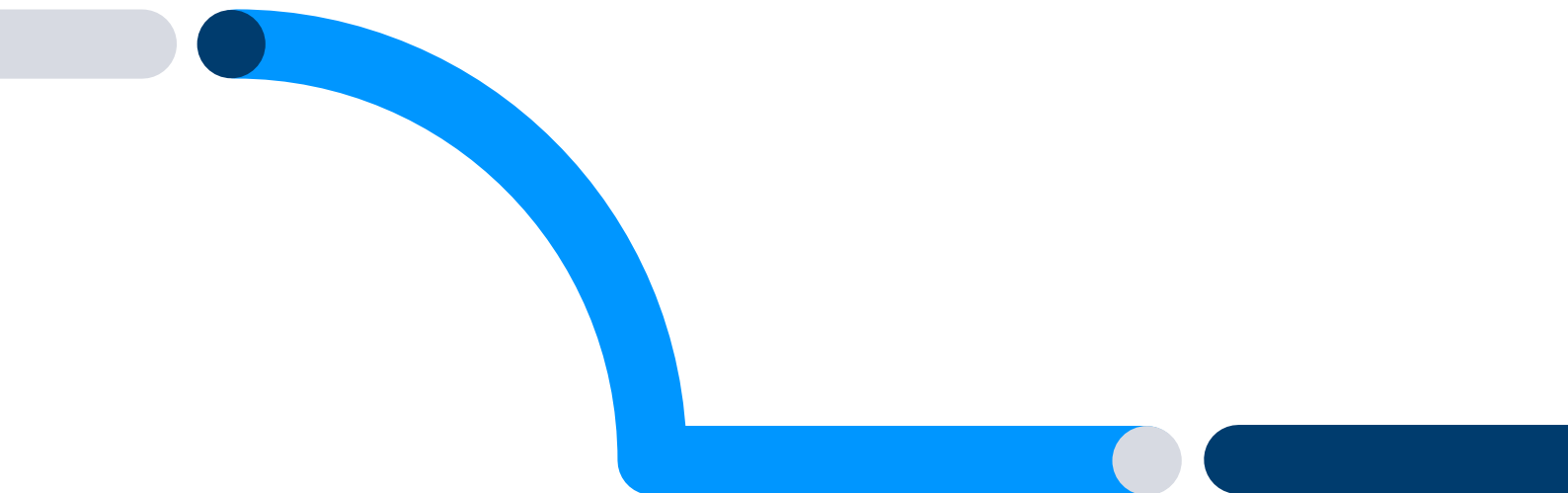


red eléctrica

Una empresa de Redeia



Ser proveedor de servicios de ajuste

Guía descriptiva

Diciembre 2024

Control de modificaciones

Versión	Fecha	Modificaciones
1.0	Nov 2020	Publicación de la primera versión de la Guía descriptiva Ser proveedor de servicios de balance
2.0	Enero 2021	Adaptación de la guía descriptiva a la participación de la demanda en los servicios de balance.
3.0	Mayo 2021	Adaptación de la guía descriptiva en lo referente al proceso de solicitud y habilitación
4.0	Diciembre 2023	Adaptación de la guía descriptiva a la programación QH
5.0	Diciembre 2024	Adaptación de la guía descriptiva para incluir los servicios de no frecuencia y actualización de los servicios de balance a las plataformas europeas



Índice

1	Exención de responsabilidades	1
2	Objeto.....	1
3	Alcance y ámbito de aplicación.....	1
4	Servicio de restricciones técnicas	1
4.1	Solución de restricciones técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento.....	3
4.2	Solución de restricciones técnicas en tiempo real.....	4
4.3	Información del servicio de restricciones técnicas.....	4
5	¿Cómo ser proveedor del servicio de restricciones técnicas?.....	5
6	Servicios de balance.....	6
6.1	Regulación primaria (FCR)	7
6.2	Regulación secundaria (aFRR).....	8
6.3	Regulación terciaria (mFRR).....	9
6.4	Energía de balance de reserva de sustitución (RR)	10
6.5	Servicio de Respuesta Activa de la Demanda.....	10
7	¿Cómo ser proveedor de los servicios de balance?.....	11
7.1	Requisitos técnicos generales	11
7.2	Habilitación como proveedores en los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución.....	12
7.2.1	Solicitud de habilitación	12
7.3	Habilitación como proveedores en el servicio de regulación secundaria	13
7.3.1	Requisitos técnicos de los BSPs de aFRR	13
7.3.2	Solicitud de habilitación	13
7.4	Habilitación como proveedores en el Servicio de Respuesta Activa de la Demanda.....	14
7.4.1	Solicitud de habilitación para la participación en la subasta SRAD	14
7.4.2	Solicitud de habilitación para la prestación del servicio SRAD.....	14
8	Documentación de referencia	15
9	Consultas y reclamaciones	16
10	Canales de contacto.....	16
11	Glosario.....	16



12 Anexos	17
Anexo I – Remisión de información estructural al OS.....	18
Anexo II – Alta de la telemedida de la instalación.....	21



1 Exención de responsabilidades

El Operador del Sistema publica este documento con el propósito de facilitar la comprensión del proceso que describe. Este documento no tiene ningún valor normativo. Procuramos que la información esté actualizada y sea exacta, si bien el Operador del Sistema declina toda responsabilidad en cuanto a la información contenida en este documento. Dicha información es de carácter general y no alude a circunstancias específicas de clientes concretos y no constituye opiniones profesionales o jurídicas.

El Operador del Sistema declina toda responsabilidad por pérdidas sufridas como consecuencia de decisiones, acciones u omisiones basadas en la información publicada en este documento. En particular, el Operador del Sistema declina toda responsabilidad por pérdidas económicas o perjuicios indirectos, incluidos, sin restricciones, cualquier pérdida comercial o lucro cesante resultantes directa o indirectamente de, o relacionados con, la publicación de este documento por el Operador del Sistema, y el uso que pudiera hacerse de este documento.

Ha de tenerse en cuenta que no se garantiza que la información difundida en esta guía reproduzca de manera exacta textos oficiales. Únicamente se consideran auténticos los textos de la normativa según se publicaron en el Boletín Oficial del Estado.

La última edición actualizada de esta guía está disponible en el área de clientes de la web corporativa www.ree.es.

2 Objeto

La Circular 3/2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema, establece que el mercado mayorista de electricidad se estructura en:

- Mercados a plazo organizados y no organizados,
- Mercado diario y mercado intradiario,
- Mercados de ajuste, entendidos estos como los servicios de no frecuencia, el servicio de solución de restricciones técnicas y los servicios de balance del sistema, necesarios para garantizar un suministro adecuado al consumidor.

Red Eléctrica publica esta guía con el propósito de facilitar la comprensión del proceso a seguir por los participantes del mercado que soliciten convertirse en proveedores de servicios de ajuste.

3 Alcance y ámbito de aplicación

Este documento va dirigido a los participantes en el mercado entendiendo como participante en el mercado a aquella 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.

4 Servicio de restricciones técnicas

El servicio de restricciones técnicas es necesario para que la operación del sistema eléctrico peninsular español se realice en las debidas condiciones de seguridad, garantía y calidad de suministro, de acuerdo con el Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión, de 2 de agosto de 2017, por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (Reglamento SO).

Se trata de un servicio adicional a los servicios de no frecuencia y es un servicio de ajuste cuya finalidad es resolver las restricciones técnicas del sistema.

El servicio de restricciones técnicas está regulado en las *Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español*, aprobadas mediante Resolución de 8 de septiembre de 2022 de la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia (CNMC), y publicada en el Boletín Oficial del Estado con fecha 27 de septiembre de 2022, y se desarrolla en el *procedimiento de operación 3.2*.

Una **restricción técnica** es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema eléctrico que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y en los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del Operador del Sistema, la modificación de los programas de energía.

Las restricciones técnicas se identifican por los siguientes motivos:

- Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras contingencia, definidas en el procedimiento de operación 1.1. por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.
- Insuficiente reserva de potencia para la regulación y el balance del sistema.
- Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.
- Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.
- Incumplimiento de las condiciones de seguridad en la Red de Distribución comunicadas al OS por el gestor de la correspondiente Red de Distribución.

Para la identificación de las restricciones técnicas se realizan análisis de seguridad que abarcan todo el horizonte de programación y el propio día en curso.

Las restricciones técnicas identificadas en la red de transporte son resueltas por el Operador del Sistema, disponiendo para ello de los siguientes medios:

- Modificaciones topológicas con influencia en los flujos de potencia activa y reactiva de la red de transporte.
- Consideración de la predisposición de los sistemas de reducción de carga (automatismos de teledisparo y sistemas de reducción automática de potencia (SRAP)).
- Aplicación de limitaciones por seguridad a los programas de entregas y/o tomas de energía, que podrán dar lugar a modificaciones de los programas de energía (redespachos).

Los gestores de las redes de distribución pueden solicitar al Operador del Sistema la aplicación de limitaciones de programa y/o modificaciones de programa sobre las unidades de programación o unidades físicas concretas, para la solución de las restricciones técnicas identificadas en la red objeto de su gestión.

La solución de restricciones técnicas se realiza tras la publicación del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) y de forma continua durante la operación en tiempo real.

En el servicio de restricciones técnicas, las limitaciones por seguridad y las modificaciones de los programas de energía se establecen teniendo en cuenta las ofertas de restricciones técnicas presentadas por los proveedores de este servicio.

Las ofertas de restricciones técnicas se pueden presentar desde las 12:00 horas y hasta 15 minutos después de la publicación del PDBF. Estas ofertas pueden ser actualizadas de forma continua a partir de la publicación de la asignación de reserva de regulación secundaria, para su utilización en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real. También se pueden disponer de ofertas de restricciones por defecto, para el caso de que no se presente la oferta de restricciones técnicas en el plazo de tiempo establecido.

El detalle del formato de los mensajes de ofertas de restricciones técnicas y ofertas de restricciones técnicas por defecto está disponible en la parte 10 del volumen 1 del [documento de intercambio con el Operador del sistema](https://www.esios.ree.es/es/documentacion) disponible en la web del eSIOS (https://www.esios.ree.es/es/documentacion).

4.1 Solución de restricciones técnicas del Programa Diario Base de Funcionamiento.

El proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF se realiza tras la publicación del PDBF, en el día D-1 para el día D, aplicando a todo el horizonte de programación del día siguiente, y consta de dos fases diferenciadas:

- Fase 1: Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad.

En esta primera fase, el operador del sistema realiza los análisis de seguridad y, establece las limitaciones y modificaciones de programa necesarias para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el programa PDBF.

Las limitaciones establecidas por seguridad se pueden aplicar sobre unidades de programación, de venta o de adquisición de energía, y/o en aquellos casos en los que sea necesario, sobre unidades físicas concretas integradas en una unidad de programación.

Para resolver una restricción técnica, en caso de ser necesario incrementar la energía programada en el PDBF, cuando exista más de una solución técnicamente válida con un grado de fiabilidad equivalente desde el punto de vista de la operación del sistema, el OS efectúa una evaluación económica de las posibles soluciones y elige aquella que represente un menor sobrecoste para el sistema.

En caso de que sea necesario reducir la energía programada en el PDBF para garantizar la seguridad del sistema, dicha reducción se valora al precio marginal del mercado diario, lo que es equivalente a una anulación del programa de energía adquirido en el mercado diario. Así, cualquier reducción del programa diario de energía que sea establecido en el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, no conlleva coste alguno para el sistema.

Cuando haya varias soluciones técnicamente válidas y con el mismo coste, las reducciones de programa se establecerán teniendo en cuenta los criterios de prioridad de despacho establecidos en el procedimiento de operación 3.2, y que recogen lo dispuesto al respecto en el Anexo XV del Real Decreto 413/2014

Los Sistemas de Reducción Automática de Potencia (SRAP) y los automatismos de teledisparo pueden evitar el establecimiento a priori de redespachos de energía a bajar para solucionar restricciones técnicas que sólo son identificadas tras contingencia, siendo por tanto necesario aplicar únicamente redespachos de energía a bajar sobre las instalaciones que disponen de estos sistemas, en el caso de que se produzca de una forma efectiva la contingencia que da lugar a la correspondiente restricción técnica.

La disposición de sistemas de reducción automática de potencia, de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de operación 3.11, requiere de un proceso previo de habilitación que exige a la instalación la superación de las pruebas establecidas a estos efectos, para la validación de la correcta recepción y cumplimiento de las señales de control emitidas por el OS, y la predisposición y activación del sistema de reducción automática de potencia en respuesta a dichas señales de control, por parte del correspondiente centro de control y de las instalaciones que implementen este sistema.

- Fase 2: Reequilibrio de generación y demanda.

En la segunda fase, el operador del sistema realiza las modificaciones de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, respetando en todo caso, las limitaciones por seguridad del sistema establecidas en la fase 1 de este proceso.

Los incrementos y reducciones de energía programados en esta Fase 2 son establecidos de acuerdo con la oferta de restricciones técnicas presentada por los proveedores del servicio de restricciones técnicas, en base al criterio de menor impacto económico posible para el sistema.

Dichos incrementos y reducciones de programa no llevan asociada ninguna limitación por seguridad, por lo que pueden ser modificados en posteriores mercados (mercado intradiario y/o servicios de balance).

Las modificaciones de programa resultantes del proceso diario de solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF se incorporan en el Programa Diario Viable Provisional (PDVP) y son firmes.

4.2 Solución de restricciones técnicas en tiempo real

La solución de restricciones técnicas en tiempo real se realiza de forma continua tras la publicación del PDVP, y consiste en analizar de forma permanente el estado de seguridad real y previsto del sistema a lo largo de todo el horizonte de programación, y detectar las restricciones técnicas que pudieran existir en cada período de programación.

Para resolver las restricciones técnicas identificadas en tiempo real, sólo se incorporan los redespachos de energía en aquellos periodos de programación en los que ya no se puedan realizar modificaciones de programa mediante la participación en el mercado intradiario.

Para el resto de los periodos, se establecen las limitaciones necesarias por razones de seguridad del sistema, ya sean limitaciones aplicables a unidades de programación de venta o de adquisición de energía, o bien, a unidades físicas integradas en una unidad de programación. Las limitaciones establecidas por seguridad en el proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real no son firmes.

Las limitaciones aplicadas por seguridad y, en su caso, los incrementos y las reducciones de los programas de energía que sean necesarios para resolver las restricciones técnicas identificadas son establecidos utilizando siempre las ofertas de restricciones técnicas que estén disponibles en el momento de establecer las limitaciones, y siguiendo el criterio de menor sobrecoste para el sistema. Cuando es necesario reducir la energía programada y existen varias soluciones con un mismo sobrecoste para el sistema, se tienen en cuenta los criterios de prioridad de despacho establecidos en el procedimiento de operación 3.2, de acuerdo con el Anexo XV del Real Decreto 413/2014. Las reducciones de producción también pueden ser evitadas, cuando sean necesarias para resolver una restricción técnica ante la ocurrencia de una contingencia, mediante la disposición de sistemas de reducción automática de potencia y de mecanismos de teledisparo.

Las modificaciones de los programas necesarias para la solución de las restricciones técnicas en tiempo real se incorporan en el Programa Operativo (P48).

4.3 Información del servicio de restricciones técnicas

Los casos PSS/E de estudio utilizados para la solución de las restricciones técnicas del PDBF son publicados por el Operador del Sistema en la Web de Participantes del eSIOS, dentro de la sección de “*Seguridad del diario*”.

La información asociada a las limitaciones establecidas por seguridad en la fase 1 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, -contingencia identificada y elemento de red afectado-, se incorpora en el Informe Diario de Restricciones Técnicas del PDBF, que está disponible en la Web de Participantes del eSIOS, en la sección de Análisis y Resultados. En este informe se incluyen también las solicitudes de limitaciones enviadas por los gestores de la red de distribución para la solución de restricciones técnicas identificadas en la red objeto de su gestión.

Transcurridos 90 días respecto al día de programación, el Operador del Sistema facilita los resultados de la energía programada por unidad de programación en el proceso de la solución de restricciones técnicas del PDBF y durante la operación en tiempo real, incluyendo los precios de asignación y las limitaciones establecidas por seguridad. Se incluye, además, la etiqueta explicativa de la causa que ha motivado la modificación del programa de producción y la aplicación de limitaciones por seguridad (Sobrecarga en Base (SCB), Sobrecarga ante Contingencia (SCA), Subtensiones (SUT), etc.). Esta información está disponible en la Web del eSIOS.

Los aspectos más técnicos sobre el funcionamiento del servicio de restricciones técnicas y su liquidación, todo ello de conformidad con lo establecido en las *Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español*, se encuentran recogidos en los

correspondientes Procedimientos de Operación del sistema peninsular español (PPOO). Los PPOO se encuentran disponibles en la página www.ree.es, en el apartado Conócenos > Marco regulatorio > Procedimientos de operación.

5 ¿Cómo ser proveedor del servicio de restricciones técnicas?

Todas las instalaciones o conjunto de instalaciones de producción, de generación asociada a autoconsumo, de demanda asociadas a una localización eléctrica específica y de almacenamiento del sistema eléctrico peninsular español, deberán participar de forma obligatoria en el servicio de restricciones técnicas, para garantizar la seguridad del sistema eléctrico.

De forma concreta, en la fase 1 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real, participarán las unidades de programación formadas por unidades físicas con localización eléctrica específica correspondientes a instalaciones de producción, de generación asociada a autoconsumo, de demanda y de almacenamiento.

Las unidades de programación y unidades físicas con localización eléctrica específica ya sean de generación, demanda o almacenamiento deberán estar constituidas de acuerdo con lo establecido en el anexo II del procedimiento de operación 3.1.

En la fase 2 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, participarán las unidades de programación correspondientes a instalaciones de producción y de generación asociada a autoconsumo, y unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo, almacenamiento y demanda con localización eléctrica específica, que cumplan al menos una de las siguientes condiciones:

1. Haber superado las pruebas de habilitación para la participación en los servicios de balance de regulación terciaria (mFRR) y de provisión de energía procedente de reservas de sustitución (RR).
2. Estar habilitada para participar en la fase 2 del proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF con una fecha anterior al 28 de octubre de 2022, al ser ésta la fecha de entrada en vigor de las Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español aprobadas mediante Resolución de la CNMC.

La participación en el servicio de restricciones técnicas requiere la presentación de la correspondiente oferta para el proceso de solución de restricciones técnicas, en el periodo de tiempo y forma indicada previamente, y teniendo en cuenta las siguientes particularidades:

- Las unidades de venta de energía están obligadas a presentar una oferta de restricciones técnicas para reducir el total de energía programada. Además, las unidades de venta de energía correspondientes a:
 - Instalaciones de generación convencional (grupo térmico, ciclo combinado, etc.) están obligadas a ofertar en restricciones técnicas el incremento de su programa de venta de energía hasta su potencia máxima disponible.
 - Instalaciones de generación renovables deberán ofertar el incremento de energía de acuerdo con el recurso de fuente de energía primaria, por lo que dicha oferta es potestativa, y sólo se podrá programar como máximo hasta el valor ofertado.
 - Instalaciones de turbinación de bombeo y de almacenamiento deberán ofertar en restricciones técnicas el incremento de su programa de venta de energía en función de su recurso almacenado, por lo que dicha oferta es potestativa, y sólo se podrá programar como máximo hasta el valor ofertado.
- Las unidades de adquisición de energía correspondientes a:
 - Instalaciones de consumo de bombeo y de almacenamiento están obligadas a presentar una oferta de restricciones técnicas para reducir el total del consumo programado. El incremento del programa de consumo se deberá ofertar en función del recurso almacenado, no siendo por tanto obligatoria dicha oferta.

- Instalaciones de demanda con localización eléctrica específica participarán en restricciones técnicas de acuerdo con su previsión de consumo, por lo que dicha oferta es potestativa (tanto a subir como a bajar) y, sólo podrán ser programadas cuando presenten una oferta, y como máximo, por los valores de energía a subir o a bajar incorporados en la misma.

Todas las unidades físicas integradas en unidades de programación proveedoras del servicio de restricciones técnicas deberán disponer de telemidas asociadas, según se establece en las metodologías que desarrollan los artículos 40.5 y 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485, y se detalla en los procedimientos de operación de aplicación a estos efectos.

Cualquier duda o incidencia respecto a la participación en el servicio de restricciones técnicas de unidades de programación o de unidades físicas podrá consultarse a través del apartado “*Contacta con nosotros*” del Portal de Servicios a Clientes.

6 Servicios de balance

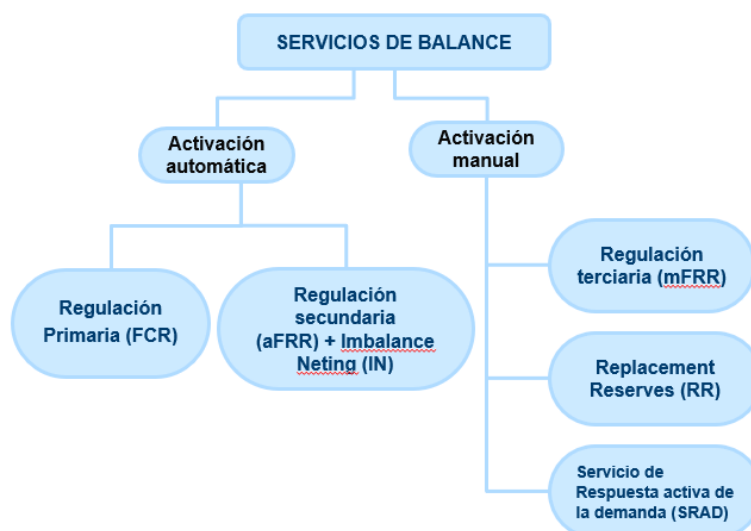
El “**balance del sistema**”, según el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico (Reglamento EB), comprende:

- Todas las acciones y procesos, en todos los horizontes temporales, mediante los cuales los GRT¹ aseguran, de forma ininterrumpida, el mantenimiento de la frecuencia del sistema dentro de un rango de estabilidad predefinido que figura en el artículo 127 del Reglamento (UE) 2017/1485 (Reglamento SO),
- Así como la conformidad con la cantidad de reservas necesarias respecto a la calidad requerida, que figura en la parte IV, títulos V, VI y VII de este mismo Reglamento SO.

Los servicios de balance estándar europeos son:

- Regulación primaria (FCR), respuesta automática.
- Regulación secundaria (aFRR), proceso automático y tiempo de activación de 5 min.
- Regulación terciaria (mFRR), proceso manual, con tiempo de activación de 12,5 min.
- Activación de energía de balance procedente de reservas de sustitución (RR), proceso manual, con tiempo de activación de 30 min.

Adicionalmente, el sistema eléctrico peninsular español dispone de un producto específico de balance asimilable a mFRR (manual y con tiempo de activación de 15 min) llamado Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD).



¹ GRT: Gestor de la red de transporte y operador del sistema.

Conforme a lo establecido en el Reglamento EB, y al objeto de contribuir al desarrollo del mercado interior de la electricidad en Europa, la asignación de energía de los mercados de balance, anteriormente circunscrita al ámbito nacional, ha pasado progresivamente a realizarse a nivel europeo mediante plataformas europeas de asignación de energías de balance para los productos de balance de regulación secundaria (aFRR), de regulación terciaria (mFRR) y de reservas de sustitución (RR)²:

- PICASSO: plataforma europea para la gestión de energía aFRR. Como paso previo a la conexión a la plataforma PICASSO, en octubre de 2020, el sistema eléctrico peninsular español se conectó a la plataforma europea de compensación de desequilibrios IGCC, plataforma que tiene como objetivo compensar las necesidades de energía de regulación secundaria (aFRR) en tiempo real, minimizando las necesidades de activación en el conjunto de los bloques de control del sistema interconectado europeo, y mejorando la disponibilidad de reservas de regulación secundaria.
- MARI: plataforma europea para la gestión de energía mFRR. El sistema eléctrico peninsular español se encuentra conectado a la plataforma europea de mFRR desde diciembre de 2024.
- TERRE: plataforma europea para la gestión de energía de tipo RR. El sistema eléctrico peninsular español se encuentra conectado a la plataforma europea de RR desde marzo de 2020.

En los Implementation Frameworks (IF) de las plataformas europeas de balance quedan establecidas las reglas de funcionamiento y asignación de los servicios de balance a nivel europeo. Los IF de las plataformas europeas de balance se encuentran disponibles en el siguiente [link](#).

Asimismo, y de acuerdo con lo previsto en el artículo 18 del Reglamento EB, las Condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico español establecen:

- Los aspectos identificados en el Reglamento EB que deben quedar regulados en ámbito nacional sobre el funcionamiento y participación en los servicios de balance (como pueden ser el proceso de habilitación de las unidades de programación para la participación en los servicios de balance o la liquidación a los proveedores de estos servicios de balance, o la posibilidad en el sistema eléctrico peninsular español de establecer productos específicos de balance como el SRAD).
- Los principios generales de funcionamiento de los servicios de balance.

Las Condiciones relativas al balance se encuentran disponibles en el siguiente [link](#).

Las reglas y los aspectos más técnicos sobre el funcionamiento de los servicios de balance y su liquidación, todo ello de conformidad con lo establecido en las Condiciones relativas al balance, se encuentran recogidos en los correspondientes Procedimientos de Operación del sistema peninsular español (PPOO). Los PPOO se encuentran disponibles en la página www.ree.es, en el apartado Conócenos > Marco regulatorio > Procedimientos de operación.

6.1 Regulación primaria (FCR)

La **regulación primaria** en el sistema peninsular español es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido aportado por los generadores acoplados, y tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre producción y consumo. Se aporta mediante la variación de potencia de los generadores de forma inmediata y autónoma por actuación de los reguladores de velocidad de las turbinas como respuesta a las variaciones de frecuencia.

La regulación primaria de los grupos generadores deberá permitir establecer un estatismo en su regulador de manera que puedan variar su carga en un 1,5% de la potencia nominal. La variación de potencia resultante deberá realizarse en 15 segundos ante perturbaciones que provoquen desvíos de frecuencia inferiores a 100 mHz, y linealmente entre 15 y 30 segundos para desvíos de frecuencia entre 100 y 200 mHz.

² El Reglamento EB no establece la obligación de implementar una plataforma europea de intercambio de energía de regulación primaria.

6.2 Regulación secundaria (aFRR)

La **regulación secundaria** se corresponde con el producto estándar europeo de activación automática para la recuperación de la frecuencia (aFRR, por sus siglas en inglés). Es un servicio de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo de forma automática los desvíos respecto al programa de intercambio previsto del bloque de control y las desviaciones de la frecuencia del sistema. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos.

El servicio de regulación secundaria está formado por un mercado de capacidad de balance o reserva aFRR local y un mercado de energía aFRR, cuya activación se realizará a través de la plataforma europea PICASSO.

La provisión del servicio se realiza a través del proveedor del servicio de regulación secundaria (BSP de aFRR), que es una agrupación formada por una o varias unidades de programación que han superado el correspondiente proceso de habilitación conforme a lo establecido en las Condiciones relativas al balance, acreditando su capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio. Los proveedores del servicio de regulación secundaria disponen de capacidad de regular en respuesta a las órdenes de un AGC cumpliendo con los requisitos establecidos y permitiendo su evaluación desde un sistema de control de energía en tiempo real.

Mercado de capacidad de balance o reserva aFRR

Cada día, el OS determinará y comunicará a los participantes las necesidades de reserva de regulación secundaria a subir y a bajar requeridas en el sistema eléctrico peninsular español para cada período de programación cuartohorario del día siguiente.

Los proveedores del servicio de regulación secundaria podrán enviar sus ofertas para la asignación de reserva de aFRR antes de las 16h de D-1³. Estas ofertas serán asignadas a nivel de BSP de aFRR de manera independiente a subir y a bajar, y para cada periodo cuartohorario, de forma que representen un menor coste total para el sistema y respetando las limitaciones de programa establecidas por seguridad en el proceso de solución de restricciones del PDBF. Como resultado, se establecerá un precio marginal de reserva de regulación secundaria para cada periodo cuartohorario al que se retribuirá este mercado.

El detalle del formato de los ficheros de ofertas de reserva aFRR está disponible en la parte 10 del volumen 1 del [documento de intercambio con el Operador del sistema](#) disponible en la web de participantes del mercado.

Mercado de energía de balance aFRR

Concluido el mercado de reserva de regulación secundaria, los proveedores que hayan sido asignados en este en uno o varios períodos cuartohorarios de programación del día siguiente deberán presentar la oferta de energía de regulación secundaria válida, a subir y/o a bajar, correspondiente a dicha asignación de reserva en los periodos asignados. Adicionalmente, los proveedores del servicio pueden presentar ofertas voluntarias, superando los volúmenes de las ofertas de reserva asignadas.

El período para la actualización de las ofertas de regulación secundaria correspondientes a cada período de programación cuartohorario finalizará 25 minutos antes del inicio del horizonte de programación.

Las ofertas de energía de regulación secundaria se consideran completamente divisibles, y sin ligaduras entre períodos de programación. El detalle del formato de los ficheros de ofertas de energía aFRR está disponible en la parte 10 del volumen 1 del [documento de intercambio con el Operador del sistema](#) disponible en la web de participantes del mercado.

El regulador maestro local determinará automáticamente las necesidades de regulación secundaria del sistema eléctrico español, incorporando las dos señales correctoras de la plataforma IGCC y de la plataforma

³ En todo caso, hasta 75 minutos tras la publicación del PDVP.

PICASSO⁴, respetando los límites de la capacidad de intercambio disponible en las interconexiones internacionales. Posteriormente irá asignando los bloques de oferta desde el más competitivo hasta el menos competitivo hasta alcanzar el valor de la necesidad de activación de energía de regulación secundaria.

- El proceso de compensación de desequilibrios entre bloques de control frecuencia-potencia en IGCC permite la compensación de las necesidades de energía aFRR del bloque de control correspondiente al sistema eléctrico peninsular español, con las necesidades opuestas del resto de los bloques de control frecuencia-potencia europeos participantes en el proceso.
- El proceso europeo de activación de energía aFRR llevado a cabo en PICASSO permite tanto el neteo implícito de necesidades de aFRR de distinto signo como la activación de las ofertas de energía aFRR más competitivas a nivel europeo que satisfacen dichas necesidades.

Conforme al modelo de gestión del balance TSO-TSO, las ofertas del producto aFRR recibidas y validadas por el operador del sistema de los participantes habilitados como proveedores del servicio serán puestas a disposición de la plataforma aFRR, de manera anonimizada, para su activación. Como resultado, la plataforma realiza una optimización a nivel europeo, determinando tanto activaciones a nivel local, como intercambios de energía a través de las interconexiones internacionales.

La energía aFRR aceptada se remunera a través de la aplicación de precios marginales calculados en cada ciclo de control.

6.3 Regulación terciaria (mFRR)

La **energía de regulación terciaria** se corresponde con el producto estándar europeo de reserva manual para la recuperación de la frecuencia (mFRR, por sus siglas en inglés). Es un servicio de balance de activación de reservas de potencia activa que tiene por objeto mantener la frecuencia y el equilibrio generación-demanda del sistema y permite la restitución del uso de reserva automática de regulación secundaria.

Este servicio, de activación manual en un tiempo máximo de 12,5 minutos, es gestionado mediante la plataforma europea MARI, dando así cumplimiento a los requerimientos recogidos en el artículo 20 del Reglamento EB.

Los proveedores del servicio de regulación terciaria son las unidades de programación que han superado el correspondiente proceso de habilitación conforme a lo establecido en las Condiciones relativas al balance, acreditando su capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio.

Los participantes del mercado proveedores del servicio podrán enviar ofertas de regulación terciaria de tipo directo o programado hasta 25 min antes del correspondiente periodo cuarto horario. Las ofertas de tipo directo podrán ser asignadas mediante activaciones programadas o directas, mientras que las ofertas de tipo programado quedarán restringidas únicamente a las activaciones programadas.

Atendiendo a criterios de divisibilidad, las ofertas podrán ser de tipo completamente divisible, divisible e indivisible. Además, podrán presentar características complejas (exclusividad, multiparte). Asimismo, existe la posibilidad de establecer condiciones ligadas entre periodos cuarto-horarios al objeto de impedir que una misma oferta se active dos veces (enlace técnico) o de condicionar la disponibilidad de una oferta para su activación dependiendo del resultado de los dos periodos cuarto-horarios anteriores (enlace condicional).

El detalle del formato de los ficheros de ofertas de energía mFRR está disponible en la parte 10 del volumen 1 del [documento de intercambio con el Operador del sistema](#) disponible en la web de participantes del mercado.

El producto de mFRR tendrá resolución cuarto-horaria con una duración mínima y máxima del periodo de entrega comprendida entre los 5 y los 30 minutos.

Conforme al modelo de gestión del balance TSO-TSO, las ofertas del producto mFRR recibidas y validadas por el operador del sistema de los participantes habilitados como proveedores del servicio serán puestas a

⁴ Dando cumplimiento a los requerimientos recogidos en el artículo 22 del Reglamento EB para el caso de la plataforma IGCC y en el artículo 21 del Reglamento EB para el caso de la plataforma PICASSO.

disposición de la plataforma mFRR, de manera anonimizada, para su activación. Adicionalmente, el OS incluirá la información de la capacidad de intercambio disponible en las interconexiones y las necesidades de balance del sistema que requieren la activación de energía mFRR. Como resultado, la plataforma realiza una optimización a nivel europeo, determinando tanto activaciones a nivel local, como intercambios de energía a través de las interconexiones internacionales.

La energía de regulación terciaria se retribuye a precio marginal. Como resultado del proceso de activación programada se obtendrá un precio marginal para cada periodo de programación cuarto-horario. Las asignaciones directas aplican a dos periodos de programación cuarto-horarios, por lo que existirán dos precios marginales correspondientes a cada uno de los periodos de programación cuarto-horario y para cada sentido subir/bajar.

6.4 Energía de balance de reserva de sustitución (RR)

La activación de energía de balance de tipo RR es un servicio de balance de activación de reservas de potencia activa que tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran identificarse con posterioridad al cierre del mercado intradiario y restablecer o mantener el nivel de energías de recuperación de la frecuencia con activación manual y automática (energías de regulación secundaria y terciaria) requerido al objeto de prepararse para desequilibrios adicionales del sistema.

Este servicio, de activación manual en un tiempo igual o inferior a 30 minutos, es gestionado mediante la plataforma europea TERRE, dando así cumplimiento a los requerimientos recogidos en el artículo 19 del Reglamento EB.

Los proveedores del servicio de energía de balance de tipo RR son las unidades de programación que han superado el correspondiente proceso de habilitación conforme a lo establecido en las Condiciones relativas al balance, acreditando su capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio.

Los participantes del mercado proveedores del servicio podrán enviar ofertas de RR hasta 60 min antes del correspondiente periodo cuarto horario. Las ofertas del producto RR podrán ser simples (completamente divisibles, divisibles o indivisibles) o bien presentar características complejas (exclusividad, multiparte, vinculadas en tiempo).

El detalle del formato de los ficheros de ofertas de energía RR está disponible en la parte 10 del volumen 1 del [documento de intercambio con el Operador del sistema](#) disponible en la web de participantes del mercado.

Conforme al modelo de gestión del balance TSO-TSO, los proveedores del servicio envían sus ofertas de RR al operador del sistema eléctrico español, quien, tras un proceso de validación para garantizar que sólo se envían aquellas ofertas compatibles con la seguridad del sistema eléctrico español, las redirige de manera anonimizada a la plataforma europea TERRE, junto con la información de la capacidad disponible en las interconexiones y las necesidades de balance del sistema que requieren la activación de energía de tipo RR. Como resultado, la plataforma realiza una optimización a nivel europeo, determinando tanto activaciones a nivel local, como intercambios de energía a través de las interconexiones internacionales.

La energía de tipo RR se retribuye al precio marginal establecido en la plataforma europea TERRE.

6.5 Servicio de Respuesta Activa de la Demanda

El SRAD es un producto específico de balance de conformidad con lo recogido en el Reglamento EB. Este servicio busca dotar al sistema eléctrico español de reserva a subir por parte de las [instalaciones de demanda](#) para garantizar los niveles de reserva necesarios en el sistema establecidos en los procedimientos de operación, en situaciones en las que se identifique una insuficiencia de reserva de regulación terciaria a subir mediante los recursos habituales disponibles en el sistema.

Se define como la variación de potencia activa a subir que puede realizar una unidad de programación en un tiempo inferior o igual a quince minutos desde que es requerida su activación y que puede ser mantenida durante tres horas consecutivas al día. El producto SRAD con un FAT de 15 minutos se asemeja al producto

estándar mFRR, sin embargo, tiene un periodo de entrega muy superior para facilitar la participación de la demanda.

La contratación del producto de respuesta activa de la demanda (MW) es realizada con carácter anual mediante un mecanismo de subasta. La activación del servicio seguirá un sistema de turnos rotatorios, no precisando el envío específico de ofertas, y pudiendo ser activadas un máximo de una vez al día.

El servicio se provee por unidad de programación a través de participantes en el mercado comercializadores o consumidores directos. Cada instalación de demanda (unidad física) que integre la unidad de programación debe acreditar individualmente una capacidad de oferta mayor o igual a 1 MW en los periodos de prestación del servicio.

En cuanto a la liquidación del servicio, la potencia asignada en la subasta será valorada al precio marginal resultante mientras que la energía activada en el servicio será valorada al máximo precio marginal de la asignación programada y directa de regulación terciaria a subir de cada periodo de programación cuartohorario en el que se realiza la activación del servicio SRAD.

7 ¿Cómo ser proveedor de los servicios de balance?

Todos los participantes del mercado con unidades de programación de generación, demanda o almacenamiento con capacidad mínima de oferta igual a 1 MW pueden ser proveedores de servicios de balance (Balancing Service Providers, BSPs, por sus siglas en inglés).

Para ello, deberán disponer, para cada servicio de balance, de la correspondiente habilitación por parte del OS.

Las unidades de programación que soliciten ser proveedoras de los servicios de balance podrán estar formadas por una o varias unidades físicas, que a su vez podrán estar constituidas por una instalación o por un conjunto de estas, conforme a lo previsto en el Anexo II del procedimiento de operación PO. 3.1.

Cualquier duda o incidencia respecto al proceso de habilitación de unidades de programación podrá consultarse a través del apartado “Contacta con nosotros” del Portal de Servicios a Clientes.

7.1 Requisitos técnicos generales

Las unidades de programación deberán cumplir los siguientes requisitos técnicos generales para ser proveedoras de los servicios de balance de regulación secundaria (aFRR), regulación terciaria (mFRR) o provisión de reservas de sustitución (RR), conforme a las Condiciones relativas al balance:

- Capacidad mínima de **oferta de 1 MW**⁵.
- Cumplimiento de los **requisitos de intercambio de información** con el operador del sistema⁶:
 - Información estructural de las instalaciones que integran la unidad de programación.
 - Todas las instalaciones que integran la unidad de programación intercambian información en tiempo real con el OS a través de un centro de control de generación y demanda acreditado por el operador del sistema conforme a los criterios establecidos en el procedimiento de operación 9.2. En el caso de instalaciones proveedoras del servicio de regulación secundaria, dicho centro de control deberá ser además el responsable del BSP de aFRR.

Los requisitos sobre el intercambio de datos y comunicación se encuentran establecidos en las especificaciones para la implementación nacional de la metodología prevista en los artículos 40.5 y 40.6 del Reglamento (UE) 2017/1485 y en los procedimientos de operación PO 9.0, PO 9.1, PO 9.2 y PO 9.3.

⁵ En el caso de regulación secundaria, esta capacidad mínima de oferta será de aplicación a las unidades de programación pertenecientes al BSP de aFRR. En el caso del servicio de respuesta activa de la demanda, cada instalación de demanda (identificada por sus CUPS y organizada en una unidad física) que integre la unidad de programación deberá acreditar individualmente una capacidad de oferta mayor o igual a 1 MW.

⁶ En los Anexos I y II del presente documento se detalla el proceso que deben seguir las instalaciones para realizar el envío de información estructural al OS y llevar a cabo el alta de su telemida.

- En el caso de integrar instalaciones de renovables, cogeneración y residuos, éstas deberán haber superado las **pruebas de control de producción** a las que hace referencia el Real Decreto 413/2014 y que se recogen en el apartado 4 del procedimiento de operación 3.8.
- Las unidades físicas que la conforman deberán haber **superado las pruebas** específicas para la participación en el correspondiente servicio de balance, o bien haberse integrado en una unidad de programación ya proveedora del servicio, siempre y cuando se cumplan las condiciones para la no repetición de pruebas. Tanto las pruebas como los requisitos que determinan la obligatoriedad de repetición de las mismas se recogen en el PO 3.8.

7.2 Habilitación como proveedores en los servicios de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución

7.2.1 Solicitud de habilitación

Una vez el participante del mercado haya dado de alta la unidad física y unidad de programación con la que solicitará prestar el servicio de regulación terciaria y provisión de reservas de sustitución, podrá proceder a la habilitación de dichas unidades conforme a lo indicado a continuación.

Unidades de generación y unidades de almacenamiento

1. Previo envío de la solicitud de realización de pruebas, el participante del mercado responsable de la unidad de programación deberá asegurarse de que las instalaciones que constituyen la unidad de programación cumplen los requisitos de intercambio de información estructural y en tiempo real establecidos en la normativa en vigor.
2. El centro de control de generación y demanda deberá comunicar al buzón habilitacion_serviciosdeajuste@ree.es el cambio que el participante del mercado desea realizar sobre dicha unidad de programación:
 - En caso de tratarse de una modificación de las unidades físicas que constituyen la unidad de programación (incremento de la potencia habilitada, incorporación de una nueva UF en la UP...), el OS valorará si es necesaria la repetición de pruebas conforme a los criterios establecidos en el PO. 3.8. Si no lo fuera, el OS hará efectivo el cambio y se lo comunicará al correspondiente CCGD. En caso contrario, se deberá proceder conforme a lo indicado en el siguiente punto.
 - En caso de ser necesaria la realización de pruebas por parte de una o varias unidades físicas de la unidad de programación, el CCGD deberá realizar la correspondiente solicitud de realización de pruebas a través del buzón habilitacion_serviciosdeajuste@ree.es. El OS se pondrá en contacto con el CCGD para acordar la fecha de realización de las pruebas.

Si la unidad o unidades físicas superan las pruebas, el OS se lo comunicará al CCGD para hacer efectiva la habilitación de dichas unidades en la fecha establecida.

Unidades de demanda

El participante del mercado responsable de la unidad de programación en el proceso de programación deberá presentar la correspondiente solicitud mediante la aplicación del operador del sistema GDE (Gestión de Datos Estructurales), indicando el cambio previsto (alta de una UP, integración de nuevas UFs en una UP ya existente...).

1. En caso de que la solicitud anterior no requiera ningún trámite adicional (por ejemplo, ante el incremento de la potencia habilitada de la unidad de programación que no implique la necesaria repetición de pruebas), el OS, mediante comunicación expresa desde la aplicación GDE, comunicará la fecha desde la cual el cambio solicitado será efectivo.
2. Si el cambio solicitado requiere la realización de pruebas por parte de una o varias unidades físicas que componen la unidad de programación, el CCGD deberá ponerse en contacto con el OS para solicitar la realización de las correspondientes pruebas a través del buzón de habilitacion_serviciosdeajuste@ree.es.

7.3 Habilitación como proveedores en el servicio de regulación secundaria

7.3.1 Requisitos técnicos de los BSPs de aFRR

Conforme a las Condiciones relativas al balance, los BSPs de aFRR deberán cumplir los siguientes requisitos técnicos:

- **Tamaño mínimo** de 100 MW habilitados para la participación en el mercado de regulación secundaria, teniendo en cuenta la suma de reserva habilitada a subir y a bajar.
- Cada proveedor del servicio de regulación secundaria tendrá una o más unidades de programación, estando todas ellas habilitadas para la prestación del servicio de regulación secundaria. Las unidades de programación integradas en un proveedor del servicio de regulación secundaria deberán estar bajo su titularidad o su representación, o bien bajo la titularidad o la representación de participantes en el mercado pertenecientes a sociedades del mismo grupo empresarial que dicho proveedor.

7.3.2 Solicitud de habilitación

Una vez el participante del mercado haya dado de alta la unidad física y unidad de programación con la que solicitará prestar el servicio de regulación secundaria, podrá proceder a la habilitación de dichas unidades conforme a lo indicado a continuación.

Unidades de generación y unidades de demanda

El proceso relativo a la solicitud de habilitación en el servicio de regulación secundaria por parte de unidades de generación y de las unidades de demanda será exactamente el mismo.

1. El participante del mercado responsable de la unidad de programación deberá asegurarse de que las instalaciones o unidades físicas que constituyen la unidad de programación cumplen los requisitos de intercambio de información estructural y en tiempo real establecidos en la normativa en vigor. De no ser así, deberá ponerse en contacto con el CCGD asociado a la instalación o instalaciones correspondientes para que realicen las gestiones necesarias para dar cumplimiento a este requisito.
2. El CCGD deberá comunicar al buzón habilitacion_serviciosdeajuste@ree.es el cambio que el participante de mercado desea realizar sobre dicha unidad de programación.
 - En caso de tratarse de una modificación de las unidades físicas que constituyen la unidad de programación (incremento de la potencia habilitada, incorporación de una nueva UF en la UP...), el OS valorará si es necesaria la repetición de pruebas conforme a los criterios establecidos en el PO. 3.8. Si no lo fuera, el OS se lo comunicará al correspondiente CCGD. El participante del mercado deberá contactar con el Departamento de Mercados de Operación a través del Portal de Servicios a Clientes para acordar una fecha en la que hacer efectivo el cambio. En caso de ser necesaria la repetición de pruebas, se deberá proceder conforme a lo indicado en el siguiente punto.

En cualquier caso, todos los cambios que afecten a las unidades físicas deberán comunicarse al CCGD asociado para que realice las modificaciones pertinentes sobre las telemidas, si fuera necesario.

- En caso de ser necesaria la realización de pruebas por parte de una o varias unidades físicas de la unidad de programación, el CCGD deberá realizar la correspondiente solicitud de realización de pruebas a través del buzón habilitacion_serviciosdeajuste@ree.es. El OS, una vez verifique el cumplimiento de los preceptivos requisitos, se pondrá en contacto con dicho CCGD para acordar la fecha de realización de las pruebas.

Si la unidad o unidades físicas superan las pruebas, el OS se lo comunicará al CCGD. El participante del mercado deberá contactar con el Departamento de Mercados de Operación a través del Portal de Servicios a Clientes para acordar una fecha en la que hacer efectiva la habilitación de la unidad o unidades físicas.

En todo este proceso, el CCGD y el participante de mercado serán responsables de establecer entre ellos la comunicación necesaria para coordinar las acciones asociadas al proceso de habilitación de la unidad o unidades físicas.

7.4 Habilitación como proveedores en el Servicio de Respuesta Activa de la Demanda

7.4.1 Solicitud de habilitación para la participación en la subasta SRAD

La solicitud de alta por parte de cada comercializador o consumidor cualificado, o su representante, para participar en la subasta del servicio de respuesta activa de la demanda se realizará mediante correo electrónico enviado a la dirección infoestructural@ree.es.

A esta dirección de correo electrónico se deberá dirigir adjunto el archivo Excel [facilitado por el OS](#) a través de este enlace debidamente cumplimentado.

Entre la información solicitada, se incluyen los datos de contacto del participante en el mercado (comercializador, consumidor directo, o su representante), el código de la unidad con la que se participará en la subasta¹, y la relación de instalaciones con las que se acudirá a la subasta identificadas por su CUPS, así como la información estructural de cada una de ellas según se recoge en el apartado 5.1 del procedimiento de operación 7.5.

La información que se requiere a los comercializadores y consumidores directos son CUPS con 22 caracteres. Los códigos de CUPS son enviados por los Encargados de Lectura a SIMEL, quien publica dicha información en los ficheros CUPSDATOS. En el caso particular para el cual el CUPS informado por SIMEL dispone de solamente 20 caracteres, circunstancia anómala, contacten con el OS para su correcto registro.

Mediante el envío de este archivo, el participante en la subasta está acreditando la capacidad individual de oferta mayor o igual a 1 MW de cada uno de los CUPS que incluya en dicho fichero en los periodos de prestación del servicio. La información relativa al consumo mínimo esperado en el periodo de prestación del servicio no ha de corresponderse necesariamente con la menor de las potencias contratadas en distintos periodos, sino con la menor potencia a consumir esperable en el periodo de prestación y que supondrá el límite práctico de potencia a ofertar en el proceso de subasta.

Una vez presentada la información solicitada mediante el correo electrónico antes indicado, se enviará por parte del operador del sistema un correo electrónico de respuesta indicando la confirmación del alta de la unidad para la participación en la subasta, o, en su caso, las subsanaciones que sea necesario realizar para corregir la solicitud.

En el caso de recibir la confirmación, el operador del sistema creará las unidades para la participación en la subasta de cada participante con la potencia máxima habilitada para la provisión del servicio.

7.4.2 Solicitud de habilitación para la prestación del servicio SRAD

Tras la publicación de los resultados definitivos, los adjudicatarios de la subasta que no cuenten en el periodo actual de prestación con una unidad de programación deberán dar de alta la correspondiente unidad de programación cuya denominación previamente habían indicado. Para ello, se deberá seguir el siguiente proceso para el alta definitiva:

- a) Solicitar el alta de un código EIC de tipo W (recursos) con función Unidad de Programación y tantos EIC de tipo W con función Unidad Física como CUPS quieran incluirse en la UP asignada. Ambas gestiones deberán realizarse en el [Portal de Servicios a Clientes](#) (servicio Oficina EIC).
- b) Creación de una UP específica para la participación en el servicio a través de una solicitud a realizar en la [web de gestión de datos estructurales de mercado](#) (acceso con Microsoft Edge). Esta unidad de programación deberá contener, en parte o en su totalidad, la relación de las instalaciones (CUPS) informadas en el alta como proveedores del servicio y tener el mismo código que se indicó en el proceso de envío de información estructural.

Para su creación, deberá indicarse el tipo de adquisición “Consumidores directos balance” o “Comercializadores balance” y marcar el combo “Habilitada en SRAD” como “S”. Adicionalmente, para cada una de las instalaciones de demanda (CUPS) que integran esta unidad deberá crearse una unidad física, debiendo agruparse en la misma UP todas las UF del mismo tipo de adquisición. La relación UF con su respectivo CUPS se realizará mediante la carga del fichero de CUPS, en el que se indicarán:

- En la pestaña Información UF: Código UF, EIC (UF) (código EIC de la UF), UF Agregadora (con valor "NO"), Variación de Pot. Habilitada en RR (MW) (con valor 1), Variación de Pot. Habilitada en Terciaria (MW) (con valor 1), Variación de potencia (MW) (con valor 1), Variación de Energía para garantías (MWh) (con valor 1).
- En la pestaña Información CUPS: EIC (UF) (código EIC de la UF), CUPS.

8 Documentación de referencia

Complementan a este documento la siguiente normativa:

- 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
- 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
- Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español.
- Procedimiento de operación 1.1 Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico
- Procedimiento de operación 3.1 Proceso de programación
- Procedimiento de operación 3.2 Restricciones técnicas
- Procedimiento de operación 3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR)
- Procedimiento de operación 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema
- Procedimiento de operación 3.11 Sistema de reducción automática de potencia de las instalaciones de producción e instalaciones de bombeo.
- Procedimiento de operación 7.2 Regulación secundaria
- Procedimiento de operación 7.3 Regulación terciaria
- Procedimiento de operación 7.5 Servicio de respuesta activa de la demanda
- Procedimiento de operación 9.0 Información intercambiada por el operador del sistema
- Procedimiento de operación 9.2 Intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema
- Procedimiento de operación 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema
- Procedimiento de operación 14.2 Admisión de sujetos en el mercado y datos necesarios durante su participación
- Procedimiento de operación 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema
- 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 (UE) 2017/1485 de 2 de agosto de 2017 por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad
- Implementation framework for the exchange of balancing energy from Replacement Reserves (RR)

- Implementation framework for the European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with manual activation (mFRR)
- Implementation framework for the European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation (aFRR)
- Implementation framework for a European platform for the imbalance netting process (IN)
- Methodology for pricing balancing energy and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process
- Methodology for imbalance settlement harmonisation
- Documento Intercambio de información con el Operador del Sistema

9 Consultas y reclamaciones

Cualquier duda o consulta relacionada con este procedimiento puede realizarse a través de la sección 'Contacta con nosotros' del Portal de Servicios a Clientes.

El Portal de Servicios a Clientes es un punto único de acceso que centraliza las gestiones necesarias en relación con los servicios que Red Eléctrica, como operador del sistema, tiene asignados. El registro en el Portal se puede efectuar en el siguiente enlace: <https://portalclientes.ree.es/#/home>.

10 Canales de contacto

Direcciones de correo electrónico de contacto

Asunto	Correo electrónico/URL
Habilitación proveedores	habilitacion_serviciosdeajuste@ree.es
Información estructural	infoestructural@ree.es
Alta teled medidas RCR	gestionCECRE@ree.es

11 Glosario

Siglas y términos	Descripción
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserves, equivalente a la energía de regulación secundaria
AGC	Control Automático de Generación
BSP	Balancing Service Providers (proveedor de servicios de balance)
CCGD	Centro de Control de Generación y Demanda
GDE	Gestión Datos Estructurales
GRT	Gestor de la red de transporte y operador del sistema
IF	Implementation Framework
IN	Imbalance Netting

mFRR	Manual Frequency Restoration Reserves, equivalente a la energía de regulación terciaria
OS	Operador del Sistema
PPOO	Procedimientos de Operación
RCR	Renovables, Cogeneración y Residuos
Reglamento EB	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 SO	Reglamento (UE) 2017/1485 de 2 de agosto de 2017 por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad
RR	Replacement Reserves, equivalente a la energía de reservas de sustitución
SEPE	Sistema Eléctrico Peninsular Español
SRAD	Servicio de Respuesta Activa de la Demanda
UF	Unidad Física
UP	Unidad de Programación

12 Anexos

Se incluyen a continuación los siguientes anexos:

- Anexo I – Remisión de información estructural al OS
- Anexo II – Alta de la telemedida de la instalación

Anexo I – Remisión de información estructural al OS

Las instalaciones participantes en los servicios de balance deberán aportar al OS a través del buzón infoestructural@ree.es la información estructural especificada en el procedimiento de operación 9.0 y, una vez aprobados, en el procedimiento de operación 9.3 y en la normativa para la implementación nacional del artículo 40.5 del Reglamento (UE) 2017/1485.

Para la cumplimentación de la información estructural:

- a) Si no existe información estructural con validación previa, deberá emplearse el correspondiente formulario dedicado, disponible en la web de Red Eléctrica. También podrá solicitarse documentación adicional.
- b) Si existe información estructural validada hace menos de un año y ésta no ha sufrido modificaciones, el requisito de información estructural se considerará cumplido. En caso contrario, será necesario realizar una actualización simplificada. Para realizar esta actualización, se deberá solicitar el formulario simplificado a infoestructural@ree.es

En los dos casos anteriores, la información estructural enviada deberá ser validada por RE para verificar que el requisito de intercambio de información estructural se cumple. A su vez, si existieran modificaciones posteriores de la información estructural, deberán comunicarse a RE para su validación.

Deberá utilizarse la edición vigente del correspondiente formulario. Si existieran formularios previos aportados, la información deberá complementarse utilizando un formulario en su edición vigente.

A continuación, se detallan para el caso a) los formularios que deberán emplearse para cada tipo de instalación:

Instalaciones de generación conectadas a la red de transporte o a la red de distribución

- Formulario para puesta en servicio de instalaciones de generación y equipamiento de almacenamiento (T243).
- Formulario para puesta en servicio de instalaciones de autoconsumo y cogeneración (T248).
- Formulario para puesta en servicio de instalaciones de generación convencional (T244).

Estos formularios se encuentran disponibles en el siguiente [enlace](#), dentro de la pregunta frecuente: *¿Iniciaste la tramitación por la antigua plataforma?*

Instalaciones de demanda conectadas a la red de transporte

- Formulario para puesta en servicio de instalaciones de distribución y consumo (T247). Se deberá solicitar el formulario a infoestructural@ree.es.

Instalaciones de demanda conectadas a la red de distribución

La información estructural a aportar por las instalaciones de demanda conectadas a la red de distribución que soliciten participar en servicios de balance del sistema se recoge en la normativa pendiente de aprobación. Por este motivo, el formulario T247 ha sido adaptado de manera provisional con los requisitos mínimos exigibles, y deberá ser el empleado por los titulares de este tipo de instalaciones.

Para cumplimentar el formulario, los titulares o representantes de las instalaciones de demanda conectadas a la red de distribución deberán seguir las siguientes indicaciones:

En primer lugar, se deberán escoger en la pestaña “Portada – Resumen” los siguientes seleccionables:

- “Cumplimentación de información estructural (PO 9.0), donde indica *Seleccionar el tipo de formulario que desea rellenar*.”
- “Solicitud de alimentación a instalaciones de consumo”, donde indica *Seleccionar el tipo de solicitud*.”
- “Solución de conexión tipo L por línea no transporte”, donde indica *Seleccionar el tipo de conexión a las instalaciones de la Red de Transporte*.”

Una vez realizadas las selecciones mencionadas, se habilitarán las pestañas a cumplimentar. Se detallan ahora los campos que se deben tener en cuenta para la validación de la información estructural.

INFORMACIÓN ESTRUCTURAL REQUERIDA EN EL PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN 9

- Seleccionar el tipo de formulario que desea rellenar

Cumplimentación de información estructural (P.O.9) ▼

Nota: Se considerará presentado únicamente el formulario seleccionado.

- Seleccionar el tipo de solicitud

Solicitud de alimentación a instalaciones de consumo ▼

Nudo de conexión de la Red de Transporte Conexión a RdD

- Seleccionar el tipo de conexión a las instalaciones de la Red de Transporte

Solución de conexión tipo L por línea no transporte ▼

Portada-Resumen

- Nudo de conexión de la Red de Transporte: **indicar 'Conexión a RdD'**
- Documentación obligatoria a adjuntar para cumplimentar el presente formulario:
 - Esquema unifilar completo y detallado de los sistemas de protección, medida y comunicación de la parte no transporte de la instalación de enlace **incluir punto de conexión a la red y punto de medida, indicando al menos las características de los equipos de control, conexión, seguridad y medida. No es necesario el esquema unifilar**
- Nombre del promotor/distribuidor **identificar la empresa titular de la red en la que se encuentra el punto de conexión de la instalación recogida en los permisos de acceso y conexión emitidos**
- Versión, fecha y firma

1.1. Inst. enlace (Líneas)

- 1.1.1.- Línea/s o cable/s de conexión a la instalación de consumo
 - Nudo del extremo de red **se incluirá subestación y parque de conexión a la red (nombre, kV), y subestación y parque de afección a la red de transporte (nombre, kV)**
 - Fecha de puesta en servicio **referido a la Instalación de Consumo o infraestructura ferroviaria**

1.2. -TRF a red

- 1.2.a. - Identificación de la instalación
 - Denominación de la instalación **referido al transformador de conexión a la red**
- 1.2.c.1.- Datos generales
 - Grupo de conexión **con indicación de la conexión al neutro.**
- 1.2.c.2.- Información arrollamientos
 - Potencia nominal arrollamiento primario y secundario (MVA)
 - Tensión nominal arrollamiento primario y secundario (kV)

1.3. - Datos inst. consumo

- 1.3.a. - Identificación de la instalación

- Denominación de la instalación
- Propietario
- Tipo de carga (servicios auxiliares, consumidor, alimentación a infraestructuras ferroviarias...) [y actividad](#)
- 1.2.b.- Domicilio de la instalación
- 1.3.d.- Régimen de funcionamiento previsto
 - Código Universal de punto de suministro (CUPS)
- 1.3.e.- Características generales de composición de la carga
 - Proporción asimilable a carga de potencia constante (%) (del resto de la carga que no se corresponda con motores de inducción)
 - Proporción asimilable a carga de impedancia constante (%) (del resto de la carga que no se corresponda con motores de inducción)
 - Proporción asimilable a carga de corriente constante (%) (del resto de la carga que no se corresponda con motores de inducción)
- 1.3.g.- Equipos de compensación de reactiva: [Solo si la potencia total instalada es superior a 10 MVAR](#)
 - Tipo de elemento de compensación (reactancia, condensadores, ...)
 - Tensión a la que está conectado (kV)
 - Situación (barras o terciario de transformador)
 - Potencia reactiva que puede generar (MVAR)
 - Potencia reactiva que puede absorber (MVAR)

2.- [Identificación Empresas](#)

- Nombre del titular
- NIF / CIF
- Dirección del titular
- Persona de contacto
- Teléfono de contacto
- Porcentaje de participación
- Correo electrónico de contacto

Anexo II – Alta de la teledada de la instalación

Previa habilitación en los servicios de balance, las instalaciones solicitantes deberán dar de alta su teledada, cumpliendo con los requisitos de envío de información en tiempo real al OS a través de un centro de control de generación y demanda que se especifican en el procedimiento de operación 9.2.

Con carácter general, las instalaciones de generación mayores de 1 MW o menores de 1 MW pero que formen parte de una agrupación mayor de 1 MW ya tendrán la teledada dada de alta, puesto que se trata de un requisito para la puesta en servicio de la instalación. Para el resto de las instalaciones, el alta de las teledadas se realizará conforme a las siguientes indicaciones:

1. La gestión del alta de las teledadas de las instalaciones de generación RCR será realizada a través del CECRE (buzón de correo gestionCECRE@ree.es), mientras que la gestión de las teledadas de las instalaciones de generación convencional, demanda o almacenamiento será gestionada directamente desde el buzón de correo habilitacion_serviciosdeajuste@ree.es
2. El centro de control de generación y demanda asociado a la instalación deberá enviar un correo a la dirección de correo que corresponda, conforme a lo indicado en el punto anterior, solicitando el alta del envío de la teledada de la instalación de generación o demanda. Dicho correo deberá contener la siguiente información:
 - Carta de alta, en la que se solicite formalmente el alta de la teledada de la instalación.
 - Para las instalaciones de generación RCR, el formulario X015 cumplimentado.
 - Plantilla con los identificadores ICCP para el alta de la teledada en tiempo real.
 - Códigos CIL o CUPS de la instalación en caso de disponer de los mismos en el momento en el que se realiza la solicitud.
3. El OS enviará un correo al centro de control de generación y demanda para confirmar el alta de la teledada una vez el proceso se haya completado.

red eléctrica
Una empresa de Redeia