

RESOLUCIÓN POR LA QUE SE MODIFICAN LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN ELÉCTRICOS 7.5 Y 14.4 PARA LA MODIFICACIÓN DEL SERVICIO DE RESPUESTA ACTIVA DE LA DEMANDA

(DCOOR/DE/005/25)

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel García Castillejo

Consejeros

D. Josep Marría Salas Prat

D. Carlos Aguilar Paredes

D.^a María Jesús Martín Martínez

D. Enrique Monasterio Beñaran

Secretaria

D^a. María Angeles Rodríguez Paraja

En Barcelona, a 6 de noviembre de 2025

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	4
FUNDAMENTOS DE DERECHO.....	7
Primero. Habilitación competencial para aprobar estos procedimientos	7
Segundo. Síntesis de la propuesta de modificación de procedimientos de operación	8
Segundo.1. Propuesta del operador del sistema.....	8
Segundo.2. Aspectos revisados por la CNMC sobre la propuesta del operador del sistema.....	10
1. Aclaración sobre la actualización de las unidades de programación adjudicatarias de la subasta	11
2. Anexo confidencial para cálculo del presupuesto del SRAD	11
3. Supresión de la medida transitoria prevista en el Anexo II del PO14.4	12
Tercero. Resultado del trámite de audiencia y consideraciones de la CNMC 13	
Tercero.1. Consideración general.....	13
Tercero.2. Reducción del periodo de prestación a 6 meses	14
Tercero.3. Sobre el tamaño de las instalaciones participantes y el modelo de agregación	15
Tercero.4. Sobre la reducción del tiempo de activación.....	16
Tercero.5. Sobre la reducción del periodo de entrega de la energía activada.....	17
Tercero.6. Sobre la reducción de los plazos operativos del proceso de subasta	17
Tercero.7. Sobre la compatibilidad con otros servicios del sistema	18
Tercero.8. Sobre el intercambio de información con el gestor de red de distribución.....	19
Tercero.9. Sobre el criterio de inhabilitación por el incumplimiento de la disponibilidad	20
Tercero.10. Sobre la confidencialidad de la metodología de cálculo del precio y presupuesto máximos.....	21
Tercero.11. Sobre los coeficientes de pérdidas aplicados para la comprobación de la disponibilidad	21
RESUELVE	22
ANEJO I: P.O.7.5. Servicio de respuesta activa de la demanda.....	24

ANEJO II: MODIFICACIÓN PARCIAL DEL PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO P.O.14.4. <i>Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema</i>.....	44
---	-----------

ANTECEDENTES DE HECHO

Primero. Con fecha 24 de diciembre de 2020, se publicó en el Boletín Oficial del Estado 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, aprobadas por esta misma Comisión mediante Resolución de 11 de diciembre de 2019.

Dicha adaptación de los procedimientos de operación incorporaba, entre otros aspectos, la participación de la demanda en los servicios de balance.

Por otra parte, las condiciones relativas al balance prevén en su artículo 5.4 la posibilidad de que el operador del sistema eléctrico español disponga localmente de productos específicos conforme a lo establecido en el artículo 26 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), al objeto de garantizar la seguridad de la operación y de mantener el equilibrio del sistema, de acuerdo con lo que se desarrolle en los procedimientos de operación.

Segundo. El Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la energía, en la aplicación del régimen retributivo a las instalaciones de cogeneración y se reduce temporalmente el tipo del Impuesto sobre el Valor Añadido aplicable a las entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de determinados combustibles, creó un servicio de respuesta activa de la demanda (SRAD) para el sistema eléctrico peninsular español, configurado, de acuerdo con la justificación dada por la norma, como un producto específico de balance, para hacer frente a las situaciones de escasez de energía de balance proporcionada por otros servicios estándar de activación manual ya en funcionamiento.

El citado Real Decreto-ley estableció la creación del SRAD en su disposición adicional primera y articuló el detalle técnico de funcionamiento del servicio en su Anexo II. Adicionalmente, se establecía que dicho producto debía estar operativo desde el 1 de noviembre de 2022, y que debía ser asignado mediante la celebración de una subasta anual de manera previa al inicio del periodo de prestación del servicio.

De esta manera, en octubre de 2022 el operador del sistema organizó la primera subasta del servicio de respuesta activa de la demanda, asignándose el servicio a instalaciones de demanda por un total de 490 MW, con entrega entre el 1 de noviembre de 2022 y el 31 de octubre de 2023.

Así mismo, la disposición adicional primera del Real Decreto-ley 17/2022, en el párrafo segundo de su apartado primero, recogía que, *“de conformidad con el referido reglamento [Reglamento EB] y con la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la autoridad competente podrá llevar a cabo la adaptación, modificación o, en su caso, derogación, del servicio de respuesta activa de la demanda regulado en este real decreto-ley”*.

Tercero. Posteriormente, el 2 de noviembre de 2023, se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Resolución de 19 de octubre de 2023 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba el nuevo procedimiento de operación eléctrico 7.5 «Servicio de respuesta activa de la demanda» y se modifica el 14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema».

Esta resolución, que actualiza el servicio de respuesta de la demanda, estuvo justificada no solo en aterrizar el SRAD creado mediante el Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, en un nuevo procedimiento de operación del sistema (P.O. 7.5), sino también para incorporar algunos cambios sustanciales sobre el servicio aprobado en primera instancia. Entre los principales cambios se encontraban el vincular el SRAD únicamente al servicio de regulación terciaria (reservas de recuperación de la frecuencia con activación manual); dar mayor flexibilidad al comercializador para modificar sus unidades de programación, así como a las instalaciones, para que cambien de comercializador; o restringir a las unidades proveedoras del SRAD su participación en el proceso de solución de restricciones técnicas del sistema. Además, incorporaba también cambios de procedimiento, como cambios en los plazos y horarios de la realización de la subasta y sus trámites asociados; distinción entre unidad para la participación de la subasta y la unidad de programación proveedora del servicio; se proponen mejoras de redacción y aclaraciones sobre los distintos apartados del procedimiento de habilitación, convocatoria de subasta, validación y asignación de ofertas y publicación de la información por parte del operador del sistema.

De manera adicional, la Resolución de 19 de octubre de 2023 de la CNMC, modificaba el P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, para incorporar la liquidación del servicio de respuesta activa de la demanda, mediante los siguientes añadidos al P.O. 14.4:

- Nuevo apartado 9 para la liquidación de la asignación y el incumplimiento de la energía en el SRAD

- Modificación del apartado 13 para incluir la energía activada en el SRAD en la determinación y cálculo del desvío
- Nuevo apartado 18 para la liquidación de la asignación de potencia y el incumplimiento de la disponibilidad en el SRAD

Cuarto. Con fecha 10 de junio de 2025, 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 una propuesta de modificación de los Procedimientos de Operación 7.5, sobre el Servicio de Respuesta Activa de la Demanda, y 14.4, en relación con las liquidaciones asociadas a dicho servicio. La modificación de estos procedimientos viene motivada, entre otras cuestiones, por el apartado 11 del artículo 6 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, que limita a seis meses el periodo máximo de contratación de reserva permitido a partir del 1 de enero de 2026. Asimismo, el artículo 26.2 del Reglamento EB establece que los TSO que utilicen productos específicos revisarán, al menos una vez cada dos años, la necesidad de mantenerlos, conforme a los criterios definidos en el artículo 26.1 de dicho Reglamento, por lo que se propone una progresiva evolución del producto SRAD con objeto de acerarlo a las condiciones establecidas para los productos estándar de balance.

Quinto. 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 21 de marzo y el 30 de abril de 2025, dando cumplimiento al trámite exigido tanto por la Circular 3/2019 de la CNMC, como por el artículo 10.5 del Reglamento EB.

Sexto. Con fecha 11 de julio de 2025, y de acuerdo con la Disposición Transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la *“Propuesta de Resolución por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 7.5 y 14.4 para la modificación del Servicio de respuesta activa de la demanda”*. Asimismo, en esa misma fecha, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la citada propuesta de resolución para que los sujetos formularan sus alegaciones hasta el 11 de septiembre.

Séptimo. Con fecha 11 de julio de 2025, 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, 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 balance.

Por otra parte, el artículo 5 del Reglamento UE 2017/2195 de 23 de noviembre de 2017 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico (Reglamento EB), asigna a las autoridades reguladoras nacionales la competencia para aprobar las condiciones y metodologías relativas a los servicios de balance. En particular, el apartado 4.c) de dicho artículo 5 prevé la aprobación por la autoridad reguladora de cada Estado Miembro de las Condiciones relativas al balance aplicables en su territorio nacional. Igualmente, el apartado 4.d) del mismo artículo 5 prevé la aprobación por la autoridad reguladora nacional de las propuestas de los gestores de las redes de transporte relativas a la definición y el uso de productos específicos conforme a lo dispuesto en el artículo 26.1 del Reglamento EB.

Las Condiciones relativas al balance previstas en el apartado 4.c) del artículo 5 del Reglamento EB fueron aprobadas mediante Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y

posteriormente modificadas mediante Resolución de 25 de abril de 2024 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Estas condiciones prevén en su artículo 5.4 la posibilidad de que el operador del sistema eléctrico español disponga localmente de productos específicos conforme a lo establecido en el artículo 26 del Reglamento EB.

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 los servicios de balance de los sistemas eléctricos europeos.

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

Al amparo de esas competencias, y teniendo en cuenta las circunstancias de hecho previamente expuestas, la CNMC considera conveniente modificar los procedimientos de operación eléctrico P.O. 7.5 “*Servicio de respuesta activa de la demanda*”, y el P.O. 14.4 “*Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema*”, al objeto de acercar al producto SRAD lo máximo posible a los productos estándar de balance en el marco de la revisión obligatoria establecida por el Reglamento EB de los productos específicos cada dos años, así como para ajustar el periodo de contratación al máximo de seis meses permitido por el Reglamento (UE) 2019/943, e introducir algunas mejoras identificadas tras los años de experiencia de utilización de este servicio.

Segundo. Síntesis de la propuesta de modificación de procedimientos de operación

La presente resolución modifica los procedimientos de operación P.O. 7.5. “*Servicio de respuesta activa de la demanda*”, y el P.O. 14.4 “*Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema*”, al objeto de aproximar el producto SRAD al producto estándar mFRR, ajustar el periodo de contratación al periodo máximo de contratación de la reserva de balance permitido, así como para incluir las mejoras identificadas tras los años de experiencia de utilización de este servicio.

Segundo.1. Propuesta del operador del sistema

El **P.O.7.5 Servicio de respuesta activa de la demanda** tiene por objeto reglamentar el funcionamiento del servicio específico de balance de respuesta activa de la demanda (SRAD) del sistema eléctrico peninsular español, para

hacer frente a situaciones en las que se identifique una insuficiencia de reserva de regulación terciaria a subir. Dicho objeto se alcanza mediante la publicación del requerimiento de potencia de respuesta activa de la demanda, de los periodos de prestación del servicio y de la previsión de activación del servicio; la asignación de la prestación del servicio mediante un mecanismo de subasta; la activación, control y medida de la provisión del servicio; y la retribución de la provisión del servicio al precio marginal resultante de la subasta de adjudicación.

Con respecto al procedimiento que fuera aprobado mediante la Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia de 19 de octubre, este P.O. 7.5 incorpora algunos cambios sustanciales, tales como:

- El periodo de prestación del servicio de respuesta de la demanda, que se reduce a 6 meses, en el contexto de la obligatoriedad del artículo 6 del Reglamento (UE) 2019/943, sin perjuicio de que el operador del sistema pueda modificar el número de subastas a realizar en el año previa comunicación y autorización de la CNMC.
- El tamaño de las instalaciones participantes, para incorporar la posibilidad de poder alcanzar el valor mínimo de oferta del servicio de 1 MW mediante la agregación de diferentes instalaciones de demanda. Esto se alcanza mediante requisitos sobre cada una de las unidades físicas que integran la unidad de programación proveedora del servicio, que podrán ser desde el siguiente periodo bien una instalación de demanda de potencia contratada mayor a 1 MW, o un único conjunto de instalaciones de demanda de potencia contratada menor o igual a 1 MW cuya potencia total contratada sea mayor o igual a 0,1 MW.
- El tiempo de activación del producto específico SRAD, que se reduce de 15 a 12,5 minutos, de manera análoga al tiempo de activación (FAT) del producto estándar de regulación terciaria (mFRR por sus siglas en inglés), con el objeto de acercar lo máximo posible el producto específico del SRAD al estándar europeo.
- Periodo de entrega de la energía activada en SRAD, que se reduce del máximo de 3 horas actuales a un máximo de 2 horas, fundamentado en el acercamiento del SRAD al uso de los productos estándar de balance, así como por la posibilidad mayor de los participantes de mercado de ajustar sus programas tras las activaciones del SRAD una vez implantados tanto los productos de 15 minutos en los mercados diario e intradiario (ya implementado), como los 96 cierres del mercado intradiario continuo europeo.

- Traspaso de la potencia asignada en la subasta del SRAD, incorporándose que dicho traspaso sea entre unidades habilitadas en SRAD, pero eliminado la condición de que la unidad de programación a la que se transfiera la potencia asignada tuviera también potencia asignada en la provisión del SRAD de ese mismo periodo.
- Reducción de los plazos de tiempo para la asignación del SRAD, donde se pasa a realizarse la subasta en el mismo día que finaliza el plazo de envío de ofertas de los proveedores del servicio, produciéndose la publicación de los resultados de la subasta a continuación en el mismo día. Asimismo, se reduce la antelación con la que los proveedores deben estar habilitados para la prestación del SRAD de 7 a 3 días.

De manera adicional, y tras el proceso de consulta pública llevado a cabo por el operador del sistema, dicho operador incorporó algunos cambios adicionales en base a comentarios recibidos de los agentes, fundamentalmente en el ámbito de reducir la carga administrativa para la provisión del SRAD y de la mejora de los intercambios de información con los Centros de Control de Generación y Demanda, así como entre el operador del sistema y los Gestores de las Redes de Distribución.

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, según lo establecido en el procedimiento de operación 14.1. y en los procedimientos de operación relativos a dichos servicios.

El P.O.14.4 se modifica al objeto de eliminar las referencias a que la subasta del SRAD es anual, así como se especifica el coeficiente de pérdidas a aplicar para elevar a barras de central la telemida para la verificación del cumplimiento de la potencia asignada, que se establece por defecto en el coeficiente aplicado para el peaje 6.1, dando la posibilidad a los proveedores del servicio de notificar al operador del sistema de un peaje de aplicación distinta, dentro de los plazos establecidos.

Segundo.2. Aspectos revisados por la CNMC sobre la propuesta del operador del sistema

Sobre la propuesta del operador del sistema, esta Comisión incluyó tres modificaciones con antelación al trámite de audiencia, que se exponen a continuación.

1. Aclaración sobre la actualización de las unidades de programación adjudicatarias de la subasta

Tras la consulta realizada por el operador del sistema, dicho operador introdujo modificaciones en el texto del PO7.5 para acomodar algunas cuestiones puestas de manifiesto por los sujetos, principalmente cuestiones para agilizar los trámites que han de realizar los proveedores del servicio a la hora de ser adjudicatarios del servicio.

Entre esas cuestiones, se incluye, en el apartado 7.6 del P.O. 7.5 una premisa que establece que, tras la publicación de los resultados definitivos de la subasta, para aquellos sujetos adjudicatarios de la misma, no será necesario dar de alta una unidad de programación en caso de que ya esté dicha unidad de programación dada de alta por haber sido adjudicataria en subastas anteriores. En todo caso, dicho adjudicatario deberá actualizar su unidad incorporando o eliminando las unidades físicas de acuerdo con las instalaciones de demanda proveedoras del servicio.

No obstante, a continuación, se establece que, para determinar la disponibilidad de los adjudicatarios de la subasta, es imprescindible solicitar el alta en el mercado de producción de la nueva unidad de programación proveedora del servicio o actualizar la unidad de programación ya dada de alta con las instalaciones proveedoras del servicio.

“En el caso de que un adjudicatario de la subasta no solicite el alta en el mercado de producción de la unidad de programación proveedora del servicio o no actualice la unidad de programación ya dada de alta con las instalaciones proveedoras del servicio, se considerará que incumple con la disponibilidad y, en caso de activación, también con la activación, por el total de la potencia asignada en la subasta.”

Esta redacción podría dar lugar a confusión para el caso de aquellas unidades de programación ya dadas de alta que no precisen de actualizar ninguna de sus instalaciones de demanda o unidades físicas que cuelgan de la unidad de programación, por lo que se añade una aclaración en la redacción del párrafo para asegurar que, en dicho caso, no sería necesaria dicha actualización de la unidad de programación para confirmar la disponibilidad de los adjudicatarios de la subasta.

2. Anexo confidencial para cálculo del presupuesto del SRAD

El apartado 7.3 del PO7.5 vigente establece la posibilidad de que la CNMC fije un precio máximo para el servicio de respuesta activa de la demanda con carácter previo a la celebración de una subasta anual. El objetivo del precio

máximo es mitigar el riesgo de que los costes de provisión de servicios de balance que soporta la demanda puedan encarecerse de manera significativa por aspectos ajenos al coste real del servicio, por ejemplo, por una falta de liquidez de oferta debida al bajo interés de los potenciales proveedores, o por unos precios de puja elevados como consecuencia de la incertidumbre sobre el número y duración de las activaciones o sobre el coste de la prestación en términos de afección al proceso productivo del proveedor.

A este respecto, la CNMC ha fijado un precio máximo de carácter confidencial para cada una de las subastas anuales efectuadas desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 17/2022, es decir, para los periodos anuales comprendidos entre 2023 y 2025¹. La formulación del precio máximo utilizada estos años ha consistido en la fijación de un presupuesto para la totalidad del servicio, así como un precio máximo unitario por MW y hora de asignación. El presupuesto máximo garantiza un impacto máximo del SRAD sobre el coste de la energía que soporta la demanda, y el precio máximo unitario evita la asignación de pequeñas pujas a precios muy elevados en caso de baja presión competitiva.

Esta Comisión considera necesario mantener la previsión de un precio máximo. Sin embargo, ante el incremento en el número de subastas, inicialmente semestrales, pero pudiendo ser acompañadas de otras adicionales o evolucionar en el futuro a periodicidades más reducidas, se considera adecuado agilizar el proceso de determinación del presupuesto y precio máximo. A tal fin, esta Comisión ha dispuesto la incorporación al PO7.5 de un anexo, de carácter confidencial, que recoge los criterios para el cómputo de dichos valores máximos, tales que podrán ser aplicados directamente por el OS en aquellos casos en que no se produzca una resolución expresa de la CNMC.

3. Supresión de la medida transitoria prevista en el Anexo II del PO14.4

La Resolución de 3 de octubre de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación eléctricos 14.1 y 14.4 para la adaptación de la liquidación al ISP cuarto-horario, introdujo una medida transitoria en el Anexo II del PO14.4. El objeto de esta medida era paliar el posible impacto del desfase entre la implementación de la liquidación del desvío con periodos cuarto-horarios el 1 de

¹ <https://www.cnmc.es/expedientes/subde00522>

<https://www.cnmc.es/expedientes/subde00223>

<https://www.cnmc.es/expedientes/subde00124>

diciembre de 2024 y la introducción de negociación en mercado y disponibilidad de medidas con esta misma periodicidad, que estaban previstas unos meses después.

Tras completarse la puesta en operación de la negociación cuarto-horaria en el mercado intradiario el 18 de marzo de 2025 y entrar en vigor la revisión de los procedimientos de operación de medidas aprobada por Resolución de 28 de marzo de 2025, de la Secretaría de Estado de Energía, el 1 de mayo de 2025, ya no es de aplicación la citada medida transitoria. En consecuencia, se propone su eliminación del Anexo II del PO14.4.

Tercero. Resultado del trámite de audiencia y consideraciones de la CNMC

Tercero.1. Consideración general

El producto SRAD fue inicialmente diseñado para facilitar la participación de la respuesta de la demanda en los servicios de balance, justificándose en la necesidad de adaptar el servicio a ciertas particularidades de esta tecnología que dificultan su provisión de balance con los productos estándares implementados a nivel europeo, en particular, de la reserva para la recuperación de la frecuencia con activación manual (mFRR). Sin embargo, el Reglamento EB solo permite la existencia de productos específicos con carácter temporal, ya que constituyen una distorsión del servicio que, en el largo plazo, puede afectar negativamente a la competencia del mercado, que quedaría segmentado entre los proveedores de producto estándar y específico. Es por ello, que el citado reglamento exige una vigilancia permanente de los productos específicos, con justificación periódica de su necesidad (en este caso, demostración de que los proveedores del SRAD no pueden proporcionar el producto estándar), así como la previsión de medidas para garantizar la minimización de su uso y los impactos indeseados (ineficiencia económica y sobre la competencia).

En este contexto, esta Comisión considera adecuado, dentro de las especificidades de un producto específico de balance como el SRAD, su acercamiento en la medida de lo posible a los productos estándar de balance. Cuanto más cercanos en características sean, se estará aumentando la posibilidad de que la demanda participe activamente mediante los productos estándar de balance, que es el objetivo último que tienen los productos específicos, cuya vigencia temporal está supeditada al momento en que sus

proveedores puedan participar efectivamente en los servicios de balance implementados a nivel europeo.

En el trámite de audiencia, los sujetos se han mostrado favorables a este proceso de acercamiento al producto estándar, ya que facilitará la adaptación para la demanda y su posterior participación en los servicios estándar, sin perjuicio de las cuestiones particulares que se abordan en los siguientes epígrafes.

Tercero.2. Reducción del periodo de prestación a 6 meses

El apartado 6 de la propuesta de P.O.7.5 prevé que, con carácter general, el periodo de prestación del servicio será semestral, realizándose dos subastas en cada año: una primera subasta para el periodo de prestación del servicio del 1 de enero al 30 de junio de un año y una segunda subasta para el periodo de prestación del servicio del 1 de julio al 31 de diciembre del mismo año.

Esta Comisión considera adecuada esta reducción, en primer lugar, para adecuar la periodicidad de contratación a la limitación de seis meses prevista en el apartado 11 del artículo 6 del Reglamento (UE) 2019/943, y en línea con el objetivo del Reglamento EB de acercar la contratación de los productos de balance al tiempo real. Además, el incremento en el número de subastas permitirá ajustar el requerimiento a la evolución de las condiciones del sistema eléctrico.

Asimismo, el apartado 6 del P.O. 7.5 establece que el OS podrá modificar estos periodos de entrega, así como el número de subastas realizadas en el año, previa comunicación y autorización de la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia (CNMC), con objeto de dotar de mayor flexibilidad al servicio.

Durante el trámite de audiencia, algunos sujetos han solicitado una menor duración de los periodos de prestación del servicio, como trimestrales o mensuales, argumentando que se podrían adaptar mejor a los ciclos de consumo de cada instalación participante. Además, solicitan que se dé publicidad a un calendario indicativo en caso de que se realicen estas subastas de menor periodo de entrega, de modo que los proveedores puedan planificar sus procesos y/o adaptar sus contratos.

A este respecto, teniendo en cuenta que la anterior duración de la prestación del SRAD era anual por conveniencia de los proveedores del servicio, esta Comisión considera adecuado que la aproximación del servicio al corto plazo se lleve a cabo con prudencia. Adaptar la duración de la prestación a la conveniencia de los procesos no eléctricos de los proveedores puede resultar complejo, dado que

cada proveedor realiza una actividad diferente y, por tanto, requiere un diseño particular. Además, podría ser inconveniente para las necesidades del sistema, cuya provisión es la finalidad última del servicio.

Por otra parte, esta Comisión valora positivamente la solicitud de visibilidad anticipada del calendario de subastas, en caso de decidir incrementar el número, dado que redundará en beneficio de la competencia. En consecuencia, se ha ajustado el texto del procedimiento para incorporar la publicación de un calendario anual orientativo que permita a los agentes prepararse con suficiente antelación para valorar su participación en el servicio.

Tercero.3. Sobre el tamaño de las instalaciones participantes y el modelo de agregación

La propuesta de P.O.7.5 incluye en su apartado 5 que el valor mínimo de oferta de 1MW para la provisión del SRAD se podrá alcanzar mediante agregación de instalaciones de demanda. Esta premisa se constituye manteniendo que las instalaciones de demanda de potencia contratada mayor de 1MW permanecen como una unidad física independiente, pero añadiendo que instalaciones de demanda de potencia contratada menor o igual a 1 MW podrán ser integradas en una unidad física, siempre y cuando esta unidad física alcance una potencia contratada igual o mayor a 0,1MW, para garantizar su visibilidad por el operador del sistema.

Esta nueva configuración para la participación de instalaciones de demanda de menor potencia contratada se encuentra alineada con la figura de la agregación (incluyendo al agregador independiente) en los distintos mercados eléctricos, y se incluye en consonancia con la posibilidad ya implementada de agregación de instalaciones de demanda para la participación en los productos de balance estándar europeos. Asimismo, la habilitación de la agregación de instalaciones de demanda permitirá ampliar el número de posibles sujetos proveedores del servicio, aumentando de esta manera la competencia en la provisión del servicio.

Sin embargo, algunos sujetos cuestionan la adecuación del modelo en términos de asignación de obligaciones y responsabilidades, especialmente en lo que respecta a las penalizaciones e inhabilitaciones por incumplimiento del servicio. Solicitan una gestión más flexible del conjunto de unidades físicas (desde repartirlas en distintas unidades de programación hasta que la provisión se realice por unidad física), de forma que el incumplimiento de una instalación no afecte, en su caso, al portafolio de la unidad de programación proveedora.

La propuesta no introduce un cambio a este respecto, el procedimiento de operación vigente ya contempla que las penalizaciones e inhabilitaciones se realizan por unidad de programación. Esta Comisión considera que esta problemática es propia de la agregación y deberá ser analizada con mayor detalle en el ámbito del desarrollo de la figura del agregador independiente, en el que se definirán los derechos, obligaciones y responsabilidades asociados a cada sujeto. En la actualidad, ante la ausencia del desarrollo normativo de esta figura, las agregaciones de instalaciones operan bajo el comercializador y, por tanto, es responsabilidad de este agente el definir de forma contractual con las instalaciones que participan en el SRAD las responsabilidades en el incumplimiento de la prestación del servicio.

Por otro lado, algunos agentes solicitan que se aumente la granularidad de la oferta a 0,1 MW, en consonancia con el tamaño mínimo de la suma de las instalaciones que se requiere para constituir una unidad física.

El tamaño mínimo de oferta y su granularidad son actualmente 1 MW en coherencia con los valores previstos para los productos estándar de balance y, en particular, el producto del servicio mFRR del que forma parte el SRAD. Sin embargo, el Reglamento (UE) 2024/1747 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2019/942 y (UE) 2019/943 en relación con la mejora de la configuración del mercado de la electricidad de la Unión, contempla la conveniencia de reducir el tamaño mínimo de oferta de los mercados eléctricos a 100 kW, con objeto de facilitar la respuesta de la demanda. Además, esta Comisión considera que la mayor granularidad permitiría un mayor aprovechamiento del potencial del servicio y la participación de pequeñas instalaciones. En consecuencia, se ha modificado la redacción del procedimiento de operación 7.5, de forma que durante el primer año de aplicación del procedimiento la oferta mantenga la granularidad de 1 MW, evolucionando el año siguiente a 100 kW, una vez que se hayan llevado a cabo los desarrollos necesarios.

Tercero.4. Sobre la reducción del tiempo de activación

De igual manera que se incorpora a las pequeñas instalaciones de demanda en la posibilidad de participar en la provisión del SRAD mediante agregación para acercar este producto lo máximo posible a los productos estándar de balance, se hace lo propio con la reducción del tiempo de activación del servicio, donde la propuesta de resolución reduce dicho tiempo de los 15 minutos actuales a un tiempo de 12,5 minutos, de forma análoga al tiempo de activación de producto estándar europeo de regulación terciaria (mFRR por sus siglas en inglés). Aunque algún sujeto ha solicitado en el trámite de audiencia que se mantengan

los 15 minutos, por encajar mejor con sus procesos, esta Comisión y la mayoría de los sujetos, consideran adecuada esta modificación, sustentado en el carácter temporal de la existencia de los productos específicos y la consecuente conveniencia de adaptación al producto estándar, así como por la demostración empírica de que en las activaciones del servicio SRAD producidas hasta la fecha, el tiempo real de activación ha sido inferior al tiempo propuesto.

Tercero.5. Sobre la reducción del periodo de entrega de la energía activada

La propuesta de resolución plantea la reducción del periodo máximo de entrega de la energía asociada al producto del SRAD de 3 a 2 horas. La duración anterior, más larga, estaba justificada en la facilitación de la participación de la demanda en los servicios de ajuste del sistema, pues la duración de la activación del resto de productos de balance no excedía de los 60 minutos del producto RR, siendo este periodo insuficiente para recuperar los consumos de muchas instalaciones de demanda tras las paradas de ciertos procesos intrínsecos a su producción.

No obstante, la reciente implantación de productos cuarto-horarios en los mercados de electricidad, así como la futura implantación de los 96 cierres del mercado intradiario, permitirán a los participantes en la provisión del SRAD ajustar sus programas de una manera más ágil para aquellos periodos siguientes a la activación del SRAD. Por ello, se plantea la reducción de dicho periodo de activación a dos horas, acercando nuevamente algo más el producto SRAD a los productos estándar de balance. Los sujetos no han realizado comentarios contrarios a este cambio.

Adicionalmente, dado que las circunstancias de desvío pueden variar rápidamente en un sistema dinámico de programación cuarto-horaria, la menor duración de la activación del SRAD contribuirá a evitar contra-activaciones sucesivas de las energías de balance.

Tercero.6. Sobre la reducción de los plazos operativos del proceso de subasta

La experiencia adquirida por el operador del sistema en la realización de las subastas anteriores del SRAD permite, mediante esta resolución, reducir significativamente los plazos asociados a la subasta, como los plazos para la habilitación de los proveedores del servicio, o el plazo entre el cierre del plazo de presentación de ofertas y la convocatoria de la subasta.

A este respecto, se propuso realizar la subasta del SRAD el mismo día de la finalización del plazo de recepción de ofertas, así como reducir la antelación con respecto a la subasta con la cual los proveedores deben estar habilitados para la prestación del SRAD, de siete a tres días hábiles.

Esta Comisión considera positiva esta modificación, puesto que esta reducción de plazos agiliza el proceso de la subasta y permite mayor flexibilidad tanto a los proveedores del servicio como al operador del sistema. Durante el trámite de audiencia, excepto un solicitante, los sujetos se han mostrado favorables a estos cambios procedimentales.

Tercero.7. Sobre la compatibilidad con otros servicios del sistema

El apartado 5 del procedimiento de operación vigente permite que las unidades de programación habilitadas para participar en el SRAD dejen de participar en este servicio en cualquier momento del periodo de prestación sin penalización asociada, para devenir proveedor de otros servicios de ajuste, como el de restricciones técnicas o los servicios estándar de balance. Con la revisión de este procedimiento se aclara que también se permite realizar el paso contrario.

Esta Comisión considera adecuado aportar esta flexibilidad a los sujetos, permitiendo el intercambio de unidades de programación para participar en los diferentes servicios del sistema, siempre teniendo en cuenta que el proceso deseado es la transición a los servicios estándar de balance. No obstante, a la vista de los comentarios de los sujetos, se han realizado algunas matizaciones en el texto con efecto aclaratorio y para evitar estrategias indeseadas en las subastas. En concreto, se especifica que el trasvase previsto en este apartado afecta a la totalidad de la unidad de programación, y se aclara que el trasvase de otros servicios al SRAD no podrá ser efectuado en medio de un periodo de provisión, sino que las unidades deberán de ser habilitadas y adjudicadas en la subasta para el próximo periodo de prestación del servicio.

Algunos sujetos solicitan que se permita la participación simultánea en el SRAD y otros servicios de ajuste, argumentando que algunas instalaciones pueden tener capacidad adicional no asignada en SRAD o que pueden participar en periodos que no entren dentro del definido en los requerimientos para ese año. Sin embargo, como ya se ha indicado en ocasiones anteriores, esta Comisión considera que esta opción sería contraria a la propia justificación del SRAD, ya que este servicio fue creado para aprovechar un potencial de respuesta de la demanda que no podía participar en los servicios estándar de balance. Permitir esta doble actividad daría a la demanda una ventaja competitiva en el producto estándar respecto a la generación a la que no se permite participar en el SRAD.

Por otro lado, algunos sujetos piden que se refleje en este apartado 5 la posibilidad de que el cambio entre el SRAD y otros servicios se pueda realizar también por instalación y no necesariamente por la totalidad de la unidad de programación. Esta opción ya está contemplada en el apartado 7 del procedimiento, en el que se describe el proceso de modificación de la configuración de instalaciones de la unidad de programación. Sin embargo, a efectos de clarificar el texto, se han realizado cambios en la estructura y redacción en los apartados 7.6, 7.7 (incorporado) y 7.8. De esta forma, se diferencia el proceso de alta de unidades de programación SRAD (apartado 7.6) del proceso de cambio en la configuración de una unidad (apartado 7.7) y el traspaso de instalaciones entre unidades de programación de SRAD (apartado 7.8). Por tanto, si un agente quiere que un conjunto de CUPS de una unidad de programación pase a participar en otro servicio de balance o RRTT, deberá de modificar la unidad de programación conforme al apartado 7.7.

Por último, en el apartado 7.7 se elimina la referencia a *comercializador o consumidor directo* por considerar que es innecesaria y limitaría la participación, en su caso, de un agregador independiente.

Tercero.8. Sobre el intercambio de información con el gestor de red de distribución

El intercambio de información en tiempo real necesario para el funcionamiento de este servicio se realiza con el operador del sistema a través de un Centro de Control de Generación y Demanda (CCGD), intercambiando información tanto de las unidades de programación como de las unidades físicas que la conforman. La revisión del procedimiento incluye la posibilidad de enviar cierta información al gestor de red de distribución, aunque únicamente de unidades de programación o unidades físicas que tengan todas las instalaciones que la conforman conectadas a su red o a su red observable y mediante una petición previa del gestor de la red de distribución.

En este sentido, algunos sujetos consideran inadecuada la restricción de que todas las instalaciones que formen parte de la unidad física o de programación deban de estar conectadas a la red del distribuidor o su red observable para poder recibir la información en tiempo real ya que, con la incorporación de instalaciones menores de 1 MW, estas pueden estar agregadas y repartidas en diferentes puntos geográficos y, por tanto, en redes de distribución de diferente propiedad. Además, otros sujetos plantean la posibilidad de que el intercambio de información en tiempo real se inicie sin necesidad de una petición previa. Y solicitan que se especifique con mayor detalle el alcance y el medio de

intercambio de información entre el OS y los distribuidores, tanto estructural (identificación de las instalaciones proveedoras de SRAD) como de tiempo real.

La problemática del intercambio de información entre el OS y los distribuidores excede el ámbito del SRAD y el PO7.5, dado que se ha planteado igualmente en relación con otros servicios de balance, restricciones y accesos flexibles de demanda. A este respecto, sería conveniente que se completara la definición de la red observable y avanzar en la regulación del rol del distribuidor ante los futuros mercados locales de flexibilidad y la respuesta agregada de la demanda.

Por último, se solicita la inclusión del Gestor de la Red de Distribución (GRD) en el ámbito de aplicación del PO7.5. En línea con lo indicado en los párrafos anteriores, el papel de los GRD en los procedimientos de operación y, en general, su interacción con el operador del sistema y sus procesos tendrá que ser valorada en un sentido más amplio que el PO7.5. Dado que los GRD no figuran actualmente en otros procedimientos de balance o de restricciones, en los que su figura tiene mayor relevancia, se considera que no es necesario incorporarlos en este procedimiento 7.5.

Tercero.9. Sobre el criterio de inhabilitación por el incumplimiento de la disponibilidad

La revisión de este procedimiento modifica los criterios para inhabilitar a las unidades por el incumplimiento sostenido de la disponibilidad del servicio, con el objeto de adaptar la métrica del incumplimiento a la disminución del periodo de prestación. En concreto, en la propuesta de modificación sometida a trámite de audiencia, se sustituye el incumplimiento continuado durante 2 meses por un incumplimiento continuado durante el 20% del periodo de prestación del servicio, en ambos casos, en más del 50% de los periodos.

El cambio es, en apariencia, más favorable, dado que un 20% del periodo de prestación serían aproximadamente 36 días al semestre y 72 en el año, lo que está por encima de los 60 días permitidos anteriormente. Sin embargo, varios sujetos han alegado que con la nueva fórmula resultará más sencillo alcanzar el límite de incumplimiento, dado que las instalaciones industriales suelen tener periodos de mantenimiento que duran varias semanas y que ambos semestres arrancan en periodo vacacional. Hay que tener en cuenta además que se prevé la posibilidad de disminuir el periodo de entrega en futuras subastas. Los sujetos plantean varias alternativas para evitar esta circunstancia.

A este respecto, se debe tener en cuenta que el proceso de inhabilitación no es automático ni inmediato. En caso de que el operador del sistema detectara el

incumplimiento de los criterios para la inhabilitación, este lo comunicará a los agentes, así como a la CNMC, para que en el plazo de un mes puedan aportar justificación. De esta forma pueden motivar su incumplimiento por causas de fuerza mayor o imprevistas siempre y cuando esté justificado correctamente o realizar las modificaciones oportunas para solventarlo.

No obstante, se ha optado por incrementar al 30% el incumplimiento continuado de la prestación que iniciaría el proceso de inhabilitación. Esto es sin perjuicio de que el incumplimiento sostenido de la disponibilidad en más de un 10% del periodo de prestación del servicio siga conllevando penalizaciones económicas.

Tercero.10. Sobre la confidencialidad de la metodología de cálculo del precio y presupuesto máximos

Tal como se explica en el fundamento de derecho Segundo de esta resolución, la CNMC introdujo en la propuesta de modificación del PO7.5 un anexo, de carácter confidencial, que recoge los criterios para el cómputo del precio y presupuesto máximos, que será aplicado por el OS automáticamente, excepto si se produce una comunicación expresa de la CNMC.

Algunos agentes solicitan a esta Comisión que se dé transparencia tanto a esa metodología como a los valores de presupuesto y precio máximo. Sin embargo, se considera que es necesario preservar su confidencialidad con objeto de no interferir con el proceso de oferta y formación de precio en la subasta.

A este respecto, se ha introducido una mejora de redacción en el texto del procedimiento para aclarar que el cálculo por el OS de los valores máximos solo será necesario si no los establece previamente la CNMC.

Tercero.11. Sobre los coeficientes de pérdidas aplicados para la comprobación de la disponibilidad

En el procedimiento de operación 14.4 se establece la liquidación por la prestación del SRAD, incluyendo la penalización por el incumplimiento de la disponibilidad del servicio. A estos efectos de verificación del cumplimiento, se compara la potencia asignada en la subasta con la telemida en barras de central. Para la elevación a barras de central se prevé aplicar los coeficientes de pérdidas publicados por Resolución de la CNMC en el ámbito de peajes. La propuesta especifica que el coeficiente aplicado por defecto será el del peaje de acceso 6.1TD, excepto si el proveedor comunica expresa y justificadamente la conveniencia de utilizar otro peaje de acceso diferente. Esa salvedad fue

incorporada por el operador del sistema tras su proceso de consulta pública, en respuesta a los comentarios recibidos.

Algunos sujetos han solicitado en el trámite de audiencia de la CNMC que se revise esta disposición. Solicitan que se utilice una opción más compleja que se adapte mejor a la realidad de cada proveedor, ya que la unidad de programación podría contener varias instalaciones con peajes de diferente tipo, especialmente tras la inclusión de instalaciones más pequeñas. Se sugiere, por ejemplo, que el operador del sistema aplique a cada instalación el peaje que le corresponda, o alternativamente, una especie de peaje promedio resultante de la combinación de los peajes reales aplicables a la cartera del sujeto.

Sin embargo, la aplicación de estas alternativas resultaría compleja ya que, para la provisión de la disponibilidad del servicio, cada unidad de programación proveedora puede estar compuesta por diferentes unidades físicas que, a su vez, pueden contener instalaciones sobre las que el operador del sistema no tiene visibilidad, ya que las telemidas y/o medidas disponibles son agregadas. Además, la configuración de las unidades de programación puede variar, lo que obligaría a reconfigurar también los coeficientes de pérdidas. En síntesis, las alternativas propuestas tampoco aportarían un resultado exacto.

Por otro lado, otros sujetos alegan que la capacidad de elección incorporada en el procedimiento es contraria a lo dispuesto en otros servicios de balance y, en consecuencia, sugieren su eliminación. A este respecto, conviene aclarar que, en otros servicios de balance, como el estándar mFRR, no se realiza un proceso de verificación de cumplimiento de la disponibilidad de potencia.

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

RESUELVE

Primero. Aprobar el procedimiento de operación P.O.7.5. *Servicio de respuesta activa de la demanda* y la modificación parcial del P.O.14.4. *Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema*, que se incluyen en los Anejos.

Los procedimientos aprobados por la presente resolución surtirán efectos desde el día siguiente al de la publicación de esta resolución en el Boletín Oficial del

Estado, y se aplicarán a las subastas y el servicio SRAD con entrega a partir del 1 de enero de 2026.

Segundo. Dejar sin efecto en esa misma fecha, y a los efectos del servicio SRAD entregado a partir del 1 de enero de 2026, las versiones anteriormente aprobadas del P.O.7.5 y de los correspondientes apartados del P.O.14.4.

Tercero. La comunicación del requerimiento a la CNMC y la publicación de información por el operador del sistema con una antelación mínima de treinta días naturales y veinte días hábiles, respectivamente, previstas en el apartado 6 del PO7.5, se reducen a veinte días naturales y diez días hábiles para la subasta correspondiente al primer semestre de 2026.

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.

ANEJO I: P.O.7.5. SERVICIO DE RESPUESTA ACTIVA DE LA DEMANDA

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es reglamentar el funcionamiento del servicio específico de balance de respuesta activa de la demanda del sistema eléctrico peninsular español, para hacer frente a situaciones en las que se identifique una insuficiencia de reserva de regulación terciaria a subir. En el mismo se establecen los siguientes aspectos:

- Publicación del requerimiento de potencia de respuesta activa de la demanda, de los periodos de prestación del servicio y de la previsión de activación del servicio.
- Asignación de la prestación del servicio mediante un mecanismo de subasta.
- Activación, control y medida de la provisión del servicio.
- Criterios de retribución económica de la provisión del servicio.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento aplica al operador del sistema eléctrico español (OS), a los proveedores de servicios de balance (BSPs por sus siglas en inglés) habilitados por el OS en el servicio de respuesta activa de la demanda, y a los sujetos de liquidación responsables del balance (BRPs por sus siglas en inglés) del sistema eléctrico peninsular español.

3. Definiciones.

A efectos de este procedimiento se deberán tener en cuenta los términos y definiciones establecidos en el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, en el artículo 2 del Reglamento (UE) 2017/2195, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico y en el artículo 4 de la Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), 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 (en adelante Condiciones relativas al balance) o normativa aplicable en cada momento.

En particular o adicionalmente, se aplicarán las siguientes definiciones, que se incorporan al objeto de facilitar la comprensión del texto y sin perjuicio de que, en caso de discrepancia o revisión de la norma de origen, prevalecerá la definición contenida en la mencionada norma:

- 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.
- Instalación de demanda: instalación que consume energía eléctrica y con uno o varios puntos de conexión a la red de transporte o de distribución, tal como se define en el punto (1) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2016/1388 por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda.
- 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, tal como se define en el punto (12) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad.
- Sujeto de liquidación responsable del balance (BRP, por sus siglas en inglés): participante en el mercado, o su representante elegido, responsable de sus desvíos en el mercado de la electricidad, tal como se define en el punto (14) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad.
- Servicio de respuesta activa de la demanda: Es un servicio específico de balance del sistema eléctrico peninsular español que tiene por objeto hacer frente a situaciones de insuficiencia de reserva de regulación terciaria a subir

obteniendo recursos adicionales a los ya disponibles mediante la utilización del correspondiente servicio estándar de balance europeo.

4. Definición de producto de respuesta activa de la demanda.

El producto específico de respuesta activa de la demanda se define como la variación de potencia activa a subir que puede realizar una unidad de programación en un tiempo inferior o igual a 12,5 minutos desde que es requerida su activación y que puede ser mantenida durante dos horas consecutivas al día.

La contratación del producto de respuesta activa de la demanda (MW) será realizada mediante un mecanismo de subasta.

Las unidades de programación que resulten asignadas en esta subasta podrán ser activadas para aportar la potencia comprometida un máximo de una vez al día dentro de los periodos de activación previamente definidos.

En cada activación requerida por el OS, el volumen de potencia activa movilizado, correspondiente al volumen comprometido por la unidad de programación en la subasta, debe ser mantenido desde el momento de activación, durante toda la hora en la que se produce dicha activación y durante la hora sucesiva siguiente a la hora de activación. En total, como máximo, la reducción de la potencia activa podrá alcanzar las dos horas.

5. Proveedores del servicio.

Podrán participar en este servicio todas aquellas unidades de programación de demanda incluidas en el apartado 2.2 del Anexo II del procedimiento de operación 3.1, que cumplan los requisitos de habilitación establecidos en este procedimiento.

Los requisitos para la provisión del servicio son los siguientes:

a) Cada unidad de programación proveedora del servicio estará integrada por una o más unidades físicas. Asimismo, una unidad física se corresponderá:

- Con cada instalación de demanda de potencia contratada en al menos uno de los periodos de contratación mayor a 1 MW, o

- Con un único conjunto de instalaciones de demanda de potencia contratada en todos los periodos de contratación menor o igual a 1 MW que agregadas tengan una potencia contratada mayor o igual a 0,1 MW.

Cada unidad física estará compuesta por los Códigos Universales de Punto de Suministro (CUPS) de los que disponga la instalación o las instalaciones de demanda.

b) Cada unidad de programación proveedora del servicio deberá acreditar una capacidad de oferta mayor o igual a 1 MW en los periodos de prestación del servicio.

c) Cada unidad de programación comunicará al operador del sistema y mantendrá actualizada la información estructural de las instalaciones que la componen, conforme a la información solicitada en este procedimiento.

d) Cada unidad de programación proveedora del servicio y cada unidad física integrada en la misma intercambiarán información en tiempo real con el operador del sistema a través de un Centro de Control de Generación y Demanda (CCGD) habilitado por el operador del sistema de acuerdo con lo establecido en la Resolución de 13 de noviembre de 2019, de la CNMC, por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485 y en el procedimiento de operación 9.2. La solicitud al OS del intercambio de información se debe realizar al menos 10 días hábiles antes del primer día del periodo de prestación del servicio.

Las instalaciones de demanda que formen parte de un autoconsumo cuya generación no esté obligada a intercambiar información en tiempo real con el operador del sistema a través de un CCGD deberán intercambiar información en tiempo real del consumo neto de la instalación, que se corresponde con el consumo tomado de la red, asociado al programa de su unidad de programación.

El OS enviará al gestor de la red de distribución la información en tiempo real de las unidades de programación y unidades físicas proveedoras del servicio que integren únicamente instalaciones conectadas a su red o a su red observable, previa petición del gestor de la red de distribución.

e) En el caso de que las instalaciones de demanda estén asociadas a una instalación de generación y/o de almacenamiento, se deberán identificar dichas instalaciones, al objeto de verificar que la activación del servicio de respuesta activa de la demanda no deriva en pérdida de producción de dicha generación, ni en pérdida de producción o incremento de consumo de dicho almacenamiento.

Las unidades de programación que sean proveedores del servicio de respuesta activa de la demanda no podrán participar simultáneamente en el proceso de solución de restricciones técnicas ni en los servicios estándar de balance.

Los proveedores del servicio de respuesta activa de la demanda podrán en cualquier momento solicitar al OS la participación en el proceso de solución de restricciones técnicas y en los servicios estándar de balance de sus unidades de programación proveedoras del servicio SRAD. Una vez que dichas unidades estén participando en restricciones técnicas o habilitados en alguno de los servicios estándar de balance automáticamente dejarán de ser proveedores del servicio de respuesta activa de la demanda sin penalización alguna, si bien dejarán de percibir la retribución correspondiente a la potencia y al periodo del servicio de respuesta activa de la demanda que hayan dejado de prestar. De igual forma, se podrá solicitar dejar de participar en el proceso de solución de restricciones técnicas y en los servicios de balance para pasar a proveer el servicio de respuesta activa de la demanda, previa habilitación y adjudicación en subasta.

El OS otorgará la habilitación a aquellas unidades de programación con las instalaciones que cumplan con los requisitos anteriormente especificados a excepción del requisito d), cuyo cumplimiento será obligatorio a partir del primer día del periodo de prestación del servicio. Estas unidades de programación habilitadas como proveedoras de este servicio podrán presentar ofertas, teniendo en cuenta los términos establecidos en este procedimiento.

5.1. Información estructural.

La información estructural de las instalaciones que componen cada unidad de programación a la que hace referencia el apartado anterior será la reflejada en el procedimiento de operación 9 o normativa posterior que lo sustituya, y contendrá, al menos, lo siguiente:

- Denominación de la instalación.
- Denominación de la unidad física de la instalación.
- Código Universal de Punto de Suministro (CUPS). En el caso de instalaciones con más de un CUPS, se aportará el conjunto de códigos asociados.
- Dirección de la instalación.
- Subestación y parque de conexión a la red (Nombre, kV), para instalaciones de potencia contratada mayor a 1 MW.

- Gestor de la red de distribución, en el caso de conexión a la red de distribución.
- Valor de consumo mínimo esperado en el periodo de prestación del servicio, a nivel de instalación (MW).

5.2. Unidad para la participación en la subasta.

El participante en el mercado solicitará al OS las unidades para la participación en la subasta con la potencia máxima habilitada para la provisión del servicio, en caso de que éstas no se hubieran creado en la subasta previa.

La suma de los consumos mínimos esperados en el periodo de prestación del servicio de las instalaciones que integren la unidad para la participación en la subasta será la potencia por la que se solicitará habilitar a dicha unidad para la participación en el servicio de respuesta activa de la demanda mediante la presentación de la correspondiente oferta para la subasta.

Posteriormente aquellas unidades que resulten asignadas en la subasta deberán solicitar el alta o la modificación de la unidad de programación proveedora del servicio para su participación en el mercado de producción, conforme a lo establecido en este procedimiento.

6. Publicación del requerimiento del servicio de respuesta activa de la demanda, del periodo de prestación del servicio y de la previsión de activación del servicio.

Con carácter general, el periodo de prestación del servicio será semestral, realizándose dos subastas en cada año: una primera subasta para el periodo de prestación del servicio del 1 de enero al 30 de junio de un año y una segunda subasta para el periodo de prestación del servicio del 1 de julio al 31 de diciembre del mismo año.

El OS podrá modificar estos periodos de entrega con carácter anual, así como el número de subastas realizadas en el año, previa comunicación y autorización de la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia (CNMC). En este sentido, el OS informará a los participantes en el mercado en el momento de comunicación a la CNMC y publicará el calendario de subastas para el año siguiente tras recibir la autorización de dicha Comisión.

Con una antelación de al menos veinte días hábiles con respecto a la fecha de realización de cada subasta para la asignación del servicio de respuesta activa de la demanda, el OS publicará en su web pública, la siguiente información:

- Fecha de realización de la subasta.
- El periodo de prestación del servicio, indicando si existen determinados periodos horarios en los que no se requiere la aplicación del servicio. El OS podrá excluir también los periodos correspondientes al primer día o dos primeros días de prestación del servicio, para garantizar la correcta configuración de las unidades proveedoras del servicio y del intercambio de información en tiempo real con el OS.
- El requerimiento de respuesta activa de la demanda en MW.
- Una estimación no vinculante de las horas de activación del servicio para el periodo de prestación del servicio.

El OS realizará el cálculo del requerimiento de respuesta activa de la demanda con carácter anual y podrá actualizarlo para subastas posteriores.

El requerimiento de respuesta activa de la demanda en MW para la primera subasta de cada año, y también en el caso de que se modifique para la siguiente subasta del mismo año, deberá ser comunicado por el operador del sistema a la CNMC con una antelación de al menos treinta días naturales a su publicación. Dicha comunicación incluirá un informe detallado del cálculo y los parámetros considerados para el dimensionamiento del requerimiento. La CNMC podrá determinar un valor diferente de requerimiento si no considera justificado el valor propuesto por el operador del sistema. Esta decisión de la CNMC será, en su caso, hecha pública junto con su motivación.

7. Mecanismo de asignación del servicio de respuesta activa de la demanda.

La asignación del servicio de respuesta activa de la demanda se realizará a través de un proceso de subasta telemática con sobre cerrado, en el que se aplicará el método de asignación de precio marginal y será gestionado por el OS.

La subasta para la asignación del servicio de respuesta activa de la demanda deberá realizarse con una antelación mínima de, al menos, catorce días hábiles con respecto al día de inicio del periodo de prestación del servicio.

7.1. Presentación de ofertas.

Podrán participar en la subasta aquellos proveedores que estuvieran habilitados para la prestación del servicio de respuesta activa de la demanda con una antelación de cuatro días hábiles respecto de la fecha de subasta.

Los participantes en el mercado podrán presentar sus ofertas para la provisión del servicio de respuesta activa de la demanda a partir de un día hábil antes de la fecha de la subasta, y hasta las 11:00 horas del día de realización de la subasta.

Sólo se contemplarán las ofertas recibidas por el medio y formato establecido en el documento de intercambio de información con el OS conforme al procedimiento de operación 9.1.

Las ofertas presentadas contendrán, por unidad para la participación en la subasta, uno o varios bloques de oferta simples, con el valor de potencia ofertada en MW, sin decimales para las subastas correspondientes a entregas en 2026 y con un decimal para periodos de entrega en 2027 y posteriores, y su precio en €/MW, con dos decimales. Este valor de potencia y precio será considerado para todos los periodos horarios en los que se requiera la aplicación del servicio.

Cada oferta podrá contener como máximo 50 bloques, los cuales podrán ser divisibles o indivisibles. El valor mínimo de potencia ofertado por cada bloque será de 1 MW. Los bloques divisibles podrán ser reducidos en su valor de potencia ofertada en el proceso de asignación durante la subasta.

El valor total ofertado por la unidad para la participación en la subasta deberá ser menor o igual que la potencia habilitada para dicha unidad.

7.2. Criterios de validación de las ofertas de respuesta activa de la demanda.

Las ofertas presentadas por los participantes en el mercado con sus unidades habilitadas para la participación en la subasta serán sometidas a los siguientes criterios de validación en el momento de la recepción:

- La oferta deberá ser enviada por el participante en el mercado asociado a la unidad para la participación en la subasta a la que corresponde la oferta.
- La oferta deberá ser enviada antes de la finalización del plazo para el envío de ofertas.
- Sólo se admitirá una oferta por unidad para la participación en la subasta. De esta forma, si se envía más de una vez una oferta para una misma unidad, la última información sustituirá a la anterior.
- El valor total ofertado para una unidad calculado como la suma de la potencia de cada uno de los bloques de la oferta deberá ser menor o igual que la potencia habilitada para este servicio a la unidad.

– En el caso de bloques indivisibles se verificará que estos no superan un valor de 50 MW.

- En una misma oferta no podrán incorporarse dos bloques que tengan mismo precio, misma potencia e igual consideración de divisible/indivisible.

En caso de incumplimiento de alguno de los criterios de validación anteriormente expuestos, la oferta será rechazada.

El detalle de las validaciones aplicadas a las ofertas de respuesta activa de la demanda en el momento de su recepción se encuentra contenido en el documento de Intercambio de Información con el Operador del Sistema establecido en el procedimiento de operación 9.1.

7.3. Asignación de ofertas.

El OS analizará las ofertas recibidas y las validará de acuerdo con los criterios establecidos en este procedimiento.

El volumen de potencia con oferta válida deberá superar en, al menos, un 20% al requerimiento publicado para garantizar la efectiva competencia en la subasta. En caso de no cumplirse esta condición, el OS reducirá el requerimiento hasta el valor necesario para que se satisfaga la relación del 20%.

Con carácter previo a la celebración de la subasta, la CNMC podrá establecer un presupuesto y un precio máximo para el servicio de respuesta activa de la demanda. En su defecto, el OS calculará un presupuesto y un precio máximo de acuerdo con lo previsto en el Anexo I. Estos valores se expresarán en € y en €/MW con dos decimales, respectivamente, y tendrán carácter confidencial.

El OS asignará las ofertas válidas recibidas que, satisfaciendo el requerimiento establecido con un margen de +/- 5% y el precio máximo, representen en conjunto un menor coste sin superar el presupuesto máximo, de acuerdo con el algoritmo que se especifica en este procedimiento.

La potencia de respuesta activa de la demanda asignada a cada unidad de programación será valorada al precio marginal resultante del proceso de asignación.

7.4. Algoritmo de asignación de ofertas de respuesta activa de la demanda.

Las características generales del algoritmo de asignación de ofertas de respuesta activa de la demanda son las siguientes:

- a) El algoritmo realiza asignaciones de bloques de ofertas simples de potencia (MW).
- b) Se trata de un proceso de asignación meramente económico, basado en la obtención de la solución que cubra el requisito solicitado al mínimo coste, teniendo en cuenta las ofertas válidas existentes en el momento de proceder a su asignación, conforme a las validaciones descritas en el apartado anterior.
- c) Como resultado del proceso de asignación se obtendrá un precio marginal (€/MW) que vendrá determinado por el precio del último bloque asignado del conjunto de ofertas válidas, y un volumen asignado por unidad de programación. Dicho precio marginal y volumen asignado será el mismo para todos los periodos horarios en los que se requiera la aplicación del servicio.

El procedimiento utilizado en el proceso de asignación de ofertas será el siguiente:

- a) Se ordenarán los bloques de oferta simples en orden creciente de precios, e independientemente de la unidad de programación a la que pertenezcan.
- b) A igualdad de precio, se ordenan primero los bloques divisibles y a continuación los indivisibles. A igualdad de tipo (ambos divisibles o indivisibles), primero el bloque de menor potencia. A igualdad de todas las condiciones anteriores, primero el bloque con menor número de orden en la oferta (es decir, la que se haya recibido primero).
- c) Siguiendo el orden indicado, se asignarán los bloques de ofertas que, cumpliendo de forma agregada con el requerimiento con una variación de un +/- 5%, representen, en conjunto, un menor coste. La asignación se realizará por tanto de la siguiente forma:
 - » Si el último bloque asignado es divisible, se asignará parcialmente hasta ajustar la asignación al requerimiento.
 - » Si el último bloque asignado es indivisible, se verificará lo siguiente:
 - › Si al asignar el bloque se sobrepasa el requerimiento en un valor menor o igual al margen permitido (+5%), se asignará el bloque completo y se finalizará la asignación para ese periodo.
 - › Si se sobrepasa el margen, se retira el bloque verificándose si la asignación está dentro del margen de error (+/- 5%), en cuyo caso se finaliza la asignación para este periodo.

- › Si no se cumple lo anterior (asignación fuera de los márgenes permitidos), se continúa con los bloques del precio siguiente, hasta completar la asignación.
- › En caso de no poder completarse la asignación por ningún medio de los anteriores, se da por finalizada la asignación, aunque no se encuentre la totalidad de potencia adjudicada en la horquilla (+5% respecto al requerimiento).

En este proceso no se asignarán bloques de oferta con precio superior al precio máximo establecido o que impliquen superar el presupuesto máximo.

7.5. Comunicación de los resultados de la asignación del servicio de respuesta activa de la demanda.

El OS comunicará a la CNMC y a los participantes en el mercado adjudicatarios de la subasta los resultados provisionales del proceso de asignación de las ofertas de respuesta activa de la demanda antes de las 12:00 horas del día de celebración de la subasta.

El OS pondrá a disposición de los participantes en el mercado adjudicatarios de la subasta a través de su web privada, el valor correspondiente a la asignación y el precio marginal de la respuesta activa de la demanda asignada.

A partir de la puesta a disposición de los resultados de la subasta, los participantes en la subasta podrán formular posibles reclamaciones al OS a través de su web privada hasta las 13:30 horas o por un periodo máximo de noventa minutos en aquellos casos en los que los resultados provisionales de la asignación se hayan publicado con posterioridad a las 12:00 horas.

Finalizado el plazo de reclamación sin haberse identificado incidencias en el proceso de subasta, el OS confirmará los resultados provisionales a los participantes en el mercado adjudicatarios de la subasta, pasando dichos compromisos a ser firmes y publicará en su web pública el volumen total asignado en la subasta y el precio marginal resultante antes de las 14:00 horas del día de celebración de la subasta, o en un plazo máximo de treinta minutos desde el plazo límite para la recepción de reclamaciones en caso de que los resultados provisionales de la asignación se hubieran publicado con posterioridad a las 12:00 horas.

En caso de identificarse alguna incidencia en el proceso de subasta, el OS realizará las actuaciones oportunas para su solución, incluyendo la repetición del

proceso de asignación en caso de que, como consecuencia de la incidencia, el OS lo considere necesario, manteniendo informados a los proveedores participantes de la subasta y a la CNMC. Una vez resuelta la incidencia, el OS publicará los resultados definitivos de la asignación del servicio a la mayor brevedad posible.

Una vez finalizado el proceso de casación, el OS remitirá a la CNMC los resultados definitivos, así como las ofertas presentadas por los participantes.

7.6. Alta de la unidad de programación proveedora del servicio.

Tras la publicación de los resultados definitivos y antes de ocho días hábiles respecto al inicio de la prestación del servicio, los adjudicatarios de la subasta deberán solicitar el alta en el mercado de producción de la correspondiente unidad de programación proveedora del servicio incluyendo la relación de unidades físicas que se corresponderán con las instalaciones de demanda (identificadas por sus CUPS) proveedoras del servicio, salvo en caso de que dicha unidad de programación esté ya dada de alta, que sólo será necesario, en su caso, modificar la unidad incorporando o eliminando las unidades físicas de acuerdo con las instalaciones de demanda proveedoras del servicio.

Dichas unidades físicas deberán ser todas o algunas de las instalaciones declaradas con anterioridad al OS en el proceso de habilitación de la correspondiente unidad para la participación en la subasta.

En el caso de que un adjudicatario de la subasta no solicite el alta en el mercado de producción de la unidad de programación proveedora del servicio o no actualice la unidad de programación ya dada de alta con las instalaciones proveedoras del servicio en aquellos casos en los que sea necesario según lo recogido en el párrafo anterior, se considerará que incumple con la disponibilidad y, en caso de activación, también con la activación, por el total de la potencia asignada en la subasta.

El OS comunicará a los gestores de la red de distribución las instalaciones proveedoras del servicio de respuesta activa de la demanda que estén conectadas a su red o a su red observable.

7.7. Cambios en la configuración de la unidad de programación proveedora del servicio.

Una vez iniciado el periodo de prestación del servicio, el participante en el mercado proveedor del servicio de respuesta activa de la demanda, podrá

solicitar al OS la realización de cambios en las instalaciones de demanda proveedoras del servicio (identificadas por sus CUPS) asociadas a su unidad de programación. Estas modificaciones no supondrán una variación en la potencia asignada a la unidad de programación para la prestación del servicio. Este cambio deberá ser gestionado mediante los procedimientos establecidos para la modificación de unidades de programación, una vez se constate que la nueva configuración cumple con los requisitos para la provisión del servicio de respuesta activa de la demanda establecidos en el apartado 5 de este procedimiento.

7.8. Traspaso de la potencia asignada de una unidad de programación proveedora del servicio a otra unidad de programación proveedora del servicio.

Una instalación de demanda (identificada por sus CUPS) que forme parte de una unidad de programación que sea proveedora del servicio de respuesta activa de la demanda podrá solicitar el cambio a otra unidad de programación con transferencia a la nueva unidad de programación de la potencia asignada en el servicio de respuesta activa de la demanda siempre y cuando:

- La unidad de programación a la que desee pasar la instalación cumpla los requisitos de habilitación para la prestación del servicio de respuesta activa de la demanda.
- Exista acuerdo entre las tres partes (unidad de programación de origen, unidad de programación de destino e instalación) respecto al valor de la potencia transferida de una unidad de programación a otra, en número entero de MW para los periodos de entrega en 2026 y con un decimal para periodos de entrega en 2027 y posteriores, debiendo mantenerse entre las dos unidades de programación el valor total de la potencia asignada a dichas unidades en la subasta. Además, la potencia transferida a la unidad de programación de destino deberá ser menor o igual que el valor mínimo de consumo de la instalación registrado como valor estructural en el proceso de habilitación.
- La solicitud del cambio de la instalación de unidad de programación deberá ser solicitada al OS antes del día 15 del mes y, una vez aceptada por el OS, la fecha de cambio de la participación en el servicio de la instalación será la fecha comunicada por el encargado de lectura.
- Con una antelación de al menos 10 días hábiles con respecto a la fecha de cambio de la participación en el servicio de la instalación, la unidad de

programación de origen, de destino y la instalación de demanda deberán solicitar, si es necesario, el cambio de centro de control para el intercambio de información en tiempo real a través de los correspondientes centros de control de origen y de destino.

Este cambio deberá ser gestionado mediante los procedimientos establecidos para la modificación de unidades de programación.

Desde la fecha en que sea efectivo el cambio de la instalación a la otra unidad de programación, el OS calculará el valor del porcentaje correspondiente a la unidad de programación de origen y de destino a partir del cual se aplicará la penalización por incumplimiento de la disponibilidad de la potencia asignada, teniendo en cuenta la potencia transferida y la penalización evitada por la unidad de programación de origen.

8. Activación del servicio de respuesta activa de la demanda.

El OS activará el servicio de respuesta activa de la demanda cuando identifique una situación en la que la reserva disponible de regulación terciaria a subir en el sistema eléctrico peninsular, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 7.3, sea inferior a la requerida de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de operación 1.5. A estos efectos, el OS comunicará a la CNMC las condiciones particulares de operación que han requerido la activación de este servicio durante el mes anterior y la información sobre el cumplimiento de la activación del servicio, así como el resto de información relevante en relación con el seguimiento de dicho servicio.

La activación del servicio de respuesta activa de la demanda será realizada por el OS por unidad de programación, mediante el establecimiento de turnos rotatorios. Dicha activación será realizada mediante el envío de una consigna desde el OS a los Centros de Control de Generación y Demanda (CCGD) de cada unidad de programación.

El OS comunicará al gestor de la red de distribución las instalaciones activadas conectadas a su red o a su red observable.

El intercambio de información en tiempo real con el OS se llevará a cabo a través de los CCGD utilizando los enlaces de comunicaciones conforme a lo establecido en la Resolución de 13 de noviembre de 2019, de la CNMC, por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485 y en la

especificación técnica que lo desarrolla. Los CCGD deberán disponer de rol CECRE y estar habilitados para la recepción de consignas.

Cada unidad física que forma parte de la unidad de programación proveedora del servicio deberá enviar las telemidas que le resulten de aplicación conforme al P.O. 9.2, incluyendo en todo caso la telemida de potencia activa (valor real con bit de calidad).

La unidad de programación deberá dar de alta una señal de consigna a través de la cual se notificará la activación en el servicio (valor real con bit de calidad). Se recibirá un valor 1 para la activación o un valor 0 para la desactivación. También deberá dar de alta cada unidad de programación una señal de confirmación de recepción de la señal de consigna enviada por el OS. Esta señal debe de ser del mismo tipo de la enviada por el OS y con el mismo valor, si se recibe un 0 tiene que devolver 0 y si se recibe un 1 tiene que devolver un 1.

Desde que se envía la consigna a través de los enlaces de comunicaciones, cada unidad de programación dispone de 12,5 minutos para ejecutar la reducción de potencia asignada en la subasta. La hora y minuto de inicio de la activación será 12,5 minutos después de la hora y minuto de envío de la consigna, redondeándose al inicio del minuto inmediatamente posterior, salvo en caso de que la orden se envíe en el segundo 00.

Una vez activado el servicio sobre una unidad de programación, dicha unidad no deberá modificar su programa de consumo en los periodos de activación del servicio.

En el caso de unidades de programación con instalaciones de generación y/o almacenamiento asociadas, las instalaciones de generación y/o almacenamiento también deberán mantener en los periodos de activación del servicio, su programa inmediatamente anterior a la activación del servicio.

La activación del servicio sobre una unidad de programación, en un instante determinado y mantenida durante un cierto período de tiempo, generará un redespacho de energía sobre el programa de energía de dicha unidad de programación. Este redespacho es calculado a partir del producto de la variación de potencia activada por el tiempo en el que se mantiene dicha activación.

Las unidades de programación que resulten activadas en el servicio de respuesta activa de la demanda modificarán su programa de energía por el redespacho correspondiente, siendo valorado dicho redespacho al máximo precio marginal de la asignación programada y directa de regulación terciaria a subir en los

periodos de programación durante los que se realiza la activación del servicio. El redespacho será establecido tras la publicación del Programa Final definitivo (PHFC) en los periodos de programación que no puedan ser gestionados en el mercado intradiario (subastas y rondas del mercado intradiario continuo). Los redespachos de energía y los precios asociados serán publicados por el OS de acuerdo con los formatos de información establecidos en el procedimiento de operación 9.1.

Cuando se active el servicio de respuesta activa de la demanda sobre una unidad de programación de demanda con generación o almacenamiento asociado, el OS verificará que no se produce pérdida de generación por parte de la unidad de generación, ni pérdida de producción o incremento de consumo del almacenamiento durante el periodo de tiempo en el que se solicite la activación de este servicio.

9. Cumplimiento del servicio de respuesta activa de la demanda.

El OS comprobará el cumplimiento del servicio de respuesta activa de la demanda tanto en la verificación de la disponibilidad de la potencia asignada como, en caso de activación, del cumplimiento de la energía asignada elevada a barras de central. El OS considerará que se ha cumplido con el servicio en caso de la actuación de los sistemas de deslastre de carga, conforme al procedimiento de operación por el que se establecen los planes de seguridad para la operación del sistema.

a) Cumplimiento horario de la disponibilidad de la potencia asignada: Se verificará que la unidad de programación dispone de la potencia activa a subir asignada en la subasta.

La potencia incumplida será igual a la diferencia media horaria entre la potencia asignada en la hora y la telemida del consumo de la unidad de programación, teniendo en cuenta, en su caso, la activación del servicio si se ha producido en dicha hora, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 14.4.

La penalización correspondiente se realizará por el incumplimiento que supere el 10% en el periodo de prestación del servicio sobre el compromiso de potencia adquirido en la subasta correspondiente. En todo caso, en los periodos con incumplimiento, no se retribuirá el servicio por el valor de la potencia incumplida.

b) Cumplimiento en la activación: Se verificará que la unidad de programación cumple con la activación de reserva de potencia.

El OS comprobará el cumplimiento de la activación mediante las telemedidas de potencia activa registradas en su sistema de control de energía en tiempo real y los registros de los contadores de energía.

En el caso de unidades de programación de demanda con instalaciones de generación asociada, cuando se active el servicio de respuesta activa de la demanda, la instalación de generación deberá mantener su producción en base al último programa (ya sea PHF o PHFC) inmediatamente anterior a la activación del servicio.

10. Inhabilitación como proveedor del servicio.

Durante el periodo de prestación del servicio, el OS podrá verificar la capacidad técnica y operativa de las unidades de programación adjudicatarias para la prestación del servicio de respuesta activa de la demanda mediante la comprobación de los perfiles de respuesta en potencia para cada período de suministro.

La unidad de programación podrá ser inhabilitada para la prestación del servicio cuando concurra alguna de las siguientes causas:

- a) Incumplimiento de los requisitos exigidos para la provisión del servicio.
- b) Inadecuada calidad del servicio prestado, que se entenderá que se ha producido cuando se cumpla al menos una de las siguientes condiciones:
 - i) Indisponibilidad, por un período superior a 5 días consecutivos en el periodo de prestación del servicio, de los enlaces de comunicaciones para el intercambio de información en tiempo real conforme a lo establecido en la Resolución de 13 de noviembre de 2019, de la CNMC, por la que se aprueban las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en el artículo 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485 y en la especificación técnica que lo desarrolla o normativa aplicable en cada momento.
 - ii) Incumplimiento de la disponibilidad de la respuesta activa de la demanda de forma continua durante un 30% del periodo de prestación del servicio, en más del 50% de los periodos.
 - iii) Incumplimiento de más de 10 activaciones en días sucesivos o de más de 3 activaciones en días no sucesivos del servicio de respuesta activa de la demanda.

- c) No remisión de la información de cambios o modificaciones que pudieran afectar a la provisión del servicio.
- d) Cualquier incumplimiento del presente procedimiento de operación o cualquier otra actuación que pudiera afectar a la prestación del servicio.

Si el OS detectara cualquiera de las causas anteriores, el OS informará de los hechos al participante en el mercado de la unidad de programación y a la CNMC, concediendo un plazo de tiempo máximo de 1 mes para que el participante en el mercado y/o la unidad de programación realicen las mejoras necesarias que solventen las circunstancias detectadas, o en su caso, para que informen al OS sobre la razón de fuerza mayor que haya justificado el incumplimiento. Si pasado el plazo, el participante en el mercado y/o la unidad de programación no han resuelto dichas circunstancias o no han acreditado al OS el cumplimiento del requerimiento solicitado, el OS podrá inhabilitar a la unidad de programación para la prestación del servicio.

La inhabilitación en el servicio de respuesta activa de la demanda conllevará la pérdida de la retribución por la potencia asignada desde el momento de su inhabilitación.

11. Liquidación de la provisión del servicio.

El operador del sistema llevará a cabo la liquidación del servicio de respuesta activa de demanda de acuerdo con lo establecido en los apartados siguientes.

11.1. Liquidación de la potencia asignada.

La potencia asignada a las distintas unidades de programación será valorada al precio marginal resultante del proceso de asignación de la subasta.

En el caso de que una unidad de programación proveedora del servicio de respuesta activa de la demanda incumpla el consumo necesario para la provisión de este servicio, la potencia incumplida calculada conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 14.4 será valorada al precio marginal de asignación multiplicado por un coeficiente de 1,5 ó 1, según corresponda.

11.2. Liquidación de las asignaciones de energía por activación del servicio.

La energía activada en el servicio de respuesta activa de la demanda será valorada, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 14.4, al máximo precio marginal de la asignación programada y directa de regulación

terciaria a subir de cada periodo de programación cuarto-horario en el que se realiza la activación del servicio.

El OS verificará, el cumplimiento de la provisión al sistema de la energía asignada por el servicio de respuesta activa de la demanda de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de operación 14.4. En el caso de que la activación de energía a subir provista de forma efectiva al sistema sea inferior a la requerida, la energía incumplida será valorada al máximo precio marginal de la asignación programada y directa de regulación terciaria a subir en el periodo de programación en el que se realiza la activación del servicio, multiplicado por un coeficiente igual a 2.

Mientras no se disponga de medidas de energía cuarto-horarias procedentes de los contadores de energía para la liquidación, la medida se calculará como la integral del valor de la telemida de potencia activa recibida en tiempo real en el periodo de programación cuarto-horario correspondiente, conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 14.4.

El participante en el mercado podrá comunicar al operador del sistema el desacuerdo con el valor de la integral de telemida de potencia publicado mediante la comunicación de una incidencia sobre la integral de telemida cuarto-horaria del punto afectado como si de una incidencia de medida de energía horaria se tratara, según el procedimiento de operación por el que se establece el cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas.

11.3. Asignación del coste del servicio de respuesta activa de la demanda.

La liquidación del coste del servicio de respuesta activa de la demanda será realizada por el OS conforme a lo establecido en el procedimiento de operación 14.4.

12. Publicación de información.

El OS hará públicos los resultados correspondientes a las energías y precios de las activaciones del servicio de respuesta activa de la demanda conforme a los formatos de información establecidos en el procedimiento de operación 9.1, de acuerdo con lo siguiente:

- A más tardar 30 minutos después de la activación del servicio, publicará la potencia activada por el servicio de respuesta activa.

- A más tardar 30 minutos después de cada periodo cuarto-horario con el servicio activado, publicará:
 - total de energía activada por periodo
 - precio correspondiente a la activación del servicio
- En el plazo máximo de tres días desde el día de programación, publicará dichos resultados de forma agregada.
- Transcurrido un mes desde el día programación, publicará los resultados agregados por participante en el mercado.
- A los 90 días desde el día de programación, publicará los resultados por unidad de programación, sin nivel alguno de agregación.

Además, el OS publicará el resultado de la subasta del servicio de respuesta activa de la demanda por participante en el mercado al mes y las ofertas presentadas a la subasta a los 90 días, contados desde el último día de aplicación de la subasta.

ANEXO I: Cálculo del precio y el presupuesto máximos a considerar en una subasta del servicio de respuesta activa de la demanda

[CONFIDENCIAL]

ANEJO II: MODIFICACIÓN PARCIAL DEL PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO P.O.14.4. DERECHOS DE COBRO Y OBLIGACIONES DE PAGO POR LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA

Primero. Se modifica el apartado 18 *Asignación de potencia en el servicio de respuesta activa de la demanda* del PO14.4, que queda redactado del siguiente modo:

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.

PMBANRAD = Precio marginal resultante del proceso de asignación de la subasta.

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.

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:

PNODISP_{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. Por defecto, se aplicarán los coeficientes correspondientes al peaje de acceso 6.1TD, excepto comunicación expresa y justificada de un peaje de acceso diferente por parte del proveedor. Esta comunicación deberá realizarse por los medios establecidos por el operador del sistema con una antelación mínima de 10 días hábiles antes del inicio del periodo de aplicación del servicio.

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:

$$\text{OPBANRAD} = \text{PNODISP}_{\text{act}} \times \text{PMBANRAD}$$

donde:

$$\text{PNODISP}_{\text{act}} = \min(0, \text{ERADS} - \text{BANRAD})$$

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.

Segundo. Se modifica el ANEXO II *Medida en barras de central de las unidades de programación* del PO14.4, que queda redactado del siguiente modo:

ANEXO II

Medida en barras de central de las unidades de programación

a) La medida en barras de central de las unidades de programación de producción, de las unidades de programación de consumo de bombeo, de otros almacenamientos y de las unidades de programación de consumo de servicios auxiliares, será la suma de las medidas de los puntos frontera asignados a las instalaciones de producción que integran cada unidad de programación.

En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de producción se considerará como valor de la medida el valor cero. En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de consumo de bombeo o de almacenamiento se considerará como valor de la medida el valor del programa.

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

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

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.

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:

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

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

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

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

$$SALDOENE = MBC_{prod} + MBC_{imex} + MBCliqpot + PHL_{demresto} + \sum_{brp} EENOADQ_{brp}$$

Donde:

MBC_{prod} = Medida liquidada de todas las unidades de generación.

MBC_{imex} = 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.

$PHL_{demresto}$ = 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.
- $MBCliqp_{brp}$ = Medida liquidada en barras de central a las unidades de adquisición para demanda del BRP con liquidación potestativa según apartado 6.6 del PO 14.1.
- C_{minor} = El coeficiente de minoración de la energía consumida en el mismo mes del año anterior, establecido en el P.O.14.3.
- $EMMA_{brp,mes}$ = Se calculará como la media aritmética de la energía EMMA definida en el P.O. 14.3 calculada cada día, 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 porfolio es cero.