



MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y
EL RETO DEMOGRÁFICO

MINISTERIO DE HACIENDA Y FUNCIÓN PÚBLICA

MINISTERIO DE ASUNTOS ECONÓMICOS Y
TRANSFORMACIÓN DIGITAL

MINISTERIO DE INCLUSIÓN, SEGURIDAD SOCIAL Y
MIGRACIONES

REF.:

REF.C.M.:

Capítulo

Epígrafe

(A rellenar en el "Boletín Oficial del Estado")

Real Decreto-Ley /2022, de 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.

I

Los mercados energéticos nacionales e internacionales de todo el mundo se están viendo sometidos en los últimos meses a las mayores tensiones de abastecimiento y precios de las últimas décadas.

Esta situación se explica como el resultado acumulativo de un conjunto de circunstancias que encuentran su origen en el proceso de recuperación de la actividad económica mundial tras la superación de la crisis sanitaria ocasionada por la COVID-19, que trajo consigo una evidente ralentización de las inversiones en todos los sectores económicos. Una vez iniciado el fenómeno de recuperación económica mundial, reforzado en el ámbito europeo por la articulación y despliegue de los fondos Next Generation UE, tuvo lugar un fuerte desequilibrio de la oferta y la demanda a consecuencia de una recuperación global más rápida de lo esperado que no ha sido acompañada con los mismos niveles de producción, afectando a todas las cadenas de valor y de suministro globales, y con especial impacto en el ámbito energético, con un incremento sustancial de la cotización de todos los precios de los combustibles fósiles en la segunda mitad del año 2021.

A la situación anterior se han sumado en los últimos meses las importantes consecuencias derivadas de la invasión de Ucrania por parte de Rusia. Este conflicto, que supone una profunda crisis social y humanitaria a nivel europeo, tiene también una importante dimensión en términos energéticos que está llevando al límite la capacidad de resiliencia de los países europeos. En este sentido, es conocido el elevado grado de dependencia europea de los combustibles fósiles importados de Rusia, en especial la de los países centroeuropeos con respecto al abastecimiento de gas natural.

La respuesta europea a la agresión injustificada a Ucrania está siendo unánime e indubitada, con un rotundo paquete de sanciones que están siendo dirigidas desde el seno de las instituciones



europas, y con un ambicioso plan de reducción de las importaciones del petróleo y gas ruso que contribuirán a reducir la dependencia del país invasor, dificultando la financiación de esa guerra injustificada.

Las decisiones anteriores, si bien absolutamente imprescindibles, traen consigo, por un lado, ciertos riesgos de abastecimiento de determinados combustibles fósiles, principalmente para aquellos países con una mayor dependencia de las importaciones rusas, y, por otro, y de manera generalizada, suponen un nuevo factor de presión que contribuye a reforzar la escalada de precios energéticos que tuvieron su inicio ya en 2021.

Como consecuencia de todo lo anterior, la cotización de los combustibles fósiles ha alcanzado unos niveles nunca antes observados en los principales *hubs* de negociación tanto nacional como internacionales. Así, en el caso del gas natural en el ámbito ibérico, la media de cotizaciones del producto D+1 en el punto virtual de balance –PVB- en los primeros cuatro meses del año 2022 se ha situado en 95,98 €/MWh, un valor nueve veces superior a la media de cotización de dicho producto durante en el año 2020, y dos veces superior al considerado en el año 2021. El 8 de marzo de 2022, el producto negociado D+1 se situó en 241,36 €/MWh, un valor que ha supuesto un récord histórico que ha tenido su reflejo en los restantes parques de negociación europeos homólogos.

En relación con el sector eléctrico, este no ha estado exento de los profundos impactos sobre el nivel de precios provocado por las anteriores circunstancias.

Así, a pesar de que el mix energético español incorpora una participación limitada de las instalaciones que emplean combustibles fósiles como fuente de producción de la electricidad, con un hueco térmico que es, además, decreciente, conforme la entrada de nuevas tecnologías renovables suponen una sustitución de la producción convencional por estas tecnologías verdes, el precio mayorista de la electricidad ha sufrido un efecto contagio del precio del gas natural que ha llevado a la electricidad a situarse en los mayores precios desde la creación del mercado ibérico de la electricidad, MIBEL.

A modo de ilustración, frente al precio medio de la electricidad de 2019, que se situó en 47,68 €/MWh, el precio medio mayorista en 2021 alcanzó el valor de 111,90 €/MWh. En los cuatro primeros meses del año 2022, el valor medio del precio marginal de casación en España se ha situado en 219,19 €/MWh, un valor varios órdenes de magnitud superior a los experimentados en los años anteriores.

En este contexto de precios elevados, el Gobierno ha impulsado un conjunto de medidas que han tratado de paliar y revertir la situación antes descrita, y de entre las que cabe destacar las contenidas en el Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, un ambicioso paquete normativo que ha tratado de abordar de una perspectiva omnicomprendensiva los devastadores efectos de la guerra en todos los ámbitos sociales y económicos.

II

La situación de los precios mayoristas de la electricidad antes mencionada ha supuesto, asimismo, el inicio de un debate a nivel europeo entorno al diseño de los mercados eléctricos. Un



debate que ha sido liderado en buena medida por el Gobierno español, y que ha contado con un apoyo creciente de los países europeos de nuestro entorno. Y es que, si bien el incremento de los precios de los combustibles fósiles responde en exclusiva a una tensión provocada por la inestabilidad del abastecimiento en el plano internacional, dada la elevada dependencia de los combustibles importados de terceros países, la situación de los mercados eléctricos no puede ignorar que, en buena medida, este es también un problema de diseño regulatorio.

En este sentido, la configuración de un mercado marginalista en el sector eléctrico ha traído consigo importantes beneficios a los que todos los agentes del mercado, tanto productores como consumidores, han podido acceder. La existencia de dicho esquema de mercado ha fomentado de manera evidente la entrada de nueva generación renovable, que ha favorecido la sustitución paulatina de la producción convencional, contribuyendo a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y, por tanto, permitiendo el cumplimiento de los ambiciosos objetivos de política climática contraídos por el Reino de España.

Sin embargo, a pesar de que la contribución de las tecnologías de producción de origen fósil ha ido perdiendo de manera paulatina su histórica cuota de producción dentro del mix eléctrico nacional, la necesidad de seguir contando con esta potencia de generación firme y flexible ha supuesto que la señal de precios de la electricidad no haya podido capturar de forma plena los beneficios procedentes de la considerable entrada de producción renovable en los últimos años. De hecho, el precio de la electricidad se ha seguido manteniendo estrechamente correlacionado con la evolución de los precios de cotización del gas natural, observándose las mismas fluctuaciones y tensiones en ambos mercados.

Este es un debate que no ha sido ignorado por las instituciones europeas. Desde el inicio de la escalada de precios a mediados de 2021, la Comisión Europea y la Agencia Europea de Reguladores (ACER), han publicado sucesivos informes y comunicaciones en los que se han hecho eco de esta circunstancia; un problema que es europeo y que, como tal, necesariamente habrá de abordarse desde una perspectiva conjunta comunitaria.

Entre ellos, cabe destacar la Comunicación de la Comisión RepowerEU: acción conjunta para una energía más asequible, segura y sostenible, del pasado 8 de marzo, en el que se anunciaba que la Comisión estudiaría todas las opciones posibles para aplicar medidas de emergencia que limiten el efecto de contagio de los precios del gas en los precios de la electricidad, como el establecimiento de límites temporales de precios. Así, en su posterior comunicación de 22 de marzo, sobre seguridad de suministro y precios energéticos asequibles, la Comisión incluye entre las alternativas de actuación analizadas la posibilidad de establecer limitaciones en los precios de los generadores que utilizan combustibles fósiles, como una vía de abordar los altos precios y la volatilidad del mercado mayorista.

Más recientemente, el informe de ACER sobre el diseño del mercado mayorista de electricidad de la UE, de fecha 29 de abril de 2022, si bien no propone un cambio radical respecto del diseño marginalista del mercado, sí esboza algunas consideraciones relevantes sobre la necesidad de introducir liquidez en los mercados a plazo y fomentar la proliferación de instrumentos de cobertura que permitan a los consumidores finales.

A la situación general antes descrita, debe sumársele la excepcionalidad que supone la situación de España y Portugal como isla energética, dada la reducida capacidad de interconexión de la península ibérica con el resto de Europa. Esta excepcionalidad ha quedado constatada y



reflejada en el Consejo Europeo celebrado los días 24 y 25 de marzo, donde se reconoce en sus conclusiones la singularidad del mercado ibérico, con un bajo nivel de interconexión, y el mandato para que la Comisión Europea analice de manera urgente la compatibilidad con los Tratados y la normativa de mercado interior de medidas temporales que los Estados miembro puedan adoptar con el objetivo de mitigar el impacto del precio de los combustibles fósiles en la generación de electricidad.

Así pues, la medida contenida en este real decreto-ley emana de la reflexión sobre los mercados energéticos que se ha venido realizando en la Unión Europea en los últimos meses y tiene un acomodo y reflejo en los acuerdos políticos y mandatos adoptados por los Jefes de Estado y de Gobierno de la Unión en su reunión del 24 y 25 de marzo.

Cabe también señalar que desde esta fecha se viene trabajando estrechamente con los servicios técnicos de la Comisión Europea para que el mecanismo presentado en este real decreto-ley sea plenamente compatible con la normativa comunitaria y por lo tanto pueda ser aprobado formalmente por la Comisión. Esta aprobación formal del mecanismo por la Comisión Europea, que se espera obtener muy pronto, marcará la fecha de inicio de este mecanismo tal y como se indica en la disposición final décima.

III

Este real decreto-ley desarrolla un mecanismo temporal que limita el impacto que la escalada de precios del gas natural está teniendo en el mercado mayorista de electricidad, como consecuencia del diseño marginalista del mismo, que determina que el precio de toda la electricidad es fijado por la última unidad de generación necesaria para abastecer la demanda en cada hora, siendo el gas natural la tecnología que con mayor frecuencia actúa como tecnología marginal.

La medida se configura como un mecanismo de ajuste del coste producción de las tecnologías fósiles marginales, que tiene como efecto una reducción equivalente a dicho ajuste en las ofertas que dichas tecnologías realizan en el mercado, con la consiguiente reducción de precio de casación del mercado. Las cantidades correspondientes a dicho ajuste son financiadas por aquellos consumidores que se benefician de la referida reducción, resultando en cualquier caso un precio final inferior al que se daría en ausencia de la medida. El mecanismo se encontrará en vigor durante un periodo de 12 meses.

Debido a la integración de los mercados eléctricos de España y Portugal en el Mercado Ibérico de Electricidad, MIBEL, el mecanismo de ajuste se adopta de manera simultánea y coordinada en la Península Ibérica, garantizando así la integración y eficiencia de este mercado regional.

El valor del ajuste a las centrales marginales fósiles, único para todas ellas, se establece como la diferencia entre un precio de referencia del gas, y el precio efectivo del mercado spot de gas natural en cada día. De esta manera, estas centrales recuperan todos sus costes –como hasta ahora- sin alterar el orden de mérito del mercado. La medida no implica en modo alguno un incentivo, sobre-retribución o subvención de estas tecnologías, por lo que tampoco mejora su competitividad con relación a otros usos de estos combustibles ni incentiva un mayor consumo de éstos. A su vez, el ajuste sigue permitiendo unos precios de mercado suficientes para que las



tecnologías inframarginales puedan recuperar sus inversiones y siga atrayendo nueva generación renovable, más eficiente y competitiva.

El precio de referencia del gas que se establece en el mecanismo será variable, comenzando por un valor de 40 €/MWh durante los seis primeros meses e incrementándose en escalones mensuales sucesivos de 5€/MWh hasta alcanzar un valor de 70 €/MWh en el último mes. De esta manera se procederá a una salida gradual y escalonada de la medida que permitirá a los agentes adaptarse al escenario en el que el mecanismo deje de ser de aplicación.

Por el lado de la demanda, el coste total del ajuste a las tecnologías marginales se repartirá entre aquella parte de la demanda ibérica que se beneficiará directamente del mismo, bien porque adquiere la energía a un precio directamente referenciado al valor del mercado mayorista o bien por que ha firmado o renovado un contrato teniendo ya en cuenta el efecto beneficioso del mecanismo sobre los precios mayoristas. Así, se configura un sistema de exención del pago del ajuste a las centrales marginales a aquella energía que se encuentre sujeta a instrumentos de cobertura a plazo. Los agentes titulares de dichas coberturas podrán presentar ante las autoridades correspondientes las coberturas debidamente registradas, lo que les permitirá resultar exentos de dicho coste por dicha porción de energía. Este esquema asegura que los consumidores indexados al precio del spot mayorista se podrán beneficiar de la medida (ya que la suma del nuevo precio de casación marginal más el coste variabilizado del ajuste será menor que el contrafactual en ausencia de medida) al tiempo que, aquellos consumidores cubiertos con instrumentos de *hedging* no se ven afectados por el citado mecanismo de ajuste. Conforme se vaya produciendo el vencimiento o renovación de las coberturas antes mencionadas, la nueva energía que aflore sí pasará a soportar el coste del ajuste, de conformidad con las especificidades del diseño regulado en este real decreto-ley.

Asimismo, otro elemento novedoso del mecanismo es el uso de las rentas de congestión adicionales que afloran en la interconexión entre España y Francia para minorar el coste total del ajuste mencionado anteriormente. En particular, la implementación del mecanismo de ajuste articulado en este real decreto-ley, traerá consigo una importante reducción del precio de casación marginal en la zona de precio tanto española como portuguesa, lo que traerá principalmente dos efectos: un incremento del flujo exportador en la frontera entre España y Francia, y un incremento de la diferencia de precio entre la zona de precio española y la francesa. En tanto este efecto es el resultado directo de la implementación de dicho mecanismo, se ha habilitado una vía excepcional para poder hacer un uso de las rentas de congestión adicionales en dicha interconexión (rentas de congestión que son proporcionales tanto al a energía de frontera como la diferencia de precio) en la minoración del coste total del mecanismo de ajuste.

Por las razones referidas, el mecanismo es plenamente respetuoso con los principios del mercado interior de la energía, no distorsionará el comercio interior de electricidad y contribuirá a la descarbonización de la economía a través unos precios de la electricidad más razonables que incentiven la electrificación renovable de los usos finales energéticos.

El mecanismo de ajuste entrará en vigor al mismo tiempo que el resto del contenido de la norma, si bien su aplicación efectiva se producirá una vez que la Comisión Europea haya resuelto sobre su pleno ajuste al derecho comunitario, en los términos recogidos en las propias conclusiones del Consejo Europeo.



IV

Una de las condiciones para la aprobación del mecanismo por parte de la Comisión Europea es la reforma del actual precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC). Así, el mecanismo de ajuste se configura como una medida extraordinaria mientras se realiza esta reforma y esta entra en vigor de forma efectiva, lo que no es inmediato.

La subida de precios del mercado diario e intradiario y su alta volatilidad han perjudicado especialmente a los pequeños consumidores domésticos con potencia contratada menor o igual 10 kW, que se encuentra acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor, entre los que se encuentran los consumidores vulnerables con derecho a la aplicación del bono social.

Esta traslación directa de la volatilidad y del elevado precio del mercado diario e intradiario al PVPC se debe a que la metodología para establecer el coste de la energía emplea exclusivamente el precio del mercado diario e intradiario en cada hora.

Con el objetivo de reducir la volatilidad del precio voluntario para el pequeño consumidor, este real decreto-ley también establece el mandato de realizar las modificaciones necesarias en la metodología de cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor, para introducir una referencia a los precios de los mercados a plazo, incorporando una componente de precio basada en una cesta de productos de mercados a plazo -anuales, trimestrales y mensuales- y una componente de precio del mercado diario e intradiario de tal forma que la nueva fórmula de fijación del coste de la energía del PVPC pueda empezar a aplicarse a principios de 2023.

Esta medida orientará la estrategia de compra de energía de las comercializadoras de referencia, induciendo una mayor propensión a la participación en los mercados a plazo para adquirir la energía de sus clientes. Por tanto, fomentará la liquidez de los mercados a plazo ibéricos por el lado de los compradores.

Tradicionalmente los mercados a plazo en la Península Ibérica, tanto organizados como no organizados, no han tenido una elevada liquidez. Una de las razones de esta situación es que las instalaciones de tecnologías renovables, cogeneración y residuos acogidas al régimen retributivo específico (RECORE), que aportan aproximadamente el 38% de la demanda eléctrica, establecen estrategias de venta de su producción en el mercado diario e intradiario sin participar en los mercados a plazo. Este comportamiento se debe a la configuración del mecanismo de ajuste por desviaciones en el precio del mercado, regulado en el artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que desincentiva la venta de energía en los mercados a plazo, ya que cubre el riesgo de desviaciones en el precio de mercado diario e intradiario. Por esta razón, el Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, ha modificado este mecanismo con el objetivo de que se incentive la exposición de la energía del RECORE a los mercados a plazo.

Por otro lado, la falta de liquidez en los mercados a plazo se está viendo agravada por la extensión en el tiempo de la guerra de Ucrania y el actual contexto de incertidumbre, altos precios y volatilidad en los mercados energéticos, que encarecen el coste de las garantías iniciales y dinámicas exigidas en las contrataciones a plazo e incorporan una prima de riesgo adicional.



Esta situación hace necesaria y urgente la adopción de medidas adicionales a las ya adoptadas, que fomenten la liquidez de los mercados a plazo también por el lado de los vendedores en aquellos productos y horizontes temporales en los que aumentará la demanda debido a las adquisiciones de las comercializadoras de referencia.

Para ello se incorpora al mecanismo de ajuste por desviaciones en el precio del mercado que será de aplicación para la energía RECORE generada en el año 2023 y posteriores, referencias a productos de mercados a plazo-anales, trimestrales y mensuales.

Para cada año del semiperiodo regulatorio se establecerán, reglamentariamente, los coeficientes de ponderación de cada uno de los productos que se consideran en el mecanismo de ajuste por desviaciones en el precio del mercado, de forma que sean coherentes con los coeficientes de ponderación utilizados en el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor. Para el primer ejercicio de aplicación, el año 2023, se establecen los valores de los coeficientes de ponderación de los distintos productos y se fija el periodo a considerar para calcular el precio medio del futuro anual, para permitir que las instalaciones afectadas dispongan del tiempo suficiente para adoptar las decisiones pertinentes en relación con su estrategia de venta de energía.

El mecanismo de ajuste por desviaciones en el precio del mercado se aplica en las actualizaciones de los parámetros retributivos del régimen retributivo específico, que se llevan a cabo en cada semiperiodo regulatorio, de 3 años y en cada periodo regulatorio, de 6 años. El artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, prevé que la actualización de los parámetros retributivos del periodo regulatorio se realizará antes de comenzar este, entendiéndose prorrogados en caso contrario. La introducción de precios de mercados a plazo en el mecanismo de ajuste por desviaciones en el precio del mercado, hace necesario retrasar la fecha límite para la actualización de los parámetros retributivos en cada periodo regulatorio, al objeto de disponer de la información relativa a los precios de los mercados de futuros utilizados.

Esta medida se considera de extraordinaria y urgente necesidad, ya que está vinculada a la autorización del mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista regulado en este mismo real decreto-ley. Además, está dirigida a reducir la volatilidad y el precio final de la energía de los consumidores acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor, en un contexto de altos precios de la energía y elevada incertidumbre respecto a su duración e intensidad, a través de la modificación de la metodología de cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor y del fomento de la liquidez en los mercados de energía a plazo.

V

Por otro lado, se aborda la modificación de la Ley 12/2009, de 30 de octubre, reguladora del derecho de asilo y de la protección subsidiaria mediante Real Decreto-ley porque resulta imprescindible que la reforma entre en vigor lo antes posible y se trata de una regulación que solo puede hacerse mediante una norma con rango de ley.

La medida recoge una modificación de extraordinaria y urgente necesidad para poder poner en marcha el sistema de acción concertada previsto en el Real Decreto 220/2022, de 29 de marzo, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regula el sistema de acogida en materia de protección internacional.



La reforma del sistema de acogida es uno de los hitos establecidos en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), el cual ha sido evaluado favorablemente por la Comisión Europea el 16 de junio de 2021 y cuya aprobación definitiva fue ratificada mediante Decisión de Ejecución por el Consejo Europeo el 13 de julio de 2021. Se trata del hito 317 del Anexo de la mencionada Decisión del Consejo y constituye la Reforma 4 del Componente 22 (Plan de choque para la economía de los cuidados y refuerzo de las políticas de inclusión). Con la aprobación del Real Decreto 220/2022, de 29 de marzo, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regula el sistema de acogida en materia de protección internacional se dio cumplimiento en tiempo y forma al hito en cuestión. No obstante, resulta necesario para garantizar la efectiva puesta en marcha del nuevo sistema de acogida la aprobación de esta modificación.

Además, la justificación de la extraordinaria y urgente necesidad no se deriva sólo de los compromisos derivados del PRTR, sino que la reciente guerra en Ucrania y el compromiso que España ha adquirido como Estado en la acogida de refugiados ucranianos hace necesario que el nuevo sistema de acogida de solicitantes y beneficiarios de protección internacional y su gestión esté en vigor lo antes posible. Así, las disposiciones recogidas en el Real Decreto 220/2022, de 29 de marzo, podrán ser aplicables a los refugiados ucranianos.

La gestión del nuevo modelo se articula mediante la acción concertada que desarrolla el título V del Reglamento. Se trata de un nuevo modelo con el que se busca superar algunas de las limitaciones del actual sistema de subvenciones, estableciendo un vínculo más estrecho con las entidades, promoviendo una visión plurianual del sistema e incrementando su estabilidad y previsibilidad, así como reduciendo la carga administrativa y facilitando la evaluación efectiva.

Para poner en marcha este nuevo modelo, es necesaria la habilitación legal que establezca la posibilidad de anticipar una parte de la retribución a las entidades que colaboren con la Administración, con el fin de facilitar la actividad objeto del concierto. Dichos pagos supondrán entregas de fondos con carácter previo a la justificación, como financiación necesaria para poder llevar a cabo las actuaciones.

Dicha posibilidad constituye una práctica habitual en el sistema actual de subvenciones que lleva a cabo la Secretaría de Estado de Migraciones del Ministerio de Inclusión, Seguridad Social y Migraciones, de conformidad con lo previsto en la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones, y es un componente necesario para apoyar a las entidades que realizan la labor social de atención y acogida de personas migrantes y solicitantes de protección internacional, especialmente las más pequeñas.

Además, ante las dudas que puedan surgir en la interpretación del Real Decreto 220/2022, de 29 de marzo, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regula el sistema de acogida en materia de protección internacional, se clarifica que la acción concertada se podrá desarrollar en inmuebles de propiedad tanto pública como privada, siempre que se acredite un derecho al uso por un período no inferior al de vigencia de la autorización de acción concertada. Asimismo, se introduce que, en situaciones de necesidad y siempre que concurren razones de interés público, el derecho de uso podrá ser inferior al de la duración de la autorización.

Por su parte, el *South Summit* se ha erigido en una plataforma global de innovación y emprendimiento que genera conexiones de alto valor para todos los actores del ecosistema y sectores económicos, con un potencial de crecimiento e impacto social muy relevante. En efecto, se trata de una plataforma de innovación abierta que conecta *startups*, corporaciones e



inversores para generar oportunidades de negocio, considerando este ámbito como motor clave del desarrollo económico de esta nueva era. Además, la edición de 2022 resulta especialmente relevante ya que se celebra el décimo aniversario del evento. Con motivo de este aniversario, la entidad está diversificando sus actuaciones a nivel internacional con la organización de diversos eventos.

En esta misma línea, 2022 es un año clave para la política del Gobierno de España en materia de emprendimiento. Esto se debe a numerosos motivos, siendo quizás el más relevante que el proyecto de Ley de Fomento del Ecosistema de Empresas Emergentes (conocido como Ley de *Startups*) se encuentra en estos momentos en trámite parlamentario, debiendo aprobarse este mismo año. Por lo tanto, resulta de especial interés para el Gobierno apoyar eventos de la índole del South Summit, ya que se podrá aprovechar como un ecosistema de colaboración público-privada, generador de ideas y que alimente la fase final del proceso de elaboración de la norma, garantizándose así una mayor repercusión. También puede aprovecharse como una plataforma de difusión de las demás políticas del Gobierno en materia de emprendimiento, entre las que pueden citarse el Fondo Next Tech, la Línea Enisa Emprendedoras Digitales o INCIBE Emprende.

Para poder maximizar este apoyo y la financiación del evento, los mecenas del *South Summit 2022* deben poder acogerse a los beneficios fiscales previstos en la Ley 49/2002, de 23 de diciembre, de régimen fiscal de las entidades sin fines lucrativos y de los incentivos fiscales al mecenazgo. Para ello, resulta imprescindible aprobar la declaración del «South Summit 2022-2024» como acontecimiento de excepcional interés público en la disposición adicional sexta con norma de rango de ley y con carácter urgente, y con carácter previo a la celebración del evento. Por tanto, teniendo en cuenta que dicha celebración se va a producir los días 8, 9 y 10 de junio de este año en España, es necesario aprobar esta medida mediante real decreto-ley.

VI

El artículo 86 de la Constitución permite al Gobierno dictar decretos-leyes «en caso de extraordinaria y urgente necesidad», siempre que no afecten al ordenamiento de las instituciones básicas del Estado, a los derechos, deberes y libertades de los ciudadanos regulados en el título I de la Constitución, al régimen de las comunidades autónomas ni al Derecho electoral general.

El real decreto-ley constituye un instrumento constitucionalmente lícito, siempre que, tal como reiteradamente ha exigido el Tribunal Constitucional (sentencias 6/1983, de 4 de febrero, FJ 5; 11/2002, de 17 de enero, FJ 4, 137/2003, de 3 de julio, FJ 3, y 189/2005, de 7 julio, FJ 3; 68/2007, FJ 10, y 137/2011, FJ 7), el fin que justifica la legislación de urgencia sea subvenir a una situación concreta, dentro de los objetivos gubernamentales, que por razones difíciles de prever requiere una acción normativa inmediata en un plazo más breve que el requerido por la vía normal o por el procedimiento de urgencia para la tramitación parlamentaria de las leyes, máxime cuando la determinación de dicho procedimiento no depende del Gobierno.

Debe quedar, por tanto, acreditada «la existencia de una necesaria conexión entre la situación de urgencia definida y la medida concreta adoptada para subvenir a ella (SSTC 29/1982, de 31 de mayo, FJ 3; 182/1997, de 20 de octubre, FJ 3, y 137/2003, de 3 de julio, FJ 4).

A tal fin se reitera la extraordinaria coyuntura de precios observada en los mercados mayoristas de electricidad, que trae causa del encarecimiento sin precedentes de la cotización del gas



natural en los mercados internacionales, y su impacto sistémico en la economía ampliamente expuesta en este preámbulo.

Un aspecto imprescindible a destacar es la temporalidad del mecanismo de ajuste regulado en este real decreto-ley. Así, el plazo máximo de 12 meses queda circunscrito, en primer lugar, al régimen de excepcionalidad ocasionado por el alza de los precios energéticos, que traen causa en última instancia de la invasión de Ucrania por la Federación de Rusia.

Por último, las medidas sobre las reformas en materia de asilo y de fomento del mecenazgo quedan justificadas en el apartado VI anterior.

En consecuencia, la extraordinaria y urgente necesidad de aprobar este real decreto-ley se inscribe en el criterio político o de oportunidad que corresponde al Gobierno en cuanto órgano de dirección política del Estado, y esta decisión, sin duda, supone una ordenación de prioridades políticas de actuación, centradas en el cumplimiento de la seguridad jurídica y la garantía de precios justos y competitivos a los ciudadanos y las empresas.

Asimismo, se destaca que este real decreto-ley no afecta al ordenamiento de las instituciones básicas del Estado, a los derechos, deberes y libertades de los ciudadanos regulados en el título I de la Constitución, al régimen de las Comunidades Autónomas ni al Derecho electoral general.

Por todo lo expuesto, concurren de esta forma las circunstancias de «extraordinaria y urgente necesidad» que constituyen el presupuesto habilitante exigido al Gobierno por el artículo 86.1 de la Constitución para dictar reales decretos-leyes.

VII

Este real decreto-ley se adecua a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, en particular, a los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia y eficiencia.

Así, atendiendo a los principios de necesidad y eficacia, existe un claro y evidente interés general que sustenta la medida que se aprueba en la norma, siendo así el real decreto-ley el instrumento más inmediato y eficaz para garantizar su consecución. Se respeta asimismo el principio de proporcionalidad, dado que contiene la regulación meramente imprescindible para la consecución de los objetivos previamente mencionados.

A su vez, la norma resulta coherente con el vigente ordenamiento jurídico, ajustándose, por ello, al principio de seguridad jurídica. Y, por último, en cuanto al principio de transparencia, esta norma, si bien está exenta de los trámites de consulta pública, audiencia e información pública por tratarse de un decreto-ley, tal y como autoriza el artículo 26.11 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, define claramente sus objetivos, reflejados tanto en su parte expositiva como en la Memoria que lo acompaña. Por último, en relación con el principio de eficiencia, en este real decreto-ley se ha procurado que la norma genere las menores cargas administrativas para los ciudadanos.



El presente real decreto-ley se dicta al amparo de lo dispuesto en el artículo 149.1. 13.^a y 25.^a de la Constitución Española, que atribuyen al Estado la competencia en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente, a excepción de la disposición adicional sexta, que se dicta al amparo de lo previsto en el artículo 149.1.14.^a de la Constitución que atribuye al Estado competencia exclusiva en materia de Hacienda general y de la disposición final séptima, que se dicta al amparo de lo dispuesto por el artículo 149.1. 2.^a de la Constitución Española, que atribuye al Estado competencia exclusiva en materia de derecho de asilo.

En su virtud, haciendo uso de la autorización contenida en el artículo 86 de la Constitución Española, a propuesta de la Vicepresidenta Tercera del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, de la Ministra de Hacienda y Función Pública, de la Vicepresidenta primera y Ministra de Asuntos Económicos y Transformación Digital y del Ministro de Inclusión, Seguridad Social y Migraciones, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 13 de mayo de 2022,

DISPONGO:

Artículo 1. Mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista.

1. Con la finalidad de lograr una reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista, se establece un mecanismo de ajuste de los costes incurridos por las instalaciones a que hace referencia el artículo 2, en una cuantía proporcional a la internalización del mayor coste de aprovisionamiento de los combustibles fósiles empleados por dichas instalaciones en la producción de electricidad.

2. El mecanismo de ajuste regulado en este real decreto-ley resultará de aplicación durante 12 meses contados a partir de la fecha que se determine en la Orden por la que se publique en el «Boletín Oficial del Estado» la Autorización del mecanismo de ajuste por parte de la Comisión Europea prevista en la disposición final primera. En ningún caso el mecanismo de ajuste regulado en este real decreto-ley resultará de aplicación más allá del 31 de mayo de 2023.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. El mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulado en este real decreto-ley será de aplicación a las siguientes instalaciones de producción en territorio peninsular que estén dadas de alta en el mercado en el día en que se produce la casación del mercado diario:

- a) instalaciones de producción de energía eléctrica correspondientes a centrales de ciclo combinado de gas natural.
- b) instalaciones de producción correspondientes a tecnologías de generación convencional que utilicen carbón como combustible.



c) instalaciones de producción de energía eléctrica pertenecientes al grupo a.1 del artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y las acogidas a la disposición transitoria primera del mismo que hubieran estado acogidas a la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, siempre que estas no cuenten con ningún marco retributivo de los regulados en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, así como las instalaciones de cogeneración que utilicen gas natural como energía primaria y que estén acogidas a la modalidad general de régimen remuneratorio, en los términos previsto en el artículo 4.º-B del Decreto-Ley n.º 23/2010, de 25 de marzo (Diario da República n.º 59/2010, Série I, de 25 de marzo de 2010).

2. Los titulares de instalaciones del apartado 1 de este artículo que nominen la ejecución de contratos bilaterales con entrega física con dichas instalaciones no percibirán el ajuste a que se refiere el artículo 3 por la energía declarada en el contrato bilateral, resultando de aplicación el mecanismo de ajuste previsto en este real decreto-ley únicamente sobre aquella energía negociada en unidades de oferta de venta de energía ante el operador del mercado, todo ello sin perjuicio de los criterios que resultan de aplicación a los mercados intradiarios y que se apliquen en los servicios de ajuste de España de conformidad con lo establecido en este real decreto-ley.

Artículo 3. Determinación de la cuantía unitaria del ajuste.

1. Para las instalaciones de generación de energía eléctrica a que hace referencia el artículo 2.1, se calculará la cuantía unitaria diaria de ajuste expresada en €/MWh, por unidad de producción de energía eléctrica, conforme a la siguiente fórmula:

$$Y_i = \frac{(P_{GN} - P_{RGN})}{0,55}$$

donde:

Y_i es la cuantía unitaria diaria del ajuste, en €/MWh, correspondiente a la instalación i -ésima, redondeado a euros con dos decimales.

P_{GN} es el precio del gas natural, en €/MWh. Se determinará como el precio medio ponderado de todas las transacciones en productos Diarios (D+1 en adelante) y Fin de Semana (si aplica) con entrega al día siguiente de gas natural en el punto virtual de balance (PVB) registradas en el Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS). La metodología de obtención del precio P_{GN} se podrá modificar mediante resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

P_{RGN} es el precio de referencia del gas natural, en €/MWh, que tomará inicialmente el valor de 40 €/MWh. Una vez transcurridos seis meses desde el inicio de aplicación de la medida, a partir del primer día del siguiente mes natural el precio de referencia del gas natural se



incrementará mensualmente en 5 €/MWh con respecto al valor de referencia del mes natural anterior hasta que finalice la vigencia del mecanismo de ajuste regulado en este real decreto-ley.

Si el precio del gas natural (P_{GN}) en un determinado horizonte de programación es inferior al precio de referencia del gas natural (P_{RGN}), el importe de la cuantía unitaria diaria del ajuste, Y_i , será nulo en el referido horizonte de programación.

A estos efectos, MIBGAS, facilitará al operador del mercado eléctrico y a los operadores del sistema el precio de gas natural P_{GN} a aplicar el día D antes de las 9:45 del día D-1.

2. Antes de las 10:00 horas del día D-1, se publicará en el sistema de información del operador del mercado de electricidad el precio de gas aplicable para realizar el cálculo a que se refiere el apartado 1 de este artículo, así como el valor de la cuantía unitaria diaria del ajuste, Y_i . El operador del mercado comunicará por medios automatizados a tal efecto a los operadores del sistema dichos valores.

Artículo 4. Participación en el mercado de las instalaciones de producción con derecho al mecanismo de ajuste.

1. Para poder recibir el ajuste, una unidad de oferta y su unidad de programación correspondiente podrá asociar únicamente una instalación con derecho al ajuste. En el caso de las instalaciones de producción correspondientes a tecnología de cogeneración referidas en el artículo 2.1.c) la unidad de oferta y su unidad de programación correspondiente podrán agregar diferentes instalaciones siempre que todas ellas tengan derecho al ajuste.

2. A efectos de lo dispuesto en el apartado anterior, el agente de mercado deberá solicitar al operador del mercado y al operador del sistema correspondiente el alta y, en su caso, la modificación de las unidades de oferta y de las unidades de programación correspondientes afectadas, respectivamente, para cumplir con dicho apartado.

3. Los agentes responsables de las instalaciones referidas en el artículo 2.1 deberán identificar las unidades de oferta y las unidades de programación beneficiarias del mecanismo de ajuste ante el operador del mercado y el operador del sistema correspondiente. A dicha instalación le será de aplicación el mecanismo de ajuste a partir de la siguiente casación del mercado diario y nunca será de aplicación sobre fechas cuya casación del mercado diario o la provisión del servicio de ajuste del sistema ya se hubiera producido.

4. Los titulares de unidades de adquisición que no sean agentes de mercado deberán darse de alta como tales ante el operador del mercado para poder declarar contratos bilaterales.



El requisito establecido en este apartado no resultará de aplicación cuando toda la energía de demanda declarada en dichos contratos bilaterales con entrega física, para todo el periodo de aplicación del mecanismo de ajuste regulado en este real decreto-ley, resulte exenta del pago del ajuste de conformidad con lo establecido en el artículo 8.

Artículo 5. Procedimiento de fijación de precio del mercado diario ibérico y participación en los mercados intradiarios y en los servicios de ajuste del sistema.

1. El proceso de casación y determinación del precio en el mercado diario se realizará conforme a las reglas de funcionamiento del mercado diario vigentes en cada momento.
2. Las instalaciones susceptibles de percibir el ajuste según lo dispuesto en el artículo 2.1, ofertarán en el mercado diario con su mejor previsión de producción, internalizando la cuantía unitaria del ajuste en sus ofertas en mercado conforme a lo dispuesto en el artículo 3.
3. Las ofertas presentadas por las instalaciones referidas en el artículo 2.1 en los mercados intradiarios y en el proceso de solución de restricciones técnicas en horizonte diario y en tiempo real y las enviadas a los mercados de servicios de energía de balance también tendrán en cuenta el mecanismo de ajuste.

En todo caso, las ofertas presentadas en los servicios de ajuste se ajustarán a lo dispuesto en la normativa de ámbito portugués y español que resulte en cada caso de aplicación, en los términos y condiciones establecidos por las autoridades reguladoras nacionales.

Artículo 6. Entidades responsables de la liquidación del mecanismo de ajuste.

1. El operador del mercado realizará la liquidación del mecanismo de ajuste por la negociación en los mercados diario e intradiario y contratación bilateral, conforme a lo establecido en los artículos 2.2, 7 y 8.
2. Los operadores del sistema realizarán la liquidación del mecanismo de ajuste por la asignación en el proceso de solución de restricciones técnicas en horizonte diario y en tiempo real, así como en los mercados de servicios de energía de balance, conforme a lo establecido en los artículos 2.2, 7 y 8. Adicionalmente, los operadores del sistema regularizarán la liquidación realizada por el operador del mercado a las unidades de adquisición en base a las medidas en barras de central conforme a lo previsto en el artículo 7.6.

Artículo 7. Liquidación del mecanismo de ajuste.

1. El operador del mercado llevará a cabo la liquidación del mecanismo de ajuste correspondiente a la aplicación de lo dispuesto en el artículo 3 sobre el programa de cada una de las ofertas casadas de venta y de compra de energía eléctrica en los mercados diario e intradiarios, correspondientes a las instalaciones a que hace referencia el artículo 2.1, conforme a lo indicado en el artículo 2.2.
2. Los operadores del sistema llevarán a cabo la liquidación del mecanismo de ajuste a cada unidad de programación por la energía asignada en el proceso de solución de restricciones



técnicas en horizonte diario y en tiempo real, así como en los mercados de servicios de energía de balance, valorada conforme a lo dispuesto en el artículo 3.

Si la energía neta asignada en el proceso de solución de restricciones técnicas en horizonte diario y en tiempo real, así como en los mercados de servicios de energía de balance, supusiera una reducción de producción de la instalación, se liquidará una obligación de pago y si fuera un incremento de la producción, se liquidará un derecho de cobro.

En el caso de la energía asignada por restricciones técnicas, la liquidación del incumplimiento de la asignación incluirá la liquidación del mecanismo de ajuste, en su caso.

A estos efectos, el operador del mercado facilitará a los operadores del sistema español y portugués la cuantía unitaria de ajuste definida en el artículo 3.

3. El coste o ingreso total asociado a la liquidación del mecanismo de ajuste en cada período de negociación realizada por el operador del mercado será el resultado de computar la liquidación del mecanismo de ajuste a todas las instalaciones a que hace referencia el artículo 2.1, de conformidad con lo establecido en los artículos 4 y 5.

4. El coste o ingreso total asociado a la liquidación del mecanismo de ajuste realizada por el operador del mercado en cada periodo de negociación a que se refiere el apartado anterior, supondrá una obligación de pago o un derecho de cobro, que será distribuida por el operador del mercado entre todas las unidades de adquisición de los agentes del mercado ibérico de la energía eléctrica, en proporción a la energía programada para ese periodo en su programa horario final después del mercado continuo.

5. El coste o ingreso total asociado a la liquidación en cada periodo horario por cada operador del sistema será el resultado de computar la liquidación del ajuste establecida en el apartado 2 a todas las instalaciones a que hace referencia el artículo 2.1 de su zona respectiva.

6. Asimismo, el coste o ingreso asociado a la liquidación del mecanismo de ajuste realizada por el operador del sistema en cada periodo horario a que se refiere el apartado anterior supondrá una obligación de pago o un derecho de cobro, que serán distribuidos por el operador del sistema entre todas las unidades de adquisición de los participantes del mercado ibérico de la energía eléctrica de su zona respectiva, en proporción a su energía medida en barras de central para ese periodo.

Adicionalmente, el operador del sistema deberá liquidar la diferencia entre la liquidación del ajuste realizada por el operador del mercado y la que correspondería si esa liquidación se hubiera realizado en proporción a la medida en barras de central de las unidades de adquisición para ese periodo. A tal efecto, el operador del mercado trasladará al operador del sistema el valor horario del coste o ingreso total del ajuste distribuido a cada una de las unidades de adquisición a que hace referencia el apartado 4.



7. Como excepción a la regla general establecida en los apartados 4 y 6, quedarán excluidas del pago del coste del ajuste las unidades de oferta de almacenamiento, tanto baterías como de consumo de bombeo, así como las unidades de oferta de servicios auxiliares de generación.

Asimismo, quedarán excluidas del pago del coste del ajuste la energía asociada a las unidades de adquisición que cuente con determinados instrumentos de cobertura, según lo establecido en el artículo 8. En todo caso, dicha exención no resultará de aplicación a la liquidación del mecanismo de ajuste realizada por el operador del sistema a que hace referencia el párrafo primero del apartado anterior.

8. El operador del mercado comunicará al operador del sistema español el importe horario del coste o ingreso total estimado asociado a la liquidación del ajuste correspondiente al mercado diario y a la primera sesión del mercado intradiario antes de las 19:00 horas CET del día D, a los efectos de la inclusión en el PVPC de cada hora del día D+1.

El operador del sistema calculará el importe horario del coste o ingreso total estimado asociado a la liquidación del ajuste correspondiente a las restricciones técnicas, antes de las 19:00 horas CET del día D, a los efectos de la inclusión en el PVPC de cada hora del día D+1.

9. El operador del mercado comunicará el importe horario total del ajuste liquidado a las unidades de adquisición al operador del sistema, a efectos de su consideración en el precio final del mercado peninsular, así como, en caso de ser necesario, de los servicios de ajuste y de balance.

En todo caso, a efectos del precio PpeninD definido en el anexo I del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, se considerará el componente del mecanismo de ajuste incluido en el precio medio final diario del mercado peninsular de los comercializadores y consumidores directos publicado por el operador del sistema, por lo que, en su caso, en el cálculo del precio PpeninD se descontará esta componente del mecanismo de ajuste, que incluye tanto la correspondiente a la liquidación del operador del mercado como la de la liquidación del operador del sistema.

10. El operador del mercado publicará el resultado de la liquidación del mecanismo de ajuste de acuerdo con lo establecido en el anexo I, o en su caso, en las Reglas de funcionamiento del mercado.

11. El operador del sistema será responsable de la publicación de la liquidación del mecanismo de ajuste del proceso de solución de restricciones técnicas en horizonte diario y en tiempo real, así como de los mercados de servicios de energía de balance y de la diferencia de liquidación a la que hace referencia el apartado 6 de este artículo.

Artículo 8. Incorporación progresiva del coste de ajuste para la energía sujeta a instrumentos de cobertura.



1. Los titulares de las unidades de adquisición podrán resultar exentos del pago del coste del ajuste de conformidad con lo establecido en los apartados 4 y 6 del artículo 7, por aquella parte de su energía que se encuentre sujeta a instrumentos de cobertura a plazo, considerando lo establecido en el artículo 7.7.

En todo caso, solo aquellos instrumentos de cobertura a plazo firmados con anterioridad al 26 de abril de 2022 podrán ser empleados como medio para que la energía asociada a los mismos resulte exenta del pago del coste del ajuste de conformidad con lo establecido en este artículo. Los instrumentos de cobertura a plazo firmados con posterioridad a dicha fecha, así como las renovaciones, revisiones de precio o prórrogas de los instrumentos de cobertura de fecha anterior al 26 de abril de 2022 que se produzcan con posterioridad a dicha fecha, no podrán emplearse como medio para que la energía asociada a los mismos pueda resultar exenta del pago del coste del ajuste.

2. En el proceso de reparto del coste del ajuste entre la energía de demanda a que hacen referencia los apartados 4 y 6 del artículo 7 y considerando lo establecido en el artículo 7.7, el operador del mercado y el operador del sistema no tendrán en cuenta aquella parte de la energía que se encuentre sujeta a instrumentos de cobertura a plazo de conformidad con el apartado anterior.

3. Al objeto de declarar aquella parte de la energía que se encuentre sujeta a instrumentos de cobertura a plazo, los agentes de mercado compradores dispondrán de un plazo máximo de 5 días hábiles, a contar desde la entrada en vigor de este real decreto-ley, para presentar la información a que hace referencia los apartados siguientes ante el operador del mercado. No se admitirá cualquier información presentada con posterioridad a dicho plazo, salvo cuando se trate de una subsanación de conformidad con lo establecido en la disposición transitoria primera.

En particular, el operador del mercado adaptará sus sistemas para incorporar el tratamiento de la energía sujeta a instrumentos de cobertura en el reparto del coste del ajuste, en base a la información presentada por los agentes de mercado en las plantillas a que hace referencia el apartado 4 supervisando únicamente los aspectos de naturaleza formal asociados a dicha remisión. Asimismo, el operador del mercado remitirá a la autoridad reguladora nacional correspondiente el conjunto de información acreditativa correspondiente a los instrumentos de cobertura presentada por los agentes, a los efectos que se indican a continuación.

Por su parte, la autoridad reguladora llevará a cabo, en todo momento y durante la vigencia del mecanismo de ajuste establecido en este real decreto-ley, las funciones de comprobación, análisis y supervisión de la información acreditativa correspondiente a dichos instrumentos de cobertura presentada por los agentes de mercado a que hacen referencia los apartados 4, 5 y 6. Para aquellos agentes de mercado que no declaren instrumentos de cobertura a plazo de conformidad con lo establecido en este artículo, se entenderá que toda la energía asociada a sus unidades de adquisición se encontrará sujeta al pago del ajuste en los términos previsto en el artículo 7.



En relación con la información incluida en los apartados 5 y 6, el operador del mercado remitirá a la autoridad reguladora la información a la que hace referencia dichos apartados, según los criterios que esta determine.

4. Los agentes de mercado compradores que opten por la declaración de la energía sujeta a instrumentos de cobertura a plazo ante el operador del mercado, deberán presentar las plantillas correspondientes que incluyan un calendario de maduración de las coberturas, de periodicidad mensual, y en el que se identifique, para cada país, la energía asociada a su posición neta compradora que se beneficia de las coberturas declaradas en virtud de este artículo, durante el periodo de aplicación de este mecanismo. Dicha energía será empleada por parte del operador del mercado y del operador del sistema en la determinación de la energía asociada a las unidades de adquisición que resultará exenta del pago. A fin de facilitar el tratamiento de dicha información, el operador del mercado establecerá un formato electrónico de envío de la misma, debiendo los agentes enviarla conforme al procedimiento operativo que se establezca.

A efectos de la liquidación de la diferencia entre la liquidación del ajuste realizada por el operador del mercado y la que correspondería si esa liquidación se hubiera realizado en proporción a la medida en barras de central de las unidades de adquisición a la que hace referencia el párrafo segundo del artículo 7.6, el operador del mercado comunicará al operador del sistema el valor horario de energía de cada unidad de adquisición que no debe ser tenida en cuenta al encontrarse sujeta a instrumentos de cobertura a plazo de conformidad con el apartado 1 y según lo previsto en el apartado 9.

La información anterior deberá ir acompañada de una declaración responsable, firmada por el consejero delegado o cargo de análoga responsabilidad del agente de mercado, que incluya, al menos, el volumen de la energía sujeta al instrumento de cobertura a plazo a precio fijo con liquidación o entrega en el mes correspondiente, indicando la posición neta compradora registrada en cada cámara de contrapartida central en las que se admita el registro de productos de cobertura con subyacente el precio de la electricidad español o portugués, con entrega física o con liquidación financiera o, de no haber sido registrado en cámara, comunicada al organismo correspondiente bajo la normativa REMIT o EMIR. Tanto la declaración responsable como las plantillas a que hace referencia el párrafo anterior deberán seguir los modelos aprobados en el anexo II de este real decreto-ley.

Excepcionalmente, para el primer y segundo mes de aplicación del mecanismo de ajuste, la periodicidad de maduración de las coberturas a que hacen referencia los párrafos anteriores se remitirá con periodicidad semanal y quincenal, respectivamente. La información correspondiente a dichos meses se remitirá siguiendo los modelos de plantilla incluidos en el anexo II, realizando las adaptaciones necesarias para recoger el cambio de periodicidad antes referido.

5. En el caso de los consumidores directos en mercado, la información a que hace referencia el apartado anterior deberá ir acompañada de la documentación acreditativa correspondiente a dichos instrumentos de cobertura. No se admitirán aquellos instrumentos de cobertura a plazo, sean bilaterales o adquiridos en mercados organizados, que no se encuentren debidamente



registrados en alguna de las cámaras de contrapartida central en las que se admita el registro de productos de cobertura con subyacente el precio de la electricidad español o portugués o, de no haber sido registrados en cámara, que no se encuentren debidamente comunicados, antes de la entrada en vigor de este real decreto-ley, al organismo correspondiente bajo la normativa REMIT o EMIR..

6. En el caso de los comercializadores de energía eléctrica, la información a que hace referencia el apartado 4 deberá ir acompañada de la documentación acreditativa correspondiente a dichos instrumentos de cobertura.

A tal fin, los comercializadores de energía eléctrica deberán presentar los instrumentos de cobertura que hayan suscrito tanto de forma bilateral como a través de productos estandarizados en mercados organizados, siempre que estos se encuentren debidamente registrados en alguna de las cámaras de contrapartida central en las que se admita el registro de productos de cobertura con subyacente el precio de la electricidad español o portugués o, de no haber sido registrados en cámara, que hayan sido comunicados, antes de la entrada en vigor de este real decreto-ley, al organismo correspondiente bajo la normativa REMIT o EMIR. En caso de que la posición neta compradora haya sido suscrita por una empresa distinta del titular de las unidades de adquisición que pertenezcan a un mismo grupo empresarial, dicha circunstancia deberá de quedar debidamente justificada al objeto de que la energía asociada a dichos instrumentos de cobertura pueda quedar efectivamente exenta.

Alternativamente, cuando la energía sujeta a instrumentos de cobertura a plazo sea bilateralizada, entre empresas de generación y comercialización pertenecientes a un mismo grupo verticalmente integrado, las comercializadoras de energía eléctrica podrán presentar la energía asociada a los contratos de suministro celebrados o prorrogados con los consumidores finales en España o en Portugal con precio fijo con anterioridad al 26 de abril de 2022 en tanto no se renueven ni se prorroguen ni sus precios se vean modificados antes de la fecha de finalización del contrato o de la prórroga, y que permitan justificar la existencia de precios fijos de suministro asociados al coste de la energía a sus consumidores finales como medio para declarar la exención de la energía asociada a dichos contratos en el cálculo del reparto del coste del ajuste de conformidad con el artículo 7.4 durante el periodo de vigencia de este mecanismo de ajuste. La estimación de energía asociada a todos estos contratos deberá realizarse teniendo en cuenta históricos de consumo que puedan acreditarse o información sobre consumidores tipo publicada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia recientemente. Los comercializadores deberán proporcionar el listado de puntos de suministro que acredite la exención de la energía asociada a dichos contratos, la fecha de finalización del contrato o prórroga, la energía prevista y los criterios utilizados para su estimación. De acuerdo con las plantillas recogidas en el anexo II, deberá reportarse la energía asociada a dicha cartera de contratos de suministro, los restantes contratos de suministro en los que exista indexación al mercado mayorista al contado de electricidad, así como el resto de contratos que completen la cartera del comercializador durante el calendario indicado en el apartado 4 de este artículo.



Cuando los contratos de suministro a precio fijo a los que se refieren los párrafos anteriores incorporen una indexación parcial a los precios del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad, resultará excluida únicamente la energía equivalente de la parte del contrato no indexada.

7. Cuando se trate de representantes en nombre propio que actúen como agentes de mercado, corresponderá a éstos la presentación, en su caso, de los instrumentos de cobertura a plazo a que se refiere este artículo correspondientes a sí mismos y a sus representados, agregando toda la información de los volúmenes de energía cubiertos en un único documento, por país, de conformidad con las plantillas incluidas en el anexo II, y manteniendo la desagregación de los contratos de cobertura entre sus unidades de adquisición conforme a lo previsto en el apartado 9.

8. Cuando se trate de representantes en nombre ajeno, que actúen como agentes de mercado, corresponderá a los agentes representados la presentación, en su caso, de los instrumentos de cobertura a plazo a que se refiere este artículo, distribuyéndose los volúmenes de energía cubiertos de cada agente representado entre las unidades de adquisición asociadas a dicho agente conforme a lo previsto en el apartado siguiente.

9. Al objeto de distribuir los volúmenes de energía declarados por los agentes de mercado de conformidad con lo establecido en los apartados anteriores entre las unidades de adquisición asociados a dichos agentes, el operador del mercado, de manera diferenciada en cada país, aplicará las siguientes reglas:

a) Para cada mes de aplicación del mecanismo de ajuste previsto en este real decreto-ley, los volúmenes de energía correctamente declarados por los agentes de mercado se desagregarán entre todas las horas del mes de manera lineal, truncando la cifra resultante a MWh con un decimal.

b) La energía resultante de la desagregación correspondiente al párrafo anterior, será tenida en cuenta en el proceso de reparto del coste del ajuste, restándola a la energía programada correspondiente a la unidad de adquisición del agente de mercado para cada hora, hasta alcanzar un valor nulo, al objeto de llevar a cabo el reparto del coste del ajuste de conformidad con lo establecido en el artículo 7.

c) En caso de que un mismo agente de mercado cuente con varias unidades de adquisición, la energía resultante del apartado a) será distribuida cada hora entre las unidades de adquisición proporcionalmente al volumen de energía asociado a cada unidad de adquisición, truncando la cifra resultante a MWh con un decimal. Una vez se haya llevado a cabo dicha desagregación, la energía resultante se aplicará sobre cada unidad de adquisición en los mismos términos del apartado b).

El reparto lineal de la energía sujeta a instrumentos de cobertura a plazo se llevará a cabo con independencia de la modalidad de coberturas a plazo declaradas por los agentes de mercado.

La desagregación horaria de la energía exente obtenida conforme a las anteriores reglas será remitida por el operador del mercado al operador del sistema para la liquidación del ajuste a que hace referencia el artículo 7.6.

Igualmente, en el caso de que la energía exenta a que hace referencia el párrafo b) sea superior a la energía medida en barras de central en esa hora, se considerará un valor nulo de energía a efectos del cálculo del reparto del coste del ajuste que realiza el operador del sistema en proporción a la medida para obtener la diferencia a la que se refiere el párrafo segundo del artículo 7.6.

Artículo 9. Formación de precios de las unidades de adquisición

El operador del mercado definirá el precio aplicable a las unidades de adquisición.

Así, el precio de adquisición será para cada periodo de programación la suma del precio expresado en €/MWh resultante de la casación de conformidad con el artículo 5, más la parte proporcional que corresponda del ajuste a los consumidores definidos en el artículo 7.

Artículo 10. Prestación de garantías.

1. El operador del mercado requerirá a los agentes titulares de unidades de adquisición la formalización de garantías para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de la liquidación del mecanismo de ajuste. La falta de aportación de dichas garantías impedirá la participación de estas unidades en los diferentes mercados de producción de energía eléctrica.

2. Las garantías se cuantificarán valorando la energía máxima diaria de compra de las unidades de oferta de adquisición de dichos titulares, que no se encuentre sujeta a instrumentos de cobertura a plazo de conformidad con lo establecido en el artículo 8, al Precio de Riesgo de Ajuste (PRAJ), tal y como se define a continuación:

$$GAJ = \sum_z \left[\sum_{ua} (P_{max}(ua, z) * p * r) - EEXA(z, d) \right] * n * PRAJ$$

Siendo:

GAJ: Garantías requeridas a los titulares de unidades de adquisición para cubrir el coste correspondiente al mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica.

Pmax(ua): Potencia máxima de la unidad ua

p: Número de periodos de programación del día. Siendo p igual a 24 en programación horario.

r: Resolución del periodo, tomando el valor 1 en resolución horaria.



n: Número de días a cubrir por dichos requerimientos. Siendo n igual a 2.

PRAJ: Precio de riesgo de ajuste, expresado en €/MWh

EEXA(z,d): Energía diaria exenta del pago del ajuste declarada por el agente titular en la zona de precio z en el día de cálculo d, según se establece en el artículo 8, expresada en MWh.

El importe del requerimiento de garantías calculado con la fórmula anterior, se incrementará con los impuestos y cuotas aplicables que correspondan en cada caso.

3.El precio de riesgo de ajuste (PRAJ) se calculará y publicará por el operador del mercado, quien lo actualizará periódicamente considerando el valor de la cuantía unitaria diaria del ajuste, así como la máxima energía con derecho a percibir ajuste de las instalaciones definidas en el artículo 2.1.

4.La metodología de cálculo de los requerimientos de garantías se podrá modificar mediante las Reglas de funcionamiento del mercado.

5. El operador del sistema requerirá a los titulares de unidades de adquisición la formalización de las garantías necesarias para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de la liquidación del mecanismo de ajuste que realicen con los mecanismos establecidos a tal efecto en el P.O. 14.3 Garantías de pago.

Artículo 11. Régimen aplicable en caso de incumplimientos.

1. En caso de incumplimiento de la obligación de pago de la liquidación correspondiente al reparto del ajuste que realice el operador del mercado, éste procederá a ejecutar las garantías del titular de la unidad de adquisición correspondiente. Si las garantías constituidas no fueran suficientes, el operador del mercado prorrateará la cantidad adeudada entre los titulares de instalaciones de producción objeto del mecanismo de ajuste en proporción al importe del ajuste en el mismo horizonte de liquidación.

2. La cantidad adeudada devengará intereses por los días de demora a cargo del agente moroso en los mismos términos recogidos por las reglas del mercado diario e intradiario.

3. El operador del mercado suspenderá de participación a aquellos titulares de unidades de adquisición que incumplan la obligación de pago, así como aquellos que no aporten o mantengan las garantías de pago requeridas. La suspensión acordada por el operador del mercado con base en estos incumplimientos, será comunicada al operador del sistema para que proceda a suspender la participación de las unidades de programación correspondientes a partir de la recepción de la comunicación.



Asimismo, en el ámbito español, el operador del sistema suspenderá de participación a aquellos titulares de unidades de adquisición que incumplan su obligación de pago de la liquidación del operador del sistema.

En el ámbito español, la suspensión de un comercializador supondrá el traspaso automático provisional de sus clientes al comercializador de referencia, de conformidad con los criterios establecidos en el artículo 4 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, en tanto se resuelve sobre su inhabilitación.

4. Igualmente, el operador del mercado comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cualquier incumplimiento de los reseñados en el apartado anterior, así como también el incumplimiento de la obligación de darse de alta como agente prevista en el artículo 4.4.

Artículo 12. Supervisión del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica en lo relativo a España.

1. El operador del mercado y el operador del sistema eléctrico español, en el ámbito de sus respectivas funciones y en relación a los agentes españoles participantes en los mercados, comunicarán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cualquier actuación de los agentes de mercado contraria al correcto funcionamiento del esquema de fijación de precio en el mercado diario ibérico regulado en el artículo 5, así como al correcto funcionamiento del mecanismo de ajuste establecido en el artículo 7, al objeto de valorar si dicha actuación puede ser constitutiva de infracción sancionable por el organismo correspondiente.

2. La manipulación, alteración o desviación injustificada de las ofertas de venta presentadas por los sujetos españoles a que hace referencia el artículo 2.1, que internalicen un precio de referencia de gas natural distinto del establecido en el artículo 3, tendrá la consideración de infracción muy grave, de conformidad con lo establecido en el artículo 64 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

3. Asimismo, la manipulación, alteración o desviación injustificada de las ofertas de compra presentadas por las unidades de adquisición españolas, tendrá la consideración de infracción muy grave, de conformidad con lo establecido en el artículo 64 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

En particular, tendrá la consideración de infracción muy grave la falta de programación por parte de los agentes de mercado correspondientes a sus unidades de adquisición con el objetivo de evitar el coste de la liquidación del mecanismo de ajuste entre todas las unidades de compra realizada de conformidad con lo establecido en el artículo 7.4. Dicha instrucción sancionadora se realizará sin perjuicio de la eventual suspensión de la participación en el mercado según lo dispuesto en el artículo 11.3.



4. La desviación injustificada de las ofertas de venta presentadas por los sujetos a que hace referencia el artículo 2.1 a los servicios de ajuste y de balance, tendrá la consideración de infracción muy grave, de conformidad con lo establecido en el artículo 64 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

5. La inexactitud o falsedad en cualquiera de los datos aportados en previsión de lo dispuesto en los artículos 4 y 8, tendrá la consideración de infracción muy grave, de conformidad con lo establecido en el artículo 64 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. A estos efectos el operador del mercado y el operador del sistema remitirán a la autoridad reguladora cualquier incidencia detectada sobre la información de las coberturas remitida por los sujetos, en virtud de dichos artículos.

Adicionalmente, la incoación del procedimiento sancionador realizado en virtud de lo establecido en este apartado podrá incluir como medida provisional la pérdida de la condición de agente de mercado.

6. Las labores de supervisión incluidas en este artículo se realizarán conforme a lo establecido en el Reglamento (UE) nº 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.

Artículo 13. Precio final del mercado peninsular y de los territorios no peninsulares.

1. El coste del ajuste establecido en el artículo 7 será un componente del precio final horario del mercado peninsular, a los efectos establecidos en la disposición adicional sexta del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación,

2. A efectos de lo dispuesto en el apartado 1 del anexo I del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, y de acuerdo a lo recogido en el artículo 7.9, el coste del ajuste establecido en el artículo 7 se descontará del valor del precio medio final diario del mercado peninsular para el cálculo del precio PpeninD, a los efectos de la liquidación del despacho a las comercializadoras, los consumidores directos, los generadores para su consumo de servicios auxiliares y, en su caso, a los representantes.

3. Sin perjuicio de lo anterior, a efectos de lo dispuesto en la Disposición transitoria octava del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, para el cálculo del precio de los comercializadores de referencia en territorios no peninsulares, no se descontará del precio horario final peninsular de adquisición de energía de los comercializadores de referencia que adquieren su energía en el mercado de producción peninsular el coste del mecanismo de ajuste.

4. A efectos de lo dispuesto en el apartado 1.a) del artículo 72 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, el coste del ajuste



establecido en el artículo 7 no se descontará del total de los ingresos obtenidos en el despacho procedentes de la demanda.

Artículo 14. Uso de las rentas de congestión para el pago del coste total del mecanismo de ajuste.

1. Excepcionalmente, mientras se encuentre en vigor el mecanismo de ajuste regulado en este real decreto-ley, el valor adicional de las rentas de congestión netas obtenidas en las subastas mensuales de asignación de capacidad en la interconexión con Francia será empleada para minorar el coste total del ajuste calculado con arreglo a lo establecido en el artículo 7.4.

Para ello, se descontarán de las rentas brutas mensuales en la interconexión con Francia los costes de los usos actuales en concepto de costes asociados a garantizar la firmeza de los programas, compensaciones por reducciones de derechos de transmisión de largo plazo en la interconexión con Francia, reventas de los productos anuales en la subasta mensual, descuadres en el mercado intradiario continuo, costes de financiación de acoplamiento del mercado diario e intradiario, costes de financiación de la plataforma de subastas de derechos de transmisión de largo plazo y de la plataforma de reservas de sustitución asociados a la interconexión y retribución de las inversiones de elementos transfronterizos.

Se considerarán rentas adicionales el exceso que represente el valor de las rentas netas procedentes de las subastas mensuales de asignación de capacidad en frontera con Francia en cada mes con respecto al mismo mes del año anterior. El operador del sistema español podrá realizar las regularizaciones que resulten necesarias para calcular este valor.

Asimismo, el operador del sistema será responsable de calcular las rentas de congestión adicionales de conformidad con lo establecido en los párrafos anteriores.

2. A tal efecto, el operador del mercado distribuirá los ingresos correspondientes a las rentas de congestión adicionales procedentes de las subastas mensuales de asignación de capacidad en frontera con Francia que se celebren con posterioridad a la entrada en vigor del mecanismo de ajuste, prorrateándolos entre todas las horas del mes natural siguiente al de ingreso de dichas rentas de congestión netas adicionales por parte del operador del sistema a la cuenta específica que a tal fin designe el operador del mercado siempre que dicho ingreso se realice 3 días hábiles antes del inicio del mes natural siguiente, en caso contrario dicho importe se considerará en la liquidación del siguiente mes.

Por su parte, el operador del sistema trasladará al operador del mercado dichos ingresos en el plazo máximo de quince días hábiles siguientes al de ingreso de dichas rentas de congestión por parte de la autoridad europea designada para la celebración centralizada de dichas subastas explícitas de capacidad en frontera.

3. Las rentas de congestión para cada periodo de programación de horizonte diario en la frontera con Francia correspondientes al sistema eléctrico español, descontados los costes en concepto



de remuneraciones de derechos de transmisión de largo plazo y como máximo hasta el valor económico de las rentas de congestión de cada período de programación generadas en el horizonte diario, serán empleadas en su totalidad por el operador del mercado para minorar el coste total del ajuste, con la misma periodicidad diaria con la que se realiza el proceso de liquidación de conformidad con lo establecido en el artículo 7.4.

A estos efectos, el operador del sistema español comunicará al operador del mercado diariamente, antes de las 14:00 horas, los costes horarios asociados a las remuneraciones de derechos de transmisión de largo plazo correspondientes al día siguiente.

Disposición adicional primera. Retribución de los servicios prestados por el operador del mercado y el operador del sistema.

Los servicios que preste el operador del mercado y el operador del sistema para la aplicación del mecanismo de ajuste regulado en el presente real decreto-ley, serán tenidos en consideración a los efectos de lo dispuesto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Disposición adicional segunda. Cláusula de suspensión del mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista.

Mediante Acuerdo del Consejo de Ministros y con la conformidad previa del Gobierno portugués, se podrá suspender temporal o definitivamente la aplicación del mecanismo regulado en este real decreto-ley, cuando así se justifique por circunstancias excepcionales del mercado o por razones de interés general.

Disposición adicional tercera. Suspensión de la aplicación del ajuste a las centrales de carbón.

En el caso de que el importe del ajuste al que hace referencia el artículo 3, medido en €/MWh, sea superior a la diferencia entre el coste producción de las centrales de carbón, incluyendo el valor del combustible y el precio de los derechos de emisión del CO₂ de acuerdo con las cotizaciones internacionales, y el coste del coste de producción de las centrales infra marginales, por Acuerdo de Consejo de Ministros se podrá, suspender la aplicación de este ajuste a las centrales de carbón a las que se refiere la letra b) del apartado 1 del artículo 2.

Disposición adicional cuarta. Plantas de regasificación ubicadas en el archipiélago canario.

Lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 55 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, en la redacción dada por la disposición final cuarta del Real decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, se aplicará conforme a los objetivos y fines en materia de transición energética que establezcan, para



Canarias, la Administración General del Estado y la Administración de la Comunidad Autónoma de Canarias, en el ámbito de sus respectivas competencias.

Disposición adicional quinta. Fomento de la liquidez de los mercados a plazo y protección de los consumidores acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor de energía eléctrica.

1. Con el objeto de reducir la volatilidad del precio voluntario para el pequeño consumidor e incrementar la protección de los consumidores acogidos a esta modalidad de contratación, el Gobierno, antes del 1 de octubre de 2022, realizará las modificaciones necesarias en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, para introducir una referencia a los precios de los mercados a plazo, incorporando en la formulación de cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor una componente de precio basada en una cesta de productos a plazo y del mercado diario e intradiario.

La cesta de productos incluirá productos de mercados a plazo, entre ellos, podrán utilizarse futuros anuales, futuros trimestrales y futuros mensuales, e incluirá una componente de precio del mercado diario e intradiario que garantice una cierta exposición de estos consumidores a la señal de precio de corto plazo e incentive la eficiencia energética, el almacenamiento y la gestión de la demanda.

Reglamentariamente se establecerán los coeficientes de ponderación de cada uno de los productos de la cesta que se considerarán en el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor.

2. Con el objeto de fomentar la liquidez en los mercados a plazo y satisfacer la demanda de energía que generará el precio voluntario para el pequeño consumidor, reglamentariamente se adaptará el mecanismo de ajuste por desviaciones en el precio del mercado, regulado en el artículo 22 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que será de aplicación para la energía generada en el año 2023 y posteriores, de forma que en dicho mecanismo se incorporen, al precio medio anual del mercado diario e intradiario, referencias a productos de mercados a plazo, entre ellos, podrán utilizarse futuros anuales, futuros trimestrales y futuros mensuales.

Reglamentariamente se establecerán, para cada año del semiperiodo regulatorio, los coeficientes de ponderación de cada uno de los productos que se considerarán en el mecanismo de ajuste por desviaciones en el precio del mercado, de forma que sean coherentes con los coeficientes de ponderación utilizados en el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor.

3. La modificación de la metodología de cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor de energía eléctrica podrá incorporar el término correspondiente a las subastas de energía inframarginal a que hace referencia el artículo 3 del Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad, en caso de que se habilite la



participación de las comercializadoras de referencia en dichas subastas de conformidad con lo previsto en el apartado 9 de dicho artículo.

Disposición adicional sexta. Beneficios fiscales aplicables al «South Summit».

1. La celebración del «South Summit 2022-2024» tendrá la consideración de acontecimiento de excepcional interés público a efectos de lo dispuesto en el artículo 27 de la Ley 49/2002, de 23 de diciembre, de régimen fiscal de las entidades sin fines lucrativos y de los incentivos fiscales al mecenazgo.
2. La duración del programa de apoyo a este acontecimiento abarcará desde la entrada en vigor de este real decreto-ley al 31 de diciembre de 2024.
3. La certificación de la adecuación de los gastos realizados a los objetivos y planes del programa se efectuará en conformidad con lo dispuesto en la citada Ley 49/2002, de 23 de diciembre.
4. Las actuaciones a realizar serán las que aseguren el adecuado desarrollo del acontecimiento. El desarrollo y concreción en planes y programas de actividades específicas se realizará por el órgano competente en conformidad con lo dispuesto en la Ley 49/2002, de 23 de diciembre.
5. Los beneficios fiscales de este programa serán los máximos establecidos en el artículo 27.3 de la Ley 49/2002, de 23 de diciembre.

Disposición transitoria primera. Adaptación de los sistemas del operador del mercado y del operador del sistema e inicio del mecanismo de ajuste.

Transcurridos los cinco días hábiles a los que hace referencia el artículo 9.3, el operador del mercado y el operador del sistema contarán con un plazo máximo de siete días hábiles adicionales para adaptar los sistemas a lo dispuesto en este real decreto-ley, incluyendo la información correspondiente a los instrumentos de cobertura que permitan llevar a cabo la liquidación diaria del ajuste de conformidad con lo previsto en el artículo 7.

El operador del mercado podrá requerir a los sujetos que subsanen los errores formales detectados en su caso antes de la fecha de inicio del mecanismo de ajuste, comunicándoselo a los agentes de mercado, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 12.5. Los sujetos contarán con un plazo máximo de dos días hábiles para llevar a cabo la subsanación correspondiente. En caso de que esta no se produzca, o siga incorporando errores detectados por el operador del mercado, no se tendrá en cuenta la energía asociada a dichas coberturas en el cálculo del coste del ajuste de conformidad con los artículos 7 y 8.

Una vez adaptados dichos sistemas en el plazo máximo establecido en el párrafo anterior, el operador del mercado publicará en su página web la fecha de inicio del mecanismo de ajuste regulado en este real decreto-ley. A partir de dicha fecha, las instalaciones a que hace referencia el artículo 2.1 y hayan cumplido los requerimientos establecidos en el artículo 4 comenzarán a internalizar el valor unitario de la compensación, de conformidad con lo establecido en el artículo 5.2.



Disposición transitoria segunda. Adaptación de las Reglas de funcionamiento del mercado.

En tanto se adapten, en su caso, las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, resultará de aplicación lo establecido en el anexo I.

Disposición transitoria tercera. Inclusión del término de la liquidación del ajuste en la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

1. Excepcionalmente, mientras resulte de aplicación el mecanismo de ajuste del costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista regulado en este real decreto-ley, el valor del coste correspondiente a otros costes asociados al suministro en el periodo tarifario p, OCh, regulado en el artículo 12 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, incorporará, adicionalmente a los términos incluidos en dicha disposición normativa, un valor EDCGASh, correspondiente con la cuantía relativa al pago o cobro de los comercializadores por la liquidación del mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista.

Este precio será calculado por el operador del sistema y publicado el día anterior al del suministro, para cada una de las 24 horas del día siguiente; a estos efectos el operador del mercado comunicará al operador del sistema el importe horario del excedente o déficit económico resultante de liquidar el mecanismo de ajuste en el mercado diario y de la primera sesión del mercado intradiario. El operador del sistema calculará esta componente incluyendo el coste de este mecanismo de ajuste conocido el día D-1.

2. Asimismo, el valor del coste correspondiente a otros costes asociados al suministro en el periodo tarifario p, OCh, establecido en el apartado anterior, se tendrá en cuenta a efectos de lo dispuesto en el apartado 1 la disposición final cuarta del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Disposición transitoria cuarta. Aplicación transitoria de los Valores a aplicar para la financiación del bono social y coste de suministro de los consumidores a que hace referencia los párrafos j) y k) del artículo 52.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Con efectos desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, el valor unitario correspondiente a los sujetos



obligados que desarrollan la actividad de comercialización, en €/cliente, establecido en el apartado d) de la disposición transitoria sexta del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, debe entenderse realizado en €/CUPS, según lo previsto en el apartado 4 del artículo 14 bis del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, en su nueva redacción dada por este real decreto-ley.

Disposición final primera. Inicio del mecanismo de ajuste.

La autorización del mecanismo de ajuste por parte de la Comisión Europea será publicada en el «Boletín Oficial del Estado» por Orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. La Orden determinará la fecha de inicio del mecanismo de ajuste regulado en este real decreto-ley, conforme a la fecha que establezca dicha autorización, que en ningún caso podrá ser anterior al día siguiente al de su publicación.

Disposición final segunda. Modificación del Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad.

Se modifica el artículo 7 del Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad, con la siguiente redacción:

«Artículo 7. Cálculo de la cuantía de la minoración.

La minoración correspondiente a cada instalación de generación de energía eléctrica a que hace referencia el artículo 5 anterior se calculará, para cada mes, según la fórmula siguiente:

$$Y_i^t = \frac{Q_i^t \times (P_{GN}^t - 20) \times \alpha}{FMIG^t}$$

donde:

Y_i^t es la cuantía de la minoración, en euros, correspondiente a la instalación i -ésima en el mes t considerado.

Q_i^t es la cantidad total de energía eléctrica producida por la instalación i -ésima durante el mes t , en MWh. A los efectos del cálculo, se computará la energía medida en barras de central. En el caso de instalaciones de bombeo, para el cálculo de la detracción se considerará la producción neta, descontando los consumos para bombeo, del período t . Si dicha producción neta resultara negativa el valor de Q_i^t será cero.

$FMIG^t$ es el factor medio de internalización del precio del gas natural en el precio del mercado diario en el Mercado Ibérico de la Electricidad en el mes t . Para el cálculo de $FMIG^t$ se empleará el rendimiento medio de una central de ciclo combinado, dividido por un factor que se obtiene como el porcentaje de horas (en tanto por uno) en que han



marcado el precio marginal dichas instalaciones en ese mes, ponderadas por la energía casada en cada hora. A los efectos del cálculo del FMIGt, se considerará que el rendimiento medio de un ciclo combinado corresponde con un valor de 0,55.

En las horas en las que el precio marginal no haya sido marcado por una instalación de ciclo combinado, o cuando este haya sido marcado por una unidad de oferta que agrupe varias instalaciones físicas de diferentes tecnologías, se asumirá que la oferta ha internalizado el precio del gas natural cuando existan ofertas de instalaciones de ciclo combinado en el entorno ($\pm 10\%$) de dicho precio marginal.

Además, al objeto de conocer si se han realizado ofertas en el entorno de dicho precio marginal por parte de las centrales de ciclo combinado de conformidad con el párrafo anterior, se tendrán en cuenta tanto las ofertas simples como las ofertas complejas presentadas en el mercado diario, en los siguientes términos:

Para determinar si en el -10% del precio marginal existen ofertas de ciclo combinado, se tomará, para cada hora, la oferta más restrictiva de cada ciclo combinado entre la oferta simple y precio medio de la oferta compleja del día calculada a partir de la energía casada de esa planta.

Para determinar si en el $+10\%$ del precio marginal existen ofertas de ciclos combinados, se incrementará el precio del mercado en ese 10% , y se comprobará si existen centrales emisoras que pasarían a ser despachadas en el mercado, teniendo en cuenta tanto sus ofertas simples como complejas.

En la determinación del FMIGt se tendrán en cuenta tanto las unidades de oferta del sistema eléctrico español como portugués.

P_{GN}^t es el precio medio del gas natural en el mes t, medido en euros (€) por megavatio-hora (MWh). Se calculará como la media del precio al contado del gas natural en el punto virtual de balance (PVB) de cada uno de los días del período correspondiente en el mercado ibérico del gas (MIBGAS). Los días de negociación se considerará el precio de cierre del mercado, y el resto de los días se considerará el precio de cierre del último día de negociación anterior.

No obstante lo anterior, mientras resulte de aplicación el mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista de conformidad con lo establecido en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, dicho valor no podrá ser superior al valor del precio de referencia del gas natural, P_{RGN} , regulado en el artículo 3 del referido real decreto-ley, que resulte de aplicación en cada mes de minoración.

Si un determinado mes de aplicación del mecanismo de minoración incorpora días en los que no se encuentra en vigor el mecanismo de ajuste regulado en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo de 2022, y días en los que sí se encuentra en vigor dicho mecanismo, para el cálculo del precio medio del gas P_{GN}^t para dicho mes se utilizará como referencia del gas los valores del precio al contado del gas natural en el punto virtual de balance (PVB) y el precio de referencia del gas natural, P_{RGN} , respectivamente.



α es un parámetro de modulación de la minoración, que tomará inicialmente el valor de 0,9.

Si el precio medio en un mes, P_{GN}^t , es inferior a 20 €/MWh, el importe de la minoración, Y it será nulo en el referido mes.

En el caso de cambio de titularidad de una instalación durante los periodos de aplicación de la minoración, las cuantías, en euros, devengadas por la instalación se calcularán para cada titular considerando el número de días en que cada parte ha ostentado la titularidad de la instalación.»

Disposición final tercera. Modificación del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania.

Se modifica la disposición adicional novena del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, en los siguientes términos:

“Disposición adicional novena. Adaptación normativa de las disposiciones relativas a la retribución de las actividades reguladas.

La financiación que, con respecto al bono social y al suministro de los consumidores a que hacen referencia los párrafos j) y k) del artículo 52.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, deben asumir, según lo establecido en este real decreto-ley, los sujetos que realicen actividades que tengan una retribución regulada, será reconocida como coste en el cálculo de la correspondiente retribución de dichos sujetos.

A estos efectos, las adaptaciones normativas que se estimen necesarias para que se produzca ese reconocimiento habrán de realizarse en el plazo de seis meses desde la entrada en vigor de este real decreto-ley”.

Disposición final cuarta. Modificación del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.

Se modifica el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, de la siguiente manera:

Uno. El apartado 1 del artículo 14 queda redactado como sigue:

<<1. El reparto de las cantidades a financiar correspondiente a cada actividad citada en el artículo anterior será propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la



Competencia, teniendo en cuenta la facturación agregada libre de impuestos de cada una de las actividades dentro de la cadena de suministro de energía eléctrica.

En el caso de los consumidores directos en mercado se tendrá en cuenta la facturación asociada a la energía consumida por los mismos.>>

Dos. El apartado 4 del artículo 14 bis queda redactado en los siguientes términos:

<<4. El reparto de las cantidades a financiar entre los comercializadores de energía eléctrica se realizará de forma proporcional a la cuota de clientes a los que suministren energía eléctrica.

Para ello, se definirá un valor unitario expresado en euros por CUPS (€/CUPS) que resultará de aplicación a cada comercializador que conste como activo en el listado de comercializadores de energía eléctrica de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia según lo establecido en el artículo 46.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Tres. Se modifica el apartado 5 del artículo 14 bis de la siguiente manera:

<<5. El reparto de las cantidades a financiar entre los consumidores directos en mercado se realizará de forma proporcional a la energía consumida.

Para ello se definirá un valor unitario expresado en euros por MWh (€/MWh) consumido, que resultará de aplicación a cada consumidor directo en mercado en activo.>>

Cuatro. Se modifica el apartado 2 del artículo 15 como sigue:

<<2. En primer lugar, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia calculará el porcentaje de reparto de las cantidades a financiar correspondiente a la totalidad de sujetos que participan en una misma actividad de forma proporcional a la facturación de dicha actividad antes de impuestos, como la relación entre un término que será el valor de la facturación anual agregada de cada actividad y otro término que corresponderá a la suma de las facturaciones anuales agregadas de todas las actividades.

Esta información será determinada a partir de las estimaciones y los datos provisionales de que se disponga, teniendo en cuenta el volumen de energía previsiblemente generada por los productores, adquirida por los comercializadores y consumida por los



consumidores directos en mercado, el precio medio estimado del mercado mayorista y la retribución prevista de los sujetos titulares de las instalaciones de transporte y de los distribuidores de electricidad contemplada en la resolución por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación para el ejercicio al que corresponde la financiación.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia utilizará la mejor información disponible y realizará las estimaciones necesarias en base a parámetros objetivos y públicos, referida al año natural o móvil, garantizando la transparencia, en la fijación del porcentaje a financiar por actividad.

A estos efectos, la citada Comisión publicará anualmente en su página web la información, referida al periodo considerado, relativa a la facturación estimada de cada segmento de actividad para el ejercicio al que corresponde fijar la financiación. >>

Cinco. Se modifica el apartado 3 del artículo 15 de la siguiente manera:

<< 3. Fijado el porcentaje de reparto correspondiente a cada actividad, la citada Comisión calculará el valor unitario a aplicar correspondiente a los productores, sujetos titulares de instalaciones de transporte, distribuidores, comercializadores y consumidores directos en mercado siguiendo los criterios establecidos en el artículo 14 bis.

Para realizar los cálculos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia estimará el coste de la financiación del bono social y el coste derivado de los impagos a que hacen referencia los párrafos j) y k) del artículo 52.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del año al que corresponda fijar las cuantías.

Adicionalmente, en la determinación de las necesidades previstas de financiación del coste del bono social, se tendrán en cuenta los saldos, positivos o negativos, que se pudieran generar de ejercicios anteriores.

Asimismo, con base en la mejor información disponible, y en aplicación del principio de prudencia contable, estimará, para el año al que corresponda fijar las cuantías, la energía producida, el número de clientes de distribuidores y comercializadores, y la energía consumida por los consumidores directos en mercado. Además, tendrá en cuenta la última



retribución aprobada en concepto de transporte de electricidad para cada sujeto titular de instalaciones de transporte.

A partir de los datos anteriores, la citada Comisión seguirá el siguiente método:

a) Determinación de la cuantía por actividad. La Comisión calculará la cantidad que corresponde financiar a cada actividad aplicando los porcentajes definidos en el apartado 2 de este artículo sobre el coste de la financiación del bono social y el coste derivado de los impagos a que hace referencia los párrafos j) y k) del artículo 52.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre estimado.

b) Determinación de los valores unitarios para cada segmento de actividad. La Comisión calculará los valores unitarios definidos en el artículo 14 bis de la siguiente manera:

1. El valor unitario a aplicar a los productores de energía eléctrica en €/MWh se calculará como el cociente entre la cuantía a asumir por parte de los productores de energía eléctrica calculada en el apartado a) y la energía total estimada producida.

2. El valor unitario correspondiente a los sujetos titulares de instalaciones transporte de energía eléctrica en €/€ retribuido se calculará como el cociente entre la cuantía a sumir por parte de los sujetos con instalaciones de transporte calculada en el apartado a) y la cantidad total retribuida a los sujetos titulares de instalaciones de transporte en activo que conste en la última disposición de retribución al transporte aprobada.

3. El valor unitario a aplicar a los distribuidores de energía eléctrica en €/CUPS será calculado como el cociente entre la cuantía a asumir por parte de los distribuidores de energía eléctrica calculada según lo dispuesto en el apartado a) y el número total de CUPS estimados conectados a las redes de distribución.

4. El valor unitario a aplicar a los comercializadores de energía eléctrica en €/CUPS será calculado como el cociente entre la cuantía a asumir por parte de los comercializadores de energía eléctrica calculada según lo dispuesto en el apartado a) y el número total estimado de clientes.

5. El valor unitario a aplicar a los consumidores directos en mercado en €/MWh será calculado como el cociente entre la cuantía a asumir por parte de los consumidores



directos en mercado calculada en el apartado a) y la energía total estimada consumida por los mismos.>>

Seis. Se modifica el apartado 2 del artículo 16 en los siguientes términos:

<<2. La aportación mensual a realizar por cada sujeto obligado se calculará de la siguiente forma:

a) Los productores depositarán la cuantía resultante de aplicar el valor unitario aprobado en la orden ministerial del artículo 15 sobre su medida disponible del mes M en el mes M+1, siendo M el mes a liquidar.

b) Los sujetos titulares de instalaciones de transporte depositarán la doceava parte de la cuantía resultante de multiplicar el valor unitario definido en la orden ministerial a la que hace referencia el artículo 15 por la retribución percibida anual según la última disposición aprobada.

c) Los distribuidores depositarán la doceava parte de la cuantía resultante de aplicar el valor unitario definido en la orden ministerial del artículo 15 por el número de CUPS conectados a su red el último día del mes al que se refiera la aportación.

d) Los comercializadores depositarán la doceava parte de la cuantía resultante de aplicar el valor unitario definido en la orden ministerial del artículo 15 por el número de clientes que tengan el último día del mes al que se refiera la aportación.

e) Los consumidores directos en mercado depositarán la cuantía resultante de aplicar el valor unitario aprobado en la orden ministerial a la que se refiere el artículo 15 sobre su medida disponible del mes M en el mes M+1, siendo M el mes a liquidar. En el caso de falta de medida, se tomará el mejor valor de energía del mes M de que disponga el operador del sistema sobre la base del consumo de sus puntos de suministro en el mes M del año anterior.>>

Siete. Se modifica apartado 3 del artículo 16, con la siguiente redacción:

<<3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia recabará la información necesaria para calcular las aportaciones según se establece en el apartado anterior y procederá a la liquidación de las mismas. El operador del sistema remitirá, a tal efecto, los



valores correspondientes a los sujetos obligados, cuando resulte necesario, de conformidad con el apartado anterior.>>

Ocho. Se modifica el apartado 4 del artículo 16, en los siguientes términos:

<<4. Las anteriores aportaciones se realizarán a través de los sujetos de liquidación que estén actuando por cuenta de los sujetos obligados ante el operador del sistema el último día del mes al que se refiera la liquidación. Lo anterior ha de entenderse sin perjuicio de las responsabilidades de pago que corresponden a los sujetos obligados a los que se refiere el artículo 13.>>

Disposición final quinta. Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Se modifica el segundo párrafo del apartado 4 del artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en los siguientes términos:

«Estos parámetros retributivos podrán revisarse para cada periodo regulatorio. Si no se llevara a cabo esta revisión antes del comienzo del periodo regulatorio se entenderán prorrogados para todo el periodo regulatorio siguiente, excepto en el caso del régimen retributivo específico cuya revisión podrá realizarse hasta el 28 de febrero del primer año de cada periodo regulatorio.»

Disposición final sexta. Modificación del 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.

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, queda modificado de la siguiente forma:

Uno. Se modifican los apartados 3 y 4 del artículo 22 que quedan con la siguiente redacción:

«3. Cuando el valor medio ponderado de la cesta de precios de los mercados eléctricos se encuentre fuera de dichos límites, se generará, en cómputo anual, un saldo positivo o negativo, que se denominará valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado y se calculará, para el año «i» del semiperiodo regulatorio «j», como sigue:

a) En el caso de que el valor medio ponderado de la cesta de precios de los mercados eléctricos para el año «i» haya sido superior a LS2:

$$Vajdm_{i,j} = N_{h_{i,j}} * 0,5 * (LS1_{i,j} - LS2_{i,j}) + N_{h_{i,j}} * (LS2_{i,j} - P_{cesta,i})$$

b) En el caso de que el valor medio ponderado de la cesta de precios de los mercados eléctricos para el año «i» se haya situado entre LS1 y LS2:

$$Vajdm_{i,j} = N_{h_{i,j}} * 0,5 * (LS1_{i,j} - P_{cesta,i})$$

c) En el caso de que el valor medio ponderado de la cesta de precios de los mercados eléctricos para el año «i» haya resultado mayor que LI1 y menor que LS1:

$$Vajdm_{i,j} = 0$$

d) En el caso de que el valor medio ponderado de la cesta de precios de los mercados eléctricos para el año «i» se haya situado entre LI1 y LI2:

$$Vajdm_{i,j} = N_{h_{i,j}} * 0,5 * (LI1_{i,j} - P_{cesta,i})$$

e) En el caso de que el valor medio ponderado de la cesta de precios de los mercados eléctricos para el año «i» haya sido inferior a LI2:

$$Vajdm_{i,j} = N_{h_{i,j}} * 0,5 * (LI1_{i,j} - LI2_{i,j}) + N_{h_{i,j}} * (LI2_{i,j} - P_{cesta,i})$$

Siendo:

$Vajdm_{i,j}$: Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado en el año «i» del semiperiodo regulatorio «j», expresado en €/MW.

$N_{h_{i,j}}$: Número de horas de funcionamiento de la instalación tipo utilizado en el cálculo de los parámetros retributivos de dicha instalación tipo para el año «i» del semiperiodo regulatorio «j», expresado en horas.

$P_{cesta,i}$: Valor medio ponderado de la cesta de precios de los mercados eléctricos para el año «i», expresado en €/MWh, calculado de acuerdo con la siguiente expresión:

$$P_{cesta,i} = [a_i * Pm_i + b_i * Pfanual_i + \sum_{k=1}^{k=4} (c_{i,k} * Pftrim_{i,k}) + \sum_{l=1}^{l=12} (d_{i,l} * Pfmén_{i,l})] * C_{apunt i}$$

donde:

Pm_i : Precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año «i», expresado en €/MWh.

$Pfanual_i$: Precio medio del futuro anual con liquidación en el año «i», expresado en €/MWh. Calculado como la media aritmética de las cotizaciones de referencia del contrato de futuro anual con liquidación en el año «i» publicadas por el mercado organizado de futuros de electricidad, OMIP, en los seis meses anteriores al inicio de su liquidación. Para el año 2023 se considerará el contrato de futuro anual con liquidación en 2023 negociado desde el 1 de octubre de 2022 hasta el 31 de diciembre de 2022.

$Pftrim_{i,k}$: Precio medio de los futuros trimestrales para el trimestre «k» del año «i», expresado en €/MWh. Calculado como la media aritmética de las cotizaciones de referencia de los contratos de futuros trimestrales con liquidación en el trimestre «k» del año «i» publicadas por el mercado organizado de futuros de electricidad, OMIP, en los tres meses anteriores al inicio de su liquidación.



$P_{fmen_{i,l}}$: Precio medio de los futuros mensuales para el mes «l» del año «i», expresado en €/MWh. Calculado como la media aritmética de las cotizaciones de referencia de los contratos de futuros mensuales con liquidación en el mes «l» del año «i» publicadas por el mercado organizado de futuros de electricidad, OMIP, en el mes anterior al inicio de su liquidación.

a_i : Coeficiente de ponderación, expresado en tanto por uno, aplicable al precio medio anual del mercado diario e intradiario en el año «i».

b_i : Coeficiente de ponderación, expresado en tanto por uno, aplicable al precio medio de los futuros anuales para el año «i».

$c_{i,k}$: Coeficiente de ponderación, expresado en tanto por uno, aplicable al precio medio de los futuros trimestrales para el trimestre «k» del año «i».

$d_{i,l}$: Coeficiente de ponderación, expresado en tanto por uno, aplicable al precio medio de los futuros mensuales para el mes «l» del año «i».

$Capunt_i$: Coeficiente de apuntamiento real de cada tecnología, para el año «i».

Para el año 2022, el coeficiente a_{2022} tomará como valor 1 y los coeficientes b_{2022} , del $c_{2022,1}$ al $c_{2022,4}$, y del $d_{2022,1}$ al $d_{2022,12}$ tomarán como valor 0.

Para el año 2023, los coeficientes de ponderación tomarán los siguientes valores:

Coeficiente	Valor
a_{2023}	0,75
b_{2023}	0,15
$c_{2023,1}$ al $c_{2023,4}$	0,025
$d_{2023,1}$ al $d_{2023,12}$	0

Para los años 2024 y 2025, la ponderación de los precios de los mercados de futuros en la cesta de precios será igual o superior al 50% y al 75%, respectivamente. Los valores concretos de los coeficientes correspondientes a los años 2024 y 2025 serán fijados por Orden de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo acuerdo de la Comisión Delgada del Gobierno para Asuntos Económicos, antes del 1 de julio del año anterior.

En el caso de las instalaciones de pequeña potencia el valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado se calculará únicamente considerando el precio medio anual del mercado diario e intradiario para cada año. Para ello el coeficiente a_i tomará el valor 1 y los



coeficientes b_i , $c_{i,k}$ y $d_{i,l}$ tomarán el valor 0. A estos efectos se considerará que una instalación es de pequeña potencia cuando esté asignada a una de las siguientes instalaciones tipo:

i. Instalaciones tipo de cogeneración del grupo a.1 definido en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, con rango de potencia inferior o igual a 1 MW.

ii. Instalaciones tipo fotovoltaicas del subgrupo b.1.1 definido en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, con rango de potencia inferior o igual a 10 MW. Las instalaciones tipo que no tengan establecido un rango de potencia, se dividirán en dos instalaciones tipo, una con rango de potencia menor o igual a 10 MW y otra con rango de potencia mayor de 10 MW.

iii. Instalaciones tipo eólicas del subgrupo b.2.1 definido en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, con rango de potencia inferior o igual a 5 MW.

iv. Instalaciones tipo de los grupos b.3 y b.4 definidos en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

v. Instalaciones tipo de los grupos b.6, b.7 y b.8 definidos en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, con rango de potencia inferior o igual a 1 MW. Las instalaciones tipo que no tengan establecido un rango de potencia, se dividirán en dos instalaciones tipo, una con rango de potencia menor o igual a 1 MW y otra con rango de potencia mayor de 1 MW.

vi. Instalaciones tipo que provienen de la disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, con rango de potencia inferior o igual a 1 MW.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia calculará para cada año natural el precio medio anual del mercado diario e intradiario, como media aritmética de los precios horarios del mercado diario e intradiario y el coeficiente de apuntamiento real de cada tecnología. Los valores obtenidos se publicarán anualmente antes del 15 de enero del siguiente año en la página web del citado organismo.»

Disposición final séptima. Modificación de la Ley 12/2009, de 30 de octubre, reguladora del derecho de asilo y de la protección subsidiaria.

El apartado 1 del artículo 31 de la Ley 12/2009, de 30 de octubre, reguladora del derecho de asilo y de la protección subsidiaria, queda redactado de la siguiente forma:

“1. Los servicios de acogida, su definición, disponibilidad, programas y servicios, específicamente destinados a aquellas personas que soliciten protección internacional, se determinarán reglamentariamente por el Ministerio competente para atender las necesidades básicas de estas personas.

Este Ministerio podrá prestar por sí mismo esos servicios de acogida de forma directa, de forma indirecta por fórmulas contractuales, o bien, mediante la correspondiente autorización de acción concertada a entidades cuando no sea necesario celebrar contratos



públicos, tal y como establece el artículo 11.6 de la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de contratos del sector público.

Asimismo, también será posible prestar los servicios de acogida a través de los centros subvencionados a organizaciones no gubernamentales. En ningún caso podrá duplicarse la financiación pública de los servicios prestados por estas organizaciones, concurriendo la financiación obtenida por la autorización de acción concertada y por las subvenciones.

A los efectos de esta ley se entiende por acción concertada el instrumento por el que se concede la autorización a aquellas entidades que cumplan las condiciones previamente fijadas de forma reglamentaria para la prestación de servicios de acogida de responsabilidad pública, debiendo el sistema que se establezca, en todo caso, cumplir todos los requisitos que contempla el artículo 11.6 de la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, incluidos los principios de publicidad, transparencia y no discriminación.

La financiación de la acción concertada, el cumplimiento de los requisitos de acceso y el control de la prestación de los servicios se realizará por el Ministerio competente para prestar los servicios de acogida, según se establezca de forma reglamentaria.

Estas entidades habrán de acreditar la disposición de medios y recursos necesarios para la prestación de los servicios de acción concertada. En todo caso, se acreditará la propiedad de los centros en que se vaya a desarrollar la acción concertada, o, en su defecto, el derecho al uso, con este fin, de los bienes inmuebles, ya sean de propiedad privada o pública, por un periodo no inferior al de vigencia de la autorización de acción concertada, que podrá alcanzar cuatro años prorrogables de mutuo acuerdo, por igual periodo, sin perjuicio de poder solicitar una nueva autorización una vez expirada la anterior. Excepcionalmente, en situaciones de necesidad y siempre que concurren razones de interés público, dicho derecho al uso podrá ser por un periodo inferior al de vigencia de la autorización de la acción concertada.

Con carácter general, la Administración anticipará hasta el 50% de la retribución máxima acordada por las prestaciones y servicios asignados que supondrán entregas de fondos con carácter previo a la justificación, como financiación necesaria para poder llevar a cabo las actuaciones inherentes a la acción concertada.



Los pagos anticipados se deberán asegurar mediante la prestación de garantía. Las entidades no lucrativas autorizadas quedan exoneradas de la constitución de garantía de los fondos entregados.

La falta de constitución y acreditación de la garantía ante el órgano competente implicará la retención del pago de la retribución, hasta el momento en que se acredite, pudiendo dar lugar a la pérdida del derecho al pago de forma definitiva cuando, habiéndose realizado requerimiento previo del órgano concedente para que se acredite la constitución de la garantía, éste no fuera atendido en el plazo de 15 días.

Reglamentariamente se desarrollarán, entre otras materias, los aspectos y criterios de la organización de los servicios de acogida a través de la acción concertada, las condiciones que deben cumplir las entidades para obtener la correspondiente autorización, los supuestos de pérdida de autorización para el caso de incumplimiento de obligaciones, así como el cálculo de su retribución. Este cálculo tendrá en consideración que, la retribución se limitará a los costes necesarios para prestar los servicios establecidos”.

Disposición final octava. Títulos competenciales

El presente real decreto-ley se dicta al amparo de lo dispuesto en el artículo 149.1. 13.^a y 25.^a de la Constitución Española, que atribuyen al Estado la competencia en materia bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y bases del régimen minero y energético, respectivamente, a excepción de la disposición adicional sexta, que se dicta al amparo de lo previsto en el artículo 149.1.14.^a de la Constitución que atribuye al Estado competencia exclusiva en materia de Hacienda general y de la disposición final séptima, que se dicta al amparo de lo dispuesto por el artículo 149.1.2.^a de la Constitución Española, que atribuye al Estado competencia exclusiva en materia de derecho de asilo.

Disposición final novena. Desarrollo reglamentario y habilitación normativa.

Se habilita al Gobierno y a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en el ámbito de sus respectivas competencias, para aprobar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo, aplicación y ejecución de lo establecido en este real decreto-ley.



Disposición final décima. Entrada en vigor

Este real decreto-ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado»

No obstante, la fecha de inicio del mecanismo de ajuste regulado en este real decreto-ley será la que se determine en la Orden por la que se publique en la Autorización del mecanismo de ajuste por parte de la Comisión Europea a la que se refiere la disposición final primera.

ELÉVESE AL CONSEJO DE MINISTROS
Madrid, 13 de mayo de 2022

LA VICEPRESIDENTA TERCERA Y
MINISTRA PARA LA TRANSICIÓN
ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO,

LA MINISTRA DE HACIENDA Y FUNCIÓN
PÚBLICA

Teresa Ribera Rodríguez

M^a Jesús Montero Cuadrado

LA VICEPRESIDENTA PRIMERA Y
MINISTRA DE ASUNTOS ECONÓMICOS Y
TRANSFORMACIÓN DIGITAL

EL MINISTRO DE INCLUSIÓN, SEGURIDAD
SOCIAL Y MIGRACIONES

Nadia Calviño Santamaría

José Luis Escrivá Belmonte



ANEXO I

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.

PRIMERO. Durante la vigencia del mecanismo de ajuste regulado en el Real Decreto Ley 10/2022, de 13 de mayo, y hasta que se apruebe una adaptación de las mismas, serán de aplicación las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica para su adaptación de los límites de oferta a los límites de casación europeos, aprobadas por Resolución de 6 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y modificadas por la 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, con las especialidades establecidas en este anexo.

Uno. Se modifica la Regla 8ª, que queda como sigue:

“Regla 8.ª Prestación de garantías.

Suscrito el Contrato de Adhesión, el agente del mercado deberá prestar ante el operador del mercado garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de su actuación como participante en el mercado, en los términos establecidos en el Contrato de Adhesión y en estas reglas. La falta de garantías suficientes para avalar una oferta deudora en los términos establecidos impedirá la aceptación de esa oferta del agente. El régimen de la garantía será el establecido en estas reglas.

La falta de aportación de garantías por los titulares de unidades de adquisición para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de la liquidación del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulado en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, impedirá la participación de estas unidades en los diferentes mercados de producción de energía eléctrica.”

Dos. Se modifica la Regla 10ª, que queda como sigue:

“Regla 10.ª Suspensión de participación de unidades de oferta de un agente del mercado

En caso de comunicación de la suspensión de unidades de programación de un sujeto del sistema eléctrico, por parte de los operadores del sistema, el operador del mercado procederá a suspender la actuación de las correspondientes unidades de oferta en el mercado a partir de las sesiones del mercado posteriores a dicha comunicación.

Aquellas unidades de oferta de adquisición que no hayan satisfecho los requerimientos de garantías para cubrir el posible déficit en las liquidaciones del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica según lo establecido en la Regla “Régimen de determinación del importe de las garantías y método de su constitución”, serán suspendidas por el operador del mercado.



La suspensión de unidades por parte del operador de mercado se comunicará al operador del sistema español o portugués al que corresponda la unidad de programación, que procederá a suspender la actuación de dichas unidades de adquisición a partir de la recepción de la comunicación.”

Tres. Se modifica la Regla 12ª, que queda como sigue:

“Regla 12.ª Alta de las unidades de venta o de adquisición en el sistema de información del operador del mercado

El operador del mercado dará de alta las unidades de venta o adquisición en el Sistema de Información del Operador del Mercado, con los datos que el agente titular de dicha unidad haya registrado en el registro correspondiente, con los datos de las autorizaciones administrativas, y con los aportados por el agente titular de la unidad. Los datos del Sistema de Información del Operador del Mercado serán:

- Código de la unidad de venta o adquisición (definido por el operador del mercado).
- Descripción de la unidad de venta o adquisición.
- Tipo de la unidad de venta o adquisición.
- Código del sistema eléctrico en el que opera la unidad.
- Código interno del sistema eléctrico español.
- Energía horaria máxima a efectos de validación, en MWh con un máximo de un decimal (de cada una de las unidades físicas de que se compone en el caso de las unidades de venta).
- Gradiente máximo de subida y bajada, MW/h con un máximo de un decimal, para las unidades de venta.
- Porcentaje de propiedad del titular o titulares en dicha unidad.

Cuando la unidad de oferta de venta sea de representación de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos, cada titular de dichas instalaciones asociadas a la unidad de oferta, o su representante en su nombre, deberá comunicar en el proceso de asociación de la instalación a la unidad de oferta el comercializador de referencia que vaya a actuar como representante en caso de suspensión de la representación comunicada.

Las instalaciones de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos podrán tener desde el primer día del mes siguiente al acta de puesta en servicio un representante diferente del comercializador de referencia que les corresponda. Las instalaciones que no dispongan de acta de puesta en servicio, para tener un representante diferente del comercializador de referencia que les corresponda, deberán presentar la inscripción previa en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Para los representantes de instalaciones de energía renovables (excepto las que formen parte de una unidad de gestión hidráulica), cogeneración de alta eficiencia y residuos,



existe la posibilidad de agrupar ofertas de sus representados, de modo que exista la posibilidad de una posición final neta de todos los representados frente al mercado.

Cuando las instalaciones de producción de energía eléctrica se declaren como parte de un contrato de adquisición con un comercializador, corresponderá al comercializador comunicar al operador del mercado el titular de cada una de dichas instalaciones asociadas a la unidad de oferta de venta. Sin perjuicio de lo anterior, las partes firmantes del contrato de adquisición estarán obligadas a aportar al operador del mercado toda aquella documentación requerida por este último a efectos de la correcta identificación de tales instalaciones de producción.

El código del sistema eléctrico indica, en el caso de España y Portugal, el sistema eléctrico en el que se produce la venta o adquisición de energía. En el caso de ser unidades externas al sistema ibérico, formado por los sistemas eléctricos de España y Portugal, indica la interconexión a través de la que se realiza la transacción, pudiendo ser de importación o exportación, y corresponden a las interconexiones con los sistemas de Francia, Andorra y Marruecos. Cada agente autorizado podrá definir una única unidad para la importación o exportación a través de cada una de las fronteras citadas.

Para las interconexiones entre sistemas eléctricos con subastas coordinadas de capacidad, con entrega física, la unidad de importación y exportación se denominará unidad con derechos previos, existiendo una única unidad para la importación y una única unidad para la exportación, para cada agente autorizado. Las unidades de importación y exportación asignadas con derechos previos de capacidad no podrán presentar ofertas

Existen dos zonas de oferta, correspondientes a las zonas portuguesa y española. Cada una de estas zonas de oferta tendrá su propio precio. Las unidades de oferta que operan a través del sistema eléctrico con Andorra y Marruecos pertenecen a la zona de oferta española.

Se darán de alta dos unidades de oferta genérica, en el sistema eléctrico portugués y/o español según corresponda, una de venta y otra de adquisición, asociadas a la misma unidad de programación genérica, para la negociación en el mercado diario de los saldos de energía previos al mercado diario, correspondientes a la notificación del uso de derechos de capacidad, y contratos bilaterales firmes previos al mercado diario. Las unidades de oferta genéricas no podrán presentar ofertas en el mercado intradiario continuo.

El código interno del sistema eléctrico español identifica las unidades de oferta de compra o de venta, para la compra o venta de energía en el sistema eléctrico peninsular o a través de la conexión con el sistema eléctrico balear.

Las unidades de oferta de compra o de venta de energía del sistema eléctrico peninsular español, solamente podrán tener asociadas unidades de programación del sistema eléctrico peninsular español, y las unidades de venta o adquisición a través de la conexión con el sistema eléctrico balear solamente podrán tener asociadas unidades de programación para la compra o venta a través de la conexión con el sistema eléctrico balear.



Cada unidad de oferta, sea de venta o de compra, corresponderá con una unidad de programación. Una unidad de programación no podrá estar asociada a más de una unidad de oferta.

Una unidad de oferta de un representante en nombre propio y por cuenta de terceros podrá incluir energía de varios representados. Una unidad de oferta de un representante en nombre y por cuenta de terceros solamente podrá incluir energía de un representado.

Una unidad de oferta deberá contener exclusivamente unidades que desarrollen un solo tipo de actividad (productores de energía eléctrica, comercializadores o consumidores directos en mercado).

La energía horaria máxima declarada de las unidades por el agente estará limitada al valor máximo del registro correspondiente, o a la autorización ministerial correspondiente en su caso.

La energía máxima de una unidad de venta o adquisición es la suma de la energía máxima declarada por el agente de cada una de las unidades físicas que componen dicha unidad de venta o adquisición.

La energía máxima de las unidades físicas estará limitada a la potencia bruta máxima inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. Para las instalaciones de producción que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales la potencia máxima de las unidades físicas estará limitada a la potencia bruta máxima inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica multiplicada por un coeficiente de 1,2.

Durante la realización de las pruebas oficiales de certificación de nueva potencia, el agente podrá solicitar un valor de energía máxima superior al inscrito en el registro en dicha instalación, para la realización de las pruebas. El valor de energía máxima será de aplicación a todos los periodos de programación de los días naturales durante los que se realicen dichas pruebas.

El alta de una unidad de programación de un sujeto que sea agente del mercado será simultánea con el alta de la unidad de oferta del agente. Para un agente del mercado no podrá existir una unidad de oferta sin unidad de programación, ni una unidad de programación sin unidad de oferta.

Los titulares de unidades de adquisición nacionales que no sean agentes del mercado deberán darse de alta como tales ante el operador del mercado a partir de la entrada en vigor de la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se 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.

Si una unidad de oferta dada de alta en el sistema, es dada de baja para una fecha por el agente titular de dicha unidad, o ésta queda con una potencia máxima nula por no tener asociada ninguna unidad física por solicitud de cambios de asociación, quedarán anuladas todas las ofertas presentadas para las sesiones del mercado diario a partir de la fecha para la que se ha solicitado la baja o la unidad ha quedado con potencia máxima nula. Igualmente quedará retirada la oferta por defecto aplicando dicha retirada para el primer día para el que la unidad está de baja o tiene una potencia máxima nula.

De acuerdo a lo regulado en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, las instalaciones con derecho a percibir el ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista, deberán constituir una unidad de oferta y su unidad de programación correspondiente asociando únicamente una instalación. En el caso de las instalaciones de producción correspondientes a tecnología de cogeneración referidas en el artículo 2.1.c) del mencionado Real Decreto Ley, la unidad de oferta y su unidad de programación podrán agregar diferentes instalaciones siempre que todas ellas tengan derecho a percibir dicho ajuste. Los agentes responsables de las instalaciones referidas en el artículo 2.1 de este mismo Real Decreto Ley, deberán identificar las unidades de oferta beneficiarias del ajuste ante el operador del mercado.

Una vez que el agente de mercado solicite la identificación y sea aprobada, le será de aplicación el mecanismo de ajuste a partir de la siguiente casación del mercado diario y nunca sobre fechas cuya casación del mercado diario ya se hubiera producido.

Cualquier otro cambio que se produzca en la configuración de las unidades de oferta que tengan impacto sobre la participación en el mercado de una instalación o en sus liquidaciones no tendrán efecto sobre fechas cuya casación del mercado diario ya se hubiera producido.”

Unidades Porfolio o Cartera de Negociación

Los agentes podrán optar por participar en el mercado intradiario continuo a través de unidades de oferta o de unidades porfolio. En ambos casos, la unidad estará asociada a un sistema eléctrico específico (España o Portugal).

Cada agente del mercado podrá disponer, previa solicitud, de una única pareja de unidades porfolio (compra/venta) por cada tipo de actividad y por cada sistema eléctrico donde el agente tenga dos o más unidades de oferta de alta en el sistema del Operador de Mercado.

Por defecto, todas las unidades ofertantes del agente que estén dadas de alta en el sistema de información del mercado y que compartan actividad y sistema eléctrico con la pareja de unidades porfolio, se encontraran asociadas al porfolio para poder recibir energía



en el proceso de desagregación. Una unidad de oferta únicamente puede estar asociada a una pareja de unidades porfolio.

Los agentes tendrán la posibilidad, para cada pareja de unidades porfolio, de excluir de la asociación las unidades ofertantes en las que no deseen desagregar energía. Una unidad excluida de un porfolio, estará excluida tanto de la unidad porfolio de compra como de la unidad porfolio de venta. Los agentes podrán volver a incluir unidades que fueron excluidas.

El límite máximo de exclusión de unidades ofertantes será tal que nunca haya menos de dos unidades ofertantes en las que pueda desagregar la pareja de unidades porfolio.

Las unidades porfolio de la actividad de generación deberán contener dos o más unidades de oferta de actividad de generación, y las unidades porfolio de las distintas actividades de adquisición deberán contener dos o más unidades de oferta de adquisición de la misma actividad, teniendo en cuenta que las siguientes unidades de oferta no podrán estar asociadas a una unidad porfolio:

- Las unidades de representación en nombre y por cuenta ajena.
- Las unidades de importación y exportación con derechos previos.
- Las unidades genéricas
- Las unidades de comercialización de referencia
- Las unidades pertenecientes al sistema eléctrico español zona balear.

Las unidades porfolio únicamente podrán participar en el mercado intradiario continuo, no estando habilitadas para su participación en las subastas.

Para aquellos agentes que, por razones de la adecuada asignación de los impuestos, OMIE necesite disponer de las transacciones realizadas a nivel de unidad de oferta, el agente deberá actuar en el mercado continuo a través de dichas unidades de oferta (p.e. consumidores directos en mercado con derecho a reducción en el impuesto de electricidad).”

Cuatro. Se modifica la Regla 19.^a que queda como sigue:

“Regla 19^a. Publicación de información a los agentes para su operación en el mercado.

El operador del mercado proporciona a los agentes del mercado toda la información necesaria para la realización de los procesos del mercado a través del Sistema de Información del Operador del Mercado y en la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado. Para acceder a este sistema es necesaria la utilización de certificados de acceso proporcionados por el propio operador del mercado. En función del agente al que pertenece la persona que accede al sistema y los permisos de acceso de que dispone, el sistema proporciona la información accesible, respetando siempre los criterios de confidencialidad.



El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado la información necesaria mediante los métodos y formatos establecidos en la versión vigente del documento "Modelo de ficheros para el intercambio de información entre OM y AM", en lo relativo a los ficheros intercambiados entre ambos, y publicado por el operador del mercado.

El operador del mercado informará a los agentes de mercado de la fecha de activación, suspensión o reactivación del Mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista.

La información publicada se puede clasificar en los siguientes conjuntos:

19.1 Información del mercado diario.

- Ofertas recibidas.
- Previsiones de demanda.
- El precio del gas natural en €/MWh que se corresponde con el parámetro P_{GN} regulado en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo.
- Precio de referencia del gas natural en €/MWh que se corresponde parámetro P_{RGN} regulado en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo.
- Capacidades de intercambio en las interconexiones. Capacidades máximas y capacidades disponibles para el acoplamiento de mercados.
- Capacidades asignadas en interconexiones con asignación de capacidad.
- Indisponibilidades de las unidades.
- Garantías disponibles.
- Resultados del mercado diario:
 - Precios marginales del programa diario resultante de la casación del mercado diario.
 - Programa Diario Base de Casación (PDBC).
 - Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).

19.2 Información de los mercados intradiarios.

Subastas Intradiarias

- Programa Diario Viable definitivo (PDVD).
- Ofertas recibidas.
- Previsiones de demanda.
- Capacidades máximas de intercambio en las interconexiones.
- Indisponibilidades de las unidades.
- Limitaciones a las unidades de oferta.
- Garantías disponibles.
- Resultados de los mercados intradiarios de subastas:
 - Precios marginales del programa resultante de la casación del mercado intradiario de subastas.
 - Programa Intradiario Base de Casación Incremental y Acumulado (PIBCI y PIBCA).

- Programa Horario Final (PHF).
- Horas anuladas por el operador del mercado o por los operadores del sistema.

Mercado intradiario continuo.

- Capacidades máximas de intercambio en las interconexiones.
- Limitaciones unitarias a las unidades de oferta
- Indisponibilidades de las unidades de oferta
- Garantías disponibles
- Resultados del mercado intradiario continuo:
 - Precios de referencia, volúmenes negociados, así como aquella información de carácter público que se considere relevante del mercado intradiario continuo.
 - Programa Intradiario Base de Casación Incremental Continuo y Acumulado Continuo (PIBCIC y PIBCAC).
 - Programa Horario Final Continuos (PHFC).
 - Horas anuladas por el operador del mercado o por los operadores del sistema.

19.3 Información de las liquidaciones.

- Ficheros de liquidación: datos comunes
- Fichero de anotaciones horarias
 - Mercado correspondiente.
 - Unidad de venta, adquisición.
 - Cantidad.
 - Precio unitario.
 - Derecho de cobro o/y obligación de pago correspondiente.
 - Total de derechos de cobro u obligaciones de pago acumulados por mercado.
- Fichero de liquidación diaria.
- Pagos y cobros finales totales.
- Garantías de pago.
- Garantías formalizadas.
- Balance de las garantías para las próximas sesiones.
- Estado de la liquidación.
- Calendario de liquidación y facturación.
- Facturas y notas de abono o cargo.
- Información relativa a la facturación e impuestos.
- Coste final de la energía y los componentes del precio final en agregado y para cada tipo de consumidor.
- Información relativa a la liquidación y requerimientos de garantías del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulados en el Real Decreto- Ley 10/2022, de 13 de mayo.”

Cinco. Se modifica el apartado 5.2 de la Regla 35ª, que queda como sigue:

“35.5.2 Renta de congestión en el mercado diario en la interconexión entre España y Francia.

La renta de congestión que se genere en la interconexión entre España y Francia se repartirá a partes iguales entre el sistema eléctrico español y francés.

Mientras se encuentre en vigor el mecanismo de ajuste regulado en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, las rentas de congestión asignadas al sistema eléctrico español que afloran en el horizonte diario como consecuencia del desacoplamiento de precios en frontera entre la zona española y francesa, serán empleadas para minorar el coste total del ajuste. En particular, las rentas de congestión en el horizonte diario empleadas serán las previstas conforme a lo dispuesto en el artículo 14.3 del referido real decreto-ley.

A los efectos del cálculo de la liquidación de la renta de congestión se anotará:

- una obligación de pago al sistema eléctrico francés, en la hora h como:

$$OPPBCFRES_CI(h) = 0,5 * \text{abs}(EPBCFRES(h)) * \text{abs}(PMH_1(h, z_1) - PMH_1(h, z_3))$$

- un derecho de cobro en cuenta al sistema eléctrico español en la hora h como:

$$DCPBCFRES_CI(h) = 0,5 * \text{abs}(EPBCFRES(h)) * \text{abs}(PMH_1(h, z_1) - PMH_1(h, z_3))$$

siendo:

DCPBCFRES_CI(h): Derecho de cobro en la hora h, en el mercado diario, anotado en cuenta al sistema español, por la aplicación del proceso de separación de mercados entre las dos zonas de oferta, española y francesa.

OPPBCFRES_CI(h): Obligación de pago en la hora h, en el mercado diario, al sistema francés, por la aplicación del proceso de separación de mercados entre las dos zonas de oferta, española y francesa.

EPBCFRES (h): Capacidad de intercambio efectivamente utilizada en el marco del proceso de separación de mercados en la hora h entre la zona de oferta española y francesa.

PMH₁ (h,z): Precio marginal horario correspondiente a la hora h en el mercado diario en la zona de oferta z resultado de la casación de la sesión del mercado diario.

Z₁, Z₃: Subíndices que se refieren a las zonas de oferta española y francesa respectivamente.”



Seis. Se añade una nueva Regla 51ª bis, dentro del Capítulo Noveno, con la siguiente redacción:

“Regla 51ª bis. Liquidación del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica.

51 bis.1. Liquidación del ajuste a las instalaciones de producción

Al vendedor de instalaciones con derecho a percepción del ajuste según lo establecido en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, se le anotará un derecho de cobro en cada periodo de programación en el que el total de la energía asignada en el programa diario base de casación (PDBC) más la energía neta negociada en los mercados intradiarios sea mayor que cero. Este derecho de cobro se anotará a la unidad de producción de la que sea titular, o bien no de su titularidad, pero a la que represente en nombre propio y por cuenta ajena y se calculará como el producto de la energía asignada en cada periodo de programación por la cuantía unitaria del ajuste.

El derecho de cobro del vendedor para cada unidad de oferta de venta en el periodo de programación h será:

$$DCAJ(up,h,d) = EPROG(up,h,d) * Y(d)$$

Siendo:

DCAJ(up,h,d): Derecho de cobro del vendedor por la energía correspondiente a la unidad de venta up, en el periodo de programación h del día d.

Y(d): Cuantía unitaria del ajuste, expresada en €/MWh y redondeada a 2 decimales, según se define en el artículo 3 del Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo.

EPROG (up,h,d): Energía asignada a la unidad de venta, up, en el periodo de programación h del día d, en el programa diario base de casación (PDBC) más la energía neta negociada en los mercados intradiarios,

Al vendedor de instalaciones con derecho a percepción del ajuste según lo establecido en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, se le anotará una obligación de pago en cada periodo de programación en el que el total de la energía asignada en programa diario base de casación (PDBC) más la energía neta negociada en los mercados intradiarios sea menor que cero. Esta obligación de pago se anotará a la unidad de producción de la que sea titular, o bien no de su titularidad, pero a la que represente en nombre propio y por cuenta ajena y se calculará como el producto de la energía asignada en cada periodo de programación por la cuantía unitaria del ajuste.

La obligación de pago del vendedor para cada unidad de oferta de venta en el periodo de programación h será:

$$OPAJ(up,h,d) = EPROG(up,h,d) * Y(d)$$

Siendo:

OPAJ(up,h,d): Obligación de pago del vendedor por la energía correspondiente a la unidad de venta up, en el periodo de programación h.

51 bis.2 Repercusión del coste o ingreso total asociado al mecanismo de ajuste.

El coste o ingreso total asociado de la liquidación del ajuste realizada por el operador del mercado, se repartirá entre todas las unidades de adquisición en proporción a su energía en el último programa horario final que no se encuentre sujeta a instrumentos de cobertura a plazo de conformidad con lo establecido en el artículo 8 del Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo.

Este volumen económico se determinará para cada periodo de programación como:

$$IMPAJ(h, d) = \sum_{up} (DCAJ(up, h, d) - OPAJ(up, h, d)) - RENTA FR(h, d)$$

Siendo:

IMPAJ (h,d): Coste o ingreso total en la hora h del día d asociado a la liquidación del ajuste realizada por el operador del mercado.

DCAJ(up,h,d): Derecho de cobro del vendedor por la energía correspondiente a la unidad de venta up, en el periodo de programación h del día d.

OPAJ(up,h,d): Obligación de pago del vendedor por la energía correspondiente a la unidad de venta up, en el periodo de programación h del día d.

RENTA FR(h,d) : Incorpora los siguientes conceptos:

- Importe de la renta de congestión en el mercado diario en la interconexión entre Francia y España asignada al sistema eléctrico español, en el periodo h del día d, tal y como se detalla en la regla “Renta de congestión en el mercado diario en la interconexión entre Francia y España”, descontados los costes horarios en concepto de remuneraciones de derechos de transmisión de largo plazo comunicados por el operador del sistema español y como máximo hasta el valor económico de las rentas de congestión horarias generadas en horizonte diario.
- Ingresos adicionales correspondientes a las rentas de congestión netas procedentes de las subastas mensuales de asignación de capacidad en frontera con Francia que se celebren con posterioridad a la entrada en vigor del mecanismo de ajuste definido en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, prorrateados entre todos periodos de los días del mes natural siguiente al de ingreso de dichas rentas de congestión por parte del operador del sistema al operador del mercado.

A los titulares de unidades de adquisición se les anotará una obligación de pago en cada periodo de programación en el que el término IMPAJ (h,d) sea mayor que cero, que se calculará como:

$$OPUAAJ(ua, h, d, z) = \frac{\max [EUA(ua, h, d, z) - EEXU(ua, h, d, z), 0]}{\sum_{ua,z} [\max [EUA(ua, h, d, z) - EEXU(ua, h, d, z), 0]]} * IMPAJ(h, d)$$

Siendo:

EUA(ua,h,d, z): energía de la unidad de adquisición ua situada en la zona de precio z en el último programa horario final para el periodo de programación h del día d.

EEXU(ua, h, d, z): energía asignada a la unidad de adquisición ua situada en la zona de precio z para el periodo de programación h del día d, exenta del pago del mecanismo de ajuste, y que se calculará como:

$$EEXU(ua, h, d, z) = EEXA(ag, h, d, z) * \frac{EUA(ua,h,d,z)}{\sum_{ua} EUA(ua,h,d,z)}$$

Siendo:

EEXA(ag,h,d,z): energía exenta del pago del coste del mecanismo de ajuste correspondiente al agente ag en la zona de precio z para el periodo de programación h del día d, y que se calculará como:

$$EEXA(ag, h, d, z) = \frac{EEX(ag, z, m)}{n}$$

Siendo:

EEX(ag,z,m): energía declarada por el agente sujeta a instrumentos de cobertura a plazo para la zona de precio z en el mes m al que pertenece el día d de conformidad con lo establecido en el artículo 8 del Real Decreto Ley 10/2022, de 13 de mayo.

n: número de horas del mes m al que pertenece el día d.

El resultado del reparto de las energías exentas declaradas por agente EEXA(ag,h,d,z) y por unidad de adquisición EEXU(ua,h,d,z) se truncará a un decimal.

A los titulares de unidades de adquisición se les anotará un derecho de cobro en cada periodo de programación en el que el término IMPAJ (h,d) sea menor que cero, que se calculará como:

$$DCUAAJ(ua, h, d, z) = \frac{\max [EUA(ua, h, d, z) - EEXU(ua, h, d, z), 0]}{\sum_{ua,z} [\max [EUA(ua, h, d, z) - EEXU(ua, h, d, z), 0]]} * abs(IMP AJ(h, d))$$

Si en un periodo de programación la energía exenta del pago o cobro del ajuste correspondiente a una unidad de adquisición, resultado de los repartos anteriormente indicados, superase el valor de la energía programada en dicho periodo, toda la energía programada resultará exenta del pago o cobro del mecanismo de ajuste, sin que el exceso sea considerado a efectos liquidatorios.



51 bis.3. Unidades de adquisición a efectos de las liquidaciones del coste total asociado al mecanismo de ajuste.

A efectos de las liquidaciones del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulado en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, se entenderán como unidades afectas al mecanismo aquellas unidades de adquisición establecidas en la zonas española y portuguesa, a excepción de las unidades de almacenamiento (consumo de bombeo, baterías) y unidades de consumo de servicios auxiliares de instalaciones de generación.

Igualmente, no será tenida en cuenta en la liquidación del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica la energía exenta, declarada por el agente como sujeta a instrumentos de cobertura a plazo, conforme a lo establecido en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo.

La liquidación del coste o ingreso a las unidades de adquisición solo se realizará entre aquellas unidades cuyo titular tenga adquirida la condición de agente del mercado.

Cualquier modificación realizada en los datos o configuración de las unidades de adquisición con impacto sobre la liquidación del mecanismo de ajuste no tendrá efecto sobre fechas cuya casación del mercado diario ya se hubiera producido.

51 bis.4. Energías sujetas a instrumentos de cobertura a plazo

Los agentes de mercado compradores que declaren energía sujeta a instrumentos de cobertura a plazo en los términos establecidos en el artículo 8 del Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, deberán facilitar los valores de la energía asociada a su posición neta compradora que se beneficia de las coberturas declaradas en virtud del mencionado artículo, de acuerdo con el formato electrónico y procedimiento operativo que se establezca para su envío.

Los valores de energía remitidos de manera correcta, de acuerdo al párrafo anterior, y dentro de los plazos establecidos, serán los empleados por parte del operador del mercado en la determinación de la energía asociada a las unidades de adquisición que resultará exenta del pago.”

Siete. Se modifica el apartado 2 de la Regla 52^a, que queda como sigue:

“52.2 Liquidación

El operador del mercado realizará una liquidación diaria para cada agente por medio de la agregación de las anotaciones horarias correspondientes a cada día, de acuerdo con las presentes reglas.

La liquidación del flujo resultado del mercado diario en la interconexión entre España y Francia y de la renta congestión que se genere en dicha interconexión se liquidará por los operadores del mercado español y sus homólogos designados en Francia, o terceras



partes habilitada por éstos. El operador del mercado español será responsable de liquidar la mitad de la renta de congestión de la interconexión entre España y Francia, mientras que los operadores del mercado designados en Francia, o terceras partes habilitadas por éstos, liquidarán la otra mitad al operador del sistema francés, de acuerdo con lo establecido en cada uno de los sistemas eléctricos.

Mientras se encuentre en vigor el mecanismo de ajuste regulado en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, las rentas de congestión asignadas al sistema eléctrico español que afloran en el horizonte diario como consecuencia del desacoplamiento de precios en frontera entre la zona española y francesa, serán empleadas para minorar el coste total del ajuste

La liquidación de las transacciones transfronterizas en la interconexión entre España y Francia en el mercado intradiario continuo se liquidarán entre el operador del mercado español y sus homólogos designados en Francia, o terceras partes habilitadas por estos. A efectos de determinar la contraparte en Francia a la que liquidar cada transacción transfronteriza, se utilizará la información facilitada por la Plataforma de Contratación Continua Europea.

Cualquier diferencia económica que se pudiera producir como consecuencia de la liquidación de la energía intercambiada por aplicación del acoplamiento de mercados entre MIBEL y Francia o por incidencias que supongan descuadres de programa, se financiará con cargo a cada una de las rentas de congestión y de las subastas explícitas correspondientes al sistema eléctrico español, según corresponda.

A estos efectos, los descuadres que se pudieran producir por anulación de energías negociadas en el mercado intradiario continuo por unidades localizadas en la zona portuguesa que hubieran resultado casadas con unidades fuera del MIBEL se liquidarán a la renta de congestión de la interconexión entre España y Portugal que corresponde al sistema eléctrico español, mientras que los descuadres que se produzcan por anulación de energías negociadas por unidades localizadas en la zona española que hubieran resultado casadas con unidades fuera del MIBEL se liquidarán a la renta de congestión de la interconexión entre España y Francia que corresponde al sistema eléctrico español.

Para realizar las antedichas liquidaciones, el operador del mercado practicará las correspondientes anotaciones en cuenta en el registro que llevará a tales efectos a las siguientes unidades:

1. Unidades de oferta o porfolio de venta o adquisición de cada titular.
2. Unidades de oferta o porfolio de venta o de adquisición de cada representante cuando en la unidad se oferten energías de titulares representados en nombre propio y por cuenta ajena.
3. Unidades de oferta de cada representante con las que se oferta energía de titulares representados en nombre y por cuenta de terceros. A este efecto se considerará cada unidad de oferta asociada unívocamente a su correspondiente agente representado.



Las anotaciones practicadas a cada unidad de oferta o porfolio se liquidarán al:

- agente titular de dicha unidad de oferta o porfolio, en el caso de agentes que acuden al mercado directamente o bien representando a otros en nombre propio y por cuenta de terceros.
- agente representado, en los casos de las unidades de oferta dadas de alta para actuar en nombre y por cuenta de su representado.

A los agentes que participen en el mercado en virtud de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción y en virtud de su actividad como comercializador, consumidor directo en mercado o representación de estas actividades, se les liquidará por separado cada una de estas actividades.

En el caso de unidades de venta correspondientes a unidades de producción participadas por varios agentes del mercado, las anotaciones por las energías que forman parte del programa resultante de la casación del mercado diario se realizarán a cada propietario sobre la base de la asignación detallada en la Regla de “Resultado de la casación del mercado diario”.

En el caso de unidades de venta correspondientes a unidades de producción participadas por varios agentes del mercado, las anotaciones por las energías que forman parte del programa resultante de la casación del mercado intradiario de subastas o del mercado intradiario continuo se realizarán a cada propietario en proporción a su porcentaje de propiedad.

Dado que el operador del mercado actúa como contraparte de cada una de las anotaciones en cuenta resultantes de la liquidación, el saldo final del operador del mercado en cada sesión del mercado diario y de los mercados intradiarios estará siempre saldado a cero, tanto en energía como en volumen económico.”

Ocho. Se modifica el apartado 1 de la Regla 53ª, que queda como sigue:

“53.1 Liquidación diaria.

Efectuada la casación del mercado diario y de los mercados intradiarios, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes las anotaciones de derechos de cobro y obligaciones de pago correspondientes al programa resultante de la casación.

Con posterioridad a la recepción del último programa horario final para el último periodo de programación del día, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes las anotaciones de derechos de cobro y obligaciones de pago correspondientes a la liquidación del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulado en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo.

El día hábil posterior a cada día de contratación, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes del mercado, en los sistemas de información de éste la liquidación correspondiente a dicho horizonte diario de programación, con distinción de cada periodo de programación, así como la información sobre los derechos de cobro y



obligaciones de pago derivados de la misma. Los días no hábiles se publicará la liquidación con carácter de borrador.

Tal liquidación se realizará de acuerdo con las normas recogidas en las presentes reglas y siempre que se hayan recibido las informaciones necesarias para ello.

La liquidación diaria se considerará provisional si concurre cualquiera de los siguientes motivos:

- a) La existencia de reclamaciones pendientes respecto del desarrollo de alguna sesión de contratación del mercado.
- b) Estar abierto el plazo para recepción de reclamaciones por parte de los agentes.
- c) La existencia de reclamaciones pendientes respecto de la liquidación.
- d) La aparición, a posteriori, de valores erróneos en una liquidación considerada como definitiva, que no pudieron ser detectados en su momento por los agentes ni por el operador del mercado.
- e) Cualquier otra causa determinante de insuficiencia o inexactitud en las informaciones necesarias para practicar la liquidación.

Expresamente, se hará constar la causa o causas que determinen la provisionalidad.

La liquidación diaria se considerará definitiva salvo que concurra alguno de los motivos a que se refieren los párrafos anteriores.”

Nueve. Se modifican los apartados 1 y 2 de la Regla 54^a, que quedan como sigue:

“54.1 Agentes del mercado diario de producción a los que se les realiza la facturación.

La facturación se realizará a los agentes que participen en los mercados diario e intradiarios para el conjunto de unidades de producción y adquisición de las que sean titulares, considerando su porcentaje de participación, y por el conjunto de unidades no de su titularidad, pero a las que representan en nombre propio y por cuenta ajena.

A los agentes que participen en el mercado en virtud de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción y en virtud de su actividad como comercializador, consumidor directo en mercado o representación de estas actividades, se les facturará por separado cada una de estas actividades.

A los agentes titulares de unidades de producción reguladas en el artículo 2.1 del Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, y a los agentes titulares de unidades de adquisición, o a sus representantes en nombre propio, se les facturará el importe resultante de la aplicación del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulados en dicho real decreto. A efectos de determinar las unidades de adquisición a las que les será de aplicación, se estará a lo establecido en la Regla "Unidades de adquisición a efectos de las liquidaciones del coste total asociado al mecanismo de ajuste”.



Al operador del sistema eléctrico portugués se le facturará la renta de congestión correspondiente al sistema eléctrico portugués que se haya tenido en cuenta en el proceso de separación de mercados en la interconexión entre España y Portugal.

A los operadores del mercado designados en Francia, o terceras partes habilitadas por estos, se les facturará la parte de la renta de congestión correspondiente a la interconexión entre España y Francia que les haya sido liquidada de acuerdo con las reglas de liquidación.

Al operador del sistema eléctrico español se le facturarán las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español que se hayan tenido en cuenta en el proceso de separación de mercados en las interconexiones entre España y Portugal.

54.2 Determinación de las transacciones de compra-venta en el mercado de electricidad.

La determinación de las transacciones que se producen en el mercado de electricidad entre los agentes del mercado es necesaria para que se pueda realizar la facturación de manera adecuada.

Existirá una transacción por cada venta de un agente del mercado en cada periodo de programación y en cada mercado o segmento de liquidación en la que el operador del mercado será la contraparte compradora. Asimismo, existirá una transacción por cada adquisición de un agente del mercado en cada periodo de programación y en cada mercado o segmento de liquidación en la que el operador del mercado será la contraparte vendedora.

Existirá una transacción en cada periodo de programación y en cada mercado en el que se haya liquidado renta de la congestión entre cada uno de los titulares de la misma en los términos de la legislación aplicable y el operador del mercado, que será la contraparte.

Existirá una transacción en cada periodo de programación en el que un titular de unidad de adquisición tenga energía programada en el último programa horario final del día y se liquide el coste del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulados en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo. El operador del mercado será la contraparte vendedora.

Existirá una transacción en cada periodo de programación en el que un titular de instalación con derecho a percepción del ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulados en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, tenga apuntes en cuenta correspondientes a los derechos de cobro del ajuste, recogidos en la Regla “Liquidación del ajuste a las instalaciones de producción”, en la que el operador del mercado será la contraparte compradora. Asimismo, existirá una transacción en cada periodo de programación en el que un titular de instalación con derecho a percepción del ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulados en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, tenga apuntes en cuenta correspondientes a obligaciones de pago del ajuste, recogidos en la Regla “Liquidación del ajuste a las instalaciones de producción”, en la que el operador del mercado será la contraparte vendedora.”

Diez. Se modifica el apartado 4 de la Regla 54^a, que queda como sigue:



“54.4 Conceptos incluidos en la factura.

La factura incluirá, además de los datos del suministrador y del adquirente de energía tal como se indica en la Regla de “Expedición de la factura”, los siguientes conceptos:

- Serie de factura como entidad suministradora de energía para cada agente suministrador y numeración correlativa.
- Serie de factura como entidad adquirente de energía, que será la serie del operador del mercado, con numeración correlativa.
- Fecha de expedición.
- Fecha de vencimiento.

En el caso de la factura a una entidad adquirente de energía, los siguientes datos de cabecera de factura del agente comprador, referidos a la sede de la actividad económica o del establecimiento permanente al que se suministra la energía, en caso de que se trate de un sujeto pasivo revendedor según la Directiva 2006/112/CE del Consejo, de 28 de noviembre de 2006, relativa al sistema común del impuesto sobre el valor añadido, o los datos de su establecimiento situado en el territorio en el que se consume la energía en el caso de otros sujetos pasivos:

- Razón social del agente.
- Persona a cuya atención se expide la factura.
- Código de Identificación Fiscal (CIF).
- Dirección.
- Código Postal.
- Ciudad.
- Provincia.
- País.

En el caso de la factura de una entidad suministradora de energía, como regla general, se incluirán los mismos datos de cabecera de factura que se han comunicado para la factura como entidad adquirente. No obstante, lo anterior, los agentes que han comunicado en dichos datos un establecimiento permanente al cual se suministra la energía situado fuera del territorio español, si poseen un establecimiento permanente o domicilio fiscal en el territorio español que intervenga en las entregas de electricidad, deberán comunicar los datos anteriores referidos a dicho establecimiento para que sean utilizados en la factura de la entidad suministradora.

La factura incluirá el importe a pagar o a cobrar por las operaciones de compra o venta realizadas en el mercado, que incluye la liquidación de los mercados diarios e intradiarios, liquidación del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica realizada por el operador del mercado, así como los conceptos que reglamentariamente se determinen.

El importe que por este concepto figura en la factura de la entidad suministradora coincide con el importe total de las transacciones acreedoras del agente.



El importe que por este concepto figura en la factura de la entidad adquirente de energía coincide con el importe total de las transacciones deudoras del agente.

La factura incluirá también las cuotas e impuestos reglamentarios, que se detallan en la Regla “Cuotas e impuestos aplicables”.

Once. Se modifica el apartado 2.3 de la Regla 55^a, que queda como sigue:

“55.2.3 Costes derivados de la armonización de los ciclos de pagos.

El operador del mercado, en su función como contraparte central de los intercambios de energía con los sistemas eléctricos francés, portugués y marroquí, armonizará los desfases temporales entre los cobros y los pagos a través de la correspondiente financiación:

- Los operadores del mercado, designados en España y en Francia, o terceras partes habilitadas por éstos, se harán cargo del 50% del coste de la financiación requerida para hacer frente a los pagos entre ambos sistemas. El coste asignado al operador del mercado español se financiará con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español.
- Asimismo, el coste de la financiación necesaria para cubrir el desfase entre el IVA soportado y el IVA repercutido por el operador del mercado derivado de su actuación como contraparte central de las exportaciones, importaciones e intercambios intracomunitarios en el mercado, se financiará con cargo a las rentas de congestión correspondientes al sistema eléctrico español del conjunto de las interconexiones.
- Mientras se encuentre en vigor el mecanismo de ajuste regulado en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, el coste de los saldos acreedores en la cuenta bancaria del operador del mercado originado por las rentas de congestión netas transferidas por parte del operador del sistema, procedentes de las subastas mensuales de asignación de capacidad en frontera con Francia, se financiará con cargo a las rentas de congestión del sistema eléctrico español del conjunto de las interconexiones.”

Doce. Se modifica el apartado 8 de la Regla 55^a, que queda como sigue:

“55.8 Régimen de impagos e intereses de demora.

En el supuesto de impago, el comprador en el mercado incumplidor vendrá obligado al pago de una penalización. Las cantidades adeudadas y no pagadas devengarán intereses de demora, a contar desde la fecha en que el pago fuera exigible sin que se haya verificado, hasta la fecha en que efectivamente se haya abonado la cantidad pendiente, tal y como se determina a continuación.

Si a las 11 horas de la fecha de pago el banco del operador del mercado no ha recibido notificación firme de la ejecución del pago emitirá un certificado, indicando el agente y el importe incumplido. Tras recibir esta notificación el operador del mercado aplicará una penalización fija a cada agente incumplidor de 300 euros y ejecutará, previa notificación al



interesado, la garantía constituida, conforme se establece en la Regla “Criterios de actuación frente a incumplimientos”:

1. Si la ejecución de la garantía permite el cobro inmediato de la misma, el operador del mercado efectuará el conjunto de los pagos previstos.
2. Si la ejecución de la garantía no permite el cobro por el operador del mercado de la cantidad adeudada:
 - Se minorará a prorrata los derechos de cobro de los agentes del mercado que resulten acreedores en el horizonte de liquidación, lo que origina un préstamo al agente moroso de dichos agentes. Dicha minoración no afectará en ningún caso a la liquidación correspondiente a los operadores del mercado designados en Francia o entidad habilitada por éstos.
 - La cantidad adeudada devengará intereses por los días de demora al tipo €STR (Euro Short-term Rate) más trescientos puntos básicos, con un mínimo de 200 euros, a cargo del agente moroso.

Las cantidades adeudadas se calcularán según la fórmula siguiente:

$$D = E + \max[E \cdot i \cdot P / 360; 200] + 300$$

Siendo:

D: Cantidad adeudada incluidos intereses de demora y la correspondiente penalización por incumplimiento.

E: Cantidad adeudada y no pagada, excluidos intereses de demora.

i: tipo de interés de demora.

P: Periodo de liquidación de intereses.

El tipo de interés de demora aplicable será el resultante de aplicar el tipo de interés interbancario según el tipo medio que publique diariamente el Banco de España para depósitos a un día (Euro Short-term Rate - €STR) más tres puntos porcentuales.

Si un titular de una unidad de adquisición incumpliera el pago de la liquidación del coste del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica, el operador del mercado ejecutará sus garantías y en caso de que éstas no fueran suficientes, prorrateará la cantidad adeudada entre los titulares de instalaciones receptoras del ajuste en proporción al saldo acreedor del importe del ajuste a percibir por dichas instalaciones. El operador del mercado comunicará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico los incumplimientos de pago que se produzcan.

Una vez saldada la deuda, el operador del mercado procederá a la regularización de la misma, abonando la cantidad que resultó impagada más los correspondientes intereses de demora a los acreedores según lo establecido en los apartados anteriores.

Los importes correspondientes a los intereses de demora serán de aplicación siempre que el impago provoque la aplicación de prorrateos de la cantidad impagada entre los agentes



acreedores y esto suponga un retraso en el cobro de estos últimos. Los prorrateos se realizarán el día de cobros.

Con independencia de lo anterior, el agente incumplidor será responsable de todos los daños y perjuicios causados por el retraso.”

Trece. Se modifica el apartado 1 de la Regla 56ª, que queda como sigue:

“56.1 Constitución de garantías.

Los agentes del mercado que puedan resultar deudores como resultado de sus operaciones en el mercado o en las liquidaciones del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulado en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, deberán prestar al operador del mercado garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas derivadas de sus transacciones, de tal modo que se garantice a los acreedores el cobro íntegro de la energía eléctrica suministrada, al precio de la misma así como los demás conceptos incluidos en la Regla de “Cuotas e impuestos aplicables”, y como máximo en el siguiente día que se produzca la liquidación del periodo correspondiente.

La falta de prestación de esta garantía, su falta de aceptación por el operador del mercado por considerarla insuficiente o inadecuada, o su falta de mantenimiento y actualización, impedirán al agente del mercado intervenir en el mercado.”

Catorce. Se modifica el apartado 5 de la Regla 56ª, que queda como sigue:

“56.5 Tipos de garantías.

Los agentes del mercado, si desean participar en los mercados, deberán presentar:

- Una garantía de operación para cubrir el valor de las ofertas deudoras de las unidades de las que el agente es titular, siempre que la oferta la realice directamente el titular o su representante en nombre y por cuenta ajena, y el valor de las ofertas deudoras de las unidades a las que represente en nombre propio.

La insuficiencia de esta garantía impedirá al agente participar en el proceso de casación correspondiente.

Asimismo, los agentes del mercado están obligados a prestar las siguientes garantías:

- Una garantía de crédito que responderá de las obligaciones de pago devengadas y no pagadas. Esta garantía de crédito no será fijada “a priori” por el operador del mercado, sino que se calculará una vez se conozca el resultado de la liquidación. Los agentes que hayan aportado una garantía de operación que haya permitido la casación de su oferta, tendrán cubierta la garantía de crédito requerida como resultado de la liquidación de dicha transacción mediante la conversión automática en garantía de crédito de la parte de garantía de operación que resulte necesaria.

- Una garantía complementaria, exigible a los agentes en aquellos supuestos en que, previa consulta al Comité de Agentes del Mercado, 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.

A este respecto, el operador del mercado podrá solicitar a una compañía de «rating» la calificación del riesgo del agente que actúe como comprador a efectos de justificar objetivamente la exigencia de una garantía complementaria con coste repercutible al agente afectado.

- Una garantía requerida a agentes titulares de unidades de adquisición para responder de las obligaciones de pago de la liquidación del coste del mecanismo de ajuste de los costes de generación de energía eléctrica regulados en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo.

El Comité de Agentes del Mercado podrá solicitar en cualquier momento que se le informe de las garantías exigibles a un agente y de las garantías aportadas.”

Quince. Se modifican los apartados 7.1 y 7.2 de la Regla 56^a, que quedan como sigue:

“56.7.1 Información de garantías puesta a disposición de los agentes.

Para que los agentes conozcan en todo momento el importe de las garantías de crédito que en cada momento correspondan, y puedan estimar si disponen de suficientes garantías de operación para sus operaciones en el mercado, así como la vigencia de sus garantías, el operador del mercado, pondrá a disposición de los agentes a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, la siguiente información permanentemente actualizada:

- a) Balance de garantías, o garantía de operación, para las siguientes sesiones de mercado con la mejor información disponible hasta el momento.
- b) Parámetros para estimación de la cobertura de sus ofertas. Este valor es orientativo y no supone responsabilidad alguna del operador del mercado respecto de la suficiencia o no de garantías de operación del agente.
- c) Fecha de caducidad de las garantías formalizadas.
- d) Los requerimientos de garantías solicitados a las unidades de adquisición para cubrir las obligaciones derivadas del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulados en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, así como su estado de cumplimiento.

56.7.2 Balance de garantías.

El operador del mercado dispondrá del balance de garantías de cada agente actualizado en todo momento, como garantía de operación para ser considerado en las siguientes sesiones de casación de cada mercado, tanto en el momento de la inserción de ofertas como en las verificaciones previas a la casación.



El balance de garantías de un agente en un momento determinado se formará como suma de los siguientes asientos:

- a) Garantías presentadas y aceptadas por el operador del mercado.
- b) Facturas diarias de adquisición o, en su defecto, borradores (con valor negativo), acumuladas del agente en el horizonte actual o en el siguiente
- c) Derechos de cobro del propio agente no cedidos a terceros o bien recibidos de un tercero cedente, como resultado de las facturas de venta o, en su defecto, borradores, acumulados en el horizonte actual o en el siguiente.
- d) Saldo neto deudor (con valor negativo) de los derechos de cobro propios no cedidos o recibidos de terceros y de las obligaciones de pago acumulados, como resultado de las facturas en el horizonte anterior hasta que el pago se considere efectuado.
- e) Saldo neto acreedor (con valor positivo) de los derechos de cobro propios no cedidos o recibidos de terceros y de las obligaciones de pago, como resultado de las facturas en el horizonte anterior hasta la hora máxima para su consideración, que será la hora del día de emisión de la nota de abono o cargo que se establezca en la Regla de “Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes”.
- f) Cobros (con valor positivo) retenidos al agente del horizonte previo para cubrir obligaciones de pago del horizonte actual del agente al que se los cede hasta que dichos cobros se conviertan en una garantía en efectivo del agente beneficiario de los mismos el día de cobros.
- g) Anotaciones, con signo negativo, por el valor de las ofertas deudoras incorporadas al proceso de casación del mercado diario o de alguna sesión de subasta del mercado intradiario en tanto dicho mercado no se liquide, según se establece en las Reglas de “Elementos básicos del procedimiento de casación del mercado diario” y de “Verificación del cumplimiento de garantías”.
- h) Importe de garantías reservado a la negociación en el mercado intradiario continuo, con signo negativo, incluyendo la reducción practicada en caso de que no existiese excedente suficiente.
- i) Importe de las garantías requeridas, con signo negativo, a las unidades de adquisición para cubrir las obligaciones derivadas del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulado en el Real Decreto Ley 10/2022, de 13 de mayo.
- j) Importe de transacciones de adquisición y venta en el mercado intradiario continuo tras cada sincronización y en tanto no se incluyan en las facturas o borradores.
- k) Importes derivados de cualquier otra obligación ante el operador del mercado en relación con su actuación en el mismo

Los asientos que tengan origen en solicitudes de los agentes a través del Sistema de Información del Operador del Mercado, se aceptarán y tramitarán según los plazos establecidos en la Regla de “Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes”.

Los asientos de los puntos b) y c) se anotarán tan pronto como se realice la facturación tras cada casación de una sesión de mercado y tras cada sincronización con la Plataforma de Negociación del Operador del Mercado.



A efecto de balance de garantías, la liberación de la garantía por el pago efectuado se realizará de acuerdo con lo establecido en la Regla de “Obligaciones para los agentes del mercado que resulten como compradores”.

Los asientos de retención del cobro, en su caso, se anotarán en la hora del día de emisión de la nota de abono o cargo que se establezca en la Regla de “Horarios y plazos para las solicitudes de los agentes” para la consideración del saldo acreedor del punto e).”

Dieciséis. Se modifica el apartado 7.3.1 de la Regla 56^a, que queda como sigue:

“56.7.3.1 Garantías de operación y de crédito.

El operador del mercado pondrá a disposición de los agentes en su sistema informático un simulador de las garantías de operación y de crédito que el sujeto podría necesitar en función de su actividad prevista en el mercado y de los precios recientes. Dicho valor será considerado una estimación siendo responsabilidad del agente el disponer de las garantías apropiadas.

Dicha simulación permitirá, a los sujetos que lo deseen, formalizar dicho importe como garantía con antelación a su participación en el mercado, y sólo si dicho importe se tornase insuficiente para cubrir las garantías de operación necesarias para sus ofertas, deberían aportar garantías adicionales.

El criterio para realizar dicha estimación será el siguiente:

Sea

EOP = Previsión de compras en el mercado diario en N días con unidades de adquisición, excepto las de consumidor directo a mercado.

EDC = Previsión de ventas en el mercado diario en N días con unidades de venta.

EOPcd = Previsión de compras en el mercado diario en N días con unidades de adquisición de consumidor directo a mercado.

RIE = Porcentaje con derecho a beneficiarse de reducción en el Impuesto de Electricidad en caso de que el agente ostente o represente la actividad de consumidor directo en mercado en España y disponga de CIE.

EOFC = Energía máxima de compra que el agente espera ofertar para cualquiera de las sesiones de Mercado Diario o Intradía de subastas con el conjunto de sus unidades, excepto con las de consumidor directo a mercado

EOFcd = Energía máxima de compra que el agente espera ofertar para cualquiera de las sesiones de Mercado Diario o Intradía de subastas con las unidades de consumidor directo a mercado

N = nº de días comprendidos en el horizonte de liquidación más los días adicionales hasta el pago. Tendrá como mínimo el valor de 10 y podrá valer hasta 15 en caso de festivos y días inhábiles en el Banco de España.

PEST = Precio medio ponderado por la energía en zona española y portuguesa del precio español y portugués en cada hora de los últimos 30 días. El precio español o portugués en cada hora será la media ponderada por la energía casada en la hora en la zona correspondiente en cada mercado, del precio del



mercado diario en la zona, de cada uno de los intradiarios de subastas en la zona y del precio de referencia del mercado continuo en la zona.

PC = Precio máximo positivo al que el agente espera ofertar sus compras

IE = Cuota del Impuesto Especial sobre la Electricidad. Se aplicará a la empresa facturada según las normas establecidas, que se detallan en la Regla de "Impuesto Especial sobre la Electricidad".

IVA = Cuota del Impuesto del Valor Añadido en España, en valor unitario. Se aplicará a la empresa facturada según las normas establecidas, que se detallan en la Regla de "Impuesto del Valor Añadido".

GC = Garantía de crédito.

GMIC = Volumen de garantía destinado a la negociación en el mercado intradiario continuo en cada ciclo de sincronización.

La garantía de crédito será:

- a) Si el agente está establecido en España

$$GC = (EOP*PEST + EOPcd*PEST*(1 + IE*(1-RIE*0,85/100)))*(1+IVA) + GMIC$$

- b) Si el agente no está establecido en España

$$GC = EOP*PEST + EOPcd*PEST*(1 + IE*(1-RIE*0,85/100)) + GMIC$$

Los derechos de cobro que el agente podrá cederse a sí mismo o a terceros serán:

- a) Si el agente está establecido en España

$$DC = EDC*PEST*(1+IVA)$$

- b) Si el agente no está establecido en España

$$DC = EDC*PEST$$

La garantía de operación será:

- a) Si el agente está establecido en España

$$GO = (EOFC*PC + EOFcd*PC*(1+IE))*(1+IVA)$$

- b) Si el agente no está establecido en España

$$GO = EOFC*PC + EOFcd*PC*(1+IE)$$

El total de las garantías necesarias para el agente, en el supuesto de que se ceda los derechos de cobro a sí mismo será:

$$G = \text{Max} (GC-DC, 0) + GO$$

En el caso de titulares de unidades de adquisición deberán aportar adicionalmente el valor correspondiente al requerimiento de garantías para cubrir las obligaciones derivadas del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulados en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, recogido en la Regla “Parámetros para la determinación de los requerimientos de garantías a los titulares de unidades de adquisición”.

Diecisiete. Se incluye un nuevo apartado 7.3.2 de la Regla 56^a, con el siguiente texto:

“56.7.3.2 Parámetros para la determinación de los requerimientos de garantías a los titulares de unidades de adquisición.

Para cubrir las obligaciones derivadas del mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica, el operador del mercado requerirá unas garantías específicas a los titulares de unidades de adquisición. Estas garantías se cuantificarán valorando la energía máxima diaria de compra de las unidades de oferta de adquisición de dichos titulares que no se encuentre sujeta a instrumentos de cobertura a plazo de conformidad con lo establecido en el artículo 8 del Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, al Precio de Riesgo de Ajuste (PRAJ), tal y como se define a continuación:

$$GAJ = \sum_z \left[\sum_{ua} (P_{max}(ua, z) * p * r) - EEXA(z, d) \right] * n * PRAJ$$

Siendo:

GAJ: Garantías requeridas a los titulares de unidades de adquisición para cubrir el coste correspondiente al mecanismo de ajuste.

$P_{max}(ua, z)$: Potencia máxima de cada unidad de adquisición en la zona de precio z de la que el agente es titular o representante en nombre propio, expresada en MW. No se considerarán en el cómputo las potencias de unidades de almacenamiento (consumo de bombeo o baterías), unidades de consumo de servicios auxiliares de instalaciones de generación, unidades genéricas o unidades porfolio de compra.

$EEXA(z, d)$: Energía diaria exenta del pago del ajuste declarada por el agente titular en la zona de precio z en el día de cálculo d , según se establece en el artículo 8 del Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, expresada en MWh.

p : Número de periodos de programación del día. Siendo p igual a 24 en programación horaria.

r : Resolución del periodo, tomando el valor 1 en resolución horaria.

n : Número de días a cubrir por dichos requerimientos. Siendo n igual a 2.

PRAJ: Precio de riesgo de ajuste, expresado en Eur/MWh.

El importe del requerimiento de garantías calculado con la fórmula anterior, se incrementará con los impuestos y cuotas aplicables que correspondan en cada caso.

La modificación al alza de la potencia máxima configurada en el Operador de Mercado para una unidad de adquisición, conllevará el correspondiente recálculo de las garantías requeridas para cubrir el coste del mecanismo de ajuste (GAJ).

El precio de riesgo de ajuste (PRAJ) se calculará como:

$$\text{PRAJ} = \frac{C_{\max}}{E_c}$$

Siendo:

C_{\max} : Coste máximo del mecanismo del ajuste que se puede producir en un periodo de programación.

E_c : Energía mínima de compra no exenta del pago del coste del ajuste, del conjunto de unidades de adquisición que se haya producido en un periodo de programación dentro del periodo de cálculo.

El periodo de cálculo comprenderá inicialmente un intervalo de 30 días ya completamente cerrados. El Operador del Mercado podrá establecer el valor para el periodo de cálculo mediante instrucción.

El valor obtenido para el precio PRAJ se redondeará al alza, a dos decimales.

El coste máximo en un periodo de programación se producirá al concurrir al mercado toda la energía susceptible de ser retribuida a través del mecanismo de ajuste. Este coste máximo se calculará como:

$$C_{\max} = \sum_{up=1}^{UP} [P_{\max}(up) * r * \delta * \max(Y) * \alpha]$$

Siendo:

$P_{\max}(up)$: Potencia máxima de cada instalación (up) con derecho a percibir el ajuste, expresada en MW.

α : Factor de modulación que tomará valores según el precio de referencia del gas, de acuerdo con la siguiente tabla:

P_{GN}	α
[0,100]	1,00
(100,200]	0,75
(200,∞]	0,50

δ : Coeficiente de minoración dependiente de la programación del conjunto de las instalaciones con derecho a ajuste, y de la energía máxima de dichas instalaciones

en un periodo de entrega. Para su cálculo se tomará la hora del periodo de cálculo con el máximo cociente entre la suma de energía programada en los mercados diario e intradiario para el día de entrega a todas unidades de venta con derecho a percibir el ajuste de costes en esa hora (E_p) y la suma de la energía máxima horaria de las mismas (E_{max}). El valor del coeficiente de minoración tendrá un decimal y se redondeará al decimal superior. El Operador del Mercado podrá establecer un valor mínimo para este parámetro por instrucción.

$$\delta = \max \left[\frac{\sum_{up=1}^{UP} [E_p(h, up)]}{\sum_{up=1}^{UP} [E_{max}(up)]} \right]$$

Siendo:

r: Resolución del periodo, tomando 1 en resolución horaria.

max(Y): máxima cuantía unitaria del ajuste de costes en los días comprendidos en el periodo de cálculo. El mecanismo de cálculo de la cuantía unitaria Y se define en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo.

El término E_c se calculará como:

$$E_c = \min \left[\sum_{ua} E_{adq}(h, ua) - EEXU(h) \right]$$

Siendo:

$E_{adq}(h, ua)$: La energía en el programa horario final de cada unidad de adquisición (ua) en cada periodo de programación h, del periodo de cálculo, excluyendo sábados, domingos y festivos en España.

$EEXU(h)$: demanda que se beneficia de las coberturas declaradas de acuerdo con el artículo 8 del Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, en el periodo h.

El operador del mercado actualizará el precio de riesgo de ajuste semanalmente, sin perjuicio de que pueda actualizar dicho valor ante previsiones de variaciones del precio de referencia del gas, demanda o total de energía retribuida mediante el mecanismo de ajuste de costes. Dicho parámetro se comunicará a los agentes a través del Sistema de Información del Operador del Mercado.

Los requerimientos de garantías a los titulares de unidades de adquisición y su estado de cumplimiento podrán consultarse a través del Sistema de Información del Operador del Mercado. En caso de insuficiencia de garantías para cubrir el requerimiento calculado, los agentes dispondrán de 3 días hábiles para aportar las garantías necesarias y dar cumplimiento al requerimiento.

Todos los parámetros podrán ser modificados mediante instrucción del operador del mercado.”

Dieciocho. Se modifica el apartado 7.4.1 de la Regla 56^a, que queda como sigue:



“56.7.4.1 Cálculo de los derechos de cobro reconocidos que se pueden ceder a terceros.

Los derechos de cobro que un agente del mercado puede ceder a otro agente y que se considerarán válidos para la constitución de garantías serán los que consten en las facturas de venta o borradores de las mismas que aún no hayan sido incluidos en la nota de abono o cargo del correspondiente horizonte de liquidación.

En el caso particular de los derechos de cobro correspondientes al mecanismo de ajuste del coste de producción de energía eléctrica regulado en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, éstos no se tendrán en consideración hasta la liquidación completa del día de entrega que se realizará por el operador del mercado una vez finalizada la negociación del cada día de entrega.

En el balance de las garantías se tendrán en cuenta los derechos de cobro resultantes de las liquidaciones del mercado de un agente como instrumento válido y eficaz de garantía de un tercero.”

Diecinueve. Se modifica el apartado 9 de la Regla 56ª, que queda como sigue:

“56.9 Criterios de actuación frente a los incumplimientos.

Se consideran los siguientes tipos de incumplimiento:

1. Incumplimiento por demora en el pago.

En caso de que algún agente del mercado incumpliera, en todo o en parte, cualquiera de sus obligaciones de pago derivadas de las transacciones llevadas a cabo en el mercado, el operador del mercado ejecutará con la máxima diligencia y con la mayor brevedad las garantías constituidas, a fin de asegurar el cumplimiento de las obligaciones del agente del mercado incumplidor.

Asimismo, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 86 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, si el agente incumplidor es un consumidor directo en mercado, el operador del mercado comunicará inmediatamente dicho incumplimiento, al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. Incumplimiento en el mantenimiento de los instrumentos de garantías.

En el caso de que transcurrido el quinto día hábil anterior a la fecha de expiración de la garantía ésta no hubiese sido sustituida por una garantía con vigencia superior a los cinco días hábiles siguientes, se ejecutará el importe necesario para cubrir los requerimientos pendientes.

En relación con los avales, líneas de crédito o seguros de caución prestados ante el operador del mercado que no cumplan con los requisitos establecidos, o bien

aquellos que dejen de cumplirlos por una rebaja sobrevenida de su calificación, el operador del mercado requerirá su sustitución por otra garantía válida en el plazo de diez días hábiles.

Si la entidad avalista o aseguradora fuese declarada en suspensión de pagos o quiebra, o hubiera quedado sin efecto la autorización administrativa para el ejercicio de su actividad, el obligado a prestar garantía deberá sustituir dicha garantía por otra, de la misma modalidad o de otra de las recogidas en este punto, dentro de los siete días hábiles siguientes a la fecha en que se produzca el cambio en la situación de la entidad avalista o aseguradora.

Si transcurrido el plazo establecido en los dos párrafos anteriores, las garantías no se hubieran sustituido, se ejecutarán en la cantidad necesaria para cubrir los requerimientos de garantías del incumplidor.

3. Incumplimiento de los requerimientos de garantías para cubrir las obligaciones relativas al mecanismo de ajuste de los costes de producción de energía eléctrica regulados en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo.

En caso de que algún agente del mercado no atendiera total o parcialmente al requerimiento realizado por el operador del mercado, de acuerdo a lo establecido en la Regla “Parámetros para la determinación de los requerimientos de garantías a los titulares de unidades de adquisición”, el operador del mercado inhabilitará con la máxima diligencia y con la mayor brevedad al agente incumplidor del requerimiento. Dicha inhabilitación será comunicada al operador del sistema español o portugués en el que estén situadas sus unidades, que procederá de manera inmediata, a la inhabilitación de las unidades de programación de dicho agente.

Asimismo, a los efectos de lo dispuesto en la Orden, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, si el agente incumplidor es un consumidor directo en mercado, el operador del mercado comunicará inmediatamente dicho incumplimiento, al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

La ejecución de la garantía por cualquiera de los motivos recogidos en este punto conllevará el pago de una penalización del 0.01 % de la cantidad ejecutada, con un mínimo de 300 euros, que se abonará al operador del mercado. Dichos valores podrán modificarse mediante instrucción del operador del mercado.”

Veinte. Se modifica el apartado 1 de la regla 57^a, que queda como sigue:

“57.1 Secuencia de operaciones del mercado diario

A continuación, se establece la secuencia de las operaciones del mercado diario, donde las horas indicadas corresponden a la Hora Central Europea (CET).



- a) Antes de las 9:45 horas, el operador del Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS), facilitará al operador del mercado el precio del gas natural en €/MWh que se corresponde con el parámetro P_{GN} regulado en el Real Decreto Ley 10/2022, de 13 de mayo.
- b) Una vez recibido el parámetro P_{GN} y antes de las 10:00 horas, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes el precio anteriormente mencionado, así como el valor del término “Y” de la cuantía unitaria del ajuste.
- c) Antes de las 10:30, el operador del mercado pondrá a disposición de los operadores de sistema la cuantía unitaria del ajuste.
- d) Antes de las 10:30 horas, los operadores del sistema habrán puesto a disposición del operador del mercado la información sobre:
 - La mejor previsión de la demanda, referida a meses completos y publicada en los primeros quince días del mes anterior a aquél al que se refiere la previsión.
 - La situación de la red de transporte y las indisponibilidades parciales o totales de las unidades de producción o adquisición de energía eléctrica.
 - La capacidad máxima de importación y exportación en cada una de las interconexiones internacionales, con un horizonte diario, con valores horarios.
 - La capacidad disponible de importación y exportación en cada una de las interconexiones internacionales, para el día siguiente, para su consideración en el proceso de casación del mercado diario.
 - Las ejecuciones de contratos bilaterales nacionales con entrega física o con unidades de programación genérica, de que dispongan, para poder validar correctamente los máximos disponibles de unidades de oferta.
 - las ejecuciones de contratos bilaterales a través de las fronteras internacionales del sistema ibérico con sistemas externos, de que disponga, previo acuerdo entre los operadores del sistema implicados.

Esta información se pondrá a disposición de los agentes del mercado en lo que afecte a sus unidades de venta y adquisición.

La información sobre indisponibilidades podrá ser actualizada posteriormente, en cualquier momento, hasta el instante de cierre de aceptación de ofertas del mercado diario, en caso de existir modificaciones en los datos.

La información sobre capacidad en las interconexiones internacionales podrá ser actualizada posteriormente, en cualquier momento hasta las 11:25 horas para su consideración en el mercado diario, en caso de existir modificaciones en los datos.

- e) Los agentes podrán reclamar el resultado de la validación de las ofertas de compra y de venta hasta cinco (5) minutos después del cierre de la aceptación de ofertas para la sesión correspondiente.



- f) El operador del mercado realizará el análisis de las reclamaciones presentadas al proceso de validación a la recepción de las ofertas y solución de las mismas, en caso de que la reclamación sea atendible, y pueda subsanarse en tiempo útil.
- g) A las 12:00 horas, el operador del mercado cerrará el periodo de recepción y validación de las ofertas de compra y de venta realizadas por los agentes del mercado para el mercado diario.
- h) A partir de las 12:00 horas, y una vez realizado el análisis de las reclamaciones presentadas al proceso de validación de ofertas, se procederá a iniciar el proceso de la casación, salvo que se determine en el mencionado proceso de análisis que es preciso prolongar el periodo de aceptación de ofertas por alguna causa justificada.
- i) Durante el proceso de preparación de ofertas para la casación, se realizarán las validaciones definidas en las presentes reglas, incluyendo la comprobación de la existencia de garantías que respalden económicamente cada oferta presentada. En caso de no ser superadas las mencionadas validaciones, se procederá a la anulación de la oferta correspondiente, que no será a partir de entonces considerada en el proceso de casación.
- j) Una vez efectuadas las validaciones anteriores, se ejecutará la casación de las ofertas presentadas con el algoritmo Euphemia.
- k) Antes de las 13:00 horas, el operador del mercado pondrá a disposición de los operadores del sistema y de los agentes el resultado provisional del proceso de casación con la confidencialidad correspondiente. Simultáneamente se pondrá a disposición de los agentes la información correspondiente a sus unidades de venta y adquisición.
- l) Los agentes del mercado dispondrán de diez (10) minutos a partir de la puesta a disposición del resultado provisional del proceso de casación por el operador del mercado para formular reclamaciones a éste, que se tramitarán según el procedimiento establecido. El operador del mercado, durante este periodo de tiempo podrá plantear las incidencias que, a su juicio, hayan ocurrido en el proceso. Igualmente, los operadores del sistema podrán plantear, antes de transcurridos 10 minutos desde la puesta a disposición de los operadores del sistema del resultado provisional del proceso de casación, la existencia de una de las incidencias establecidas por los operadores del mercado al resultado de la casación.
- m) Antes de las 13:00 horas, en caso de haber sido confirmados los resultados de la casación del mercado diario por todos los operadores del mercado, estos serán firmes.
- n) El operador del mercado diario pondrá a disposición del operador del mercado a plazo antes de las 14:00 horas de cada día los precios y los volúmenes de contratación negociados en cada hora en el mercado diario para el día siguiente, así como el resultado del proceso de entrega física.
- o) Antes de las 14:00 horas el operador del mercado comunicará a los agentes, en su caso, la existencia de alguna reclamación pendiente de resolución, o alguna incidencia planteada por el operador del mercado, que pueda provocar la repetición de la casación. En este caso el horario de la secuencia podrá ser alterado según lo especificado en la Regla de "Alteraciones al horario".



- p) Antes de las 13:30 horas, una vez realizado el proceso de incorporación de las energías declaradas por los agentes como contratos bilaterales a los operadores del sistema, éstos comunicarán al operador del mercado el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF).
- q) En el caso de que fuera necesario repetir el proceso de casación, por las razones indicadas en puntos anteriores, y que, a consecuencia, el Programa Base de Casación (PDBC) no resulte coherente con el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), los operadores del sistema repetirán el procedimiento de incorporación de energías de contratos bilaterales físicos para generar un nuevo Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), tomando como base el nuevo Programa Diario Base de Casación (PDBC).
- r) Antes de las 14:45 horas, los operadores del sistema pondrán a disposición del operador del mercado el Programa Diario Viable definitivo (PDVD), que habrá solucionado las restricciones técnicas previstas en el sistema, informando el operador del mercado a los agentes de los datos correspondientes a sus unidades de producción y adquisición.

Veintiuno. Se modifica la regla final que queda como sigue:

“Regla Final.

Aquellos agentes responsables de las instalaciones referidas en el artículo 2.1 del Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, podrán solicitar la identificación de las unidades de oferta beneficiarias del ajuste ante el operador del mercado a partir del quinto día hábil a contar desde la entrada en vigor del mencionado Real Decreto Ley.

Los detalles de la puesta en funcionamiento de la aplicación del mecanismo de ajuste regulado en el Real Decreto-Ley 10/2022, de 13 de mayo, serán previamente comunicados a todos los agentes.”



ANEXO II

Declaración responsable sobre la energía mensual cubierta por instrumentos de cobertura

Yo, D/Dña....., con NIF....., en nombre y representación, como consejero delegado o cargo de análoga responsabilidad, del agente de mercado....., con NIF..... y domicilio social en.....

Declaro bajo mi responsabilidad, a efectos de la comunicación de la energía sujeta a algún instrumento de cobertura, de conformidad con lo establecido en el artículo 8 del XXX:

- que el agente de mercado anteriormente citado, para el periodo de vigencia del mecanismo de ajuste, tiene suscritas coberturas (compras y ventas) de acuerdo con lo previsto en artículo 8, concretamente (señalar las que procedan):

[] contrato/s a plazo con liquidación física o financiera registrados en cámaras de contrapartida central en las que se admita el registro de productos de cobertura con subyacente el precio de la electricidad español o portugués o, de no haber sido registrados en cámara, comunicados al organismo correspondiente bajo la normativa REMIT o EMIR,

[] Contratos de suministro celebrados con consumidores finales a precio fijo, de conformidad con lo establecido en el apartado 6 del mencionado artículo 8.

- que las coberturas aportadas son todas las que afectan a los meses de aplicación del mecanismo de ajuste, no habiendo dejado ninguna otra operación realizada en los mercados a plazo que afecte a estos meses sin comunicar.
- que anexo a la presente declaración se adjunta certificado de la cámara de contrapartida central o justificante de la comunicación bajo la normativa REMIT o EMIR que acredita la energía mediante la posición neta compradora asociada a instrumentos de cobertura a plazo registrados en dicha cámara o comunicados al organismo correspondiente, en cada uno de los meses del periodo de vigencia del mecanismo de ajuste. Esta información se remitirá al operador del mercado por los medios telemáticos que se establezcan,
- que el total de la energía mensual asociada a instrumentos de cobertura para el periodo de liquidación o entrega, en el periodo de vigencia del mecanismo de ajuste, es la indicada en las plantillas 1 y 2 siguientes.

Asimismo, manifiesto que la información proporcionada es completa y veraz y que me comprometo a notificar los cambios que supongan una modificación en lo aquí declarado, asumiendo las responsabilidades legales en caso de incumplimiento, falsedad u omisión.

- Declaro conocer que el valor de la energía comunicada al operador del mercado en cada mes, así como la restante documentación aportada, será objeto de comprobación por el operador del mercado, que llevará a cabo las actuaciones oportunas para garantizar la veracidad de la documentación aportada.



De conformidad con lo establecido en el apartado 5 del artículo 11, la inexactitud o falsedad de la información aportada en esta declaración responsable será constitutiva de infracción muy grave, de conformidad con lo establecido en el artículo 64 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

En a de de

(Firma electrónica)

Plantilla 1 (información desagregada por país, España y Portugal)

	Posición antes del 26 de abril de 2022	Unidad	Periodo de entrega o liquidación					
			Mes de entrada en vigor del mecanismo (M)	M+1	M+2	M+3	...	M+12
Registro en OMIClear	Posición compradora C	MWh						
	Posición vendedora V	MWh						
	Posición neta (C-V)	MWh						
Registro en BME Clearing	Posición compradora C	MWh						
	Posición vendedora V	MWh						
	Posición neta (C-V)	MWh						
Registro en European Commodity Clearing	Posición compradora C	MWh						
	Posición vendedora V	MWh						
	Posición neta (C-V)	MWh						
Contratos no registrados en cámara que han sido comunicados bajo REMIT	Posición neta compradora (C-V)	MWh						
Contratos no registrados en cámara que han sido comunicados bajo EMIR	Posición neta compradora (C-V)	MWh						
TOTAL	Posición compradora C	MWh						
	Posición vendedora V	MWh						
	Posición neta (C-V)	MWh						



Plantilla 2 Información a reportar cuando se presente como cobertura la energía asociada a los contratos de suministro con los consumidores finales (información desagregada por país, España y Portugal)

		Mes de consumo												
Energía con clientes finales	Unidad	Mes de entrada en vigor del mecanismo (M)	Mes de consumo											
			M+1	M+2	M+3	M+4	M+5	M+6	M+7	M+8	M+9	...	M+12	
Contratos de suministro celebrados o prorrogados con los consumidores finales con precio fijo con anterioridad al 26 de abril de 2022 en tanto no se renueven ni se prorroguen ni sus precios se vean modificados antes de la fecha de finalización del contrato o de la prórroga.	MWh													
Contratos de suministro a precio indexado celebrados con los consumidores finales, a fecha de 26 de abril de 2022	MWh													
Resto de contratos de la cartera del comercializador	MWh													

Plantilla 3. Listado de CUPS a reportar cuando se presente como cobertura la energía asociada a los contratos de suministro con los consumidores finales (información desagregada por país, España y Portugal)

			Energía exenta en cada Mes de consumo (MWh) (en el caso de productos con energía indexada y no indexada se indicará la parte no indexada)													
CUPS	Tarifa de acceso	Fecha de finalización del contrato o de la prórroga	%Energía indexada	Mes de entrada en vigor del mecanismo (M)	Mes de consumo											
					M+1	M+2	M+3	M+4	M+5	M+6	M+7	M+8	M+9	...	M+12	

Nota: La suma de la energía reportada en la plantilla 3 deberá coincidir mensualmente con la reportada en la plantilla 2 en la fila "Contratos de suministro celebrados o prorrogados con los consumidores finales con precio fijo con anterioridad al 26 de abril de 2022 en tanto no se renueven ni se prorroguen ni sus precios se vean modificados antes de la fecha de finalización del contrato o de la prórroga"