



**INFORME DE LA CNMC SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN 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.**

**12 de junio de 2014**

**INFORME DE LA CNMC SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN 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.**

Expediente núm.: IPN/DE/0005/14

**SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

**Presidenta**

D<sup>a</sup>. María Fernández Pérez

**Consejeros**

D. Eduardo García Matilla

D. Josep María 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 12 de junio de 2014

Visto el expediente relativo al INFORME DE LA CNMC SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN 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, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC acuerda emitir el siguiente informe.

## Índice

<b>1. Antecedentes.....</b>	<b>4</b>
<b>2. Contenido de la Propuesta.....</b>	<b>8</b>
<b>3. Valoración general de la Propuesta. ....</b>	<b>10</b>
<b>4. Consideración preliminar.....</b>	<b>10</b>
<b>5. Consideraciones sobre el articulado.....</b>	<b>11</b>
5.1 Sobre el artículo 1. Objeto. ....	11
5.2 Sobre el artículo 2. Ámbito de aplicación.....	11
5.3 Sobre el artículo 3. Tipología de las instalaciones fotovoltaicas.....	12
5.4 Sobre el artículo 5. Parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia.....	13
5.5 Sobre el artículo 7. Cálculo de las horas mínimas y umbrales de funcionamiento. ....	14
5.6 Sobre el artículo 8. Convocatorias de la subasta.....	15
5.7 Sobre el artículo 9. Características de las subastas.....	16
5.8 Sobre el artículo 12. Resolución del procedimiento de subasta.....	16
5.9 Sobre el artículo 13. Requisitos para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación. ....	17
5.10 Sobre la Disposición adicional segunda. Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación. ....	17
5.11 Sobre la Disposición adicional cuarta. Revisión de la retribución correspondiente al primer periodo de 2013, segundo periodo de 2013 y del año 2014 a varias empresas distribuidoras de energía eléctrica con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes. ....	18
5.12 Sobre la Disposición adicional sexta. Instalaciones eólicas en el sistema eléctrico canario. ....	19
5.13 Sobre el Anexo I. ....	21
5.14 Sobre el Anexo II. ....	23
5.15 Sobre la caracterización de las nuevas Instalaciones Tipo. ....	24
5.16 Propuesta de una nueva Disposición adicional, respecto a la actuación de representación. ....	26
<b>ANEXO I. Resumen de alegaciones recibidas. ....</b>	<b>28</b>
<b>ANEXO II. Análisis de Retribución a la inversión y de ejemplos de Retribución total para Instalaciones Tipo no peninsulares frente a Instalaciones Tipo <i>generales</i> comparables. ....</b>	<b>40</b>

## **INFORME DE LA CNMC SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN 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.**

---

La Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su reunión de 12 de junio de 2014, ha aprobado el presente informe sobre la «*Propuesta de Orden 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*» (en adelante la Propuesta).

Este informe tiene por objeto dar respuesta al oficio 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 7 de abril de 2014, por el que se solicita a esta Comisión la emisión de informe preceptivo, así como dar trámite de audiencia a los interesados a través de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. La Propuesta, acompañada de su correspondiente Memoria de Análisis de Impacto Normativo (MAIN), fue remitida a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad el mismo 7 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.

Este informe se aprueba, en ejercicio de las competencias consultivas de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (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 de 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. Antecedentes.**

El Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico (en adelante RDL 9/2013), 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.

Estas bases se especifican en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante LSE). Su artículo 14.7 dispone que:

- 1) 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.
- 2) 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.
- 3) Este régimen retributivo, adicional a la retribución por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, estará compuesto por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo<sup>1</sup>.
- 4) En los sistemas extrapeninsulares, podrá existir un incentivo adicional a la inversión y ejecución en plazo, cuando suponga una reducción significativa de los costes, pudiéndose definir excepcionalmente instalaciones tipo específicas para cada uno de estos sistemas.

También se ha de señalar que, para el cálculo de dicha retribución específica, se considerarán, para una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada, los valores que resulten de considerar:

- i) Los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción.
- ii) Los costes estándar de explotación.
- iii) El valor estándar de la inversión inicial.

Este sistema de retribución no se establece de forma individualizada para cada instalación concreta, sino que pivota sobre el concepto de *instalación tipo*. La determinación de las instalaciones tipo se realiza en función del tipo de tecnología, fecha de autorización de explotación definitiva y subsistema eléctrico o isla donde se ubique, así como, en su caso, de acuerdo con otras posibles características relevantes. Cada instalación tipo representa un conjunto de instalaciones homogéneo; el régimen retributivo específico calculado sobre ella

---

<sup>1</sup> La retribución a la operación se calcula como el producto de un término  $R_o$ , expresado en €/MWh, por la producción de la planta. En el caso de las instalaciones tipo descritas en esta Propuesta no se contempla la aplicación del término de retribución a la operación, es decir, se asume que el coste de explotación es inferior al precio de mercado.

resulta aplicable a todas las instalaciones pertenecientes a dicho conjunto. 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*.

La metodología prevista en la prevista normativa de rango superior que esta Propuesta desarrolla establece períodos retributivos de 6 años (el primero abarcará hasta el 31/12/2019), al final de los cuales se podrán revisar los siguientes parámetros retributivos:

- El valor de la tasa de actualización
- La previsión de ingresos por venta de la energía en el mercado
- En su caso, la previsión de los costes de explotación
- Los valores de ajuste por desviación en el precio de mercado
- Los costes variables de generación a efectos de la liquidación en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares

Asimismo se establecen semiperíodos de 3 años, al cabo de los cuales sólo se podrán revisar:

- La previsión de ingresos por venta de la energía en el mercado
- Los valores de ajuste por desviación en el precio de mercado

En ningún caso se podrán revisar ni el valor estándar de la inversión inicial ni la vida útil regulatoria (es decir, aquella con derecho a régimen retributivo específico). El procedimiento de cálculo descrito hace que la retribución reconocida permanezca constante a lo largo de los tres años que dura el semiperíodo.

Dentro del ámbito de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (en adelante SENP), la Disposición transitoria duodécima de la citada LSE exceptúa, con carácter extraordinario y hasta el 31 de diciembre de 2014, la aplicación del referido procedimiento de concurrencia para determinadas tecnologías de generación renovables cuando su introducción suponga una reducción significativa de los costes de generación del sistema eléctrico y siempre que su puesta en servicio se produzca con anterioridad al 31 de diciembre de 2016.

De acuerdo con lo dispuesto en la antedicha normativa, el proyecto de real decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos<sup>2</sup>, en su artículo 18, regula el mecanismo de cálculo del incentivo a la inversión por reducción del coste de generación, aplicable a las instalaciones de aquellas tecnologías susceptibles de ser instaladas en los SENP.

La Disposición adicional quinta<sup>3</sup> del citado proyecto de real decreto establece un régimen retributivo específico para nuevas instalaciones de producción de energía

---

<sup>2</sup> Informado por la CNMC con fecha 17 de diciembre de 2013.

<sup>3</sup> Que era la Disposición adicional segunda, en la versión informada por la CNMC.

eléctrica de tecnologías eólica y solar fotovoltaica y modificaciones de las instalaciones existentes que se ubiquen en los SENP, y prevé que la asignación de dicho régimen retributivo y el valor estándar de la inversión se determinarán mediante un procedimiento de concurrencia competitiva, salvo en aquellos supuestos previstos en la antedicha Disposición transitoria duodécima de la LSE. El apartado 3 de la referida Disposición adicional quinta prevé asimismo que mediante orden del MINETUR se aprobará el mecanismo de asignación de dicho régimen retributivo específico y los parámetros retributivos aplicables: esa es la orden cuya propuesta ahora se informa.

Finalmente, cabe destacar otra normativa -vigente y en desarrollo- de aplicación a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, a saber:

- i. Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Esta Ley introduce diversas medidas cuyo objeto es sentar las bases para el desarrollo de los nuevos regímenes retributivos que se establezcan, con la finalidad de incrementar la competencia en estos sistemas y reducir los costes de generación, así como el refuerzo de las herramientas de actuación por parte de la Administración ante situaciones de riesgo.
- ii. Proyecto de Real Decreto 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<sup>4</sup>. Este real decreto reemplazaría la principal normativa específica vigente a la redacción de este informe, a saber: el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y las Órdenes ITC 913 y 914/2006, de 30 de marzo, que especifican el método de cálculo de la retribución del coste de combustible (así como el procedimiento de despacho y liquidación), y el método de cálculo de retribución de la garantía de potencia, respectivamente. Cabe destacar que, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 1.b y 8 de este proyecto de RD, las instalaciones de producción hidroeléctricas no fluyentes y térmicas que utilicen como fuente de energía, entre otras, la biomasa, el biogás y los residuos pasarían a ser tratadas retributivamente como una térmica convencional.

Para optar durante toda su vida útil regulatoria al régimen retributivo *adicional* que prevé la LSE, las referidas plantas deberían obtener una resolución de *compatibilidad* favorable emitida por la Dirección General de Política Energética y Minas, con carácter previo a la autorización administrativa.

---

<sup>4</sup>Informado por la CNE con fecha 10 de septiembre de 2013. De acuerdo con el artículo 8.2, párrafo segundo, de la Propuesta, hasta la entrada en vigor de este real decreto no se podría convocar la primera subasta de asignación de retribución:

*«La potencia convocada mediante subastas no podrá ser superior a la utilizada para realizar la previsión de costes de generación con retribución regulada en los territorios no peninsulares, aprobada de conformidad con lo previsto en la normativa que regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.»*

Para ello, la DGPM solicitaría: i) informe técnico al Operador del Sistema en el que se valore la necesidad de implantar la nueva potencia prevista por el solicitante a efectos de cobertura de la demanda, el nudo de conexión más conveniente, la tecnología propuesta, etc., ii) informe económico-retributivo a la CNMC sobre el impacto sobre el coste de generación y la eficiencia, alternativas y propuesta de parámetros retributivos (estándar de inversión, parámetros técnicos, etc.) y iii) informe a las Comunidades Autónomas o Ciudades Autónomas en lo que pudiera afectar al concreto ejercicio de sus competencias para que pudieran realizar observaciones.

Aquellas instalaciones que obtuvieran una autorización administrativa sin la resolución favorable no tendrían derecho a retribución adicional, percibiendo en cada hora, exclusivamente, el precio horario final peninsular.

## 2. Contenido de la Propuesta.

La Propuesta consta de preámbulo, 14 artículos, distribuidos en 3 capítulos, 6 disposiciones adicionales, 1 disposición transitoria, 1 disposición derogatoria, 2 disposiciones finales y 3 anexos.

El capítulo I se destina a determinar el objeto y ámbito de aplicación de la norma que engloba a:

- i. instalaciones eólicas o fotovoltaicas que a la entrada en vigor de la Propuesta que se informa no hayan sido inscritas con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (RAIPRE) ni en el correspondiente registro de preasignación de retribución, e
- ii. *instalaciones eólicas* ubicadas en tierra que, aun estando inscritas con carácter definitivo en el RAIPRE, sean objeto de una modificación no inscrita en el citado registro a la entrada en vigor de la Propuesta.

Se excluyen expresamente del ámbito de aplicación las instalaciones titularidad de una empresa o grupo empresarial que posea un porcentaje de potencia de generación de energía eléctrica superior al 40 por ciento en un determinado sistema<sup>5</sup>.

El capítulo II describe el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico aplicable a estas instalaciones. En particular, contempla los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de referencia para cada tecnología, año de autorización de explotación definitiva y subsistema o isla, y determina el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo a partir de los parámetros retributivos correspondientes a la instalación tipo de referencia 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 instalación tipo y la retribución a la inversión de dicha

---

<sup>5</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.

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 primera convocatoria de la subasta durante el primer semiperiodo regulatorio (ejercicios de 2014 a 2016) se encuentran recogidos en el anexo I. Las convocatorias posteriores requerirán de la aprobación, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, de unos nuevos valores de dichos parámetros.

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 establecimiento de las garantías económicas a prestar.

La Disposición adicional primera establece la rentabilidad razonable de las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la Propuesta, que durante el primer periodo regulatorio estará referenciada al rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial de 300 puntos básicos<sup>6</sup>.

La Disposición adicional segunda fija el valor de los coeficientes empleados para el cálculo del incentivo a la inversión para la reducción de costes: para percibir dicho incentivo, la instalación en cuestión deberá promediar un coste variable menor o igual al 55% del coste variable registrado en su subsistema o isla; en tal caso, obtendrá una retribución adicional equivalente al 6% de la diferencia entre su coste variable y el de referencia.

La Disposición final cuarta contempla la revisión de la retribución correspondiente al primer periodo de 2013, segundo periodo de 2013 y del año 2014 para varias empresas distribuidoras de energía eléctrica con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes.

La Disposición adicional quinta 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 aplicación de la Propuesta.

La Disposición final sexta establece un procedimiento, alternativo al mecanismo de subasta, de otorgamiento del régimen retributivo específico para un cupo máximo de 450 MW eólicos en el sistema canario, al objeto de acelerar la puesta

---

<sup>6</sup> Para las instalaciones incluidas en el hasta no hace mucho denominado *régimen ordinario* (grupos térmicos convencionales a partir de energías fósiles), este diferencial es de 200 puntos básicos; el proyecto de real decreto sobre la producción de energía eléctrica de este tipo en los SENP se prevé mantenga dicho diferencial.

en funcionamiento de estas instalaciones y posibilitar la reducción de los costes de generación en el plazo más breve posible. El anexo II recoge los parámetros retributivos aplicables a las instalaciones tipo para la tecnología eólica en Canarias para el primer semiperiodo regulatorio.

La disposición transitoria única difiere la convocatoria de las subastas de las que trata el capítulo III hasta que sea aprobada por primera vez la previsión de costes de generación con retribución regulada en los SENP de acuerdo con lo previsto en la normativa que regule la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en estos sistemas eléctricos.

### 3. Valoración general de la Propuesta.

Esta Comisión realiza una valoración global positiva de la Propuesta, pues detalla la forma en que habrá de establecerse la retribución específica de las nuevas instalaciones de producción a partir de energías renovables, cogeneración y residuos, y concreta el incentivo a la inversión, aspectos no abordados en el proyecto de real decreto, y relevantes para completar la metodología retributiva desarrollada a partir del RDL 9/2013 y la LSE. En particular, la utilización de subastas para la determinación de unos porcentajes de reducción aplicables a los valores de referencia preestablecidos se considera el mecanismo idóneo para revelar dónde se sitúa la frontera de eficiencia de cada tecnología.

Existen no obstante algunos aspectos mejorables sobre los que se incide a lo largo de las consideraciones expuestas a continuación.

### 4. Consideración preliminar.

La Propuesta remitida desarrolla la Disposición adicional quinta de un proyecto de real decreto informado por esta Comisión el pasado diciembre —por segunda vez— pero aún no publicado a la fecha de redacción de este informe, como tampoco lo ha sido la propuesta de orden que determinaría la retribución de las instalaciones eólicas y fotovoltaicas ya en explotación, ya sea en la Península o en los SENP; de hecho, en la versión remitida a esta Comisión la referida Disposición adicional quinta era en realidad la segunda, tal y como ha apuntado una administración autonómica en sus alegaciones. El proyecto de real decreto fue asimismo informado antes de ser publicada la LSE, y otro proyecto de real decreto que determinaría la retribución de las instalaciones encuadradas en el hasta no hace mucho denominado régimen ordinario en los SENP, informado el pasado mes de septiembre, está asimismo pendiente de aprobación.

En definitiva, tanto esta Comisión como los miembros del Consejo Consultivo se ven obligados a analizar y valorar repetidamente propuestas que desarrollan o están estrechamente relacionadas a su vez con otras normas en fase de desarrollo, en un proceso de reforma generalizada que se inició ya en julio del pasado año. Si bien una evolución en paralelo de varias propuestas normativas relacionadas podría redundar en una mayor coherencia, evitando posibles solapamientos o contradicciones, cuando esto atañe a disposiciones de distinto

rango, constituyendo incluso un desarrollo normativo de otras, se corre asimismo el riesgo de entrar en una dinámica incierta en la que se opina sobre la evolución de un modelo cuya forma final aún no se conoce, lo cual introduce un grado de incertidumbre que debiera ser evitado para lograr una mejor técnica regulatoria y jurídica.

## 5. Consideraciones sobre el articulado.

### 5.1 Sobre el artículo 1. Objeto.

La Propuesta tiene entre sus objetivos establecer el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico aplicable a las modificaciones de las instalaciones eólicas existentes que se ubiquen en los sistemas eléctricos de los SENP; esto es, permite exclusivamente a las plantas de tecnología eólica llevar a cabo modificaciones en las mismas y percibir, en su caso, el antedicho régimen retributivo específico.

Debe tenerse presente que la Disposición adicional quinta del proyecto de real decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos no limitaba la posibilidad de percibir la antedicha retribución a las instalaciones de tecnología eólica.

Dado que el citado proyecto de real decreto se encuentra a la fecha de redacción de este informe pendiente de aprobación, esta Comisión considera conveniente que exista una correspondencia entre la redacción del artículo 1 de la Propuesta y la antedicha Disposición adicional quinta, bien extendiendo la posibilidad de recibir una retribución específica a las modificaciones en las instalaciones de tecnología solar fotovoltaica (como se desprende del proyecto de real decreto), bien restringiéndolo exclusivamente a la tecnología eólica (según establece la Propuesta), con objeto de eliminar esta disfunción regulatoria.

### 5.2 Sobre el artículo 2. Ámbito de aplicación.

El apartado 1.b) engloba dentro del ámbito de aplicación de la Propuesta a aquellas instalaciones del grupo b.2.1 -eólicas en tierra- que sean objeto, entre otros requisitos, de una modificación, que suponga *«al menos la sustitución de los aerogeneradores por otros nuevos y sin uso previo»*.

La Propuesta no recoge criterios más específicos, como los contemplados por el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en la redacción dada por el Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, para definir qué se considera modificación a efectos de este apartado. Por tanto, se recomienda definir mejor estos criterios en línea con la normativa citada.

Por otro lado, el artículo 4.4 de la Propuesta establece que la modificación puede afectar únicamente a una parte de la instalación, considerándose la parte

modificada como una nueva unidad retributiva; por ello, se propone añadir el siguiente párrafo en el punto 1.b) del artículo 2:

*«b) Instalaciones del grupo b.2.1 que a la entrada en vigor de esta orden estén inscritas con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del órgano competente, que sean objeto de una modificación que suponga al menos la sustitución del generador y las palas —ya sea del conjunto de la instalación o de la nueva unidad retributiva descrita en el artículo 4.4— por otros nuevos y sin uso previo y siempre que las turbinas resultantes sean más eficientes y la potencia unitaria mayor o igual que la anterior de los aerogeneradores y que dicha modificación no conste inscrita con carácter definitivo en el citado registro a la entrada en vigor de esta orden.»*

Finalmente, esta CNMC comparte el comentario realizado por una de las alegaciones recibidas —una promotora de un parque eólico en Canarias- en el sentido de que la redacción de este artículo 2 excluiría del alcance de la Propuesta a las plantas (más probablemente a *la planta*, pues parece tratarse de un caso único) que hubieran resultado inscritas en el registro de preasignación al amparo del artículo 7 del Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica, con fecha de notificación posterior a 2011 y que no estuvieran aún inscritas en el RAIPRE. La instalación o instalaciones en estas circunstancias quedarían así fuera del ámbito de aplicación de la Propuesta; se recomienda por lo tanto plantear una disposición específica que permita asimilar su situación a la que es de aplicación con carácter general en un determinado plazo.

### 5.3 Sobre el artículo 3. Tipología de las instalaciones fotovoltaicas.

Este artículo clasifica las instalaciones del subgrupo b.1.1- solares fotovoltaicas- en dos tipologías: Tipo I y II (sobre cubierta o fachada y resto, respectivamente).

El proyecto de real decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, informado por esta Comisión con fecha 17 de diciembre de 2013, ya establecía la clasificación de las referidas plantas -incluidas las de tecnología solar fotovoltaica- en categorías, grupos y subgrupos, si bien no contemplaba los tipos I y II que recoge la Propuesta expresamente en el articulado, sino implícitamente mediante el establecimiento de una correspondencia entre la clasificación retributiva establecida por la normativa precedente y la contemplada en el proyecto de real decreto a efectos de la definición de instalaciones tipo.

Esta Comisión entiende que, si se tiene la intención de que la distinción entre instalaciones sobre cubierta o fachada y el resto se extienda también a las instalaciones nuevas, sería preferible incluir dicha clasificación en la norma de rango superior sobre la que se apoya. Por tanto, se sugiere suprimir este artículo de la Propuesta e incluir, en su caso, su contenido en el correspondiente artículo del citado proyecto de real decreto.

De mantenerse finalmente el artículo, se recomienda no apartarse de la definición del artículo 3.a) del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre<sup>7</sup>; en efecto, la obligación de contar con un punto de suministro o suministros de potencia contratada al menos un 25% de la asociada a la instalación de generación fotovoltaica constituye una señal clara a favor de la generación distribuida, y por otra parte las cubiertas de aparcamiento o sombreado pueden ser de particular prevalencia en varios de los SENP.

#### 5.4 Sobre el artículo 5. Parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia.

Los apartados 2 y 3 de este artículo dan a entender que, dentro de un mismo semiperíodo regulatorio, podrían sucederse varias subastas con distintos parámetros retributivos de referencia; es más, el apartado 3 parece sugerir que lo normal es que cada subasta cuente con sus propios parámetros, si bien cabría la posibilidad de aplicar los de la subasta anterior:

*2. Los valores de los parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia, para cada año de autorización de explotación definitiva, correspondientes a la primera subasta y los códigos identificativos de dichas instalaciones tipo de referencia serán los recogidos en el anexo I.*

*Las convocatorias posteriores requerirán de la previa aprobación (...) de unos nuevos valores de los parámetros retributivos de la instalación tipo de referencia (...).*

*3. No obstante lo anterior, dentro de los nueve meses posteriores a la convocatoria de una subasta podrán convocarse, aún sin dicha previa aprobación, nuevas subastas a las que serán de aplicación los valores y la metodología vigentes en la subasta anterior.*

---

<sup>7</sup> «a) Tipo I. Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario, en todos los casos, cuando en su interior exista un punto de suministro o suministros que compartan instalaciones de enlace cuyo sumatorio de potencia contratada sea de al menos un 25 por ciento de la potencia nominal de las instalaciones fotovoltaicas durante los primeros veinticinco años a contar desde el primer día del mes siguiente al acta de puesta en marcha de la instalación de producción.

*O bien, instalaciones que estén ubicadas sobre estructuras fijas de soporte que tengan por objeto un uso de cubierta de aparcamiento o de sombreado, en ambos casos de áreas dedicadas a alguno de los usos anteriores, y se encuentren ubicadas en una parcela con referencia catastral urbana.*

*Se excluyen expresamente de este tipo I las instalaciones ubicadas sobre estructuras de invernaderos y cubiertas de balsas de riego, y similares.*

*Las instalaciones de este tipo se agrupan, a su vez, en dos subtipos:*

*Tipo I.1: Instalaciones del tipo I, con una potencia inferior o igual a 20 kW.*

*Tipo I.2: Instalaciones del tipo I, con un potencia superior a 20 kW.»*

Del mismo modo, en el artículo 6.1 y en el apartado 1 del anexo I a la Propuesta se señala que los parámetros retributivos y la expresión simplificada para el cálculo de la retribución de la instalación tipo, respectivamente, son definidos «para la primera subasta».

Esta Comisión considera este planteamiento inconsistente con el proyecto de real decreto, que define los parámetros de referencia para un semiperíodo regulatorio (de tres años de duración; el primer semiperíodo sería el comprendido entre 2014 y 2016); podrían convocarse varias subastas dentro de un mismo semiperíodo, pero los parámetros de referencia deberían ser los mismos para todas ellas, toda vez que tanto la retribución a la inversión ( $R_{inv}$ ), como el incentivo a la inversión ( $I_{inv}$ ), o los parámetros relacionados con la estimación del precio de mercado ( $P_m$ ) y los distintos umbrales y ajustes con él relacionados se establecen por semiperíodo —por eso llevan subíndices  $j$ , en la formulación adoptada por el proyecto de real decreto.

Por otra parte, tratándose de cuestiones relacionadas con la ordenación energética a medio y largo plazo, que atañen a instalaciones cuya vida útil regulatoria se extiende a 20-30 años, plantear la posible sucesión de subastas con valores de referencia diferentes cada menos de tres años parece innecesario, especialmente si éstas se circunscriben a determinadas tecnologías que se consideran más maduras y por lo tanto con unos costes de inversión que evolucionan más lentamente.

## 5.5 Sobre el artículo 7. Cálculo de las 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 los parques para dar cumplimiento a las instrucciones impartidas por el Operador del Sistema. Se propone, en consecuencia, añadir el siguiente párrafo final:

*«Artículo 7. Cálculo de las horas mínimas y umbrales de funcionamiento.*

*A efectos de lo previsto en el artículo 21 del Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX, 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 y II 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. »**

Por otra parte, se hace ver que en las tablas de los anexos I y II se ha utilizado el término *Nh* para referirse al número de horas equivalentes de funcionamiento *mínimo*, cuando en el proyecto de real decreto dicho término se empleaba para el número de horas equivalentes de funcionamiento.

## 5.6 Sobre el artículo 8. Convocatorias de la subasta.

El apartado 2 habilita al Secretario de Estado de Energía a convocar con carácter *periódico* subastas de asignación de retribución para determinada potencia. Sin embargo, la Propuesta no fija una frecuencia determinada para convocar dichas subastas; por lo que esta Comisión considera preferible omitir la referencia a este término.

Por otro lado, el apartado 4 dispone que se solicitará informe sobre la convocatoria de subasta, *una vez ésta ha sido aprobada*, exclusivamente a la Comunidad o Ciudad Autónoma afectada, y únicamente cuando sólo una se vea afectada.

Esta Comisión entiende que, una vez una convocatoria de subasta es aprobada, ésta quedaría lista para su publicación en el Boletín Oficial del Estado. Por ende, las observaciones presentadas a partir de ese momento difícilmente podrían ser efectivamente tenidas en cuenta. Además, dichas observaciones son de interés tanto si la subasta afecta a una sola Ciudad o Comunidad Autónoma como si afecta a varias, y parece conveniente ampliar el plazo para presentarlas, pues se trata de un análisis que atañe a la retribución de instalaciones cuya vida útil regulatoria se extiende a dos o tres décadas.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, se sugiere realizar las siguientes modificaciones:

*«Artículo 8. Convocatorias de la subasta.*

*(...)*

*2. El Secretario de Estado de Energía podrá convocar subastas **periódicas** de asignación de retribución para determinada potencia, en consonancia con los objetivos de política energética y sostenibilidad económica del sistema, y siempre que las tecnologías sean compatibles con los criterios técnicos y de integración en la red que sean determinados con carácter previo a la convocatoria por el operador del sistema.*

*(...)*

*4. ~~Quando el procedimiento afecte a una sola Comunidad o Ciudad Autónoma~~ **Se solicitará a las Comunidades o Ciudades Autónomas afectadas, una vez aprobada, informe previo sobre la convocatoria, en lo que pudiera afectar al***

*concreto ejercicio de sus competencias, otorgándoles un plazo máximo de **30-15 días** para que pueda realizar observaciones, **a contar desde la recepción del referido documento.**»*

## 5.7 Sobre el artículo 9. Características de las subastas.

Este artículo establece muy vagamente 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, al desarrollo de una norma de rango inferior (resolución del Secretario de Estado de Energía).

Esta Comisión considera que la Propuesta es el instrumento con el rango normativo adecuado para regular las características fundamentales 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.

## 5.8 Sobre el artículo 12. Resolución del procedimiento de subasta.

El apartado 4 prevé que la resolución del procedimiento de subasta incluya, entre otros, el rango de potencia total subastada.

Esta Comisión considera inadecuado que la antedicha resolución no especifique la potencia exacta total subastada: si se pretende dar a entender que, debido al carácter discreto de la potencia asociada a los proyectos participantes, la potencia subastada puede alcanzarse de forma aproximada, mejor indíquese si dicho valor habrá de cubrirse por exceso o por defecto. El establecimiento de un *rango* merma la claridad del proceso por lo que se propone eliminar ese término de la redacción del texto.

*«Artículo 12. Resolución del procedimiento de subasta.*

*4.*

*(...)*

*La citada resolución será publicada en el «Boletín Oficial del Estado» e incluirá, al menos, **el rango de la potencia total subastada, indicación expresa de si ésta ha de cubrirse por exceso o por defecto,** la potencia total asignada y el porcentaje de reducción obtenido del proceso de subasta para todas las pujas adjudicadas en la subasta, así como la relación de solicitudes que no han resultado adjudicatarias en la subasta.»*

### **5.9 Sobre el artículo 13. Requisitos para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.**

El apartado 2 fija en 36 y 18 meses el plazo máximo de que dispondrán respectivamente las instalaciones eólicas y fotovoltaicas adjudicatarias de la subasta para el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 46 del proyecto de real decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Adicionalmente, el apartado 3 rebaja a 24 y 12 meses el plazo máximo que dispondrán respectivamente las antedichas plantas para tener derecho además al incentivo a la inversión por reducción de costes, siempre y cuando cumplan los requisitos que establecen los artículos 43 y 46 del referido proyecto de real decreto.

A tenor de buena parte de las alegaciones recibidas, por una mayor claridad y con el fin de simplificar en lo posible la tramitación administrativa de las instalaciones, esta Comisión considera oportuno establecer *un plazo único por tecnología*, lo menos restrictivo posible, tanto para el cumplimiento de los requisitos exigidos para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, como para tener derecho al incentivo a la inversión con objeto de favorecer la implantación de estas instalaciones, tal y como se desprende de la Propuesta.

En consecuencia, se propone fijar un único plazo máximo de 36 meses para las instalaciones eólicas y de 16 meses para las fotovoltaicas, 16 y no 18, en línea con lo dispuesto en el artículo 8 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, relativo a la cancelación de la inscripción en el registro de preasignación de retribución.

### **5.10 Sobre la Disposición adicional segunda. Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación.**

Esta disposición fija para el primer semiperiodo regulatorio los valores del coeficiente del umbral para la percepción del incentivo a la inversión por reducción del coste de generación (A) y del coeficiente del incentivo (B) en 0,45 y 0,06 respectivamente.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 18 del proyecto de real decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, las instalaciones de aquellas tecnologías susceptibles de ser instaladas en los SENP percibirán el incentivo a la inversión por reducción del coste de generación cuando la diferencia del coste anual variable de generación a efectos de liquidación aplicable al primer semiperiodo regulatorio (2014-2016) menos la suma de la retribución específica más el precio medio peninsular correspondiente resulte igual o superior al 45% de dicho coste.

Esta Comisión considera que establecer en un 45 % el valor del coeficiente del umbral para la percepción del incentivo a la inversión podría ser demasiado exigente. El objetivo último de la Propuesta es alcanzar reducción del coste de explotación de cada SENP, y el incentivo se concibe como una manera de reforzar y acelerar la sustitución de parte de la generación fósil convencional por instalaciones renovables económicamente más competitivas. Con la redacción propuesta, ese incentivo se hace inaccesible para instalaciones que logren costes un 25%, 30% 44% inferiores a los ahora soportados, lo cual representaría un ahorro no desdeñable. Definir un objetivo demasiado ambicioso podría implicar a la postre una menor penetración eólica y fotovoltaica en sistemas donde su integración supondría un ahorro claro desde el primer MW. En consecuencia, debería relajarse dicha obligación estableciendo un valor más reducido, máxime teniendo en cuenta que se trata de un parámetro que se revisa cada semiperíodo regulatorio, es decir, cada 36 meses.

Por otra parte, y si bien esto atañe a la redacción del proyecto de real decreto, sería conveniente especificar que el precio de mercado *P<sub>mj</sub>* que forma parte de la formulación del incentivo es un único promedio calculado para todo el semiperíodo regulatorio y que incorpora el coeficiente de apuntamiento de cada tecnología.

### **5.11 Sobre la Disposición adicional cuarta. Revisión de la retribución correspondiente al primer periodo de 2013, segundo periodo de 2013 y del año 2014 a varias empresas distribuidoras de energía eléctrica con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes.**

Sería conveniente modificar las retribuciones asignadas en la Propuesta a la empresa R1-302 ARAMAIOKO ARGINDAR BANATZAILEA, S.A., sobre la base de lo expuesto a continuación:

Por Resolución de la DGPEM de 24 de Marzo de 2014, se modificaron las retribuciones de esta empresa correspondientes a los años 2009, 2010 y 2011, y se denegó la revisión correspondiente al año 2012 por «...no incluir el anexo I del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, la posibilidad de revisión mediante resolución de esta Dirección General.»

No obstante, de acuerdo con la normativa vigente la retribución de los años 2013 y 2014 sí puede ser revisada, tal como se hace en la Propuesta. Para ello, se debe calcular la retribución que teóricamente correspondería a 2012 si se hubiera obtenido con base en la revisión de la retribución de 2011. Al parecer no se ha tenido en cuenta el hecho de que esta empresa declaró unas inversiones significativas en 2011 acogidas al artículo 5.4 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, valoradas en 80.936 €, y que habrían afectado al cálculo de la retribución provisional de 2013 establecida en la Orden IET/221/2013 y, en consecuencia, también al cálculo de la retribución definitiva del primer y segundo

períodos de 2013, y del año 2014<sup>8</sup>. Teniendo en cuenta lo anterior, las retribuciones que deberían figurar en la Disposición adicional cuarta para esta empresa son las siguientes:

RETRIBUCIÓN EN €				
Nº REGISTRO	EMPRESA DISTRIBUIDORA	PRIMER PERÍODO DE 2013	SEGUNDO PERÍODO DE 2013	RETRIBUCIÓN 2014
R1-302	ARAMAIOKO ARGINDAR BANATZAILEA, S.A	155.480	117.085	261.810

## 5.12 Sobre la Disposición adicional sexta. Instalaciones eólicas en el sistema eléctrico canario.

Esta disposición regula el procedimiento, alternativo al mecanismo de subasta, de otorgamiento del régimen retributivo específico para un cupo máximo de 450 MW eólicos en el sistema canario.

Con carácter previo, cabe recordar que la Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologías del Gobierno de Canarias convocó, en el año 2007, por Orden de 27 de abril<sup>9</sup> un concurso público para la asignación de 440 MW de potencia en la modalidad de nuevos parques eólicos destinados a verter toda la energía en los sistemas eléctricos insulares canarios, los cuales, a fecha de redacción de este informe, no han sido aún puestos en servicio.

El otorgamiento del régimen retributivo especificado en esta disposición permitiría a los adjudicatarios del antedicho concurso público la puesta en marcha de sus instalaciones, si bien para solicitar dicho régimen deberían cumplir los requisitos que establece su apartado 2.

La extinta Comisión Nacional de Energía se pronunció en repetidas ocasiones en contra de los distintos concursos o mesas de evacuación autonómicos como medio de asignación de capacidad, por considerarlos incongruentes con el

---

<sup>8</sup> Inicialmente, esta empresa tenía su retribución establecida por el llamado *método del margen*, por lo que las inversiones acogidas al mencionado artículo 5.4 no se añadían directamente a la retribución del año anterior, sino a la actualización de su teórica retribución inicial calculada por el llamado *método de las instalaciones*. La retribución así calculada se adoptaba si superaba la del *método del margen*. La retribución inicial por margen de Aramaioko superaba en más de 76.000 € a la de instalaciones, y por lo tanto con las nuevas inversiones pasaría a ser retribuida por instalaciones, pero considerado las nuevas inversiones sólo por un valor de unos 5.000 € (80.936 € – 76.000 €). No obstante, como al calcular la retribución de 2011 la nueva retribución ya debe calcularse por el método de las instalaciones, para la provisional de 2013 debe tenerse en cuenta toda la inversión realizada en 2011, es decir, los 80.936 €.

<sup>9</sup> El Tribunal Superior de Justicia de las Islas Canarias anuló el concurso eólico del sistema de Fuerteventura con fecha el 16 enero 2014.

régimen de acceso a la red dispuesto por la normativa estatal de carácter básico. Ahora bien, si ahora se concibe esta disposición como medio para desbloquear la situación que atraviesa el desarrollo de la energía eólica en la Comunidad Autónoma donde ésta representa un mayor potencial, en términos de recurso por explotar y de ahorro de costes, entonces se considera adecuado que, por transparencia, se mencione clara y explícitamente el citado concurso eólico en la redacción de la Propuesta, si no en el texto articulado, al menos, en su preámbulo.

Por otro lado, el apartado 2.b) incluye, entre los requisitos que deben cumplir los titulares de las instalaciones para solicitar este régimen, la obligatoriedad de «*disponer de autorización administrativa de la instalación con anterioridad a la fecha de entrada en vigor de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*», esta Comisión señala, en consonancia con la mayor parte de las alegaciones recibidas y, en particular, con la del propio Operador del Sistema, la posibilidad de que *no existan instalaciones eólicas*, entre ellas las adjudicatarias del concurso eólico canario 2007, que reúnan tales características. En consecuencia, se recomienda que se elimine dicha fecha límite de la redacción actual del texto: no parece justificado incluir la excepción al mecanismo de subasta que supone esta disposición si luego no van a poder acogerse a ella las instalaciones a las que se supone está dirigida.

En cuanto al apartado 2.c), se obliga a presentar un certificado del Operador del Sistema «*que determine la fecha en que la instalación dispuso de capacidad de evacuación para la potencia solicitada*». La Comisión comparte el contenido de las alegaciones presentadas por el Operador del Sistema, en el sentido de que mejor procede hacer alusión a la fecha de obtención de los permisos de acceso y conexión, en lugar de a la fecha en que dispuso de capacidad de evacuación, todo ello en coherencia con el resultado de los estudios de capacidad de integración de generación y con las actuaciones incluidas en la planificación de la red de transporte aprobada. En consecuencia, se propone la siguiente redacción:

**«Disposición adicional sexta.** *Instalaciones eólicas en el Sistema Eléctrico Canario.*

*2. Los requisitos que deberán cumplir los titulares de las instalaciones para solicitar este régimen serán los siguientes:*

*(...)*

*b) Disponer de la autorización administrativa de la instalación, ~~con anterioridad a la fecha de entrada en vigor de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.~~*

*c) Disponer de un certificado del operador del sistema, con una antigüedad máxima de 1 año en el momento de su presentación, que acredite determine la fecha en que la instalación obtuvo los permisos de acceso y conexión dispuso de capacidad de evacuación para la potencia solicitada, ~~e bien así como~~ la fecha prevista en la que se dispondrá de posibilidad de conexión física de dicha capacidad de acuerdo, en su caso, con la planificación de la red de transporte aprobada y con el grado de ejecución de las infraestructuras de red necesarias.*

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, se propone también la modificación del formulario del Anexo III como sigue:

<b>Información cumplimiento requisitos</b>
Fecha de <b><u>obtención de los permisos de acceso y conexión a red</u></b> <b><u>disponibilidad de la evacuación</u></b> (certificado del operador del sistema)
<b><u>Fecha prevista de posibilidad de conexión física de acuerdo con la planificación de la red de transporte aprobada</u></b>
Fecha de autorización administrativa
Fecha de constitución de la garantía ante la Caja General de Depósitos

### 5.13 Sobre el Anexo I.

#### *Parámetros de carácter “orientativo” para 2017*

El apartado 1 establece, para la primera subasta y para el primer semiperiodo regulatorio 2014-2016, las instalaciones tipo de referencia con su codificación, y para cada una de ellas determina los valores de los parámetros retributivos en función del año de autorización de explotación definitiva. Se hace notar que para las instalaciones eólicas se especifican también los valores de los parámetros retributivos correspondientes al año 2017, el primero del siguiente semiperiodo, si bien el texto de la Propuesta subraya que lo hace meramente con carácter *orientativo*.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y el proyecto de real decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos fijan periodos retributivos de 6 años de duración (el primero abarcará hasta el 31/12/2019) divididos en dos semiperiodos regulatorios 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*, aún más teniendo en cuenta que la normativa vigente relacionada prevé una revisión de los mismos para el segundo semiperiodo, esto es, 2017-2019.

#### *Tratamiento singular del subsistema Mallorca-Menorca*

El subsistema Mallorca-Menorca presenta unos costes de explotación notablemente inferiores a los de los restantes SENP, como puede observarse en punto 2.8 del anexo I de la Propuesta, gracias a que las recientes interconexiones

gasistas y eléctricas que permiten tanto inyectar energía desde la Península como reducir significativamente el coste de generación local.

En una de las notas que cierra la tabla de parámetros retributivos del anexo I se especifica que: «*Los valores de inversión en los sistemas de Mallorca y Menorca son aquellos para los cuales la puesta en marcha de nuevas instalaciones genera ahorros a los costes del sistema*». Según la MAIN, el motivo de establecer estos valores se encontraría en que «*en el caso del subsistema Mallorca-Menorca las retribuciones de las tecnologías eólica y fotovoltaica calculadas de acuerdo con las mismas hipótesis supondrían costes de generación superiores al coste variable de generación de ese sistema. Por lo que en ese caso no estaría justificada la nueva instalación de tecnologías renovables a dicho coste.*»

Es decir, no se estarían planteando valores de inversión comparables a los propuestos para otros subsistemas, sino inferiores: tanto como sea necesario para que la retribución final represente una reducción de costes en un subsistema donde estos ya no son tan elevados.

A juicio de esta Comisión, este enfoque es inconsistente con el planteado en la Disposición adicional quinta del proyecto de real decreto, que ha optado por circunscribir el alcance de la Propuesta a aquellas tecnologías —eólica y solar fotovoltaica— cuyo coste considera lo bastante competitivo como para introducir ahorros en los SENP. Si este no es el caso del subsistema Mallorca-Menorca, entonces lo coherente sería omitirlo en la tabla del anexo I y en consecuencia no convocar subastas en ese ámbito, pues de lo contrario parecería que dichas instalaciones tipo se consideran viables.

#### *No consideración de “doble insularidad” en los subsistemas canarios*

Por otra parte, y en relación con este apartado 1, cabe destacar que los valores de los parámetros retributivos que fija la Propuesta para los códigos de identificación de las instalaciones tipo de referencia correspondientes a las instalaciones fotovoltaicas Tipo I y Tipo II de los subsistemas eléctricos canarios de menor tamaño —Lanzarote-Fuerteventura, La Palma, La Gomera y El Hierro— podrían no contemplar el coeficiente de doble insularidad que se advierte en los subsistemas semejantes del archipiélago balear. Dado que estas diferencias no están justificadas en la Propuesta ni en la Memoria que la acompaña, se sugiere la revisión o motivación suficiente de estos datos.

#### *Precio de mercado y coeficientes de apuntamiento tecnológico*

En cuanto a los apartados 2.1 a 2.3 —tanto de este anexo I como del anexo II—, esta Comisión reitera lo recomendado sobre los asuntos 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*».

En cuanto al coeficiente de apuntamiento, se indicaba asimismo –una de las alegaciones recibidas coincide– que «*sería conveniente utilizar los coeficientes de apuntamiento tecnológico actualizados según la última información disponible, relativa a los años 2011, 2012 y 2013*»; dicha actualización arroja coeficientes superiores a los incluidos en la propuesta, tanto para la tecnología eólica solar fotovoltaica como para la eólica.

#### *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 retribución a la inversión 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  $M_{ITR,a}$  (*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 artículo 6.1 no explica su significado, no justifica cómo se ha obtenido o por qué debe aplicarse como se indica en el anexo I; de hecho, la *expresión simplificada* esperable pasaría por aplicar directamente el porcentaje de reducción *Red* directamente a la retribución a la inversión de la instalación tipo de referencia, sin necesidad de aplicar el referido  $M_{ITR,a}$ . Debe aclararse mejor este concepto que, lejos de simplificar esta parte crucial de la Propuesta, más bien la complica.

Finalmente, cabe indicar que los valores dados al  $M_{ITR,a}$  correspondientes a las instalaciones solares fotovoltaicas tipo I y II en el año 2015 ubicadas en Gran Canaria (127.043 €/MW y 110.489 €/MW, respectivamente) no coincidan con los fijados para el resto de las Islas Canarias (126.915 €/MW y 110.414 €/MW, respectivamente).

## **5.14 Sobre el Anexo II.**

### *Número de horas equivalentes de funcionamiento*

Los apartados 1.1, 1.2 y 1.3 de este anexo fijan entre 3.000 y 4.500 horas equivalentes de funcionamiento para las instalaciones eólicas ubicadas en las islas de Gran Canaria, Fuerteventura, El Hierro, La Palma y La Gomera para los años 2014, 2015 y 2016, valores que se consideran elevados, tanto si se comparan con las horas asignadas a Tenerife y Lanzarote como con las que se especifican en documentos de referencia al respecto como el «*Anuario Energético de Canarias 2012*», tal y como advierte una de las alegaciones recibidas. A mayor abundamiento, esta Comisión indica que los datos históricos que figuran en el sistema de liquidación SICILIA reflejan para las instalaciones eólicas ubicadas en las referidas islas un número de horas equivalentes de funcionamiento por debajo

de las incluidas en la Propuesta. Por tanto, esta Comisión recomienda que se revisen estos datos a la baja o, cuando menos, se soporten adecuadamente.

## 5.15 Sobre la caracterización de las nuevas Instalaciones Tipo.

*Análisis de Retribución a la inversión y de ejemplos de Retribución total para Instalaciones Tipo no peninsulares frente a Instalaciones Tipo generales comparables [común a Anexos I y II de la Propuesta]*

La Propuesta plantea un total de 123 nuevas Instalaciones Tipo (IT's) – identificadas correlativamente como IT's 02001 a 02123– que se añaden a las aproximadamente 1.300 caracterizadas de forma individual por 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*» objeto de informe de esta Comisión de fecha 3 de abril de 2014, y a la que, para distinguirla de la Propuesta objeto del presente informe, se alude más adelante como propuesta de orden *general* (que no peninsular, pues las IT's definidas por la misma aplican a instalaciones tanto peninsulares como no peninsulares).

Las 21 últimas de estas nuevas IT's (02103 a 02123) se corresponden con las recogidas en el Anexo II, y se refieren exclusivamente a instalaciones eólicas en las Islas Canarias (7 islas por cada unos de los 3 años de posible autorización de explotación definitiva). Las primeras 102 IT's se corresponden con las recogidas en el Anexo I, y se refieren a instalaciones eólicas en las Islas Baleares, Ceuta y Melilla, y a instalaciones solares fotovoltaicas sobre cubierta o fachada (tipo I) y restantes (tipo II) en todos los distintos SENP. Se han definido tantas IT's como tecnologías, años de autorización de explotación y SENP, aun cuando, para una misma tecnología y SENP, tres o cuatro IT's *compartan* una misma ITR (Instalación Tipo de Referencia), común a todos los años del semiperíodo (y, en su caso, también a 2017, a *título orientativo*). No obstante lo anterior, el número de parámetros retributivos diferentes es bastante inferior, pues muchos de ellos son coincidentes para los SENP de un mismo *subsistema* (así, coinciden habitualmente para un mismo año de autorización los valores para Mallorca y Menorca, para Ibiza y Formentera y para Lanzarote y Fuerteventura) o incluso para todo un archipiélago (es el caso de la solar fotovoltaica en las Islas Canarias).

Al tratarse de instalaciones *nuevas*, no es posible establecer como en el informe del pasado 3 de abril un análisis comparativo respecto a referencias históricas de ratios de inversión estándar, o entre retribución esperada para una misma instalación tipo antes y después de la entrada en vigor de la Propuesta. En su lugar, se ha establecido dicha comparación con las IT's incluidas en el ámbito de aplicación de la propuesta de orden *general*, aplicable a instalaciones cuya tramitación ha alcanzado un estadio más avanzado, pero que contempla también IT's con año de autorización de explotación definitiva comprendido entre 2014 y 2016.

En particular, las IT's *generales* que se han tomado como referencia son las siguientes:

- Para la eólica (terrestre), las IT's 01036 a 01038, que se corresponden con las instalaciones con autorización de explotación en los años 2014 a 2016, respectivamente. Aquí no hay posibilidad de elegir otras IT's, porque para la tecnología eólica únicamente se plantearon tantas IT's como años de autorización.
- Para la solar fotovoltaica tipo I (sobre cubierta / fachada), se han tomado como referencia las IT's 01260, 01266 y 01272, correspondientes a instalaciones tipo I.2 de potencia instalada superior a 20 kW e inferior o igual a 1 MW con autorización de explotación en los años 2014, 2015 y 2016, respectivamente. Se podría haber optado por las tipo I.1 (más pequeñas) o por las I.2 de más de 1 MW – se han tomado sólo las de tamaño intermedio por no complicar más la comparación.
- Para la solar fotovoltaica tipo II (resto), se han tomado como referencia las IT's 01262, 01268 y 01274, correspondientes a instalaciones tipo II fijas (sin seguimiento) con autorización de explotación en los años 2014, 2015 y 2016, respectivamente. Se han tomado sólo las fijas por ser más abundantes y baratas y, como en el caso anterior, para no complicar más la comparación.

Se han comparado, para cada tecnología, SENP y año de autorización de explotación, siempre *dos* valores (no peninsular vs. general) tomados como referencia: la retribución a la inversión unitaria ( $R_{inv}$ ), expresada en (millares de) €/MW, y un ejemplo de retribución total (que incluye en su caso el incentivo a la inversión; no hay para estas instalaciones retribución a la operación), expresada en miles de euros anuales (k€/año), para cuyo cálculo se han asumido sendas potencias instaladas ejemplo de 20 MW, para la eólica, y 1 MW, para fotovoltaicas tipo I y II.

El análisis resultante se facilita como anexo II a este informe, y las observaciones realizadas abundan en algunos de los aspectos ya señalados con anterioridad:

- Destacan los valores significativamente inferiores al resto otorgados al subsistema Mallorca-Menorca, tanto en términos de retribución a la inversión ( $R_{inv}$ ) como –en consecuencia– en términos de retribución total ejemplo. Se pone de manifiesto que, como el texto de la propia Propuesta asume, se trata de valores tales que permitirían (de ser alcanzables) reducir costes en dicho subsistema, pero inaccesibles con el estado del arte existente hoy día.
- Son igualmente anómalos, por muy bajos, los valores correspondientes a la eólica en La Gomera, consecuencia de atribuir a estas instalaciones 4.500 horas equivalentes anuales. La diferencia respecto a otros SENP canarios es muy acusada en la  $R_{inv}$ , no tanto en la retribución total. Así, se tiene que la retribución total de la instalación eólica ejemplo de 20 MW sita en La Gomera coincidiría muy aproximadamente con la esperable por una instalación análoga acogida a la propuesta de orden *general* (de hecho en el correspondiente gráfico del anexo ambos puntos prácticamente se superponen), pero

significativamente por debajo de la que recibiría de estar situada en alguna de las otras islas del archipiélago.

- En cuanto a la tecnología fotovoltaica, de ambos tipos, ya sea en Baleares y Ceuta y Melilla, ya sea en Canarias, tanto las retribuciones a la inversión como las totales están claramente por debajo de las retribuciones *generales*: unos 20.000-25.000 €/MW en términos de retribución a la inversión, diferencia que puede reducirse (o no) a aproximadamente la mitad en términos de k€/año de retribución total, en función de la existencia (o no y, en tal caso, del importe) de incentivo a la inversión.

- Los demás valores parecen en línea con lo intuitivamente esperable:

La eólica, en Ceuta, tendría una  $R_{inv}$  inferior a la de Melilla o Ibiza y Formentera, coherente con el elevado régimen de vientos existente en la zona del Estrecho de Gibraltar. En dicha retribución total destaca por otra parte Melilla, que aunque comparte  $R_{inv}$  con Ibiza y Formentera, percibiría un importante incentivo a la inversión que no se contempla para una eólica en esas dos islas, pues el coste variable de generación en ellas es significativamente inferior al observado en Melilla.

La eólica en Canarias rondaría  $R_{inv}$ 's en línea o por debajo de las *generales*, pero que con su elevado número de horas equivalentes, y una vez sumados los incentivos a la inversión, permiten alcanzar retribuciones totales claramente superiores a aquéllas. Destaca El Hierro, que por presentar el coste variable promedio más elevado (aprox. 221 €/MWh) cuenta también con el mayor incentivo a la inversión (casi 11,5 €/MWh).

## 5.16 Propuesta de una nueva Disposición adicional, respecto a la actuación de representación.

El Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso, establece en su Disposición adicional séptima que, a partir de la entrada en vigor de la figura del comercializador de último recurso a efectos de la representación del régimen especial el 1 de noviembre de 2009, el titular de una instalación de régimen especial tiene la posibilidad de elegir libremente a su representante desde el inicio de su funcionamiento.

Si bien la normativa vigente contempla la posibilidad de elección de representante para las antedichas instalaciones, esta Comisión considera relevante continuar promocionando la libre competencia de la actividad de representación en el mercado eléctrico español con actuaciones complementarias. Por ello, considera oportuno aprovechar el marco de la Propuesta para incluir una nueva Disposición adicional del siguiente tenor:

**«Disposición adicional XXX. Fomento de la actividad de libre representación para instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.»**

**Los representantes de último recurso deberán remitir una comunicación, en un plazo de 2 meses a partir de la entrada en vigor de la presente orden a los titulares de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que representan, en la que se les informe de que la normativa vigente les da la posibilidad de dirigirse a un representante libre para que realice la labor de representación, a un precio no regulado, fijado libremente entre las partes.**

**La citada comunicación deberá adjuntar el enlace a la web institucional de la CNMC al listado público de representantes libres para las antedichas instalaciones que figura en el Sistema de Liquidación SICILIA.<sup>10</sup> »**

---

<sup>10</sup> A la fecha de redacción de este informe, dicho listado recoge la relación de aquellos sujetos que ostentaban la condición de representantes libres en régimen especial en junio de 2013 y que respondieron positivamente a la comunicación que les remitió la CNMC sobre el deseo de figurar en un listado público a través de un enlace web al Sistema Sicilia.

## 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 7 de abril de 2014 la Propuesta fue remitida 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. Govern de les Illes Balears.
2. Generalitat de Catalunya.
3. Acciona.
4. Gobierno de Canarias.
5. CIDE.
6. UNESA (ENDESA/IBERDROLA/GAS NATURAL FENOSA).
7. Endesa.
8. Asociación Empresarial Eólica (AEE).
9. Enel Green Power España (EGP).
10. Asociación Canaria de Energías Renovables (ACER).
11. EDP Renováveis España.
12. Iberdrola.
13. Red Eléctrica de España en calidad de Gestor de la Red de Transporte.
14. Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA).
15. Asociación Unión Española Fotovoltaica (UNEF).
16. Red Eléctrica de España en calidad de Operador del Sistema.
17. Sistemas Energéticos Arinaga.

A continuación se facilita una síntesis del contenido de las alegaciones:

**El Gobierno de una Comunidad Autónoma** valora positivamente la Propuesta: la singularidad de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares justifica plenamente la elaboración de una norma específica para estos territorios. Sin embargo, considera improcedente que haya sido elaborada al amparo de un proyecto de real decreto aún pendiente de aprobación.

En lo que se refiere al procedimiento de convocatoria de las subastas, subraya la necesidad de que las Comunidades Autónomas emitan su correspondiente informe con carácter previo, especificando que la adjudicación de potencia con derecho a la aplicación del régimen retributivo específico no debería ser posible sin su dictamen favorable. Asimismo, subraya que lo relativo a la aplicación de las restricciones zonales es competencia de las Comunidades Autónomas y que, por tanto, las disposiciones que aluden a dichas restricciones deben establecerse previa consulta con la administración autonómica.

Esta misma Comunidad Autónoma alega que los plazos que fija la Propuesta (tanto para el cumplimiento de los requisitos para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, como para tener derecho al incentivo a la inversión) son muy ajustados, y que podrían desincentivar la implantación de nuevas instalaciones, por lo que solicitan que dichos plazos, en algunos casos, sean eliminados o puedan ser objeto de prórroga en los supuestos en que no sea posible cumplirlos por razones no imputables a los promotores.

En cuanto al procedimiento, alternativo al mecanismo de subasta, de otorgamiento del régimen retributivo específico para un cupo máximo de 450 MW eólicos en el sistema canario, solicita que:

- La Propuesta establezca explícitamente que el cupo de los 450 MW eólicos incluya los 440,2 MW resultantes de la asignación de potencia efectuada con motivo del Concurso eólico de Canarias en el año 2007 para la asignación de potencia eólica en dichos sistemas eléctricos.
- Se elimine la fecha límite del requisito que establece el apartado 2.b) de la Disposición adicional sexta.
- Se compatibilice el aval exigido en la Propuesta con los avales depositados con motivo del Concurso Eólico de Canarias en el año 2007.
- El plazo de un mes establecido para solicitar la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación empiece a contarse a partir de la fecha de autorización administrativa de la instalación, y no a partir de la entrada en vigor de la Orden.

En relación con el Anexo I, solicita que la metodología de asignación del régimen retributivo específico se haga pública y se justifique la fijación de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de referencia y, posteriormente, de las instalaciones tipo.

En lo que se refiere al Anexo II, manifiesta su preocupación por el elevado valor del número de horas equivalentes de funcionamiento de determinados sistemas eléctricos insulares, y solicita su revisión.

Por último, considera deseable que la Propuesta especifique cómo se va aplicar el concepto de rentabilidad razonable.

**El Gobierno de una Comunidad Autónoma** se queja de lo que considera una insuficiente participación de las Comunidades Autónomas afectadas en el procedimiento de subasta y considera mejorable la redacción de la Propuesta en lo que se refiere a la aplicación del resultado económico de la subasta. Propone imponer un requisito adicional para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación: que el interesado inicie el trámite del procedimiento de autorización administrativa en una plazo de 3 meses tras la notificación del resultado de la subasta.

En cuanto a la garantía económica, sugiere que sea única; esto es, que se exija únicamente el valor de la garantía económica que establece la Propuesta a las instalaciones hasta su puesta en servicio, y no haya de sumarse a la que impone la normativa de acceso y conexión, lo cual podría suponer en determinados casos un aval desproporcionado respecto al valor de la inversión.

Por otro lado, propone incluir una nueva disposición adicional que compatibilice, en determinados supuestos (no percepción del incentivo a la inversión, potencia instalada inferior a 500 kW, subvención no superior al 15% del valor estándar de la inversión), la obtención de ayudas públicas con el régimen retributivo específico.

**Una asociación que representa a instalaciones solares fotovoltaicas** valora positivamente la Propuesta pues favorecería la implantación de nuevas instalaciones de tecnología solar fotovoltaica en los territorios peninsulares, a excepción, a criterio de la asociación, del subsistema eléctrico Mallorca- Menorca, si bien critica el agravio comparativo que supone el diferente tratamiento normativo que se ha planteado para las plantas existentes respecto a las nuevas, de un lado, y para las nuevas instalaciones de tecnología eólica en Canarias respecto a las restantes tecnologías y territorios, de otro. También indica que la Propuesta no favorece la generación distribuida.

Además, presenta las siguientes alegaciones:

- Instalaciones fotovoltaicas tipo I: en el apartado del artículo 3 que excluye las instalaciones ubicadas sobre determinadas estructuras (invernaderos, aparcamientos abiertos, balsas de riego), critica la indefinición que supone añadir al final “y similares”, pues abre la puerta a la exclusión de instalaciones de forma discrecional por la Administración.
- Falta de claridad en cuanto a los criterios técnicos y de integración en la red a determinar por el operador del sistema.

- Considera insuficiente el plazo máximo de 12 meses para que las instalaciones fotovoltaicas cumplan los requisitos que establecen los artículos 43 y 46 del proyecto de real decreto y tengan derecho a percibir el incentivo a la inversión por reducción del coste de generación. Sugiere que se amplíe el mismo a 16 meses de conformidad con lo dispuesto en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, a estos efectos.
- No constan los datos y métodos de cálculo para fijar los parámetros de las instalaciones tipo, luego tampoco es posible comprobar si se podrá alcanzar la tasa de rentabilidad razonable de 7,503% que figura en el apartado 2.4 del Anexo I.
- Necesidad de que se apruebe con rapidez la previsión de costes de generación con retribución regulada del sistema.

**Una asociación que representan a instalaciones eólicas** señala, al igual que la alegación anterior, que resulta llamativo que la Propuesta incentive nuevas instalaciones en los SEPN, mientras que los parques existentes ven disminuido (o eliminado) su régimen retributivo, cuando generan los mismos beneficios, en particular, el que supone reducir los costes de generación eléctrica en los territorios no peninsulares. Asimismo, recalca la confusión que genera la existencia de varias leyes y normas aprobadas o en desarrollo que afectan a la inversión en estos sistemas.

En concreto, presenta las siguientes alegaciones:

- Definición de instalaciones tipo. En el caso de los sistemas extrapeninsulares y sólo para instalaciones futuras, se considera que la localización de las instalaciones afecta a la rentabilidad -a diferencia de la propuesta de Orden de parámetros para las instalaciones existentes-, si bien la Propuesta no refleja la compleja casuística de las instalaciones eólicas en los territorios no peninsulares.
- Repotenciación de instalaciones eólicas existentes. Esta asociación propone la elaboración de una normativa adicional que permita incrementar la potencia instalada de las referidas plantas sin que el régimen retributivo tenga que ser subastado.
- La asociación indica que la Propuesta debería incrementar el cupo máximo de 450 MW eólicos en Canarias que establece la Disposición adicional sexta, de conformidad con los 600 MW que preveía el Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, a los que se aplicarían los parámetros retributivos los de las instalaciones de referencia que se incluyen en el Anexo II.
- En el caso de las instalaciones adjudicatarias del concurso eólico canario de 2007, uno de los criterios de asignación pasaba por destinar parte de los ingresos a sufragar iniciativas de naturaleza energética, medioambiental o social; se solicita que o bien se eliminen estas obligaciones o bien se tengan en cuenta en el cálculo de la retribución regulada.

- Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación. El valor que recoge el Anexo II debería ser mayor.
- Parques experimentales. La asociación solicita un cupo específico para estos parques, a los que se deberían aplicar criterios adicionales a los expuestos en el Anexo II.
- Horas mínimas y umbrales de funcionamiento. Se desconoce la metodología de cálculo, por lo que se solicita su publicación. En cualquier caso, dentro del cálculo de estas horas de referencia, la asociación solicita que se excluyan las limitaciones que puedan sufrir los parques por necesidades de operación del sistema, así como aquellas que deriven de indisponibilidades sobrevenidas por fallos no previstos de las instalaciones y/o equipos de interconexión.
- Precios de mercado y coeficientes de apuntamiento. Se echa en falta la concreción de una metodología reproducible que defina expresamente la forma de determinar los precios medios de mercado así como actualizar la estimación de los coeficientes de apuntamiento de tecnologías.
- Costes de explotación. Esta asociación solicita, por un lado, que se justifiquen las razones por las cuales el incremento anual de los costes de explotación se establece en el 1% anual y, por otro, que al menos se tenga en cuenta el incremento histórico anual de un 3,2% a medida que la instalación se acerque al final de su vida útil.
- Número de horas equivalentes de funcionamiento. El Anexo II recoge un número elevado de horas equivalentes de funcionamiento para determinados sistemas eléctricos. Esta asociación sugiere la revisión de estos datos.
- Finalmente, al igual que se recoge en otras alegaciones, esta asociación solicita también:
  - Que se definan las principales características del procedimiento de la subasta.
  - Que las Comunidades Autónomas emitan su informe sobre las mismas con carácter previo a ser aprobadas.
  - Que se amplíen, por insuficientes, los plazos para que las instalaciones eólicas cumplan los requisitos para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación.
  - Que se eliminen la fecha límite y la exigencia del certificado del Operador del Sistema de los requisitos que establecen los apartados 2.b) y 2.c) de la Disposición adicional sexta.

**Una asociación de productores renovables** indica que la Propuesta no favorece la instalación de nueva potencia de generación eléctrica con energías renovables en los sistemas eléctricos no peninsulares, y en particular, en Canarias. Rechazan el sistema de subastas propuesto para la nueva potencia por

ser poco objetivo y eficiente, así como el sistema propuesto de actualización de los valores de los parámetros retributivos.

En cuanto a las consideraciones particulares, indica que no se establecen las condiciones para devolver el aval presentado en el supuesto de que se ejecute la instalación en plazo o las condiciones para que sea ejecutado.

El resto de alegaciones son coincidentes con algunas de las recogidas anteriormente.

**El Operador del Sistema** considera que en la concreción de los cupos de potencia incluida en las convocatorias de las subastas debe atenderse no sólo a la tecnología, sino también a la capacidad de la conexión zonal o nodal por él establecida, haciéndose asimismo referencia expresa a la definición de las capacidades técnicas que establezca sistema a sistema.

Coincide con las alegaciones de diversos operadores con intereses en el sector eólico en relajar alguno de los requisitos impuestos por el apartado 2 de la Disposición adicional sexta, pues ponen en riesgo su aplicación práctica.

**Un productor a partir de energías renovables** solicita que se amplíe el ámbito de aplicación de la Propuesta de modo que resulten específicamente incluidos en el mismo los parques eólicos que hubiesen resultado inscritos en el registro de preasignación de acuerdo con el artículo 7 del RD 1614/2010 con fecha de notificación posterior a septiembre de 2011.

En relación con la Disposición adicional sexta de la Propuesta, además de solicitar la eliminación del requisito exigido por el apartado 2.b), considera conveniente iniciar una revisión de la propia Ley de Sector Eléctrico que permita posponer en al menos un año el plazo límite establecido por su Disposición transitoria duodécima (de 31/12/2016 a 31/12/2017). Solicita también la posibilidad de contemplar prórrogas específicas o la devolución de avales en el caso de los proyectos afectados por las recientes sentencias del TSJ de Canarias que cuestionan la idoneidad de alguno de los criterios aplicados para resolver el procedimiento de adjudicación.

Considera que la Propuesta no recoge suficientemente el incremento de la inversión específica derivada de la insularidad, si se compara con los valores propuestos para la Península. En el caso de las instalaciones adjudicatarias del concurso eólico canario, recuerda que uno de los criterios de asignación pasaba por destinar parte de los ingresos a sufragar iniciativas de naturaleza energética, medioambiental o social; solicita que o bien se eliminen estas obligaciones o bien se tengan en cuenta en el cálculo de la retribución regulada.

Critica la estimación de precios de mercado para el primer semiperíodo regulatorio, que considera insuficientemente soportada y que tiene un notable efecto pernicioso sobre los ingresos de las empresas al diferir varios años la percepción de parte de la retribución, incluido el incentivo a la inversión. Esta sociedad hace un análisis detallado de la evolución observada de los precios del

mercado y de las cotizaciones de futuros y llega a la conclusión de que una más razonable estimación de precios medios para los años del primer semiperíodo sería 46, 48 y 50 Eur/MWh, respectivamente (respecto a los 49, 50 y 52 Eur/MWh de la Propuesta).

Coincide con otras alegaciones en señalar lo que considera una incongruencia en el tratamiento dado a las instalaciones existentes respecto a las nuevas, pues en el caso de estas últimas sí se diferencia la retribución por localización y se propone un incentivo a la inversión por reducción de los costes de generación, criterios que considera sería igualmente aplicables a las instalaciones ya en explotación.

**Un grupo empresarial presente en distintas actividades del sector**, si bien valora positivamente el favorecimiento de la generación a partir de tecnologías renovables en los territorios no peninsulares por el ahorro que podría suponer en los correspondientes sistemas, cuestiona el éxito de la Propuesta, habida cuenta de lo que considera un actualmente muy elevado nivel de inseguridad jurídica para los inversores y una considerable incertidumbre regulatoria derivada de la acumulación de propuestas normativas, muchas de ellas pendientes de aprobación.

Insiste, como otras alegaciones, en que considera injustificado que sólo para las instalaciones nuevas se diferencie la retribución en función de su localización, y se establezca un incentivo a la inversión, y en que sus valoraciones se ven necesariamente coartadas por el hecho de no tener acceso a la hipótesis y metodología que han servido para soportar el cálculo de los parámetros. Critica en particular la estimación de los precios medios de mercado y la definición de horas mínimas y umbral, en cuyo cómputo considera en todo caso deben excluirse las indisponibilidades debidas a las instrucciones del Operador del Sistema y aquellas sobrevenidas por fallos no previstos en las instalaciones o los equipos de conexión.

Solicita que, de repercutirse a los generadores incluidos en el ámbito de aplicación de la propuesta la financiación del servicio de interrumpibilidad, dicho sobrecoste sea tenido en cuenta en el cálculo de la retribución específica.

Critica la indefinición del mecanismo de subasta, cuya concreción queda al desarrollo regulatorio de rango inferior, la participación *a posteriori* de las CC.AA. afectadas y la denominada *expresión simplificada* utilizada para aplicar el resultado de la misma, la cual incorpora un parámetro ( $M_{ITRa}$ ) no contemplado en el proyecto de real decreto y cuyo origen y desarrollo se desconoce.

Se muestra disconforme con el establecimiento de un plazo más exigente para la percepción del incentivo a la inversión, y coincide con varias de las restantes alegaciones en que los plazos planteados tanto por la Disposición adicional sexta de la Propuesta como por la Disposición transitoria duodécima de la Ley del Sector podrían resultar inaplicables por demasiado exigentes, a las nuevas instalaciones en general, y a las adjudicatarias del concurso de 2007 en particular.

**Un grupo empresarial presente en distintas actividades del sector**, considera un agravio comparativo que se planteen ahora unos costes de explotación para las instalaciones eólicas ubicadas en la isla de El Hierro superiores a 20 Eur/MWh (aun descontando el impuesto del 7%), cuando para la parte eólica de una instalación singular ubicada en esa misma isla se consideró un valor de 11,68 Eur/MWh. Opina asimismo que el coeficiente de apuntamiento propuesto para la fotovoltaica es inferior al que se obtiene analizando los datos de los últimos tres años, lo cual redundaría en una infravaloración de los ingresos futuros de esta tecnología.

**Un grupo empresarial presente en distintas actividades del sector**, que es también adjudicatario de una parte significativa de la capacidad asociada al concurso eólico canario de 2007, considera que los requisitos exigidos a los titulares de instalaciones para acogerse a la Disposición adicional sexta son imposibles de cumplir teniendo en cuenta el estado actual de tramitación de los parques, lo cual llevaría en la práctica a dejar sin efecto el régimen retributivo previsto en el anexo II de la Propuesta. Opina asimismo que el plazo de 24 meses impuesto en el caso de la eólica para tener derecho al incentivo a la inversión no es tampoco realista y conducirá a la no aplicación del mismo.

Solicita también un mejor definición del concepto de *modificación*, a efectos del artículo 4, y que se aclare cómo se desagregaría la retribución en tales casos. Coincide con otras alegaciones al pedir la publicación de la metodología para la determinación la estimación del precio medio del mercado (y, en particular, su revisión a la baja de acuerdo con las actuales cotizaciones de futuros y el estrechamiento de los límites de precio), así como la metodología para realizar la estimación de las horas de funcionamiento equivalente, umbral y mínimas, y que para la determinación de estas últimas no se tengan en cuenta las paradas debidas a instrucciones del Operador del Sistema o las indisponibilidades por fallos de las instalaciones o equipos de interconexión.

Solicita la revisión de coeficiente B<sub>j</sub> de incentivo a la inversión, que considera insuficiente, proponiendo elevarlo al menos hasta el 15%.

Solicita, al igual que otras alegaciones, que se disponga expresamente que no sería necesario depositar garantías económicas adicionales si el importe de las ahora previstas excediera el de las ya depositadas con anterioridad, de modo que las nuevas no se sumen a aquéllas.

En relación con los costes de explotación, propone que se tengan en cuenta tanto los costes medios derivados de las penalizaciones por reactiva como los costes de los desvíos medios por tecnología, así como un mecanismo regulatorio que permita actualizar los costes de explotación en función de los cambios regulatorios que se sucedan, sin necesidad de esperar al final del semiperíodo regulatorio. Adicionalmente, opina que los valores propuestos se quedan cortos en unos 10 €/MWh, al no internalizar suficientemente los sobrecostes que la insularidad conlleva.

Solicita, al igual que otros miembros del Consejo Consultivo, que se revisen a la baja las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones eólicas para las islas de Gran Canaria, Fuerteventura, La Palma, La Gomera y El Hierro, de acuerdo con las horas observadas reales de los parques eólicos en operación en dichas islas, y que revisen al alza los valores estándar de inversión inicial, que estima entre un 15% y un 20% superiores a los observados en la Península.

**Un productor a partir de energías renovables** coincide en sus alegaciones generales con otras al señalar que, pese a que la Propuesta le merece una valoración inicial positiva, no mitiga la situación de inseguridad jurídica existente en el sector, por lo que considera no servirá para atraer nuevas inversiones. Considera injustificado que se reconozca a las instalaciones nuevas un incentivo a la inversión y se diferencie su retribución en función de su localización, cuando esto no aplica a las existentes. Censura la discrecionalidad de diversos aspectos de la Propuesta, en particular la estimación del precio medio de mercado, el establecimiento de horas mínimas y umbral (incluido el establecimiento de porcentajes trimestrales) y la imposibilidad de acceder a los datos y cálculos que hayan servido para la determinación de los parámetros retributivos. Solicita que al menos no sean tenidas en cuenta en el cálculo de horas mínimas las paradas debidas a instrucciones del Operador del Sistema o a causas técnicas justificadas.

Coincide con otra alegación en solicitar que el mecanismo de subasta no sea de aplicación a las repotenciaciones de parques eólicos existentes.

Este productor considera que la aplicación de un mecanismo de subasta resulta incompatible con la redefinición de los parámetros aplicables cada 3 ó 6 años: al promotor debería garantizársele que la retribución por la que puja se va a mantener durante la vida útil de la instalación, o de lo contrario difícilmente acudirá a la subasta. Por otra parte, considera que cuando menos deberían definirse los puntos principales que describan cómo va a desarrollarse el mecanismo de subasta.

Critica también que el plazo para la percepción del incentivo a la inversión sea más ajustado que el concedido con carácter general.

En relación con la Disposición adicional sexta, considera excesiva la atribución al Director General de Política Energética y Minas de la potestad para otorgar el cupo de 450 MW, y considera injusto que este régimen alternativo a la subasta parezca encaminado únicamente a acelerar la puesta en marcha de los proyectos que resultaron adjudicatarios del concurso de 2007, discriminando a los demás.

Incide en aspectos abordados en sucesivas propuestas normativas, como lo poco ortodoxo que resulta ligar la rentabilidad razonable a la deuda del Estado, o la falta de una metodología reproducible para la estimación del precio medio de mercado.

Coincide con otras alegaciones presentadas en relación con la evolución de los costes de explotación (considera el 1% claramente insuficiente) y la toma en consideración, en su caso, de la financiación del servicio de disponibilidad.

**Un productor a partir de energías renovables** insiste en la necesidad de conocer los datos y metodologías que han sido utilizadas para plantear los parámetros retributivos incluidos en la propuesta.

En el caso de la tecnología eólica, realiza asimismo un análisis de los costes de inversión propuestos y los compara con los habitualmente manejados en el sector a partir de fuentes de referencia consideradas independientes, llegando a la conclusión que las retribuciones propuestas no alcanzan a cubrir los gastos adicionales que representa la insularidad, como por ejemplo el transporte por mar del aerogenerador. En particular, critica la arbitrariedad que supone imponer en el subsistema Mallorca-Menorca valores claramente aún inferiores a los demás. A esto se añadiría además la aplicación del coeficiente reductor resultante de la subasta.

Se suma a gran parte de las restantes alegaciones en lo que considera la determinación arbitraria de la estimación del precio medio de mercado.

**Una asociación de distribuidores** incide sobre el contenido de la Disposición adicional cuarta para solicitar la revisión de la retribución asignada a uno de sus asociados en 2013 y 2014, debida a su entender a que no se ha tomado en consideración la variación del método empleado en el cálculo de la misma.

En el caso de otra de las distribuidoras integradas en la asociación, se solicita la rectificación de la retribución de 2014, pues al parecer en su cálculo se habría omitido la información relativa a varias instalaciones puestas en servicio en 2012.

**Una asociación de productores renovables** solicita que se amplíe el ámbito de aplicación de la propuesta para dar cabida a instalaciones que no llegaron a ser pre-asignadas pero sí inscritas en registro antes de la entrada en vigor del RD-ley 1/2012, con lo que ahora no tienen acceso a retribución regulada alguna y quedarían también fuera de la Propuesta.

Por otra parte, considera la Propuesta no favorece la instalación de nuevas plantas renovables, en particular en Canarias, y rechaza tanto el sistema de adjudicación mediante subastas (propone en su lugar el establecimiento de cupos anuales con costes decrecientes) como el mecanismo de actualización de los valores de los parámetros retributivos. Echa en falta que la Propuesta contemple otras tecnologías renovables que pudieran suponer asimismo un ahorro de costes en los sistemas no peninsulares.

Critica también que no se establezcan las condiciones para la devolución del aval presentado en el supuesto de que se ejecute la instalación en plazo, o las condiciones para que sea ejecutado; cuestiona asimismo que haya realmente instalaciones en condiciones de acogerse a la Disposición adicional sexta, así como que se definan parámetros para el ejercicio 2014 cuando parece muy improbable que alguna instalación vaya a entrar en explotación a tiempo de acogerse a ellos.

**Una sociedad que explota un parque eólico experimental** considera la instalación de la que es titular incluida en el ámbito de aplicación de la Propuesta, pese a que actualmente está en operación, y solicita modificar la redacción de la Disposición adicional sexta de modo que se dé prioridad a las instalaciones ya conectadas, como es su caso, sobre las todavía pendientes de ejecución. Considera asimismo que debería definirse una instalación tipo específica para recoger las particularidades de las instalaciones experimentales con carácter de I+D+i tecnológico.

**El Gobierno de una Comunidad Autónoma y el Gestor de la Red de Transporte** no tienen comentarios a la Propuesta.

## **ANEXO II. Análisis de Retribución a la inversión y de ejemplos de Retribución total para Instalaciones Tipo no peninsulares frente a Instalaciones Tipo *generales* comparables.**

---

***Los valores incluidos en este anexo relacionados con los ejemplos de Retribución total estimada para instalaciones tipo lo son únicamente a efectos ilustrativos, como parte de una comparación cæteris paribus, y no están vinculados a la potencia de instalaciones existentes o proyectadas.***

***Para más información sobre cómo interpretar estos diagramas consúltese por favor el correspondiente apartado de este informe.***

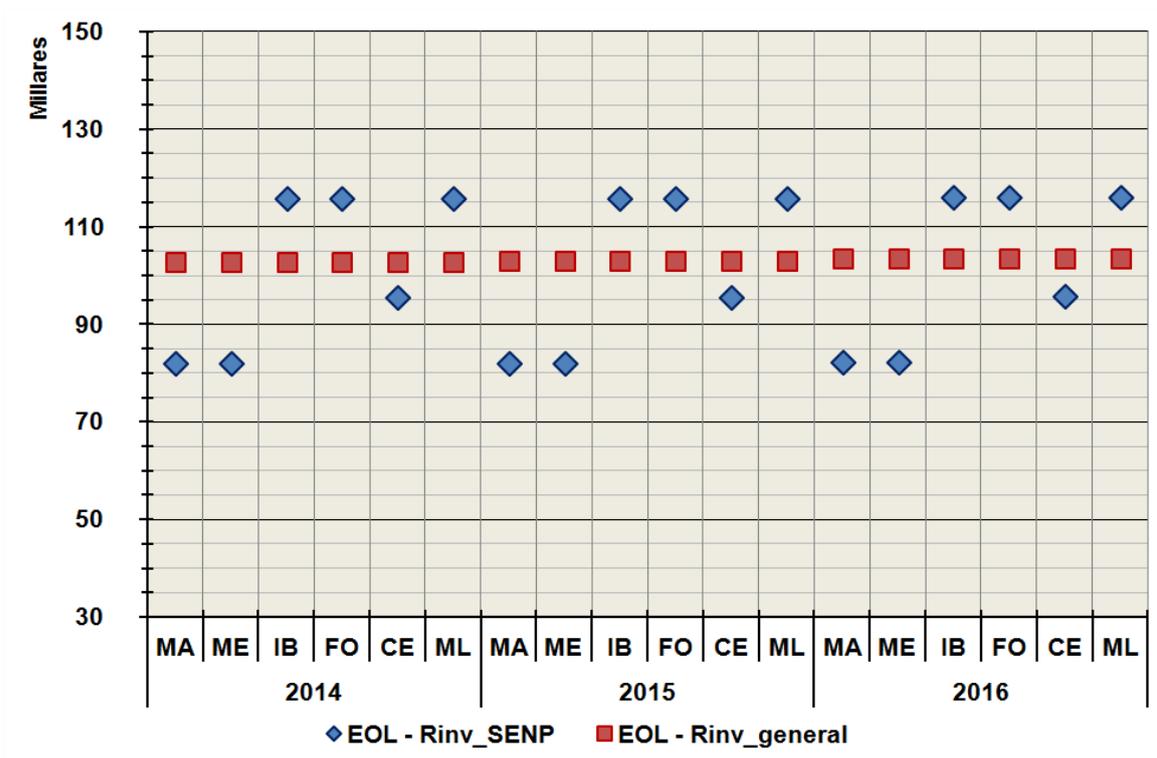
---

Este anexo contiene un total de *ocho* gráficos: los cuatro primeros representan valores de retribución a la inversión unitaria (Rinv), expresada en (millares de) €/MW, y los cuatro siguientes valores de retribución total estimada como ejemplo, expresada en miles de euros anuales (k€/año). La retribución total o retribución específica comprende la retribución a la inversión y, en su caso, el incentivo a la inversión (para las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la Propuesta no se contempla retribución a la operación, pues el precio medio de mercado sobrepasaría los costes de explotación esperados). En los cálculos se han asumido sendas potencias instaladas ejemplo de 20 MW, para la eólica, y 1 MW, para fotovoltaicas tipo I y II.

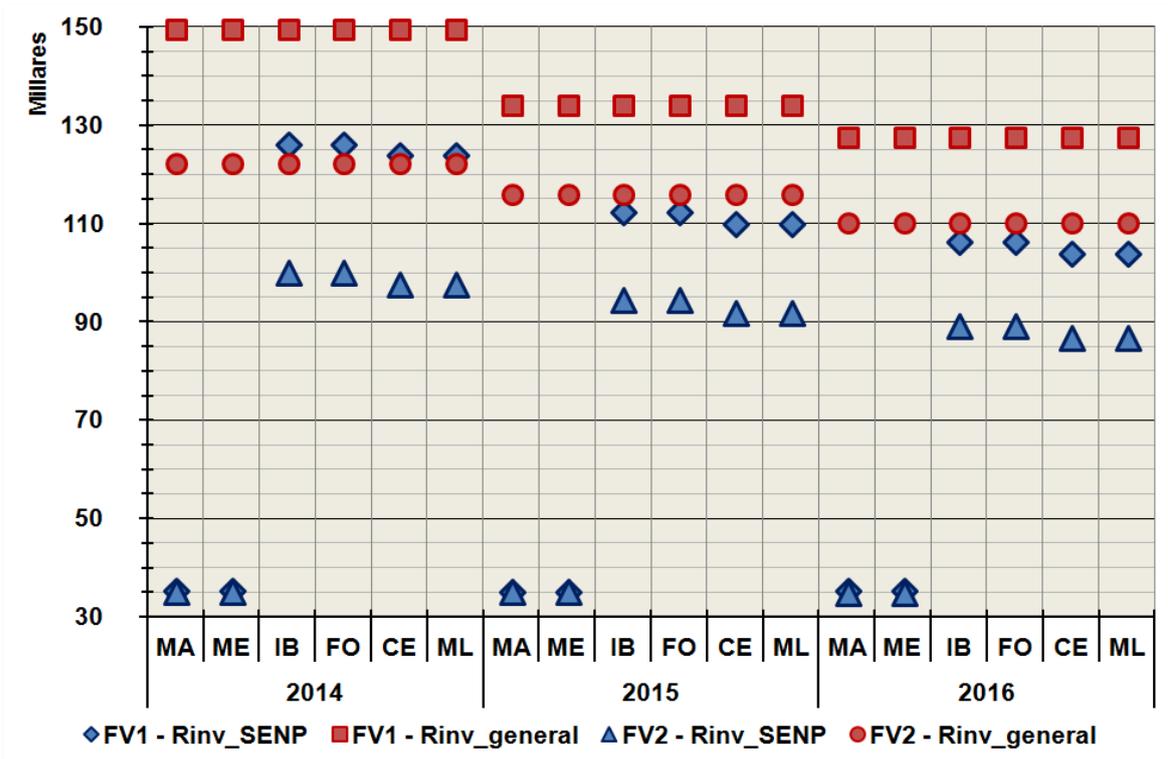
A continuación se facilitan algunos comentarios orientativos respecto a los importes observados:

- Destacan los valores significativamente inferiores otorgados al subsistema Mallorca-Menorca, tanto en términos de retribución a la inversión (Rinv) como –en consecuencia– en términos de retribución total ejemplo.
- Son igualmente anómalos, por muy bajos, los valores correspondientes a la retribución a la inversión a la eólica en La Gomera –aunque consecuentes con las 4.500 horas equivalentes atribuidas.
- La fotovoltaica, ya sea en Baleares y Ceuta y Melilla, o en Canarias, obtiene tanto retribuciones a la inversión como totales por debajo de las retribuciones *generales* comparables.

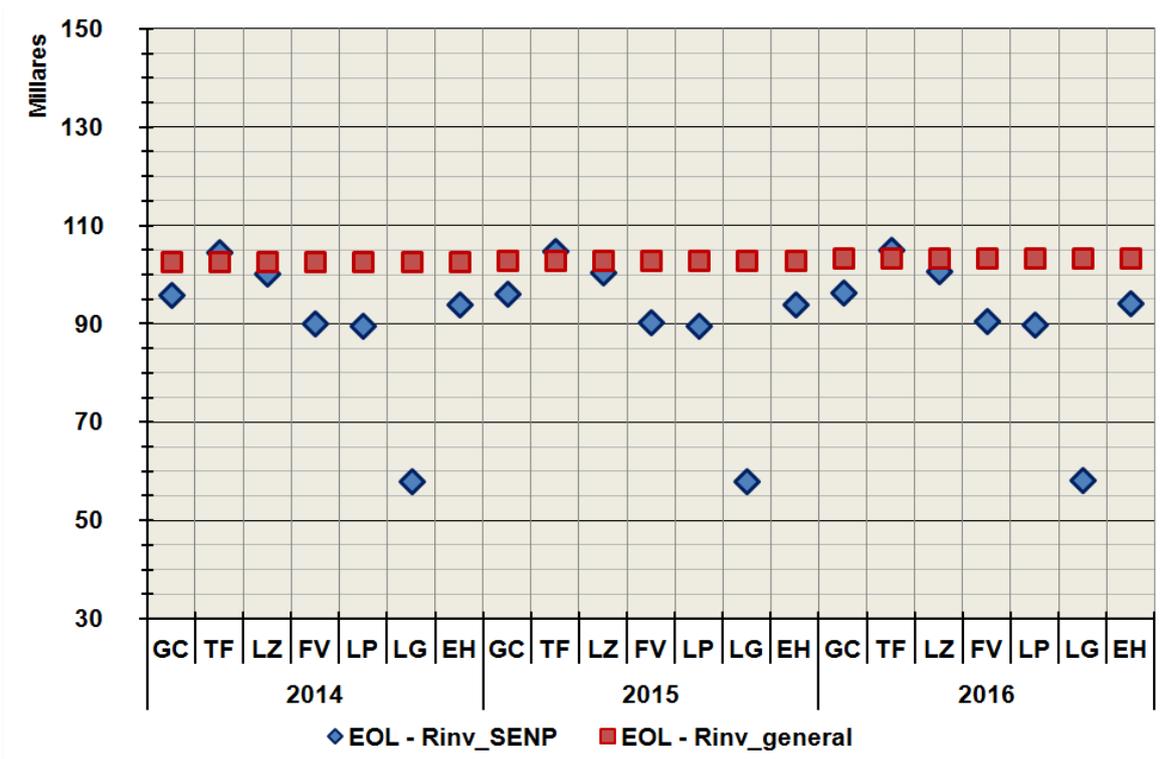
**Gráfico 1. Comparativa de Retribución a la inversión (Rinv) en millares de [€/MW]; Baleares y Ceuta&Melilla; Eólica**



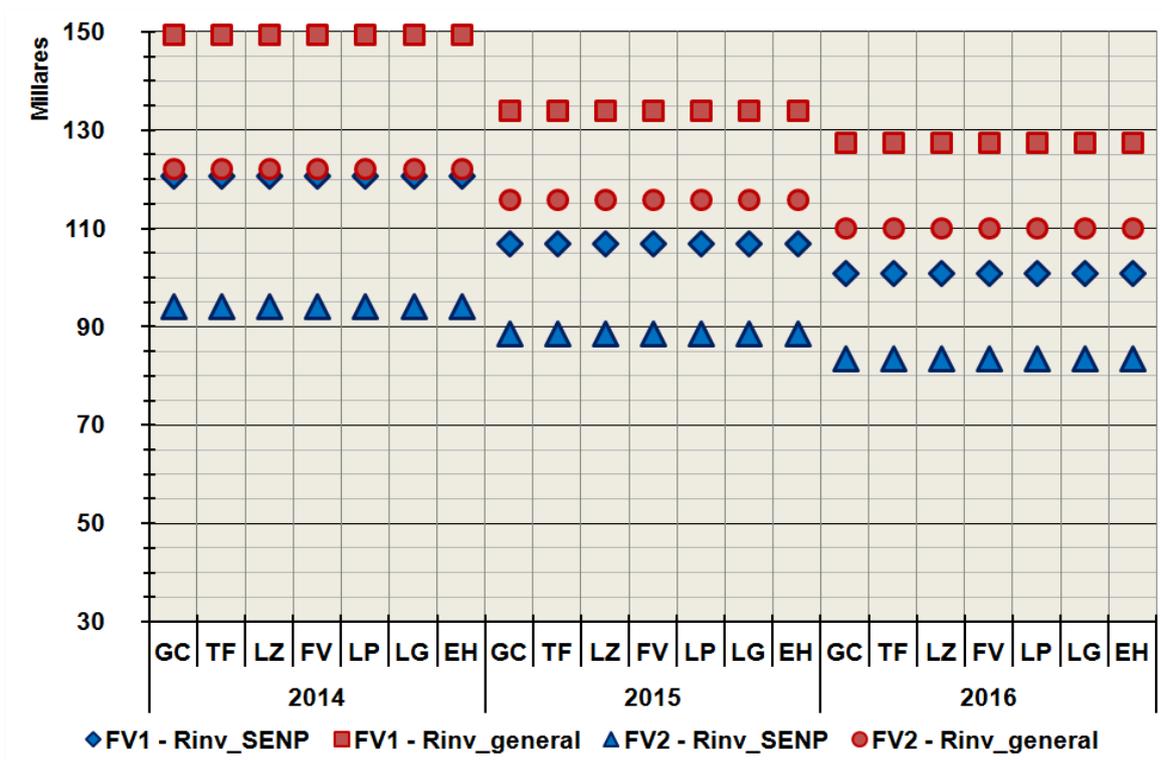
**Gráfico 2. Comparativa de Retribución a la inversión (Rinv) en millares de [€/MW];  
Balears y Ceuta&Melilla; Fotovoltaica**



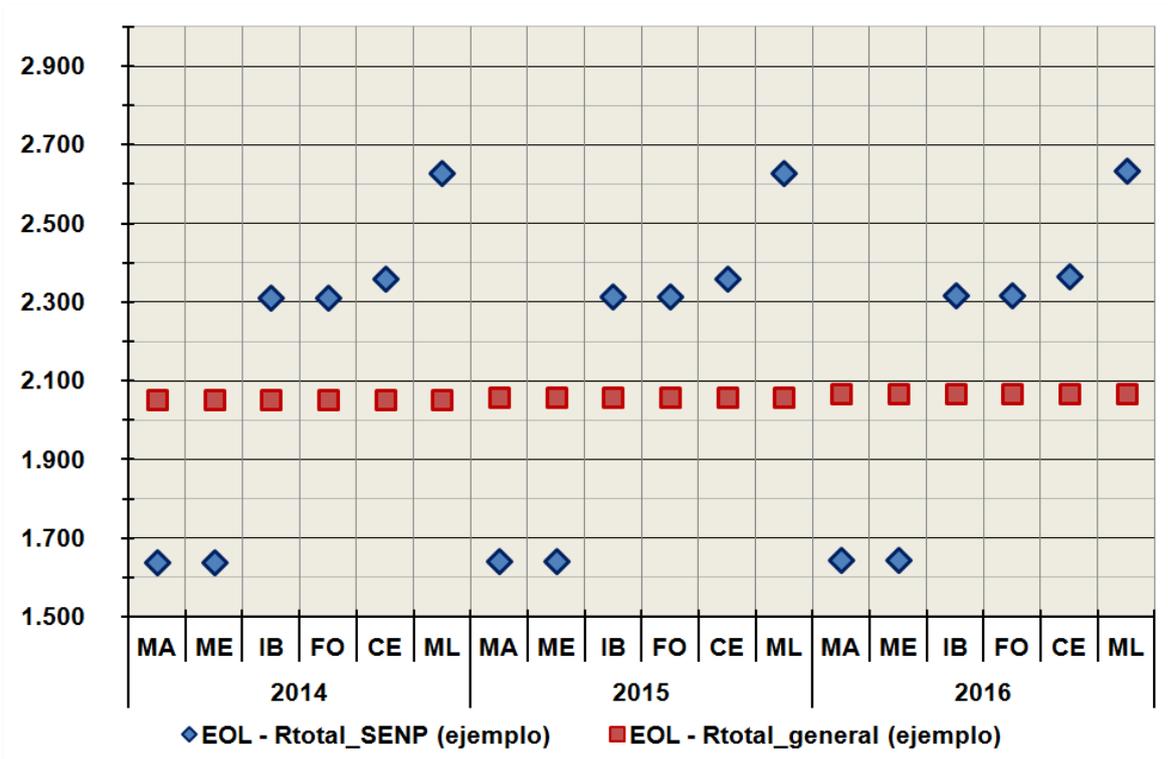
**Gráfico 3. Comparativa de Retribución a la inversión (Rinv) en millares de [€/MW]; Canarias; Eólica**



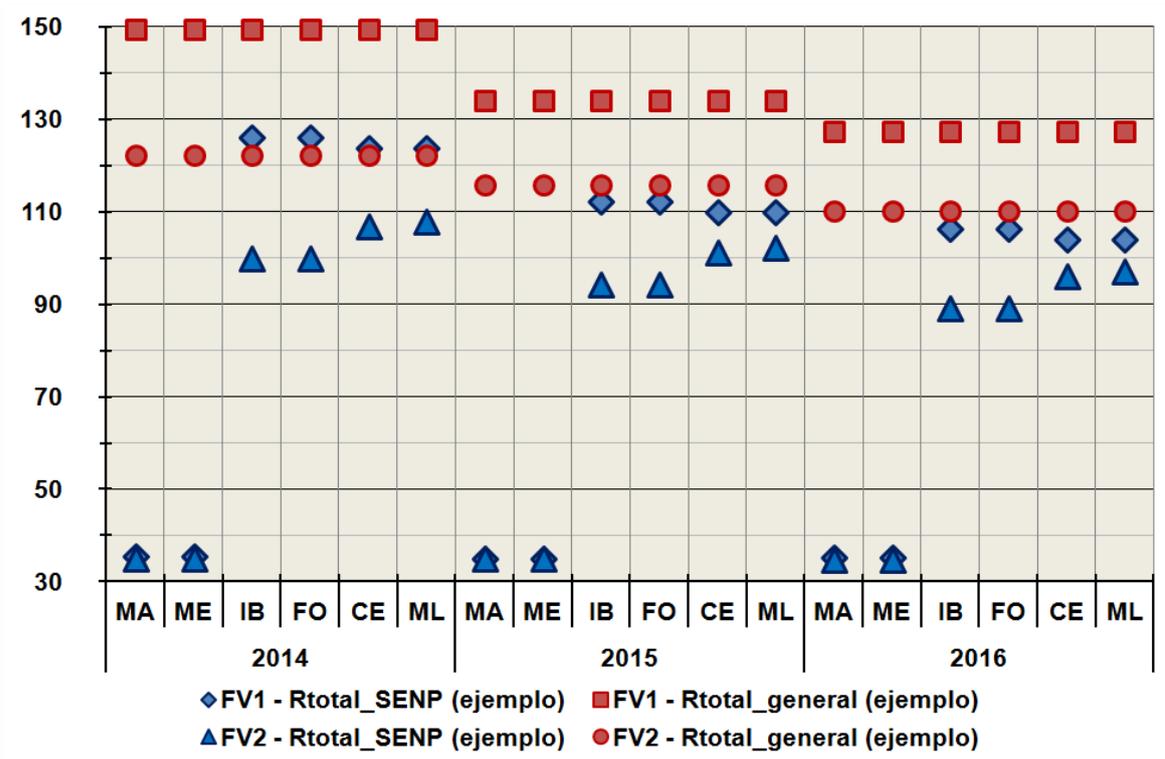
**Gráfico 4. Comparativa de Retribución a la inversión (Rinv) en millares de [€/MW]; Canarias; Fotovoltaica**



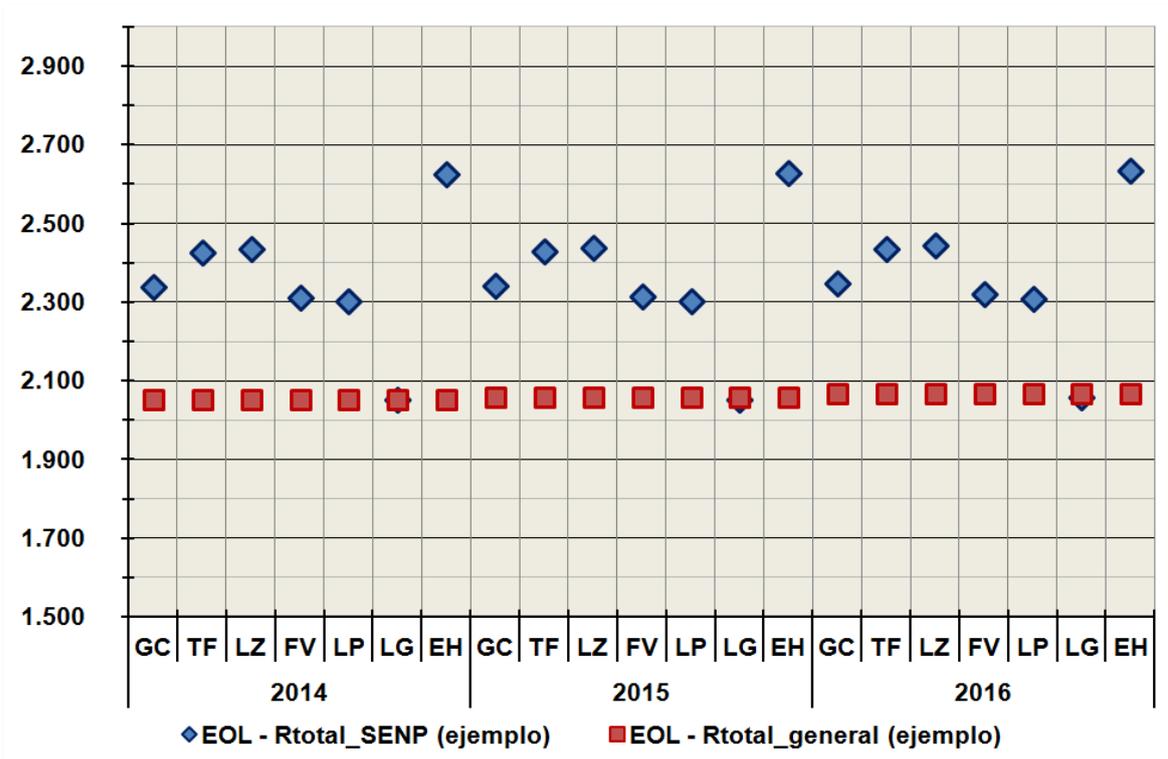
**Gráfico 5. Comparativa de Retribución total (ejemplo) en [k€/año];  
 Baleares y Ceuta&Melilla; Eólica**



**Gráfico 6. Comparativa de Retribución total (ejemplo) en [k€/año];  
Baleares y Ceuta&Melilla; Fotovoltaica**



**Gráfico 7. Comparativa de Retribución total (ejemplo) en [k€/año];  
Canarias; Eólica**



**Gráfico 8. Comparativa de Retribución total (ejemplo) en [k€/año];  
Canarias; Fotovoltaica**

