



**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.**

**18 de junio de 2015**

**IPN/DE/007/15  
IPN/DE/008/15**

**Índice**

<b>1. Objeto y Antecedentes.</b>	<b>5</b>
<b>2. Contenido de las Propuestas de RD y de Orden.</b>	<b>7</b>
2.1 Contenido de la Propuesta de RD.	7
2.2 Contenido de la Propuesta de Orden.	8
<b>3. Valoración general de las Propuestas.</b>	<b>10</b>
<b>4. Consideraciones generales.</b>	<b>13</b>
4.1 Sobre las instalaciones de tecnología eólica.	13
.	13
4.1.1 Análisis del valor estándar de inversión de las nuevas ITR de tecnología eólica terrestre considerado para el cálculo de la nueva retribución.	13
4.1.2 Análisis del número de horas equivalentes de funcionamiento considerado para caracterizar las instalaciones tipo de tecnología eólica.	15
<b>4.2 Sobre las instalaciones de biomasa</b>	<b>20</b>
4.2.1 Análisis de los parámetros retributivos de las nuevas ITR aplicables a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa.	20
4.2.2 Análisis del número de horas equivalentes de funcionamiento considerado para caracterizar las instalaciones tipo de biomasa.	21
<b>5. Consideraciones sobre el articulado.</b>	<b>23</b>
<b>5.1 Propuesta de RD.</b>	<b>23</b>
5.1.1 Sobre el apartado Segundo. Ámbito de aplicación.	23
<b>5.2 Propuesta de Orden.</b>	<b>24</b>
5.2.1 Sobre el artículo 3. Régimen retributivo específico.	24
5.2.2 Sobre el artículo 4. Parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia.	25
5.2.3 Sobre el artículo 6. Cálculo de horas mínimas y umbrales de funcionamiento.	26
5.2.4 Sobre el artículo 7. Convocatoria de la subasta.	27
5.2.5 Sobre el artículo 8. Características de la subasta.	27
5.2.6 Sobre los artículos 9 y 11. Solicitud de participación y resolución del procedimiento de subasta.	29
5.2.7 Sobre el artículo 12. Requisitos para la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.	30
5.2.8 Sobre el artículo 13. Garantía económica.	31
5.2.9 Sobre el Anexo I	31
<b>ANEXO I. Resumen de alegaciones recibidas.</b>	<b>35</b>

## Tabla de Gráficos

Gráfico 1. Análisis comparativo de los costes de inversión (€/MW) de las plantas eólicas terrestres en Europa VS Propuesta de Orden .....	14
Gráfico 2. Instalaciones eólicas según horas equivalentes de funcionamiento activas en el año 2014. ....	16
Gráfico 3. Instalaciones eólicas según horas equivalentes de funcionamiento activas en el año 2014 (detalle).....	17
Gráfico 4. Instalaciones eólicas con fecha de puesta en marcha anterior a 2005 según horas equivalentes de funcionamiento en el año 2014.....	18
Gráfico 5. Instalaciones eólicas con fecha de puesta en marcha anterior a 2005 y más de 2.286 horas equivalentes en el año 2014, por año de puesta en marcha. ....	19
Gráfico 6. Localización de instalaciones eólicas con fecha de puesta en marcha anterior a 2005 y más de 2.286 horas equivalentes en el año 2014. ....	19
Gráfico 7. Biomasa. Retribución específica anual en función de la potencia instalada y el subgrupo. Instalaciones con fecha de puesta en marcha en 2015. ....	21
Gráfico 7. Instalaciones de tecnología de biomasa de los grupos b.6 y b.8 según horas equivalentes de funcionamiento activas en el año 2014.....	22
Gráfico 8. Clasificación de instalaciones de biomasa de los grupos b.6 y b.8 con más de 6.500 horas equivalentes de funcionamiento en 2014, atendiendo al tipo de tecnología. ....	22
Gráfico 9. Localización de instalaciones de biomasa de los grupos b.6 y b.8 con más de 6.500 horas equivalentes de funcionamiento en 2014, por provincia. .	23

**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 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 Y SE APRUEBAN SUS PARÁMETROS RETRIBUTIVOS.**

**Expedientes núm.: IPN/DE/007/15  
IPN/DE/008/15**

## **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

### **Presidenta**

D<sup>a</sup>. María Fernández Pérez

### **Consejeros**

D. Eduardo García Matilla

D. Josep Maria Guinart Solà

D<sup>a</sup>. Clotilde de la Higuera González

D. Diego Rodríguez Rodríguez

### **Secretario de la Sala**

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 18 de junio de 2015

La Sala de Supervisión Regulatoria ha aprobado el presente 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*» (en adelante, la Propuesta de RD) y 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 biomasa situadas en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica y se aprueban sus parámetros retributivos*» (en adelante, la Propuesta de Orden).

Este informe tiene por objeto dar respuesta a los oficios de la Secretaría de Estado de Energía (en adelante, SEE) del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (en adelante, MINETUR), con entrada en el registro general de la

CNMC con fecha 17 de abril de 2015, por los que se solicita la emisión de informe preceptivo a sendas propuestas, así como dar trámite de audiencia a los interesados a través de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. Las Propuestas de RD y de Orden, acompañadas de sus correspondientes Memorias de Análisis de Impacto Normativo (MAIN), fueron remitidas a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad el 22 de abril, concediendo un plazo de 20 días hábiles para recibir alegaciones. El anexo I a este informe contiene el listado y la síntesis del contenido de las alegaciones recibidas.

El informe se aprueba en ejercicio de las competencias consultivas de la CNMC en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación del artículo 5.2 a) y en la Disposición transitoria décima, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

## 1. Objeto y Antecedentes.

La Propuesta de RD tiene por objeto el establecimiento de una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico para una potencia de 500 MW de eólica —nuevas instalaciones o renovación de las existentes— y de 200 MW de biomasa situados estos últimos exclusivamente en territorio peninsular<sup>1</sup> —solo nuevas instalaciones—.

Por su parte la Propuesta de Orden determina el mecanismo de asignación del régimen retributivo en la citada convocatoria y aprueba los parámetros retributivos aplicables a las instalaciones tipo de referencia (en adelante, ITR<sup>2</sup>) que sean objeto del mecanismo de concurrencia competitiva.

El Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio<sup>3</sup>, dispone las bases de un nuevo régimen jurídico y retributivo para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, y habilita al Gobierno para aprobar el desarrollo normativo de dicho régimen. Las características de este nuevo marco normativo se especifican en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante LSE) y se

---

<sup>1</sup> El Proyecto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, informado por esta Comisión con fecha 23 de septiembre de 2014, establecía que las instalaciones que utilicen como fuentes de energía la biomasa en los sistemas eléctricos no peninsulares pasarían a ser tratadas retributivamente como una térmica convencional (es decir, podrían percibir retribución *adicional*, que no *específica*), de ahí que la Propuesta de RD que ahora se informa no contemple estas plantas en su ámbito objetivo.

<sup>2</sup> Varias instalaciones tipo que únicamente se distinguen entre sí por su año de autorización de explotación definitiva (compartiendo por lo tanto tecnología y subsistema) se consideran agrupadas bajo una misma instalación tipo de referencia (ITR).

<sup>3</sup> Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrica.

desarrollan en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio<sup>4</sup>, la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio<sup>5</sup> y en la Orden IET/1168/2014, de 3 de julio<sup>6</sup>.

En relación con el régimen retributivo, el artículo 14.7 de la LSE dispone, entre otros aspectos, que el Gobierno, excepcionalmente, podrá establecer un régimen retributivo específico cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas, otro Derecho Europeo o suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior, debiendo ser compatible con la sostenibilidad económica del sistema eléctrico, y estando limitado, en todo caso, a los objetivos de potencia que se establezcan en la planificación en materia de energías renovables y de ahorro y eficiencia. Además, especifica que se empleará –para las nuevas instalaciones o modificación de las existentes– el procedimiento de concurrencia competitiva determinándose el valor de la inversión inicial de estas centrales por dicho procedimiento.

A este respecto, el artículo 12 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, especifica que para el otorgamiento del régimen retributivo específico se establecerán mediante real decreto las condiciones, tecnologías o colectivo de instalaciones concretas que podrán participar en el mecanismo de concurrencia competitiva, así como los supuestos en los que se fundamente de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.7 de la LSE. Añade que posteriormente se fijarán por orden del MINETUR, los parámetros retributivos correspondientes a las ITR que sean objeto del mecanismo de concurrencia competitiva, así como los términos en que se desarrollará dicho mecanismo y aquellos otros aspectos necesarios para la posterior inscripción de las instalaciones o modificaciones de las existentes en el registro de régimen retributivo específico.

Por tanto, la determinación de los parámetros que conformarán la instalación tipo (en adelante, IT) para las nuevas instalaciones a partir de la ITR asociada así como el otorgamiento del régimen retributivo específico se producirá mediante un proceso de concurrencia competitiva, que convocará el Gobierno mediante real decreto, correspondiendo al MINETUR la aprobación de una orden ministerial con las reglas de dicho proceso.

El texto de la Propuesta de RD señala que se ha considerado oportuno lanzar esta convocatoria *«dado que existe un contingente importante de instalaciones que se encuentran en zonas con elevado recurso eólico cuya renovación*

---

<sup>4</sup> Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de publicación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

<sup>5</sup> Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban 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.

<sup>6</sup> Orden IET/1168/2014, de 3 de julio, por la que se determina la fecha de inscripción automática de determinadas instalaciones en el registro de régimen retributivo específico previsto en el Título V del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

*podría suponer un incremento significativo de la energía producida» y «por la gestionabilidad que [las instalaciones térmicas de biomasa] aportan al sistema y por su interés como vector de desarrollo de los mercados locales de biomasa para su aprovechamiento conjunto en usos térmicos.».*

En virtud de las antedichas previsiones, y con el objeto de avanzar en el cumplimiento de los objetivos vinculantes establecidos en la Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009<sup>7</sup>, se procede al desarrollo de las Propuestas de RD y de Orden que ahora se informan.

## **2. Contenido de las Propuestas de RD y de Orden.**

### **2.1 Contenido de la Propuesta de RD.**

Esta Propuesta consta de preámbulo y 5 apartados, distribuidos en 2 capítulos.

El **capítulo I** se destina a determinar el objeto y ámbito de aplicación de la norma, que engloba a: i) nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de biomasa (grupos b.6<sup>8</sup> y b.8<sup>9</sup>) situadas exclusivamente en la Península y ii) instalaciones eólicas terrestres (grupo b.2.1) —nuevas plantas o modificaciones de las existentes— ubicadas en cualquiera de los sistemas eléctricos, con independencia de que algunas de estas últimas cumplan los requisitos para presentarse a la convocatoria establecida en la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto<sup>10</sup>.

Se excluyen expresamente del ámbito de aplicación:

1. Las instalaciones nuevas a las que se les hubiera otorgado con anterioridad el derecho a la percepción del régimen económico primado, del régimen retributivo específico o de cualquier otro régimen económico relacionado con las energías renovables, cogeneración o residuos. También quedan excluidas las modificaciones de las instalaciones existentes —ya afecten a toda la planta o a una parte de la misma— si a dichas modificaciones se les hubiera otorgado alguno de los regímenes económicos arriba citados. La Propuesta aclara que la modificación ha de referirse a una instalación inscrita con carácter definitivo en el Registro

---

<sup>7</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.

<sup>8</sup> Grupo b.6 Centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de actividades agrícolas, ganaderas o de jardinerías, de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas en las masas forestales y espacios verdes.

<sup>9</sup> Grupo b.8 Centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola o forestal.

<sup>10</sup> Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica «*siempre que la modificación suponga al menos la sustitución de los aerogeneradores por otros nuevos y sin uso previo*» y que dicha modificación tampoco hubiera resultado inscrita definitivamente.

2. Las instalaciones en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (en adelante, SENP) que sean titularidad de una empresa o grupo empresarial que posea un porcentaje de potencia de generación de energía eléctrica superior al 40 por ciento en ese sistema<sup>11</sup>.

El **capítulo II**, incluye los apartados tercero, cuarto y quinto, que establecen respectivamente: i) la convocatoria para la asignación del régimen retributivo específico para sendos cupos de potencia de 200 MW para biomasa y 500 MW para eólica, ii) el título competencial al amparo del cual se dicta esta norma y iii) la fecha a partir de la cual surtirá efectos la Propuesta de RD.

## 2.2 Contenido de la Propuesta de Orden.

Esta Propuesta consta de preámbulo, 13 artículos distribuidos en 3 capítulos, 2 disposiciones adicionales, 2 disposiciones finales y un Anexo.

El **capítulo I** se destina a determinar el objeto y ámbito de aplicación de la norma, que engloba al colectivo de instalaciones incluidas en el artículo 2 de la Propuesta de RD objeto de este informe.

El **capítulo II** describe el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico aplicable a estas instalaciones. En particular, contempla los parámetros retributivos de las ITR para cada tecnología y año de autorización de explotación definitiva, y determina el cálculo de los parámetros retributivos de las IT's a partir de los parámetros retributivos correspondientes a la ITR asociada, aplicándoles el porcentaje de reducción resultado de las subastas descritas en el capítulo siguiente. En particular, establece el cálculo del valor estándar de la inversión inicial de la IT y la retribución a la inversión (Rinv) de dicha instalación, que se obtendrá a partir de una expresión simplificada. También recoge los porcentajes aplicables para el cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos que van desde el 1 de enero hasta el 31 de marzo, 30 de junio y 30 de septiembre, respectivamente.

Los valores de los parámetros retributivos aplicables a las instalaciones objeto de la subasta durante lo que resta del primer semiperiodo regulatorio y el

---

<sup>11</sup> Según lo previsto en el apartado 3 del artículo 1 y en la Disposición adicional segunda de la Ley 17/2013, de 29 de octubre.



segundo semiperiodo regulatorio (ejercicios 2015 y 2016, y de 2017 a 2019<sup>12</sup>, respectivamente) se encuentran recogidos en el **Anexo I**.

El citado anexo fija un total de 10 nuevos códigos IT's —identificados correlativamente como IT's 0BBB1 a 0BBB5<sup>13</sup> e IT's 0EOL1 a 0EOL5, respectivamente—, que se añaden a los más de 1.400 ya caracterizados de forma individual por la normativa precedente<sup>14</sup>. Las IT's 0BBB1 a 0BBB5 se refieren a instalaciones de producción a partir de biomasa —grupos b.6 y b.8— situadas exclusivamente en el sistema eléctrico peninsular y las IT's 0EOL1 a 0EOL5 se corresponden con plantas eólicas terrestres —subgrupo b.2.1— ubicadas en cualquiera de los sistemas eléctricos. Todas ellas con años de autorización de explotación definitiva entre 2015 y 2019, respectivamente. Las antedichas IT's están agrupadas bajo 2 ITR —ITR-0BBB e ITR-0EOL— respectivamente.

Se han definido, por tanto, tantas IT's como tecnologías y años de autorización de explotación, aun cuando, para una misma tecnología, varias IT's *compartan* una misma ITR, común a todos los años del primer semiperiodo (y, en su caso, también al segundo semiperiodo, a *título orientativo*).

El Anexo I fija también, entre otros, el precio considerado para estimar los ingresos de explotación procedentes de la venta de energía y los límites<sup>15</sup> superiores e inferiores del precio de mercado para ambos semiperiodos.

El importe de la retribución a la inversión<sup>16</sup> que le correspondería a las instalaciones de producción a partir de biomasa y de tecnología eólica se estima, según la MAIN, en un máximo de 130 y 21 millones de euros anuales, respectivamente, una vez que las plantas, con una potencia instalada agregada igual a las máximas previstas de 200 y 500 MW, también respectivamente, hubieran entrado en funcionamiento.

---

<sup>12</sup> Algunos subapartados del Anexo I se refieren al segundo semiperiodo regulatorio como aquel comprendido entre los años 2017 y 2020, si bien se entiende que dicho semiperiodo concluiría en 2019.

<sup>13</sup> La IT-0BBB5 hace referencia a instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa con dos posibles años de autorización de explotación definitiva —2018 y 2019—; no obstante, se entiende que debería ser la omitida IT-0BBB4 la que se correspondiese con el año 2018.

<sup>14</sup> Órdenes IET/1045/2014, de 16 de junio, e IET/1459/2014, de 1 de agosto, así como la Propuesta de Orden —pendiente de publicación a la fecha de redacción de este informe— por la que se aprueban las instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, objeto de informe de esta Comisión de fecha 16 de abril de 2015.

<sup>15</sup> En relación con el subapartado 2.1 del Anexo I, se hace notar que los valores de los límites superiores e inferiores  $LS_x$  y  $LI_x$  se mantienen constantes a partir de 2016; sin embargo, el precio de mercado considerado para el año 2017 en adelante es diferente del considerado para 2016.

<sup>16</sup> La MAIN parece obviar la estimación de la retribución a la operación de las instalaciones de biomasa.

Estos sobrecostos quedarían minorados en función de la Rinv de cada instalación tipo, que será menor o igual que las de referencia, pues serán el resultado de la aplicación del porcentaje de reducción obtenido del proceso de subasta al valor estándar de la inversión inicial correspondiente a la instalación tipo de referencia y año de autorización de explotación definitiva aprobado para cada convocatoria.

El **capítulo III** regula el desarrollo de las subastas: procedimiento para su convocatoria y para la remisión de solicitudes de participación en las mismas, características de las subastas, determinación de la entidad supervisora (que será la CNMC), pasos a dar para la resolución del procedimiento y el cumplimiento de los requisitos para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, así como para el establecimiento de las garantías económicas a prestar.

La **Disposición adicional primera** habilita al Secretario de Estado de Energía a aprobar, por resolución, las reglas particulares de aplicación a cada una de las subastas y a dictar cuantas disposiciones sean necesarias para la ejecución de esta Propuesta de Orden.

La **Disposición adicional segunda** prevé la posibilidad de que los proyectos de inversión perciban ayudas de fondos europeos y sus efectos.

Finalmente, la Propuesta de Orden contiene **dos disposiciones finales** sobre el título competencial al amparo del cual se dicta esta norma, la aplicación y la fecha entrada en vigor.

### **3. Valoración general de las Propuestas.**

Las Propuestas que ahora se informan concretan el régimen retributivo específico aplicable a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa situadas en la Península e instalaciones de tecnología eólica (ya sean nuevas o modificaciones de las existentes, en todo el territorio nacional), todo ello de acuerdo con lo establecido en el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

La utilización de subastas para la determinación de unos porcentajes de reducción aplicables a los valores de referencia preestablecidos para la determinación de la retribución específica se considera el mecanismo idóneo para revelar dónde se sitúa la frontera de eficiencia de cada tecnología, una vez dicha tecnología ha alcanzado un cierto grado de madurez; es decir, una vez la curva de aprendizaje de la misma se ha estabilizado y se observan mejoras de eficiencia progresivas.

Por otra parte, el establecimiento de límites de potencia máxima a adjudicar por este procedimiento se considera apropiado. En el pasado, la utilización de contingentes de potencia ligados a las convocatorias trimestrales para la inscripción de instalaciones solares fotovoltaicas en el correspondiente pre-registro se demostró útil para acompasar la entrada en explotación de estas plantas con el cumplimiento de los objetivos nacionales en el desarrollo de la producción a partir de energías renovables.

En lo que se refiere a las instalaciones eólicas terrestres, se confirma que, con carácter general, el valor estándar de la inversión inicial expresado en euros por MW instalado que reconoce la Propuesta de Orden estaría más próximo a los costes de las turbinas que a los costes totales del proyecto, de acuerdo con los datos recabados por la Agencia Internacional de la Energía (*International Energy Agency*; en adelante, IEA) para otros países europeos considerados comparables publicados en su Informe «*Wind, 2013 Annual Report*» de fecha agosto de 2014. Con base en estos datos, la subasta planteada podría resultar atractiva para las ampliaciones (repotenciaciones) de parques eólicos existentes, y sólo difícilmente para instalaciones nuevas.

Por otro lado, a partir de los datos obrantes en poder de esta Comisión, existen 45 parques eólicos que alcanzan o superan las 3.200 horas equivalentes de funcionamiento, los cuales totalizan aproximadamente algo más de 500 MW de potencia instalada. De asumirse una mejora en la eficiencia del 40% como resultado de la repotenciación, más de 3.300 MW alcanzarían dichas horas, por lo que, a priori los valores de referencia propuestos por horas y potencia se consideran adecuados como punto de partida. No obstante, un salto del 40% en eficiencia presupone que aerogeneradores ya considerablemente anticuados fueran sustituidos por las mejores máquinas disponibles en la actualidad, cuyo precio cabe esperar rebasaría el promedio tomado como referencia para determinar la retribución a la inversión.

Por lo que respecta a las instalaciones de biomasa, la disparidad existente entre las muy diversas instalaciones comprendidas en los correspondientes grupos retributivos no permite una evaluación concluyente de los valores estándar de inversión inicial propuestos.

Por otro lado, se señala, a partir de los datos obrantes en poder de esta Comisión, que dentro del colectivo de instalaciones que estaría incluido en el ámbito de aplicación de las Propuestas existen 12 que alcanzan o superan las 6.500 horas equivalentes de funcionamiento indicadas, las cuales totalizan aproximadamente 180 MW de potencia instalada, potencia inferior a la que se pretende subastar.

Asimismo, en el actual contexto de revisión de la planificación a 2020, se considera que el cupo de 200 MW de potencia máxima asignado exclusivamente a la biomasa de los grupos b.6 y b.8 podría no ser consistente con el objetivo —260 MW de biomasa, biogás, Residuos Sólidos Urbanos y

otros— que prevé el documento «*Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020*» para estas tecnologías entre los años 2016 y 2020.

Cabe señalar que la potencia instalada de las instalaciones de biomasa de los grupos b.6 y b.8 que han tenido actividad en el año 2014 en territorio nacional asciende a 514 MW. El cupo de 200 MW de biomasa a subastar supondría, por tanto, un 39 % de la potencia total instalada en funcionamiento. A la vista de esos datos, parece aventurado establecer un cupo tan ambicioso, más aún si se tiene en cuenta que: i) las modificaciones de instalaciones existentes o ubicadas en los SENP no podrían participar en la subasta de biomasa y que ii) estas plantas no han alcanzado históricamente los objetivos sectoriales marcados (véase PER 2005-2010.)

En este sentido, debe señalarse que existe una asimetría entre la tecnología eólica y la de biomasa en lo referente al cupo de las convocatorias: En efecto, los 500 MW de la convocatoria de tecnología eólica suponen un 2,2% del total de la potencia eólica instalada actualmente en funcionamiento mientras que, como se acaba de señalar, los 200MW de biomasa representan el 39% de lo actualmente instalado. Este hecho podría implicar un número más escaso de oferentes respecto de la potencia total a cubrir en las instalaciones de tecnología de biomasa que los esperados en la convocatoria de tecnología eólica.

Pese al análisis anterior, tanto en el caso de la biomasa como en el de la eólica, resulta difícil anticipar la existencia o no de suficiente presión competitiva en las subastas. Según lo expuesto en las alegaciones recibidas, la decisión final de los agentes estaría influida también por otros factores que rebasan el alcance de las Propuestas, tales como la evolución de la rentabilidad razonable reconocida después del primer periodo regulatorio, o las posibles incertidumbres asociadas a la consecución de puntos adecuados de acceso y conexión a las redes (proceso en el que podrían competir con plantas que no participaran en la subasta), el encaje de las infraestructuras de evacuación necesarias en el marco de la planificación del sistema a largo plazo, etc.

Existen además aspectos mejorables en las Propuestas sobre los que se incide a lo largo de las consideraciones expuestas a continuación.

#### **4. Consideraciones generales.**

##### **4.1 Sobre las instalaciones de tecnología eólica.**

###### **4.1.1 Análisis del valor estándar de inversión de las nuevas ITR de tecnología eólica terrestre considerado para el cálculo de la nueva retribución.**

El objeto de este apartado es realizar un análisis comparativo exclusivamente de los valores estándar de la inversión inicial (€/MW) asignados a las nuevas ITR de tecnología eólica terrestre en el Anexo I de la Propuesta de Orden con los costes de inversión promedio que tienen estas plantas en la actualidad.

La Propuesta de Orden establece el valor de la inversión inicial en 1.100.000 €/MW para los años 2015 al 2019 —correspondiente a 3.200 horas anuales equivalentes de funcionamiento—sobre el que se aplicará el porcentaje de reducción que se adjudique en el proceso de subasta.

La MAIN indica que para la determinación del valor estándar de la inversión inicial se han tenido en consideración para cada año de puesta en funcionamiento las siguientes partidas de costes principales: aerogeneradores (incluyendo su transporte, instalación y puesta en marcha), obra civil, red interna de potencia, subestación y evacuación, incluyendo los equipos eléctricos para adaptarse a los requerimientos del operador del sistema y los gastos de promoción e ingeniería previa a la entrada en explotación. Igualmente, se han tenido en consideración otras partidas tales como los equipos de medición del recurso eólico y los equipamientos de adecuación a los `Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas´ objeto del P.O. 12.3<sup>17</sup>.

No obstante lo anterior, la MAIN indica a continuación que el referido valor estándar de la inversión inicial está calculado *«tomando como referencia instalaciones existentes que sean objeto de una modificación que suponga al menos la sustitución de los aerogeneradores, si bien la convocatoria está abierta también a nuevas instalaciones para posibilitar la presentación de instalaciones eficientes que puedan competir en la subasta con las instalaciones modificadas, que tienen en principio unos costes de inversión menores»*.

Para poder efectuar el análisis comparativo, esta Comisión ha tomado como referencia los valores medios de inversión de plantas de tecnología eólica terrestre —diferenciados por costes de la turbina y por costes totales del proyecto<sup>18</sup> — para el año 2013 publicados por la IEA en su Informe *«Wind,*

---

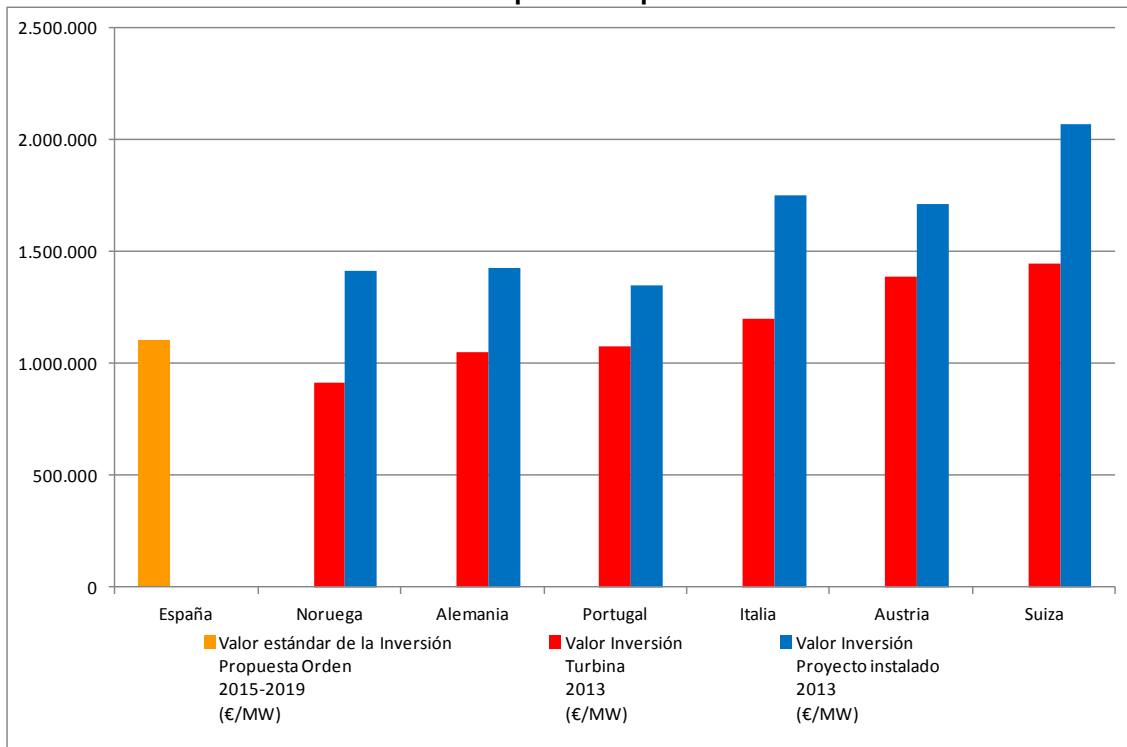
<sup>17</sup> Procedimiento de operación del sistema aprobado mediante Resolución de 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía (BOE de 24 de octubre).

<sup>18</sup> Los costes de instalación del proyecto incluyen: costes de la turbina, viales de acceso, equipo eléctrico, instalación, desarrollo y conexión a la red.

2013 Annual Report» de fecha agosto de 2014. De entre los datos disponibles, se ha optado por seleccionar aquellos costes referidos a países europeos próximos (Portugal, Alemania, Italia, Suiza, Austria y Noruega), al entender que son mercados comparables al español; este análisis resulta difícilmente replicable en el caso de instalaciones de energía eléctrica a partir de biomasa debido a la disparidad de sus costes de inversión en función de aspectos tales como la localización, tecnología, combustible, etc. de estas plantas.

Se ha procedido a confrontar el valor estándar de la inversión inicial que figura en el Anexo I de la Propuesta Orden para la nueva ITR eólica terrestre con los valores que se especifican en el citado informe público de la IEA. El siguiente grafico muestra tales valores.

**Gráfico 1. Análisis comparativo de los costes de inversión (€/MW) de las plantas eólicas terrestres en Europa VS Propuesta de Orden**



Con carácter general, se observa lo siguiente en este gráfico:

- El valor estándar de inversión que establece la Propuesta de Orden es fijo (1.100.000 €/MW) para los años 2015 al 2019.
- Los costes totales de inversión de la eólica terrestre recabados por la IEA en el año 2013 oscilan entre 1.350.000 y 2.070.000 €/MW, existiendo variaciones significativas entre los países analizados.

- Los costes de la turbina (aerogenerador) representan en torno a un 70% de los costes totales del proyecto de ese año; esto es, entre 912.000 y 1.450.000 €/MW. El rango depende de factores tales como altura de la torre, potencia, facilidad de acceso a la instalación, etc.

Vistos estos datos y en línea con lo dispuesto en la Propuesta de Orden y su MAIN, se confirma que el valor estándar que reconoce la Propuesta de Orden en el horizonte 2015-2019 estaría más próximo a los costes imputables solamente a la turbina que a los totales del proyecto, según los datos disponibles en el Informe de la IEA para 2013, siendo casi coincidentes con los recogidos para esta partida en Alemania y Portugal.

En consecuencia, esta Comisión indica que la subasta podría resultar, *a priori*, atractiva para las repotenciones de determinados parques eólicos existentes, y solo difícilmente para instalaciones nuevas.

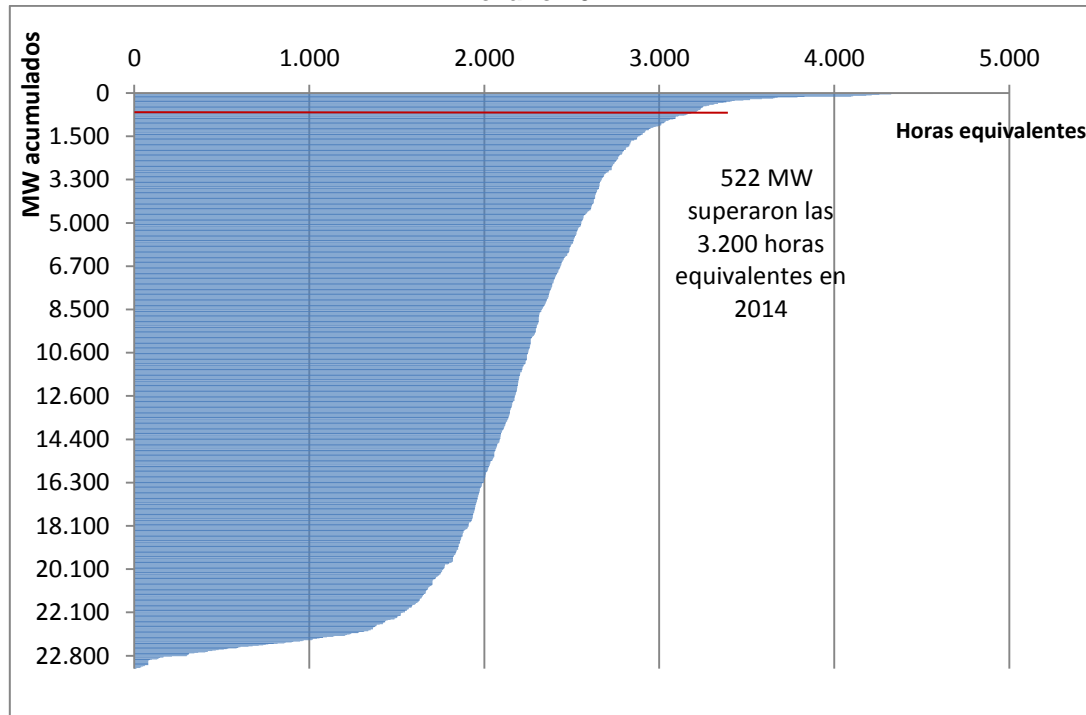
#### **4.1.2 Análisis del número de horas equivalentes de funcionamiento considerado para caracterizar las instalaciones tipo de tecnología eólica.**

Partiendo de la información disponible en esta Comisión, se ha procedido a analizar el número de horas equivalentes de funcionamiento en el año 2014, para todas las instalaciones de tecnología eólica con actividad en dicho año.

La propuesta asigna para todas las instalaciones tipo de referencia de tecnología eólica un número de horas equivalentes de 3.200 h. Durante el año 2014, según la información disponible, 15 parques eólicos con un total de potencia instalada acumulada de 522 MW superaron esta cifra.

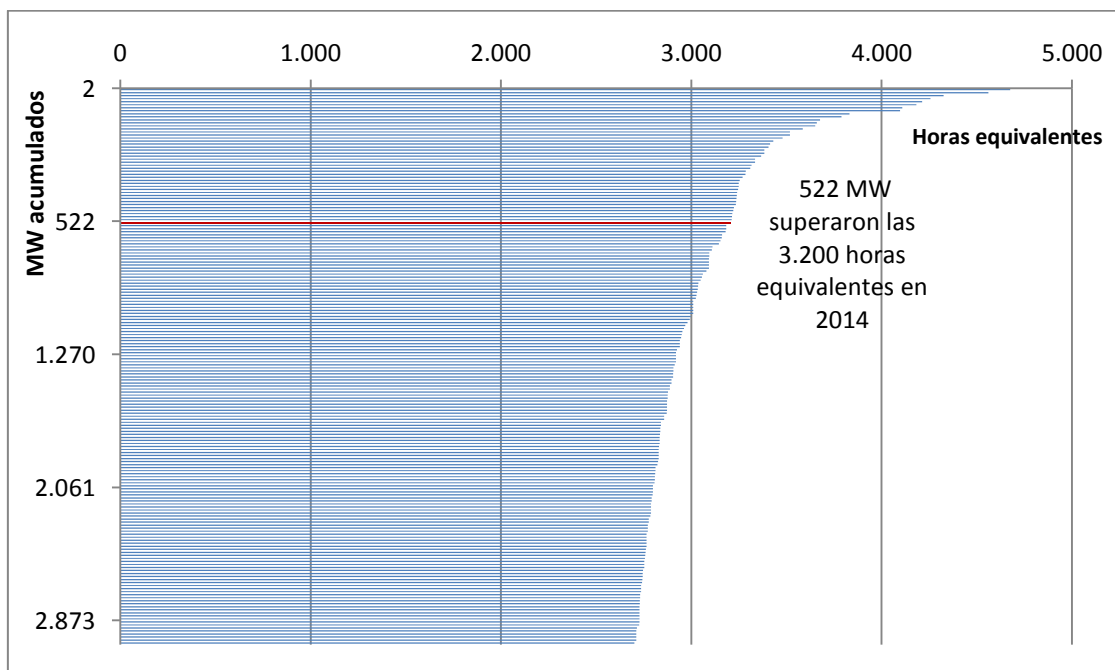
Estos 522 MW representan el 23% sobre el total de 22.924 MW de los parques eólicos con actividad en 2014, y coinciden muy aproximadamente con los 500 MW planteados por la Propuesta de Orden como *cupo* para esta subasta de instalaciones eólicas.

**Gráfico 2. Instalaciones eólicas según horas equivalentes de funcionamiento activas en el año 2014.**





**Gráfico 3. Instalaciones eólicas según horas equivalentes de funcionamiento activas en el año 2014 (detalle).**



La MAIN que acompaña la Propuesta de Orden, para fijar las horas equivalentes de funcionamiento considera que la ganancia en producción de los parques eólicos puede aumentar hasta un 40%, debido a la modificación y sustitución de los aerogeneradores existentes por otros de «*tecnología puntera*». Esto implicaría que una instalación que actualmente tuviera 2.286 horas equivalentes de funcionamiento de media, pasaría a funcionar hasta 3.200 horas equivalentes.

Teniendo en cuenta esta ganancia en la producción, se ha obtenido en primer lugar la cantidad de potencia correspondiente a instalaciones de tecnología eólica que durante el año 2014 han tenido un funcionamiento igual o superior a las 2.286 horas equivalentes. Según la información disponible, 559 parques eólicos, con un total de potencia instalada acumulada de 9.589 MW, superaron este número de horas.

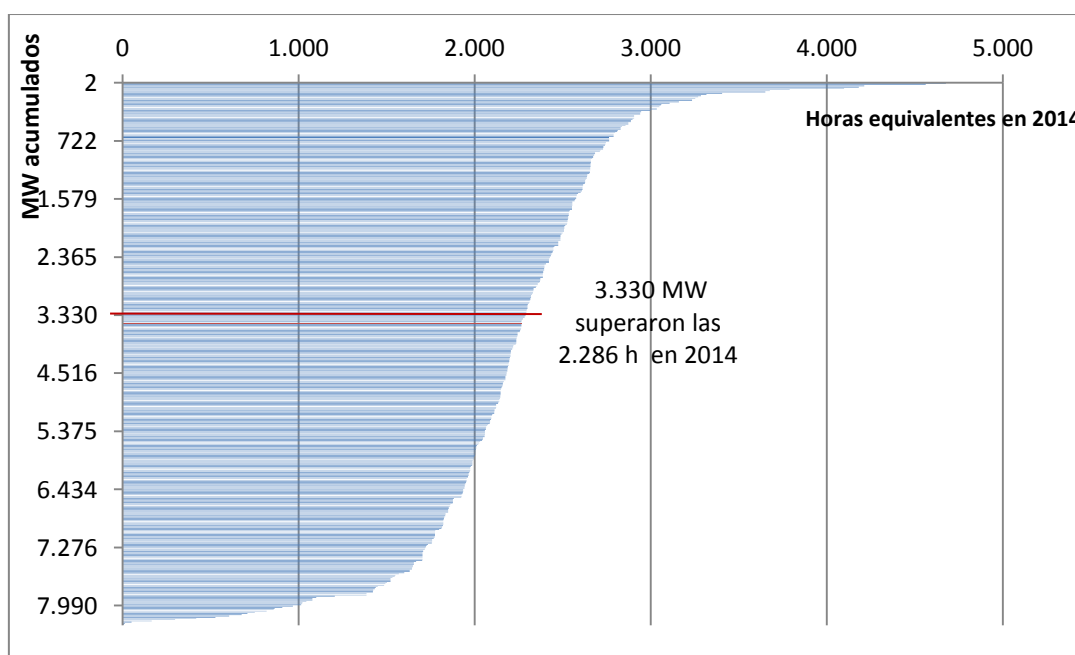
Por otra parte, la MAIN que acompaña la Propuesta de Orden asimismo se refiere a instalaciones eólicas con una fecha de puesta en marcha (f.p.m.) anterior a 2005 (se trata de parques que con carácter general no perciben ya retribución específica y podrían encontrarse por lo tanto entre los preferentemente interesados en acudir a la subasta).

Considerando este hecho, y dentro del mencionado grupo de parques con mayor número de horas de funcionamiento (superiores a 2.286 horas equivalentes) se ha procedido a estudiar un subconjunto de los parques eólicos con la antigüedad mencionada.

Como resultado, según la información disponible, de los 9.589 MW de instalaciones con más de 2.286 horas equivalentes, puede afirmarse que hay 189 parques eólicos con un total de potencia instalada acumulada de 3.300 MW que tienen fecha de puesta en marcha anterior al año 2005.

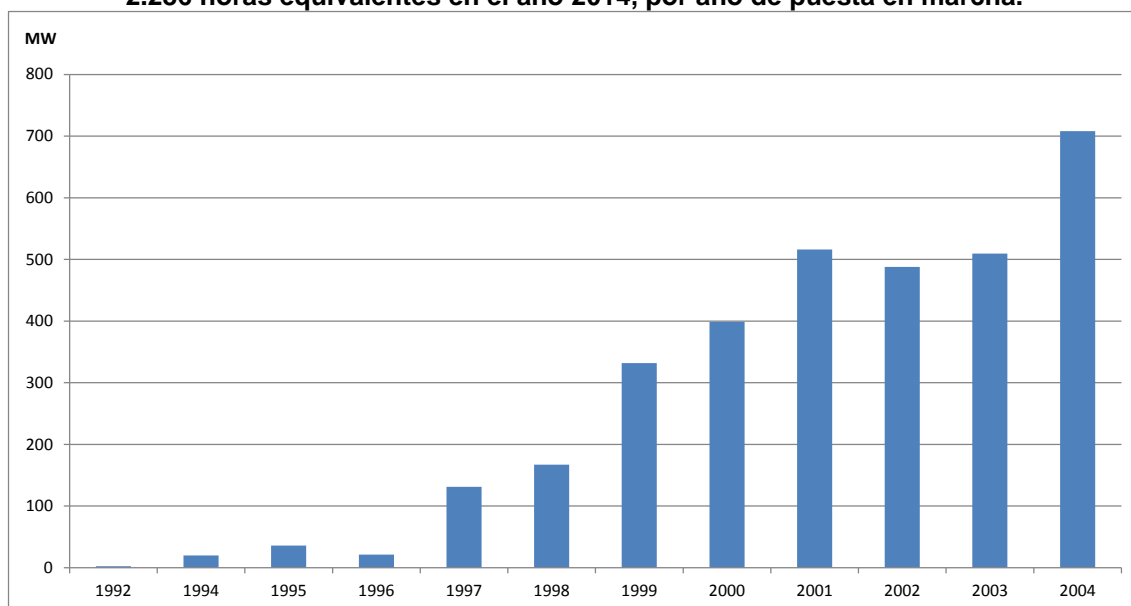
Estos 3.300 MW, según lo indicado en la Propuesta, supuestamente corresponderían a los parques potencialmente interesados en participar en la subasta, mediante la sustitución de los aerogeneradores antiguos por otros nuevos. Esta cantidad de potencia representa el 14% de los 22.924 MW de instalaciones de tecnología eólica activas en el año 2014 y aproximadamente sextuplica el antedicho cupo de 500 MW.

**Gráfico 4. Instalaciones eólicas con fecha de puesta en marcha anterior a 2005 según horas equivalentes de funcionamiento en el año 2014.**



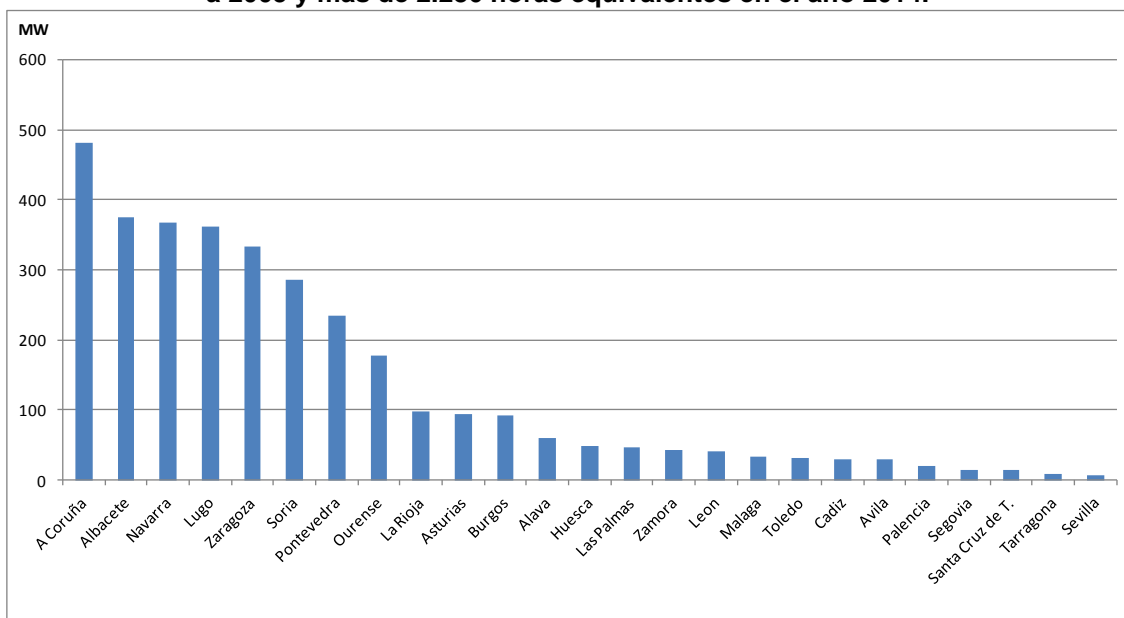
Se ha analizado asimismo la distribución, por año de fecha de puesta en marcha, de la potencia eólica asociada al colectivo anteriormente mencionado —los 3.330 MW correspondientes a parques con f.p.m. anterior a 2005 y que superaron las 2.286 horas equivalentes en el año 2014— pues cabe esperar que, a mayor antigüedad de la instalación, mayor puede ser el interés en participar en la subasta. Se observa que sólo con los parques de más de 15 años de antigüedad ya se cubrirían con creces los 500 MW previstos en la Propuesta de Orden.

**Gráfico 5. Instalaciones eólicas con fecha de puesta en marcha anterior a 2005 y más de 2.286 horas equivalentes en el año 2014, por año de puesta en marcha.**



Por último, a continuación se muestra la localización del citado colectivo de 189 parques eólicos, distribuido entre 25 provincias:

**Gráfico 6. Localización de instalaciones eólicas con fecha de puesta en marcha anterior a 2005 y más de 2.286 horas equivalentes en el año 2014.**



Del análisis precedente puede deducirse que, en el caso de cumplirse la ganancia de producción indicada en la MAIN, el número de horas equivalentes de funcionamiento estimadas no sería un obstáculo para que hubiera un suficiente número de parques eólicos potencialmente interesados en participar en la convocatoria.

## 4.2 Sobre las instalaciones de biomasa

### 4.2.1 Análisis de los parámetros retributivos de las nuevas ITR aplicables a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa.

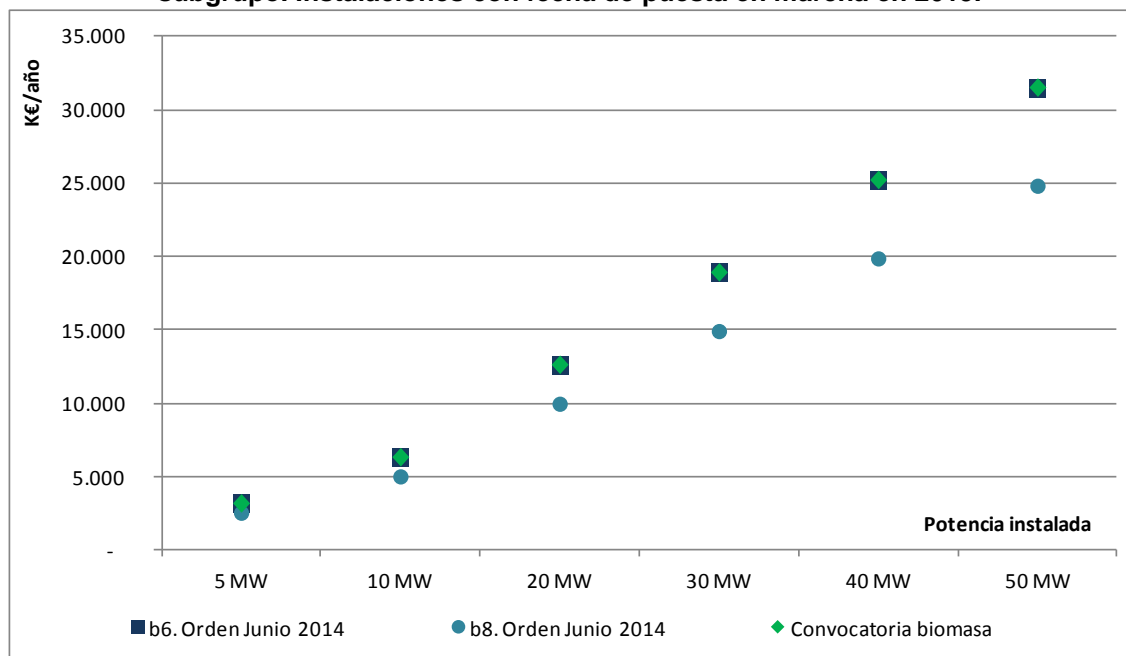
Respecto de las instalaciones de biomasa, no se presenta un análisis de los valores estándar de inversión inicial propuestos, porque la disparidad existente entre las muy diversas instalaciones comprendidas en los correspondientes grupos retributivos no permite una comparación homogénea con los datos disponibles de otros países de nuestro entorno.

Se trata de instalaciones de características por lo general íntimamente ligadas a su ubicación concreta, tecnología de combustión empleada, disponibilidad, tipo y, en su caso, grado de humedad del combustible utilizado, entre otras muchas especificidades. La estrecha horquilla de valor estándar de inversión inicial facilitada en la MAIN de la Propuesta de Orden (aproximadamente entre 3,4 y 3,5 M€/MW, variando en función del año de puesta en marcha) encaja con determinadas tipologías de plantas, si bien no sería difícil encontrar ejemplos con variaciones significativas en uno y otro sentido.

Por otra parte, cabe destacar, que en la retribución regulada de este tipo de plantas se incluye, además de la retribución a la inversión, una retribución a la operación hasta un máximo de 6.500 horas equivalentes de funcionamiento. Tomando en consideración ambos valores retributivos (inversión y operación) se ha efectuado una comparación entre la retribución regulada total que percibirían las instalaciones de los grupos b.6 y b.8 que figuran en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, y la que obtendrían las Instalaciones Tipo de referencia que figuran en la Propuesta de Orden.

Según los resultados obtenidos de dicha comparativa, los parámetros retributivos establecidos en la Propuesta de Orden para las Instalaciones Tipo de biomasa parecen ser superiores a los fijados en la citada Orden IET/1045/2014 para las instalaciones de tecnología b.8., es decir, las que utilizan como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola o forestal, y por lo tanto *a priori*, para este subgrupo específico la convocatoria podría resultar más atractiva.

**Gráfico 7. Biomasa. Retribución específica anual en función de la potencia instalada y el subgrupo. Instalaciones con fecha de puesta en marcha en 2015.**



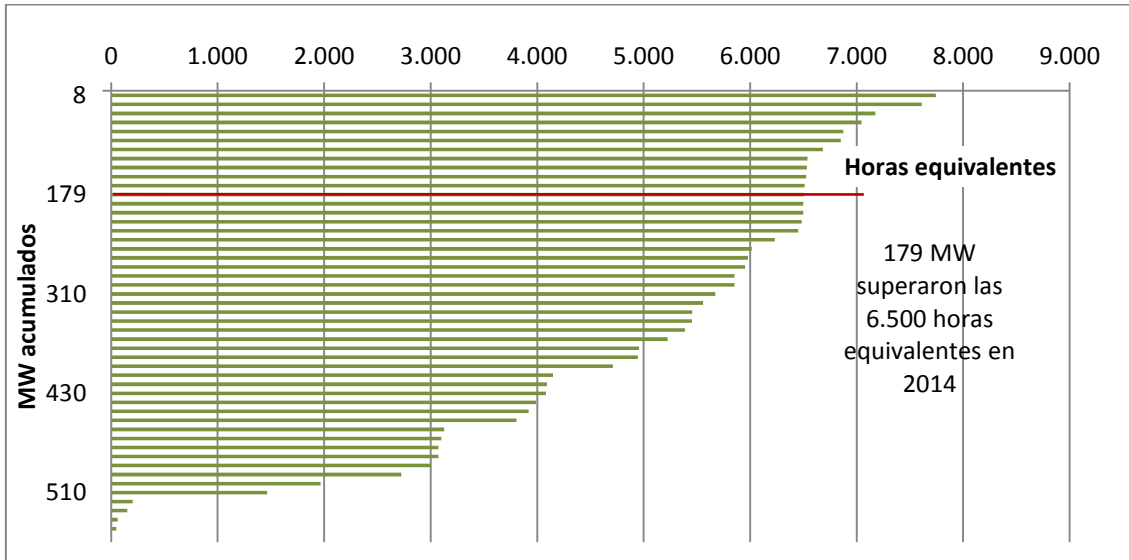
#### 4.2.2 Análisis del número de horas equivalentes de funcionamiento considerado para caracterizar las instalaciones tipo de biomasa.

Igualmente, para la tecnología de biomasa, a partir de los datos disponibles en esta Comisión, se ha analizado el número de horas equivalentes de funcionamiento en el año 2014, para todas las instalaciones de biomasa de los grupos b.6 y b.8 que han tenido actividad en dicho año.

La propuesta asigna para todas las instalaciones tipo de referencia de biomasa un número de horas equivalentes de funcionamiento de 6.500 h. Durante el año 2014, según la información disponible, 13 instalaciones, con un total de potencia instalada de 179 MW, superaron esta cifra.

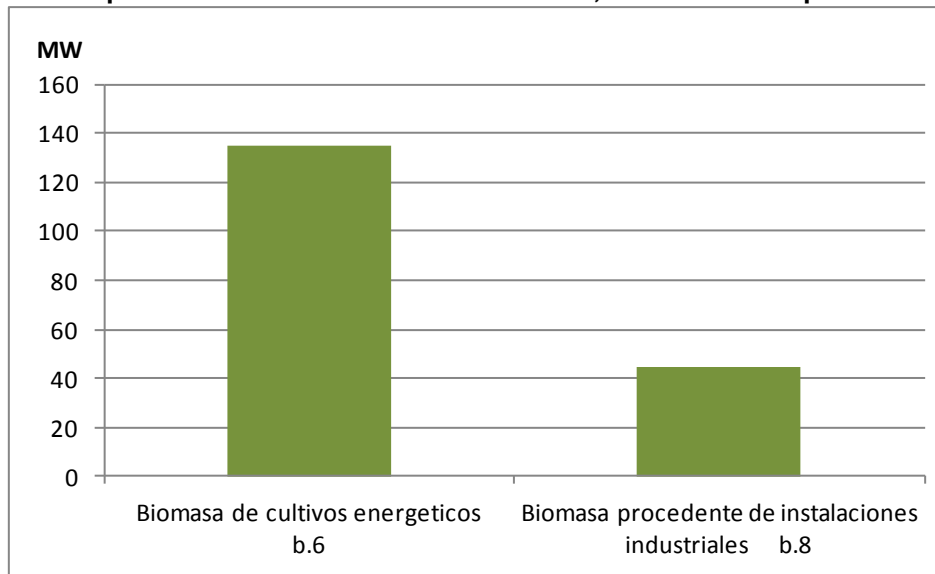
Estos 179 MW representan el 35% sobre el total de 514 MW de potencia de este tipo de instalaciones con actividad en 2014, cifra próxima a los 200 MW planteados por la Propuesta de Orden como cupo para esta primera subasta de instalaciones de biomasa.

**Gráfico 8. Instalaciones de tecnología de biomasa de los grupos b.6 y b.8 según horas equivalentes de funcionamiento activas en el año 2014.**



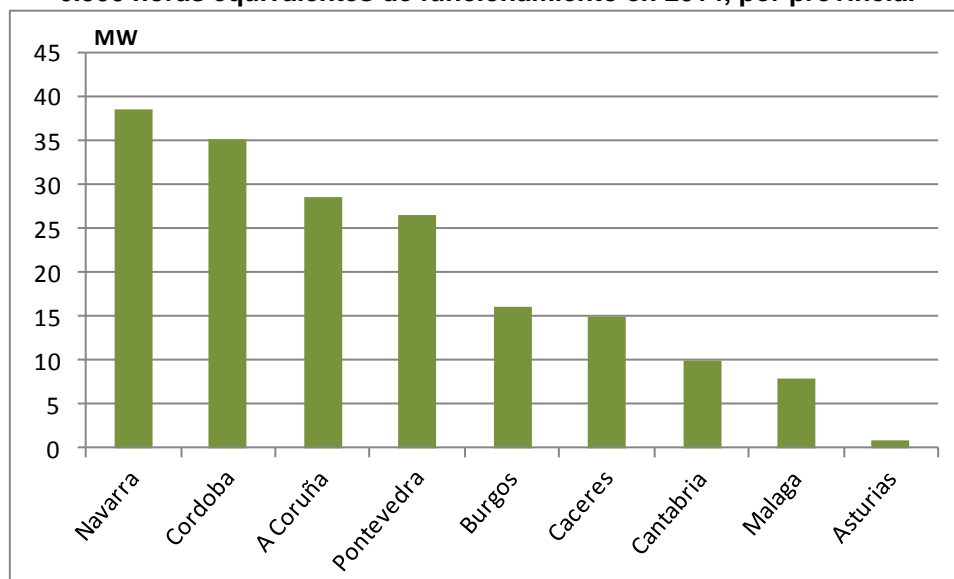
Dentro de este colectivo de instalaciones de biomasa que superan las mencionadas horas equivalentes de funcionamiento, a título informativo, se muestra la siguiente clasificación atendiendo al tipo de tecnología.

**Gráfico 9. Clasificación de instalaciones de biomasa de los grupos b.6 y b.8 con más de 6.500 horas equivalentes de funcionamiento en 2014, atendiendo al tipo de tecnología.**



Asimismo, se muestra a continuación la localización del citado colectivo de instalaciones de biomasa; las antedichas 13 instalaciones se distribuyen en 9 provincias:

**Gráfico 10. Localización de instalaciones de biomasa de los grupos b.6 y b.8 con más de 6.500 horas equivalentes de funcionamiento en 2014, por provincia.**



No obstante lo anterior, y tal como se ha comentado previamente, se considera que el cupo de 200 MW para estas tecnologías podría no ser consistente con el objetivo de 260 MW para biomasa, biogás, RSU y otras tecnologías en el actual contexto de planificación.

A mayor abundamiento, dicho cupo supondría un 39 % de la potencia total instalada en funcionamiento para estas tecnologías, cifra que podría resultar excesivamente ambiciosa, especialmente si la comparamos con el cupo establecido para la tecnología eólica y considerando que históricamente la tecnología de biomasa no ha alcanzado los objetivos marcados a nivel sectorial.

## **5. Consideraciones sobre el articulado.**

### **5.1 Propuesta de RD.**

#### **5.1.1 Sobre el apartado Segundo. Ámbito de aplicación.**

A instancia de una de las alegaciones recibidas, se hace notar que la Propuesta de RD debería aclarar expresamente la inclusión o no en su ámbito de aplicación de las instalaciones híbridas Tipo I<sup>19</sup> de los grupos b.6 y b.8, con objeto de confirmar si tales instalaciones podrían igualmente participar en la subasta prevista.

<sup>19</sup> El artículo 4 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, define Hibridación tipo 1 como aquella instalación que incorpore dos o más de los combustibles principales indicados para los grupos b.6, b.8 y los licores negros del grupo c.2, y que en su conjunto supongan en cómputo anual, como mínimo, el 90 por ciento de la energía primaria utilizada medida por sus poderes caloríficos inferiores.

## 5.2 Propuesta de Orden.

### 5.2.1 Sobre el artículo 3. Régimen retributivo específico

El apartado 4 de este artículo establece que, en el caso de instalaciones nuevas (ya sean eólicas o de biomasa), el régimen retributivo se otorgará para un valor de potencia determinado, no asociado a una instalación o instalaciones concretas. Se permitiría por lo tanto, en su caso, distribuir la potencia adjudicada en subasta entre una posible cartera de instalaciones de la misma tecnología. Por el contrario, el apartado 5 de este mismo artículo prevé que, en el caso de modificaciones de instalaciones existentes (que aplicarían únicamente a la tecnología eólica), el régimen retributivo se otorgará a una instalación concreta. La Propuesta de Orden no aporta —tampoco su MAIN— los motivos técnico-económicos que aconsejan realizar esta diferencia en el procedimiento para otorgar el régimen retributivo específico.

Mantener esta distinción parece innecesario y podría suponer una ventaja para las instalaciones nuevas respecto a las existentes que acudan a la subasta; la necesidad de vincular el régimen retributivo a una planta específica restaría flexibilidad a la hora de poder gestionar de forma conjunta los riesgos de una cartera de proyectos.

En consecuencia, se considera que no estaría suficientemente justificado, en el caso de modificaciones de instalaciones eólicas existentes, vincular necesariamente el otorgamiento del régimen retributivo a una instalación concreta, por lo que se propone la siguiente redacción:

*«Artículo 3. Régimen retributivo específico.*

*[...]*

*4. En el caso de instalaciones nuevas **y modificaciones de instalaciones existentes de tecnología eólica** definidas en el artículo 2.1 del Real Decreto XXL2015, de XX de XXXX, al amparo de lo previsto en el artículo 12.2 del Real Decreto 41312014, de 6 de junio, el régimen retributivo específico se otorgará para un valor de potencia determinado, no asociado con una instalación concreta. El adjudicatario podrá solicitar el paso a explotación en el registro de régimen retributivo específico de una o varias instalaciones hasta cubrir el cupo de potencia adjudicado e inscrito en estado de preasignación.*

~~*5. En el caso de modificaciones de instalaciones existentes de tecnología eólica definidas en el artículo 2.1.b) del Real Decreto XX/2015, de XX de XXXX el régimen retributivo se otorga para una instalación concreta.*~~

~~*[...]»*~~



Si se acepta esta observación, la misma modificación debería realizarse en el artículo 9.

### **5.2.2 Sobre el artículo 4. Parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia.**

El apartado 1 de este artículo establece los parámetros retributivos que le corresponden a las ITR's para la nueva convocatoria de subasta, siendo la retribución a la operación (en adelante, Ro) uno de los parámetros aplicables a las instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de biomasa y cuyos valores se encuentran recogidos en el Anexo I de la Propuesta de Orden.

El artículo 17.2<sup>20</sup> del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, introduce la posibilidad de fijar —junto a los valores de Ro y los tipos de instalación a los que les resulta de aplicación— un número de horas equivalentes de funcionamiento máximas para las cuales las citadas instalaciones tendrían derecho a percibir Ro; esto es, la energía producida por encima de dicho límite máximo de horas equivalentes no tendrían derecho a percibir esa retribución.

De conformidad con lo dispuesto en dicho artículo, el citado Anexo I introduce una limitación máxima de 6.500 horas equivalentes de funcionamiento con derecho a percepción de Ro por aquellas ITRs aplicables a instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de biomasa; sin embargo, se echa en falta que, entre los parámetros retributivos definidos en este artículo, no se haga referencia precisamente al número máximo de horas equivalentes de funcionamiento de estas instalaciones. La Propuesta que ahora se informa debería aludir a dicho concepto, por lo que se propone la inclusión del siguiente inciso en el artículo 4.1:

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

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

- a) Vida útil regulatoria.*
- b) Valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia.*
- c) Número de horas equivalentes de funcionamiento.*

*[...]*

**k) En su caso, número de horas de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación.**

---

<sup>20</sup> El artículo 17.2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, dispone que «Los valores de la retribución a la operación y los tipos de instalación a los que les resulta de aplicación, se aprobarán por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, donde se podrá establecer el número de horas equivalentes de funcionamiento máximas para las cuales la instalación tiene derecho a percibir dicha retribución a la operación.»

[...]»

### 5.2.3 Sobre el artículo 6. Cálculo de horas mínimas y umbrales de funcionamiento.

Este artículo recoge los porcentajes aplicables para el cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos que van desde el 1 de enero hasta el 31 de marzo, 30 de junio y 30 de septiembre, respectivamente.

A estos efectos, se considera conveniente que en dicho cálculo se excluyan las paradas debidamente justificadas que puedan sufrir las instalaciones para dar cumplimiento a las instrucciones impartidas por el Operador del Sistema. Se propone, en consecuencia, añadir el siguiente párrafo final:

*«Artículo 6. Cálculo de las horas mínimas y umbrales de funcionamiento.*

*A efectos de lo previsto en el artículo 21 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, en lo relativo a las correcciones a cuenta de la corrección anual definitiva al final del primer, segundo y tercer trimestre de cada año, para el cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento para los periodos que van desde el 1 de enero de cada año hasta el 31 de marzo, hasta el 30 de junio y hasta el 30 de septiembre, respectivamente, deberá multiplicarse el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual y el umbral de funcionamiento anual, por los porcentajes establecidos en los anexos I para cada periodo e instalación tipo.*

**Se excluirán de dicho cálculo, de forma debidamente justificada, las horas en las que se suspenda el funcionamiento para dar cumplimiento a las instrucciones impartidas por el Operador del Sistema. »**

Esta misma consideración sería extensible con carácter general al cálculo de las horas mínimas y umbrales de funcionamiento de las instalaciones sujetas a régimen retributivo específico, incluidas o no en el ámbito de aplicación de las Propuestas. Por ello, se estima conveniente introducir en la Propuesta de Orden una Disposición adicional modificando los artículos pertinentes<sup>21</sup> para recoger la consideración expuesta

Por otra parte, se ha advertido una errata en las tablas del Anexo I, pues se utiliza el término Nh para referirse al número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo, cuando en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio,

---

<sup>21</sup> En el caso de la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, relativa al régimen retributivo específico de nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, se trata también precisamente del artículo 6.

dicho término se emplea para el número de horas equivalentes de funcionamiento.

#### **5.2.4 Sobre el artículo 7. Convocatoria de la subasta.**

El apartado 5 de este artículo dispone que en el supuesto de que no se alcancen los límites máximos de potencia —500 MW de eólica y 200 MW de biomasa— en la resolución de la subasta, podrían abrirse nuevos plazos para la presentación de ofertas hasta alcanzar dichos límites, si bien no queda del todo claro si continuarían siendo de aplicación los mismos valores de los parámetros retributivos de referencia y la misma metodología.

Se considera que plantear diferentes valores de los parámetros de referencia para un mismo semiperiodo regulatorio parece innecesario, especialmente si la convocatoria se circunscribe a determinadas tecnologías que se consideran más maduras —como es el caso de la eólica y la biomasa— y, por lo tanto, con unos costes de inversión que evolucionan más lentamente.

De acuerdo con lo anterior, se considera adecuado al menos especificar expresamente en la norma: i) que los valores de los referidos parámetros —en particular el valor estándar de inversión inicial— y la metodología a aplicar no podrán variar aun cuando sea necesario abrir nuevos plazos, y ii) el número máximo de plazos que podrán abrirse en el supuesto de que la subasta no alcanzase los límites máximos de potencia a subastar —bien por falta de presentación de ofertas que cubran dichos límites, bien porque la misma fuese declarada desierta por no existir suficiente presión competitiva—.

#### **5.2.5 Sobre el artículo 8. Características de la subasta.**

Este artículo establece someramente las características generales de las subastas, posponiendo la definición de la mayor parte de sus especificaciones técnicas, incluido el propio modelo de subasta a seguir, o si los cupos de potencia establecidos se cubrirán por exceso o por defecto, al desarrollo de una norma de rango inferior (resolución del Secretario de Estado de Energía).

En lo que se refiere a la determinación del modelo de subasta, se hace notar que si bien en teoría los resultados de la subasta deberían ser los mismos<sup>22</sup> independientemente del mecanismo de subasta elegido, los agentes modificarán su estrategia de puja en función del mismo<sup>23</sup>.

---

<sup>22</sup> 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), 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.

<sup>23</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 se realizarán al precio de equilibrio esperado. La razón primordial del argumento estriba

En este sentido, se considera que la Propuesta de Orden es el instrumento con el rango normativo adecuado para definir los principios generales de una pieza clave de este nuevo modelo retributivo cual es la subasta y, en consecuencia, no deberían diferirse a una norma de rango inferior aspectos tales como el modelo de subasta a aplicar al objeto de que los participantes conozcan sus aspectos básicos y puedan, por tanto, diseñar correctamente su estrategia de puja<sup>24</sup>.

También se hace notar que el proceso de casación de la subasta, que asigna un régimen retributivo específico a la potencia de las instalaciones, se complica por el hecho de que esta es una característica discreta (es decir, indivisible) de las mismas, por lo que el mecanismo que se establezca para la subasta debería tener en cuenta esta circunstancia, de tal modo que se salvaguarde un tratamiento homogéneo de las ofertas<sup>25</sup>. En el caso de la tecnología eólica podría llegarse al compromiso de asumir como mínima unidad a subastar la potencia considerada más habitual en un moderno aerogenerador terrestre (en el rango de 2 a 2,5 MW aprox.). En el caso de la biomasa, donde en principio no existe tal *discretización implícita*, y se realiza un diseño de las plantas totalmente *ad hoc* en función de la calidad, cantidad y regularidad en la disponibilidad del recurso (tipo o tipos de biomasa consumida, nivel y variación tolerada de humedad, estacionalidad, etc.) y la variedad de equipamientos y soluciones tecnológicas es mucho mayor, se antoja más difícil. Por otro lado, los *coeficientes de reducción mínimos de reserva* a ser establecidos, en su caso, para diferentes cantidades de potencia a adjudicar (previstos en el último párrafo del artículo 8) podrían proporcionar la flexibilidad necesaria para prevenir la posible sustitución de proyectos de elevada potencia y menor precio por varios proyectos pequeños de precio más alto (es decir, que ofrezcan un menor descuento), resultando en un mayor impacto económico para el sistema.

Finalmente, se indica que en el supuesto de que la Administración tuviese la intención de adjudicar una potencia mínima a subastar al valor máximo

---

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>24</sup> Tal es el caso de las subastas de gas y electricidad celebradas hasta la fecha, cuyas características principales del modelo de subasta vienen definidas en normas con rango de orden ministerial.

<sup>25</sup> Las subastas de gas colchón presentan una problemática similar, que se resuelve a partir de las reglas de la subasta, las cuales permiten caracterizar la oferta como divisible o indivisible en la fase de recepción de ofertas durante la propia subasta. Por tanto, en estas subastas conviven ofertas formuladas por la unidad mínima de compra con ofertas indivisibles asociadas a buques completos; el proceso de casación se resuelve de la siguiente manera:

El precio determina el orden de prelación de las ofertas; en el caso de igualdad de precios, los bloques indivisibles entran primero en el orden de mérito y los divisibles, después. Asimismo existe una holgura (conocida por los agentes) sobre el volumen objeto de subasta, el cual indica qué cantidad podría exceder dicho volumen, al objeto de dar cabida a los bloques indivisibles y que no sean sustituidos por ofertas a mayor precio.

estándar de la inversión inicial de la ITR, debería establecerse dicha cuantía en la Propuesta de Orden. Todo ello con objeto de reducir la incertidumbre de los agentes que concurren a la subasta e incorporar transparencia al proceso.

### 5.2.6 Sobre los artículos 9 y 11. Solicitud de participación y resolución del procedimiento de subasta.

El artículo 9 establece que las solicitudes de participación de la subasta deben incluir la potencia para la que se solicita el régimen retributivo (apartado 2) y el porcentaje de reducción del valor estándar (apartado 4). De la redacción de los apartados 2 y 4 se infiere que la puja de cada agente participante es un único par precio-cantidad y no una función de múltiples escalones.

Adicionalmente, el artículo 11 establece un plazo de presentación de las pujas (apartado 1) y que la subasta podrá declararse desierta, por resolución de la SEE, previo informe de la entidad supervisora, si no existiese suficiente presión competitiva (apartado 2).

El proceso de solicitud de participación en la subasta y la subasta en sí misma debieran ser procesos independientes. En este sentido, se propone que en el proceso de solicitud de participación en la subasta no se incorpore el porcentaje de reducción del valor estándar y que la potencia para la que se solicita el régimen retributivo sea vinculante (al menos al valor estándar de inversión inicial). De esta manera se desligan las consideraciones de presión competitiva asociadas a las cantidades solicitadas, del precio resultante en la subasta, de forma que esta no se celebraría si el volumen de ofertas solicitadas al valor estándar de la inversión se considerara insuficiente. Con esta medida, en el caso de que pudiera tener lugar la subasta, se eliminaría la posible incertidumbre de los agentes en relación a si este hecho pudiera deberse a que se considera insuficiente el porcentaje ofrecido de reducción del valor estándar. Así, la existencia de suficiente presión competitiva no implica necesariamente que el porcentaje de reducción del valor estándar ofrecido sea elevado.

De acuerdo con lo anterior, se recomienda modificar la redacción del artículo 9 como sigue: i) aclarar, en el apartado 2, que la potencia solicitada constituye para el solicitante un compromiso firme al valor estándar de inversión inicial; ii) suprimir el apartado 4, y iii) mover el apartado 2 del artículo 11 a este repetido artículo 9 como un nuevo apartado 8:

*«Artículo 9. Solicitud de participación en la subasta.*

*[...] 2. [...] la solicitud deberá incluir los siguientes bloques de información del Anexo I del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio [...]:*

*[...] c) Del bloque "Datos de la instalación" se indicará la potencia para la que se solicita el régimen retributivo (kW). **La potencia para la que se solicita el régimen retributivo constituye un compromiso firme de aceptación de dicha potencia al valor estándar de la inversión inicial.***

~~[...] 4. Las solicitudes incluirán el porcentaje de reducción del valor estándar de inversión inicial de la instalación tipo de referencia. La oferta económica se presentará de acuerdo a las reglas establecidas y a las condiciones que determine el Secretario de Estado de Energía en la resolución por la que se convoca la subasta.~~

~~[...] 8. La subasta podrá declararse aplazada, por resolución de la Secretaría de Estado de Energía, previo informe de la entidad supervisora, si no existiera suficiente presión competitiva.»~~

«Artículo 11. Resolución del procedimiento de subasta.

~~[...] 2. La subasta podrá declararse desierta, por resolución de la Secretaría de Estado de Energía, previo informe de la entidad supervisora, si no existiera suficiente presión competitiva.~~

Si no se toma en consideración esta propuesta de modificación, se propone alternativamente que al menos se definan previamente por el administrador de la subasta las condiciones en las que se puede suspender la misma ante una situación de insuficiente presión competitiva. A este respecto, se propone que las consideraciones de presión competitiva se establezcan en función del volumen de ofertas solicitadas al valor estándar de la inversión en relación al volumen mínimo que se desea adquirir. En el caso de que la ratio de elegibilidad (definida como el volumen de ofertas solicitadas al valor estándar de la inversión relativo al volumen mínimo que se desea adquirir) fuera suficiente, se celebraría la subasta. En este sentido, sería además deseable (o, en su caso, exigible) que ningún oferente fuera pivotal<sup>26</sup>.

Por otra parte, y en relación con el artículo 9, con objeto de mantener la coherencia con el comentario efectuado en el apartado 5.2.1 —en el que se plantea que el régimen retributivo de modificaciones de instalaciones eólicas existentes se otorgue a un valor de potencia determinado, no asociado a una instalación o instalaciones concretas— se propone matizar la redacción de los apartados 2 y 3 de este artículo en los mismos términos que los apartados 4 y 5 del artículo 3.

### **5.2.7 Sobre el artículo 12. Requisitos para la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación**

Con objeto de minimizar el riesgo de posibles comportamientos especulativos que condujeran al indebido acaparamiento de capacidad, se recomienda añadir un apartado 6 a este artículo que impida transferir a otra sociedad distinta de la adjudicataria la capacidad atribuida como resultado de la subasta al menos

---

<sup>26</sup> Un oferente es pivotal si su oferta resulta imprescindible para la cobertura de la demanda, una vez descontada su oferta de las presentadas por el resto de los agentes.

hasta que se produzca la inscripción definitiva en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación:

[...]

**6. El titular de la instalación consignado para la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación deberá coincidir con el titular a cuyo nombre se haya cursado la solicitud de participación el mecanismo de subasta, de acuerdo con lo previsto en el artículo 9.**

### 5.2.8 Sobre el artículo 13. 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. En las alegaciones, algunos agentes proponen que, para concurrir a la subasta, un requisito habilitante o preferente en la adjudicación, sea presentar proyectos concretos con un determinado nivel mínimo de maduración para prevenir que posteriormente no se ejecuten.

En este sentido, se considera que incorporar requisitos adicionales podría limitar la concurrencia en la subasta, más aún teniendo en cuenta que la cuantía de 50 €/kW de penalización se entiende adecuada y suficientemente disuasoria para proyectos que no revistan un mínimo grado de firmeza.

### 5.2.9 Sobre el Anexo I

#### Parámetros de carácter “orientativo” para 2017-2019

El subapartado 1.1 establece, para la subasta<sup>27</sup> y para los años 2015 y 2016 del primer semiperiodo regulatorio, las ITR's con su codificación, y para cada una de ellas determina los valores de los parámetros retributivos<sup>28</sup> en función del año de autorización de explotación definitiva. El subapartado 1.2 especifica los valores de estos parámetros retributivos para al segundo semiperiodo regulatorio 2017-2019, si bien el texto de la Propuesta de Orden subraya que lo hace meramente con carácter *orientativo*.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, fijan periodos retributivos de 6 años de duración (el primero abarca hasta el 31/12/2019) divididos en dos semiperiodos regulatorios

---

<sup>27</sup> El título del apartado 1 del Anexo I —en el que se engloba el subapartado 1.1— hace referencia al término «*primera*» subasta, dando a entender que podrían tener lugar sucesivas subastas con distintos parámetros retributivos de referencia; este planteamiento sería inconsistente con lo dispuesto en el apartado 5 del artículo 7 de la Propuesta de Orden, por lo que se recomienda la supresión de dicho término.

<sup>28</sup> El subapartado 1.1 de la Propuesta de Orden establece los valores de la Retribución a la Inversión (Rinv) para los años 2017-2020 indicando el carácter orientativo de los mismos, si bien se entiende se correspondería a los años 2015-2016, en línea con lo dispuesto en el título del referido subapartado.

de 3 años, al final de los cuales se podrán revisar, en cada caso, determinados parámetros retributivos con el fin de asegurar la obtención de la denominada rentabilidad razonable. Por tanto, la nueva metodología retributiva garantiza que el régimen económico reconocido permanezca constante al menos a lo largo de los tres años que dura el semiperiodo regulatorio.

De conformidad con lo anteriormente expuesto, esta Comisión considera que la Propuesta no debería establecer parámetros retributivos con carácter *orientativo*, más aún teniendo en cuenta que la normativa vigente relacionada prevé una revisión de los mismos para el segundo semiperiodo.

#### Periodicidad para la actualización de los valores de retribución a la operación (Ro)

En relación con los valores establecidos para la Ro para el primer año — 2015—, el texto del subapartado 1.1 especifica que «[éstos] *se actualizarán anualmente de acuerdo con lo establecido en el RD 413/2014, de 6 de junio.*»

A este respecto, cabe recordar que el artículo 14.4.3º de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, contempla una periodicidad *al menos anual* para la revisión de los valores de Ro de aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible. Dicha previsión se recoge en el artículo 20.3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, en el que además se dispone que la metodología para dicha actualización se establecerá reglamentariamente<sup>29</sup>.

Por tanto, los antedichos artículos establecen una periodicidad *al menos anual* para proceder a la actualización de la Ro de estas plantas, siendo también admisibles periodicidades más cortas para el procedimiento de revisión de este parámetro. En consecuencia, se propone completar el texto relativo a la revisión de la Ro en coherencia con lo dispuesto en los artículos 4.4.3º de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre y 20.3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

#### «Anexo I

1.1. *Parámetros retributivos de las instalaciones Tipo de Referencia aplicables en el 1er semiperiodo regulatorio -2015 y 2016-*

[...]

(\*\*\*) *Los valores de Ro se actualizarán **al menos** anualmente de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.*»

#### Precio de mercado

---

<sup>29</sup>Propuesta de Orden por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico, objeto de informe por esta Comisión con fecha 7 de mayo de 2015.



En cuanto a los apartados 2.1 a 2.2, esta Comisión se remite de nuevo a lo recomendado sobre el asunto de referencia en su pasado *Informe sobre la Propuesta de Orden por la que se aprueban 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, y se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación.*

En particular, en relación con las previsiones del precio medio de mercado para los tres años del primer período regulatorio, se recomendaba facilitar una metodología reproducible que definiera «*expresamente la forma de obtención de dichas estimaciones; con independencia de cuáles sean los precios finalmente propuestos, los cuales habrán de ser en todo caso objeto de revisión*».

A este respecto, se considera oportuno reproducir en la Propuesta de Orden el párrafo que figura en el apartado 1.1 de los Anexos III y VI de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, en el que se especifica la metodología de cálculo de las estimaciones del precio medio de mercado.

#### Coeficientes de apuntamiento tecnológico

En el punto 2.3 del Anexo I de la Propuesta se hace referencia a los coeficientes de apuntamiento considerados sobre el precio estimado de mercado para las instalaciones de producción a partir de biomasa y de tecnología eólica. Asimismo, se menciona que dichos valores se corresponden con la información disponible en la CNMC hasta el 31 de diciembre de 2013, relativa a los años 2011, 2012 y 2013.

Teniendo en cuenta el posible impacto en la fijación de los parámetros retributivos, sería conveniente utilizar los coeficientes de apuntamiento tecnológico actualizados según la última información disponible en esta Comisión por años completos, relativa a los años 2012, 2013 y 2014.

A partir de esta información, los coeficientes de apuntamiento actualizados correspondientes a la media observada a lo largo de los tres años citados, serían los que se muestran en la siguiente tabla:

Tecnología	Coeficiente de apuntamiento calculado según media de 2012,2013 y 2014	Coeficiente Propuesta de Orden	Diferencia (%)
<b>EÓLICA</b>	<b>0,8100</b>	<b>0,8889</b>	<b>-8,9%</b>
<b>BIOMASA</b>	<b>0,9405</b>	<b>0,9643</b>	<b>-2,5%</b>

*Insuficiente justificación y descripción del término  $M_{ITR,a}$*

En relación con el apartado 3 que hace referencia a la *expresión simplificada* para el cálculo de la Rinv de la instalación tipo, esta Comisión comparte el comentario realizado por una de las alegaciones recibidas en el sentido de que la sucinta referencia al término  $M_{itra}$  (*coeficiente aplicable a la retribución a la inversión de la instalación tipo de referencia, para calcular la retribución a la inversión de la instalación tipo*) en el Anexo I no justifica adecuadamente cómo se ha obtenido<sup>30</sup>.

Finalmente, y por coherencia con el comentario efectuado sobre el carácter orientativo de los parámetros retributivos para los años 2017-2020, se propone la supresión del subapartado 3.2 «*Coeficientes  $M_{itra}$  provisionales para las Instalaciones Tipo del 2º semiperiodo regulatorio 2017-2018 y 2019.*»

---

<sup>30</sup> A mayor abundamiento, se hace notar que el valor que toma el término  $M_{itra}$  para las instalaciones eólicas —116.049 €/MW— es superior al valor de la Rinv propuesta mientras que para las ITR´s de biomasa dicho valor coincide con el valor de su Rinv.

## **ANEXO I. Resumen de alegaciones recibidas.**

---

***En este Anexo no se reflejan las recomendaciones o valoraciones de la CNMC, sino las opiniones recabadas a través del Consejo Consultivo de Electricidad.***

---

El 22 de abril de 2015 las Propuestas de RD y de Orden fueron remitidas a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. A la fecha de redacción de este informe se han recibido alegaciones de:

### Listado de alegaciones

1. Acciona.
2. Junta de Andalucía.
3. Agencia Española de Consumo, Seguridad Alimentaria y Nutrición (AECOSAN).
4. Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa (AVEBIOM).
5. Gobierno de Aragón.
6. Gobierno de Canarias.
7. Generalitat de Catalunya.
8. Junta de Castilla y León.
9. Govern de les Illes Balears.
10. EDP Renovables España.
11. Enatica Energía.
12. Enel Green Power España.
13. Unesa (Endesa, GN-Fenosa, Iberdrola).
14. Xunta de Galicia.
15. Principado de Asturias.
16. REE en calidad de Transportista.
17. Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA).
18. Asociación Empresarial Eólica (AEE).
19. Asociación Eólica de Galicia (EGA).
20. Unión Española Fotovoltaica (UNEF).
21. Asociación de Comercializadores Independientes de Energía (ACIE).
22. Gobierno de la Región de Murcia.
23. Hidroeléctrica del Cantábrico (Grupo EDP)

A continuación se facilita una síntesis temática del contenido de los comentarios recibidos a la fecha de redacción de este informe. Esta síntesis no es exhaustiva y está necesariamente sometida a un cierto grado de subjetividad tanto en la elección de los temas considerados más relevantes, como en la agrupación de los mismos, pasando por la selección de aquellas contribuciones que se han considerado más significativas o diferenciales por los aspectos tratados.

Con carácter previo, varios de los escritos recibidos solicitan que se resuelva la convocatoria del régimen retributivo específico a la que hace referencia la Disposición adicional cuarta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio —cuya fecha límite de resolución era el 9 de noviembre de 2014— antes de que se inicie el proceso de subasta objeto de este informe. Esta disposición establece un régimen retributivo para un máximo de 120 MW aplicable a aquellas instalaciones o modificaciones de instalaciones de tecnologías diferentes a la eólica, solar termoeléctrica y fotovoltaica que cumplan determinados requisitos.

Por otra parte, otra de las alegaciones censura que las Propuestas que ahora se informan vulneren el principio de neutralidad tecnológica establecido en las Directrices sobre ayudas de estado en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020.

Otro agente señala que limitar el desarrollo a dos tecnologías, excluyendo (entre otras) a la tecnología solar fotovoltaica, constituye una clara infracción del principio de igualdad, máxime en un contexto normativo en el que el legislador ha optado por establecer la misma tasa de rentabilidad para remunerar a las instalaciones de producción a partir de fuentes renovables, con independencia de la tecnología que utilicen.

Finalmente, buena parte de los comentarios solicitan que las Propuestas establezcan, al menos con carácter indicativo, el calendario —plazos— y cupos de las futuras convocatorias de subastas necesarias para cumplir los objetivos establecidos en la Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009.

## **PROPUESTA DE RD**

### ***Sobre el ámbito de aplicación (apartado 1)***

En relación con el punto 1, varios miembros del Consejo Consultivo de Electricidad plantean las siguientes propuestas:

1. Extender el ámbito de aplicación a las plantas que se detallan a continuación. Para determinadas tecnologías, algunos escritos sugieren también los cupos de potencia a subastar.
  - Instalaciones de los grupos b.6 y b.8 ubicadas en los Sistemas Eléctricos de los territorios No Peninsulares (SENP).
  - Instalaciones Híbridas Tipo 1 de los grupos b.6 y b.8.
  - Instalaciones del grupo b.7<sup>31</sup> (cupos de 50 MW).

---

<sup>31</sup> Grupo b.7. Centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biolíquido producido a partir de la biomasa, entendiéndose como tal el combustible líquido destinado a usos energéticos distintos del transporte e incluyendo el uso para producción de energía eléctrica y la producción de calor y frío, o que utilicen biogás procedente de la digestión anaerobia de cultivos energéticos, de restos agrícolas, de deyecciones ganaderas, de residuos biodegradables de instalaciones industriales, de residuos domésticos y similares o de lodos de depuración de aguas residuales u otros para los cuales sea de aplicación el proceso de digestión

- Instalaciones de co-combustión de carbón con biomasa.
  - Instalaciones minihidráulicas.
  - Instalaciones solares termoeléctricas (cupo de 1.000 MW).
  - Instalaciones fotovoltaicas (cupo de 1.000 MW).
  - Instalaciones eólicas marinas (cupo de 3.000 MW).
2. Repartir el cupo de 500 MW de potencia asignados a la tecnología eólica entre las nuevas instalaciones y las modificaciones de las plantas existentes.
3. Limitar el ámbito de aplicación de la Propuesta de RD a las:
- Instalaciones que se ubiquen exclusivamente en territorio peninsular. (Uno de los escritos alega que ya existen convocatorias retributivas específicas para los territorios no peninsulares.)
  - Instalaciones eólicas con potencia instalada inferior a 50 MW.

Un comentario señala que si no se limita el tamaño de las instalaciones que pueden participar en la subasta, las plantas de tamaño medio no podrán ser adjudicatarias hasta que se produzca una nueva subasta, pues las instalaciones de mayor potencia tienen ventajas competitivas que les permitirían ofertar mayores porcentajes de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la ITR.

Otro agente plantea que se establezca un procedimiento específico para instalaciones eólicas de menos de 6 MW e instalaciones renovables de otro tipo de menos de 1 MW. El procedimiento de la Propuesta trata igual a un parque de 5 MW que a uno de 300 MW, dificultando la competencia entre unas instalaciones y otras.

- Instalaciones del grupo b.6 con potencia instalada inferior a 18 MW. Uno de los comentarios solicita que se suprima del ámbito de aplicación a las plantas del grupo b.8, argumentando que éstas están generalmente vinculadas a proyectos de cogeneración, que ya reciben una retribución adicional por la venta del calor al proceso productivo asociado y no aportan valor añadido desde el punto de vista de la generación de empleo en el entorno rural ni de la prevención de incendios.

Si finalmente no se eliminase el grupo b.8, solicita que los 200 MW de biomasa se desagreguen en dos cupos independientes: 100 MW para el grupo b.6 y los 100 MW restantes para el grupo b.8.

4. Eliminar o cuanto menos reducir el cupo de potencia asignado a la biomasa. Alegan que la nueva capacidad prevista de biomasa resulta innecesaria e ineficiente por las siguientes razones:

---

anaerobia (tanto individualmente como en co-digestión), así como el biogás recuperado en los vertederos controlados.

- Los niveles actuales de penetración de renovables en España son superiores a los previstos por la Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril para el año 2018. La modificación de los parques eólicos existentes puede ser justificada puesto que permitirán, no tanto incorporar mucha más energía renovable al sistema, sino asegurar que en cuatro o cinco años no se retirarán parques obsoletos que, de otro modo, antes o después cerrarían. Su modernización garantiza una vida útil adicional de 20 años.
- La forma más eficiente de alcanzar el objetivo previsto de renovables es a través de la eólica y de la fotovoltaica, donde la presión competitiva es mayor por el mayor número de emplazamientos disponibles y la menor limitación del recurso de energía primaria.

Con base en los importes económicos destinados a cada una de las tecnologías que se establece en la MAIN que acompaña a la Propuesta de Orden —21 M€ para la eólica y 130 M€ para la biomasa—se concluye que el coste por MWh de la tecnología de biomasa resulta ser más de siete veces superior que el coste por MWh de la tecnología eólica.

- Desde el punto de vista de cobertura de la demanda, la forma más eficiente de afrontar las necesidades del sistema es la realización de las inversiones de adaptación de las centrales de carbón nacional a los requerimientos de la Directiva de Emisiones Industriales. Con el sobrecoste anual de la capacidad prevista de biomasa, se podrían adaptar 500 MW de centrales de carbón nacional.
- La argumentación de que las instalaciones de biomasa aportan firmeza al sector no es válida en estos momentos en los que se está planteando el cierre de ciclos combinados que, no sólo aportan la misma o mayor firmeza de suministro, sino que aportan mucha mayor flexibilidad, que es una característica igualmente importante para el Sistema.

En cuanto al punto 3, uno de los agentes se queja de que se excluyan de este procedimiento de subasta a aquellas instalaciones ubicadas en los SENP que sean titularidad de operadores que ostenten una posición dominante en la actividad de generación al entender que la restricción que estableció el artículo 1 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre se refería exclusivamente a la generación convencional.

### ***Sobre la convocatoria para la asignación del régimen retributivo específico (apartado tercero)***

En relación con el punto 1.a), varios agentes solicitan se incremente el cupo de potencia asignado a la biomasa hasta, según el caso, los 300 ó 350 MW. Indican que el desarrollo de esta tecnología renovable ha sido exiguo, lo que impidió que se cumplieran los objetivos fijados en el PER 2005-2010 y que, a la fecha, continúe muy alejada del cumplimiento de los objetivos del PER 2011-2020.

Sobre este mismo punto, otro de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad advierte de la a su juicio previsible insuficiente presión competitiva para la subasta de 200 MW de biomasa. Alega que, de acuerdo con lo dispuesto en el documento de «*Planificación Energética Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020*» existirían únicamente tres posibles competidores que representarían tres proyectos de 100 MW. A este respecto, añade que un promotor de biomasa que no disponga de conexión a la red en el momento de la subasta, al menos incluida en la Planificación de la red, quedaría excluido de facto puesto que, según el Art. 12 de la Propuesta de Orden, dispondría de un plazo máximo de 36 meses para comenzar a verter a la red.

En lo que se refiere al punto 1.b), varios escritos se quejan de que el cupo de potencia de 500 MW asignado a la tecnología eólica resulta del todo insuficiente de cara a cumplir con el objetivo<sup>32</sup> previsto para esta tecnología en el «*Planificación Energética Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020*». A este respecto, uno de los comentarios sugiere se incremente dicho cupo hasta los 4.000 MW y otro hasta los 1.000 MW.

## **PROPUESTA DE ORDEN**

### ***Sobre el régimen retributivo específico (artículo 3)***

---

En relación con los apartados 4 y 5, algunas alegaciones critican un tratamiento discriminatorio entre las modificaciones de instalaciones eólicas existentes y las nuevas instalaciones por otorgar exclusivamente a las primeras el régimen retributivo específico a instalaciones concretas. Consideran que el vincular el régimen retributivo a una planta específica resta flexibilidad para que los promotores puedan gestionar los posibles riesgos del proyecto, lo que, en opinión de estos agentes, provocaría una menor disposición a participar en la subasta y, en consecuencia, un menor nivel de competencia.

Consideran que la flexibilidad que la Propuesta de Orden parece querer atribuir a los nuevos proyectos debe ser también otorgada a las modificaciones de los proyectos existentes. Proponen, por tanto, suprimir el referido apartado 5 e incluir en la redacción del apartado 4 a las antedichas modificaciones.

Otro agente añade que debe ponerse un límite a esa flexibilidad con el fin de evitar comportamientos especulativos. El límite debería ser que el promotor pueda poner en servicio la potencia de la que haya resultado adjudicatario siempre que esta se ponga en servicio en alguno/s de una serie de emplazamientos previamente identificados en la concurrencia a la subasta.

### ***Sobre los parámetros retributivos de las instalaciones tipo (artículo 5)***

---

En cuanto al apartado 4, varios agentes inciden en la necesidad de definir una rentabilidad razonable fija a lo largo de la vida útil del proyecto —algunos escritos plantean una tasa de retribución de al menos el 7,5%— con objeto de dotar al

---

<sup>32</sup> Entre 4.553 y 6.473 MW de potencia eólica.



modelo de una mínima previsibilidad y transparencia que permita la financiación de los proyectos.

Lo contrario generaría una incertidumbre que haría inviable cualquier proceso de asignación, ya que imposibilitaría la predictibilidad del retorno de las inversiones a lo largo de la vida útil del proyecto, lo que dificultaría su financiación.

### ***Sobre la convocatoria de la subasta (artículo 7)***

---

En lo que se refiere al apartado 3, la mayor parte de las alegaciones indican que las características del procedimiento de subasta no deberían quedar relegadas a un desarrollo normativo posterior, ya que podría condicionar el éxito de la misma.

Un comentario señala que la normativa a desarrollar debería ceñirse específica y únicamente a: i) la convocatoria formal del proceso de concurrencia en una fecha concreta y ii) aspectos puntuales y no esenciales de las reglas de la subasta.

En relación con el apartado 5, uno de los escritos recibidos reclama que se especifique el procedimiento a seguir en el supuesto de que se declarase desierta, en todo o en parte, la subasta convocada, en el sentido de fijar plazos para la realización de una nueva convocatoria.

### ***Sobre las características de la subasta (artículo 8)***

---

En relación con el apartado 2, varios agentes efectúan las siguientes propuestas:

1. Definir la legitimación para concurrir a las subastas y permitir transmitir la titularidad del proyecto a cualquier empresa del mismo grupo empresarial.
2. Regular de forma clara y concreta la compatibilidad del proceso de subasta con la legislación autonómica, con objeto de que la adjudicación de la subasta no se vea condicionada posteriormente por requerimientos de inversión industrial de orden localista.
3. Eliminar los coeficientes de reducción mínimos de reserva para diferentes cantidades de potencia a adjudicar — que figurarán en un Anexo confidencial de la Resolución de la SEE por las que se aprueben las reglas de la subasta— por constituir una intervención de la misma que genera discrecionalidad y distorsiones competitivas en la subasta. Algunos agentes consideran que el único criterio válido para no asignar potencia debería ser la inexistencia de suficiente presión competitiva.

A este respecto, otro de los comentarios recibidos subraya que el hecho de que puedan existir condiciones confidenciales en los antedichos mecanismos de reserva aumenta el grado de inconcreción para los participantes en la subasta.

La utilización de cláusulas confidenciales puede dar lugar a “suspicias” respecto al proceso de subasta en sí, pudiendo llegar a derivar en el planteamiento de reclamaciones o impugnación de la propia subasta.

### ***Sobre la solicitud de participación en la subasta (artículo 9)***

---

En cuanto al apartado 5, buena parte de los escritos recibidos consideran insuficiente la presentación de un aval por parte de los titulares de instalaciones como único requisito para poder solicitar su participación en el mecanismo de subasta.

A este respecto, reclaman que se valore también el grado de avance de la tramitación administrativa de los proyectos que participen en el mecanismo de subasta. El desacoplamiento entre los derechos económicos y los derechos administrativos de cualquier instalación puede transformar estas subastas en un mecanismo puramente especulativo.

Uno de los agentes sugiere que sea un requisito habilitante o preferente en la adjudicación de la subasta el que los proyectos que se presenten dispongan de acceso y conexión a la red eléctrica y declaración del trámite medioambiental favorable. Indica que prescindir de este aspecto podría dar lugar al acaparamiento de las cantidades a subastar por licitantes que carecen de proyectos en esos estadios de desarrollo; únicamente estarían obligados a cumplir el requisito de presentar un aval.

Sobre este mismo asunto, otro de los escritos sugiere que se exija que los participantes en la subasta aporten la autorización administrativa previa de toda la potencia solicitada, bien a la fecha de solicitud de participación en la subasta o alternativamente otorgándoles un plazo de aportación máxima de un año desde la fecha de solicitud de participación en la subasta. Con ello, entienden que se asegura la viabilidad de los proyectos.

Otro de los comentarios considera que el agente interesado en participar en el procedimiento competitivo debería disponer de un conjunto de instalaciones en tramitación o en funcionamiento que totalicen al menos, la potencia solicitada. La potencia en tramitación deberá acreditar las siguientes condiciones:

- Disponer del depósito de los avales previstos en los artículos 59.bis y 66.bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.
- Disponer de acceso y conexión a la red en vigor.
- ... o bien tratarse de una instalación previamente autorizada.

Finalmente, otra de las alegaciones incide en que las instalaciones deberían justificar que cumplen con los requisitos establecidos en el artículo 4.3<sup>33</sup> del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, a la hora de presentar su propuesta.

### ***Sobre los requisitos para la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de explotación (artículo 12)***

---

---

<sup>33</sup> Artículo, derogado por el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, que establecía el mecanismo de registro de pre-asignación de retribución para las instalaciones del antiguo régimen especial.

En relación con el apartado 5, varios comentarios sugieren ampliar —algunos especifican de 36 a 48 meses— el plazo máximo para dar cumplimiento a los requisitos establecidos en el artículo 46 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. Esta propuesta se justifica con el fin de garantizar la ejecución de proyectos de determinadas tecnologías que tienen unos plazos más extensos.

Sobre este apartado, otro agente solicita que el referido plazo de 36 meses se divida en dos plazos: uno de 18 meses para conseguir la autorización administrativa y los 18 meses restantes para la construcción y puesta en servicio de las instalaciones. En el supuesto de que las instalaciones adjudicatarias de la subasta ya dispusieran de dicha autorización, dispondrían de 36 meses para la construcción y puesta en servicio.

Algunos miembros del Consejo Consultivo de Electricidad solicitan que se explicita el mecanismo y criterios que se aplicarían para: i) la solicitud y la concesión de una prórroga del plazo de inscripción en el Registro retributivo específico en estado de explotación y ii) en su caso, la ejecución de las garantías depositadas.

Finalmente, otro comentario considera que se debería limitar la transmisión de los MW adjudicados en la subasta hasta una fecha posterior a la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación para que la subasta tenga éxito.

### ***Sobre la garantía económica (artículo 13)***

Algunas alegaciones consideran la cuantía de la garantía económica —50 €/kW— desproporcionada para los proyectos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la biomasa. Proponen establecer su valor en 20 €/kW, en línea con la obligación de depósito establecida para la tramitación de las solicitudes de acceso y conexión de estas instalaciones en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre<sup>34</sup>. Consideran que la cuantía reflejada en dicho real decreto es más que suficiente para asegurar el correcto funcionamiento del proceso de concurrencia competitiva.

### ***Sobre los parámetros retributivos de las ITR's (Anexo I)***

En lo que se refiere al apartado 1, varios miembros del Consejo Consultivo de Electricidad han presentado las siguientes alegaciones:

- Sobre los parámetros retributivos de ITR's de biomasa
  - Los precios reales de la biomasa son superiores a los reconocidos en la Propuesta de Orden. A este respecto, algunos comentarios indican que el valor del coste de biomasa que se debe tomar como referencia está

---

<sup>34</sup> Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

entre 52,03 €/t y 73,10 €/t —dependiendo del agente—, de acuerdo con Estudio Técnico PER 2011-2020 nº 14 «Evaluación del potencial de energía de la biomasa».

- Sobre los parámetros retributivos de las ITR's eólicas terrestres
  - Los valores estándares de la inversión inicial y los costes de explotación están infravalorados, mientras que el número de horas equivalentes de funcionamiento está sobreestimado. Unas condiciones de partidas tan exigentes y lejanas a la realidad del mercado pueden provocar que la subasta quede desierta o quede potencia sin adjudicar.

Sobre este aspecto, algunos agentes añaden que los parámetros retributivos que considera la Propuesta de Orden son muy inferiores a los que figuran en las Ordenes IET/1045/2014, de 16 de junio e IET/1459/2014, de 1 de agosto, esta última para los 450 MW eólicos en Canarias.

A este respecto, ciertos comentarios solicitan que se definan los parámetros de inversión y el número de horas en coherencia con los estándares que se fijaron en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, para las instalaciones eólicas con fecha de autorización de explotación definitiva en el año, según el caso, 2013 ó 2014. Indican que estos parámetros serían suficientes para que la subasta fuera atractiva para los mejores parques eólicos que muchos promotores tienen en cartera y permitirían además disponer de suficiente masa crítica para garantizar la competitividad de la subasta.

Otro agente considera que lo más oportuno sería abrir nuevamente el plazo para poder solicitar el régimen retributivo específico de los 450 MW eólicos en Canarias —éste finalizó el 15 de diciembre de 2014— que establece la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, sin necesidad de acudir previamente a un mecanismo de asignación mediante subasta.

- Otro miembro del Consejo Consultivo considera que en el cálculo de los parámetros retributivos aplicables a las ITR's —en particular el valor estándar de la inversión inicial y los costes de explotación— se deberían tener en cuenta las diferentes ubicaciones geográficas —montaña o llanura— de los proyectos, todo ello con objeto de no discriminar emplazamientos en función de su complejidad orográfica, dificultad de acceso, necesidad de infraestructuras de evacuación de energía, etc., siempre y cuando se constate la existencia de un recurso suficiente.
- Exceptuar la revisión prevista en el artículo 14.4 de la Ley del Sector Eléctrico a los parámetros retributivos definidos para el primer semiperiodo regulatorio, con objeto de incrementar la competencia en la subasta.

En cuanto al subapartado 2.2, buena parte de los comentarios recibidos consideran necesario revisar las previsiones del precio medio del mercado eléctrico para lo que resta del primer período regulatorio y en adelante. La no actualización de estos valores podría afectar negativamente a la viabilidad de estos proyectos.

A este respecto, algunos agentes consideran que los precios considerados para estimar los ingresos de explotación procedentes de la venta de energía deberían ser los precios reales del mercado diario en lo que va de año, así como los futuros que a día de hoy se cotizan y negocian en los mercados de futuros gestionados por parte de OMIP. En consecuencia, se deberían ajustar las retribuciones a la operación así como los límites inferiores y superiores aplicables

En cualquier caso, defienden que de producirse ajustes por desvíos en los precios de mercado, éstos deben ser compensados a las empresas de forma anual, con objeto de compensar lo más rápidamente posible el daño de haber calculado una Rinv con parámetros erróneos.

Sobre el apartado 3, una de las alegaciones solicita se justifique adecuadamente el valor que toma el término  $M_{itra}$  para las instalaciones eólicas —116.049 €/MW—. Indica que este valor es superior al valor de la Rinv propuesta mientras que para las ITR's de biomasa dicho valor coincide con el valor de su Rinv.

### ***Sobre la MAIN***

---

Un agente se queja de la imposibilidad de reproducir el cálculo de las 3.200 horas equivalentes de funcionamiento para las instalaciones de tecnología eólica.

### ***Sobre una nueva Disposición adicional***

---

Uno comentario considera adecuada la inclusión de una nueva disposición adicional que establezca una ventanilla única a cargo del MINETUR para la tramitación unificada de las modificaciones de instalaciones existentes, así como de las instalaciones de más de 50 MW de potencia, y un alargamiento del plazo temporal previsto para que estén funcionando este tipo de instalaciones si resultaran adjudicatarias del régimen retributivo específico en la subasta.

