
PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE APRUEBA LA ADAPTACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA A LAS CONDICIONES RELATIVAS AL BALANCE APROBADAS POR RESOLUCIÓN DE LA CNMC DE 11 DE DICIEMBRE DE 2019

Nº Expediente: DCOOR/DE/004/20

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a XX de XXXX de 2020

La Sala de la Supervisión Regulatoria, 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, acuerda emitir la siguiente resolución:

ANTECEDENTES DE HECHO

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

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

La Circular 3/2019, en su artículo 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.

Segundo. 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.

Según establece 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.

Tercero. 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:

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

Cuarto. 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 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.

Quinto. Con fecha 31 de julio de 2020, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que aportaran sus comentarios al respecto.

FUNDAMENTOS DE DERECHO

Primero. Habilitación competencial para aprobar este procedimiento

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 esta 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 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.

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

La propuesta comprende 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. Dichos procedimientos 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 por la propuesta frente a la versión 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 (P.O.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.
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 P.O. 3.2 la aplicación de medidas topológicas en la Red de Transporte para la resolución de restricciones técnicas, de acuerdo con el Reglamento SO.

Tercero. Consideraciones sobre las modificaciones propuestas

Tercero.1 Sobre la adecuación de la propuesta de revisión de los procedimientos

La propuesta del operador del sistema responde al requerimiento realizado por la CNMC en el artículo 30 de la Condiciones relativas al balance aprobadas el pasado 11 de diciembre de 2019, relativo a la adaptación de los procedimientos de operación a dichas Condiciones. En particular, se solicitaba la revisión de los textos para facilitar la participación de la demanda en los servicios de balance, adaptar las pruebas para el procedimiento de habilitación para la provisión de los servicios de balance y regular los cambios de programas de los BRP. La propuesta ha contado con la participación activa de los sujetos interesados en todo el proceso, mediante grupos de trabajo y sesiones informativas¹, lo que ha garantizado la transparencia y la consideración de los comentarios de los sujetos desde el comienzo del desarrollo de la propuesta.

No obstante lo anterior, de acuerdo con la información remitida a esta Comisión por el operador del sistema, en el trámite de consulta pública llevado a cabo por dicho operador, algunos sujetos interesados han manifestado su desacuerdo con algunos aspectos de la propuesta, alegando que el nuevo marco regulatorio de los mercados de balance exige una flexibilidad mayor que la permitida actualmente para la organización de las unidades de programación y de los propios sujetos que operan en el mercado, mayor simplicidad y agilidad en los procesos de habilitación y nominación de programas, etc. Si bien algunas exigencias de los sujetos resultan razonables, no todas ellas han sido aceptadas por el operador del sistema y, en general, la CNMC comparte esa decisión.

A este respecto cabe señalar que, al igual que ya se indicara en el análisis de la propuesta de Condiciones, estos procedimientos de operación constituyen únicamente un punto de partida; la implementación del Reglamento EB, y en particular la utilización de las plataformas transfronterizas de balance, así como del Reglamento 943/2019, requerirá potenciar el carácter dinámico de la regulación, ya que se deberán abordar sucesivas adaptaciones de las normas nacionales, tanto de los procedimientos de operación como de la propias Condiciones relativas al balance.

Muchas de las cuestiones que han quedado sin resolver en esta propuesta de POs, se podrán ir revisando en los próximos dos-tres años, a medida que se vaya avanzando en los hitos previstos en la hoja de ruta del operador del sistema y se adquiera experiencia en el impacto de los cambios que se van introduciendo en los mercados de balance. Se podrán ir ajustando tanto detalles de la operativa como

¹ El operador del sistema ha celebrado tres seminarios web los días 14, 16 y 22 de abril, antes de la finalización del plazo de consulta

aspectos relevantes del diseño según se constaten ineficiencias y opciones de mejora.

Tercero.2 Sobre la apertura de los mercados de operación a la demanda, el almacenamiento y la agregación independiente

En coherencia con las Condiciones relativas al balance, la propuesta de revisión de los procedimientos de operación tiene por objeto, entre otros, la apertura de los mercados de balance a la demanda y el almacenamiento.

Algunas figuras reconocidas en la regulación europea no pueden ser contempladas adecuadamente en esta revisión de los procedimientos de operación porque requieren desarrollo previo en la regulación nacional, como es el caso del agregador independiente, el almacenamiento puro y las tecnologías mixtas. Aunque ya las figuras han sido recientemente introducidas en la ley del sector eléctrico por el Real Decreto-Ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, la trasposición completa de la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, parece prudente esperar al desarrollo completo de las figuras antes de regular el detalle de su participación en los mercados de balance. También se tendrán que abordar otras cuestiones adicionales tras la trasposición de la directiva antes citada, tales como la aplicabilidad de la prioridad de despacho de las tecnologías renovables.

Adicionalmente a la trasposición de la Directiva (UE) 2019/944, la participación efectiva de la demanda y el almacenamiento en los mercados de balance también requiere que se complete el desarrollo nacional de los códigos de red de conexión (Reglamento 2016/631 de requisitos de conexión de generadores a la red y Reglamento 2016/1388 por el que se establece un código de red en materia de conexión de la demanda) y de la directriz de operación del sistema (Reglamento (UE) 2017/1485 por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad).

Por otra parte, los sujetos han realizado varios comentarios en el trámite de consulta realizado por el operador del sistema, reflejando que la participación efectiva de la demanda, en las mismas condiciones que la generación, debería ir acompañada de la revisión de otras disposiciones regulatorias de aplicación, tales como los peajes de acceso y el reparto de los costes de los servicios de operación (restricciones técnicas, provisión de capacidad de balance, etc.). No obstante, estas cuestiones escapan del ámbito de estos procedimientos, por lo que tendrán que ser consideradas más adelante.

Otra cuestión ampliamente solicitada por los sujetos al operador del sistema es la apertura a la demanda de otros mercados de operación distintos del balance, en particular, restricciones técnicas y control de tensión. Esto también escapa del ámbito de la presente revisión de los procedimientos de operación, cuya finalidad

es adaptarlos a las Condiciones relativas al balance que a su vez desarrollan el Reglamento (UE) 2195/2017, por lo que no procede abordarlo en estos momentos. Sin embargo, esta Sala comparte el interés de los sujetos en abrir dichos mercados a la demanda, lo que beneficiaría a la competencia y tendría un impacto positivo sobre los costes de la operación del sistema, además de ser acorde con lo dispuesto en el Reglamento 943/2019.

Comentar a este respecto que con fecha 24 de junio de 2020 la CNMC ha remitido a REE un oficio solicitándole la elaboración de una propuesta de Condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia del sistema eléctrico peninsular español y a los redespachos por restricciones técnicas. La elaboración de este documento de Condiciones será semejante a la de las homólogas de balance y permitirá dotar al resto de servicios del sistema previstos en la Circular /2019, de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en particular, la resolución de las restricciones técnicas y el control de la tensión, de una estructura regulatoria equivalente a la de los servicios de balance. También establecerá el marco para cumplir algunos preceptos del Reglamento 943/2019, como la apertura del mercado de restricciones a otras tecnologías o la eliminación de los límites de precio, así como de la directriz de operación del sistema, como la declaración de indisponibilidades de reactiva.

En el marco de elaboración de estas Condiciones para los servicios de no frecuencia, se solicita al operador del sistema que tenga en cuenta la necesidad antes comentada de revisar el reparto de los costes de los servicios y, en particular, su repercusión a toda la demanda. Esta necesidad deberá tenerla también en cuenta el operador del sistema en la próxima revisión de las Condiciones relativas al balance, especialmente en lo que respecta al coste de provisión de los recursos de balance (banda de secundaria, etc.). Igualmente habrá que revisar el criterio del reparto de los excedentes del desvío, que actualmente se repercute a la demanda, lo que podrá llevarse a cabo con la revisión del procedimiento de cálculo y liquidación de los desvíos para su adaptación a la metodología Imbalance Settlement Harmonization (ISH), recientemente aprobada por la agencia ACER (ver apartado Tercero.5).

Por último, algunos sujetos han solicitado que la prestación por la demanda de servicios de balance sea considerada en el punto frontera de conexión a la red y no en barras de central. Es cierto que la prestación en barras de central obliga a la demanda a considerar en sus ofertas, no solo las pérdidas estándares en la red sino una estimación de las pérdidas reales que resultarán de la liquidación definitiva de medidas, lo que no se exige a la generación, por lo que la prestación en el punto frontera sería un tratamiento más equitativo entre tecnologías. En este sentido, se comparte la preocupación de los sujetos en cuanto a que la existencia de un elevado error en la estimación de pérdidas² podría poner en riesgo la competitividad

² De acuerdo con el Real Decreto 216/2014, a efectos de liquidación en el mercado para elevar a barras de central la demanda medida de los comercializadores y consumidores directos en mercado, se aplican unos coeficientes de liquidación horarios reales, calculados multiplicando un coeficiente de ajuste K a los coeficientes de pérdidas del BOE. El coeficiente de ajuste K es calculado por el

de la demanda, ya que los servicios de balance llevan asociados una penalización por incumplimiento. Hay que tener en cuenta que la energía asociada al ajuste de pérdidas reales representó en el último año móvil con cierre definitivo de medidas, un 2,3%³ de la demanda en punto frontera y el error que podría cometer un comercializador al estimar dicho ajuste, podría estar en el entorno del 1,1%⁴ de su demanda, en términos medios, de acuerdo con las estimaciones realizadas durante el último año móvil por el operador del sistema⁵.

No obstante, la propuesta del operador del sistema es coherente con el tratamiento de la demanda en el resto de mercados de energía, así como en el cálculo del desvío por lo que cualquier otro planteamiento tendría un difícil encaje en el diseño de mercado actual. Adicionalmente, hay que recordar que la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, contempla una actualización de los coeficientes de pérdidas estándares más ajustados a las pérdidas reales, por lo que el impacto del coeficiente de ajuste de pérdidas tendrá un menor impacto una vez entre en vigor dicha circular⁶.

Por otra parte, está previsto el desarrollo del análisis del cumplimiento de la provisión de servicio de balance a partir de datos de telemedida y no de medidas de contador, una vez que se pase en Q2-2020 a la participación cuarto-horaria en mercados de balance, así como la participación del agregador independiente de demanda en los mercados eléctricos, lo que tendrá impacto en el modelo de cálculo de la penalización por la prestación del servicio.

Por todo ello, se considera adecuado mantener la propuesta del operador del sistema, al menos temporalmente, a la espera de estos desarrollos. Mientras tanto, se vigilará que la prestación del servicio de balance en barras de central no sea una barrera de entrada para la demanda y, en particular, el operador del sistema deberá analizar si supone una causa de incumplimiento del servicio y, en su caso, comunicarlo a la CNMC.

operador del sistema de manera que la energía generada sea igual a la demanda elevada a barras de central. Es decir, el K "corrige" los coeficientes del BOE para que las pérdidas liquidadas sean exactamente las pérdidas medidas.

³ Calculado como media aritmética horaria del $\% \text{ Abs}(\text{Pérdidas liquidadas} - \text{pérdidas estándares calculadas con coeficientes BOE}) / \text{Medida en Punto Frontera}$, para el periodo último disponible con cierre definitivo de medidas: agosto de 2018 a julio de 2019

⁴ Calculadas como la media aritmética horaria del $\% \text{ Abs}(\text{Pérdidas liquidadas} - \text{pérdidas estimadas con los coeficientes estimados por el OS}) / \text{Medida en Punto frontera}$ para el periodo último disponible con cierre definitivo de medidas: agosto de 2018 a julio de 2019

⁵ El error mostrado corresponde a la estimación realizada por el operador del sistema, por lo que los sujetos podrían hacer una mejor previsión que el operador del sistema.

⁶ Así, con datos del año 2018, si bien el coeficiente de ajuste llega a representar en algún mes un 3,8% de la demanda, con los nuevos coeficientes de la Circular, el coeficiente de ajuste no supera el 2,2% en el mes con valores más altos.

Tercero.3 Sobre los límites de precio en las ofertas de restricciones técnicas

Las Condiciones relativas al balance dispusieron la eliminación de los límites de precio en las ofertas de los mercados de balance. En consecuencia, la propuesta de POs elimina el límite mínimo de 0 €/MWh que impedía los precios negativos. Todo ello de acuerdo con el Reglamento EB, así como con el Reglamento (UE) 943/2019.

Las citadas Condiciones no son de aplicación a los servicios de no frecuencia, como las restricciones técnicas. No obstante, en la presente revisión del P.O.3.2 sobre resolución de restricciones técnicas, el operador del sistema propone introducir también la posibilidad de precios negativos en la oferta de restricciones técnicas en aquellos periodos en los que el precio de la energía haya resultado negativo en el mercado diario o en alguna de las sesiones de subasta del mercado intradiario.

Durante el trámite de consulta pública llevado a cabo por el operador del sistema, varios sujetos alegaron que no consideraban suficiente la propuesta del operador. Opinan que no da cumplimiento al artículo 10 del Reglamento (UE) 943/2019, por cuanto que mantiene el límite mínimo de oferta en la mayoría de periodos de programación. Y, por otra parte, creen que esta limitación no está justificada desde la perspectiva del mercado y que provocará distorsiones e ineficiencias en la formación del precio. Solicitan por tanto que se permitan los precios negativos en todos los periodos.

En su respuesta, el operador del sistema indicó que el proceso de solución de restricciones técnicas quedaba fuera del ámbito de aplicación del Artículo 10 del Reglamento (UE) 2019/943 y, que la modificación propuesta en el PO3.2, sobre la posibilidad de ofertar precios negativos, respondía únicamente a la voluntad de no afectar negativamente a aquellas unidades que hubieran podido resultar casadas a un precio negativo en el mercado diario.

A este respecto, si bien es cierto que el artículo 10 del Reglamento (UE) 2019/943 establece la eliminación de los límites en el precio al por mayor de la electricidad, de los servicios gestionados por el operador del sistema sólo hace referencia explícita a los mercados de balance. Por otra parte, teniendo en cuenta el carácter local de las restricciones técnicas que hace que este servicio se preste en muchas ocasiones en ausencia o con escasa competencia, la eliminación de límites podría favorecer el incremento del coste de este servicio sin una clara justificación. Por todo ello, esta Sala considera que podría estar justificado mantener temporalmente ciertos límites en los precios de las ofertas de restricciones, en la medida en que se vaya obteniendo una mayor experiencia en la aparición de precios negativos.

Por otra parte, ante la posibilidad de que resulten precios negativos en los mercados diario o intradiario, teniendo en cuenta que la oferta de restricciones es obligatoria, esta Sala reconoce que es necesario permitir el uso de precios negativos también en restricciones, para evitar un impacto doblemente negativo sobre las unidades

despachadas. Pero, dado que un despacho por restricciones suele alcanzar varias horas consecutivas y que las circunstancias que motivaron un precio negativo en el mercado diario pueden evolucionar más cerca de tiempo real y extenderse a otros periodos, no parece justificado que la oferta negativa se permita únicamente en ciertos periodos horarios (aquellos en los que el precio en el mercado diario/intradiario fue negativo).

Por todo lo anteriormente expuesto se modifica la propuesta del operador del sistema, permitiendo las ofertas a precios negativos en el servicio de restricciones en todos los periodos de programación de aquellos días en que al menos se haya dado un precio negativo en el mercado diario o subastas de intradiario. A este respecto, no se propone considerar también los posibles precios negativos registrados en rondas previas del intradiario continuo para simplificar el proceso y garantizar unos criterios robustos, ya que ni los sujetos ni el operador del sistema disponen de toda la información de las transacciones del continuo durante las fases de presentación y validación de las ofertas. El precio mínimo de oferta deberá ser coherente con el límite inferior establecido para el mercado diario o intradiario, en caso de que ambos sean diferentes, por lo que no podrán ofertarse precios negativos en restricciones mientras no sea posible hacerlo en los mercados diario o intradiario. Esta disposición podrá ser revisada a medida que se obtenga experiencia en su impacto.

Tercero.4 Sobre la constitución de las zonas de regulación

En general, esta Sala considera adecuada la propuesta de revisión del P.O.7.2 presentada por el operador del sistema. En los próximos años será necesario revisar nuevamente esta norma para la implementación del Reglamento EB y la plataforma PICASSO. Mientras tanto, el texto propuesto cumple lo previsto en las Condiciones relativas al balance.

Dicho esto, en los meses transcurridos desde la aprobación de las Condiciones han surgido dos cuestiones de interpretación de las mismas en relación con las zonas de regulación que, aunque no se reproducen en el texto de los POs, sí han sido comentadas por los sujetos, y se considera oportuno aclarar en esta resolución, a los efectos de que el operador del sistema pueda tenerla en cuenta en la aplicación de los procedimientos de operación.

La primera cuestión se refiere al tamaño mínimo permitido para la constitución de una zona de regulación. En el párrafo 4 del artículo 7 de las Condiciones relativas al balance aprobadas por la CNMC el 11 de diciembre de 2019 se estableció un tamaño mínimo de 200 MW para cada zona que participa en el servicio de regulación secundaria. La intención del regulador, y así se expuso en la exposición de motivos de la Resolución que aprobaba las condiciones y en su trámite de audiencia previa, fue relajar los requisitos aplicables, al objeto de facilitar la participación de nuevas tecnologías y una mayor competencia en el servicio. Hasta esa fecha, el tamaño mínimo en régimen permanente de las zonas de regulación estaba fijado en 300 MW.

Sin embargo, en el texto de las Condiciones quedó referido a 200 MW de potencia habilitada a proveer el servicio de secundaria lo que, interpretado en sentido estricto, no cumpliría el objetivo perseguido, ya que sería más restrictivo que los anteriores 300 MW de potencia instalada (habilitada más no habilitada). En consecuencia, esta Sala desea poner de manifiesto que el párrafo 4 del artículo 7 de las Condiciones debe interpretarse que se refiere a MW instalados, y así deberá ser considerado por el operador del sistema y los sujetos que participan en el 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, al igual que en el apartado Tercero.6, 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. Para ello, el operador del sistema deberá comprobar el cumplimiento de estas limitaciones. 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.

Tercero.5 Sobre el número de posiciones del BRP

El párrafo 6 del artículo 21 de las Condiciones relativas al balance determinó que cada BRP tendría dos posiciones finales, una de generación y otra de consumo. No obstante, también se preveía en el mismo artículo la posibilidad de que este modelo de dos posiciones tuviera que ser revisado de acuerdo con la metodología que fuera establecida para la armonización de la liquidación del desvío (metodología ISH, en sus siglas en inglés) prevista en el artículo 52.2 del Reglamento EB, en caso que la opción de calcular dos posiciones no estuviera prevista en dicha metodología. Por

último, se facultaba al operador del sistema para presentar una revisión del modelo en caso de que justificara la existencia de un impacto positivo, entre otros, para el desarrollo de figuras emergentes como el autoconsumo o el almacenamiento.

En aplicación de la disposición comentada en el párrafo anterior, el desvío del BRP consta de dos posiciones en el sistema eléctrico español desde febrero de 2020. La propuesta de procedimientos de operación presentados por el operador del sistema no prevé anticipar el cambio al modelo de posición única al margen ni con antelación a la metodología para la armonización de la liquidación del desvío.

Con posterioridad a la recepción de la propuesta de revisión de los procedimientos de operación, la agencia ACER aprobó la citada metodología ISH mediante Decisión 18/2020 de 15 de julio de 2020. La metodología dispone la armonización del número de posiciones del BRP a posición única en todos los países de la unión europea, por lo que obliga al sistema español a abandonar el modelo de dos posiciones. De acuerdo con el apartado 4 del artículo 52 del Reglamento EB, el plazo máximo para implementar la armonización de la liquidación del desvío es de 18 meses desde la aprobación de la metodología ISH, esto es, hasta enero de 2022.

Durante la consulta pública de la propuesta de procedimientos llevada a cabo por el operador del sistema, algún sujeto ha solicitado que se contemple ya el cálculo de una única posición por BRP en estos procedimientos, sin esperar a la adaptación del resto de aspectos de la liquidación del desvío que requiere la implementación de la metodología ISH. El operador del sistema rechazó la solicitud por no ser acorde al calendario previsto en la hoja de ruta para la implantación del Reglamento EB.

Esta Sala ya se ha pronunciado varias veces al respecto de las posiciones del desvío del BRP. Además de en las Condiciones relativas al balance, también en la Resolución por la que se aprobó la adaptación de los procedimientos de operación 14.8 *Sujeto de liquidación de las instalaciones de producción y de las instalaciones de autoconsumo* y 14.4 *Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema* al Real Decreto 244/2019. En ambos casos, la Sala se mostró partidaria de mantener el cálculo con posiciones diferenciadas para generación y demanda hasta la implantación de la metodología ISH. Esto es porque la posición única favorece únicamente a los sujetos que disponen de ambas actividades, lo que desequilibraría la competencia y, en un sistema liquidatorio como el español, cuyo precio del desvío se determina con una fórmula dual, la posición única daría una ventaja significativa a las empresas verticalmente integradas frente al resto de empresas.

La metodología ISH aprobada por ACER permite exclusivamente una única posición, en primer lugar, porque considera esta opción más justa para nuevas tecnologías emergentes, como el autoconsumo y el almacenamiento, ya que de este modo no será necesario medir el flujo de energía en ambos sentidos. Pero, sobre todo por simplicidad, porque la metodología apuesta por el precio único del desvío, permitiendo la aplicación del precio dual sólo en determinados periodos de

liquidación en los que se cumplan ciertas condiciones. Con un precio único de desvío (mismo precio a subir que a bajar), las posiciones del BRP son irrelevantes, puesto que el neteo del volumen de los desvíos que permite la posición única en energía ya se consigue implícitamente con el precio único.

Durante el periodo de discusión del texto de la metodología entre la agencia ACER y las autoridades reguladoras, la CNMC intentó que se mantuviera abierta la opción de utilizar dos posiciones de desvío, al menos durante el periodo transitorio en el que se mantuviera la fórmula dual del cálculo del precio del desvío. No obstante, la agencia interpreta la disposición del apartado 3 del artículo 54 del Reglamento EB, que permite a cada TSO elegir el cálculo de una o dos posiciones, como de aplicación temporal, hasta que se implemente la metodología ISH. Así mismo, considera que la letra 2.a) del artículo 52 de ese mismo reglamento obliga a que la metodología ISH elija entre ambas opciones al disponer que dicha metodología deberá establecer “el cálculo de una posición, un desvío y un volumen asignado siguiendo **uno** de los enfoques conforme a lo dispuesto en el artículo 54, apartado 3” y, por otra parte, el Reglamento EB no prevé ningún tipo de excepción temporal para el número de posiciones del BRP⁷.

De este modo, resulta inevitable que el sistema español adopte la posición única del BRP en enero de 2022. Pero, de acuerdo con lo anteriormente expuesto, esta Sala considera que no debe hacerlo antes, a menos que el operador del sistema lo considere oportuno y la justifique adecuadamente. Se considera que el paso a la posición única debe considerarse en un análisis conjunto de la fórmula y condiciones para la implantación del precio único del desvío, junto con el resto de disposiciones de la metodología ISH, lo que tendrá lugar en los próximos 18 meses.

Adicionalmente, se considera preferible modificar a la vez todos los parámetros del desvío al objeto de evitar que los sujetos se vean obligados a modificar repetidamente sus estrategias y sistemas al objeto de adaptarse a modificaciones en el contexto liquidatorio del desvío.

Tercero.6 Sobre la aplicación de limitaciones de operador dominante al BRP

⁷ Así queda recogido en la Resolución de ACER 18/2020: “During the consultation with regulatory authorities, CNMC (i.e. the Spanish regulatory authority), although supporting the single final position as the target, suggested the introduction of an intermediate period, where the use of two final positions would be allowed, when dual pricing is applied in all ISPs and provided that it is properly justified. ACER understands that Article 52(2)(a) of the EB Regulation requires this imbalance settlement methodology to define one of the options described in Article 54(3) of the EB Regulation. Moreover, Article 52(4) of the EB Regulation sets as the latest date for the implementation of this imbalance settlement methodology 18 months after its approval. Hence ACER understands that 18 months after the approval of the Proposal, all TSOs should follow one approach for calculating the final position, i.e. the approach specified in this imbalance settlement methodology, and there is no possibility for derogating from this deadline or for defining more than one approaches in calculating the position.”

La figura del representante de instalaciones de generación fue introducida en la regulación española del sector eléctrico con el objeto, entre otros, de permitir a las tecnologías RECORE agruparse para participar en el mercado y compensar sus desvíos. La regulación europea crea posteriormente las figuras del agregador y el BRP con fines equivalentes. La figura del BRP ha sido incorporada en la regulación española a través de las Condiciones relativas al balance y de la presente revisión de los procedimientos de operación del sistema.

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, estableció en su artículo 53- limitaciones legales a la figura del representante -en los siguientes términos:

“5. Sin perjuicio de lo previsto en los apartados 2 y 3, los operadores dominantes del sector eléctrico, determinados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, así como las personas jurídicas participadas por alguno de ellos, sólo podrán actuar como representantes de instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos de las que posean una participación directa o indirecta superior al 50 por ciento. Esta limitación debe ser aplicada, igualmente, a los contratos de adquisición de energía firmados entre los comercializadores del operador dominante y sus instalaciones con régimen retributivo específico. Se entiende que una empresa está participada por otra cuando se cumplan los criterios establecidos en el artículo 42 del Código de Comercio.

6. Sin perjuicio de lo previsto en los apartados 2 y 3, no podrán actuar como representantes de instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos aquellas personas jurídicas para las que la cuota conjunta de participación en la oferta del mercado de producción en el último año sea superior al 10 por ciento, entendiéndose como tal la suma de la cuota del grupo de sociedades del sujeto representante y el sujeto representado, como vendedores en el mercado de producción. Estas características y limitación deben ser aplicadas, igualmente, a los contratos de adquisición de energía firmados entre los comercializadores no pertenecientes a los operadores dominantes y las instalaciones anteriormente citadas.

A estos efectos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará anualmente y en su página web el listado de aquellos cuya cuota de participación en la oferta del mercado de producción sea superior al 10 por ciento.”

Estas limitaciones tienen como finalidad garantizar la competencia efectiva en los mercados eléctricos, así como facilitar la entrada de nuevos actores independientes de los operadores dominantes del sector eléctrico.

El Real Decreto 413/2014 no se refiere a la figura del BRP porque ésta no existía en 2014, sin embargo, teniendo en cuenta que el BRP asume parte de las funciones del representante y que las razones que motivaron la limitación a la representación son igualmente válidas en este caso, se debe interpretar que las limitaciones impuesta por el artículo 53 del Real Decreto 413/2014 a la figura del representante son asimismo de aplicación al BRP; de lo contrario el objeto de la disposición quedaría sin efecto y la regulación del BRP sería contraria al espíritu del Real Decreto 413/2014.

Por ello, se solicita a REE que incorpore esta limitación en el texto de las Condiciones relativas al balance en una próxima revisión.

Tercero.7 Sobre los conceptos que se liquidan al BRP

El operador del sistema propone que el responsable financiero de los desvíos (BRP) sea el mismo al que se asignen los derechos de cobro y obligaciones de pago de los restantes conceptos en la liquidación del operador del sistema. El operador del sistema liquida, además de los servicios de ajuste, otros costes a la generación, como es el control del factor de potencia, y los costes que se asignan actualmente al consumo a las unidades de programación de comercialización y de consumidores directos. De este modo, la figura del BRP asume un rol equivalente al del antecesor Sujeto de Liquidación de la regulación española.

El Reglamento EB define al BRP como responsable de los desvíos y, como tal, debe hacer frente al coste de los mismos. Adicionalmente, el artículo 44 del reglamento prevé la posibilidad de implantar un mecanismo de liquidación adicional independiente de la liquidación de los desvíos, para liquidar otros costes relacionados con el balance, entre ellos, los costes de contratación de la reserva de balance y los costes administrativos. Este mecanismo de liquidación adicional sería aplicable a los sujetos de liquidación responsables del balance (BRP) y, de acuerdo con el reglamento, debería lograrse preferiblemente con la introducción de una función de fijación de precios en situaciones de escasez.

Nada dispone el Reglamento EB sobre la posibilidad de liquidar al BRP otros costes del sistema, no relacionados con el balance, ni los derechos de cobro y las obligaciones de pago derivados de la prestación de servicios de ajuste, que corresponderían al BSP. No prevé esta posibilidad, aunque tampoco la prohíbe expresamente.

Por otra parte, las Condiciones relativas al balance aprobadas por la CNMC prevén en su artículo 27 la posibilidad de liquidar al BRP los costes de las reservas de capacidad con su formulación actual, en tanto no se desarrolle el mecanismo de liquidación adicional previsto en el artículo 44 del Reglamento EB, pero no disponen la liquidación al BRP de otros costes del sistema. Respecto a la liquidación derivada de la provisión del servicio de balance, el artículo 13 de las Condiciones prevé que ésta se lleve a cabo con el BSP.

No obstante lo anterior, se considera que, teniendo en cuenta las implicaciones de un posible cambio de modelo, se constata que la propuesta del operador del sistema podría constituir un primer paso adecuado para garantizar una transición suave al nuevo marco desde la regulación vigente del Sujeto de Liquidación. En primer lugar, la liquidación con varios sujetos para una misma unidad de programación obligaría a doblar las garantías depositadas ante el operador del sistema, con el consiguiente incremento del coste. Durante el trámite de consulta pública sólo un sujeto ha manifestado su interés en separar las liquidaciones. Por último, como se ha comentado repetidamente en esta resolución, el mecanismo de liquidaciones deberá ser revisado a fondo en los próximos dos años: en lo referente a la liquidación del desvío, para adaptarlo a la metodología ISH; en lo referente a otros costes de balance y administrativos, según se determine en el mecanismo adicional previsto en el artículo 44.3 del Reglamento EB y artículo 27 de las Condiciones relativa al balance; y en lo relativo a otros conceptos, se estará a lo que se establezca en las futuras Condiciones para los servicios de no frecuencia y procedimientos que las desarrollen.

De acuerdo con lo anterior, y con el objetivo de no complicar la operativa y en especial el mecanismo de garantías, se acepta la propuesta del operador del sistema de liquidar todos los conceptos al BRP, pero sobre la premisa de que será una solución temporal y que las liquidaciones del operador del sistema serán revisadas próximamente en los procesos antes descritos.

Tercero.8 Sobre la suspensión de los sujetos de mercado

En el apartado 3.3 del P.O.14.1 "*Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema*" (apartado 3.4 tras la revisión del texto), se establecen las situaciones en las que el operador del sistema podrá suspender provisionalmente la participación en el mercado de un participante. Esto es, en caso de incumplimiento de las obligaciones de pago, del deber de prestar garantías o de las obligaciones de información.

En la revisión del texto, el operador del sistema ha optado por dar carácter opcional a la obligación del texto original de suspender a los sujetos que incumplan pagos o garantías. Esto es, según indica el operador, para adaptar este procedimiento a lo dispuesto en los apartados 13.1 y 13.2 del P.O.14.3, donde se establece que la facultad de suspensión del operador del sistema es potestativa. Además, el operador alega que la suspensión temporal de un participante implica la inhabilitación del participante en los mercados diarios e intradiarios en el caso de comercializadoras y consumidores directos, la suspensión aumentaría el riesgo de mayores desvíos en la liquidación del OS, al no permitirle acudir al Mercado a comprar la energía para sus consumos.

Durante el trámite de consulta pública llevado a cabo por el operador del sistema, algún sujeto ha solicitado mantener la anterior redacción, ya que considera la

suspensión, parte fundamental para incentivar a los agentes incumplidores a cumplir sus obligaciones de pago.

Esta Sala entiende la preocupación del sujeto, especialmente teniendo en cuenta que el incumplimiento de un sujeto en sus obligaciones de pago tiene consecuencias sobre los sujetos con derechos de cobro del sistema que han de cubrir sus impagos a través de una minoración a prorrata de sus derechos. Sin perjuicio de que la fórmula de reparto a prorrata pueda ser reconsiderada en el futuro cuando se revise el PO.14.7, esta Sala considera adecuada la propuesta del operador del sistema, además de por el mayor riesgo de impago que alega el operador, por protección de los derechos de los consumidores, ya que se requiere regulación de rango superior para que los clientes de los sujetos con impagos puedan traspasarse directamente a comercializador de referencia en caso de suspensión de la actividad de su comercializador⁸.

Tercero.9 Sobre la liquidación en caso de suspensión del mercado

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, publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) con fecha 28 de noviembre de 2017 y en vigor desde el 18 de diciembre de 2017, prevén la propuesta por parte de cada operador del sistema de unas «Normas para la suspensión y el restablecimiento de las actividades del mercado» y de unas «Normas de liquidación de desvíos y liquidación de energías de balance en caso de suspensión de las actividades del mercado», que deberán ser aprobadas por la CNMC. Tras el correspondiente trámite de consulta pública, REE presentó dichas propuestas a la CNMC el 18 de diciembre de 2018, junto con otras propuestas cuya aprobación se encuentra en fase de tramitación por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Las propuestas recibidas fueron consultadas por la CNMC desde el 22 de mayo hasta el 19 de junio de 2019, recibiendo comentarios de cuatro agentes⁹.

Por otra parte, el apartado 2 del artículo 18 del Reglamento EB establece que las normas referidas en el párrafo anterior serán incluidas en las Condiciones relativas al balance tras su aprobación. Las Condiciones aprobadas por la CNMC en diciembre de 2019 ya incluían dos artículos que sentaban las bases para dichas normas (artículo 28 y artículo 29). Teniendo en cuenta la estructura de la regulación de los servicios de balance en el sistema español, así como la equivalencia prevista para los servicios de no-frecuencia, esta Sala considera que la forma oportuna de llevar a cabo la exigida incorporación sería aprobando las normas del artículo 4 del Reglamento (UE) 2017/2196 como procedimiento de operación del sistema.

⁸ Esta necesidad ha sido puesta de manifiesto por parte de la CNMC en varias ocasiones, en particular, en los informes a los acuerdos de inhabilitación de empresas comercializadoras solicitados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

⁹ DCOOR/DE/029/18. <https://www.cnmc.es/gl/node/375416>

A tal efecto, y con el objetivo de no dilatar más el proceso, se incorpora a esta resolución el contenido de la citada propuesta de REE como un nuevo procedimiento de operación P.O.XX.XX. No obstante, y en línea con las alegaciones recibidas en el trámite de consulta pública, se introducen una serie de modificaciones sobre la propuesta de REE, con el fin de mantener la denominación y definición de términos coherente con el Reglamento (UE) 2017/2196 y con lo recogido en las Condiciones aprobadas por la CNMC.

En cuanto al artículo correspondiente al procedimiento de suspensión de la red de transporte en estado de reposición, el operador del mercado trasladó en uno de sus comentarios la necesidad de distinguir entre los conceptos de “suspensión del mercado” y la no aplicación de los resultados del mismo. En el artículo 35 del Reglamento (UE) 2017/2196 se prevé que el operador del sistema pueda suspender temporalmente las actividades de mercado pertinentes cuya suspensión se considere necesaria para preservar y/o reponer el sistema. Por tanto, esta Sala considera que, de acuerdo con el reglamento y con el fin de evitar cualquier confusión entre los sujetos, una vez que decida el operador del sistema, como medida excepcional y de último recurso, que resulta necesaria la suspensión de las actividades de mercado, no debería contemplarse la posibilidad de que dichas actividades mantengan algún tipo de continuidad.

Tercero.10 Otras mejoras

Se introducen asimismo algunas mejoras de redacción en varios procedimientos de operación. Como cambio relevante, se añade en el anexo IV del P.O.3.1 un mecanismo para la declaración al operador del sistema de errores económicos en las ofertas por parte de los proveedores, con carácter posterior a la activación de las mismas. En caso que la subsanación del error conlleve un mayor coste o una reducción de ingresos para el declarante, sin impacto económico negativo sobre otros sujetos proveedores, el operador del sistema lo tendrá en cuenta en la liquidación. En caso contrario, si la subsanación conllevara un beneficio para el sujeto o afectara negativamente a otros proveedores, el operador del sistema lo comunicará a la CNMC para su resolución.

Tercero.11 Sobre configuración de las Unidades de Gestión Hidráulica

Adicionalmente, durante el debate previo y posterior análisis de la propuesta ha surgido otra cuestión que debe ser abordada que es la configuración de las Unidades de Gestión Hidráulica (UGH). Esta cuestión está relacionada con el contenido de los procedimientos de operación que se consultan, en particular, el P.O.3.1, en el que se detalla la configuración de las unidades de programación, y el P.O.9.1 sobre intercambios de información. No obstante, su resolución afecta no solo al ámbito de la revisión de estos procedimientos sino también a los mercados diario e intradiario.

La configuración actual de las UHG resulta provisional dado que la normativa aplicable, aprobada en 1997, no fue adoptada en su momento a la realidad de gestión hidráulica existente. Desde entonces, motivado por diversos cambios de titularidad de instalaciones hidráulicas registradas en los últimos años, se han venido recibiendo en la CNMC solicitudes de sus propietarios solicitando la creación de nuevas UGHs ante la nueva situación accionarial. No obstante, dichas modificaciones no han podido ser aprobadas por la CNMC ante la falta de normativa. Tras la aprobación del Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, se considera necesario establecer los criterios aplicables a la constitución de unidad de gestión hidráulica, a los efectos de su participación en los mercados eléctricos.

Para ello, se plantean en el anexo II de esta resolución una serie de cuestiones con el fin de abordar adecuadamente estos criterios. No se ha adaptado al respecto el texto de los POs. Una vez finalizada la consulta pública del anexo II, y a la vista de los resultados obtenidos, se valorará su incorporación en este paquete de procedimientos o bien en una revisión posterior.

Tercero.12 Sobre la plataforma de información privilegiada prevista en REMIT

El reglamento europeo REMIT obliga a los participantes en el mercado a publicar, de manera eficaz y oportuna, la información privilegiada en su poder relativa a empresas o instalaciones sobre las que tengan responsabilidades operativas. En la 4ª edición de la Guía de Aplicación de REMIT, ACER especificaba que la información debía ser publicada utilizando una plataforma de información privilegiada, y marcaba el 1 de julio de 2020 como fecha a partir de la cual los participantes del mercado debían cumplir plenamente con este requisito. Posteriormente, a través del documento REMIT Quarterly correspondiente al primer trimestre de 2020, debido al posible retraso en los procesos motivado por el COVID, la Agencia ha extendido hasta el 1 de enero de 2021 el plazo para que los participantes en el mercado cumplan los requisitos establecidos en la mencionada guía.

A este respecto, algunos sujetos han indicado en el trámite de audiencia del operador del sistema, que no existe en España ninguna plataforma centralizada para la publicación de información privilegiada, por lo que proponen como solución, la creación de una plataforma gestionada por REE y reconocida por ACER, siguiendo el modelo de otros países de nuestro entorno como Portugal, donde el operador del sistema (REN) dispone de una plataforma de transparencia para tal efecto.

A este respecto, teniendo en cuenta los plazos previstos, se plantean una serie de consideraciones en el anexo III de esta resolución, a efectos de abordar el enfoque más oportuno sobre esta cuestión.

Esta Resolución por la que se aprueba la revisión de los procedimientos de operación del sistema a las Condiciones relativas al balance tiene en cuenta las consideraciones anteriores. La presente resolución, en el anexo I, contiene los procedimientos de operación remitidos por el operador del sistema junto con los cambios introducidos por esta Sala de acuerdo con las consideraciones arriba formuladas, así como una propuesta de un nuevo PO relativo a la suspensión y el restablecimiento de las actividades del mercado. Los cambios introducidos por la CNMC se muestran en control de cambios respecto a los textos propuestos por el operador del sistema¹⁰.

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

RESUELVE

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

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

¹⁰ Los cambios introducidos por el operador del sistema tras la fase de consulta pública, así como las respuestas de dicho operador a los comentarios recibidos de los sujetos, han sido publicados por REE y pueden ser consultados en la web pública del E-SIOS (<https://www.esios.ree.es/es/web-esios-informa>).

de las Condiciones relativas al balance como P.O.XX.XX, 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.

Tercero. La presente resolución surtirá efectos al día siguiente 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.

PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

ANEXO I. Propuesta revisada de los procedimientos de operación:

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

PROPUESTA DE RESOLUCIÓN