

III. OTRAS DISPOSICIONES**COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS
Y LA COMPETENCIA**

16964 *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 Resolución de 11 de diciembre de 2019.*

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, de 11 de enero, en su artículo 7, acerca de la supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, determina en su apartado primero la potestad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de establecer, mediante circular, las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico que, desde el punto de vista de menor coste, de manera justa y no discriminatoria proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo.

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

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador del sistema deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea. Asimismo, en su artículo 19 establece que el operador del sistema será responsable de la gestión de los mercados de servicios de balance prestados por los proveedores de estos servicios para garantizar el adecuado equilibrio entre la generación y la demanda, y la seguridad y la calidad del suministro eléctrico. También según este mismo artículo será responsable el operador del sistema de la liquidación a los proveedores de los volúmenes activados de energía de balance, la liquidación de los intercambios de energía con otros operadores, así como de la liquidación de los desvíos a cada sujeto de liquidación responsable del balance. Todo ello, según lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico.

El artículo 18 del Reglamento (UE) 2017/2195 establece que los gestores de la red de transporte de cada estado miembro elaborarán una propuesta relativa a las condiciones aplicables a los proveedores de servicios de balance y las condiciones aplicables a los sujetos de liquidación responsables del balance. En el caso del sistema eléctrico español, dichas condiciones fueron aprobadas por la CNMC con fecha 11 de diciembre de 2019 y publicadas en el BOE el 23 de diciembre de 2019.

De acuerdo con el Reglamento (UE) 2017/2195, estas Condiciones deberán estar implementadas antes de transcurridos 12 meses desde su aprobación, para lo que se requiere la adaptación a las mismas de los procedimientos de operación del sistema. A tal fin, en el artículo 30.2 de las Condiciones relativas al balance se estableció un requerimiento al operador del sistema, solicitándole una propuesta de adaptación de los procedimientos de operación y en particular a: los artículos 7.1, 8.3, 8.5, 11.3 y 25.1; la participación de la demanda en los servicios de balance; los artículos 9.2e y 9.4, en lo relativo a las pruebas para el procedimiento de habilitación para la provisión de los servicios de balance; y los artículos 20.3 y 20.4, relativos al cambio de programas de los BRP.

El operador del sistema sometió a consulta pública, a través de su web, su propuesta de adaptación de los procedimientos, desde el 23 de marzo hasta el 30 de abril de 2020. Adicionalmente, el operador del sistema celebró tres seminarios web a lo largo del mes de abril sobre el contenido de la propuesta, al objeto de aclarar dudas y facilitar la participación de los sujetos interesados.

En fecha 8 de junio de 2020, tuvo entrada en la CNMC escrito del operador del sistema, por el que remitió la propuesta de adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las Condiciones relativas al balance, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 5 de la Circular 2/2020, de 9 de enero. En concreto, se adjuntan los siguientes procedimientos de operación:

- P.O. 3.1 Proceso de programación.
- P.O. 3.2 Restricciones técnicas.
- P.O. 3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR).
- P.O. 3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las instalaciones de generación, demanda y almacenamiento.
- P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema.
- P.O. 7.2 Regulación secundaria.
- P.O. 7.3 Regulación terciaria.
- P.O. 9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación.
- P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.
- P.O. 14.2 Admisión de sujetos en el mercado y datos necesarios durante su participación.
- P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

El escrito se acompañó de un informe justificativo de los cambios incorporados en el texto de los procedimientos, así como de los comentarios de los sujetos interesados, recibidos por el operador del sistema durante el período de consulta pública de la propuesta, y las respuestas de dicho operador a las alegaciones de los sujetos, justificando las razones por las que se decide incorporar o no a los procedimientos cada uno de los comentarios recibidos.

Con fecha 31 de julio de 2020, 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 y al de Hidrocarburos la Propuesta de resolución de la CNMC por la que se aprueba la adaptación de los procedimientos de operación a las Condiciones relativas al balance aprobadas por la CNMC el 11 de diciembre de 2019. 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 21 de septiembre.

Adicionalmente a los procedimientos cuya revisión proponía el operador del sistema, la CNMC incorporó en el trámite de consulta un procedimiento adicional, sobre suspensión y restablecimiento de las actividades del mercado, así como sendos cuestionarios sobre los requisitos para la constitución de las Unidades de Gestión Hidráulica y la necesidad de creación de una plataforma local para la publicación de información privilegiada. En este trámite, se recibieron comentarios de 25 sujetos, entre empresas y asociaciones, procedentes tanto del sector eléctrico como del gasista.

Con fecha 31 de julio de 2020, se remitió igualmente la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que aportaran sus comentarios al respecto. Dicha Dirección General no formuló comentarios a la propuesta.

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

El objetivo principal de la propuesta de revisión de los procedimientos de operación PO 3.1, PO 3.2, PO 3.3, PO 3.6, PO 3.8, PO 7.2, PO 7.3, PO 9.1, PO 14.1, PO 14.2 y PO 14.4, presentada por el operador del sistema, es adaptar su contenido a las Condiciones relativas al balance, aprobadas por la CNMC el 11 de diciembre de 2019, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 18 del Reglamento (UE) 2017/2195.

Por otro lado, la Circular 3/2019, en su artículo 23, asigna a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la función de aprobar los procedimientos de operación derivados del desarrollo de dicha circular.

Los procedimientos de operación que se aprueban mediante la presente resolución PO 3.1, PO 3.2, PO 3.3, PO 3.6, PO 3.8, P.O 3.9, PO 7.2, PO 7.3, PO 9.1, PO 14.1, PO 14.2 y PO 14.4, se modifican para adaptarlos a las Condiciones relativas al balance, aprobadas por la CNMC el 11 de diciembre de 2019, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 18 del Reglamento (UE) 2017/2195.

Los cambios introducidos frente a la regulación vigente son tanto de carácter general como específicos. Los cambios más relevantes son los siguientes:

1. Se incorpora en los procedimientos de operación la terminología empleada en:
 - Condiciones Relativas al Balance, aprobadas por Resolución de la CNMC de 11 de diciembre de 2019.
 - Circular 3/2019 de la CNMC, de 20 de noviembre, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.
 - Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad (Reglamento MIE).
 - 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).
 - Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una Directriz sobre el balance eléctrico (Reglamento EB).

2. Se incorporan en los procedimientos todos los cambios necesarios para la participación de la demanda y el almacenamiento, en los términos reglamentariamente establecidos o que se establezcan, en los servicios de balance.

3. Se propone un nuevo procedimiento de operación específico (PO 3.8) que incluye, entre otras, las pruebas de habilitación para la participación en los mercados de balance, para las unidades de programación de generación, demanda y almacenamiento.

En este mismo procedimiento de operación se recoge la potestad de los Gestores de las Redes de Distribución (GRDs) de expresar su conformidad a la realización de las pruebas para la participación en los servicios de regulación secundaria, regulación terciaria y energías procedentes de reservas de sustitución, por parte de aquellas instalaciones de generación, demanda y almacenamiento conectadas a la red de distribución, en base a las condiciones recogidas en el Reglamento SO.

4. Se incorporan las condiciones de deshabilitación respecto a la prestación de los servicios de reservas de sustitución, regulación secundaria y regulación terciaria de las distintas unidades de programación o zonas de regulación, proveedoras de servicios de balance.

5. Se posibilitan los cambios de programa entre Sujetos de liquidación responsables del balance (BRP, por sus siglas en inglés), en coherencia con lo establecido en las Condiciones relativas al balance.

6. Se recoge la posibilidad de delegar contractualmente la responsabilidad del balance, de acuerdo con lo establecido en el reglamento MIE, según el cual todos los participantes en el mercado serán responsables de los desvíos que causen en el sistema o delegarán contractualmente esa responsabilidad. Se adapta la redacción de los procedimientos a las figuras del participante en el mercado (PM), el responsable del balance (BRP) y el proveedor de servicios de balance (BSP).

7. Se eliminan los límites de precios en los mercados de balance, en aplicación del Reglamento MIE y del Reglamento EB. Esta modificación permitirá presentar ofertas y obtener asignaciones de resultados en los mercados de balance con precios negativos. Asimismo, se incorporan las modificaciones necesarias con vistas a la eliminación de los límites de precios en los mercados de energía.

Se modifica la propuesta del operador del sistema, permitiendo las ofertas a precios negativos en el servicio de restricciones en todos los periodos horarios de programación

de aquellos días en que al menos se haya dado un precio negativo en su horizonte de programación, bien en el mercado diario bien en las subastas de intradiario.

8. Se modifica respecto al PO 9 vigente la parte correspondiente a los intercambios de información con el operador del sistema ligados con el proceso de programación, quedando recogida en un nuevo PO 9.1.

9. Se incorpora explícitamente en el PO 3.2 la aplicación de medidas topológicas en la Red de Transporte para la resolución de restricciones técnicas, de acuerdo con el Reglamento SO.

10. Se crea un nuevo PO 3.9 sobre suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado, al objeto de desarrollar el Título 4 de las Condiciones relativas al balance.

11. Tras el trámite de información pública llevado a cabo por la CNMC, se han incorporado mejoras de redacción en varios procedimientos de operación. Algunas derivan de la necesidad de adaptación a nuevos criterios establecidos en normas de rango superior de reciente aprobación, en particular, el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas. Otros cambios responden a alegaciones formuladas por los sujetos interesados durante el trámite de consulta, o bien se trata de cambios menores que, sin tener impacto, permitirán evitar que algunos textos tengan que ser revisados en el futuro para la introducción de la programación cuartohoraria. Por el contrario, no se han aceptado otros cambios solicitados por los sujetos de mayor relevancia, bien por no considerarlos oportunos, bien porque la revisión del aspecto en cuestión ya se prevé en un proceso posterior, de adaptación de los POs a la programación cuartohoraria u otras metodologías de balance.

Adicionalmente a la modificación de los procedimientos de operación, la Sala de supervisión regulatoria de la CNMC solicita al operador del sistema que tenga en cuenta la necesidad de revisar el reparto de los costes de los servicios y, en particular, su repercusión a toda la demanda y/o exclusivamente a la demanda.

La Sala de supervisión regulatoria de la CNMC considera que las limitaciones impuestas por el Real Decreto 413/2014 a la figura del representante deben extenderse a la figura del BRP, en cuanto éste asume esas funciones de representación a los efectos de la liquidación del balance, solicitándose a REE que, para una mayor claridad de todos los participantes en el mercado, haga expresa esta limitación, que es aplicable a esta figura del BRP, en el texto de las Condiciones relativas al balance en una próxima revisión.

Se solicita al operador del sistema que analice la conveniencia de contemplar la existencia de unidades de programación para la venta de los comercializadores y, en su caso, lo incorpore en una próxima revisión de este procedimiento. Asimismo, se solicita a REE que incorpore información periódica sobre la evolución de los excedentes de estas unidades en los informes de los servicios de ajuste del sistema, que remite mensualmente a la CNMC.

Respecto a la regulación secundaria, se aclara que el párrafo 4 del artículo 7 de las Condiciones debe interpretarse que se refiere a MW instalados (en el caso de instalaciones de generación) y a MW de potencia contratada (en el caso de instalaciones de demanda) correspondientes a aquellas instalaciones habilitadas e integradas dentro de una zona de regulación para la prestación del servicio de regulación secundaria.

Por otra parte, el párrafo 5 del mismo artículo 7 de las Condiciones establece que cada zona de regulación podrá estar constituida por unidades de programación habilitadas y no habilitadas para la participación activa en el servicio de regulación secundaria, pero estando todas las unidades bajo la titularidad o la representación del sujeto que ostenta la titularidad de la zona de regulación. Igualmente, en este caso la interpretación en sentido estricto del texto, y en particular del alcance del concepto de titularidad, resultaría más restrictiva que la regulación anterior, incluso obligaría a reconfigurar zonas de regulación que operan en la actualidad, ya que contienen instalaciones de las que el titular de la zona no es titular ni representante, pero con la que guarda relación por pertenencia a un mismo grupo empresarial. Dado que estas zonas están funcionando adecuadamente, no estaría justificada su revisión.

A este respecto, se aclara que el concepto de titularidad debe interpretarse en el referido artículo en un sentido más amplio, pudiéndose incorporar en un determinada zona de regulación unidades que pertenezcan al mismo grupo de sociedades que el titular de la zona, entendiéndose que las instalaciones que se incluyan en la zona por pertenecer al mismo grupo de sociedades también estarán afectadas por la limitación a los operadores dominantes prevista en el artículo 53 del Real Decreto 413/2014. El sujeto titular de la zona de regulación será el responsable del cumplimiento del requisito de composición de las zonas establecido en el párrafo 5 del artículo 7 de las Condiciones relativas al balance. Esto es sin perjuicio del resto de requisitos establecidos para la integración en zona de regulación, como por ejemplo la adscripción de todas las unidades de la zona a un mismo centro de control.

Por último, se solicita al operador del sistema que adapte la redacción de los citados párrafos del artículo 7 de las Condiciones en el sentido expuesto, en el momento en que se lleve a cabo la revisión de dichas Condiciones.

Teniendo en cuenta que la garantía que actualmente se exige a los nuevos entrantes pudiera ser reducida para llevar a cabo la actividad de comercialización (10.000 €), se solicita a REE que revise el nivel de garantías exigido a los sujetos participantes en el mercado, al objeto de buscar un adecuado equilibrio entre la libertad de entrada en el mercado y la necesidad de que los sujetos puedan responder a la responsabilidad por su participación en dicho mercado.

El anexo de la presente resolución contiene los procedimientos de operación P.O.3.1. Proceso de programación, P.O.3.2. Restricciones técnicas, P.O.3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR), P.O.3.6. Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las instalaciones de generación, demanda y almacenamiento, P.O.3.8. Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema, P.O.3.9. Suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado, P.O.7.2. Regulación secundaria, P.O.7.3. Regulación terciaria, P.O.9.1. Intercambios de información relativos al proceso de programación, P.O.14.1. Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema, P.O.14.2. Admisión de sujetos en el mercado y datos necesarios durante su participación y P.O.14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, una vez incorporados los cambios introducidos por la CNMC en los textos inicialmente remitidos por el OS de acuerdo con las consideraciones realizadas en esta resolución.

Por cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 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 Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-ley 1/2019 y desarrollada a través 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, y en cumplimiento de lo establecido en el artículo 5.1 de dicha circular, resuelve:

Primero.

Aprobar los procedimientos de operación P.O.3.1. Proceso de programación, P.O.3.2. Restricciones técnicas, P.O.3.3. Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR), P.O.3.6. Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las instalaciones de generación, demanda y almacenamiento, P.O.3.8. Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema, P.O.7.2. Regulación secundaria, P.O.7.3. Regulación terciaria, P.O.9.1. Intercambios de información relativos al proceso de programación, P.O.14.1. Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema, P.O.14.2. Admisión de sujetos en el mercado y datos necesarios durante su participación y P.O.14.4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema que se anexan a la presente Resolución.

Segundo.

Se aprueban las Normas para la suspensión y el restablecimiento de las actividades del mercado y las Normas de liquidación de desvíos y liquidación de energías de balance en caso de suspensión de las actividades del mercado, previstas en los apartados 2 (e) y 2 (f) del artículo 4 del Reglamento (UE) 2017/2196 de la Comisión, de 24 de noviembre de 2017 por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio, y se incorporan a los desarrollos de las Condiciones relativas al balance como P.O.3.9. Suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado, según lo previsto en el apartado 2 del artículo 18 del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, que se anexa a la presente Resolución.

Tercero.

El operador del sistema deberá realizar las actuaciones que se determinan en la parte expositiva de esta Resolución, referentes a mandatos para adaptaciones adicionales de los procedimientos de operación y de las condiciones relativas al balance y de los servicios de no frecuencia.

Cuarto.

La presente resolución surtirá efectos el martes siguiente a los treinta días naturales de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

La presente resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», en cumplimiento de lo establecido en el artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, y se publicará asimismo, en su versión íntegra, en la página web de la CNMC.

Madrid, 10 de diciembre de 2020.—El Secretario del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Joaquim Hortalà i Vallvé.

ANEXO I

Procedimientos de operación

- P.O. 3.1 Proceso de programación.
- P.O. 3.2 Restricciones técnicas.
- P.O. 3.3 Activación de energías de balance procedentes del producto de reserva de sustitución (RR).
- P.O. 3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las instalaciones de generación, demanda y almacenamiento.
- P.O. 3.8 Pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos y servicios gestionados por el operador del sistema.
- P.O. 3.9 Suspensión y restablecimiento de las actividades de mercado.
- P.O. 7.2 Regulación secundaria.
- P.O. 7.3 Regulación terciaria.
- P.O. 9.1 Intercambios de información relativos al proceso de programación..
- P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.
- P.O. 14.2 Admisión de sujetos en el mercado y datos necesarios durante su participación.
- P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

Modo de activación	Programada, con activación manual
Cantidad mínima.	1 MW.
Cantidad máxima.	No se establece valor máximo alguno, salvo los límites técnicos correspondientes. ³
Duración mínima del periodo de entrega.	15 min. ¹
Duración máxima del periodo de entrega.	60 min. ²
Localización.	Área de Control Frecuencia-Potencia (LFC) de España. Conforme a lo establecido en las condiciones de agregación de los BSP en las Condiciones relativas al balance, aprobadas por la CNMC de acuerdo al artículo 18 del Reglamento EB.
Periodo de validez.	En función de la oferta del BSP (15, 30, 45 o 60 minutos) ¹ .
Duración mínima entre el final de una desactivación y la siguiente activación.	Determinada por el proveedor del servicio en su oferta.
Resolución del precio de oferta.	0,01 €/MWh.
Límites al precio de oferta.	No se establecen límites a los precios, salvo los límites técnicos correspondientes. ³
Resolución del periodo de tiempo.	15 min.

¹ Hasta el paso a programación cuarto-horaria en el sistema eléctrico peninsular español, la duración mínima del periodo de entrega será igual a 60 min.

² La duración máxima del periodo de entrega depende de la frecuencia del proceso de activación. La plataforma europea de RR arrancará con una frecuencia de activación horaria, lo que implica 24 horizontes de activación y la posibilidad de realizar optimizaciones que cubran 60 min. En caso de incrementarse el número de horizontes de activación («gates»), por ejemplo, a 96 diarias, la duración máxima del periodo de entrega se reduciría a 15 min.

³ Los límites técnicos corresponden a los formatos de los campos que se establecen en el documento de intercambios de información entre los participantes en el mercado y el operador del sistema. Estos límites técnicos aplicables a los precios coincidirán con los valores armonizados que, en su caso, se establezcan de acuerdo con lo previsto en el apartado 2 del artículo 30 del Reglamento EB.

P.O. 3.6 COMUNICACIÓN Y TRATAMIENTO DE LAS INDISPONIBILIDADES DE LAS UNIDADES FÍSICAS DE GENERACIÓN, DEMANDA Y ALMACENAMIENTO

1. Objeto.

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

2. Ámbito de aplicación.

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

3. Definiciones.

Mercado: se refiere al «Mercado mayorista de electricidad» al que se refiere el artículo 1 de la Circular 3/2019 de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el

funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

Participante en el mercado (PM): es una persona física o jurídica que compra, vende o genera electricidad, que participa en la agregación o que es un gestor de la participación activa de la demanda o servicios de almacenamiento de energía, incluida la emisión de órdenes de negociación, en uno o varios de los mercados de la electricidad incluyendo el mercado de balance, tal y como se define en el punto (25) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de electricidad.

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

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

Capacidad máxima de potencia activa de la instalación de generación: la definición será la establecida en el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, con las precisiones indicadas en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.

Capacidad máxima de potencia activa de la instalación de demanda: la capacidad máxima de potencia activa de una instalación de demanda vendrá determinada por el valor de potencia contratada. A efectos de este procedimiento, en el caso de que la potencia contratada de la instalación varíe para los distintos períodos tarifarios, se establecerá el mayor de los valores como capacidad máxima de potencia activa de la instalación de demanda para todos los períodos tarifarios.

En el caso de instalaciones de almacenamiento, la capacidad máxima de potencia activa será la que se defina en la normativa pendiente de desarrollo.

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

4. Responsabilidades.

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

- Si la indisponibilidad afecta a unidades físicas de generación o almacenamiento de capacidad máxima igual o superior a 30 MW.
- Si la indisponibilidad afecta a unidades físicas de generación, demanda o almacenamiento integradas en unidades de programación habilitadas para participar en los servicios de balance del sistema.
- Si la indisponibilidad afecta a unidades de programación de generación asociadas a proveedores de servicios de interrumpibilidad.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

f) La disponibilidad de una unidad física no se verá afectada cuando no existan medios suficientes en la red de transporte o, en su caso, en la red de distribución, que posibiliten la evacuación/consumo de potencia de la instalación o instalaciones que la integran, estando estas en condiciones de generarla y/o consumirla. Se considerarán, por el contrario, indisponibilidades de la unidad física todas aquellas situaciones de reducción de su capacidad de producción o consumo debidas a problemas en elementos o equipos de conexión de la instalación o instalaciones que la integran con el correspondiente punto frontera de la red de transporte o, en su caso, de la red de distribución (transformador de salida de la instalación, interruptor de generación o demanda, líneas directas de conexión con la red de transporte o red de distribución, etc.).

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

- Limitaciones en la disponibilidad del combustible utilizado como fuente primaria en las centrales térmicas.

- Reducción del salto neto en las centrales hidráulicas y en las centrales reversibles de bombeo.

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

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

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

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

6. Procedimiento de comunicación de indisponibilidades.

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

- a) Unidad física indisponible.
- b) Fecha y hora de inicio de la indisponibilidad.
- c) Fecha y hora de finalización de la indisponibilidad.
- d) Capacidad máxima activa disponible.
- e) Causa de la indisponibilidad.

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

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

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

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

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

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

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

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

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