

El nuevo régimen económico de energías renovables: aspectos esenciales de las nuevas subastas renovables

Ana Cremades Leguina

Socia de Pérez-Llorca

DEPARTAMENTO DE DERECHO PÚBLICO

I. Introducción	50
II. Necesidad de nuevas subastas	51
III. Principales aspectos del nuevo marco retributivo de energías renovables	53
1. Análisis del apartado 7bis del artículo 14 de la LSE	53
2. Análisis del nuevo régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica	57
IV. Conclusión	67

Índice/



Resumen: En este artículo analizamos las principales características del nuevo régimen económico de energías renovables que será objeto de adjudicación mediante las subastas que se convoquen por el Gobierno para el fomento de las instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. En particular, analizaremos tanto la reforma legislativa que ha permitido la inclusión de este nuevo régimen retributivo como su desarrollo reglamentario, haciendo especial referencia a los objetivos perseguidos por el mismo.

Abstract: In this article, we analyse the main features of the new economic system for renewable energies that will be awarded through auctions to be held by the Government to promote the development of electricity generation facilities powered by renewable energy. In particular, we analyse both the legislative reforms that have allowed the introduction of this new system of tariffs and its regulatory development, focusing on the objectives sought by the new system.



Palabras clave: Subastas, instalaciones renovables, régimen retributivo específico, PNIEC, régimen económico de energías renovables.

Keywords: Auctions, renewable facilities, specific system of tariffs, PNIEC (National Integrated Energy and Climate Plan), economic system for renewable energies.

El nuevo régimen económico de energías renovables: aspectos esenciales de las nuevas subastas renovables

1 Debe notarse que el Proyecto de Ley de Cambio Climático fue aprobado por el Consejo de Ministros el 19 de mayo de 2020, remitiéndolo al Parlamento para su tramitación y aprobación, encontrándose en la fecha de publicación del presente artículo en fase de tramitación parlamentaria. En dicho Proyecto de Ley se prevé la introducción de un nuevo apartado 7bis al artículo 14 de la LSE en términos muy similares a la redacción introducida por el RDL 23/2020. Las únicas diferencias que cabe apreciar entre a redacción propuesta en el Proyecto de Ley y la finalmente introducida por el RDL 23/2020 son dos: (i) se permite que se puedan hacer convocatorias diferenciadas para las comunidades de energías renovables; y (ii) se permite que pueda prescindirse del procedimiento de concurrencia en la asignación de régimen retributivo a instalaciones de pequeña magnitud y proyectos de demostración. Debe igualmente destacarse que en la versión final del Proyecto de Ley ha desaparecido la previsión contenida en redacciones anteriores por la que se establecía la obligación de realizar cada año convocatorias de régimen retributivo para al menos 3.000 MW de instalaciones renovables.

2 El denominado Régimen Retributivo Específico para fomentar la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos regulado en el apartado 7 del artículo 14 LSE y desarrollado por 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 renovables, cogeneración y residuos (**RD 413/2014**).

I. Introducción

La entrada en vigor del Real Decreto-Ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y otros ámbitos para la reactivación económica (**"RDL 23/2020"**), introdujo la reforma legislativa necesaria para permitir el otorgamiento, a través de subastas, de un nuevo régimen retributivo a las instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

Así, en línea con lo establecido en el Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética (y anticipando la entrada en vigor de su contenido), se incluyó un nuevo artículo 7 bis dentro del artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (**"LSE"**), por el que se habilitaba al Gobierno para desarrollar reglamentariamente un nuevo marco retributivo para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable¹.

Este nuevo marco retributivo está basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía, es adicional o alternativo al ahora existente² y, como señala el citado precepto, persigue el objetivo de favorecer la previsibilidad y estabilidad en los ingresos y financiación de las nuevas instalaciones renovables que se construyan.

Como decíamos, la introducción de un nuevo apartado 7 bis dentro del artículo 14 de la LSE, destinado a la regulación de la retribución de actividades, constituye la habilitación legal necesaria para que el Gobierno pueda desarrollar reglamentariamente este marco retributivo basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía generada. De esta manera, las características esenciales del nuevo marco retributivo se contienen en el precepto legal, sin perjuicio de que será el marco reglamentario a desarrollar por el Gobierno el que concrete y detalle el nuevo mecanismo.

Pues bien, este desarrollo reglamentario se ha llevado a cabo por el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica (**"RD 960/2020"**), complementándose con 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 (**"OM 1161/2020"**).

El presente artículo tiene por objeto analizar, sobre la base de las normas citadas, los principales aspectos de este nuevo marco retributivo para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, que será objeto de adjudicación a través de las subastas renovables que se convoquen por el Gobierno³.

II. Necesidad de nuevas subastas

Antes de entrar en el análisis del nuevo mecanismo retributivo propuesto por el Gobierno, resulta útil contextualizar la situación de mercado existente en el momento de su aprobación.

En concreto, una de las principales cuestiones que, antes de la crisis sanitaria ocasionada por la COVID-19 se planteaba en relación con la generación eléctrica a partir de energías renovables, era la relativa a las perspectivas en relación con futuras subastas.

Esta cuestión se planteó aún con más fuerza tras la situación creada por la pandemia y, es especial, por el escenario de importante bajada de la demanda eléctrica y, en consecuencia, de los precios del mercado a la que asistimos durante la vigencia del estado de alarma.

La volatilidad de los precios del mercado eléctrico unida a la amenaza de la denominada “canibalización” de los precios por la incorporación masiva de generación eléctrica renovable, puede llevar a que se reduzcan o al menos se dificulten las inversiones en desarrollos renovables que vayan a percibir por su energía únicamente el precio de mercado (proyectos merchant), lo que lleva al planteamiento del debate sobre la necesidad de convocatoria de subastas para alcanzar los objetivos señalados por el Gobierno en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (“**PNIEC**”).

En este sentido, debe recordarse que, en materia de generación renovable, el objetivo señalado por el PNIEC para el año 2030 supone una aspiración de un 74% de energía renovable en la generación eléctrica y un 42% de renovables sobre el uso final de la energía (frente al 20% actual), todo ello dentro del objetivo final de alcanzar un sector eléctrico 100% renovable en el año 2050.

Ello supone, según las cifras del PNIEC, que durante el periodo 2021-2030 se prevea la instalación de una capacidad adicional de generación eléctrica renovable de 59 GW, lo que implica la instalación de cerca de 5.000 MW/año de nueva capacidad.

La traducción en cifras de lo anterior supone que, para alcanzar el objetivo a 2030, se prevea una necesidad de inversión de 91.765 millones de euros de origen esencialmente privado.

Y es este elevado importe de inversión privada lo que determina el planteamiento de la cuestión relativa a la necesidad de que por el Gobierno adopte instrumentos que favorezcan esta atracción de capital privado, siendo uno de ellos la convocatoria de subastas, como mecanismo para reducir la exposición de la generación eléctrica renovable a las fluctuaciones del mercado, facilitando de esta manera el acceso a la financiación para los proyectos en desarrollo.

3 Debe notarse que en el BOE de 12 de diciembre de 2020 se publica la Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se convoca la primera subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre.

Esta cuestión ha sido abordada en el PNIEC a través de sus diferentes medidas. Entre dichas medidas, se señala de manera específica la convocatoria de subastas para la asignación de un régimen retributivo específico para lo que denomina tecnologías maduras, sobre la base de mecanismos de concurrencia competitiva, indicando que dichos mecanismos serán “como los procedimientos de subastas iniciados en España a partir de 2015, con las adaptaciones que sean necesarias para mejorar su eficiencia y eficacia”.

Para las tecnologías que no han alcanzado el suficiente grado de madurez tecnológica (energías del mar o eólica marina en aguas profundas), prevé lo que denomina “programas específicos para tecnologías en desarrollo” y también contempla programas específicos de subastas para territorios extrapeninsulares, en especial, para aquellas tecnologías que puedan aportar garantía de potencia.

Asimismo, se establece un calendario plurianual para la convocatoria de subastas para la asignación de un régimen retributivo específico a los proyectos de renovación tecnológica (tanto remaquinación como repotenciación) de instalaciones renovables que hayan agotado su vida útil.

No obstante, como es sabido, el PNIEC tiene un carácter meramente programático y no será vinculante en tanto las medidas del mismo no sean objeto del oportuno desarrollo legal o reglamentario.

Así, el primer instrumento para la plasmación de estas medidas aparece en el artículo 2 del RDL 23/2020 que, bajo la rúbrica “desarrollo ordenado de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables”, introduce un nuevo apartado 7 bis al artículo 14 de la LSE y supone la habilitación legal al Gobierno para el desarrollo de un nuevo marco retributivo para instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

La utilización del real decreto-ley como instrumento normativo para introducir esta reforma exige que se justifique, ex artículo 86 de la Constitución Española, la extraordinaria y urgente necesidad de la misma, y así trata de hacerse en la parte expositiva de la norma.

Para ello, la parte expositiva de la norma, parte de definir el nuevo mecanismo de concurrencia competitiva para proyectos de energía renovable, como un instrumento “que permitirá dotar a estas tecnologías de un marco retributivo predecible y estable”, añadiendo que las futuras subastas cumplirán con un triple objetivo ya que “que permitirán avanzar hacia la descarbonización de la economía, impulsando las inversiones y reduciendo el coste de la energía eléctrica”.

En este contexto, se alude a la urgencia de alcanzar los compromisos europeos e internacionales asumidos por España relacionados con el desarrollo de proyectos renovables, y que se traducen en los objetivos plasmados en el PNIEC. Así, se señala que “en el periodo 2020-2022 el parque renovable deberá aumentar aproximadamente 12.000 MW y para el periodo 2020-2025 en el entorno de 29.000 MW,

de los que aproximadamente 25.000 MW se corresponden con tecnología eólica y fotovoltaica”. Sobre la base de lo anterior, se concluye que “a la vista de los objetivos definidos en el PNIEC 2021-2030 y teniendo en cuenta el largo periodo de maduración de los proyectos de tecnologías renovables, así como la reducción de costes experimentada por estas tecnologías, se evidencia la urgente necesidad de establecer nuevos mecanismos de impulso que permitan dotar a las instalaciones renovables de un marco retributivo predecible y estable, de forma que se favorezca su desarrollo”.

De una manera más explícita, en el expositivo IX de la norma se aborda la justificación de la extraordinaria y urgente necesidad de todas y cada una de las medidas contenidas en el RDL 23/2020, y entre ellas, las medidas relativas al desarrollo de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, en donde, según la norma, la urgencia “responde a la carencia de un marco normativo que proporcione seguridad y certeza a las inversiones necesarias en este sector, haciendo previsible la financiación indispensable en este tipo de proyectos, permitiendo así alcanzar los compromisos adquiridos en esta materia”.

En línea con lo anterior, continúa señalando la norma que, “es urgente el establecimiento de un marco económico previsible y seguro, que haga posible el desarrollo acelerado de proyectos de generación eléctrica renovable, que además permita trasladar a los consumidores de forma anticipada los ahorros en los costes de producción de energía eléctrica y aporte certidumbre a toda la cadena de valor de la industria asociada, evitando periodos de carencia que dificultan y amenazan la permanencia en el territorio de las empresas y sectores implicados”.

Por último, se alude al plazo necesario para la puesta en marcha de una instalación de generación renovable (que para las instalaciones adjudicatarias de subastas del año 2017 fue de 30 meses) así como a la limitación ligada al desabastecimiento del mercado en toda la cadena de valor de la promoción renovable, lo que, según la norma “impide la construcción de importantes volúmenes de nueva potencia renovable en un reducido espacio temporal, no siendo posible de este modo postergar la entrada gradual de nueva potencia en el sistema”, ya que dicho retraso “conllevaría no solo no alcanzar los objetivos fijados para el año 2022, sino tampoco los de los años sucesivos”.

III. Principales aspectos del nuevo marco retributivo de energías renovables

1. Análisis del apartado 7bis del artículo 14 de la LSE

Analizada la justificación del nuevo mecanismo, tanto desde el punto de vista de los objetivos a conseguir como desde el punto de vista de la extraordinaria y urgente necesidad, procede ahora analizar los aspectos esenciales del mismo.

Para ello, debemos partir de lo dispuesto en el apartado 7 bis del artículo 14 de la LSE, que establece los mimbres esenciales del nuevo régimen retributivo, sobre la base de los cuales debe construirse el desarrollo reglamentario del Gobierno.

Así, atendiendo al tenor literal del citado precepto, cabe destacar como aspectos esenciales del régimen los siguientes:

- (i) Se trata de un régimen adicional o alternativo al actualmente existente, que no queda derogado. De esta manera, el régimen retributivo específico regulado en el apartado 7 del artículo 14 LSE (“RRE”) continúa en vigor siendo técnicamente posible la convocatoria de subastas al amparo del mismo. No obstante, no parece que esta sea la intención del Gobierno atendiendo a lo dispuesto en la parte expositiva del RDL 23/2020, en la que específicamente se indica que la necesidad de habilitar nuevos sistemas de apoyo para las tecnologías renovables, radica en el hecho de que el régimen retributivo existente “no permite trasladar a los consumidores la reducción de los costes de generación”^{4 5}.
- (ii) El objetivo del nuevo marco retributivo es favorecer la previsibilidad y estabilidad en los ingresos y financiación de las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable que se construyan.

La referencia expresa que se contiene en el tenor literal del artículo a “nuevas instalaciones que se construyan”, permite a nuestro juicio

4 En concreto, dentro del apartado II de la parte expositiva del RDL 23/2020 se señala lo siguiente: “El artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece que, excepcionalmente, el Gobierno podrá establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables mediante una retribución adicional a los ingresos por la venta de la energía en el mercado. **Este régimen retributivo se apoya en la premisa de que el coste de generación de las instalaciones renovables es superior a los ingresos que obtienen por la venta de la energía que generan.** Sin embargo, **el desarrollo tecnológico ha permitido que ciertas tecnologías generen energía eléctrica con costes inferiores al precio de mercado. En estos casos, el régimen retributivo específico existente no permite trasladar a los consumidores la reducción de los costes de generación.**”

Por lo anterior, es necesaria una norma con rango legal, que habilite expresamente al Gobierno a establecer nuevos sistemas de apoyo para las tecnologías renovables, coherente con la evolución tecnológica y económica de estas tecnologías y que traslade directamente los ahorros al consumidor de electricidad.” [Énfasis añadido.]

5 En esta misma línea, se alude a la experiencia internacional para justificar la necesidad de un mecanismo distinto del actualmente vigente. Así se indica que: “Por otra parte, en los últimos tiempos se han implementado en países de nuestro entorno mecanismos de competencia competitiva similares a los planteados en este real decreto-ley, con resultados satisfactorios, que reflejan un precio por unidad de energía generada notablemente inferior a los precios registrados en el mercado eléctrico. La traslación de estos ahorros económicos al consumidor en general y a la industria en particular, resulta urgente a efectos de no poner obstáculos en la competitividad de la economía española.”

concluir que la intención del legislador es que este mecanismo esté vinculado a la existencia de una nueva inversión, sin que el mismo pueda ser aplicable a instalaciones ya existentes. Sin perjuicio de lo anterior, parecería razonable entender que en aquellos casos en los que en las instalaciones existentes se acometa una nueva inversión, como puede ser en el caso de repotenciación o hibridación⁶, se permita acceder al nuevo mecanismo de retribución para facilitar la financiación de la nueva inversión. Así lo han entendido tanto el RD 960/2020 como la OM 1161/2020 tal y como posteriormente analizaremos.

- (iii) Está circunscrito a instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, por lo que a diferencia de lo que sucede con el RRE, no se incluyen dentro de su ámbito de aplicación las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia y residuos.
- (iv) Está basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía.

Se trata de un mecanismo de retribución similar a los contratos bilaterales de compraventa de energía ("**PPA**", por sus siglas en inglés *power purchase agreement*) y que se diferencia sustancialmente del actual RRE que, tal y como establece el apartado 7 del artículo 14 de la LSE, se configura como un régimen retributivo adicional a la retribución por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, que está compuesto por (i) un término por unidad de potencia instalada (retribución a la inversión o "**RI**") que cubre, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía en el mercado; y (ii) un término a la operación (retribución a la operación o "**RO**") que cubre, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo.

El RRE exige, además, que la retribución percibida (i) no sobrepase el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan competir a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado; y que (ii) permita obtener una rentabilidad razonable referida a la instalación tipo en cada caso aplicable.

- (v) Su otorgamiento se realiza mediante procedimientos de concurrencia competitiva, en los que (i) el producto a subastar será la energía eléctrica, la potencia instalada o una combinación de ambas; y (ii) la variable sobre la que se ofertará será el precio de retribución de dicha energía.

⁶ Debe tenerse en cuenta que otras de las principales medidas adoptadas por el RDL 23/2020 es permitir la hibridación de las instalaciones de generación existente. De esta manera, se permite que puedan optimizarse los permisos de acceso mediante la hibridación de instalaciones de generación ya existentes de cualquier tecnología con nuevos módulos de generación renovable. Esta hibridación de instalaciones existentes supone necesariamente una nueva inversión que es lógico que pueda acceder al nuevo mecanismo de retribución.

Aquí radica otra de las diferencias sustanciales entre el nuevo mecanismo retributivo y el RRE. Si bien es cierto que en ambos casos el otorgamiento de la retribución se efectúa mediante procedimientos de concurrencia competitiva (subastas), en el RRE el producto a subastar es la potencia instalada con derecho a la percepción del régimen retributivo, y la variable sobre la que se oferta es un porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia aplicable.

- (vi) En los procedimientos de concurrencia competitiva, que deberán estar orientados a la eficiencia de costes, se permite diferenciar entre tecnologías de generación en función de sus características técnicas, niveles de gestionabilidad, criterios de localización, madurez tecnológica y aquellos otros que garanticen la transición hacia una economía descarbonizada, así como tener en cuenta las particularidades de las comunidades de energías renovables⁷ para que estas puedan competir por el acceso al marco retributivo en nivel de igualdad con otros participantes, de acuerdo con la normativa de la Unión Europea.

7 La definición de comunidades de energía renovables, como figura que tiene como fin la participación de los ciudadanos y autoridades locales en los proyectos de energías renovables, se contiene en el artículo 6.1.j) LSE (introducido por el RDL 23/2020) en los siguientes términos: "Las comunidades de energías renovables, que son entidades jurídicas basadas en la participación abierta y voluntaria, autónomas y efectivamente controladas por socios o miembros que están situados en las proximidades de los proyectos de energías renovables que sean propiedad de dichas entidades jurídicas y que estas hayan desarrollado, cuyos socios o miembros sean personas físicas, pymes o autoridades locales, incluidos los municipios y cuya finalidad primordial sea proporcionar beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde operan, en lugar de ganancias financieras."

Mediante esta figura, se pretende permitir una mayor participación de los ciudadanos y las autoridades locales en los proyectos de energías renovables. Mediante la inclusión en el apartado 7 bis del artículo 14 LSE de la referencia específica a las particularidades de las comunidades de energías renovables se incorpora la previsión del artículo 22.7 de la Directiva 2018/2001.

Se introduce, por tanto, la posibilidad de convocar subastas que no sean tecnológicamente neutras, siempre que ello se ajuste a la normativa de la Unión Europea. Esta referencia a la normativa de la Unión Europea debe entenderse hecha a la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables ("**Directiva 2018/2001**").

En concreto, el artículo 4 de la citada Directiva 2018/2001, bajo la rúbrica "Sistemas de apoyo a la electricidad procedente de fuentes renovables", señala en su apartado 5 que los Estados miembros podrán limitar los procedimientos de licitación a determinadas tecnologías cuando la apertura de los sistemas de apoyo a todos los productores de electricidad procedente de fuentes renovables diese lugar a resultados subóptimos, habida cuenta de: (i) el potencial a largo plazo de una tecnología específica; (ii) la necesidad de diversificación; (iii) los costes de integración de la red; (iv) las limitaciones y la estabilidad de la red; y (v) en el caso de la biomasa, la necesidad de prevenir distorsiones en los mercados de materias primas.

- (vii) Por último, en línea con lo que señala el apartado 4 de la Directiva 2018/2001, se permite eximir de los procedimientos de concurrencia competitiva para el otorgamiento del mecanismo retributivo a las instalaciones de pequeña magnitud y proyectos de demostración. En estos casos, señala la norma que se podrá utilizar como referencia retributiva el resultado de dichos procedimientos, garantizándose la orientación a la eficiencia en costes.

2. Análisis del nuevo régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica

Como se ha indicado, la previsión contenida en el apartado 7bis del artículo 14 LSE constituye una habilitación legal para el desarrollo reglamentario por el Gobierno de un nuevo marco retributivo para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, desarrollo reglamentario que se ha abordado fundamentalmente a través del RD 960/2020, sin perjuicio de aquellos aspectos que se detallan en la OM 1161/2020.

En el presente apartado se abordan los aspectos esenciales del Régimen Económico de Energías Renovables (“**REER**”) sobre la base de ambas normas.

El objetivo del REER, tal y como se señala en el apartado 7 bis del artículo 14 de la LSE, es favorecer la previsibilidad y estabilidad en los ingresos y financiación de las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable⁸. Como se ha indicado anteriormente, el nuevo mecanismo retributivo está circunscrito a instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable (quedando excluidas las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia y residuos). No obstante, en el RD 960/2020 se precisa que dichas instalaciones podrán estar constituidas por más de una tecnología, así como contar con sistemas de almacenamiento⁹.

En esta línea, la parte expositiva del RD 960/2020 alude expresamente al objetivo de otorgar cobertura al riesgo de precio de mercado, pretendiendo resolver lo que denomina como “fallo de mercado” que impide la consecución de la descarbonización como fin de interés general.

Este fallo de mercado se identifica, en la Memoria de análisis e impacto normativo (“**Memoria**”) que se acompaña a la norma, con el conocido efecto de “canibalización de precios”. De esta manera, explica la Memoria que este fallo consiste en que los proyectos de generación eléctrica renovable actualmente en curso o planificados pueden canibalizar a medio plazo el mercado español de energía renovable, deprimiendo los precios e impidiendo en este medio plazo la instalación de más potencia renovable, ante la incertidumbre sobre los ingresos de proyectos sin apoyo público de ningún tipo.

Partiendo de ello, se explica que uno de los objetivos de las subastas es evitar este riesgo de “canibalización de precios” que se da en un sistema altamente dominado por generación renovable, con costes de operación reducidos en comparación a los costes de inversión, por lo que se concluye que “es por tanto necesario que las ofertas presentadas en las subastas sean capaces de internalizar los costes reales de promoción, construcción y operación de los proyectos, para que la actividad, y la continuidad del sector sea sostenible”.

En esta misma línea, la parte expositiva del RD 960/2020, apunta que “la cobertura del riesgo de precios no se podría desarrollar exclusivamente en el propio

8 Mediante el RD 960/2020 se pretende llevar a cabo una transposición parcial de la Directiva 2018/2001 en lo relativo a (i) sistemas de apoyo a la electricidad procedente de fuentes renovables, artículo 4 de dicha Directiva; y (ii) a la publicación de un calendario a largo plazo, apartado 3 del artículo 6 de la misma Directiva.

9 Debe tenerse en cuenta, no obstante, que la OM 1161/2020 precisa que, las instalaciones susceptibles de percibir el REER no pueden disponer de sistema de almacenamiento, salvo que el mismo sea empleado para el almacenamiento exclusivo de la energía producida por la instalación. Esto es, el sistema de almacenamiento del que dispongan las instalaciones susceptibles de percibir el REER debe ser empleado para el almacenamiento exclusivo de la energía producida por la instalación, sin actuar como una unidad de compra de energía en el mercado.

mercado mediante la contratación a plazo de la energía con una contraparte, como una comercializadora o un cliente final, en mercados organizados a plazo, mercados *Over The Counter* (OTC) o mediante contratación bilateral (*Power Purchase Agreements* o PPAs) ya que los mercados de contratación a plazo de la electricidad en España no tienen en la actualidad ni la liquidez ni la profundidad necesaria para ofrecer una contraparte al contingente de generación renovable que resulta necesaria para cumplir los objetivos del PNIEC, por lo que seguiría siendo necesaria una intervención pública que complementa a los mecanismos de cobertura del riesgo de la financiación de las renovables”.

De esta manera, se justifica la necesidad del nuevo marco retributivo, a los efectos de evaluar su compatibilidad con la normativa europea^{10 11}.

Entrando ya en el análisis de los elementos esenciales que configuran el REER, debe destacarse que, tal y como lo define el RD 960/2020, se trata de un mecanismo que permite la percepción de ingresos mediante la venta de energía en el mercado, con la particularidad de que, para un volumen determinado de energía y en un plazo definido, el precio de venta de la energía se calculará a partir del resultado de la subasta.

Partiendo de lo anterior, los elementos esenciales sobre los que se articula el REER son la “energía de subasta”, la “energía máxima de subasta”, la “energía mínima de subasta” y el “plazo máximo de entrega”. Estos conceptos se definen en el RD 960/2020, si bien su cuantificación se efectúa en la OM 1161/2020.

Así, se entiende por “energía de subasta” la energía vendida por las instalaciones acogidas al REER mediante su participación en los mercados diarios, intradiarios,

10 Señala la parte expositiva del RD 960/2020 que en la configuración de este régimen económico se ha tenido en cuenta su necesaria compatibilidad con la normativa comunitaria contenida en la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables; la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE; y el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.

Partiendo de ello, se explicita que “los tres elementos principales a considerar en la evaluación de la compatibilidad con la normativa europea de las subastas de energía renovable son la necesidad, su proporcionalidad y la exposición a mercado”.

11 En relación con la necesidad de desarrollar un nuevo marco retributivo distinto del ahora existente, la parte expositiva del RD 960/2020 alude a la insuficiencia del marco actual para solventar este “fallo de mercado” indicando que:

“La actual regulación de los esquemas de apoyo a las renovables en España, basados en subastas de capacidad en las que se pujaba por una retribución a la inversión, es mejorable, dada la situación actual del desarrollo de estas tecnologías, de forma que arroje señales económicas eficientes y tenga en consideración los costes medios de producción de las mismas.

Con carácter general, cabe afirmar que cuando nueva potencia renovable con bajos costes de explotación se integra en el mercado, se puede producir una bajada del precio de la energía eléctrica percibida por el consumidor. Este hecho se produce cuando en determinados periodos de negociación del mercado diario e intradiario la última oferta casada correspondiente a una tecnología de altos costes de explotación, es sustituida por una oferta presentada por una tecnología de bajos costes de explotación. Sin embargo, en todos aquellos periodos de negociación en los que la última oferta casada corresponde a tecnologías de altos costes de explotación, la integración de renovables bajo el esquema retributivo establecido mediante el régimen retributivo específico no produce una bajada en el precio percibido por el consumidor, sino un beneficio para las instalaciones de bajos costes de explotación.

La incorporación de nueva potencia renovable acogida al marco retributivo que regula este real decreto no solo permite la reducción indirecta del precio de la energía comentada anteriormente, sino que además produce una reducción directa del precio de la energía incluso en los periodos de negociación en los que la última oferta casada correspondiente a una tecnología de altos costes de explotación, gracias a que el menor precio de la energía, resultado de los procedimientos de concurrencia competitiva de asignación de dicho marco retributivo, se integra en el mercado, generando un excedente económico. **Las circunstancias anteriores hacen necesaria una intervención pública que resuelva el fallo de mercado descrito y establezca un nuevo marco retributivo que permita trasladar a los consumidores de manera directa la reducción de los costes de producción que han experimentado las tecnologías renovables en los últimos años.**” [Énfasis añadido].

servicios de ajuste y de balance, dentro del plazo máximo de entrega, que no exceda de la energía máxima de subasta y que se retribuye según el precio de adjudicación que haya resultado de la subasta (corregido, en su caso, a partir de los incentivos simétricos de participación en mercado mediante el porcentaje de ajuste de mercado)¹².

En cuanto a la “energía mínima de subasta”, se define como el volumen mínimo de energía de subasta que ha de ser alcanzado por cada instalación acogida al REER antes de la finalización de la fecha del plazo máximo de entrega y, la “energía máxima de subasta” como el volumen máximo de energía de subasta que puede acogerse al REER.

El “plazo máximo de entrega” es el plazo temporal máximo e improrrogable dentro del cual las instalaciones acogidas al REER tienen que cumplir con la obligación de vender la energía mínima de subasta, plazo que, según precisa la norma “estará limitado al periodo de tiempo necesario para transmitir la señal de certidumbre en materia de ingresos de las instalaciones, de forma que se facilite la financiación de nuevos proyectos”. Si bien este plazo será fijado por la resolución de convocatoria de cada subasta, el RD 960/2020 establece como límites que dicho plazo estará comprendido entre los 10 y 15 años, pudiendo ser ampliado excepcionalmente hasta los 20 años en aquellos casos en los que esté justificado por tratarse de tecnologías con una alta inversión inicial o riesgo tecnológico.

En cuanto, a su otorgamiento, de conformidad con lo establecido en el apartado 7 bis del artículo 14 de la LSE, se efectuará mediante subastas.

El acceso al REER a través de subasta garantiza, según se expone en la parte expositiva del RD 960/2020, la proporcionalidad de la medida, así como su concesión de una forma abierta, transparente, competitiva, rentable y no discriminatoria, conforme a lo estipulado en el apartado 4 del artículo 4 de la Directiva 2018/2001, y ello en la medida en que se publicarán criterios transparentes y no discriminatorios para cumplir los requisitos de la subasta¹³ y se fijarán fechas y normas claras para la correcta finalización del proyecto, conforme a lo estipulado en el apartado 6 del artículo 4 de la Directiva.

En este punto, resulta reseñable que el RD 969/2020 prevé expresamente el establecimiento de un calendario de celebración de subastas que comprenderá un periodo mínimo de cinco años y que incluirá plazos indicativos, la frecuencia de las subastas, la capacidad esperada y las tecnologías previstas, en su caso. Dicho calendario se actualizará, al menos, anualmente y estará orientado a la consecución de los objetivos de producción renovable establecidos en el PNIEC.

Este calendario, ha sido desarrollado por la OM 1161/2020, en la que se establece el calendario indicativo para la asignación del REER, indicando los volúmenes mínimos de potencia acumulada para cada tecnología en el periodo 2020-2025, para los cuales se podrán establecer criterios distintivos en función de sus características. Se prevé que para dar cumplimiento al mismo se celebrarán subastas al

12 Como precisa la Memoria, de este modo, las instalaciones contarán con un periodo de tiempo máximo en el que vender un determinado volumen de energía al sistema. Para las subastas de energía, este volumen de energía será una cantidad fija, mientras que para las subastas de potencia se establecerá una banda de energía, con una energía mínima y máxima en función del número de horas mínimas y máximas equivalentes de funcionamiento anual que se establezcan para cada tecnología en la orden reguladora de la subasta.

13 A estos efectos se prevé que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (“CNMC”) sea la entidad supervisora de la subasta, a efectos de confirmar que el proceso ha sido objetivo, transparente y no discriminatorio, y que la subasta se ha desarrollado de forma competitiva, no habiéndose apreciado el uso de prácticas que puedan suponer restricciones a la competencia u otras faltas en el desarrollo de la misma.

menos anualmente, salvo para las tecnologías de biomasa y termosolar, para las que se prevén subastas cada dos años, acumulando los objetivos anuales¹⁴.

Mediante la inclusión de esta previsión se da cumplimiento a lo previsto en el artículo 6 de la Directiva 2018/2001, que bajo la rúbrica “Estabilidad del apoyo financiero” señala en su apartado 3 que “(l)os Estados miembros publicarán un calendario a largo plazo donde se anticipe la asignación de apoyo prevista, que abarque, como referencia, al menos los cinco años siguientes, o, en caso de limitaciones de planificación presupuestaria, tres años, e incluya plazos indicativos, la frecuencia de las licitaciones cuando corresponda, la capacidad esperada y el presupuesto o el apoyo unitario máximo que se prevé que se asignará y las tecnologías subvencionables previstas, en su caso. Dicho calendario se actualizará anualmente o cuando sea necesario reflejar evoluciones recientes del mercado o la asignación de ayuda prevista”.

Las subastas deberán ser convocadas por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía en las que (i) el producto a subastar será la potencia instalada, la energía eléctrica o una combinación de ambas; y (ii) la variable de oferta será el precio por unidad de energía eléctrica (expresada en €/MWh)¹⁵.

En relación con la variable de oferta o puja, el RD 969/2020 señala que en la Resolución de convocatoria de la subasta se deberá fijar un precio máximo o “precio de reserva”, que podrá tener carácter confidencial, y que determina que se descarten todas las ofertas cuyo valor sea superior al precio de reserva. Mediante este precio de reserva, cuyo valor es en principio confidencial, se persigue garantizar la eficiencia del mecanismo propuesto de manera que los promotores tengan un incentivo a no pujar por encima de sus costes, debido a que pueden correr el riesgo de quedar fuera de la adjudicación por superar ese valor.

En este mismo sentido se pronuncia el informe de la CNMC emitido durante la tramitación y con carácter previo a la aprobación del RD 960/2020, “Informe sobre el proyecto de real decreto por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica”, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en su sesión de 30 de julio de 2020¹⁶ (“**Informe de la CNMC**”).

En concreto, destaca el Informe de la CNMC que “bajo el mecanismo de subasta propuesto (estático *pay-as-bid*), puesto que cada adjudicatario percibe su puja, los participantes en la subasta tienen el incentivo a pujar por encima de sus costes reales al objeto de obtener una mayor ganancia si resultan adjudicatarios. Existen, no obstante, mecanismos de protección de la subasta para limitar dicho incentivo, como el precio de reserva o precio máximo recogido en la propuesta, por encima del cual quedarán rechazadas las ofertas. Por ello, se valora positivamente la inclusión de dicha medida de protección de la subasta en la propuesta de RD”.

Continúa señalando el Informe de la CNMC que, en relación a dicho precio de reserva, se considera fundamental que el mismo tenga carácter confidencial y sea

14 Se prevé expresamente que en el año 2020 se convocarán subastas para la asignación de REER para un mínimo de 3.000 MW, de los que, según el calendario indicativo, al menos 1.000 MW deben ser para tecnología eólica y 1.000 MW para tecnología fotovoltaica. En esta línea, la Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se convoca la primera subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre (“**Resolución de Convocatoria de la Primera Subasta**”), establece un cupo de producto a subastar de 3.000 MW de potencia instalada, con dos reservas mínimas de producto, 1.000 MW destinados a tecnología fotovoltaica y 1.000 MW destinados a tecnología eólica terrestre.

15 En la OM 1161/2020 se precisa que, para el primer mecanismo de subasta, el producto a subastar será la potencia instalada.

16 IPN/CNMC/014/20.

definido a través de una metodología robusta, también de carácter confidencial, preestablecida *ad-hoc*, y que tenga en cuenta parámetros objetivos del mercado¹⁷.

Asimismo, podrá fijarse un precio mínimo o “precio de riesgo”, que también podrá tener carácter confidencial, y que determina que las ofertas con valor inferior al precio de riesgo se descarten.

En este punto, señala el Informe de la CNMC que cabe plantearse la idoneidad o necesidad de su implementación en un escenario de regla de precio *pay-as-bid* y con posibilidad de celebración de subastas diferenciadas. En concreto, señala el Informe que “en el supuesto de celebrarse subastas diferenciadas, los promotores de proyectos más innovadores o tecnológicamente menos maduros, con mayores necesidades de apoyo a la inversión, tendrían menor incentivo a realizar pujas estratégicamente bajas para tratar de asegurarse su adjudicación, que el que tendrían en el caso de subastas neutras, en las que se verían obligados a competir con tecnologías más maduras y con costes inferiores, lo que podría terminar afectando a la efectividad de las subastas”. Por ello se concluye que, a juicio de la CNMC, sólo se entendería la necesidad de implementar esta regla de precio mínimo en el supuesto de subastas neutras.

En la Resolución de convocatoria de la subasta, se fijará asimismo el cupo de producto a subastar, pudiéndose emplear para ello cláusulas confidenciales, y se podrá definir la relación mínima exigible entre el volumen de producto subastado y el volumen de producto ofertado a efectos de la validez de la subasta, así como el límite porcentual máximo del volumen de producto adjudicado a una misma empresa o grupo empresarial sobre el volumen total del producto subastado en la misma, así como el criterio de desempate entre distintas ofertas cuya adjudicación conjunta superase el cupo de la subasta

En cuanto a la adjudicación del producto a subastar se efectuará mediante un mecanismo de pago según oferta o *pay as bid*, según el cual el precio de adjudicación coincidirá con la oferta económica formulada por la instalación que resulte adjudicataria.

Para garantizar el cumplimiento de lo preceptuado en el apartado 1 del artículo 6 de la Directiva 2018/2001, este precio de adjudicación no podrá ser objeto de actualización, con el objeto de garantizar que el nivel de apoyo prestado a los proyectos de energías renovables, así como las condiciones a las que está sujeto, no se revisan de tal forma que tengan un efecto negativo en los derechos conferidos¹⁸.

La opción por un sistema *pay as bid* constituye una de las principales diferencias con el sistema de subastas actual, en el que se emplea un sistema marginalista.

De conformidad con lo señalado en la Memoria, la utilización de un sistema de subastas de pago según oferta o *pay as bid* se vincula con el objetivo de tratar de subvenir al efecto de “canibalización de los precios” que se da en un sistema

17 Añade el Informe de la CNMC en este punto que “cabe destacar que el diseño de esta metodología será más complejo en el caso de que se celebren subastas neutras tecnológicamente, toda vez que en su desarrollo deberán tenerse en cuenta parámetros de coste asociados a tecnologías distintas, con diferentes grados de madurez tecnológica, económica, o de innovación, por tanto, con necesidades de apoyo a la inversión distintas para garantizar el desarrollo de los proyectos.”

18 Artículo 6.1 de la Directiva 2018/2001: “Sin perjuicio de las modificaciones necesarias para el cumplimiento de los artículos 107 y 108 del TFUE, los Estados miembros garantizarán que el nivel de apoyo prestado a los proyectos de energías renovables, así como las condiciones a las que esté sujeto, no se revisen de tal forma que tengan un efecto negativo en los derechos conferidos en este contexto, ni se perjudique la viabilidad económica de los proyectos que ya se benefician de apoyo.”

altamente dominado por generación renovable, con costes de operación reducidos en comparación con los costes de inversión. Por ello, señala la Memoria, resulta necesario establecer un mecanismo que permita que las ofertas presentadas en las subastas sean capaces de internalizar los costes reales de promoción, construcción y operación de los proyectos, para que la actividad, y la continuidad del sector sea sostenible¹⁹.

Las instalaciones que resulten adjudicatarias del REER, entre otras obligaciones que luego analizaremos, deben ofertar su energía en el mercado diario e intradiario con su mejor previsión de producción, y de acuerdo con las reglas de funcionamiento de los mercados diarios e intradiarios de producción de energía eléctrica. Como principal derecho, están habilitadas a percibir el precio de adjudicación de la subasta por la energía producida con el límite del volumen máximo adjudicado (energía máxima de subasta) y dentro del plazo máximo de entrega.

Ahora bien, se prevé la posibilidad de que en la orden ministerial por la que se regule el mecanismo de subasta se incluya un mecanismo de ajuste de precio, a través de lo que la norma denomina “incentivos simétricos de participación en mercado”. Esto supone que el precio recibido por las instalaciones acogidas al REER, en cada periodo de negociación y por cada unidad de energía de subasta negociada en el mercado diario e intradiario, será calculado a partir del precio de adjudicación correspondiente al resultado de la subasta corregido mediante unos porcentajes²⁰ de ajuste de mercado fijados en la orden ministerial que regule el mecanismo de subasta²¹. Este porcentaje de ajuste de mercado incrementa el precio percibido por las instalaciones sujetas al REER cuando el precio de mercado es mayor al de adjudicación y lo reduce cuando es inferior.

Asimismo, se regula en el RD 960/2020, el denominado “precio de exención de cobro” que determina que, en aquellos periodos de negociación en los que el precio del mercado diario o intradiario resulte igual o inferior al precio de exención

19 En concreto, señala la Memoria que, a nivel europeo, la mayoría de subastas realizadas en los últimos años emplean este mismo sistema *pay as bid*, pudiendo citar a modo de ejemplo las celebradas en Dinamarca, Alemania, Italia, Países Bajos, Portugal, Polonia, Grecia o Francia.

Asimismo, indica que a nivel global, IRENA, en su informe “Renewable Energy Auctions: Status and trends beyond price, 2019”, identifica que el sistema más común sigue siendo el *pay as bid*: “The most common method of determining the payment to the winning bidder continues to be the pay-as-bid method based on a sealed-bid offer. This scheme entails less risk to both the developers and off-takers, as the remuneration is set before the contract is signed.”

20 De conformidad con lo dispuesto en el RD 969/2020, el valor del porcentaje de ajuste de mercado se expresará en tanto por uno y estará comprendido entre 0 y 0,5, siendo fijado en la orden por la que se regula el mecanismo de subasta. Si en ella no se especificara valor alguno, se considerará que el porcentaje de ajuste de mercado es cero. En relación con lo anterior, la OM 1161/2020 establece un porcentaje de ajuste del 5% (0,05) (i) para las centrales hidroeléctricas de los subgrupos b.4 y b.5; y (ii) la tecnología fotovoltaica (b.1.1), eólica (b.2) y resto de tecnologías renovables (b.3), siempre que se trate de instalaciones sin capacidad de gestión. Asimismo, se establece un porcentaje de ajuste del 25% (0,25) para (i) la tecnología solar termoeléctrica (b.1.2), (ii) la tecnología de biomasa, biogás o biolíquidos (b.6, b.7, b.8) y (iii) la tecnología fotovoltaica (b.1.1), eólica (b.2) y resto de tecnologías renovables (b.3), siempre que se trate de instalaciones con capacidad de gestión. A estos efectos, se considerará que las instalaciones de los subgrupos b.1.1, b.2. y b.3. tienen capacidad de gestión cuando dispongan de un sistema de almacenamiento que permita almacenar una cantidad de energía igual o superior a la resultante de multiplicar la potencia de la instalación por 2 horas.

21 Como señala la Memoria, este porcentaje de ajuste de mercado permite incentivar la participación en las horas más caras de mercado, reduciendo el precio registrado en las mismas e igualmente fomenta las instalaciones capaces de desplazar su producción.

de cobro, el precio percibido por las instalaciones acogidas al REER por la energía negociada en dichos periodos de negociación será igual al precio de mercado no contabilizándose dicha energía como energía de subasta²².

Con carácter general, el precio de exención de cobro se fija por el RD 960/2020 en 0 €/MWh desincentivando así la existencia de precios negativos o nulos, no obstante se habilita la posibilidad de que la orden ministerial por la que se regule el mecanismo de subasta pueda establecer un precio de exención de cobro superior, si bien dicho precio no podrá ser modificado durante el tiempo en que las instalaciones estén acogidas al REER^{23 24}.

Mediante la inclusión de estos mecanismos, incentivos simétricos de participación en mercado y precio de exención de cobro, se pretende garantizar la exposición a mercado de los beneficiarios de REER exigida por la normativa europea²⁵.

Así, la parte expositiva del RD 960/2020 justifica la exposición a mercado del esquema propuesto en la medida en que se obliga a los beneficiarios de la subasta a vender su energía en el mercado eléctrico y garantizando que operen con las mismas obligaciones de balance que el resto de generadores.

22 En relación con el precio de exención de cobro se indica en el Informe de la CNMC, lo siguiente:

“La ventaja que tiene una retribución otorgada por MW de capacidad instalada es que, a diferencia de lo que ocurre con la retribución por energía producida, consigue que el sujeto se vea plenamente expuesto al mercado e intente obtener los mejores resultados en el mismo. Asimismo, la retribución basada en potencia instalada hace que el propio sujeto no tenga interés en funcionar una vez que no se vean cubiertos sus costes variables lo que, evita, de manera natural, la existencia de problemas de evacuación ante episodios de elevada penetración de renovables. Por el contrario, en el caso de una retribución basada en energía, el sujeto pierde su vinculación con el mercado en cuanto a que su retribución viene prefijada, y resulta independiente de su comportamiento en el mercado. Por ello, para estos mecanismos resulta necesario fijar un valor de exención de cobro, tal y como prevé la propuesta, y así evitar que los productores tengan incentivos para producir electricidad a precios negativos.”

23 Según se indica en la Memoria, este precio de exención de cobro evita que la energía generada por las instalaciones en momentos de muy bajos precios de mercado sea contabilizada como energía de subasta, pudiendo así ser contabilizada como tal, la energía generada en momentos de mayores precios de mercado, incrementándose de este modo la retribución de las instalaciones y dando en consecuencia mayor viabilidad y certidumbre a los proyectos.

24 Según se indica en el Informe de la CNMC “la consideración de un precio de exención de cobro próximo, pero superior a cero, establecido para un contingente de generación suficiente como para influir en determinadas horas sobre el precio del mercado, introducirá un nuevo valor de referencia hacia el que convergerán muchos oferentes y, en determinadas horas, podría convertirse en un precio instrumental de oferta que reemplazara al cero, con el consiguiente sobre coste para la demanda. Conforme a lo anterior, se recomienda mantener el precio de exención de cobro en cero €/MWh, al menos hasta haber acumulado alguna experiencia en el desarrollo de las subastas ligadas al REER.”

25 En particular cabe hacer referencia a la Directiva 2018/2001 así como a las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014- 2020. En concreto, el artículo 4 de la Directiva 2018/2001, establece en sus apartados 2 y 3 lo siguiente:

“2. Los sistemas de apoyo a la electricidad procedente de fuentes de energía renovables deberán incentivar la integración de la electricidad procedente de fuentes renovables en el mercado de la electricidad en una forma adaptada al mercado y basada en el mercado, que evite distorsiones innecesarias de los mercados de la electricidad y que tenga en cuenta los posibles costes de integración del sistema y la estabilidad de la red.

3. Los sistemas de apoyo a la electricidad procedente de fuentes renovables estarán diseñados para optimizar la integración de dicha electricidad en el mercado eléctrico y **garantizar que los productores de energías renovables respondan a las señales de precios del mercado y optimizan sus ingresos de mercado**. A tal fin, por lo que respecta a los sistemas de apoyo directo a los precios, la ayuda se concederá en forma de una prima de mercado que podría ser, entre otras posibilidades, variable o fija. Los Estados miembros podrán eximir del cumplimiento del presente apartado a las instalaciones de pequeña magnitud y a los proyectos de demostración, sin perjuicio del Derecho de la Unión aplicable en materia de mercado interior de la electricidad.” [Énfasis añadido.]

Adicionalmente, esta exposición a mercado se garantiza teniendo en cuenta que los ingresos que perciben las instalaciones por la venta de la energía, dependen del precio obtenido en la subasta y también del precio horario del mercado eléctrico cuando éste se encuentra por debajo de cierto valor, así como cuando participa en servicios de ajuste o una vez vendida la energía máxima objeto de la subasta.

Se alude también, para justificar esta exposición a mercado, a la posibilidad habilitada por el RD 960/2020 cuando así lo establezca la convocatoria, por ejemplo, en el caso de subastas para tecnologías gestionables o con almacenamiento, a convocar subastas con una fórmula que contemple una exposición adicional al precio de mercado que incentive el desplazamiento de la generación hacia las horas de mayor escasez.

Esta regulación de la exposición a mercado ha sido objeto de cuestionamiento en el Informe de la CNMC. En concreto, el citado informe considera que este nuevo REER no es el instrumento idóneo para el fomento de instalaciones de almacenamiento, el cual debería provenir de las propias señales derivadas del mercado, ante la existencia de un exceso de recurso renovable concentrado en determinados momentos.

Por otra parte, se recomienda concretar, si no en el marco de la propuesta que es objeto de análisis en el Informe, al menos en la orden que la desarrolle y regule el procedimiento de subasta, que la aplicación de porcentajes de ajuste de mercado iguales a cero quedará limitada a las convocatorias orientadas a instalaciones de menor madurez tecnológica o pequeño tamaño, que difícilmente resultarían económicamente viables si percibieran precios próximos a los del mercado diario o intradiario.

Considera la CNMC que, fuera de dicha excepción, el porcentaje de ajuste de mercado debiera ser siempre superior a cero para garantizar la perseguida exposición al riesgo de precio, añadiendo que cabría de hecho plantear un valor mínimo igual a 0,2 para todas aquellas convocatorias dirigidas a instalaciones que se consideren suficientemente competitivas con respecto a la expectativa a largo plazo del precio marginal del sistema.

Al margen de lo anterior, continúa señalando la parte expositiva del RD 960/2020 que una de las motivaciones para las que se establece cierta exposición a mercado es que los mecanismos de apoyo no incentiven la existencia de precios negativos o nulos. Para ello, el esquema propuesto, a través del precio de exención de cobro, excluye del REER las horas en las que el precio de mercado no sea positivo²⁶.

Por último, se prevé la posibilidad de que las instalaciones adjudicatarias puedan renunciar al REER lo que conllevará una penalización en el caso de que no se haya entregado la energía mínima de subasta.

26 En este sentido señala la parte expositiva del RD 960/2020, que, aunque actualmente en España no se permiten precios negativos y las horas con precio de mercado cero todavía son un fenómeno muy poco frecuente, al contrario de lo que sucede en Centroeuropa, es probable que, en el horizonte del periodo de aplicación de este mecanismo, este fenómeno se vaya haciendo más frecuente.

Como principales obligaciones de las instalaciones adjudicatarias del REER, además de la anteriormente mencionada obligación de ofertar energía en el mercado diario e intradiario, deberán proceder a la ejecución e inscripción de la instalación en el Registro electrónico del REER dentro de los plazos que se hayan establecido, y entregar la energía mínima de subasta dentro del plazo máximo de entrega y, en su caso, de los hitos intermedios.

Destaca asimismo la prohibición de formalizar contratos bilaterales físicos que se impone a las instalaciones adjudicatarias del REER. Según se indica en la parte expositiva de la norma “esta restricción busca maximizar el traslado al conjunto de consumidores de la reducción en los costes de generación de las tecnologías renovables, evitando que las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables opten por la formalización de contratos bilaterales en aquellos momentos en que dicha opción les resulte más rentable que la venta de la energía en los mercados diarios o intradiarios.”

No obstante, debe notarse que este aspecto fue cuestionado por parte del Informe de la CNMC en el que considera que esta restricción no parece estar justificada, dado que no tiene afección en la liquidación de las subastas, lo que le lleva a recomendar flexibilizar la redacción propuesta, de manera que las instalaciones acogidas al REER puedan declarar contratos bilaterales. Asimismo, se considera que el cómputo de la energía de subasta debería contemplar no solo la energía vendida en los mercados diarios e intradiarios, sino en todos los mercados, incluidos los contratos bilaterales físicos²⁷.

Por último, en relación con la financiación del REER, la misma se efectuará con cargo al mercado mayorista de electricidad, siendo esta una de las principales diferencias entre el nuevo mecanismo retributivo y el actual RRE, pues este último

27 En concreto, señala el citado informe lo siguiente: “De hecho, en el caso en el que se articule la alternativa con porcentaje de ajuste de mercado no nulo, parece razonable que los generadores renovables firmen contratos a plazo por la parte no cubierta por el REER y cubran así parte de los riesgos a los que se encuentran expuestos. Así, se tiene que una instalación adjudicataria de una subasta en la que el porcentaje de ajuste de mercado quedara establecido en 0,25 vería una cuarta parte de sus ingresos por la venta al mercado diario e intradiario retribuidos conforme al precio del mercado diario, pero no se le permitiría declarar un contrato bilateral por esa cuarta parte de su producción con otro agente del mercado. De hecho, la inclusión de la demanda que firme contratos bilaterales en el procedimiento de liquidación de la energía de subasta⁹ penaliza la realización de este tipo de contratación.

Esta situación establece una suerte de preferencia por el mercado organizado al contado frente a otras alternativas de contratación igualmente válidas, como los contratos a plazo con liquidación física, actuando como un elemento desincentivador de dicha contratación y, por tanto, yendo en contra de la propia necesidad manifestada en la propuesta de contar con mercados a plazo más líquidos y con mayor profundidad. Asimismo, no resulta coherente con el fomento de la contratación a plazo que se articula a través del proyecto de Real Decreto por el que se regula el Estatuto de los Consumidores Electrolintensivos, para los que se establece un objetivo de contratación a plazo de al menos el 10% de su consumo anual, y se facilita un mecanismo de cobertura para dichas operaciones si se realizan con generadores renovables, que se articula a través del Fondo Español de Reserva para Garantías de Entidades Electrolintensivas.

Se introduce asimismo una rigidez que afecta tanto más a los sujetos de menor tamaño, con un menor número de unidades de programación (en el extremo, con solo una). Los operadores con una cartera de instalaciones amplia podrán elaborar una estrategia que maximice sus ingresos con una amplia diversificación de riesgos asignando distintas unidades de programación a distintos esquemas retributivos. Por el contrario, al operador que gestione una sola instalación adjudicataria de una subasta para la cual el porcentaje de ajuste”.

se financia con cargo a los ingresos del sistema eléctrico procedentes de los peajes, y cuando sean definidos, procedentes de los cargos.

En síntesis, el sistema de financiación del REER supone que, en el caso de que el precio de casación de los mercados diarios e intradiarios sea superior al precio de adjudicación del REER, la instalación sólo percibe precio de adjudicación (corregido con incentivo de mercado). La diferencia o excedente económico se considera como un ingreso de mercado a distribuir entre las unidades de adquisición nacionales (comercializadores y consumidores directos de mercado), en proporción a la energía diaria programada en su programa horario final después del mercado continuo.

En el caso de que el precio de casación de los mercados diarios e intradiarios sea inferior al precio de adjudicación del REER, la instalación tiene derecho a percibir la diferencia hasta alcanzar precio de adjudicación. Esta diferencia o déficit económico es una obligación de pago para el mercado que se liquida a las unidades de adquisición nacionales, en proporción a la energía diaria programada en su programa horario final después del mercado continuo.

Este sistema de liquidación ha sido cuestionado por el Informe de la CNMC por el impacto que puede tener en relación con la predictibilidad de los costes de aprovisionamiento de energía del comercializador.

En este sentido, refleja el organismo regulador en su Informe que la predictibilidad de los costes de aprovisionamiento de energía de los comercializadores se verá reducida, dado que hasta que se realice la casación no conocerán el volumen de generación con derecho a REER y el signo de la liquidación resultante. Para mejorar dicha predictibilidad, la CNMC propone la realización de una previsión anual del recargo o ingreso derivado de la adjudicación de las subastas, para repartirlo entre toda la demanda y regularizar a posteriori las diferencias con respecto a la producción real.

IV. Conclusión

Los ambiciosos objetivos consagrados en el PNIEC en lo que a generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables se refiere, exigen la atracción de un elevado volumen de financiación privada.

Para favorecer dicha financiación, uno de los mecanismos previstos por el legislador español es el desarrollo de un nuevo marco retributivo que tiene como principal objetivo facilitar a los promotores de proyectos renovables el acceso a la financiación, aportando una mayor certidumbre sobre sus ingresos futuros. De esta manera se opta por regular un mecanismo retributivo que difiere de manera sustancial del actualmente vigente, y que se basa en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía generada, creando así lo que podríamos denominar como “PPA por subasta”, en el que la parte compradora es el mercado mayorista de electricidad, esto es, las unidades de adquisición nacionales (empresas comercializadoras y consumidores directos de mercado) y la parte vendedora, las instalaciones de generación de energía eléctrica que resulten adjudicatarias en la subasta.