

**ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECE UNA CONVOCATORIA PARA EL OTORGAMIENTO DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO A NUEVAS INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR, Y SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE REGULA EL PROCEDIMIENTO DE ASIGNACIÓN DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO EN DICHA CONVOCATORIA A TALES INSTALACIONES Y SE APRUEBAN SUS PARÁMETROS RETRIBUTIVOS.**

**Expediente nº: IPN/CNMC/032/16**

## **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

### **Presidenta**

D.<sup>a</sup> María Fernández Pérez

### **Consejeros**

D. Eduardo García Matilla

D. Diego Rodríguez Rodríguez

D.<sup>a</sup> Idoia Zenarrutzabeitia Beldarrain

D. Benigno Valdés Díaz

### **Secretario de la Sala**

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 7 de febrero de 2017

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre la propuesta de *‘Real Decreto por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular’* (en adelante ‘la propuesta de RD’), así como sobre la *‘Propuesta de orden por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo del (anterior) Real Decreto [...], y se aprueban sus parámetros retributivos’* (en adelante ‘la propuesta de orden’), la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función consultiva en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación de los artículos 5.2 a), 5.3 y 7, y de la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, acuerda emitir el siguiente informe:

## 1 ANTECEDENTES

El 29 de diciembre de 2016 tuvo entrada en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD) adjuntando para informe las propuestas de real decreto y orden, acompañadas de sus correspondientes memorias de análisis de impacto normativo (MAIN).

El objetivo de las propuestas es la introducción de 3.000 MW de nueva potencia de generación a partir de fuentes de energía renovables para contribuir al cumplimiento de los objetivos vinculantes establecidos para cada Estado miembro en el año 2020 por la Directiva 2009/28/CE<sup>1</sup>, en virtud de lo previsto en el apartado 7 del artículo 14 ('Retribución de las actividades') de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE) y en el artículo 12 ('Otorgamiento del régimen retributivo específico') del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio<sup>2</sup> (RD 413/2014)<sup>3</sup>.

La propuesta de RD establece la convocatoria de un procedimiento de concurrencia competitiva (subasta) para la concesión del régimen retributivo específico a los proyectos nuevos ubicados en territorio peninsular<sup>4</sup> más eficientes en costes de cualesquiera de las tecnologías clasificadas en la categoría b) —instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las

---

<sup>1</sup> Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> En efecto el artículo 14.7 de la LSE autoriza que excepcionalmente el Gobierno pueda establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas u otras normas de Derecho de la Unión Europea o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior, fijando los términos en los que ha de realizarse. Por otra parte, el artículo 12 del RD 413/2014 dispone que para el otorgamiento de dicho régimen retributivo específico se establecerán mediante real decreto las condiciones, tecnologías o colectivo de instalaciones concretas que podrán participar en el correspondiente mecanismo de concurrencia competitiva.

<sup>4</sup> Para las instalaciones situadas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, se aprobará una convocatoria específica. A este respecto, cabe recordar que mediante la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, se aprobaron los parámetros retributivos y el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, de acuerdo con lo previsto en la disposición adicional quinta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. Las correspondientes propuestas normativas (la citada orden fue modificada por otra en 2015) fueron objeto de los informes aprobados con fecha 12 de junio de 2014 (exp. [IPN/DE/0005/14](#)) y 16 de julio de 2015 (exp. [IPN/DE/010/15](#)), respectivamente. No obstante lo anterior, a la fecha de redacción de este informe no se ha convocado aún la subasta que habría de regirse por dicha norma.

energías renovables no fósiles— según la clasificación del RD 413/2014. La propuesta de orden determina el mecanismo de asignación de dicho régimen retributivo.

Estas propuestas están estrechamente relacionadas con las que dieron lugar al Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre<sup>5</sup>, y a la Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre<sup>6</sup>, las cuales fueron objeto del correspondiente informe<sup>7</sup> aprobado por esta Sala con fecha 18 de junio de 2015, y culminaron en la subasta celebrada el 14 de enero de 2016.

El 30 de diciembre de 2016, y teniendo en consideración lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la propuesta se envió a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de quince días hábiles a contar desde la recepción de la documentación, esto es, hasta el 23 de enero de 2017. Las respuestas recibidas se adjuntan como anexo a este informe.

## 2 CONTENIDO DE LAS PROPUESTAS

La propuesta de RD consta de preámbulo y cuatro apartados: los apartados primero y segundo establecen, respectivamente, el objeto de la propuesta y su ámbito de aplicación, descritos en el apartado previo 'Antecedentes' (en particular, se especifica en detalle qué se entiende por instalación nueva<sup>8</sup>); el apartado tercero aprueba la convocatoria en sí y remite a la orden en lo que atañe al mecanismo de asignación, y el cuarto fija su eficacia para el día siguiente al de publicación.

---

<sup>5</sup> Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica.

<sup>6</sup> Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa situadas en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, convocada al amparo del Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, y se aprueban sus parámetros retributivos.

<sup>7</sup> *'Informe sobre la propuesta de real decreto por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica, y sobre la propuesta de orden por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en dicha convocatoria y se aprueban sus parámetros retributivos'* (expedientes [IPN/DE/007/15](#) e [IPN/DE/008/15](#)).

<sup>8</sup> En efecto, el apartado Segundo de la propuesta de RD ('Condiciones exigidas para la participación en la convocatoria para la asignación del régimen retributivo específico') excluye del ámbito de aplicación, en su punto 2.b), las «*Instalaciones cuya construcción suponga el cierre o la reducción de potencia de otra instalación de la misma tecnología.*» Esta precisión no constaba expresamente en el Real Decreto de 2015.

La propuesta de orden consta de diecinueve artículos organizados en cuatro capítulos, dos disposiciones finales y un anexo. El capítulo I, que contiene los dos primeros artículos, establece el objeto y ámbito de aplicación, reproduciendo en buena medida los apartados primero y segundo de la propuesta de RD.

El capítulo II abarca los artículos del 3 al 8, y regula el otorgamiento del régimen retributivo específico: se podrán celebrar, de ser necesario, varias subastas hasta cubrir los 3.000 MW previstos en la propuesta de RD; se define, para cada tecnología (eólica, solar fotovoltaica y resto), una instalación tipo de referencia, cada una de las cuales engloba a su vez tantas instalaciones tipo como años de autorización de explotación definitiva. La vida útil regulatoria se establece, para todas las instalaciones tipo de referencia, en 25 años; ni dicha vida útil ni el valor estándar de la inversión inicial de cada instalación tipo podrá ser objeto de revisión.

El capítulo III regula el procedimiento de subasta; como en la subasta de 2016, será de sobre cerrado y precio marginal, el producto será la potencia con derecho a la percepción de régimen retributivo específico y se ofertará un porcentaje de reducción del valor estándar de inversión, pero esta vez se ordenarán todas las ofertas, con independencia de la tecnología de producción asociada, teniendo en cuenta el número de horas equivalentes de funcionamiento, para así minimizar el sobrecoste unitario en energía para el sistema. El procedimiento, las reglas y la convocatoria de la subasta se establecerán mediante resolución del Secretario de Estado. La entidad administradora de la subasta será OMI-Polo Español, S.A. (OMIE), y la entidad supervisora de ésta la CNMC.

El capítulo IV trata de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico; en particular, el artículo 19 trata del depósito e hitos para la recuperación o, en su caso, ejecución de las garantías económicas.

### **3 CONSIDERACIONES GENERALES**

Las propuestas merecen una valoración global positiva por cuanto incorporan varias mejoras respecto a la hasta ahora única convocatoria celebrada en enero de 2016, conforme a lo previsto en el Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, y la Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre. A continuación se comentan algunos de los aspectos más relevantes:

#### **3.1 Incardinación de la subasta en la planificación**

Los citados 3.000 MW establecidos en la propuesta de RD, sumados a los 700 MW adjudicados en la subasta de 2016, representan menos de la mitad de los

aproximadamente 8.000 MW de potencia renovable adicional considerada en la Planificación 2015-2020<sup>9</sup>.

En efecto, la Planificación destaca la importancia del crecimiento de las energías renovables, tanto en la estructura de la energía final como en el consumo de energía primaria, con una participación sobre la generación bruta total próxima al 37% (coherente con un 20% sobre consumo final bruto). Este avance se lograría fundamentalmente a partir de las tecnologías que la Planificación califica como *«más competitivas y técnicamente eficientes, en particular eólica y fotovoltaica»*, y se traduciría en la instalación de entre 4.500 MW y 6.500 MW eólicos adicionales, junto con casi 1.400 MW de solar fotovoltaica, unos 200 MW de solar termoeléctrica y casi 300 MW de biomasa, biogás, residuos sólidos urbanos y otros, durante el período comprendido de 2013 a 2020, pero concentrado casi enteramente en el último trienio de dicho horizonte temporal. En el informe a dicho documento de Planificación se señalaba asimismo que *«Simultáneamente, el documento cuenta con la retirada temporal de 6.000 MW de ciclos combinados en el sistema peninsular, con recuperación de parte de esa potencia solo al final del periodo. Es decir, se prevé —grosso modo— sustituir 6 GW de ciclos combinados por 6 GW de eólica, y añadir a estos últimos aproximadamente 2 GW de otras renovables, de los cuales 1,5 GW serían solares (en 2014 se instalaron apenas 43 MW adicionales de tecnologías renovables, ninguno de ellos en eólica, solar termoeléctrica o residuos).»*

Por otra parte, en el 'Informe de supervisión del mercado peninsular de energía eléctrica. Año 2015'<sup>10</sup>, se concluía el apartado 6.2 ('Seguridad de suministro en el corto y medio plazo') exponiendo que *«debería abordarse en primer lugar el desarrollo de los procedimientos de hibernación, y segundo, la revisión de la normativa con el fin de permitir la participación explícita de la demanda (...). Ambas cuestiones deberían abordarse antes de 2020. Adicionalmente, sería conveniente que, antes de 2020, se establecieran los objetivos de energías renovables que se consideran necesarios para los nuevos compromisos que defina la Comisión Europea en el horizonte 2020-2030, y la manera en cómo alcanzarlos en España en cada uno de los sectores energéticos. De esta forma, se podrían evitar modificaciones sucesivas de los objetivos fijados que pudieran afectar a las decisiones ya tomadas por los inversores, reduciéndose las incertidumbres a este respecto.»*

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, se recomienda cuidar de la integración, consistente en plazo y cantidad, de la potencia demandada en la subasta de forma coherente con las mejores proyecciones existentes para, al

---

<sup>9</sup> 'Plan de desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020', objeto del informe de la CNMC [INF/DE/044/15](#), de 16 de abril de 2015, cuyo apartado 4.3 trata en particular 'Sobre la previsión del cumplimiento de los compromisos en el horizonte 2020'.

<sup>10</sup> Informe de supervisión del mercado peninsular de energía eléctrica. Año 2015. [IS/DE/025/16](#), de 20 de diciembre de 2016.

menos, la evolución de: i) la disponibilidad del parque de generación, renovable o convencional; ii) el grado de utilización de las interconexiones y, iii) la adecuada cobertura de la demanda (incluida su participación activa) dentro del contexto de una planificación a largo plazo, más allá del horizonte 2020. Debe tenerse presente que precisamente, ese año, será el primer ejercicio completo en operación para muchas de las instalaciones adjudicatarias en el procedimiento concurrencial ahora informado.

### 3.2 Ordenación de ofertas por sobrecoste unitario en €/MWh

La principal diferencia respecto a la subasta del año pasado radica en que, aun cuando se definan hasta tres instalaciones tipo de referencia (correspondientes a las tecnologías eólica, solar fotovoltaica y resto) y, ahora como entonces, se oferte (en 'sobre cerrado' y sistema marginal) un porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia, *«Posteriormente se calculará para cada oferta el sobrecoste unitario para el sistema, como el cociente entre la retribución a la inversión calculada anteriormente y el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo de referencia, todo ello con los valores aplicables al año 2019. Las ofertas se ordenarán, con independencia de la tecnología, de menor a mayor valor del sobrecoste unitario para el sistema.»* —según los apartados b) y c) del artículo 14, 'Desarrollo y resolución del procedimiento de subasta', de la propuesta de orden.

Es decir, se ofertan reducciones del valor de inversión (y por ende de la retribución a la inversión, expresada en €/MW de potencia instalada; no se contempla una retribución a la operación<sup>11</sup>), pero luego se ordenan según su coste unitario, expresado en €/MWh. Para pasar de uno a otro valor se divide por las horas equivalentes de funcionamiento consideradas para cada instalación tipo de referencia. Por lo tanto, puede darse el caso de que una puja, con un porcentaje de reducción menor que otra, quede luego mejor situada porque sus horas equivalentes de funcionamiento son mayores<sup>12</sup>.

---

<sup>11</sup> Según consta en la MAIN de la propuesta de orden, *«[...] se consideran varias hipótesis de costes de explotación que conforman las distintas instalaciones tipo de referencia, desde 21,06 €/MWh hasta 40,12 €/MWh. Valores superiores de costes de explotación supondrían la generación de valores de retribución a la operación (Ro) que no forma parte de esta convocatoria.»* En efecto, la estimación anual de precio de mercado más baja de entre las contempladas en la 'Propuesta de orden por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos de aplicación al semiperíodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017' se corresponde con el ejercicio 2018, y asciende a 41,65 €/MWh.

<sup>12</sup> En particular, para la instalación tipo de referencia eólica se consideran 2.800 h<sub>eq</sub>/año, para la solar fotovoltaica 2.367, y para el resto 5.000.

Los objetivos vinculantes establecidos para cada Estado miembro en el año 2020 que justifican esta convocatoria se definen en términos de energía, no de potencia. Sin embargo, cabe señalar que aunque el esquema retributivo ahora vigente gire en torno a la retribución a la inversión (a la potencia, en definitiva), la ordenación de ofertas de acuerdo con su sobre coste energético unitario permite seleccionar los proyectos más eficientes para el sistema.

De ese modo, se mantiene que el principio de que la retribución específica se asigne por potencia y, por ende, que su reflejo en los cargos resulte estable y predecible, con lo que se evitan posibles efectos sobre los desajustes del sistema.

Ahora bien, dado que una vez ordenadas las ofertas según su coste por unidad de energía, debe convertirse este a retribución por unidad de potencia de acuerdo con una determinada parametrización que difiere de unas instalaciones tipo de referencia a otras, la comparación de los resultados finales obtenidos por distintos proyectos puede arrojar resultados no evidentes, tal y como se señala en las consideraciones particulares.

### 3.3 Neutralidad tecnológica

Los preámbulos de sendas propuestas afirman que «*El sistema [de subasta] propuesto está alineado con las líneas propuestas de la Comisión Europea en su paquete de invierno, que recientemente ha dado a conocer*» (se trata del denominado ‘Energía limpia para todos los europeos: desbloquear el potencial de crecimiento de Europa’)<sup>13</sup>. Se tiene además que el antedicho ordenamiento de las ofertas por sobre coste unitario permite compararlas con independencia de la instalación tipo de referencia (ITR) a la que se encuentren asociadas.

No obstante lo anterior, la propuesta define *tres* de dichas ITRs, obedeciendo a un criterio tecnológico: hay una ITR para eólica, otra para solar fotovoltaica y una tercera para el resto de tecnologías renovables, y las ofertas se formularían como porcentajes de descuento respecto a uno solo de los respectivos tres valores de inversión de referencia, cada uno de los cuales lleva aparejados un extenso conjunto de parámetros que lo definen. No se puede hablar por lo tanto de una completa neutralidad tecnológica<sup>14</sup>.

---

<sup>13</sup> El comunicado de prensa y los documentos incluidos en este paquete de medidas pueden ser consultados, respectivamente en: [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-16-4009\\_es.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-4009_es.htm) y <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>.

<sup>14</sup> En este contexto, cabe entender por ‘neutralidad tecnológica’ el hecho de que como resultado de la asignación del régimen retributivo específico mediante un procedimiento concurrencial, resulten adjudicatarios los proyectos más competitivos, bajo la asunción de que sus distintos costes serán debidamente internalizados en las correspondientes ofertas. En el presente contexto europeo es comúnmente aceptado que este enfoque es compatible con el hecho de que los Estados miembros puedan diseñar mecanismos específicos para favorecer el desarrollo

Esta Sala ha incidido ya en informes precedentes en el hecho de que la definición de un muy elevado número de instalaciones tipo en el pasado pudo ser justificable para lograr la conversión de un modelo que retribuía energía a un modelo que retribuye fundamentalmente potencia instalada (siempre y cuando alcance unos valores mínimos de utilización), pero no parece imprescindible ni deseable propagar tal profusión de instalaciones tipo también a futuro.

La anterior reflexión se antoja tanto más válida cuanto que las instalaciones tipo ahora definidas lo son solo para servir como referencia para una subasta. Es decir, no se trata aquí de capturar con precisión cuáles serán los ingresos necesarios para que un determinado colectivo de instalaciones, puestas en servicio hace unos años con un esquema retributivo diferente, alcancen la denominada retribución razonable en un periodo de tiempo determinado. Por el contrario, aquí se desea utilizar un mecanismo de mercado concurrencial, confiando en que este permitirá revelar cuáles son los costes reales y las mejores expectativas de ingresos de los distintos sujetos.

Una propuesta alternativa para alcanzar la neutralidad pasaría por reducir las citadas tres ITRs a solo una por convocatoria, si se diera el caso de que fueran necesarias varias para cubrir el objetivo de potencia instalada establecido para esta convocatoria. En efecto, reducir las ITRs a una sola evita distorsiones entre tecnologías, ya que si la fijación de parámetros retributivos no fuera correcta se podría otorgar ventaja competitiva a una tecnología frente a otra.

El contenido de esta consideración podría resumirse en que precisamente una de las principales ventajas de utilizar un mecanismo concurrencial en lugar de fijar administrativamente un determinado nivel retributivo, es evitar tener que estimar anticipadamente al detalle cuál será la parametrización idónea para cada colectivo de instalaciones. La subasta es un método de mercado ampliamente aceptado para no caer en el error de o bien pasarse de retribución, o no llegar. Para mejor lograr este fin, esta Comisión ha analizado, como se verá más adelante una alternativa que podría contribuir a salvaguardar el principio de neutralidad tecnológica.

### **3.4 Elevación y devolución gradual de garantías económicas**

La propuesta de orden de 2015 planteaba una garantía económica<sup>15</sup> de 50 €/kW de potencia instalada que esta Sala valoró como *«adecuada y suficientemente disuasoria para proyectos que no revistan un mínimo grado de firmeza»*, pero que luego al publicarse la Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre, se vio reducida a menos de la mitad (20 €/kW, según consta en el artículo 16 de la

---

de tecnologías menos maduras, que aunque hayan superado la fase de investigación y desarrollo no sean aún viables a escala comercial.

<sup>15</sup> Se trata de la garantía económica regulada en el art. 44 del RD 413/2014 como requisito para la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación.



citada norma). La devolución de dicha garantía se produce con la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación.

La propuesta ahora informada eleva la garantía a 60 €/kW, valor próximo al sometido a informe con motivo de la propuesta informada en 2015, si bien dicho importe no es ejecutable en su totalidad pues, de no ultimarse el proyecto, solo se perdería la mitad. En efecto la propuesta de orden prevé su devolución de forma gradual a medida que se vayan superando determinados hitos, a saber: 1) Identificación de la instalación, a realizar en los 6 meses siguientes a la fecha de inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación: permite recuperar 12 €/kW; 2) Aprobación del proyecto de ejecución, antes de transcurridos 12 meses de antedicha inscripción: habilita la recuperación de otros 18 €/kW; y 3) Inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, con fecha límite el 31 de diciembre de 2019: permite recuperar los 30 €/kW restantes.

Tanto la elevación del importe de las garantías como el establecimiento de hitos para su cancelación progresiva contemplados en la propuesta se consideran preferibles a los previstos por la citada Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre, para alcanzar un mayor grado de compromiso por parte de los ofertantes, todo ello sin perjuicio de lo previsto en el primer párrafo del artículo 44.5 del RD 413/2014<sup>16</sup> y de las consideraciones hechas más adelante sobre las posibilidades de cancelación de parte de la garantía en función del plazo en que se produzca la comunicación a la renuncia de la ejecución de la potencia adjudicada.

Adicionalmente, la ejecución de una garantía no debería ligarse a la culminación de un trámite de autorización cuyo perfeccionamiento en plazo podría no estar en manos del solicitante, por lo que la redacción de la propuesta de orden debería cohonestarse a este respecto con lo establecido en el segundo párrafo del artículo 44.5 del repetido RD 413/2014, según el cual *«la Dirección General de Política Energética y Minas podrá exceptuar la ejecución de la garantía depositada por el titular de una instalación, si el desistimiento [léase retraso, en su caso] en la construcción de la misma viene dado por circunstancias impositivas que no fueran ni directa ni indirectamente imputables al interesado y así fuera solicitado por éste a la Dirección General de Política Energética y Minas con anterioridad a la fecha límite para el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 46.»*

Por otro lado, cabe señalar que, si bien la cancelación del tramo final de la garantía no se produciría hasta la inscripción en estado de explotación (extremo este no detallado en la normativa que reguló la subasta celebrada el año

---

<sup>16</sup> Según dicho párrafo, *«Una vez resuelta favorablemente la solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación, el desistimiento en la construcción de la instalación supondrá la ejecución de la garantía.»*

pasado), la cancelación de los primeros 30 €/kW se logra con dos hitos que podrían no reflejar suficientemente el grado de madurez del proyecto: la identificación de la instalación y la aprobación de su proyecto de ejecución.

Además, en la medida en que, al menos en el caso de las instalaciones de hasta 50 MW de potencia instalada ubicadas en el territorio de una sola comunidad autónoma, es el órgano competente de dicha comunidad quien autoriza la instalación, y habida cuenta de que, a tenor de las alegaciones recibidas, no en todos los casos se sigue el mismo procedimiento durante sus fases intermedias, se recomienda reforzar los requisitos exigidos buscando hitos y plazos tan homogéneos como sea posible. En particular, se consideran más representativos del grado de avance del proyecto la obtención de alguno de los permisos ligados a la conexión y acceso de la instalación, la obtención de la autorización administrativa, o bien la evaluación de su impacto ambiental.

### **3.5 Cláusula confidencial**

El punto 4 del artículo 10 de la propuesta de orden establece que las reglas de la subasta podrán incluir una cláusula confidencial<sup>17</sup>; esta cláusula implica un hipotético incremento en la cuantía a subastar en cada convocatoria hasta una determinada potencia si las condiciones técnicas o económicas así lo aconsejan. En todo caso, se ha de respetar el límite de potencia a subastar que establece el Real Decreto.

Así, por ejemplo, en la primera subasta renovable, las ofertas acumuladas para la venta de potencia al máximo porcentaje de reducción (100%), tanto para instalaciones de tecnología eólica como de biomasa, superaron las cantidades demandadas (500 MW y 200 MW, respectivamente) en [Inicio Confidencial] [Fin Confidencial] respectivamente. En este caso se podrían haber adjudicado cantidades mayores de ambas tecnologías [Inicio Confidencial] [Fin Confidencial] sin coste adicional para el sistema eléctrico.

Esto, que resulta beneficioso para el sistema, en tanto que permite reducir el plazo para la incorporación de energía renovable, tiene el límite de potencia impuesto por el Real Decreto, luego, con esta previsión se podrá incorporar la nueva potencia antes, pero no en una mayor cuantía.

## **4 CONSIDERACIONES PARTICULARES**

---

<sup>17</sup> La literalidad de este artículo 10.4 es: «Las reglas de la subasta podrán incluir una cláusula confidencial en la que se recoja un procedimiento por el cual podrá incrementarse la potencia asignada prevista en la convocatoria de la subasta, hasta una cierta potencia, en el supuesto de que, por las características de las ofertas presentadas, existiera un interés económico o técnico para el sistema en hacerlo. En todo caso, la potencia que finalmente se asigne no podrá superar, la potencia que reste de asignar de la máxima prevista en el Real Decreto XXX/2016, de xx de xxxxx [es decir la propuesta de real decreto].»

Además de lo anteriormente señalado, existen una serie de aspectos mejorables en las propuestas sobre los que se incide a lo largo de las consideraciones expuestas a continuación.

#### **4.1 Sobre el impacto de la instalación tipo de referencia en la ordenación de ofertas.**

La propuesta de orden establece que los participantes en la subasta presentarán ofertas relativas al porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia (ITR) que corresponda a su tecnología; se distingue entre eólica, solar fotovoltaica y resto de tecnologías. A partir de dicho porcentaje de reducción, así como del resto de parámetros retributivos que caracteriza cada instalación tipo (IT), se calculará para cada oferta la retribución a la inversión (como se ha indicado, no se contempla retribución a la operación). Dividiendo esta cifra por el número de horas equivalentes de funcionamiento anual de la instalación tipo de referencia se obtendrá para cada oferta el sobrecoste unitario para el sistema, siendo este último parámetro el que determinará el orden de las ofertas, de menor a mayor valor del mismo, con independencia de la tecnología.

De acuerdo con lo anterior, las ofertas presentadas dentro de una misma ITR (léase tecnología) se ordenarán secuencialmente de menor a mayor descuento, pero debido a las diferencias entre los parámetros retributivos de las distintas tecnologías (fundamentalmente en las horas equivalentes de funcionamiento anual, aunque hay también otras distinciones<sup>18</sup>), una oferta por un determinado porcentaje de reducción en una tecnología podría ser priorizada frente a otra oferta con un porcentaje de reducción mayor en otra tecnología.

En efecto, en el caso de comparar ofertas eólicas frente a fotovoltaicas, dado que según la propuesta ambas tecnologías comparten un mismo valor estándar de la inversión inicial<sup>19</sup>, bastaría con que el número de horas equivalentes de funcionamiento de la primera tecnología (por ejemplo, las 2.800 horas propuestas para la eólica) fuera suficientemente más alto que las de la segunda (por ejemplo, las 2.367 horas propuestas para la fotovoltaica) como para sobrecompensar la diferencia en porcentajes de reducción.

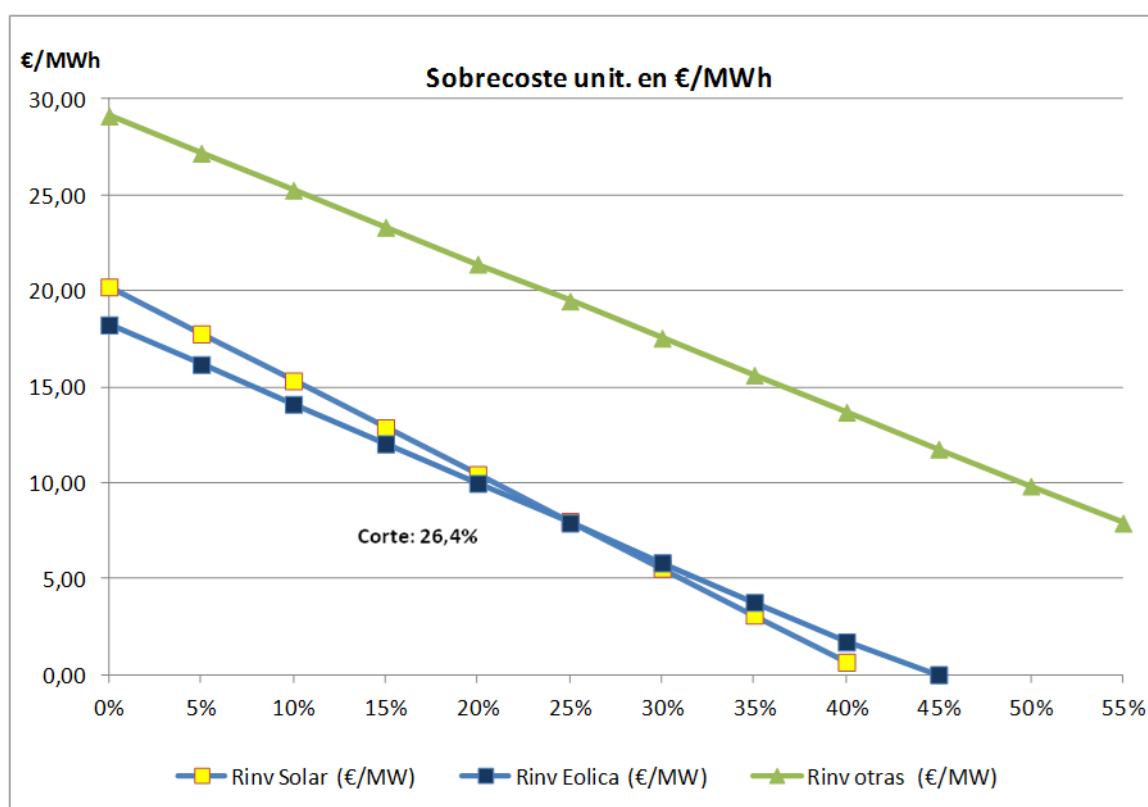
---

<sup>18</sup> Entre esas otras distinciones cabe señalar: i) El coeficiente de apuntamiento tecnológico, superior a la unidad para la fotovoltaica (1,0495), inferior a la unidad para la eólica (0,8521) y muy próximo a la unidad para el resto de tecnologías (0,9901); ii) La pérdida de rendimiento, que para la fotovoltaica es del 0,50% anual desde el año siguiente al de su puesta en marcha, y para la eólica del 0,50% anual pero solo a partir del vigésimo primer año de su vida útil regulatoria, en tanto que no se contempla tal pérdida de rendimiento para las restantes tecnologías; iii) Los costes de desvíos, solo considerados para la eólica, por un importe de 0,60 €/MWh, para toda su vida útil regulatoria.

<sup>19</sup> Estimado por la propuesta de orden en 1,2 M€/MW de potencia instalada para ambas; para el resto de tecnologías el valor estándar de la inversión inicial ascendería a 2,0 M€/MW.

Por lo tanto, el análisis de la comparación entre porcentajes de reducción y priorización de ofertas entre distintas tecnologías arroja resultados no del todo intuitivos, tal como se puede comprobar en el gráfico que se expone más adelante, en cuyo eje de abscisas se mostraría el citado porcentaje de reducción, en tanto que en el eje de ordenadas se mostraría el sobrecoste unitario de cada instalación tipo de referencia, entendiendo por tal el cociente de la retribución a la inversión de la instalación tipo de referencia entre el número de horas equivalentes de funcionamiento.

En concreto, puede observarse que, para porcentajes de reducción bajos (hasta un 26,4%), las instalaciones adjudicatarias, siempre a igualdad de porcentaje ofertado, corresponderían a la tecnología eólica, mientras que para porcentajes superiores a dicha cifra, las adjudicatarias serían solares fotovoltaicas. En cualquier escenario, ambas tecnologías saldrían adjudicadas frente a una oferta de las restantes tecnologías (distinta de eólica o fotovoltaica) que hubiera ofertado el mismo porcentaje de reducción. Adicionalmente, cabe destacar que el valor del descuento que hace cero el sobrecoste unitario es de 41,33% para la tecnología solar, 44,11% para la eólica y 75,48% para las demás<sup>20</sup>.



<sup>20</sup> Por otra parte, en el anexo a la propuesta de orden se aclara que «En ningún caso el valor de la Retribución a la inversión será negativo. Si de la anterior formulación se obtuviera un valor negativo se considerará que la Retribución a la inversión toma valor cero.»

No obstante se ha de señalar que lo anteriormente expuesto sería sólo cierto en el caso en que la caracterización de los proyectos que se presentasen respondieran a los valores que se consideran en las ITRs; al ser los valores reales propios de cada uno de los proyectos, los oferentes habrán de internalizar sus diferencias respecto a los estándares de la ITR.

#### **4.2 Sobre las horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual.**

Según lo previsto en el artículo 21 ('Correcciones de los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico de una instalación como consecuencia del número de horas equivalentes de funcionamiento de la misma') del RD 413/2014, si las horas equivalentes de funcionamiento real de una instalación no superan las horas equivalentes de funcionamiento mínimo, los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico se reducen de forma proporcional<sup>21</sup>.

Tanto en la Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre, que establece las instalaciones tipo definidas para la subasta de enero de 2016, como en las sucesivas disposiciones que han venido conformando el vigente conjunto de instalaciones tipo<sup>22</sup>, se han definido unas horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual claramente inferiores a las horas equivalentes de funcionamiento de referencia, utilizadas estas últimas como índice del grado de utilización más probable para estimar costes e ingresos futuros de las instalaciones.

Sin embargo, la propuesta de orden que se informa equipara, para cada instalación tipo de referencia, las horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual con las horas equivalentes de funcionamiento. Dicho de otro modo: para que una instalación perciba el 100% de la retribución a la inversión resultante de la subasta debe cumplir el número de horas equivalentes de funcionamiento; no las mínimas, sino las de referencia.

Aunque la MAIN no lo explicita, cabe suponer que la propuesta se aparta aquí de la normativa previa para no desvirtuar la comparación de ofertas en términos de sobrecoste por unidad de energía antes descrita. En efecto, de no coincidir (dentro de cada instalación tipo de referencia o tecnología) las horas mínimas con las de referencia, existiría un rango de funcionamiento dentro del cual resultaría indiferente para una instalación entregar un volumen de producción anual inferior al implícito en su oferta, lo que a su vez haría posible que una

---

<sup>21</sup> Asimismo, «en el caso de que el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación sea inferior al umbral de funcionamiento de la instalación tipo en dicho año, el titular de la instalación perderá el derecho al régimen retributivo específico en ese año»; ahora bien la propuesta de orden prevé un umbral de horas funcionamiento anual, 'Uf', igual a cero para todas las instalaciones de referencia.

<sup>22</sup> Órdenes IET/1045/2014, de 16 de junio; IET/1459/2014, de 1 de agosto; IET/1344/2015, de 2 de julio; IET/2735/2015, de 17 de diciembre, e IET/1209/2016, de 20 de julio.

oferta menos eficiente desde el punto de vista de los costes del sistema se posicionara por delante de otra más eficiente<sup>23</sup>.

Ahora bien, aunque el razonamiento anterior justifique que, de acuerdo con este diseño de subasta, horas mínimas y de referencia coincidan, cabe señalar que: i) dichas horas mínimas se han fijado en cifras elevadas, equiparables a las que se observan sólo en las mejores ubicaciones<sup>24</sup>, y ii) según los datos del parque de generación actual, hay una proporción mucho menor de instalaciones fotovoltaicas que de eólicas capaces de alcanzar las horas mínimas establecidas para sus respectivas ITR (sobre la tercera ITR no se ofrece una valoración porque no es posible identificarla con una tecnología concreta).

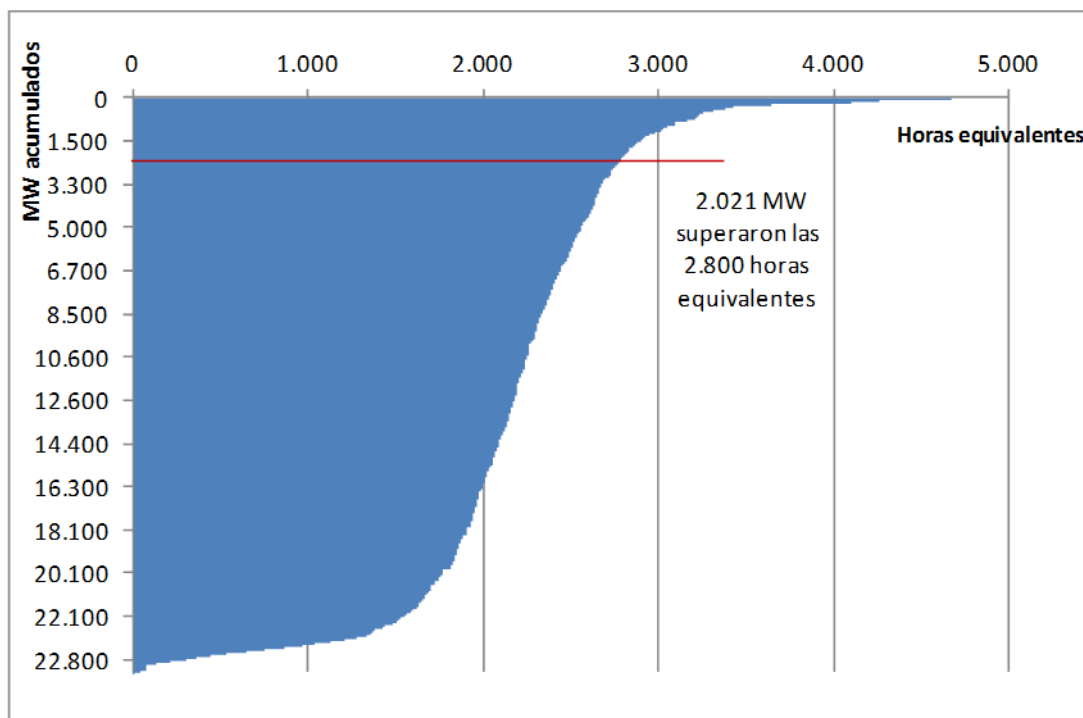
En efecto, analizando las horas equivalentes de funcionamiento para la tecnología eólica tomando un año con una eolicidad cercana a la media (por ejemplo 2014), se puede comprobar que el 8,9% de la potencia instalada en España (2.021 MW sobre un total próximo a 23 GW) superó las 2.800 horas consideradas en la propuesta de orden. Un análisis equivalente para la tecnología solar fotovoltaica, se obtiene que únicamente un 2,4% de la potencia instalada (113 MW de los 4.650 MW en funcionamiento) superaron las 2.367 horas de la propuesta (ver gráficos más adelante).

Como referencia, baste señalar que las citadas 2.367 horas equivalentes fueron las establecidas como referencia, con carácter de límite máximo a los efectos de la percepción de la entonces denominada prima equivalente, por el apartado 2 de la disposición adicional primera ('Limitación de las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas') del Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, para las instalaciones con seguimiento a 2 ejes (las que obtienen un mayor número de horas equivalentes, gracias a una doble rotación sincronizada de los paneles, una azimutal, de este a oeste, y otra en inclinación, siguiendo la elevación del sol sobre el horizonte) en la Zona geográfica V (la de mayor radiación solar en todo el territorio nacional, que comprende Canarias, Melilla y Ceuta y una parte del tercio sur peninsular que aproximadamente se corresponde con las provincias de Cáceres, Badajoz, parte de Ciudad Real, Huelva, Sevilla, Almería y parte de Albacete, Alicante y Murcia).

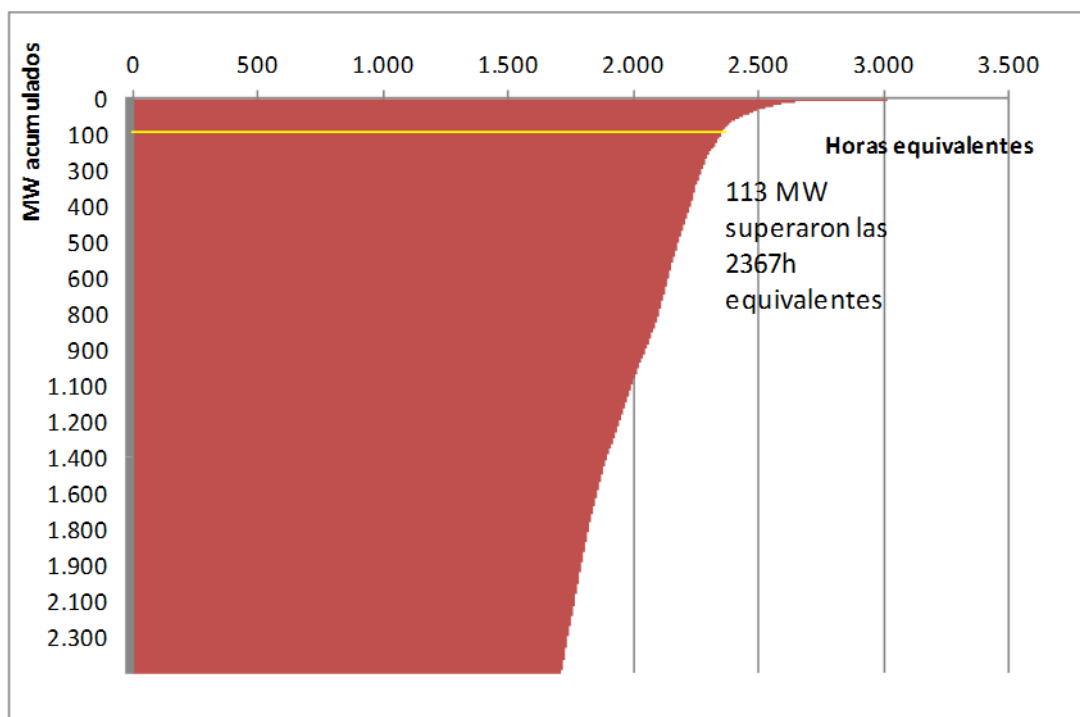
---

<sup>23</sup> Una forma gráfica de verlo sería imaginar que las rectas del diagrama anterior se amplían hasta adoptar la forma de bandas de anchura proporcional a la diferencia entre horas mínimas y de referencia, de suerte que el punto de intersección entre las rectas de eólica y fotovoltaica se transformaría en un paralelogramo; esto complicaría la determinación del resultado de la subasta, y dejaría para la subsiguiente propuesta de Resolución que contuviera las reglas de detalle de la subasta la definición de una metodología mediante la cual resolver los previsibles empates.

<sup>24</sup> De tal manera que los agentes que no tuvieran acceso a tales emplazamientos deberían ofertar mayores descuentos sobre el valor estándar de inversión inicial para ser competitivos.



*Instalaciones de tecnología eólica según horas equivalentes de funcionamiento (España, 2014).*



*Detalle de Instalaciones de tecnología eólica según horas equivalentes de funcionamiento (España, 2014).*

Es decir, asumiendo que el parque de generación actual eólico y fotovoltaico fuera representativo del estado del arte de una y otra tecnología, la exigencia impuesta a la fotovoltaica sería notablemente más onerosa, salvo que el efecto se corrija por ser el valor estándar de la inversión inicial el mismo (1,2 M€/MW). Obtener casi 2.400 horas equivalentes parece viable para las mejores instalaciones con seguimiento a 2 ejes; difícil para las de seguimiento a solo 1 eje (el azimutal; aquí la referencia del antedicho Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, era de 2.279 horas para la Zona V), y más difícil aún para las instalaciones fijas a gran escala (1.753 horas como referencia límite, siempre en la Zona V) que son las que por sus menores costes tanto de inversión como de mantenimiento, mejor parecerían compadecerse con el citado valor estándar de inversión y el sobrecoste unitario máximo de la instalación tipo de referencia (que se estima en solo unos 2 €/MWh más para la fotovoltaica con respecto a la eólica)<sup>25</sup>.

Por otro lado, cabe preguntarse a qué tecnología o tecnologías podría responder la parametrización dada para la denominada ITR-0105 (la correspondiente a aquellas instalaciones que no son ni eólicas ni fotovoltaicas). No se contempla retribución a la operación, luego eso excluiría a biomasas, biogases y biolíquidos (grupos b.6, b.7, b.8), cuyos costes de explotación aproximadamente duplican los precios medios anuales del mercado, estimados para el semiperiodo regulatorio 2017-2019<sup>26</sup>. El número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual es 5.000, lo cual parece inalcanzable para las mini-hidráulicas (grupos b.4 y b.5), sujetas en su mayoría a un marcado régimen estacional y caudales irregulares. La retribución a la inversión ronda los 150.000 €/MW, en torno a la tercera parte de la esperable en una solar termoeléctrica (subgrupo b.1.2). El único grupo restante de la categoría renovable, el b.3, aglutina tecnologías aún lejos de alcanzar la escala comercial<sup>27</sup>. La MAIN que acompaña la propuesta no da indicación alguna sobre la forma en que se ha llegado a construir la parametrización de la citada tercera ITR.

---

<sup>25</sup> No obstante, la valoración anterior debe ponderarse por los siguientes hechos: i) es comúnmente aceptado que la solar fotovoltaica ha seguido una curva de aprendizaje de mayor pendiente que la eólica en los últimos años, con un más acusado aumento de eficiencia (que se ha producido de forma simultánea a una muy significativa reducción de costes); ii) el parque eólico contiene instalaciones de un tamaño promedio mayor y es explotado, con carácter general, con criterios más profesionalizados que una parte considerable del parque solar fotovoltaico, atomizado y con menores economías de escala en promedio, y iii) una mayoría de los emplazamientos con mejor recurso eólico no sujetos a restricciones medioambientales fueron ocupados hace ya años, en tanto que restan aún dentro del territorio nacional considerables extensiones de terreno casi improductivo y de escaso valor medioambiental que reciben altos valores de radiación solar.

<sup>26</sup> Si bien es verdad que existe una muy amplia diversidad de tipologías de instalaciones (y por ende, de costes) encuadradas en estos grupos, parece hoy día prácticamente imposible que ninguna de ellas fuera económicamente viable sin retribución a la operación alguna.

<sup>27</sup> Engloba las instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la geotérmica, hidrotérmica, aerotérmica, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas.



Puesto que no parece existir ninguna tecnología que responda a la caracterización dada para la ITR-0105, se considera que la supresión de la misma no tendría impacto apreciable en el resultado de la subasta, máxime cuando, como se ha explicado anteriormente, para un mismo porcentaje de descuento, bien eólica, bien fotovoltaica saldrían siempre adjudicadas frente a una oferta igual de una tercera tecnología. De hecho, la presencia de esta última ITR parece únicamente instrumental.

De acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, esta Comisión ha analizado una propuesta alternativa, consistente en reducir las tres instalaciones tipo de referencia (ITR) propuestas a una sola. Para garantizar que los proyectos con menores costes unitarios son adjudicatarios, lo ideal sería establecer para dicha ITR única un elevado número de horas equivalentes de funcionamiento (no menos de 4.000, de orientarse la subasta a instalaciones eólicas y fotovoltaicas), de modo que en ningún caso las instalaciones con un recurso excepcional puedan verse penalizadas al atribuírseles unas horas inferiores a las que son capaces de dar. De adoptar esta alternativa, el valor estándar de la inversión inicial debería ser incrementado en aproximadamente la misma proporción, para mantener un ratio inversión vs horas análogo al de la propuesta.

#### **4.3 Sobre el mecanismo de subastas.**

El punto 2 del artículo 9 determina que el proceso de adjudicación se realizará mediante el método de subasta de sobre cerrado con sistema marginal. La equivalencia de ingresos es un concepto en la teoría de subastas que indica que dadas ciertas condiciones (por ejemplo, neutralidad al riesgo de los oferentes), si los pujadores tienen una valoración privada del bien a subastar, cualquier mecanismo de subasta se traduce en los mismos resultados, es decir, los oferentes que resultan adjudicatarios son los mismos y la retribución es independiente del mecanismo de subasta elegido. Si bien los resultados de la subasta son independientes del mecanismo de subasta elegido, los agentes modificarán su estrategia de puja en función del mismo<sup>28</sup>.

Se considera adecuado el método de subasta de sobre cerrado con sistema marginal, dado el grado madurez de las tecnologías que podrían resultar adjudicatarias en la subasta (los vendedores conocen el coste de ejecución de sus proyectos)<sup>29</sup>.

---

<sup>28</sup> Por ejemplo, bajo un esquema de subasta de precio uniforme, los postores en un mercado competitivo ofertarán aproximadamente su coste marginal de oportunidad en cada uno de los bloques ofrecidos mientras que bajo un esquema de subasta de precio discriminatorio sus ofertas serán al precio de equilibrio esperado. La razón primordial del argumento estriba en que en un esquema de subasta “*pay as bid*” los agentes no tienen incentivos a pujar por su coste marginal de oportunidad, dado que si resultan adjudicatarios únicamente obtienen su oferta.

<sup>29</sup> En el caso de tecnologías emergentes, los inversores necesitan estimar cómo evolucionarán en el tiempo los costes de producción y, por tanto, son importantes las expectativas con las que

#### 4.4 Sobre el número de convocatorias de subastas a realizar.

El punto 3 del artículo 10 de la propuesta de orden establece que se podrán convocar distintas subastas hasta alcanzar el límite máximo de potencia adjudicada establecido en el apartado tercero de la propuesta de real decreto, manteniéndose los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de referencia.

La literatura de subastas ha planteado la cuestión de si la adquisición realizada a través de una única subasta consigue precios inferiores o resultados más eficientes (los vendedores son aquellos que enfrentan los costes de oportunidad más bajos) a los de la adquisición realizada a través de varias subastas. La respuesta no ha sido concluyente<sup>30</sup>, pero de su análisis cabe deducir que la

---

acuden a pujar a la subasta. En este caso, se podría plantear que las subastas abiertas son una alternativa superior a las subastas de sobre cerrado en tanto en cuanto los vendedores reciben información sobre las expectativas de otras inversiones (información sobre la presión competitiva a diferentes precios), que puede ser de utilidad en la correcta estimación de costes. En el caso de tecnologías emergentes, los modelos que ayudan a modelizar las pujas con las que acuden a pujar los vendedores se conocen en la literatura de subastas como modelos de valoración común (“*common values*”). En estos modelos todos los vendedores valoran igual el bien subastado aunque esta valoración “*ex ante*” es desconocida. Los vendedores sólo conocen este valor cuando desarrollan los proyectos. Antes de presentar las pujas los vendedores reciben una “señal” que está correlacionada con el valor de la ejecución del proyecto. Esta señal-información es distinta para cada vendedor ya que cada uno tiene una información diferente (investigaciones propias, experiencias previas y/o expectativas de evolución del precio de la energía en el mercado). En este contexto de valoraciones comunes es cuando surge el conocido efecto de la “maldición del ganador”. Dada su señal-información, cada vendedor realiza una estimación del coste de ejecución del proyecto, en función de la cual calcula su puja óptima. Por tanto, su puja se basa en una valoración del verdadero valor de ejecución del proyecto. Si todos los vendedores son simétricos, el ganador será aquel que haya realizado la estimación más baja, lo cual podría constituir una mala noticia para él ya que implica que el resto de participantes en la subasta han estimado el valor de ejecución del proyecto en una cantidad mayor y esto podría conllevar a que el coste de ejecución del proyecto sea superior a lo que había estimado o incluso superior a la puja realizada.

<sup>30</sup> La intuición sugiere que realizar varias subastas secuenciales no debería afectar al precio y a la eficiencia. Si se realizan varias subastas, un agente que participa como vendedor resultará adjudicatario en las primeras subastas si está convencido que el precio será menor en las siguientes. Por el contrario, un agente que participa como vendedor resultará adjudicatario en las últimas subastas si está convencido que el precio será igual o mayor que en las primeras. La única manera en la que todos los vendedores puedan estar en lo cierto, en el sentido que ninguno lamenta sus decisiones *ex-post*, es que el precio sea el mismo entre subastas.

El artículo seminal de Weber [Weber, Robert J., 1981, *Multiple-Object Auctions, Discussion Paper #496*, Kellogg Graduate School of Management, Northwestern University] formaliza esta intuición. El resultado de su modelo implica que, aunque los precios puedan diferir entre subastas, los precios medios de las subastas que se realicen secuencialmente deberían converger al resultante de una única subasta. Por tanto, su modelo sugiere que es indiferente que se celebre una única subasta o varias para el resultado y la eficiencia.

El artículo de Ashenfelter [Ashenfelter, O. (1989). *How auctions work for wine and art. The Journal of Economic Perspectives*, 3(3), 23-36] aportó evidencia empírica que rebatía las conclusiones teóricas de Weber. En subastas secuenciales de bienes homogéneos, observó que

adquisición realizada a través de una única subasta puede conseguir precios inferiores o superiores y/o resultados eficientes o ineficientes a los de la adquisición realizada a través de varias subastas dependiendo del “mix de agentes participantes” en dichas subastas.

En cualquier caso, la realización de varias subastas incrementa la complejidad estratégica de las pujas de los agentes e incrementa la incertidumbre para los agentes que participan como vendedores. La señal de precio es menos predecible a partir de los fundamentales económicos del mercado y por tanto, es más difícil supervisar las subastas, así como mitigar comportamientos estratégicos a partir los mecanismos de control de las mismas.

No obstante, la realización de varias subastas de un mismo producto proporcionaría información al subastador sobre la presión competitiva. En este sentido, si la presión competitiva en la primera subasta fuera reducida se podría plantear que no se realizasen subastas adicionales. En este caso, el volumen a subastar sería endógeno al propio mecanismo.

---

los precios no eran los mismos entre subastas y que variaban significativamente. Además, dichos precios no convergían en media al precio de una subasta única.

Si se asume que los vendedores en las subastas renovables tienen capacidad de ejecución de proyectos limitada, las decisiones que adoptan cuando se enfrentan a varias subastas secuenciales son: en qué subasta vender y cuáles son sus precios de reserva, por debajo de los cuales no estarían dispuestos a vender. Por tanto, cada agente que participa como vendedor en estas subastas secuenciales debe considerar que:

- En las últimas subastas, otros vendedores habrán comprometido parte de su capacidad y por tanto, enfrentará menos competencia vía cantidades.
- En las últimas subastas se reducen las posibilidades de venta, ya que restan menos subastas por celebrarse y por tanto, enfrentará mayor competencia vía precios.

La decisión del agente que participa como vendedor de pujar en las primeras subastas o en las últimas que se realicen depende de cómo evalúe la fortaleza relativa de estos efectos. Estos efectos dependen para cada vendedor de varios factores:

- Si el agente que participa como vendedor es averso al riesgo preferirá vender en las primeras subastas, aun en detrimento de obtener precios inferiores, que enfrentar un futuro de precios inciertos.
- Si el agente que participa como vendedor considera que su información sobre el coste de oportunidad de proveer capacidad de producción renovable es mejor que la del resto de agentes, preferirá no revelar su información participando en las primeras subastas.
- Si el agente que participa como vendedor adquiere información en las primeras subastas útil para valorar el coste de oportunidad de los proyectos de capacidad que ofrece, pospondrá ofrecer dicha capacidad en las primeras subastas, consiguiendo información con su participación en dichas subastas, y preferirá resultar adjudicatario en las últimas.
- Si el agente que participa como vendedor necesita ofrecer un determinado volumen de capacidad renovable preferirá ir vendiendo en las primeras subastas, aun en detrimento de obtener precios inferiores, que no alcanzar su volumen objetivo de venta

El hecho de que los agentes tengan incertidumbre sobre el volumen máximo a subastar puede favorecer la competencia si los vendedores son aversos al riesgo, ya que preferirán vender en la primera subasta, aun en detrimento de obtener precios inferiores, que enfrentar un futuro de subastas y precios inciertos. Por el contrario, esta incertidumbre puede generar asimetrías de información entre los participantes y reducir su participación, reduciéndose la presión competitiva si este fuera el caso.

#### **4.5 Sobre la presión competitiva**

El artículo 3 de la propuesta de orden establece que se podrán celebrar distintas subastas hasta cubrir el límite máximo de 3.000 MW de potencia instalada establecido en el apartado tercero de la propuesta de real decreto.

Un elemento clave en el diseño de subastas es el de garantizar suficiente presión competitiva al objeto de evitar el poder de mercado. Por tanto, un aspecto crítico en el diseño de la subasta es establecer el volumen objeto de subasta y qué hacer cuando no existe suficiente presión competitiva. En este sentido, a la hora de definir criterios de “suficiente presión competitiva”, sería deseable que al menos ningún oferente fuera pivotal<sup>31</sup>.

En la primera subasta para la asignación del régimen retributivo específico, celebrada el 14 de enero de 2016, se subastaron 500 MW de potencia con derecho a la percepción del régimen retributivo específico para instalaciones de tecnología eólica y 200 MW de potencia para nuevas instalaciones de biomasa situadas en el sistema eléctrico peninsular. Los participantes en dicha subasta presentaron ofertas por un volumen [Inicio Confidencial] [Fin Confidencial] superior a los 500 MW de potencia con derecho a la percepción del régimen retributivo específico para instalaciones de tecnología eólica y por un volumen [Inicio Confidencial] [Fin Confidencial] superior a los 200 MW de potencia para nuevas instalaciones de biomasa situadas en el sistema eléctrico peninsular.

[Inicio Confidencial] [Fin Confidencial]

Por otro lado, los proyectos de grandes solares fotovoltaicas (de más de 100 MW cada una) remitidas para informe de la CNMC como parte de su procedimiento de autorización a lo largo de los últimos siete meses suman 1.100 MW. En una primera aproximación, bien podría considerarse que todos esos proyectos, más buena parte de los eólicos que el año pasado no fueron adjudicatarios [Inicio Confidencial] [Fin Confidencial], son firmes candidatos a pujar en esta subasta [Inicio Confidencial] [Fin Confidencial].

---

<sup>31</sup> Un oferente es pivotal si su oferta resulta imprescindible para la cobertura de la demanda, una vez descontada la oferta del resto de los agentes.

#### **4.6 Sobre la garantía económica**

Como en cualquier otra subasta, los oferentes deben presentar las garantías económicas necesarias que constituyan una penalización suficiente a la no ejecución del proyecto. Contrariamente, una penalización excesiva podría limitar la concurrencia a la subasta.

Esta subasta incrementa la cuantía de las garantías con respecto a la anterior subasta y contempla una devolución gradual de las garantías en función de las diferentes etapas de desarrollo de proyecto. Complementariamente se establece que la ejecución de las garantías aportadas sea función del incumplimiento de dichos hitos. Esta interacción debería permitir que las garantías que se ejecuten si se renuncia al desarrollo del proyecto sean independientes de las garantías previamente canceladas.

La propuesta de orden contempla, en el apartado 3 de su artículo 19, que si el plazo entre la comunicación de la renuncia de la ejecución de la potencia y la fecha de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación es:

- Menor de 6 meses, se ejecute el 50 por ciento de la garantía económica correspondiente a la potencia desistida, cancelándose el restante 50 por ciento. En este plazo, y asumiendo que no habría sido posible identificar la instalación según lo previsto en el artículo 16 y 19.2.a) de la propuesta de orden, aún no se habría devuelto garantía alguna, por lo que la garantía ejecutada ascendería a 30 €/kW.
- Entre 6 meses y 12 meses, se ejecute el 75 por ciento de la garantía económica correspondiente a la potencia desistida, cancelándose el restante 25 por ciento. En este plazo, de haberse producido la antedicha identificación, ya se habrían devuelto 12 €/kW de garantías, por lo que la garantía ejecutada ascendería a 36 €/kW.
- Mayor de 12 meses, se ejecute el 100 por ciento de la garantía económica correspondiente a la potencia desistida. En este plazo, y asumiendo que se hubiera acreditado la aprobación del proyecto de ejecución según lo previsto en el artículo 17 y 19.2.b) de la propuesta de orden, se habrían devuelto ya un total de 30 €/kW de garantías, por lo que la garantía ejecutada ascendería a 30 €/kW.

Por tanto, la garantía ejecutable asciende a 30 €/kW, excepto para el plazo en entre 6 y 12 meses que asciende a 36 €/kW. Se considera apropiado que la garantía ejecutada en caso de cancelación sea independiente del momento en que se desista del proyecto, al objeto de no incentivar comportamientos estratégicos (es decir, el cumplimiento de hitos para minorar las garantías canceladas en proyectos inviables).

Por tanto, se propone que si el tiempo entre la comunicación de la renuncia y la fecha de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de pre asignación se encuentra entre 6 y 12 meses se ejecute el 62,5 por ciento de la garantía y no el 75 por ciento, cancelándose así el 37,5 por ciento, al objeto de que la garantía ejecutada ascienda igualmente a 30 €/kW en este plazo y no a 36 €/kW.

De este modo, aunque la cuantía para participar en la subasta asciende a 60 €/kW, si se renuncia al desarrollo del proyecto la garantía ejecutada ascendería a 30 €/kW. El esquema planteado en la propuesta de Orden incentivaría a no posponer la comunicación de renuncia en caso de que fuera inviable la ejecución del proyecto.

#### **4.7 Sobre la inclusión de valores mínimos y máximos para el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial**

El apartado 1 del artículo 14 ('Desarrollo y resolución del procedimiento de subasta') de la propuesta de orden concluye con el siguiente párrafo: *«La resolución del Secretario de Estado de Energía en la que se establecerá el procedimiento y las reglas de la subasta podrá incluir valores mínimos y máximos para el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia.»*

En la resolución de 30 de noviembre de 2015 por la que establece el procedimiento y las reglas de la primera subasta de renovables<sup>32</sup> se determina que los porcentajes de reducción de cada tramo de oferta se establecen en porcentaje (%) con dos decimales, en un rango comprendido entre el 100% y 0%, ambos incluidos. Por tanto, los porcentajes de reducción en la anterior subasta estaban acotados.

Se considera que no se debería reducir, respecto al de la subasta anterior, el rango en el que porcentaje de reducción está comprendido, ya que disminuir el valor máximo podría reducir la presión competitiva vía precios, y aumentar el valor mínimo constituiría una salvaguarda adicional al resultado de la subasta, redundante con la cuantía del valor estándar de la inversión inicial.

---

<sup>32</sup> Resolución de 30 de noviembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se convoca la subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa situadas en el sistema eléctrico peninsular y a instalaciones de tecnología eólica, y se establecen el procedimiento y las reglas de la misma, al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, y en la Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre.

#### 4.8 Sobre la discrepancia en el cálculo de la retribución a la inversión, 'Rinv<sub>ITR\_j,a</sub>', de determinadas instalaciones tipo.

En el punto 1 del Anexo de la propuesta de orden figuran los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de referencia, incluido el denominado 'Rinv<sub>ITR\_j,a</sub>' (Retribución a la inversión 2017-2019 en €/MW).

Se ha procurado reproducir los cálculos empleados en la obtención de dicho parámetro para cada una de las instalaciones tipo de referencia (ver tabla mostrada a continuación), obteniéndose resultados aproximadamente coincidentes salvo en el caso de la tecnología solar fotovoltaica, cuyos parámetros se recomienda sean objeto de revisión:

Tecnologías	Año de autorización	Rinv <sub>ITR_j,a</sub> (Propuesta)	Rinv <sub>ITR_j,a</sub> (Calculada)	Diferencia
Eólica	2017	53.624	53.907	0,5%
	2018	52.462	52.633	0,3%
	2019	51.075	51.368	0,6%
Fotovoltaica	2017	50.507	43.424	<b>-16,3%</b>
	2018	49.296	41.985	<b>-17,4%</b>
	2019	47.854	40.579	<b>-17,9%</b>
Resto	2017	149.147	150.430	0,9%
	2018	147.628	147.454	-0,1%
	2019	145.656	147.062	1,0%

#### 4.9 Sobre la vida útil regulatoria.

Ni la propuesta de orden ni la MAIN que la acompaña justifican la utilización de una misma vida útil regulatoria (25 años) para todas las tecnologías. Más allá de que esta coincidencia evita una mayor complejidad en la comparación de ofertas<sup>33</sup>, la consideración de unas vidas útiles regulatorias distintas a las empleadas hasta la fecha para tecnologías análogas no es indiferente, en especial cuando su extensión pudiera ir más allá del límite de la vida útil técnica comúnmente aceptada.

En particular, en el caso de la tecnología eólica, la MAIN que acompañaba la propuesta luego publicada como Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, aclaraba con cierto detalle por qué se había mantenido la vida útil regulatoria de 20 años

---

<sup>33</sup> En efecto, de considerarse distintas vidas útiles regulatorias para distintas ITRs, para comparar las ofertas en términos de sobrecoste unitario de energía, además de tener en cuenta las horas anuales equivalentes de funcionamiento, habría que internalizar además en la comparación que unas instalaciones entregarían esas horas durante más años que otras.

ya contemplada en el modelo retributivo anterior<sup>34</sup>. Ahora no se proporciona una explicación similar para su extensión en 5 años, si bien se reconoce una pérdida de rendimiento del 0,50% anual a partir del vigésimo primer año.

#### **4.10 Sobre la expresa exclusión de una posible retribución a la operación.**

Anteriormente se ha citado la MAIN que acompaña a la propuesta de orden en relación a la no consideración de retribución a la operación en el ámbito de la subasta que regularían ambas propuestas. Este hecho podría ponerse de manifiesto de forma expresa en el redactado de la propuesta de orden en sí, de modo que en ningún caso un adjudicatario pudiera llegar a considerar solicitar tal concepto retributivo, aun cuando sus costes de explotación se situaran claramente por encima de los ingresos por venta de energía al mercado (todo ello sin perjuicio de los ajustes por desviaciones en el precio del mercado previstos en el artículo 22 del RD 413/2014)<sup>35</sup>.

---

<sup>34</sup> Se indicaba entonces que:

*«Para la determinación de la vida útil regulatoria, se ha considerado un valor de 20 años, valor representativo de la vida de diseño de los aerogeneradores como equipos principales y que representan la mayor partida de inversión, en coherencia con los sistemas de referencia utilizados hasta la fecha por instituciones nacionales e internacionales y las características de los equipos ofertadas por los fabricantes.*

*En la práctica, es previsible que algunas instalaciones eólicas pudieran mantener su operación más allá de la vida útil regulatoria considerada, dependiendo tanto del estado operativo de los equipamientos al final del periodo, con base en las actuaciones de mantenimiento realizadas, como de distintos factores coyunturales no tecnológicos. No obstante, no se considera que una extensión más allá de la vida de diseño de los aerogeneradores pueda utilizarse como criterio general.*

*En coherencia con lo anterior y al no presentar la tecnología eólica costes de explotación elevados dependientes del precio de algún combustible, no se extiende el régimen retributivo específico una vez finalizada la vida útil, percibiendo a partir de entonces únicamente el precio de venta de la energía en el mercado.»*

<sup>35</sup> Bastaría para ello modificar levemente la redacción del artículo 4 de la propuesta de orden:

*«Artículo 4. Parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia.*

*1. Los parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia de aplicación en la subasta serán los siguientes:*

*a) Vida útil regulatoria.*

*[...]*

*i) Retribución a la inversión de la instalación tipo de referencia.*

*j) Valor sobre el que girará la rentabilidad razonable.*

*Para una instalación tipo de referencia podrán distinguirse valores diferenciados de los parámetros retributivos en función del año de autorización de explotación definitiva. **En ningún caso se reconocerá una retribución a la operación de la instalación tipo de referencia a las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de esta orden.***  
*[...]*»



#### **4.11 Sobre la consideración del coeficiente de apuntamiento.**

El apartado 2.2 del anexo a la propuesta de orden especifica los coeficientes de apuntamiento tecnológico para obtener los precios de venta al mercado eléctrico aplicables a cada una de las tres instalaciones tipo de referencia. Merece la pena hacer una reflexión sobre hasta qué punto tiene sentido mantener la definición de dichos coeficientes cuando las normas sometidas a informe tratan del otorgamiento de un régimen retributivo específico a instalaciones nuevas mediante un proceso de concurrencia competitiva.

En efecto, de un lado, el impacto sobre el cálculo de la retribución a la inversión, 'Rinv', de dichos coeficientes de apuntamiento (a través de la estimación de la corriente de ingresos futuros por venta de energía en el mercado) es mucho menor que la aplicación de un porcentaje de reducción, por pequeño que este sea, sobre el valor estándar de la inversión inicial de cada ITR (no obstante, sí sería necesario tenerlos en cuenta para que la llamada «*expresión simplificada para el cálculo de la retribución a la inversión de las instalaciones tipo*» incluida en el apartado 3 del propio anexo arrojará valores exactos).

Por otro lado, la razón de ser de dichos coeficientes es tomar en consideración que la evolución en el tiempo de la producción de determinadas tecnologías se corresponde mejor que la de otras con las variaciones de la demanda, luego captan precios en promedio más elevados. En una norma como la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, referida a la parametrización de instalaciones existentes, esto tiene su justificación, para no distorsionar la consecución de la denominada 'rentabilidad razonable'. Ahora bien, en una norma como la ahora informada, que busca identificar las instalaciones más eficientes de entre las posibles instalaciones futuras, por qué habría de retribuirse más a aquellas tecnologías que producen en momentos de más baja demanda y, por lo tanto, con menores precios.

Siendo las demás cosas iguales, al sistema no le conviene incentivar aquellas tecnologías cuya producción peor se ajusta a la demanda; la retribución regulada no debería compensar los menores ingresos por mercado que a tales tecnologías corresponderían, pues se estaría neutralizando una señal de precio. Por lo tanto, se recomienda no tener en cuenta coeficiente de apuntamiento alguno y adaptar los parámetros retributivos relacionados en consecuencia.

Por todo cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

### **ACUERDA**

Emitir informe a la propuesta de Real Decreto por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas

instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, y la propuesta de Orden por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en dicha convocatoria a tales instalaciones y se aprueban sus parámetros retributivos, de acuerdo con las consideraciones realizadas con anterioridad.

## **ANEXO: SÍNTESIS DE LAS ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD**

Se han recibido alegaciones de:

### *Administraciones:*

- Generalitat de Catalunya
- Gobierno de Asturias
- Gobierno de Navarra
- Junta de Andalucía
- Junta de Castilla y León
- Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha
- Junta de Extremadura
- Xunta de Galicia
- Consejo de Consumidores y Usuarios.

### *Asociaciones:*

- AEE (Asoc. Empresarial Eólica)
- ANPIER (Asoc. nacional de productores de energía fotovoltaica)
- APPA (Asoc. de empresas de energías renovables)
- ASPAPEL (Asoc. de fabricantes de Pasta de Papel)
- EGA (Asoc. Eólica de Galicia)
- PROTERMOSOLAR (Asoc. española de la industria solar Termoeléctrica)
- UNEF (Asoc. Unión Española Fotovoltaica)

### *Otras alegaciones:*

- ACCIONA ENERGÍA
- CENPAR
- ENCE ENERGÍA Y CELULOSA
- ENDESA
- GAMESA ENERGÍA
- GAS NATURAL FENOSA
- Greenpeace
- IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Asimismo, Red Eléctrica de España, en su calidad de transportista único, ha remitido informe de 'no alegaciones'.

En anexo se incluyen los comentarios recibidos del Consejo Consultivo de Electricidad. Se recoge a continuación una síntesis de los aspectos considerados más relevantes de estos comentarios:

### ***Consistencia con la planificación y con el contexto de la actividad de generación***

Una empresa considera que la entrada de nueva potencia de generación debería ser planteada en el contexto de una planificación energética a largo plazo que tenga en consideración la actual situación de sobrecapacidad (así como la potencia disponible vía interrumpibilidad o interconexiones internacionales); opina que debería retirarse generación convencional sobrante u obsoleta antes de dar entrada a nueva potencia renovable. Un organismo público mira más allá, al objetivo del 57% para 2030, y echa en falta asimismo la concreción de un escenario a muy largo plazo para el paulatino abandono de la energía fósil y nuclear.

Dos asociaciones, una comunidad autónoma y una destacan que la cantidad subastada (3.000 MW) queda lejos de los en torno a 8.500 MW de potencia renovable considerados en la Planificación Energética de los sectores de gas y electricidad 2015-2020, aprobada hace poco más de un año. Más allá del estricto cumplimiento de los objetivos europeos, reclaman un planeamiento óptimo para reducir los costes del sistema mediante el aprovechamiento equilibrado de todos los recursos renovables disponibles.

Una ONG echa en falta que en el impacto económico analizado en las memorias únicamente se estimen sobrecostes para el sistema eléctrico por la posible retribución específica otorgada, y no los beneficios que tanto para dicho sistema como para la economía en su conjunto comporta el desarrollo de las energías renovables.

Una empresa propone establecer en la propuesta de orden un procedimiento para que, en caso de renuncia por parte de los promotores adjudicatarios de un determinado volumen mínimo de potencia (por ejemplo, a partir de 500 MW de potencia vacante), automáticamente se convoque mediante resolución de la Secretaría de Estado de Energía una nueva subasta.

### ***Revisión de la rentabilidad razonable***

Numerosas alegaciones consideran prácticamente imposible establecer previsiones a largo plazo sobre la rentabilidad de proyectos con una vida útil regulatoria de 25 años (previsiones necesarias para construir una oferta bien fundada en un procedimiento concurrencial), cuando aspectos esenciales del modelo retributivo como la llamada “rentabilidad razonable” quedan sometidos a revisión al concluir cada periodo regulatorio de solo seis años.

Esto dificultaría además la financiación de las instalaciones, y es particularmente relevante para los proyectos que acudan a esta subasta que, cabe suponer, en su mayoría se pondrán en servicio precisamente en 2019, cuando concluye el actual período regulatorio, y no sabrán por lo tanto cuál va a ser su retribución apenas transcurridos pocos meses de su puesta en marcha.

En particular, algunas de estas alegaciones solicitan la modificación del RD 413/2014, de modo que la parametrización de las instalaciones tipo no sea modificable, salvo por lo que atañe a la evolución anual de los precios del mercado, durante toda su vida útil regulatoria. Otro de los comentarios propone que los adjudicatarios en la subasta estén exentos de la revisión de su rentabilidad razonable durante tres periodos regulatorios (es decir, 18 años), lo cual permitiría amortizar la deuda asociada al proyecto.

### ***No inclusión de proyectos de repotenciación ni de residuos***

Numerosas alegaciones solicitan que se permita participar en la subasta a proyectos de repotenciación de instalaciones existentes, especialmente teniendo en cuenta la urgencia expuesta en la propuesta para alcanzar los objetivos comprometidos por España para el año 2020, que lo son en términos de energía, no de potencia instalada. Según ellos, esta exclusión no se ha justificado, es contraria al enfoque adoptado (con respecto a la tecnología eólica) en la subasta del año pasado, iría en contra de lo expresamente propuesto en el artículo 16.5 de la futura Directiva de fomento de energías renovables y podría considerarse además una discriminación contraria a la libre competencia y a la mejora en la eficiencia técnica y económica del actual parque de generación.

Varios de estos comentarios destacan que los parques eólicos de 15 años o más no perciben ya retribución regulada alguna, y por lo general ocupan emplazamientos con un elevado recurso (de entre los primeros en ser explotados) que ahora se encuentra en parte desaprovechado por la obsolescencia y el reducido tamaño de los aerogeneradores en ellos instalados, cuya sustitución permitiría incrementar la producción en no menos del 30%.

Un organismo público no entra a cuestionar esta exclusión, pero echa en falta que se especifique detalladamente la normativa, administración competente y régimen sancionador aplicable en caso de infracción (es decir, en caso de que una instalación no incluida en el ámbito de aplicación de las propuestas llegara a ser adjudicataria).

Una asociación y una empresa denuncian la discriminación que a su juicio supone que esta convocatoria esté vetada a las instalaciones de la categoría c), que comprende la valorización energética de residuos, cuando dentro de ella se incluyen por ejemplo los residuos sólidos urbanos, siendo así que se viene reconociendo el 50% de la generación procedente de los mismos como renovable, o los licores negros, que por tratarse de residuos celulósicos son considerados biomasa en otras jurisdicciones. Propone por lo tanto que se incluya en la propuesta de orden una instalación tipo de referencia que se corresponda con la valorización energética de residuos renovables.

### ***Subastar energía o potencia***

Varios comentarios plantean que, con independencia de cuál sea el modelo retributivo seguido, dado que los objetivos perseguidos se cifran en términos de porcentaje de energías renovables sobre energía final y las ofertas se compararían en términos de sobre coste por unidad de energía, el producto a subastar debería también ser energía generada, y no potencia instalada; de esta manera, cada ofertante pujaría por el mejor precio del MWh que es capaz de ofrecer, precio que internalizaría tanto sus costes de inversión y explotación como su expectativa de horas de funcionamiento reales. Una empresa formula esta idea planteando que el criterio de presentación de ofertas sea el mismo que de selección o comparación de las mismas.

Se evitaría además de este modo la distorsión que para la comparación de las ofertas en términos de porcentaje de descuento sobre el valor de inversión supone la asunción de unos números de horas equivalentes de funcionamiento, más o menos alejados del diseño de cada instalación concreta, y que son además distintos por tecnología.

### **Neutralidad tecnológica o sistema de cupos**

Muchos de los comentarios recibidos señalan que, si bien la propuesta argumenta el carácter tecnológicamente neutro en las líneas propuestas por la Comisión Europea en su recientemente publicado “paquete de invierno”, el marco regulatorio comunitario permite llevar a cabo subastas tecnológicamente específicas, según confirma una decisión de la DG Competencia más reciente aún sobre las subastas celebradas en Alemania<sup>36</sup>. Aducen además que esto permitiría introducir otros criterios, como la generación de empleo de calidad en España y el fomento de su tejido industrial.

Una asociación rechaza la alusión al paquete legislativo europeo como un simple pretexto, habida cuenta que el artículo 14.7 de la Ley del Sector establece que la concesión del régimen retributivo específico obedecerá a la necesidad de cumplir con los compromisos medioambientales adquiridos, o bien suponga la reducción del coste o la dependencia energética.

Una asociación, una empresa y una consideran además que la citada neutralidad tecnológica constituye una renuncia del Estado a emplear uno de los

---

<sup>36</sup> En un [comunicado de prensa](#) publicado el pasado 20 de diciembre en relación con el caso número SA.45461, la DGCOMP comunicó que: «*Germany has demonstrated that specific auctions for each technology would ensure a more cost-efficient result than a bidding process in which all or several technologies compete, in view of the specific conditions present in the German electricity market. In particular, Germany has shown that there are grid instability and integration issues present within the German electricity market. These result from the rapid deployment of renewable energies combined with the closure of nuclear plants and delays in grid deployment. It therefore plans to take targeted actions to address these issues. Such actions could only be implemented effectively, if auctions for offshore wind, onshore wind and solar energy are kept separate. In line with the Guidelines, Germany is therefore entitled to organise specific auctions for each technology.*»

pocos elementos que podría permitirle influir en la configuración del *mix* de generación<sup>37</sup>. Por otro lado, coincide con otras asociaciones en que desde el momento en que se hace necesario definir estándares retributivos por tecnologías, dicha neutralidad queda en entredicho. Proponen por lo tanto que se celebre una subasta con un cupo específico de potencia para cada tecnología (o bien una subasta independiente para cada tecnología), de modo que puedan competir instalaciones caracterizadas por los mismos parámetros, en respeto del principio de igualdad; dichos cupos podrían tomar como referencia el escenario planteado en la Planificación 2015-2020.

Varias comunidades y una ONG abogan asimismo por unos cupos por tecnologías que permitan considerar otros criterios como la generación de empleo, la cohesión territorial o el desarrollo equilibrado y sostenible, y critican, junto con dos asociaciones y que no se contemple en la propuesta de orden el reconocimiento de costes de combustible, lo cual excluiría *de facto* a las instalaciones de biomasa de su ámbito de aplicación; una de estas asociaciones solicita asimismo la inclusión de una instalación tipo de referencia específica para la biomasa, con al menos tantas instalaciones tipo como años de puesta en marcha. Una de las comunidades considera que en el reparto de cupos por tecnologías debería tenerse en cuenta además el carácter gestionable o no de cada una.

Otra asociación y dos comunidades autónomas defienden el establecimiento de un cupo (que unos comentarios cuantifican en 500 MW, otros en al menos un 20% de la potencia instalada) no por tecnología, sino por tamaño, de manera que puedan acceder a la subasta pequeñas instalaciones (que algunos de estos comentarios identifican con instalaciones de hasta 10 MW para la eólica, ya hasta 3 MW para el resto de tecnologías, fotovoltaica incluida) que de otro modo no podrían competir con las que se benefician de mayores economías de escala. En particular, la asociación considera que esto podría ofrecer una salida a un número significativo de pequeñas instalaciones fotovoltaicas que no perciben retribución específica alguna por la aplicación de normas tales como el Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto<sup>38</sup>, o el Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero<sup>39</sup>. Otro organismo público no alude expresamente a los cupos, pero solicita la potenciación de la energía solar y que se favorezca el acceso de instalaciones de generación en autoconsumo a partir de energías renovables.

---

<sup>37</sup> Se cita al respecto el artículo 194.2 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea.

<sup>38</sup> Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial.

<sup>39</sup> Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

Una asociación y una ONG solicitan que se reconozca mediante el establecimiento de un cupo específico el valor diferencial de las tecnologías con almacenamiento y un mayor grado de gestionabilidad, pues facilitan y ahorran costes en la operación segura del sistema, y favorecen además la integración de las renovables no gestionables.

Una empresa propone que se reserve un cupo de menos de 40 MW para la tecnología hidroeléctrica de potencia inferior a 10 MW.

Una comunidad autónoma propone aún otro tipo de cupo, que reservaría una parte de la potencia a subastar para aquellas zonas ricas en recurso renovable, pero con mayores dificultades orográficas.

Por otro lado, uno de los argumentos recurrentemente empleados a favor del establecimiento de cupos por tecnología por las alegaciones con interés en la promoción de la energía eólica es que la parametrización propuesta es tal que, en un escenario previsible de descuentos superiores al 26%, la eólica nunca llegaría a resultar adjudicataria, de presentar idénticos descuentos respecto a su correspondiente valor estándar de inversión a los ofertados por la fotovoltaica.

Por otro lado, otra asociación señala que, a iguales descuentos, las instalaciones clasificadas como 'resto de tecnologías' (no eólica ni fotovoltaica), nunca resultarían adjudicatarias.

Una asociación y una comunidad autónoma solicitan que, más allá del establecimiento de valores mínimos y máximos para el porcentaje de descuento ofertado, se garantice que en todo caso se mantenga un régimen retributivo específico superior a 0. En cambio, una empresa propone que, al menos a los efectos de dilucidar posibles empates, se contemplen valores negativos de retribución a la inversión.

Una empresa y una comunidad autónoma solicitan que se establezca un valor mínimo para el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia tal que se iguale el sobre coste máximo unitario para todas las tecnologías.

### ***Subasta marginal o 'pay-as-bid'***

Varias de las alegaciones recibidas consideran que, en lugar de mediante un sistema marginal, debería adjudicarse la potencia por el procedimiento 'pay-as-bid', según el cual los adjudicatarios recibirían retribuciones diferentes en función de las ofertas que hayan presentado.

Se argumenta, siempre según estos comentarios, que este es el método más comúnmente empleado internacionalmente y el favorecido por las conclusiones



preliminares del Proyecto AURES<sup>40</sup> financiado por la Unión Europea, por ser considerado económicamente más eficiente que el marginalista, al otorgarse a cada proyecto el incentivo que considera necesario para su ejecución y prevenirse la potencial presentación de ofertas irracionalmente bajas.

### ***‘Asimetría’ en horas equivalentes de eólica y fotovoltaica***

Varias alegaciones destacan que las 2.800 horas de funcionamiento equivalente propuestas para la instalación tipo de referencia eólica corresponderían a un parque de características dentro de la media (tecnología estándar, recurso medio), en contraste con las 2.367 horas de la fotovoltaica, que corresponderían a una instalación con seguimiento a doble eje en la zona de más alta irradiación solar en territorio nacional.

Estas alegaciones consideran que esta inadecuada parametrización puede sesgar los resultados de la subasta y producir un tratamiento desigual por tecnologías, conculcándose los principios de concurrencia, igualdad y no discriminación consagrados en la Ley del Sector.

De acuerdo con lo anterior, de no aceptarse la propuesta de convocar subastas separadas por tecnologías, estas alegaciones recomiendan que al menos se modifique la parametrización de la instalación tipo de referencia eólica, elevando sus horas equivalentes hasta al menos 3.500 (algunas alegaciones proponen 3.800 ó 4.000 horas) y el valor estándar de la inversión inicial a 1,4 M€/MW (en torno a 1,6 M€/MW, para el rango más alto de horas equivalentes), en línea con el estado del arte actual de la tecnología en los emplazamientos con mejor recurso disponible. De lo contrario, consideran que se estaría penalizando a los proyectos eólicos más eficientes.

Una comunidad autónoma coincide en apreciar el distinto tratamiento dado en este sentido por tecnologías y, asumiendo que la biomasa podría ser representativa de la instalación tipo de referencia reservada para el ‘resto de tecnologías’, considera que el número de horas equivalentes para eólica y biomasa que se corresponderían con las 2.367 horas propuestas para la solar fotovoltaica sería de 3.200 y 6.500, respectivamente.

### ***Igualdad entre las horas equivalentes mínimas y las de referencia***

Una comunidad autónoma considera discriminatorio que, a diferencia de lo considerado para las instalaciones ya en servicio o incluso para las adjudicatarias de la subasta del año pasado, se establezca ahora que toda desviación a la baja, por pequeña que sea, respecto a las horas tomadas como referencia para el estándar, represente una penalización económica.

---

<sup>40</sup> El Proyecto AURES (*Auctions for Renewable Energy Support*) investiga el diseño y funcionamiento de subastas para renovables para promover un uso eficaz y eficiente de esta herramienta regulatoria; más información en <http://auresproject.eu/>

Una empresa propone que se definan varias instalaciones tipo de referencia por cada tecnología, en función de determinados rangos de horas equivalentes de funcionamiento, pues de lo contrario determinadas instalaciones podrían tener un incentivo a producir incluso en situaciones de precio de mercado inferior al coste variable de producción, con tal de no perder la retribución por potencia, definida para unas horas mínimas que coinciden con las de referencia.

### ***Garantías e hitos para su cancelación***

Varias alegaciones proponen, dado lo ajustado de los plazos, reducir el importe de los avales establecidos; una empresa recomienda además establecer hitos definidos como plazos a descontar desde la fecha límite de 31 de diciembre de 2019 (en lugar de a partir de la fecha de inscripción en el registro de preasignación).

Esta empresa plantea asimismo impedir el intercambio entre distintos proyectos de un mismo adjudicatario para prevenir posibles comportamientos especulativos. En sentido contrario, una y una empresa solicitan permitir la identificación de un volumen de potencia ‘de reserva’ superior hasta en un 30% al adjudicado a cada ganador, en el bien entendido de que sólo se ejecutarán las instalaciones por la potencia adjudicada, para poder disponer así de una más amplia cartera de proyectos entre los que escoger. Como alternativa a la propuesta anterior, una comunidad autónoma plantea que se permita la cancelación parcial de avales en caso de que se produzcan reducciones en la potencia del proyecto identificado por aspectos tales como el informe ambiental, urbanístico, o cultural negativo de parte de la instalación, en el caso de que no exista posibilidad física para su reubicación.

Una asociación opina que el término ‘acreditación’ empleado en el artículo 17.2 de la propuesta de orden (en relación con la acreditación de la aprobación del proyecto de ejecución) debería ser definido con mayor precisión.

Otra asociación solicita que se explicita la posibilidad de utilizar seguros de caución como garantía, según lo previsto en el artículo 3.1.d) del Real Decreto 161/1997, de 7 de febrero<sup>41</sup>, y el artículo 96.1.c) del Real Decreto Legislativo 3/2001, de 14 de noviembre<sup>42</sup>.

Una comunidad autónoma una asociación y una empresa consideran que el hito cuya consecución la propuesta identifica con la aprobación del proyecto de ejecución debería asimilarse a la autorización administrativa de construcción, junto con la disponibilidad del punto de conexión, y que el plazo concedido

---

<sup>41</sup> Real Decreto 161/1997, de 7 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento de la Caja General de Depósitos.

<sup>42</sup> Real Decreto Legislativo 3/2011, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Contratos del Sector Público.

debiera ser de 15 meses, en lugar de 12. Esto se corresponde mejor con el procedimiento de tramitación seguido en una mayoría de comunidades autónomas. Alternativamente, la empresa anterior propone que se incluya y, en lo posible, homologuen todas las distintas figuras contempladas por las distintas comunidades autónomas para la autorización de los proyectos y que se aclare expresamente si bastaría aportar las de la instalación de generación o también serían necesarias las de la línea de evacuación y, en su caso, subestación o posición de subestación.

Otra comunidad autónoma considera igualmente que este plazo es poco realista por demasiado breve (pues entiende que dicha identificación requeriría de la autorización administrativa previa, la evaluación ambiental y la cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión), y que debería extenderse o al menos contemplarse expresamente la posibilidad de solicitar una prórroga. Varias empresas coinciden en que deben ampliarse los plazos intermedios (los previos a la fecha límite de puesta en marcha), pues cabe prever una acumulación de tramitaciones ante las administraciones competentes en los meses que sigan a la subasta.

Una asociación propone que los primeros 18 meses se repartan de otra forma, concediendo solo 3 meses tanto para la identificación del proyecto como para acreditar la disponibilidad del punto de conexión (de modo que sólo proyectos ya maduros puedan superar este hito) y dejando en cambio luego 15 meses para el gran número de trámites administrativos que viene después (es decir, serían 3 + 15 meses, en lugar de 6 + 12).

Una comunidad autónoma recomienda que se indique expresamente en la propuesta de orden que la ejecución parcial de la garantía por incumplimiento de un hito no necesariamente conllevará la de los hitos subsiguientes, y que se debería reproducir parte de la redacción del artículo 44.5 del RD 413/2014, en lo que atañe a la posibilidad de exceptuar la ejecución de la garantía en caso de concurrir circunstancias impositivas no imputables al interesado (en esto último coincide con lo solicitado por una empresa van más allá y pide que, aun de ejecutarse la primera mitad del aval, se contemple su devolución, más adelante, si finalmente el proyecto lograra cumplir el plazo último de 31 de diciembre de 2019).

Una ONG y una empresa echan en falta que no se contemple penalización alguna para los gestores de redes de transporte o distribución, en el caso de que el retraso en la consecución de alguno de los sucesivos hitos pudiera ser imputable a los mismos.

Precisamente un gestor de red pone de manifiesto que, en su experiencia, en numerosas ocasiones el acceso y conexión de las instalaciones de generación está condicionado a la ejecución de refuerzos en las redes de transporte o distribución, refuerzos que podrían no estar en servicio antes del fin de 2019 por

motivos ajenos al propio gestor (retrasos en la consecución de permisos, autorizaciones) y aun cuando el productor tuviera concluida su instalación. Este agente propone que se amplíe la redacción del artículo 18 de la propuesta de orden, de modo que esta casuística sea expresamente contemplada como causa justificada para evitar la ejecución de las garantías económicas y prevenir una posible judicialización de los procesos.

Una asociación solicita que se permita la posibilidad de transformar la garantía de participación en la subasta en garantía de ejecución del proyecto en caso de adjudicación, de manera que no se produzca un solapamiento de las mismas y las adjudicatarias deban negociar la prestación de ambas con las entidades financieras de forma simultánea durante el plazo que media entre la presentación de la solicitud de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación y la devolución de la garantía de participación en la subasta.

Una empresa añade que los plazos contemplados son de imposible cumplimiento para las instalaciones mini-hidráulicas, que debieran gestionar además la concesión de la explotación del recurso con el correspondiente organismo de cuenca.

### ***Parametrización de la fotovoltaica***

Varias alegaciones coinciden en que no han logrado reproducir el cálculo de la retribución a la inversión,  $R_{inv}$ , para las instalaciones tipo de referencia de tecnología solar fotovoltaica, por lo que solicitan la revisión de los parámetros propuestos.

### ***Aspectos clave quedan para la Resolución – ‘Desempates’***

Varias alegaciones señalan que asuntos decisivos para el desarrollo de la subasta, tales como el tratamiento de descuentos máximos (por ejemplo con la posibilidad de presentar ofertas más allá de las que dan como resultado una retribución a la inversión,  $R_{inv}$ , igual a 0), la precisión del volumen subastado, los plazos estipulados o la metodología detallada de casación de ofertas no constan en las propuestas sometidas ahora a trámite de audiencia, con lo que la valoración que puede hacerse de las mismas es necesariamente incompleta: las tres normas (decreto, orden y resolución) deberían tramitarse y someterse a consulta pública de forma simultánea. Uno de los comentarios critica en particular la indefinición que a su juicio introduciría la cláusula confidencial.

En particular, algunas alegaciones inciden en la importancia de conocer cuál será el criterio para ordenar las ofertas cuya consideración ofrezca un mismo resultado, así como las alternativas para la recuperación de las garantías, de ser adjudicado un volumen de potencia inferior al considerado económicamente viable por el adjudicatario. Dos de ellas opinan que debería priorizarse aquella que proporcione mayor producción de energía por unidad de potencia instalada,

pues se contribuye así en mayor medida a la consecución de los objetivos de 2020 con un menor impacto económico para el consumidor final, en lugar de aplicar otros criterios que considera espurios, como la rapidez en la presentación de la oferta o el tamaño de la instalación. Considera este último criterio particularmente injusto porque los proyectos que arrancaron antes de la entrada en vigor de la actual Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, estaban normativamente limitados a una potencia máxima de 50 MW, para poder ser considerados dentro del ámbito de aplicación del antes denominado 'régimen especial'. Una comunidad autónoma propone que se incluya como criterio de reparto el establecimiento de unos cupos territoriales.

Un organismo público propone que la propuesta de orden establezca un plazo mínimo y suficiente que medie entre la publicación de la resolución que establezca las reglas de la subasta y la celebración de la misma.

### ***Supresión de las horas equivalentes máximas de biomasa y biogás***

Dos asociaciones, una empresa y una comunidad autónoma solicitan que se aproveche la aprobación de esta normativa para eliminar las horas equivalentes de funcionamiento máximas aplicables a las instalaciones de biomasa y biogás (a partir de las cuales no perciben ya retribución a la operación); ya que a su entender las propuestas ahora informadas no permitirían desarrollar nueva potencia de estas tecnologías, cabría así incrementar al menos la energía generada a partir de las instalaciones ya existentes.

### ***Estimaciones de precios de mercado a partir de 2020 – Límites de precios***

Varias alegaciones rechazan el mantenimiento de la estimación de precio de 52 €/MWh para los ejercicios de 2020 en adelante, por considerarla injustificada y muy alejada de los valores de los futuros para el período 2017-2019.

Una asociación solicita que se supriman los límites inferiores y superiores contemplados para aplicar el ajuste por desviaciones en el precio del mercado establecido en el artículo 22 del RD 413/2014, reproducidos en el punto 2.1 del anexo a la propuesta de orden, de modo que la totalidad de la diferencia, positiva o negativa, respecto a los ingresos estimados por venta de energía al precio de mercado, se liquiden al cabo de cada año. De forma supletoria, proponen junto con otra empresa que se definan límites distintos por tecnologías, teniendo en cuenta la distinta proporción que para unas y otras tecnologías representan las ventas de energía a mercado sobre el total de ingresos percibidos (subraya que la redacción del citado artículo 22 contempla la definición de límites por instalaciones tipo). Consideran además que al realizar el cálculo del ajuste, en lugar de solo comparar precios de mercado reales y previstos, deberían asimismo incorporarse los coeficientes de apuntamiento reales y previstos.

### ***Extensión del plazo contemplado en la DT 8ª de la LSE hasta 31/12/2019***

Dos empresas hacen ver que puede ser relevante para el efectivo desarrollo de los proyectos susceptibles de participar subasta la disposición transitoria octava ('Caducidades de los derechos de acceso y conexión concedidos') de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, según la cual los derechos concedidos con anterioridad a la entrada en vigor de dicha ley caducarán de no haberse obtenido la autorización de explotación de la instalación de generación asociada antes de transcurridos cinco años, bien desde su obtención, bien desde la entrada en vigor de la ley, el 29 de diciembre de 2013 (se tomará en cuenta el mayor de los dos plazos).

Consideran que dado lo ajustado de los plazos requeridos, una parte de los proyectos que podrían contribuir activamente a la presión competitiva de la misma podrían encontrarse en la situación de que llegarían, no sin dificultad, a la fecha límite de 31 de diciembre de 2019, pero muy difícilmente a la de 29 de diciembre de 2018, que condiciona la validez de sus permisos de acceso y conexión, y solicitan por lo tanto que se valore (mediante su introducción en una norma con rango suficiente) la conveniencia de extender en un año el plazo previsto en dicha disposición, de modo que, de forma excepcional, se haga coincidir con la fecha límite para la inscripción en el registro de régimen retributivo en estado de explotación para aquellas instalaciones que resulten adjudicatarias en la subasta.

**ANEXO: COMENTARIOS RECIBIDOS DEL  
CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD  
(CONFIDENCIAL)**