BRP es una práctica propia de mercados porfolio y no de mercados físicos como lo es el peninsular y, por otra parte, daría una ventaja competitiva a aquellos sujetos con mayor tamaño, al contar con una mayor facilidad para ajustar de manera intragrupo sus cambios de programa. Siendo este, por tanto, un cambio de gran calado en el desarrollo operativo del sistema eléctrico peninsular español, esta Comisión ha optado por reincorporar a la redacción del artículo 20.2 de las Condiciones, así como en el apartado 12 del P.O.3.1, la condición establecida previamente de la necesidad de existencia de incidentes sobrevenidos para posibilitar los cambios de programa de los BRP tras el cierre del mercado intradiario, que propone eliminar el operador del sistema. Se somete a trámite de audiencia pública en control de cambios respecto a la versión del operador del sistema, lo que permitirá visualizar ambas opciones, al objeto de recabar la opinión de los sujetos interesados.

¹ Extracto del análisis de la CNMC en la solicitud de enmienda de la propuesta de Condiciones de balance remitida al operador del sistema con fecha 28 de noviembre de 2019:

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

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

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

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

En el momento de adaptar el P.O.14.4 a la metodología ISH (Imbalance Settlement Harmonization), mediante resolución de 16 de diciembre de 2021 se valoró que la última de las condiciones (establecimiento de una ratio del 2% entre las energías FRR activadas en sentido minoritario y mayoritario) garantizaría un porcentaje de horas del día con precio único cercano al 20%, lo que se argumentaba en estos términos en el expositivo Tercero¹ de dicha resolución:

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

No obstante, la experiencia muestra un porcentaje de horas con precio único muy inferior a lo previsto. En efecto, de acuerdo con el informe *“Liquidación de los desvíos adaptada a la Metodología ISH”*, realizado por el operador del sistema en julio de 2023, en cumplimiento de un requerimiento de la citada Resolución de 16 de diciembre de 2021, muestra un porcentaje de horas con precio de desvío único en el periodo abril 2022-marzo 2023 de apenas un 8%, lo que resultaría insuficiente para cumplir el objetivo de toma de contacto de los BRP con el modelo de precio único.

En base a ello, esta Comisión se planteó modificar la ratio establecida en el 2% hasta el 10%, lo que permitiría alcanzar el objetivo pretendido. No obstante, el mismo informe del operador del sistema antes citado advertía que la implementación completa del periodo de liquidación de los desvíos en 15 minutos podría modificar los resultados observados hasta la fecha, en el sentido de

provocar un brusco incremento de las horas con precio único. Esta situación podría hacer contraproducente el cambio de la ratio entre energía FRR en ambos sentidos sin la experiencia contrastada de cómo va a resultar la operación con el mencionado cambio a cuartohorario.

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

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

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

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

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

En respuesta a ello, el operador del sistema ha modificado el texto del P.O. 7.2 sobre lo remitido a consulta pública fijando un tamaño mínimo de 100MW, referenciado al valor de reserva habilitada por el BSP para la prestación del

servicio. Este cambio solo responde parcialmente las alegaciones recibidas al respecto de la reducción del tamaño mínimo de los proveedores, siendo esta parcialidad justificada por el operador del sistema en el importante cambio de diseño de la regulación secundaria en el sistema peninsular que supone ya de por sí la implementación del Reglamento EB y la plataforma PICASSO (separación de la provisión a subir y bajar, retirada de las unidades no habilitadas, asignación de ofertas de energía, etc.). Concluye el operador del sistema que se precisaría de la obtención de una experiencia suficiente de su adecuado funcionamiento antes de reducir dicho tamaño mínimo aún en mayor medida.

Sobre el dinamismo en la provisión o flexibilidad en el seguimiento de la energía de balance secundaria comprometida, el apartado tercero del artículo 10 de las Condiciones relativas al balance revisadas y sometidas a consulta pública establece que *“el cumplimiento del compromiso de disponibilidad de reserva de regulación secundaria adquirido se verificará por proveedor del servicio de regulación secundaria”*. Sobre este aspecto, las alegaciones recibidas por el operador del sistema en su proceso de consulta pública van en línea con las que ya fueron formuladas a esta Comisión en trámites previos de audiencia. Varios sujetos critican que se efectúe el seguimiento sobre el conjunto de las centrales habilitadas por el proveedor, no limitándolo a las que realmente aportan de forma activa el servicio de regulación secundaria en un momento dado, ya que desvirtúa el cálculo, especialmente en carteras con gran aportación de tecnologías renovables, asociadas a mayores desvíos, penalizando y discriminando la participación de proveedores con mucha renovable. Adicionalmente, alegan que los países europeos participantes en la plataforma PICASSO permiten al proveedor definir libremente las centrales que aportan el servicio de regulación secundaria y sobre las que se monitoriza su respuesta.

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

incluso aunque la propia provisión portfolio de reserva/energía aFRR otorga flexibilidad a cada BSP para poder gestionar posibles desvíos de sus unidades de programación habilitadas.

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

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

Tercero.5. Mejoras de redacción

Se ha modificado la redacción del párrafo 2 del artículo 15 de las Condiciones relativas al balance con el objeto de clarificar que la obligatoriedad de oferta para la provisión de energía de regulación secundaria alcanza al volumen asignado previamente en el mercado de reserva, en coherencia con lo dispuesto en el P.O.7.2.

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

RESUELVE

Primero. Aprobar las *Condiciones relativas al balance* así como los procedimientos de operación *P.O. 1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia – potencia, P.O. 3.1 Proceso de programación, P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema, P.O. 7.2 Regulación secundaria, P.O. 7.3 Regulación terciaria, P.O. 9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación, P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema, P.O. 14.2 Admisión de participantes en el mercado y datos necesarios durante su participación, P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema y P.O. 14.6 Liquidación de intercambios internacionales no realizados por participantes en el mercado* que se incluyen en el Anexo.

Segundo. Las Condiciones relativas al balance, así como procedimientos aprobados por la presente resolución surtirán efectos a los 30 días de su publicación en el Boletín Oficial del Estado, a excepción de las disposiciones cuya aplicación requiera la conexión efectiva a las plataformas MARI o PICASSO, que serán de aplicación desde la fecha en que se produzca dicha conexión, y respetando durante el transitorio hasta dicha conexión las consideraciones previstas en el título 6 de las Condiciones relativas al balance.

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

La presente resolución se 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.

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

ANEXO: PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

- *P.O. 1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia-potencia.*
- *P.O. 3.1 Proceso de programación.*
- *P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema.*
- *P.O. 7.2 Regulación secundaria (excepto anexo confidencial)*
- *P.O. 7.3 Regulación terciaria (excepto anexo confidencial)*
- *P.O. 9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación.*
- *P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.*
- *P.O. 14.2 Admisión de participantes en el mercado y datos necesarios durante su participación.*
- *P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.*
- *P.O. 14.6 Liquidación de intercambios internacionales no realizados por participantes en el mercado.*

Nota: los P.O. se consultan en la versión recibida del operador del sistema. Se presentan los textos completos de las propuestas normativas con los cambios señalados, salvo en el caso de los procedimientos de operación 3.1 y 14.4, que, por coincidencia con otros procesos consultivos, se presenta únicamente el extracto del texto que requiere modificación. Todos los cambios se realizan respecto a la versión vigente del correspondiente procedimiento de operación, excepto en la propuesta del procedimiento de operación 3.8 y 14.1, en los que los cambios se realizan respecto a la versión incluida en la "Propuesta de Resolución por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 3.1, 3.2, 3.8, 3.11, 14.1, 14.4 y 14.8 para la participación de la demanda y el almacenamiento en los servicios de no frecuencia y en la solución de restricciones técnicas e integración de la hibridación de tecnologías en el proceso de programación" y el procedimiento de operación 7.2, que debido a la profundidad de la revisión de este procedimiento, se presenta el texto completo sin cambios señalados.

La CNMC ha modificado el texto en dos párrafos de las condiciones y un apartado del PO3.1, que se destacan en amarillo.