

TRÁMITE DE AUDIENCIA DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN POR LA QUE APRUEBAN LAS REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS DIARIO E INTRADIARIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA SU ADAPTACIÓN AL RÉGIMEN ECONÓMICO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EVOLUCIÓN DEL COMITÉ DE AGENTES DEL MERCADO

DCOOR/DE/006/22

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a Pilar Sánchez Núñez

D^a María Ortiz Aguilar

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a XX de XXXX de 2022

La Sala de 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 23 de dicha circular, acuerda emitir la siguiente resolución.

TABLA DE CONTENIDO

I. ANTECEDENTES DE HECHO	3
II. FUNDAMENTOS DE DERECHO	6
Primero. Habilitación competencial	6
Segundo. Síntesis de los cambios propuestos por el operador del mercado: liquidación REER y configuración CAM	6
A. Incorporación de liquidaciones REER	7
B. Incorporación de nuevas garantías	8
C. Modificación del criterio en la cesión de derechos de cobro de las unidades de producción adscritas al REER	9
D. Evolución del comité de agentes del mercado	9
E. Otros cambios menores.....	10
Tercero. Cambios adicionales propuestos por el operador del mercado: reactivación ofertas del continuo, y reparto de intereses.....	11
A. Reactivación ofertas del continuo.....	11
B. Reparto de intereses	12
Cuarto. Consideraciones sobre las modificaciones propuestas	13
A. Sobre el mecanismo propuesto para las liquidaciones REER y las nuevas garantías implementadas	13
B. Sobre la evolución del comité de agentes	14
Quinto. Requerimiento para la revisión de la tipología de ofertas.....	15
III. RESUELVE.....	17
IV. ANEXO: Propuesta de reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad.....	18

I. 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 para establecer, mediante circular, las metodologías relativas al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión en los sectores de electricidad y gas. Asimismo, atribuye a este organismo la potestad de determinar las reglas de los mercados organizados en su componente normativa en aquellos aspectos cuya aprobación corresponda a la autoridad reguladora nacional de conformidad con las normas del derecho europeo.

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 de mercado deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación del mercado. Asimismo, en el punto 5 del artículo 10, establece que el operador del mercado, en coordinación con el resto de operadores del mercado, tendrá en cuenta, a la hora de realizar la casación del mercado, lo previsto en el Plan de funciones conjuntas de los operadores de acoplamiento de mercado, en el algoritmo de acoplamiento de mercados, en el procedimiento de contingencia, en la definición de productos negociables y en los límites de precios del mercado, según lo indicado en los artículos 7, 36, 37, 40, y 41 del Reglamento (UE) 2015/1222.

Segundo. El Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, regula un nuevo régimen económico para instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables (REER) a través de un mecanismo de subasta, que les garantiza una señal de precio estable, de tal forma que perciben un precio (“precio a percibir”), calculado a partir del precio de adjudicación resultado de la subasta, pudiendo ser este corregido a través del porcentaje de ajuste de mercado. Los detalles del mecanismo de cada subasta quedan recogidos a nivel de orden ministerial, en la que se establecen la energía mínima y máxima de subasta y plazo máximo de entrega, cuya cuantificación se realizará mediante la orden por la que se regule el mecanismo de subasta. Las subastas serán

convocadas mediante resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía

El mencionado real decreto establece que la energía negociada por las instalaciones en los mercados diario e intradiario debe ser objeto de liquidación por parte del operador del mercado por la diferencia entre el precio a percibir y el obtenido en dichos mercados. Asimismo, la energía negociada en servicios de ajuste y de balance debe ser también objeto de liquidación por la diferencia entre el precio a percibir y el precio del mercado diario. Cabe mencionar que dichas instalaciones no podrán declarar contratos bilaterales físicos.

Establece además que el excedente o déficit económico sea distribuido por el operador del mercado entre las unidades de adquisición nacionales en proporción a la energía diaria programada en su programa horario final después del mercado continuo.

Requiere finalmente que las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción incorporen el mecanismo de liquidación de la energía de subasta, así como las garantías a aportar por los titulares de las unidades de adquisición para cubrir las posibles obligaciones de pago resultantes.

La Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, regula el primer mecanismo de subasta, para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025.

La Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, convocó la primera subasta de 3.000 MW efectuada el 26 de enero de 2021, para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la orden TED/1161/2020.

La Resolución de 8 de septiembre de 2021, de la Secretaría de Estado de Energía, convocó la segunda subasta de 3.300 MW efectuada el 19 de octubre de 2021, para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la orden TED/1161/2020.

La fecha de inicio del plazo máximo de entrega de las primeras instalaciones comienza el 31/1/2023. Cabe sin embargo la posibilidad de adelantar la entrada en vigor del mecanismo, ya que en la disposición final 4.2 del Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo de 2022, se introdujo un nuevo artículo 18.bis en el RD960/2020 referente a la adhesión a la retribución del régimen económico de energías renovables con carácter previo al inicio del plazo máximo de entrega. Bajo este artículo los titulares de instalaciones podrían solicitar la adhesión al régimen con anterioridad al inicio del plazo máximo de entrega, condicionado a

que se encuentre aprobada la normativa necesaria para la correcta aplicación del régimen.

Tercero. El operador de mercado del MIBEL (OMIE) llevó a cabo entre el 5 de mayo y el 5 de junio de 2022, una consulta pública sobre la propuesta de adaptación de las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica al régimen económico de energías renovables y evolución del comité de agentes del mercado, a los operadores del sistema y a todos los agentes de mercado.

Con fecha 8 de julio de 2022, OMIE publicó en la página web del operador del mercado y envió a las entidades reguladoras MIBEL los comentarios recibidos en la consulta pública sobre la propuesta de Reglas, así como la propuesta de Reglas publicada el 5 de mayo de 2022 y la propuesta de Reglas a la vista de los comentarios recibidos.

Esta propuesta revisada tuvo entrada en el registro de la CNMC ese mismo día 8 de julio de 2022. Dado su carácter temporal, la propuesta del operador del mercado no incorpora la modificación del texto de las reglas establecido por el Real decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista.

Cuarto. Posteriormente, con fecha 27 de septiembre de 2022 tuvo entrada en la CNMC una propuesta del operador del mercado de cambio adicional en las Reglas del Mercado, relacionada con el tratamiento de las ofertas del mercado intradiario continuo.

Quinto. Adicionalmente, con fecha 7 de noviembre de 2022, el operador del mercado remitió a la CNMC una segunda propuesta de cambio adicional en las Reglas del Mercado, con objeto de permitir el reparto entre los agentes del mercado de los intereses devengados en las cuentas designadas por el operador del mercado.

Sexto. Con fecha 18 de noviembre de 2022, y de acuerdo con la Disposición Transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se dio trámite de audiencia, enviando al Consejo Consultivo de Electricidad la “Propuesta de resolución por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica para su adaptación al régimen económico de energías renovables y evolución del comité de agentes del mercado”. 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 en el plazo de 20 días hábiles.

Séptimo. Con fecha 18 de noviembre de 2022, se remitió la propuesta de resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas para que aportaran sus comentarios al respecto.

Octavo. Con fecha **XX**, se remitió la propuesta de resolución al Consejo de Reguladores del MIBEL, para que aportaran sus comentarios al respecto.

II. FUNDAMENTOS DE DERECHO

Primero. Habilitación competencial

El artículo 7.1, párrafo final, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, habilita a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para dictar actos de ejecución y aplicación de las circulares, que habrán de publicarse en el BOE.

La Circular 3/2019, en su artículo 5, establece que el operador de mercado deberá elaborar las propuestas necesarias para el desarrollo de la regulación europea, y presentar las propuestas necesarias para asegurar el buen funcionamiento del mercado mayorista de electricidad.

Por su parte, el artículo 23 de la Circular 3/2019 establece el procedimiento de aprobación por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de las metodologías, condiciones, reglas de funcionamiento de los mercados y procedimientos de operación y proyectos de demostración.

El objetivo principal de esta propuesta de revisión de Reglas de Funcionamiento de los Mercados Diario e Intradiario de Producción de Energía Eléctrica es adaptar su contenido al punto 5 del artículo 23 del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica. Dicho punto 5 establece que las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción desarrollarán el mecanismo de liquidación de la energía de subasta, así como las garantías a aportar por los titulares de las unidades de adquisición para cubrir las posibles obligaciones de pago resultantes.

Segundo. Síntesis de los cambios propuestos por el operador del mercado: liquidación REER y configuración CAM

La propuesta de reglas remitida inicialmente por el operador del mercado recoge los aspectos necesarios para la liquidación del régimen económico de energías renovables en aplicación del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones

de producción de energía eléctrica, así como la adaptación del Capítulo V “Comité de Agentes del Mercado” para incorporar una nueva configuración del Comité de Agentes de Mercado a efectos de dotarlo de una nueva estructura y composición, que extienda su representatividad a todos los agentes de mercado que deseen formar parte de él.

A. Incorporación de liquidaciones REER

Al objeto de liquidar la diferencia entre el precio a percibir establecido por el Real Decreto 960/2020 y el resultante de los mercados diario e intradiario (para el caso de energía negociada en servicios de ajuste y de balance se utilizará el precio del mercado diario) se implementa el mecanismo para la liquidación del REER quedando integrado en las actuales liquidaciones diarias manteniendo el actual calendario de liquidación, facturación, cobros y pagos.

Establece el reparto del excedente o déficit diario de manera horaria entre las unidades de adquisición nacionales a excepción de las unidades de almacenamiento (consumo de bombeo, baterías), unidades genéricas, unidades portfolio de generación de compra, unidades de exportación y unidades de compra de servicios auxiliares de unidades de producción.

En el caso de un incumplimiento en el pago no cubierto por garantías suficientes, las garantías disponibles del agente incumplidor se destinarán en primer lugar a cubrir las obligaciones de pago correspondientes a los mercados diario e intradiarios. El resto de las garantías disponibles del agente incumplidor, en su caso, se destinarán en primer lugar a la cobertura de las obligaciones de pago del Régimen Económico de Energías Renovables y, con posterioridad, a aquellos otros requerimientos de garantías que normativamente se contemplen. Los incumplimientos en el pago del déficit se prorratearán entre los titulares de las instalaciones acogidas al REER en proporción a su saldo acreedor tal como se disponía en la Orden TED/1161/2020

El operador de mercado procederá a suspender la participación en el mercado a aquellas unidades de oferta de adquisición nacionales que no hayan satisfecho los requerimientos de garantías REER, y podrá asimismo limitar o suspender a unidades asociadas a instalaciones adscritas al REER ante eventuales situaciones de insuficiencia de garantías. En ambos casos, la suspensión se comunicará al operador del sistema, que procederá a su vez a suspender la actuación de las unidades de programación correspondientes.

Para facilitar toda la operativa se dispone que las instalaciones acogidas al régimen económico REER deberán constituirse en unidades de oferta separadas, no pudiendo asociarse otras instalaciones en esa unidad de oferta, mientras estén adscritas a dicho régimen.

B. Incorporación de nuevas garantías

Además de los tres tipos de garantía que ya había establecidas:

- Garantía de operación para cubrir el valor de las ofertas deudoras que permita a los agentes participar en el proceso de casación correspondiente. (la insuficiencia de esta garantía impedirá su participación)
- Garantía de crédito que responderá de las obligaciones de pago devengadas que se calcula una vez se conozca el resultado de la liquidación
- Garantía complementaria, exigible a los agentes en aquellos supuestos en que el operador del mercado lo considere necesario, bien por existir un riesgo superior a la cobertura de la garantía de operación, bien por otras circunstancias especiales que justifiquen objetivamente la exigencia de garantías complementarias.

La propuesta implementa otros dos tipos de garantías que cubran posibles incumplimientos de obligaciones de pago derivados del mecanismo de liquidación REER:

- Garantía requerida a agentes titulares de unidades de adquisición nacionales para responder de las obligaciones de pago de la liquidación del posible déficit económico del régimen económico de energías renovables.

Esta garantía llega a cubrir dos días de negociación: el día D (que no es liberado hasta el día D+1 tras recibir a energía despachada en los servicios de ajuste remitida a las 4:00 por el operador de sistema) y el día D+1 para poder hacer ofertas al mercado con entrega el D+1.

Una vez se liquida y factura el día de negociación cerrado D incorporando la liquidación REER, las obligaciones de pago derivadas de dichas facturas serán cubiertas mediante garantías de crédito, debiendo las garantías REER cubrir todavía el día D+1, y a cubrir posteriormente un nuevo día de negociación en el momento de validación de nuevas ofertas para el día D+2

El cómputo de esta garantía considerará 1.5 veces la potencia máxima de adquisición (o su posición horaria máxima en el PHF si esta fuera inferior), así como la probabilidad (coeficiente de minoración) de que el precio horario del MD se sitúe por debajo del precio medio de adjudicación de las instalaciones adscritas al REER, suponiendo un volumen de déficit

máximo (asignando disponibilidades típicas a toda la potencia REER y asumiendo un precio de mercado igual al precio de exención de la subasta, por debajo del cual la energía se excluye del régimen REER) y el volumen de demanda mínimo esperado.

- Garantía requerida a agentes titulares de unidades de producción nacionales adscritas al régimen económico de energías renovables para responder de las obligaciones de pago de la liquidación del mencionado régimen económico. Se habilita así a OMIE a establecer una garantía a sujetos REER para cubrir posibles situaciones de riesgo.

C. Modificación del criterio en la cesión de derechos de cobro de las unidades de producción adscritas al REER

En el caso particular de los derechos de cobro generados por las unidades adscritas al régimen económico de energías renovables, éstos no se tendrán en consideración hasta la liquidación completa del día de entrega que se realizará por el operador del mercado con posterioridad a la recepción de la información comunicada por el operador del sistema, considerándose como derechos de cobro provisionales el mínimo entre los derechos de cobro que resulten de valorar la energía al precio del mercado en el que la instalación haya negociado y los derechos de cobro que resulten de valorar dicha energía al precio a percibir por la instalación.

D. Modificación del comité de agentes del mercado

Se modifica el actual modelo de funcionamiento y composición del comité de agentes de mercado¹ para adaptarlo los requerimientos establecidos en la

¹ La estructura del CAM recogido en las reglas de mercado vigentes está regulada de la siguiente manera:

- Seis representantes de los productores de instalaciones no pertenecientes a fuentes de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos.
- Cuatro representantes de los productores de instalaciones de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos.
 - Un representante de los agentes que actúan como representantes.
 - Un representante de los comercializadores no residentes.
 - Dos representantes de los comercializadores de referencia.
 - Cuatro representantes de los comercializadores.
 - Tres representantes de los consumidores.
 - Dos representantes del «OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. (OMIE)».
 - Un representante de cada uno de los Operadores del Sistema, español y portugués, sin derecho a voto y sin entrar en turno de presidencia.

El Presidente y el Secretario de este órgano serán elegidos por el Comité de agentes del mercado diario de producción entre sus miembros titulares.

Circular 3/2019, de 20 de noviembre de la CNMC y a 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, bajo los cuales, los participantes de mercado deben poder ser informados y consultados de forma transparente y no discriminatoria sobre las propuestas de cambio de reglas y metodologías, de forma que sus opiniones puedan ser consideradas.

La nueva configuración propuesta permite y facilita informar, consultar y recoger los puntos de vista de todos los interesados de forma transparente y no discriminatoria, pudiendo formar parte del comité de agentes:

- Agentes de mercado que soliciten su participación
- Asociaciones que desarrollen funciones relacionadas con las actividades incluidas en el art. 6 Ley 24/2013 del Sector Eléctrico que representen como mínimo a 3 agentes de mercado y que soliciten su participación
- Dos representantes del «OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. (OMIE)»
- Un representante de cada uno de los Operadores del Sistema, español y portugués, sin derecho a voto
- Un representante de cada uno de organismos encargados de la regulación de la energía en el mercado ibérico, sin derecho a voto

El presidente será responsable de la convocatoria de las reuniones ordinarias y el contenido del Orden del Día y de dirigir los debates, y será elegido por sorteo entre las asociaciones miembros del Comité, y su presidencia será ejercida por 6 meses. OMIE ejercerá la función de secretario que se encargará de extender las actas reflejando los acuerdos alcanzados.

Se introducen algunas mejoras en la operativa del CAM estableciendo reuniones telemáticas, así como una regla de mayoría superior al 50% para validar los acuerdos, y obligaciones de confidencialidad respecto a las deliberaciones que tengan lugar en sus reuniones.

En el plazo máximo de 6 meses desde la entrada en vigor de la resolución de aprobación de las Reglas, el Comité de Agentes del Mercado deberá adecuar su composición, estructura y funcionamiento a lo previsto en el Capítulo V.

E. Otros cambios menores

Dado que la liquidación REER conlleva un requerimiento de garantías que se actualiza periódicamente, la propuesta relaja el cargo a los agentes que superen un número de movimientos de garantías en efectivo por periodo de tiempo ampliando el umbral al sexto movimiento en cada mes natural, y al décimo en los últimos dos meses.

Tercero. Cambios adicionales propuestos por el operador del mercado: reactivación ofertas del continuo, y reparto de intereses

Los cambios adicionales que se especifican a continuación han sido incorporados en la propuesta de Reglas que se incluye en el anexo.

A. Reactivación ofertas del continuo

Con fecha 27 de septiembre de 2022 tuvo entrada en la CNMC una propuesta del Operador del Mercado de cambio adicional en las Reglas. La propuesta está enfocada al tratamiento de las ofertas del mercado intradiario continuo para adaptarlas a la situación actual que se está observando en este mercado, consistente en un considerable incremento del volumen de ofertas recibidas relacionada con la puesta a disposición de la capacidad en la frontera Francia-España a las 22:00h y que, de acuerdo con la información proporcionada por el Operador del Mercado, estaría poniendo en riesgo la capacidad de respuesta de sus sistemas.

Según argumenta el operador del mercado en el informe justificativo que acompaña esta propuesta adicional, tras la entrada en vigor del Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista, se ha venido observando un aumento sustancial en la diferencia de precios resultante de la casación del Mercado Diario entre las áreas de precio francesa y española.

Esta diferencia de precios ha venido acompañada de un notable incremento en el volumen de ofertas recibidas al mercado intradiario continuo, tras la primera subasta intradiaria a las 15:10, momento en el que se abren a negociación por primera vez los contratos del mercado intradiario continuo para el día siguiente, y en el que los agentes del mercado compiten intensivamente por ser los primeros en insertar sus ofertas al mismo.

Este incremento del número de ofertas recibidas a las 15:10, para tener preferencia en la reactivación tras subasta a las 22:00h, e intentar casar contra ofertas del lado francés mediante envíos masivos de "cesta de ofertas", está provocando que otros agentes no puedan realizar sus operaciones impidiendo el adecuado uso de recursos compartidos por todos los agentes de mercado (colas de recepción, tratamiento y respuesta de ofertas) que intentan negociar en el mercado continuo. Se ha observado que muchas de estas ofertas son además erróneas y han de ser rechazadas en el momento de su validación.

Por ello, el operador del mercado propone cambios en las Reglas de Funcionamiento de los Mercados diario e intradiario de Energía de Electricidad, que mitiguen esta situación. En particular, en las reglas 46.2.7 y 46.2.10:

- Se propone establecer un nuevo criterio de reactivación de ofertas al mercado intradiario continuo tras subasta, alternativo al actual mecanismo basado en el tiempo de llegada de las ofertas. Se propone establecer un criterio de reactivación por orden de precio de las ofertas.
- Se propone incluir aclaraciones acerca de la validación en el caso de las cestas de ofertas de modo que, si alguna de las ofertas contenidas en la cesta ofertara a algún/os contrato/s que no se encuentre en estado "TRADE", la cesta al completo sea rechazada.

B. Reparto de intereses

Con fecha 7 de noviembre de 2022, el operador del mercado remitió a la CNMC una segunda propuesta de cambio adicional en las Reglas del Mercado, con objeto de permitir el reparto entre los agentes del mercado de los intereses devengados en las cuentas designadas por el operador del mercado.

El operador del mercado justifica esta propuesta en el marco actual de alza en los tipos de interés, que en un corto espacio de tiempo han pasado de tipos negativos a positivos. En este contexto, las entidades financieras están comenzando a remunerar intereses por los saldos de efectivo en las cuentas bancarias. En previsión de que las cuentas bancarias designadas por el operador del mercado para la realización de los abonos y pagos, así como la cuenta bancaria para la gestión de garantías, comiencen a devengar intereses, el operador considera que se hace necesario modificar las Reglas mencionadas para permitir el reparto de los intereses devengados entre los agentes del mercado.

El texto propuesto es coincidente con el que ya estuvo en vigor a estos efectos en las Reglas del Mercado hasta el 31 de diciembre de 2015 (posteriormente, los intereses pasaron a ser negativos por lo que no se ha producido devengo de intereses hasta la actualidad). En definitiva, la modificación propuesta en las reglas 56.7 y 57.6.1 (nueva numeración) habilita a realizar el reparto entre los agentes del mercado de los intereses devengados en las cuentas designadas por el operador del mercado para abonos y pagos, así como en la cuenta bancaria designada para garantías.

Cuarto. Consideraciones sobre las modificaciones propuestas

Se detallan a continuación las consideraciones iniciales de esta Comisión relativas a aquellos cambios que han suscitado más comentarios por parte de los agentes:

A. Sobre el mecanismo propuesto para las liquidaciones REER y las nuevas garantías implementadas

Se considera que la propuesta da cumplimiento a la obligación de implementar un mecanismo de liquidación de la energía negociada por las instalaciones REER de acuerdo con el Real Decreto 960/2020 y que consigue una integración del mecanismo en las actuales liquidaciones diarias manteniendo el actual calendario de liquidación, facturación, cobros y pagos.

No obstante, con respecto al cómputo de las nuevas garantías REER, a la vista de las alegaciones formuladas por algunos sujetos ante el operador del mercado, cabe valorar si resulta óptimo el carácter maximalista del cálculo de las nuevas garantías a depositar por parte de las unidades de adquisición, pudiendo considerarse algunas alternativas menos gravosas, como utilizar la posición horaria máxima en el PHF en vez de la potencia máxima de consumo. La justificación del uso de la potencia máxima es que cubre incrementos de consumo sobre históricos, y es que el agente tiene la capacidad de modificar su potencia máxima de consumo, aproximándola al valor real.

Otra alternativa planteada para disminuir el nivel de garantías exigidas, es utilizar unos valores más reducidos de los coeficientes de minoración para el cálculo del importe de las garantías. A este respecto, se considera que los valores propuestos por el operador del mercado se pueden considerar adecuados para el inicio de la liquidación REER, aportando un cierto nivel de cobertura de riesgo ante variaciones bruscas e imprevistas en los precios, y en cualquier caso las reglas contemplan que el operador del mercado puede modificar los parámetros por instrucción en función de la cobertura de garantías observada, una vez la liquidación REER esté operativa.

Cabría finalmente utilizar estimaciones alternativas de los parámetros D_{max} y E_c (como por ejemplo previsiones del Operador del Sistema) para calcular el coeficiente de reparto del potencial déficit más cercano a los valores esperados en lugar de su valor potencial máximo. Sin embargo, la cobertura del riesgo debe cubrir no solo el valor esperado sino posibles variaciones sobre este, y por tanto la regla propuesta por el operador del mercado, que utiliza valores relacionados con la negociación en el mercado, evitando además utilizar informaciones de terceros cuyo intercambio no está regulado, se considera más idónea.

Cabe además considerar que en una situación de precios elevados los requerimientos asociados a la retribución de las REER son reducidos, mientras que, en una situación de precios bajos, las obligaciones de pago por compras en el mercado resultarán de menor cuantía, lo cual puede facilitar a los agentes ajustar adecuadamente sus garantías ante los diferentes escenarios de precios.

Por último, tal como sugiere un agente, se considera que podría resultar útil publicar los parámetros que resulten necesarios para que los participantes de mercado puedan replicar el cálculo de garantías. Por ello, se solicita al operador del mercado que proceda con el estudio de esta posibilidad.

B. Sobre la evolución del comité de agentes

La propuesta de nueva configuración del Comité de Agentes de Mercado (CAM) modifica la estructura del CAM (actualmente limitada a 25 miembros representantes de las diferentes actividades) y extiende su representatividad a todos los agentes de mercado que deseen formar parte de él, permitiendo así informar, consultar y recoger los puntos de vista de todos los interesados en los desarrollos de propuestas de forma transparente y no discriminatoria incluyendo a los representantes de asociaciones de agentes junto con Operador de Mercado, Operadores del Sistema y Reguladores Nacionales.

Responde así a los objetivos requeridos en el capítulo X (“Aprobación de metodologías, condiciones, reglas de funcionamiento de los mercados y procedimientos de operación y proyectos de demostración”) 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. En particular, da cumplimiento a lo establecido en los apartados b) y d) del Artículo 23.2.b) que requiere al operador de mercado facilitar la participación de los sujetos interesados en el desarrollo de las propuestas de reglas de mercado, teniendo en cuenta sus puntos de vista antes de la remisión de sus propuestas al regulador para su aprobación.

Se considera además que esta configuración del CAM es más acorde con la filosofía de la Directiva (UE) 2019/944, la cual exige que se garantice una participación en el mercado bajo condiciones de competencia equitativas, donde las normas y el trato que se apliquen a todas las empresas eléctricas sean transparentes, proporcionadas y no discriminatorias. En este sentido, la propuesta homogeniza la disponibilidad de información sobre el mercado y extiende a todos los sujetos interesados –y no solo a una representación de estos como es en la regulación actual- la posibilidad de participar de forma activa en los procesos de revisión de reglas del mercado de una forma abierta y transparente desde el inicio del proceso.

Se valora además positivamente el carácter telemático de las reuniones y la elección del presidente mediante sorteo entre los representantes de asociaciones, por periodos de seis meses.

Por último, con el fin de agilizar la implantación de la nueva configuración del Comité de Agentes del Mercado, esta Comisión ha dispuesto en Regla Final un plazo de 3 meses para la entrada en operación del mismo, lo que supone un acortamiento en 3 meses del plazo propuesto por el operador del mercado.

Quinto. Requerimiento para la revisión de la tipología de ofertas

El artículo 40 del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión, de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones (CACM), prevé la regulación de los productos que pueden ser ofrecidos por los operadores de mercado en las zonas de precio donde han sido designados, para el acoplamiento único diario del mercado eléctrico. Ese mismo artículo establece que los operadores del mercado deben garantizar que el algoritmo de acoplamiento de los precios pueda aceptar ofertas de bloque simple, así como ofertas que abarquen varios periodos horarios. Exige además una revisión bienal de la lista de productos y sus condiciones de aplicación mediante un proceso de consulta efectuado por el conjunto de operadores de mercado a los participantes de mercado, operadores de sistema y reguladores nacionales para garantizar que los productos disponibles reflejen sus necesidades, garantizar la seguridad operacional y cumplir los objetivos del mencionado reglamento.

Los términos y condiciones que determinan dichos productos fueron aprobados por todas las autoridades reguladoras en 2018. En un proceso de revisión posterior, la agencia ACER enmendó dichos términos, mediante Decisión N° 37/2020, de 22 de diciembre de 2020. La enmienda aprobada por ACER establece que los productos complejos como las complex block orders o las ofertas de ingresos mínimos (MIC) sean considerados como optativos, pudiendo ver su uso restringido en caso de tener que aplicar medidas correctoras cuando el rendimiento del algoritmo no sea aceptable. Introduce además una nueva oferta compleja de ingresos mínimos: las Scalable Complex Orders (SCO) propuesta por los operadores de mercado como una alternativa a las MIC existentes, con la finalidad de mejorar la ejecución del algoritmo, buscando un equilibrio entre la flexibilidad y complejidad que necesitan los sujetos y la escalabilidad del algoritmo para poder proporcionar una solución al proceso de casación. No obstante, la incorporación de las SCO a la lista de productos no implicó en su momento la eliminación de las ofertas complejas existentes, manteniéndose ambas como productos optativos.

La implantación del paquete de energía limpia para todos los europeos conllevará importantes retos para el mercado mayorista eléctrico en los próximos años. El algoritmo Euphemia que ejecuta la casación del mercado diario tendrá que adaptarse a nuevos requerimientos, de entre los que destacan la implementación del enfoque ‘flow based’ en zona centro y norte de Europa, la optimización conjunta con productos de reserva de balance, la extensión del acoplamiento diario a países de la Energy Community y, en especial, la implementación de una programación cuartohoraria, como consecuencia de la transición del periodo de liquidación del desvío a 15 minutos, lo que debe tener lugar antes del 1 de enero de 2025.

A la vista de las pruebas efectuadas en el segundo trimestre de 2022 por los operadores del mercado, el Market Coupling Steering Comitee comunicó que el paso a la programación cuartohoraria solo era posible bajo ciertas condiciones entre las que aparece la eliminación de las MIC, siendo viable su sustitución por las SCO que tienen menor impacto sobre el rendimiento del algoritmo.

Parece claro que de mantener las MIC, el algoritmo tendría altas probabilidades de empeorar su rendimiento por debajo de los umbrales requeridos y por tanto se haría necesario aplicar medidas correctoras que impidieran su uso, lo que dejaría a los sujetos de mercado sólo la posibilidad de utilizar ofertas simples horarias.

Ante la misma tesitura, varios reguladores u operadores de mercado ya han anunciado su intención de adaptar las ofertas utilizadas en su región, entre ellos, Irlanda e Italia.

Teniendo en cuenta todo lo anteriormente expuesto, se considera oportuno solicitar al operador del mercado ibérico una evaluación de la conveniencia de modificar la tipología de ofertas actualmente vigentes en dicho mercado. En particular, la posibilidad de sustituir las MIC por otro tipo de ofertas complejas, de entre las permitidas por los términos y condiciones que determinan los productos del mercado diario. Se dispone por tanto en esta resolución un mandato al operador del mercado en este sentido, advirtiéndose que este proceso de evaluación deberá comprender una consulta pública a los sujetos del mercado y, en caso de concluir que es necesaria una adaptación de las ofertas, una propuesta de modificación de las reglas del mercado y/o una hoja de ruta con calendario detallado de pasos para su implantación.

Vistos los citados antecedentes de hecho y fundamentos de derecho, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC,

III. RESUELVE

Primero. Aprobar las Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de electricidad.

El texto de dichas Reglas, que se incorpora adjunto a la presente resolución, debe entenderse sin perjuicio de las modificaciones introducidas por el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, al respecto de las reglas a las que se refieren las «Especificaciones de detalle del funcionamiento del mercado para la aplicación del mecanismo de ajuste regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo», para el período de vigencia del citado mecanismo de ajuste.

Segundo. La presente resolución surtirá efectos al día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Tercero. Requerir al operador del mercado ibérico una evaluación de la conveniencia de modificar la tipología de ofertas actualmente vigentes en dicho mercado. En particular, la posibilidad de sustituir las MIC por otro tipo de ofertas complejas, de entre las permitidas por los términos y condiciones que determinan los productos del mercado diario. Este proceso de evaluación deberá comprender una consulta pública a los sujetos del mercado y, en caso de concluir que es necesaria una adaptación de las ofertas, una propuesta de modificación de las reglas del mercado y/o una hoja de ruta con calendario detallado de pasos para su implantación.

La presente resolución, junto con su anexo, 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.

Notifíquese esta resolución al Operador del Mercado Ibérico Eléctrico (OMIE) y a Red Eléctrica de España, S.A.U y publíquese en la página web de la CNMC.

IV. ANEXO: PROPUESTA DE REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS DIARIO E INTRADIARIO DE ELECTRICIDAD

Nota aclaratoria:

El texto de reglas se consulta en control de cambios respecto a la versión aprobada por Resolución de 6 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica para la adaptación de los límites de oferta a los límites de casación europeos.

El texto incorpora igualmente la modificación de la regla 55 (ahora 56) aprobada por Resolución de 11 de noviembre de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican las reglas de funcionamiento del mercado para la introducción de un mecanismo de pago anticipado previo a la emisión de la nota de cargo semanal.

El texto **no incorpora** las especificaciones de detalle del funcionamiento del mercado previstas en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista. Esto es a los efectos de facilitar el contraste de los cambios que se introducen y, teniendo en cuenta el carácter transitorio de la aplicación de dicho Real Decreto-Ley, se pretende dar una foto final de la norma que se propone. Todo ello debe entenderse sin perjuicio de que la aplicación del mecanismo de ajuste siga llevándose a cabo, hasta el fin de su vigencia, de acuerdo con las especificaciones de detalle previstas en el Anexo I del citado Real Decreto-Ley.