



MEMORIA DEL ANÁLISIS DE IMPACTO NORMATIVO DEL PROYECTO 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.

FICHA DEL RESUMEN EJECUTIVO

Ministerio/Órgano proponente.	Ministerio de Industria, Energía y Turismo	Fecha	mayo 2014
Título de la norma.	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.		
Tipo de Memoria.	Normal <input checked="" type="checkbox"/> Abreviada <input type="checkbox"/>		
OPORTUNIDAD DE LA PROPUESTA			
Situación que se regula.	Instalaciones tipo y parámetros retributivos para determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.		
Objetivos que se persiguen.	<p>a) Establecer los parámetros retributivos de las instalaciones tipo para el primer semiperiodo regulatorio.</p> <p>b) Fijar la equivalencia entre las categorías, grupos y subgrupos definidos con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto XX/2014, de XX de XX, fijando para cada uno de estos últimos las diferentes instalaciones tipo y sus códigos correspondientes a efectos de la determinación del régimen retributivo aplicable.</p> <p>c) Completar los criterios para el cálculo de la retribución de las instalaciones híbridas definidas en el artículo 4 del Real Decreto XXX/2014, de XX de XX, de conformidad con el artículo 25 del referido real decreto</p>		
Principales alternativas consideradas.			
CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO			



Tipo de norma.	Orden	
Estructura de la Norma	La presente orden consta de preámbulo, ocho artículos, cuatro disposiciones adicionales, cuatro disposiciones transitorias, una disposición derogatoria, tres disposiciones finales y ocho anexos.	
Informes recabados.	Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Informe de la Secretaría General Técnica del departamento proponente y dictamen del Consejo de Estado.	
Trámite de audiencia.	Consulta a través del Consejo Consultivo de Electricidad.	
ANÁLISIS DE IMPACTOS		
ADECUACIÓN AL ORDEN DE COMPETENCIAS.	La presente orden se adecua al orden competencial, al dictarse al amparo de lo establecido en los artículos 149.1.13ª y 25ª, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva en relación con las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y en materia de bases del régimen minero y energético, respectivamente.	
IMPACTO ECONÓMICO Y PRESUPUESTARIO.	Efectos sobre la economía en general.	
	En relación con la competencia	<input checked="" type="checkbox"/> la norma no tiene efectos significativos sobre la competencia. <input type="checkbox"/> la norma tiene efectos positivos sobre la competencia. <input type="checkbox"/> la norma tiene efectos negativos sobre la competencia.
	Desde el punto de vista de las cargas administrativas	<input checked="" type="checkbox"/> supone una reducción de cargas administrativas. Cuantificación estimada: <input type="checkbox"/> incorpora nuevas cargas administrativas. Cuantificación estimada: _____ <input type="checkbox"/> no afecta a las cargas administrativas.



		Desde el punto de vista de los presupuestos, la norma <input type="checkbox"/> Afecta a los presupuestos de la AGE. <input type="checkbox"/> Afecta a los presupuestos de otras Administraciones Territoriales	<input type="checkbox"/> implica un gasto: Cuantificación estimada: _____ <input type="checkbox"/> Implica un ingreso: Cuantificación estimada: _____
IMPACTO GÉNERO.	DE	La norma tiene un impacto de género	Negativo <input type="checkbox"/> Nulo <input checked="" type="checkbox"/> Positivo <input type="checkbox"/>
OTROS IMPACTOS CONSIDERADOS.		Ninguno.	
OTRAS CONSIDERACIONES.			



A) OPORTUNIDAD DE LA PROPUESTA.

1. MOTIVACIÓN.

Durante los últimos años en España se ha producido un desarrollo muy significativo de las energías renovables, de cogeneración y de residuos. Este crecimiento ha venido impulsado en buena medida por la existencia de diversos marcos de apoyo que han ido estableciendo sucesivamente incentivos económicos a la producción de electricidad mediante estas tecnologías en los últimos años.

De esta forma, desde el año 1998 hasta el año 2013, los incentivos económicos a las instalaciones de producción de energía eléctrica mediante fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos, han ascendido en su conjunto a más de 56.000 millones de euros, incrementándose en más de un 800 por ciento desde el 2005 hasta el año 2013, dónde las primas a dichas instalaciones han alcanzado aproximadamente 9.000 millones de euros.

Primas a las tecnologías renovables, cogeneración y residuos (miles de millones de euros)

<2003 (estimado)	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013 (estimado)
>2000*	1.017	1.209	1.054	1.394	2.522	3.338	6.214	7.067	6.985	8.639	9000*

* valores estimados

A continuación se muestra una estimación de las primas percibidas desde 1998 hasta la actualidad para cada tecnología:

TECNOLOGIA	Estimación de primas recibidas 1998-2013 (millones de €)
COGENERACION	12.917
FOTOVOLTAICA	14.617
TERMOSOLAR	2.640
HIDRAULICA	4.263
EOLICA	15.400
BIOMASA Y BIOGAS	2.003
TRATAMIENTO DE RESIDUOS	2.626
COMBUSTIÓN DE RESIDUOS Y LICORES NEGROS	1.827
TOTAL RENOVABLES, COGENERACIÓN Y RESIDUOS	56.294

A través del proceso de reforma del sistema eléctrico llevado a cabo en los últimos años se han adoptado una serie de medidas encaminadas a conseguir la estabilidad económica y financiera del sistema eléctrico y evitar la incorporación de nuevos costes, garantizando para estas instalaciones una rentabilidad razonable.



En este sentido, 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, articula las bases de un nuevo marco retributivo que permita a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, a las de cogeneración y residuos cubrir los costes necesarios para competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y obtener una rentabilidad razonable.

Así, establece que para el cálculo de la retribución específica se considerará para una instalación tipo, los ingresos por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado, los costes de explotación estándar necesarios para realizar la actividad y el valor de la inversión inicial de la instalación tipo, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada. De esta manera se insta un régimen retributivo sobre parámetros estándar en función de las distintas instalaciones tipo que se determinen.

Asimismo, y dando continuidad a lo dispuesto en el artículo 30.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en su redacción originaria, a saber, que los regímenes retributivos que se articulen para las instalaciones de producción de energía eléctrica existentes a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos deben permitir a este tipo de instalaciones cubrir los costes necesarios para competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y obtener una rentabilidad razonable sobre el conjunto del proyecto, el referido real decreto-ley recoge de forma expresa para dar una mayor seguridad jurídica el concepto de rentabilidad razonable, estableciéndolo, en línea con la doctrina jurisprudencial sobre el particular alumbrada en los últimos años, una rentabilidad de proyecto, que girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado. Igualmente, en su disposición adicional primera fija la rentabilidad razonable de las instalaciones de producción con derecho a régimen económico primado.

La disposición final segunda del citado Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, habilita al Gobierno a aprobar un nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen económico primado, que será de aplicación desde la entrada en vigor del mencionado real decreto-ley.

Las bases de este nuevo marco retributivo se han recogido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, fundamentalmente en el artículo 14, concretando igualmente, los criterios y la forma de revisión de los parámetros retributivos para las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos con régimen retributivo específico.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, además determina que legalmente se fijará antes del inicio de cada período regulatorio, que tendrán una duración de seis años, el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable de lo que reste de vida regulatoria, y que en ningún caso podrán revisarse una vez reconocidos, ni la vida útil regulatoria ni el valor estándar de la inversión inicial de una instalación.

Por otra parte, preceptúa esta ley que cada tres años se revisarán para el resto del período regulatorio las estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada,



valorada al precio del mercado de producción, en función de la evolución de los precios del mercado y las previsiones de horas de funcionamiento.

Finalmente, prevé que al menos anualmente se actualizarán los valores de retribución a la operación para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible.

La citada Ley 24/2013, de 26 de diciembre, recoge de esta forma, en su disposición adicional décima que el primer período regulatorio se iniciará en la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y finalizará el 31 de diciembre de 2019 y el valor sobre el que girará la rentabilidad de los proyectos tipo de referencia. Además, y en su disposición final tercera para este primer período regulatorio fija en consonancia con lo ya establecido en la disposición adicional primera del mencionado real decreto-ley, el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable a lo largo de toda la vida útil regulatoria para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del citado real decreto-ley.

Este nuevo marco jurídico y económico regulado en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se ha plasmado, en primer lugar, en el Real Decreto XX/2014, de XX de XX, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que en su artículo 12 determina el procedimiento para otorgar el régimen retributivo específico. En segundo lugar, mediante la aprobación de esta orden, que principalmente aprueba 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.

El Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX, establece la metodología del régimen retributivo específico, que será de aplicación a las instalaciones que no alcancen el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que les permitan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado obteniendo una rentabilidad razonable, referida a la instalación tipo que en cada caso sea aplicable.

Este régimen retributivo se basa en la percepción de los ingresos derivados de la participación en el mercado, con una retribución adicional que, en caso de resultar necesario, cubra aquellos costes de inversión que una empresa eficiente y bien gestionada no recupere en el mercado.

Las instalaciones podrán percibir durante su vida útil regulatoria, adicionalmente a la retribución por la venta de la energía valorada al precio del mercado, una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra, los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión, 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 dicha instalación tipo, al que se denomina retribución a la operación.

Para el cálculo de la retribución a la inversión y de la retribución a la operación se considerarán para una instalación tipo, los ingresos estándar por la venta de la energía valorada al precio del mercado, los costes estándar de explotación necesarios para



realizar la actividad y el valor estándar de la inversión inicial, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada, a lo largo de su vida útil regulatoria.

Una vez que las instalaciones superen su vida útil regulatoria dejarán de percibir la retribución a la inversión y la retribución a la operación. Además, las instalaciones que, aun estando dentro de su vida útil regulatoria, hubieran alcanzado el nivel de rentabilidad razonable, tendrán una retribución a la inversión nula y mantendrán, en su caso, la retribución a la operación durante dicha vida útil regulatoria.

El Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX, regula en su artículo 13 que habrá de establecerse, mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada para Asuntos Económicos, una clasificación de instalaciones tipo, con su código específico, en función de la tecnología, potencia instalada, antigüedad, sistema eléctrico, así como cualquier otra segmentación que se considere necesaria para la aplicación del régimen retributivo.

A cada instalación tipo le corresponderán un conjunto de parámetros retributivos que concreten el régimen retributivo específico y permitan la aplicación del mismo a las instalaciones asociadas a dicha instalación tipo, siendo los más relevantes la retribución a la inversión por unidad de potencia, la retribución a la operación, el número de horas de funcionamiento mínimo, el umbral de funcionamiento, el número de horas de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación, en su caso, los límites anuales superiores e inferiores del precio del mercado, y el precio medio anual del mercado diario e intradiario.

Adicionalmente, son parámetros retributivos relevantes a efectos de calcular los anteriores, de forma enunciativa y no limitativa, los siguientes: el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo, el número de horas de funcionamiento de la instalación tipo y la estimación del ingreso futuro de explotación, la estimación del coste futuro de explotación, la tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable, el coeficiente de ajuste de la instalación tipo, y el valor neto del activo. Entre estos parámetros se fijan la vida útil regulatoria y el valor estándar de la inversión inicial de una instalación tipo que no podrán volver a revisarse.

La asignación a una instalación de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, de una instalación tipo determinada a la que se hayan definido sus parámetros retributivos, y su inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, permitirá al titular de la instalación reunir los requisitos necesarios para la percepción de la retribución específica que le corresponde.

2. OBJETIVOS.

Mediante esta orden por tanto, se establecen por un lado, 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, en particular, a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del citado Real decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, reguladas en la disposición adicional segunda del Real Decreto XXX/2014, de XX de



XX, entre ellas, a aquellas instalaciones adjudicatarias del concurso de instalaciones de tecnología solar termoeléctrica de carácter innovador reguladas en la disposición adicional tercera del Real Decreto XXX/2014, de XX de XX. Asimismo, se establecen los parámetros retributivos de las instalaciones tipo para aquellas instalaciones o modificaciones de instalaciones de tecnologías diferentes a la eólica, solar termoeléctrica y fotovoltaica que cumplan determinados requisitos previstos en la disposición adicional cuarta del citado real decreto.

Por otro lado, en desarrollo del título IV del Real Decreto XXX/2014, de XX de XX, y en particular, del artículo 13 se recoge una clasificación de instalaciones tipo en función de la tecnología, potencia instalada, antigüedad o sistema eléctrico, fijando para cada una de estas instalaciones tipo un código. Además, en esta orden de conformidad con la disposición transitoria primera del Real Decreto XXX/2014, de XX de XX se determinan las equivalencias correspondientes entre las nuevas instalaciones tipo que se definan y la clasificación anteriormente vigente, a efectos de la determinación del régimen retributivo aplicable.

Igualmente, se establece la metodología de cálculo de la retribución de las instalaciones híbridas reguladas en el artículo 4 del Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX, y de acuerdo con el artículo 25 de este real decreto.

Finalmente, y en desarrollo del anexo XVI.4 del Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX, se establece la metodología de aplicación del régimen retributivo para aquellas instalaciones de cogeneración en las cuales el aprovechamiento del calor útil se realice con el propósito de utilización como calor o frío para climatización de edificios.

3. ALTERNATIVAS.

Esta orden se dicta de conformidad con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y en desarrollo de diversos preceptos del Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX.

En esta orden se ha optado por no regular aquellos aspectos relativos a los sistemas no peninsulares previstos en el Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX, dado su especificidad y régimen singular y por cuanto se otorga, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional quinta del referido real decreto un régimen retributivo para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas. Esta regulación será objeto de desarrollo en otra orden ministerial.

B) CONTENIDO, ANÁLISIS JURÍDICO Y DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN.

1. CONTENIDO.

Esta orden consta de un preámbulo, ocho artículos, cuatro disposiciones adicionales, cuatro disposiciones transitorias, una disposición derogatoria, tres disposiciones finales y ocho anexos.

En el preámbulo se establece la justificación legal y necesidad de la propuesta.



Los dos primeros artículos se destinan al objeto y ámbito de aplicación de la norma. El objeto es fijar la equivalencia entre las categorías, grupos y subgrupos definidos con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto XX/2014, de XX de XX, y las nuevas categorías, grupos y subgrupos establecidos en el citado real decreto, establecer para cada uno de estos últimos las diferentes instalaciones tipo y sus códigos correspondientes, determinando los parámetros retributivos de las instalaciones tipo, así como completar los criterios para el cálculo de la retribución de las instalaciones híbridas.

El ámbito de aplicación se extiende a todas las instalaciones definidas en la disposición adicional segunda del Real Decreto XX/2014, de XX de XX, que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, entre ellas, a las incluidas en la disposición adicional tercera de dicho real decreto. Asimismo, se incluyen dentro del ámbito de aplicación las instalaciones definidas en la disposición adicional cuarta del Real Decreto XX/2014, de XX de XX, es decir, aquellas instalaciones o modificaciones de instalaciones de tecnologías diferentes a la eólica, solar termoeléctrica y fotovoltaica, que, no habiendo sido inscritas en el registro de preasignación de retribución, se encuentren en una de las situaciones que se definen en la propia disposición.

El artículo 3 establece, para las instalaciones previstas en el artículo 2.1, las equivalencias antes citadas, define las diferentes instalaciones tipo y sus códigos correspondientes. Esta correspondencia, definición y asignación se relacionan en el anexo I.

Asimismo, y para estas instalaciones se fijan los parámetros retributivos que concretan el régimen retributivo específico de las instalaciones tipo aplicables para el primer semiperiodo regulatorio. Estos parámetros se detallan por instalación tipo para 2013 en el anexo II.1, y para los años 2014, 2015 y 2016 en el anexo II.2. En ambos casos, las hipótesis y los parámetros considerados para el cálculo de los parámetros retributivos se relacionan en el anexo III y VIII respectivamente.

En el caso de las instalaciones cuya retribución a la operación se actualice en virtud de lo establecido en artículo 20 del Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX, únicamente se fijan los valores de la retribución a la operación para los años 2013 y 2014.

De igual modo en el artículo 4 se definen las diferentes instalaciones tipo y sus códigos correspondientes para las instalaciones definidas en la disposición adicional cuarta del citado real decreto. Esta definición de instalaciones tipo y asignación de códigos se relacionan en el anexo IV. Para estas instalaciones se fijan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables para el primer semiperiodo regulatorio. Para el cálculo de los parámetros retributivos se consideran las hipótesis de cálculo recogidas en el anexo VI y los parámetros incluidos en el anexo VIII.

El artículo 5, en su apartado 1 recoge la vida útil regulatoria de las instalaciones tipo y en su apartado 2 el valor estándar de la inversión inicial de las mismas.

El cálculo de la retribución para las instalaciones con hibridación se define en el artículo 6, dependiendo del tipo de hibridación, 1 o 2, y del combustible utilizado. En dicho artículo se desarrolla la metodología para la determinación de los ingresos anuales



procedentes de la retribución a la inversión y se remite al anexo IX del Real Decreto XX/2014, de XX de XX, para obtener los ingresos anuales procedentes de la retribución a la operación.

Los artículos 7 y 8 establecen la forma de aplicación de las horas mínimas y umbrales de funcionamiento en lo relativo a las correcciones a cuenta de la corrección anual definitiva al final del primer, segundo y tercer trimestre de cada año y el número de horas equivalentes de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación. Asimismo, remiten a los anexos II y V para la determinación de los valores correspondientes.

La disposición adicional primera recoge la consideración de dos periodos semestrales ,a los efectos del cumplimiento de las condiciones de eficiencia energética dispuestas en el anexo XIV de dicho real decreto, para aquellas instalaciones de cogeneración a las que les sea de aplicación lo previsto en el anexo XVI del Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX, indicando la documentación a presentar en cada uno de dichos periodos y la posibilidad de efectuar liquidaciones tras comparar el valor de la energía vendida al sistema con el valor de la ERRE0.

La disposición adicional segunda dispone de forma aclaratoria que las referencias en esta orden a la autorización de explotación se entenderán realizadas al acta de puesta en marcha o en servicio.

La disposición adicional tercera concreta los plazos para solicitar la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación de las instalaciones definidas en la disposición adicional cuarta del Real Decreto XX/2014, de XX de X. Recoge la documentación que deben aportar en función del apartado de la disposición al que quieran acogerse y detalla el caso concreto de las modificaciones de instalaciones existentes. Por otro lado, se advierte que, a la hora de solicitar inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, se deben mantener las mismas características que las indicadas en la inscripción en estado de preasignación en relación con una serie de bloques de información y que el solicitante debe coincidir con el titular de la instalación que conste en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y coincidir con el titular de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación.

La disposición adicional cuarta establece la obligatoriedad de comunicación y notificación por vía electrónica.

En la disposición transitoria primera, se establece el mecanismo de asignación de instalaciones tipo por defecto de conformidad con la disposición transitoria primera.9 del Real Decreto XXX/2014, de XX de XX.

La disposición transitoria segunda establece la obligatoriedad de que los titulares de las instalaciones híbridas tipo 1 que utilicen como combustible licores negros del grupo c.2 presenten una solicitud relativa a la potencia térmica de los equipos térmicos instalados en el plazo de tres meses. Hasta ese momento se considerará que toda la potencia térmica de la instalación corresponde al grupo c.2



La disposición transitoria tercera establece que para las instalaciones de las que no se disponga de información relativa a si han sido objeto o no de una modificación sustancial, se considerarán como modificación sustancial, salvo que no existiese dicha instalación tipo, en cuyo caso se considerará como una nueva instalación. Además, se establece la obligación de que los titulares de las instalaciones cuya asignación no coincida con la que le correspondería atendiendo a las características reales de dicha instalación, deberán presentar, en el plazo máximo de tres meses, una solicitud de modificación de la instalación tipo asignada acompañada de la documentación que acredite dicho cambio.

La disposición transitoria cuarta establece el régimen retributivo transitorio de determinadas instalaciones del Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo, pertenecientes al subgrupo b.6.1, esto es, centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos.

La norma incluye además una disposición derogatoria única genérica.

La disposición final primera versa sobre el título competencial al amparo del cual se dicta esta norma, la disposición final segunda habilita al Secretario de Estado de Energía para dictar las disposiciones que resulten necesarias para el desarrollo y aplicación de la orden y la disposición final tercera establece que la entrada en vigor será desde el día posterior al de la publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Esta orden se completa con los siguientes anexos:

- Anexo I. Equivalencia entre categorías, grupos y subgrupos del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, y del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, con las del Real Decreto XX/2014, de XX de XX, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, así como las diferentes instalaciones tipo y sus códigos correspondientes.
- Anexo II. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo para las instalaciones definidas en el apartado 1 del artículo 2.
 - Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables en 2013.
 - Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables en 2014, 2015 y 2016.
- Anexo III. Hipótesis consideradas en el cálculo de los parámetros retributivos del anexo II.



- Anexo IV. Grupos y subgrupos para las instalaciones previstas en la disposición adicional cuarta del Real Decreto XX/2014, de XX de XX, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, así como las diferentes instalaciones tipo y sus códigos correspondientes.
- Anexo V. Parámetros retributivos aplicables en 2014, 2015 y 2016 para las instalaciones tipo de las instalaciones definidas en el apartado 2 del artículo 2.
- Anexo VI. Hipótesis consideradas en el cálculo de los parámetros retributivos del anexo V.
- Anexo VII. Correspondencia subgrupos a.1.1. y a.1.2. con el subgrupo a.1.3.
- Anexo VIII. Parámetros considerados para el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de los anexos II y V.

2. ANÁLISIS JURÍDICO Y TÉCNICO.

En este apartado y sin perjuicio del análisis económico que se realizará para cada tecnología en el apartado relativo al impacto económico de esta orden, se recogen las principales consideraciones generales sobre el nuevo régimen retributivo.

En primer lugar es preciso detenerse en el **concepto de rentabilidad de un proyecto**.

el ámbito económico-financiero existen distintas formas de análisis de la rentabilidad de un proyecto de inversión, pero todas ellas giran en torno al mismo concepto, la capacidad de generar rendimientos a lo largo de la vida del proyecto, superiores a los recursos que utiliza.

Así, el Valor Actual Neto (VAN) surge de sumar los flujos de fondos que tienen lugar durante la vida del proyecto incluyendo el desembolso inicial actualizados según una tasa de actualización o descuento. Un VAN mayor que cero supone un proyecto rentable y tanto más rentable cuando mayor es el valor del VAN.

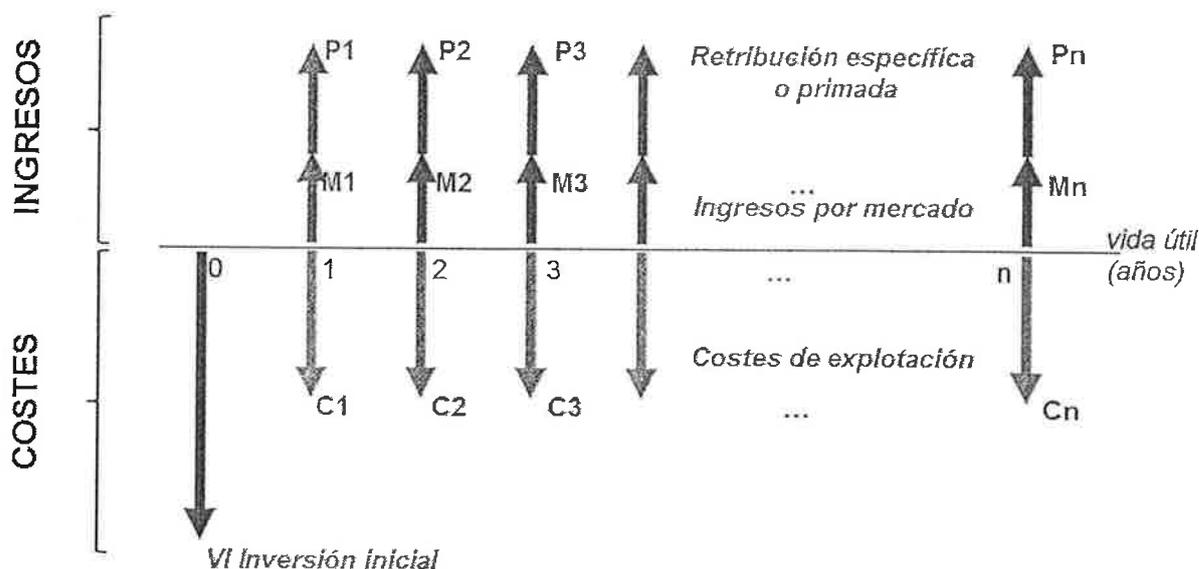
Por su parte la Tasa Interna de Retorno o Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) es la tasa de interés tal que para un proyecto determinado durante su vida hace que su VAN sea nulo, o lo que es lo mismo, la tasa de descuento para la que los flujos de fondos que tiene lugar durante la vida del proyecto, son nulos. La regla de decisión es aceptar como rentables los proyectos con $TIR > i$ siendo i la tasa de interés previamente definida.

Ambas metodologías comúnmente utilizadas en el ámbito financiero responden a la misma realidad.

En definitiva, en términos financieros, la referencia a rentabilidad razonable de los proyectos es precisamente el valor de la tasa interna de retorno con la que se descuentan los flujos para que el VAN sea nulo, o dicho de otra manera, la tasa mínima requerida para considerar elegible un proyecto.



Los flujos de ingresos y costes de un proyecto tipo a lo largo de la vida es como el gráfico siguiente:



El titular lleva a cabo la inversión en el año 0 (VI), y después, durante cada uno de los años de funcionamiento tendrá unos costes de explotación (C1, C2,...), y unos ingresos por dos conceptos: por su participación en el mercado (M1, M2,...), y en concepto de régimen retributivo primado o específico (P1, P2,...), adicional al del mercado, para alcanzar precisamente la TIR requerida en el entorno del 7,5%.

Matemáticamente, la expresión es la siguiente:

$$VAN = -VI - \left(\frac{C1}{(1+t)^1} + \frac{C2}{(1+t)^2} + \dots + \frac{Cn}{(1+t)^n} \right) + \left(\frac{M1 + P1}{(1+t)^1} + \frac{M2 + P2}{(1+t)^2} + \dots + \frac{Mn + Pn}{(1+t)^n} \right)$$

Haciendo $VAN = 0$ para calcular el valor de la TIR (t).

Siendo VI el primer flujo, Ci cada uno de los costes de explotación anual descontado al valor de la tasa t (7,5%) y Mi y Pi cada uno de los ingresos anuales procedentes del mercado y de la retribución primada, respectivamente descontados al valor de la tasa t.

El concepto financiero de rentabilidad de un proyecto o TIR de un proyecto, se calcula, necesariamente, para toda la vida del mismo, siendo indiferente, desde el punto de vista financiero, que los flujos de ingresos (o costes) se produzcan al principio o al final, siempre que se cumpla que el conjunto de los flujos económicos, descontados de acuerdo con la formulación anterior, tengan un VAN nulo, siendo la tasa de descuento del entorno del 7,5%.



En cuanto a la metodología aplicada para calcular las retribuciones de las instalaciones tipo de cada una de las instalaciones, se ha aplicado lo previsto en la disposición final tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico que establece lo siguiente:

Disposición final tercera. Nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen económico primado.

1. De acuerdo con lo establecido en la disposición final segunda del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, el Gobierno, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, aprobará un real decreto de regulación del régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del citado real decreto-ley.

2. Tal y como allí se dispone, este nuevo modelo se ajustará a los criterios previstos en el artículo 30 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en la redacción que le fue dada por el citado real decreto-ley, y será de aplicación desde la entrada en vigor del mismo.

No obstante lo anterior, el régimen retributivo específico que se establezca para las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica adjudicatarias del régimen previsto en la disposición adicional tercera del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determina dos aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, estará compuesto por un único término a la operación cuyo valor será el resultante de la oferta económica para las que resultaran adjudicatarias.

3. En los términos previstos en 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, para el establecimiento de ese nuevo régimen retributivo la rentabilidad razonable a lo largo de toda la vida regulatoria de la instalación girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, de las Obligaciones del Estado a diez años incrementada en 300 puntos básicos, todo ello, sin perjuicio de su ulterior revisión en los términos legalmente previstos.

4. En ningún caso podrá resultar de dicho nuevo modelo retributivo la reclamación de las retribuciones percibidas por la energía producida con anterioridad al 14 de julio de 2013, incluso si se constatase que en dicha fecha pudiera haberse superado dicha rentabilidad.

5. La revisión de los parámetros de retribución se realizará, en todo caso, con arreglo a lo dispuesto en el artículo 14.4 de esta ley.



De acuerdo con ello, y, en particular con su apartado 3, se han considerado los flujos económicos de las instalaciones tipo desde su puesta en servicio, y se han proyectado a futuro, calculando, para los años a partir del Real Decreto-ley 9/2013, el régimen retributivo específico para que la rentabilidad durante toda la vida regulatoria de esa instalación se sitúe en el entorno del 7,4%.

En aquellos casos, en los que la retribución así calculada, con los flujos pasados diera como resultado que a fecha 14 de julio de 2013 se hubiera superado dicha rentabilidad, no se reclamará ninguna retribución percibida con anterioridad a la misma.

En esta orden, para el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de aplicación a las instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos existentes, se considera como rentabilidad razonable, por un lado tal y como determina la disposición final tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y la disposición adicional primera del Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años de los diez años anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, esto es, el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2003 y el 30 junio 2013. Este valor de las Obligaciones del Estado equivale a 4,398 por ciento, que una vez sumados los 300 puntos básicos establecidos en las disposiciones anteriores como diferencial para el primer periodo regulatorio, hacen que el valor de rentabilidad razonable sea de 7,398 por ciento.

Por otro lado, para el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de aplicación a las instalaciones que soliciten la concesión del régimen retributivo específico en virtud de disposición adicional cuarta del Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX, se considera como rentabilidad razonable, el rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario, calculado como la media de las cotizaciones de los meses de abril, mayo y junio de 2013, tal y como se determina en la disposición adicional décima de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en relación con la disposición adicional decimocuarta y la disposición adicional primera del Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX. Este valor de las Obligaciones del Estado equivale a 4,503 por ciento, que una vez sumados los 300 puntos básicos establecidos en dicha disposición como diferencial para el primer periodo regulatorio, hacen que el valor de rentabilidad razonable sea de 7,503 por ciento.

Metodologías previstas en el anexo VI y XIII del real decreto.

Los parámetros retributivos de las instalaciones tipo se han calculado aplicando la metodología establecida en el Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX. Concretamente para las instalaciones tipo asociadas a las instalaciones incluidas en la disposición adicional segunda, se ha aplicado la metodología del anexo XIII de dicho real decreto y para las instalaciones tipo asociadas a las instalaciones incluidas en la disposición adicional cuarta se ha aplicado la metodología del anexo VI del mismo.

Para el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de aplicación a las instalaciones adjudicatarias del concurso de instalaciones de tecnología solar termoeléctrica de carácter innovador se ha tenido en consideración lo establecido en la disposición adicional tercera del Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX y en la disposición final tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.



Parámetros invariables

Asimismo, se ha considerado una vida útil regulatoria representativa para cada instalación tipo, en función de la vida de diseño de los equipos principales y considerando que se llevan a cabo las actuaciones de mantenimiento preventivo y correctivo adecuadas. Dicha vida útil permanecerá invariable para cada instalación tipo, según lo establecido en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Para la determinación del valor estándar de la inversión inicial de cada instalación tipo se han tenido en consideración equipos principales nuevos, así como el resto de equipos y sistemas electromecánicos, de regulación y control, equipos de medida y líneas de conexión, incluyendo su transporte, instalación y puesta en marcha, junto con la partida de ingeniería y dirección de obra asociadas, entre otras partidas. La inversión asociada a cada estándar se ha estimado, entre otros, con base en estudios de instalaciones reales, análisis de informes específicos, datos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia así como el propio conocimiento y experiencia obtenida como consecuencia de los diversos marcos de apoyo que se han ido estableciendo a la producción de electricidad mediante estas tecnologías en los últimos años. Dicho valor estándar de la inversión inicial permanecerá invariable para cada instalación tipo hasta el final de la vida útil regulatoria, según lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Costes de explotación de acuerdo con una empresa eficiente y bien gestionada

Para el cálculo de los costes de explotación, se han considerado aquellos costes asociados a la generación eléctrica para cada tecnología, necesarios para realizar la actividad de forma eficiente y bien gestionada.

En este sentido, conforme a la jurisprudencia comunitaria se entenderá por empresa eficiente y bien gestionada aquella empresa dotada de los medios necesarios para el desarrollo de su actividad, cuyos costes son los de una empresa eficiente en dicha actividad y considerando los ingresos correspondientes y un beneficio razonable por la realización de sus funciones. Asimismo y de conformidad con el artículo 13.3 del Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX, no se han tenido en cuenta los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español ni aquellos que no respondan exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

Por otra parte, y entre los costes de explotación variables en función de la producción de la instalación tipo se encuentran de forma enunciativa y no limitativa los siguientes: costes de seguros, gastos de administración y otros gastos generales, gastos de representación en el mercado, coste del peaje de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, la operación y el mantenimiento (tanto preventivo como correctivo), impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica que establece la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética así como el resto de tributos regulados en dicha ley. En su caso, se han considerado también los consumos auxiliares (agua, gas, etc.) y los costes de combustible asociados a la operación de la instalación tipo. Para el caso de las instalaciones de cogeneración y tratamiento de



residuos se ha considerado además el coste de los derechos de emisión de CO₂ no obtenidos por asignación gratuita.

Tal y como se ha mencionado anteriormente, se ha tenido en cuenta como un coste de explotación, el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica que establece la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (7% del valor de la producción).

Este impuesto se aplica tanto a la retribución específica regulada que perciben estas instalaciones como a la retribución que perciben procedente del mercado. Con respecto al impuesto aplicable a la retribución procedente del mercado, se ha considerado la retribución prevista teniendo en cuenta tanto la estimación del precio medio del mercado (en función de los precios registrados en los mercados de futuros), como las horas de funcionamiento previstas para cada instalación tipo.

El coste total reconocido para 2014 a las instalaciones de producción renovable, de cogeneración de alta eficiencia y residuos en relación al impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica se sitúa en torno a los 900 millones de euros anuales distribuidos de la siguiente forma entre las distintas tecnologías.

tecnología	IMPUESTO DE GENERACIÓN ESTIMADO PARA 2014 (millones euros)
EÓLICA	250
FOTOVOLTAICA	212
TERMOSOLAR	117
BIOMASA y BIOGAS	38
RESIDUOS	20
HIDROELÉCTRICA	25
COGENERACIÓN	207
TRATAMIENTO RESIDUOS	38
TOTAL	907

No obstante, según establece el artículo 20.2 del Real Decreto XX/2014, de XX de XX, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, al finalizar cada semiperiodo regulatorio se podrán revisar las estimaciones de ingresos estándar de las instalaciones tipo por la venta de la energía valorada al precio del mercado, así como los parámetros retributivos directamente relacionados con éstos.

En consecuencia, la valoración del impuesto aplicable a la retribución procedente del mercado, es un parámetro retributivo directamente relacionado con las estimaciones de ingresos estándar y como tal se podrá revisar, en su caso, ajustándolo al que realmente se hubiese aplicado a cada instalación tipo en cada semiperiodo regulatorio.

Adicionalmente entre los costes fijos de explotación se han tenido en cuenta para cada instalación tipo, entre otros, el coste del alquiler de los terrenos, los gastos asociados a



la seguridad de las instalaciones y el impuesto sobre bienes inmuebles de características especiales (BICES).

Horas de funcionamiento y precio del mercado

Para el cálculo de las horas de funcionamiento de cada instalación tipo, se han considerado las horas anuales reales que han realizado las instalaciones, según los datos publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para cada instalación tipo. Partiendo de estos valores, se han establecido consecuentemente el número de horas de funcionamiento mínimo, el umbral de funcionamiento y el número de horas de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación.

Para la estimación del precio del mercado para cada año del semiperiodo regulatorio, utilizada en el cálculo de los parámetros retributivos, se ha considerado la media aritmética de las cotizaciones de los contratos de futuros anuales negociados en OMIP en los últimos seis meses del año 2013.

En el año 2013, para el periodo comprendido entre el 14 de julio y el 31 de diciembre, se han considerado los precios medios reales del mercado eléctrico diario publicados por el operador del mercado eléctrico (OMIE).

Los valores de los precios del mercado eléctrico para los años 2014, 2015 y 2016 han sido calculados para cada uno de esos años como la media aritmética (redondeada a dos decimales) de los precios, para periodos de suministro anuales, de precios de los Contratos de Futuros anuales, carga Base, para España, en los días que han estado abiertos a negociación durante el segundo semestre de 2013, de acuerdo con los datos publicados por OMIP.

Asimismo se fijan los valores del precio estimado del mercado utilizado durante la restante vida útil regulatoria de las instalaciones tipo definidas a partir de 2016. En adelante, se ha adoptado la hipótesis más conservadora al no existir información de precios en los mercados de futuros lo suficientemente representativa, de que el precio del mercado eléctrico se mantiene constante en un valor de 52 €/MWh.

A estos precios se les han aplicado unos coeficientes de apuntamiento para obtener los precios de mercado eléctrico aplicables a cada tecnología. Estos coeficientes de apuntamiento se han calculado a partir del precio de mercado real previsto para todas las tecnologías, según la última información disponible en la CNMC a 31 de diciembre de 2013, relativa a los años 2011, 2012 y 2013. De esta forma se ha tomado como coeficiente de apuntamiento Estos coeficientes actualizados del 2014 se corresponden el correspondiente a la con la media aritmética de los coeficientes observada a lo largo de los mencionados tres años anteriores.

Esta orden establece los límites anuales superiores e inferiores del precio medio anual del mercado vigentes durante el primer semiperiodo regulatorio, esto es hasta el 31 de diciembre de 2016, para la aplicación de lo dispuesto en el artículo 22 del Real Decreto XXX/2014, de XX de XX. Para la determinación de los ingresos obtenidos por las instalaciones hasta la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio se han considerado para cada instalación tipo, los ingresos reales medios publicados por



la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia en los informes sobre liquidaciones de las primas equivalente, primas, incentivos y complementos a las instalaciones de producción en régimen especial. Estos informes se realizan teniendo en cuenta, entre otros, la información que aportan los propios sujetos afectados por el Sistema de Liquidación de la Comisión Nacional, esto es, de acuerdo con la Circular 3/2011, de 10 de noviembre, de la Comisión Nacional de Energía, que regula la solicitud de información y los procedimientos del sistema de liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial: Representantes, o en su caso, titulares de instalación, Empresas o agrupaciones que realizan actividades de distribución, Operador del sistema y gestor de la red de transporte u Operador del Mercado Ibérico de Energía- Polo Español.

Por consiguiente, todos estos parámetros y estándares que determinan el régimen retributivo específico se han calculado para cubrir aquellos costes de inversión que una empresa eficiente y bien gestionada no recupere en el mercado.

Instalaciones sin instalación tipo o por defecto

En aquellos casos en los que no exista ninguna instalación con derecho a la percepción de régimen económico primado a la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico de acuerdo con la disposición adicional segunda del Real Decreto XXX/2014, XX de XX, no se han asignado códigos ni instalaciones tipo.

Asimismo, en aquellos casos en que con la información que obre en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica y en el sistema de liquidaciones, no sea posible determinar la instalación tipo asociada a una instalación, se le asignará una instalación tipo por defecto, haciendo constar dicha circunstancia, pudiendo el titular solicitar la modificación de la instalación tipo asignada por defecto, aportando acreditación de las características técnicas reales de la instalación.

- Retribución a la operación extendida.

En relación a la retribución a la operación extendida, se ha atendido a la observación formulada por el Consejo de Estado en su dictamen num. 39/2014 de 6 de febrero de 2014 sobre 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". De esta forma, se ha eliminado tanto del proyecto de real decreto como de esta orden, su consideración como un elemento retributivo cuya percepción procedía con posterioridad a la conclusión de la vida útil regulatoria de la instalación.

3. TRAMITACIÓN

3.1 Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En cuanto a la tramitación, 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, fue remitida para informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 5.2 a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión de los Mercados y la Competencia.

La CNMC realiza las siguientes valoraciones positivas de la propuesta:

1. La CNMC estima de forma global un ajuste de 1.700 millones de euros anuales sobre la retribución de las tecnologías renovables, de cogeneración y residuos.
 - Globalmente el impacto es similar al estimado por el MINETUR si bien existen pequeñas diferencias en algunas tecnologías concretas.
 - La CNMC señala que, en todo caso, esta cifra debe tomarse como una estimación dado que puede depender sobre todo de cómo operen finalmente las plantas con el nuevo modelo retributivo.
 - El ajuste de retribución no se debe a los valores considerados en los estándares sino a la tasa de rentabilidad del 7.5% cuando anteriormente estaban obteniendo mayor rentabilidad
 - El nuevo sistema retributivo *“mejora la previsibilidad de los costes del sistema, en coherencia con el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico incluido en la Ley 24/2013...”*
2. La clasificación de instalaciones tipo que se ha considerado (estándares) recoge adecuadamente la amplia casuística existente en la actualidad (tanto por motivos técnicos como de la propia normativa en el pasado) y es *“pese a su complejidad, posiblemente la más objetiva, y probablemente también la más robusta; arroja valores esperables cuando una IT engloba un volumen de instalaciones tal que permite alcanzar un grado de representatividad suficiente, o bien cuando, aun agrupando un número reducido de instalaciones (en el extremo, solamente una) estas son muy parecidas entre sí”*.
3. Sobre los valores de ingresos y costes considerados en los estándares:
 - Están basados en valores reales de las instalaciones: *“No se trata de estándares teóricos, cuyas características pudieran haberse inferido únicamente de documentación técnica o parámetros constructivos, sino de valores medios reales...”*
 - Los valores de inversión considerados en los estándares son en general *“próximos o superiores a los datos disponibles en esta CNMC”*.

No obstante lo anterior la CNMC realiza una serie de observaciones que han sido valoradas y tomadas en cuenta en su mayoría por el MINETUR, de la siguiente forma:



- a) En relación con el valor adoptado de los coeficientes de apuntamiento tecnológico, la CNMC propone considerar los coeficientes de apuntamiento tecnológico actualizados según la última información disponible, relativa a los años 2011, 2012 y 2013

Se acepta, la propuesta de la CNMC. En concreto se han considerado los siguientes coeficientes de apuntamiento:

- Tecnologías de cogeneración (grupos a.1 y a.2): 0,9997
- Tecnología solar fotovoltaica (subgrupo b.1.1): 1,0207
- Tecnología solar termoeléctrica (subgrupo b.1.2): 1,0207
- Tecnología eólica en tierra (subgrupo b.2.1): 0,8889
- Tecnología hidroeléctrica (grupos b.4 y b.5): 0,9390
- Tecnologías que utilicen como combustible principal biomasa o biolíquidos (grupos b.6, b.7 y b.8): 0,9643
- Tecnologías que utilicen como combustible principal residuos (grupos c.1, c.2 y c.3): 0,9997
- Tecnologías del grupo b.3: Al estar formado por tecnologías muy diferentes, se han considerado dos coeficientes de apuntamiento distintos para los dos proyectos singulares que existen: energía de las olas: 0,8800, y energía oceanotérmica: 0,9721

- b) La Comisión propone la inclusión en la norma de una metodología reproducible para la estimación del precio del mercado diario e intradiario, que se base en la utilización de los valores de las cotizaciones de los contratos anuales de futuros.

Se acepta. Se considera adecuado introducir dicha metodología, estableciéndose que la estimación del precio de mercado para cada año del primer semiperiodo regulatorio se calculará como media aritmética de las cotizaciones de los contratos de futuros anuales correspondientes negociados en OMIP durante los últimos seis meses de 2013.

- c) Con relación a la eliminación, o en su caso reducción al máximo, de la exigencia del umbral de funcionamiento anual y del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual para aquellas instalaciones tipo que ya no tengan derecho a percibir retribución a la inversión.

Se considera que dichos valores son ya suficientemente bajos, más aún, cuando el Real Decreto xxx/xxx, de xxx, prevé en el artículo 21.7 que *“Para las instalaciones que soliciten la renuncia temporal al régimen retributivo específico, regulada en el artículo 34, el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y el umbral de funcionamiento de la instalación tipo correspondiente, se calculará proporcionalmente al periodo en el que no es aplicable dicha renuncia temporal”*.

- d) Con relación al rendimiento considerado en las instalaciones de cogeneración, se ha utilizado para cada instalación tipo la media de los datos históricos reales declarados por las instalaciones a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

- e) Para determinados subgrupos de cogeneración la orden establece distintas instalaciones tipo en función de si los derechos económicos se otorgaron para



una instalación de nueva construcción o como consecuencia de una modificación sustancial de una instalación existente. En este último caso se considera, a la hora de calcular los parámetros retributivos, un valor inferior de la inversión inicial, y por lo tanto se generan parámetros retributivos distintos para dichas instalaciones tipo. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia hace constar en su informe que actualmente no dispone de la información necesaria para clasificar todas las instalaciones como instalaciones nuevas o modificaciones sustanciales y propone que se establezca la obligatoriedad, para las instalaciones de los subgrupos a.1.1. y a.1.2, de aportar una declaración responsable sobre este extremo.

Se acepta. A la vista de la necesidad de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de disponer de la información necesaria y de la problemática en la asignación en una tipología u otra, se introduce una disposición transitoria al efecto.

- f) El informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia plantea que en el caso de las instalaciones híbridas tipo 1, el hecho de considerar que toda la potencia térmica corresponde a c.2. puede suponer un perjuicio importante para estas instalaciones.

No se considera necesario modificar el criterio establecido inicialmente, debido por un lado, a que se ha introducido un nuevo término en la formulación del cálculo de los ingresos anuales procedentes de la retribución a la inversión (art 6.1) que permite que las instalaciones perciban la retribución a la inversión de la instalación tipo correspondiente al grupo c.2. Por lo tanto, hasta que se produzca la comunicación, las instalaciones percibirán la retribución a la inversión correspondiente al grupo c.2, en lugar de la retribución nula que percibirían según la anterior versión de la orden.

Por otro lado, el sistema planteado no supone una reducción de la retribución total percibida por la instalación. Únicamente, en el periodo de tiempo desde la remisión de la información relativa a la potencia térmica hasta su aplicación en la liquidación, se reduce la retribución, y en todo caso se recuperará al producirse la reliquidación que ajustará esta situación.

- g) El informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia recoge que: *"...la actual redacción de la Propuesta no prevé una equivalencia entre las instalaciones que actualmente se encuentran acogidas a lo previsto en la disposición transitoria primera del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en relación a la aplicación del régimen económico establecido por el Real Decreto 436/2004 a determinadas instalaciones."* y propone introducir una nueva disposición transitoria en la que se recoja que la asignación de instalaciones tipo de *"las instalaciones acogidas a la disposición transitoria primera del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, se realizará conforme a lo dispuesto en el Anexo I de la presente orden."*

Se acepta parcialmente. No se considera necesario introducir una disposición específica, debido a que dichas instalaciones se entienden incluidas en el artículo 2 del Real Decreto 661/2007 y por lo tanto deben ser clasificadas según el Anexo I de esta orden. Sin embargo, para una mayor claridad se incluye en dicho Anexo I el siguiente texto *"En todo caso, las instalaciones acogidas a la disposición transitoria primera del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, se*



entenderán incluidas en las correspondientes categorías, grupos y subgrupos del artículo 2 de dicho real decreto.”

- h) El informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia señala la imposibilidad de asignar instalaciones tipo a las instalaciones fotovoltaicas de tipo I.2 con potencia menor de 20 kW.

Se procede a introducir las modificaciones necesarias en la definición de las instalaciones tipo para que sea posible dicha asignación.

- i) El informe sugiere aportar los motivos técnico-económicos que soportan la prolongación de la vida útil regulatoria de algunas instalaciones tipo.

El concepto de vida útil regulatorio se introduce explícitamente como tal por primera vez en este modelo retributivo y se asocia a la duración técnica de los equipos principales de las instalaciones, considerando que se realiza un mantenimiento preventivo y correctivo adecuado de los mismos.

En el régimen económico anterior establecido en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se contemplaba una retribución diferente para los primeros años desde la puesta en servicio de la instalación y a partir de ese periodo, las instalaciones tenían, por lo general, derecho a la percepción de prima o tarifa de manera indefinida. Por consiguiente no son términos que puedan compararse directamente.

- j) Finalmente, se han revisado con carácter general los valores de inversión y el resto de parámetros retributivos de las instalaciones tipo incluidas en los anexos de la orden, especialmente aquellos posibles errores puestos de manifiesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y por los elegantes en el trámite de audiencia.

Además, se ha mejorado la justificación de determinadas hipótesis que se han considerado en el nuevo modelo retributivo (como la fijación del precio del mercado previsto a futuro).

En relación a que la CNMC estima conveniente que las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos participen en los distintos mecanismos de mercado, en particular los servicios de ajuste, es preciso resaltar que por parte de MINETUR esta posibilidad ya estaba siendo considerada en la normativa actualmente en tramitación.

3.2. Trámite de audiencia a través del Consejo Consultivo de Electricidad.

El trámite de audiencia se ha suscitado a través del Consejo Consultivo de Electricidad de conformidad con la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

Se han recibido 619 alegaciones, tanto de empresas y asociaciones del sector, como de las distintas Comunidades Autónomas.



A continuación se recogen las principales alegaciones y su valoración distinguiendo entre las alegaciones de carácter más general, de las de carácter técnico y por distintas tecnologías:

3.2.1 Alegaciones de carácter más general:

- Sustento normativo de esta orden.

Una de las alegaciones que se ha recogido de manera reiterada por los interesados en el trámite de audiencia en relación a esta orden, ha sido si ésta respeta el principio de legalidad.

En relación a esta cuestión ha de argüirse que la definición del modelo retributivo viene determinada en una norma con rango de ley. Así, por una parte, en el artículo 1 del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, que modifica el artículo 30.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y por otra, en la disposición final segunda en la que se precisa que *“este nuevo modelo se ajustará a los criterios previstos en el artículo 30 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, introducidos por el presente real decreto-ley y será de aplicación desde la entrada en vigor del presente real decreto ley”*.

Por tanto, es el artículo 30.4 el que establece cómo se calculará la retribución específica: *“A la retribución por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado, las instalaciones podrán percibir una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada, que cubra, cuando proceda, los costes de inversión de una instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía 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 dicha instalación tipo.*

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:

- a) Los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción.*
- b) Los costes estándar de explotación.*
- c) El valor estándar de la inversión inicial”*

Posteriormente todos estos principios fueron integrados esencialmente en el artículo 14.7 y en la disposición final tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

En cumplimiento por tanto, de la referida disposición final tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se dicta el Real Decreto XX/2014, de XX de XX, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que desarrolla lo dispuesto en las referidas normas con rango de ley.



De acuerdo con el referido marco legal se dicta esta orden que tiene por objeto: a) Establecer de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo para el primer semiperiodo regulatorio. b) Fijar la equivalencia entre las categorías grupos y subgrupos definidos con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto XX/2014, de XX de XX, fijando para cada uno de estos últimos las diferentes instalaciones tipo y sus códigos correspondientes a efectos de la determinación del régimen retributivo aplicable. c) Completar los criterios para el cálculo de la retribución de las instalaciones híbridas definidas en el artículo 4 del Real Decreto XXX/2014, de XX de XX, de conformidad con el artículo 25 del referido real decreto.

- **Rentabilidad razonable- utilización de las obligaciones del Estado a 10 años como referencia.**

Otro aspecto que ha sido objeto de observación sobre todo por los titulares de aquellas instalaciones más antiguas ha sido la de aplicar una referencia estimada a partir de los valores de la última década, cuando en el momento de realizar la inversión asumieron costes financieramente más elevados.

A este respecto hay que señalar que es el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, (y posteriormente la Ley 24/2013, de 26 de diciembre) el que dando continuidad a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, define la rentabilidad razonable por referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable.

Así por una parte, en su artículo 1 establece que *“Este régimen retributivo no sobrepasará el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan competir a las instalaciones en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado y que permitan obtener una rentabilidad razonable por referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable. No obstante lo anterior, excepcionalmente el régimen retributivo podrá incorporar además un incentivo a la inversión y a la ejecución en plazo determinado cuando su instalación suponga una reducción significativa de los costes en los sistemas insulares y extrapeninsulares.*

Esta rentabilidad razonable girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado.”

De igual forma, en la disposición adicional primera del referido real decreto-ley se concreta que *“a los efectos de lo previsto en el penúltimo párrafo del artículo 30.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, para las instalaciones que a la fecha de la entrada en vigor del presente real decreto ley tuvieran derecho a un régimen económico primado, la rentabilidad razonable girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del presente real decreto-ley de las Obligaciones del Estado a diez años incrementada en 300 puntos básicos, todo ello, sin perjuicio de la revisión prevista en el último párrafo del citado artículo.”*

Posteriormente, el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable del proyecto para el primer período regulatorio se recoge expresamente en los mismos términos la disposición final tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que



precisa que *“para el establecimiento de ese nuevo régimen retributivo la rentabilidad razonable a lo largo de toda la vida regulatoria de la instalación girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, de las Obligaciones del Estado a diez años incrementada en 300 puntos básicos, todo ello, sin perjuicio de su ulterior revisión en los términos legalmente previstos”*.

Además, el Real Decreto XXXX/2014, de XX de XX, en su disposición adicional segunda en la que se establecen las particularidades de este real decreto para las instalaciones con derecho a la percepción de régimen económico primado a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, recoge nuevamente el criterio fijado primero en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y posteriormente en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Por consiguiente, esta orden se limita a aplicar directamente lo dispuesto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y por ende, en la disposición adicional primera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.

- **Aportar todos los informes y estudios que han servido de base para elaborar las instalaciones tipo (IT).**

Diversas empresas y asociaciones del sector han requerido en el trámite de audiencia suscitado en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y a través de distintos escritos dirigidos al Ministerio de Industria, Energía y Turismo que se aportaran los informes y estudios realizados por las empresas que fueron adjudicatarias del expediente de contratación de asistencia especializada al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, para la contratación de los servicios consistentes en la elaboración y realización de estudios que valoren y establezcan los estándares de costes de inversión y operación de las tecnologías de generación de electricidad que operan en régimen especial en España así como para la asistencia técnica en procedimientos judiciales y/o arbitrales en los que sea parte la Administración General del Estado.

A este respecto ha de señalarse que 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”* se elaboró por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo a partir de los estudios e informes finalizados y disponibles en el momento en que se remitió la propuesta (31.01.2014) para la evacuación del trámite de audiencia a través de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

- Los distintos informes y estudios que se han tenido en cuenta vienen concretados en los apartados correspondientes de esta memoria distinguiendo según los casos, por tecnologías. **Rango insuficiente de orden debido al impacto de la misma.**

Otro de los aspectos que se ha alegado por varios interesados ha sido el rango de esta norma debido a su impacto económico.

A este respecto ha de señalarse que esta orden se dicta en desarrollo de lo dispuesto en varios preceptos del Real Decreto XX/2014, de XX de 2014, por el que se regula la



actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables. Cogeneración y residuos, que determinan que su regulación se realizará por orden.

En todo caso, el carácter eminentemente técnico de su contenido justifica su regulación en una norma con rango de orden ministerial, que en todo caso, se aprobará previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Esta consideración ha sido avalada por el Consejo de Estado en su dictamen num. 39/2014 de 6 de febrero de 2014 sobre 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”*.

- **Período comprendido entre el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y la difusión de la propuesta.**

Diversas alegaciones solicitan que los parámetros de la propuesta no sean de aplicación entre la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y la remisión de la propuesta al Consejo Consultivo de Electricidad de la CNMC, pues de haber podido anticipar el alcance de la misma, habrían adoptado decisiones de gestión diferentes.

En contestación a esta alegación ha de precisarse que es el propio Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, el que determina cuándo será de aplicación el nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que se define en el Real Decreto XX/2014, de XX de XX, y se concreta en esta propuesta de orden. En efecto, su disposición final segunda (y posteriormente la disposición final tercera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que reproduce este contenido) establece que “será de aplicación desde la entrada en vigor del presente real decreto ley”.

- **Metodología para la determinación del precio de mercado de la electricidad para en cada semiperíodo y periodicidad en su revisión.**

Tal y como se ha recogido anteriormente en la valoración del informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de 3 de abril de 2014, se ha aceptado la observación relativa a la necesidad de determinar la metodología para fijar el precio de mercado.

Dado que esta observación también fue formulada por el Consejo de Estado en su dictamen núm. 39/2014 de 6 de febrero de 2014, esta metodología se ha concretado en la propuesta de Real Decreto XXX/2014, de XX de XX.

En relación a que en esta orden se fije una revisión del precio de mercado con una mayor periodicidad a la trienal, esta observación no se acepta por cuanto es la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, la que determina en su artículo 14.4 qué parámetros retributivos se pueden revisar y con qué periodicidad. En particular, y en este supuesto dispone que *“cada tres años (...) se ajustarán los parámetros retributivos en función de las desviaciones del precio del mercado respecto de las estimaciones realizadas para el periodo de tres años anterior”*.



En este mismo sentido se valoran las observaciones presentadas que propugnan que se establezca en esta orden una metodología para la actualización automática de los costes estándares ante variaciones regulatorias, como por ejemplo: coste por el servicio de interrumpibilidad. Estos costes serán tenidos en cuenta, en su caso, en la revisión que proceda en el semiperiodo.

b) Alegaciones de carácter más técnico.

3.2.1. EÓLICA.

A continuación se detallan los contenidos técnicos específicos, de mayor relevancia afectando al área eólica, que se han observado en las alegaciones:

- Creación de Instalaciones Tipo propias para los parques eólicos de menor tamaño, y para los de I+D.

Se han recibido alegaciones que indican que, para los parques eólicos, la propuesta de Orden únicamente considera instalaciones tipo por año de puesta en marcha para caracterizar a todos los parques con independencia de su tamaño, cuando tanto las instalaciones eólicas de pequeño tamaño como las experimentales presentan ratios de inversión y de costes de explotación superiores a los parques eólicos de mayor tamaño.

Se ha recogido la alegación procediendo a incluir instalaciones tipo específicas para el caso de los parques eólicos de menos de 5 MW instalados para el periodo 1994-2016, excluyendo las fases asociadas a un parque eólico de mayor tamaño, considerando en estos casos mayores ratios de inversión y de costes de explotación, lo que permitirá a estas instalaciones alcanzar la tasa de rentabilidad razonable recogida en la Ley.

De esta forma se han generado 23 instalaciones tipo adicionales, una por año de puesta en marcha con régimen retributivo específico aplicable, habiendo utilizado un valor del ratio de inversión con un incremento del 10% respecto al valor aplicado a los parques eólicos de potencia superior a los 5 MW, siempre que no se correspondan con una fase de un parque de tamaño superior a tal potencia.

- Incremento de los ratios de inversión caracterizando los estándares.

Se han recibido diversas alegaciones relativas a los ratios de inversión considerados en los estándares. Sin embargo mientras algunas de ellas proponen considerar variaciones al alza de estos ratios de inversión, se han recibido otras alegaciones (como por ejemplo del interesado INEGA) que proponen disminuir los ratios de inversión durante el periodo 2009-2016. La existencia de contradicciones en cuanto a los ratios de inversión sugeridos, pone de manifiesto la existencia de una divergencia de criterios manifestados por las empresas en cuanto a estos ratios.

No se considera procedente variar los parámetros utilizados, por considerar que éstos se han tenido en consideración estudios y referencias tanto nacionales como internacionales, así como las características de los equipos ofertadas por los propios fabricantes.



Por otra parte la propia CNMC señala en su 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 que: *“Con carácter general, se observa que los datos de ratios de inversión, en euros por MW instalado, empleados en su día por la CNE en la estimación de las tarifas y primas, aun cuando no eran en algunos casos estadísticamente significativos, se situaban, salvo excepciones, próximos o inferiores a los ahora propuestos.”*

En consecuencia y de acuerdo con lo indicado, no se incluyen las alegaciones por considerar que los criterios utilizados caracterizan adecuadamente las instalaciones eólicas con régimen económico reconocido.

- Variación de los costes de explotación caracterizando los estándares.

Diversos interesados exponen que los costes de explotación reales en los parques eólicos son distintos a los considerados en la propuesta de Orden, especialmente en lo relativo a la consideración de los diferentes conceptos incluidos en los costes de explotación como cánones eólicos territoriales, gastos por gestión y vigilancia medioambiental, costes de desvíos y la evolución prevista a futuro, debido al incremento de los gastos de O+M en el tramo final de la vida útil de las máquinas.

Se ha aceptado únicamente lo relativo a la variación de los costes de desvíos estimados a partir del 2014 para ajustarse a la evolución prevista de este coste y teniendo en cuenta que una empresa eficiente y bien gestionada puede reducir los costes de desvíos respecto a valores pasados, mediante mejoras de sus previsiones y la participación en el mercado intradiario.

No se han revisado los desvíos considerados hasta 2013 dado que en los ingresos reales medios utilizados, publicados por la CNE/CNMC, ya está incluida la minoración debida a los costes de desvíos en los que han incurrido las instalaciones eólicas.

El resto de partidas de los costes de explotación no se han variado por considerar que éstos se ajustan a los criterios marcados por la metodología, y que caracterizan adecuadamente las instalaciones eólicas con régimen económico reconocido.

- Consideraciones en la aplicación de los límites y umbrales de funcionamiento.

Por una parte, diversos interesados proponen que se excluyan, del cómputo de horas a los efectos de la aplicación de las horas límite de funcionamiento, aquellas horas que los parques eólicos dejan de producir tanto por atender a las consignas del operador de red por restricciones técnicas, como por siniestros y mantenimientos correctivos. Por otro lado, hay alegaciones como la del interesado Brulles Eólica SLU, que es contradictoria a lo anterior al proponer aumentar el umbral de funcionamiento y el límite de funcionamiento para no primar la ineficacia en la gestión ni la ineficiencia económica y técnica en relación con el volumen de generación incorporado al sistema.



No se han aceptado las alegaciones debido a que en los umbrales de funcionamiento establecidos ya se han computado las eventuales horas en los que un parque eólico pudiera dejar de producir por consignas del operador de red por restricciones técnicas o por mantenimientos. En el caso de siniestros importantes, que son ajenos al sistema eléctrico, se considera que el titular podrá cubrir el riesgo a través de una póliza de seguros si así lo considera.

- Consideración de la inversión adicional para el cumplimiento del P.O. 12.3, de respuesta frente a huecos de tensión.

El P.O. 12.3. "Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas", establecía los requisitos que tenían que cumplir los parques eólicos desde el 1 de enero de 2007. Posteriormente el RD 661/2007 ratificó esa obligación y dio un plazo de adecuación a aquellas instalaciones eólicas "adaptables" anteriores a 2007 inclusive. La propuesta de Orden está considerando el valor medio de lo percibido históricamente por los parques eólicos como complementos por huecos, y ha de considerar igualmente la inversión adicional necesaria que tuvieron que acometer tales parques.

Esta alegación no se considera procedente, debido a que los ratios de inversión utilizados ya están considerando proporcionalmente la inversión necesaria para el cumplimiento del P.O. 12.3, tanto para los parques eólicos puestos en marcha a partir de 2008 (ya consolidado en el dato de inversión inicial) como para las instalaciones eólicas de 2007 y anteriores (mediante el incremento del ratio de inversión, al aumentar el Inmovilizado, y no como gasto de explotación).

- Creación de Instalaciones Tipo propias para las eólicas acogidas a la Convocatoria 0 del RD 1614/2010.

El Real Decreto 1614/2010 estableció una Convocatoria de preasignación para instalaciones eólicas (hasta 300 MW) que hubieran obtenido el acta de puesta en servicio antes del 1/mayo/2010 y que no se encontraran inscritas en el Registro de preasignación. Estas instalaciones percibieron exclusivamente el precio del mercado eléctrico hasta 2012 ó 2013 dependiendo de su opción de retribución.

El nuevo sistema retributivo aplicable a la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y en el Real Decreto de desarrollo, complementa los ingresos que estas instalaciones perciben por la venta de energía en el mercado:

- establece una retribución a la inversión que cubra los costes de inversión que no puedan recuperarse vía mercado y,
- si es necesario, una retribución a la operación, que cubra la diferencia entre los costes de explotación de la instalación y el precio obtenido del mercado.



La retribución puede incluir también un componente adicional, un incentivo a la reducción del coste de generación para aquellas centrales situadas en sistemas extrapeninsulares que permitan reducir el coste de generación en estos territorios.

Este sistema de retribución pivota sobre el concepto de instalación tipo (IT). Las instalaciones tipo, identificadas mediante su correspondiente código, se determinan en función de la potencia, tipo de tecnología, antigüedad y sistema eléctrico, así como de acuerdo con otras posibles características relevantes. Cada instalación tipo representa un conjunto de instalaciones homogéneo. El régimen retributivo específico resulta aplicable a todas las instalaciones pertenecientes a cada conjunto.

Por tanto no se puede aceptar la alegación ya que el esquema retributivo que propone no se contempla en el nuevo sistema retributivo que pivota sobre el concepto de instalación tipo o estándar, de forma que cada uno representa a un conjunto de instalaciones con unos valores estándar de los principales parámetros que las definen y no a una instalación concreta.

Así lo señala la CNMC en su informe que establece que:

“Uno de los aspectos de diseño regulatorio que merece particular consideración es el criterio elegido para realizar la clasificación por instalaciones tipo, que ha sido, con carácter general, el de distinguir tantas categorías como circunstancias normativas históricas hayan existido y años hayan transcurrido, pues en la nueva metodología retributiva es relevante la contabilización y descuento de flujos de ingresos y costes habidos y previstos.

...Existe un argumento de peso para haber seguido este criterio: dado que se ha optado por aplicar una única metodología retributiva definida por estándares a un universo de instalaciones de casuística extraordinariamente diversa, y que la estimación de los ingresos habidos introduce una corrección significativa en el principal parámetro retributivo (el valor neto de la inversión), se procura así ofrecer un tratamiento que se ciña tanto como sea posible a la realidad económica, también dispar, que han vivido las instalaciones.

... la clasificación empleada es, pese a su complejidad, posiblemente la más objetiva, y probablemente también la más robusta; arroja valores esperables cuando una IT engloba un volumen de instalaciones tal que permite alcanzar un grado de representatividad suficiente, o bien cuando, aun agrupando un número reducido de instalaciones (en el extremo, solamente una) estas son muy parecidas entre sí”.

3.2.2.- SOLAR FOTOVOLTAICA

Se han identificado 3 grandes agrupaciones solares que presentan las mismas alegaciones, firmadas por los titulares que forman cada agrupación. De esta manera, de las 297 alegaciones totales presentadas, resultan 81 alegaciones diferentes, ya que solo hay 1 alegación diferente en cada una de estas agrupaciones.



A continuación se detallan los contenidos técnicos que se han observado con más frecuencia en las alegaciones, ordenados por frecuencia de aparición.

- Modificar criterios para definir agrupaciones en los estándares y no considerar factor de escala en los ratios de inversión y en los gastos de explotación de agrupaciones

Plantean varios interesados que la inversión para el titular no disminuye con el incremento de potencia de la agrupación. Los interesados reconocen el posible efecto de reducción de inversión por el factor de escala, pero alegan que se beneficia el promotor y no el titular final.

No procede considerar dicha alegación puesto que el nuevo esquema retributivo toma en consideración el proyecto en su conjunto para una empresa eficiente y bien gestionada. Es decir no entra siquiera a considerar si la instalación ha podido ser posteriormente vendida o no por el promotor de forma sucesiva a nuevos titulares.

Por ello al definir las instalaciones tipo por rangos de potencia, se han tenido en cuenta las eficiencias que se producen en los costes de explotación debido a las economías de escala que se producen en la gestión de gastos de esta naturaleza. La propia CNMC en su informe (pág. 36) confirma la existencia de economías de escala refiriéndose precisamente a instalaciones fotovoltaicas: “...con carácter general, las plantas pertenecientes a una agrupación deberían beneficiarse de economías de escala...”

Asimismo la CNMC establece en su informe en relación al nuevo esquema retributivo que “...teniendo en cuenta las desviaciones producidas históricamente, el nuevo sistema retributivo mejora la previsibilidad de los costes del sistema, en coherencia con el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico incluido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.”

Por su parte, otros interesados plantean que los ratios de inversión considerados reflejan los costes de inversión exclusivos para la generación de energía de la planta fotovoltaica en el momento de su instalación del conjunto del proyecto, con independencia de la titularidad, por lo que se ven afectados por un factor de escala de reducción de inversión a medida que aumenta la potencia de la instalación.

El factor escala en función de la potencia de agrupación debe existir, tal y como se ha argumentado anteriormente, si bien se acepta modificar el factor de escala para agrupaciones de potencia superior a 10 MW, cambiando el coeficiente de reducción de inversión desde el -15% considerado inicialmente al -10%, para reflejar una menor incidencia del tamaño de la agrupación en los costes de inversión.

- Valores bajos de inversión (CAPEX) y gastos de explotación (OPEX)

Se alega que los ratios de inversión y gastos de explotación considerados son bajos, especialmente en los estándares de agrupaciones y los de seguimiento.

Para el cálculo de los ratios de inversión reflejados en la Orden de Estándares se han tomado valores medios de mercado para las tecnologías consideradas de los



costes asociados a la construcción de una instalación, por lo que no procede su modificación, salvo en lo anteriormente expuesto sobre el ratio de inversión de agrupaciones de potencia superior a 10MW.

Tal como se ha indicado en la valoración que realiza el informe de la CNMC sobre la propuesta de norma "Con carácter general, se observa que los datos de ratios de inversión, en euros por MW instalado, empleados en su día por la CNE en la estimación de las tarifas y primas, aun cuando no eran en algunos casos estadísticamente significativos, se situaban, salvo excepciones, próximos o inferiores a los ahora propuestos.

Por lo tanto, la reducción de la retribución no es atribuible con carácter general a la aplicación de ratios de inversión bajos. El ajuste retributivo se debe, pues, fundamentalmente al establecimiento de una tasa de rentabilidad aplicable a toda la vida útil regulatoria de cada instalación menor a la implícita en las primas y tarifas vigentes en el marco retributivo anterior al Real Decreto-Ley 9/2013, primas que cabe señalar fueron en muchos casos significativamente superiores a las contempladas en su día por la Comisión en sus informes preceptivos a las propuestas de cambio normativo que se han sucedido en la última década."

En lo que se refiere a los gastos de explotación se acepta la modificación al alza de aquellos relativos a la estimación de costes de desvíos en función de los valores medios pasados, dado que, al ser estas instalaciones no gestionables no pueden modificar fácilmente su programa de producción.

- Considerar valores reales aportados por titulares para alcanzar rentabilidad establecida.

Alegan que sus valores reales son diferentes de los considerados en los estándares (inversión, gastos explotación, horas, ingresos, etcétera), de manera que no alcanzarán la rentabilidad razonable por haber sido sus inversiones y gastos mayores, y en otros casos sus producciones menores.

Como ya se ha indicado el nuevo sistema de retribución pivota sobre el concepto de instalación tipo (IT). Las instalaciones tipo, identificadas mediante su correspondiente código, se determinan en función de la potencia, tipo de tecnología, antigüedad y sistema eléctrico, así como de acuerdo con otras posibles características técnicas relevantes. Cada instalación tipo representa un conjunto de instalaciones homogéneo. El régimen retributivo específico resulta aplicable a todas las instalaciones pertenecientes a cada conjunto

Por tanto, no se puede aceptar la alegación ya que el esquema retributivo que propone esta alegación no ha sido considerada porque no se contempla en el nuevo sistema retributivo que pivota sobre el concepto de instalación tipo o estándar, de forma que cada uno representa a un conjunto de instalaciones con unos valores estándar de los principales parámetros que las definen y no a una instalación concreta.

- No linealidad de retribución específica (R_o y R_i)



Alegan falta de linealidad en la R_o y R_i , por ejemplo que instalaciones con mayor ratio de inversión deben tener mayor R_i , o que instalaciones con las mismas características deben tener la misma R_o .

La retribución establecida en el nuevo sistema retributivo (R_o y R_i), tal como se ha indicado, pivota sobre el concepto de instalación tipo o estándar, de forma que cada una representa a un conjunto de instalaciones que las definen con unos valores estándar que dependen de diferentes parámetros interrelacionados entre sí.

De esta forma, para cada instalación tipo, la retribución dependerá además de los parámetros específicos que la definen, de datos de ingresos del pasado reales que en ningún caso serán lineales. De tal forma que no puede existir la linealidad pretendida en R_o y R_i .

Así por ejemplo, la R_i depende de los ingresos pasados además de la inversión inicial. Solo existiría linealidad si se estimase unas horas y una retribución teórica para el pasado del conjunto de instalaciones que definen las instalaciones tipo. La falta de linealidad se debe a que se consideran ingresos pasados reales (CNMC), por lo que dos estándares con la misma inversión tendrán diferente R_i en función de sus ingresos pasados.

3.2.3.- SOLAR TERMOELÉCTRICA

A continuación se detallan los contenidos técnicos que se han observado con más frecuencia en las alegaciones.

- Considerar valores reales de inversión y operación acreditados por titulares en sus cuentas anuales

En los estándares se han considerado unos ratios de inversión y unos gastos de explotación que según los interesados son inferiores a los que ellos acreditan en sus cuentas anuales.

Tras el análisis de las alegaciones y de los datos disponibles, se elevan los ratios de inversión y los gastos de explotación, teniendo en cuenta que según la redacción de la Ley 24/2013 del sector eléctrico y la redacción del borrador de Real Decreto que la desarrolla, no se considerarán costes que no sean de aplicación en todo el territorio español, y sólo se tendrán en cuenta inversiones que respondan exclusivamente a la actividad de producción eléctrica, y los gastos de explotación de una empresa eficiente y bien gestionada.

- Considerar como singularidades aquellos estándares en los cuales solo hay 1 ó 2 instalaciones

En el área solar termoeléctrica algunos estándares sólo representan a 1 o a 2 instalaciones. Los interesados proponen considerar estas instalaciones como singulares, de manera que se tomen sus datos reales de inversión y explotación para definir la retribución específica.



Se considera la alegación y se incluyen dos nuevos estándares para instalaciones cilindro parabólicas con almacenamiento de 9 h, uno con puesta en marcha en 2012 y otro con puesta en marcha en 2013.

- Considerar horas de funcionamiento máximas y mínimas menos exigentes

Alegan establecer límites de horas menos exigentes para percepción de la retribución específica, así como no considerar límites trimestrales.

No se acepta la alegación puesto que las horas de funcionamiento máximas y mínimas se han establecido sobre la base del funcionamiento medio real de las plantas solares termoeléctricas para cada tecnología, según los datos establecidos por la CNMC. En los umbrales de funcionamiento establecidos ya se han computado las eventuales horas en los que un parque eólico pudiera dejar de producir por consignas del operador de red por restricciones técnicas o por mantenimientos. En el caso de siniestros importantes, que son ajenos al sistema eléctrico, se considera que el titular podrá cubrir el riesgo a través de una póliza de seguros si así lo considera.

- Considerar coste de los desvíos y derechos de emisión en gastos de explotación

Diversas alegaciones contemplan que no se han incluido los costes por desvíos y los derechos de emisión en los gastos de explotación, según la descripción de conceptos de gastos de explotación considerados en la memoria de la orden.

Las centrales termosolares se consideran gestionables por el operador del sistema, de manera que tienen capacidad para variar su programa de producción y evitar así el incurrir en potenciales desvíos. Además, estas centrales cuentan con la posibilidad de quemar una cierta cantidad de gas para usos técnicos y mantenimiento de la temperatura del fluido caloportador, por lo que se considera que no procede su inclusión.

3.2.4.- BIOMASA, BIOGÁS, RESIDUOS Y LICORES NEGROS

3.2.4.1- Alegaciones relativas a biomasa

A continuación se detallan los contenidos técnicos que se han observado con más frecuencia en las alegaciones, ordenados por frecuencia de aparición en las alegaciones.

- Supresión o ampliación de la limitación de horas equivalentes de funcionamiento máximas

Algunos interesados en el trámite de audiencia consideran necesario la eliminación del límite de horas de funcionamiento a partir del cual la instalación no tiene derecho a la percepción de la retribución a la operación.



Esta alegación no se ha tenido en cuenta ya que el cálculo de la Rinv de las instalaciones se ha realizado considerando el número de horas estándar de cada instalación tipo. Así mismo, los costes fijos de las plantas se han dividido por esas horas para establecer el valor de la Ro.

No obstante, esta limitación no impide que una instalación pueda funcionar más horas, la generación de este exceso de horas frente al estándar, si bien no percibirá la retribución específica, sí que percibirá la retribución correspondiente al mercado.

- Supresión de la limitación de horas equivalentes de funcionamiento mínimas y umbrales

Igualmente, los interesados consultados plantean la necesidad de la eliminación del límite de horas de funcionamiento mínimas y umbrales que reducen o eliminan la retribución específica de la instalación. Esta alegación es justificada en base a las distintas situaciones que pueden obligar a una reducción de carga como las restricciones del sistema.

Esta alegación no se ha tenido en cuenta ya que las horas mínimas de funcionamiento tienen como objetivo evitar el pago de la retribución a instalaciones paradas o con producción ocasional, que no generan derechos de cobro en este sistema retributivo.

En este mismo sentido se ha pronunciado la CNMC en su informe al expresar “*parece razonable la cautela de ligar la retribución a la inversión con un mínimo de energía vertida a la red, ya que de otra forma podrían retribuirse instalaciones que se encuentran no operativas con unos ingresos fijos e independientes de la producción de la planta*”.

Por otra parte en los umbrales de funcionamiento establecidos ya se han computado las eventuales horas en los que una instalación pudiera dejar de producir por consignas del operador de red por restricciones técnicas o por mantenimientos. En el caso de siniestros importantes, que son ajenos al sistema eléctrico, se considera que el titular podrá cubrir el riesgo a través de una póliza de seguros si así lo considera.

- Revisión del precio de la biomasa y su evolución

Algunos de los interesados consideran que el precio de compra de la biomasa es mayor al considerado en la orden y que la retribución a la operación calculada no permite operar a las plantas. Solicitan además que el precio de la biomasa evolucione por encima del 1% anual.

No se considera la alegación por estimar que los precios que se han tomado son representativos del mercado y accesibles por las instalaciones para la compra de biomasa. Cualquier instalación de biomasa puede actualmente utilizar tipos de biomasa con menores precios, no siendo necesario el uso de biomasa con precios altos.



Respecto de la revisión futura del precio de la biomasa por encima del 1% no se ha aceptado puesto es imposible conocer a priori cuál será la evolución del mercado de la biomasa y no obstante ya está previsto en la norma que se revise al menos anualmente la retribución por operación de estas plantas en función del precio del combustible.

- Diferenciación de las instalaciones según su potencia y establecimiento de un rendimiento distinto para las instalaciones según su potencia

Los interesados proponen la división de los estándares de biomasa, con nuevas instalaciones tipo para plantas de pequeña potencia. Asimismo consideran que la variación del rendimiento de una instalación es más acusado según sea su tamaño y tecnología que según el año de puesta en marcha.

No se acepta la alegación por considerar que la clasificación realizada de las instalaciones tipo es la representativa de las instalaciones existentes actualmente.

Una mayor segmentación en un mayor número de tramos haría además que los datos pierdan representatividad estadística de las instalaciones existentes dado que el número de instalaciones de pequeña potencia es muy bajo y son muy heterogéneas en cuanto a sus características y rendimiento.

En este sentido y de forma indirecta se ha pronunciado la CNMC en su informe al expresar en la valoración que *“Uno de los aspectos de diseño regulatorio que merece particular consideración es el criterio elegido para realizar la clasificación por instalaciones tipo, que ha sido, con carácter general, el de distinguir tantas categorías como circunstancias normativas históricas hayan existido y años hayan transcurrido, pues en la nueva metodología retributiva es relevante la contabilización y descuento de flujos de ingresos y costes habidos y previstos.”*

Asimismo indica “...la clasificación empleada es, pese a su complejidad, posiblemente la más objetiva, y probablemente también la más robusta; arroja valores esperables cuando una IT engloba un volumen de instalaciones tal que permite alcanzar un grado de representatividad suficiente, o bien cuando, aun agrupando un número reducido de instalaciones (en el extremo, solamente una) estas son muy parecidas entre sí”.

- Fijación de un límite inferior del pool

Dada la influencia de los costes de generación, en especial del coste de combustible, en la rentabilidad de la planta se propone por varios interesados establecer un valor mínimo del pool que se cobraría para evitar problemas de caja en las plantas.

Esta alegación no se ha considerado puesto que el nuevo régimen retributivo no permite esta opción.

Por otra parte cabe recordar que la rentabilidad de las instalaciones establecida en la ley está garantizada y por ello ya está prevista en la norma la revisión de la Ro al



menos anualmente en aquellas tecnologías que ésta depende esencialmente del precio del combustible como es el caso de la biomasa.

3.2.4.2.- Alegaciones relativas a biogás

A continuación se detallan los contenidos técnicos que se han observado con más frecuencia en las alegaciones, ordenados por frecuencia de aparición en las alegaciones.

- Supresión o ampliación de la limitación de horas equivalentes de funcionamiento máximas

Diversos de los interesados consultados proponen la eliminación del límite de horas de funcionamiento a partir del cual la instalación no tiene derecho a la percepción de la retribución a la operación.

Esta alegación no se ha tenido en cuenta ya que el cálculo de la Rinv de las instalaciones se ha realizado considerando el número de horas estándar de cada instalación tipo. Así mismo, los costes fijos de las plantas se han dividido por esas horas para establecer el valor de la Ro.

No obstante, esta limitación no impide que una instalación pueda funcionar más horas, la generación de este exceso de horas frente al estándar, si bien no percibirá la retribución específica, sí que percibirá la retribución correspondiente al mercado.

- Supresión de la limitación de horas equivalentes de funcionamiento mínimas y umbrales

Esta alegación no se ha tenido en cuenta ya que las horas mínimas de funcionamiento tienen como objetivo evitar el pago de la retribución a instalaciones paradas o con producción ocasional, que no generan derechos de cobro en este sistema retributivo.

En este mismo sentido se ha pronunciado la CNMC en su informe al expresar *“parece razonable la cautela de ligar la retribución a la inversión con un mínimo de energía vertida a la red, ya que de otra forma podrían retribuirse instalaciones que se encuentran no operativas con unos ingresos fijos e independientes de la producción de la planta”*.

Por otra parte en los umbrales de funcionamiento establecidos ya se han considerado las eventuales horas en los que una instalación pudiera dejar de producir electricidad por consignas del operador de red por restricciones técnicas o por mantenimientos. En el caso de siniestros importantes, que son ajenos al sistema eléctrico, se considera que el titular podrá cubrir el riesgo a través de una póliza de seguros si así lo considera.

- Cambio y diferenciación de la Vida regulatoria de los subgrupos b.7.1 y b.7.2



Determinados interesados consultados en el trámite de audiencia solicitan en el trámite de audiencia una reducción de la vida regulatoria 15 años para el grupo b.7.1 y 20 años para grupo b.7.2.

Esta alegación no se ha aceptado ya que no se justifica técnicamente. Se ha establecido una vida regulatoria adecuada para cada tipo de instalación considerando los equipos que la constituyen y las actuaciones de mantenimiento necesarias sobre los mismos durante toda la vida regulatoria.

- Modificación del valor del precio de mercado de 2014 y de la evolución a futuro

Los interesados solicitan la modificación del valor estimado del precio de mercado para el semiperiodo regulatorio, dado que los valores medios de los primeros meses son inferiores a lo establecido como media en la orden. Por otro lado, se propone revisar la metodología de estimación de este dato de acuerdo a mercados de futuros.

Esta alegación se ha aceptado parcialmente dentro del nuevo cálculo, considerando para las estimaciones de precios a futuro, los precios medios del mercado de futuros dados por OMIP.

En línea con el informe de la CNMC, se ha definido una metodología reproducible, para la fijación del precio de mercado esperado, que incluye expresamente la forma de obtención de dichas estimaciones, en base a la cual se ha procedido a revisar los valores del año 2014 y del resto de senda futura.

- Aumento de los costes de operación

Alegan que el uso de biogás como combustible en equipos de generación eléctrica (motogeneradores) provoca un mayor desgaste de los mismos dado que es más corrosivo que el gas natural. Esto genera un coste mayor en operaciones de mantenimiento y reposiciones, que no queda reflejado en los parámetros de la orden. Además, este tipo de instalaciones está vinculado a plantas de gestión de residuos, siendo éstos la fuente de producción del combustible (biogás), por lo que parte de los costes de generación de los mismos deben imputarse a la producción de electricidad.

Esta alegación se ha aceptado.

- Incremento de la Ro y asignación de Ro a las plantas del subgrupo b.7.1

Proponen que, considerando los costes de operación y los costes de combustible (incluyendo el nuevo valor del impuesto de hidrocarburos desde 2013), un aumento, o asignación en el caso de b.7.1, de la retribución a la operación para mantener operativas las plantas.

Esta alegación se ha aceptado e incluido en los nuevos cálculos de retribución.



- Diferenciación de las instalaciones del subgrupo b.7.2 en dos grupos según su potencia

Solicitan un conjunto de interesados en el trámite de audiencia la división de los estándares de biogás, con nuevas instalaciones tipo para plantas de pequeña potencia.

Se ha aceptado la alegación. Para reflejar de forma adecuada los costes de inversión de las instalaciones del subgrupo b.7.2 de pequeña potencia se establece un grupo de estándares con potencia inferior a 500 kW. Este grupo está principalmente compuesto con instalaciones vinculadas al sector agroganadero que tienen unos costes de inversión y de operación superiores.

3.2.4.3.- Alegaciones relativas a residuos

A continuación se detallan los contenidos técnicos que se han observado con más frecuencia en las alegaciones, ordenados por frecuencia de aparición en las alegaciones.

- Supresión o ampliación de la limitación de horas equivalentes de funcionamiento máximas

Proponen los interesados la eliminación del límite de horas de funcionamiento a partir del cual la instalación no tiene derecho a la percepción de la retribución a la operación.

Esta alegación se ha aceptado e incluido en la nueva redacción de la Orden, de la misma forma a como se ha hecho en cogeneración, al ir esta tecnología asociada a un proceso productivo. De esta forma se ha procedido a la eliminación del límite de horas de funcionamiento. La planta energética debe funcionar de acuerdo con el proceso de tratamiento.

- Utilizar el valor histórico de la opción tarifa en lugar de prima más mercado para el cálculo

Proponen los interesados utilizar el valor histórico de la opción tarifa en lugar de prima más mercado para el cálculo al considerar que esta es la opción más conservadora y que algunas instalaciones podrían no haberse mantenido en la opción tarifa históricamente, por lo que saldrían perjudicadas.

Esta alegación no se ha tenido en cuenta ya que el cálculo de la retribución para cada instalación tipo, así como el de horas de funcionamiento se ha realizado con datos reales medios obtenidos de la CNMC del conjunto de instalaciones que pertenecen a la tipo.

- Cambio de la Vida regulatoria del grupo c.1

Esta alegación no se ha aceptado ya que no se justifica técnicamente. Se ha establecido una vida regulatoria adecuada para cada tipo de instalación



considerando los equipos y las actuaciones de mantenimiento necesarias sobre los mismos durante toda la vida regulatoria.

- Incremento de los costes de inversión

Proponen los interesados el incremento de los costes de inversión, ya que existen varias tecnologías para el uso de estos residuos, siendo tecnologías con un coste de inversión alto, no sólo por la producción energética sino también por los tratamientos previos de preparación del combustible.

Esta alegación se ha aceptado e incluido en el nuevo cálculo de los parámetros retributivos. De acuerdo con un análisis de las alegaciones particulares recibidas para distintas IT se constata que las plantas que utilizan gas residual en lugar de otros residuos no se ven reflejadas en los estándares. Estas plantas suponen más de la mitad de la potencia actualmente inscrita en el grupo c.2. Por ello, se desagregan los estándares de este grupo en dos tipologías distintas según utilicen gas residual u otro tipo de residuos.

- Aumento de los costes de operación y establecimiento de Ro para el grupo c.1

Solicitan en las alegaciones en el trámite de audiencia el aumento de los costes de operación y por consiguiente el establecimiento de una Ro para el grupo c.1 alegando que el uso de residuos como combustible provoca un mayor desgaste de los equipos lo que genera un coste mayor en operaciones de mantenimiento y reposiciones.

Se ha considerado parcialmente esta alegación.

Por un lado se ha aceptado la alegación anterior, lo que ha supuesto un aumento de la Rinv. Por otro lado se han revisado también los costes de operación

Sin embargo el valor de Ro se obtiene como consecuencia de aplicar todos los parámetros retributivos a las instalaciones tipo, es decir no se puede conocer de antemano. Con todo ello señalar que las variaciones indicadas anteriormente en los parámetros no ha dado como resultado, al aplicar la metodología de cálculo, que el complemento de los ingresos que estas instalaciones perciben por la venta de energía en el mercado requiera retribución a la operación, siendo suficiente la Rinv y el propio mercado para obtener la rentabilidad fijada por la Ley.

- Consideración de los costes de combustible

Diversas alegaciones consideran que los residuos pueden utilizarse como combustible y por tanto se les debe asignar un precio.

Esta alegación no se ha tenido en cuenta ya que los residuos no pueden considerarse como un combustible pues no existe un mercado de los mismos que pague por ellos, pero si se han considerado los costes para su adecuación para ser utilizados como combustible.



3.2.4.4.- Alegaciones relativas a licores negros

A continuación se detallan los contenidos técnicos que se han observado con más frecuencia en las alegaciones, ordenados por frecuencia de aparición en las alegaciones.

- Supresión o ampliación de la limitación de horas equivalentes de funcionamiento máximas

Diversas alegaciones solicitan la eliminación del límite de horas de funcionamiento a partir del cual la instalación no tiene derecho a la percepción de la retribución a la operación.

Esta alegación se ha aceptado e incluido en la nueva redacción de la Orden, como en el caso de la cogeneración, al ir esta tecnología asociada a un proceso productivo. De esta forma, se ha procedido a la eliminación del límite de horas de funcionamiento.

Las plantas de licores negros están vinculadas al proceso productivo de la pasta de papel ya que en el propio proceso de producción de energía se está regenerando el licor blanco que volverá a ser utilizado en industria.

- No tener en cuenta los ingresos anteriores al real decreto - ley 9/2013

Esta alegación no se ha considerado por ir en contra de la norma que regula el nuevo régimen retributivo.

El Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y posteriormente la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en cuanto al régimen retributivo, tras indicar que no sobrepasará el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan competir a estas instalaciones de producción con el resto de tecnologías en el mercado, establece que ha de permitir obtener una rentabilidad razonable referida a la instalación tipo en cada caso aplicable, determinando que esta rentabilidad razonable girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado. 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.

La rentabilidad por tanto debe referirse a cada instalación tipo a lo largo de su vida útil regulatoria. Por tanto no procede considerar únicamente el comportamiento (entendido en este caso como ingresos) de las instalaciones durante únicamente una parte de la vida regulatoria.

- Modificación del valor del precio de mercado de 2014 y de la evolución a futuro

En diversas alegaciones solicitan la modificación del valor estimado del precio de mercado para el semiperiodo regulatorio, dado que los valores medios de los primeros meses son inferiores a lo establecido como media en la orden. Por otro



lado, se propone revisar la metodología de estimación de este dato de acuerdo a OMIP.

Esta alegación se ha aceptado parcialmente dentro del nuevo cálculo y estimaciones a futuro del precio de mercado. En línea con el informe de la CNMC, se ha definido una metodología reproducible para la fijación del precio de mercado esperado que incluye expresamente la forma de obtención de dichas estimaciones, en base a la cual se ha procedido a revisar los valores del año 2014 y resto de senda futura.

- Consideración del coste del licor negro para el cálculo de la Ro

Diferentes observaciones consideran que el licor negro no es un residuo sino un subproducto y por tanto tiene un valor. Por otro lado, deben considerarse los costes de los procesos necesarios para adecuar el licor negro a la generación eléctrica.

Esta alegación se ha aceptado parcialmente habiéndose revisado los costes variables de explotación asociados a estas instalaciones, de manera que se ha considerado el coste de adecuación de este combustible desde que sale del proceso hasta que se introduce en la caldera.

- El licor negro no es un residuo sino un subproducto. El licor negro es biomasa.

En las alegaciones solicitan no clasificar al licor negro como un residuo y sí hacerlo como biomasa, justificado porque el licor negro no aparece como residuo en ninguna normativa, ni nacional ni internacional, está clasificado como subproducto y dado que su principal componente es lignina de productos forestales debe considerarse como biomasa.

Esta alegación no se ha tenido en cuenta ya que no se está considerando al licor negro como un residuo dentro del Real Decreto, únicamente se le ha englobado dentro de la categoría "c". Desde el punto de vista de la normativa ambiental no es un residuo pero tampoco un subproducto. No necesita realizarse ninguna modificación.

- Discriminación frente a otros combustibles de la industria agroalimentaria como el orujillo

Proponen que mientras los licores negros se han reclasificado a la categoría "c" de residuos, otros productos como el orujillo, que son residuos de industrias agroalimentarias, se mantienen en la categoría "b" como biomasa.

Esta alegación no se ha aceptado ya que los orujillos y otros tipos de biomasa considerados dentro del grupo b tienen mercados de compra-venta mientras que los licores negros no. Sus características medioambientales son radicalmente distintas desde el punto de vista de la normativa.

3.2.5.- HIDRÁULICA



A continuación se detallan los contenidos técnicos que se han observado con más frecuencia en las alegaciones, ordenados por frecuencia de aparición en las alegaciones.

- Reducción del precio de mercado para el 2014 y resto de senda futura.

Algunos interesados sugieren la modificación a la baja del valor estimado del precio de mercado para el año 2014 y la senda a futuro, revisando la metodología de estimación de este dato.

En línea con el informe de la CNMC, se ha definido una metodología para la fijación del precio de mercado diario esperado reproducible que incluye expresamente la forma de obtención de dichas estimaciones, en base a la cual se ha procedido a revisar los valores del año 2014 y resto de senda futura.

- Incluir en costes de explotación, los costes de demolición o rehabilitación integral para su reversión al Estado (por Legislación de aguas)

Algunos interesados destacan que los titulares de las centrales hidroeléctricas, al término de la concesión de aguas, están obligados a revertir al Estado las instalaciones de producción en perfecto estado de funcionamiento. La reciente modificación del Reglamento del Dominio Público Hidráulico, establece que el Organismo de Cuenca puede rechazar la devolución y obligar al titular a demoler a su costa todas las instalaciones y obra civil del aprovechamiento hidroeléctrico. Muchas alegaciones consideran que estos costes deben ser tenidos en cuenta dentro de los costes de explotación, bien repercutiéndolos a lo largo de la vida útil del proyecto o bien considerando ese coste en el año final de la vida regulatoria previamente actualizado.

No se ha aceptado esta alegación. La demolición de una instalación hidroeléctrica no es una medida obligatoria aplicable con carácter general y, como tal, no se puede incluir dentro de las instalaciones tipo o estándares definidos.

- Crear nuevas tipologías dentro de los subgrupos b.4.1. y b.4.2, escaladas por potencia, sobre todo para las centrales de pequeña potencia.

En algunos escritos de alegaciones se contempla que las centrales de pequeño tamaño (por ejemplo, menores de 1 MW) presentan mayores ratios de costes de explotación (OPEX) que las de potencias altas, ya que muchos de los costes de explotación fijos son independientes del tamaño de la instalación. Igualmente, los ratios de inversión son más altos para las centrales pequeñas que para las centrales de mayor potencia.

Se ha aceptado esta alegación, y por tanto se ha procedido a la creación de nuevos estándares dentro de los subgrupos b.4.1. y b.4.2, escalados por potencia, sobre todo para las centrales de pequeña potencia ya que, efectivamente, gran parte de los costes de explotación de estas centrales son fijos e independientes de su tamaño, por lo que presentan ratios de OPEX más elevados que las centrales grandes y también presentan CAPEX más altos.



- Incluir un coeficiente de decaimiento de la producción lo largo de la vida regulatoria (b.4.1.).

Se propone introducir un coeficiente de decaimiento de la producción a partir del año 16 por pérdidas de rendimiento en el subgrupo b.4.1.

Esta alegación no se ha tenido en cuenta pues se considera que con un adecuado plan de explotación y mantenimiento de la instalación no tienen por qué producirse ninguna disminución de la producción significativa a lo largo de la vida útil que suponga impacto económico.

- Incremento de ratios de inversión de todos los grupos y subgrupos.

Se alega que las inversiones no están suficientemente valoradas y que los datos anteriores al año 1999 no tienen un mínimo de fiabilidad, y pequeñas variaciones en cualquiera de los parámetros suponen variaciones importantes en la retribución obtenida. Distintos interesados aportan ejemplos de proyectos “reales” y se proponen mayores ratios de inversión para los distintos subgrupos.

Esta alegación no ha sido tenida en cuenta ya que los parámetros considerados se ajustan a los criterios marcados por la metodología, y caracterizan adecuadamente las centrales hidroeléctricas con régimen económico reconocido.

En este sentido, tal y como recoge la CNMC en su informe a la propuesta de orden, de la comparativa de costes de inversión disponibles en la CNMC recopilados de instalaciones reales aportados con motivo de la Circular 3/2005, de 13 de octubre, de la CNE, sobre petición de información de inversiones, costes, ingresos y otros parámetros de las instalaciones de producción de electricidad en régimen especial, y que se encuentran reflejados en informes públicos a propuestas normativas precedentes:

“Con carácter general, se observa que los datos de ratios de inversión, en euros por MW instalado, empleados en su día por la CNE en la estimación de las tarifas y primas, aun cuando no eran en algunos casos estadísticamente significativos, se situaban, salvo excepciones, próximos o inferiores a los ahora propuestos.

El ajuste retributivo se debe, pues, fundamentalmente al establecimiento de una tasa de rentabilidad aplicable a toda la vida útil regulatoria de cada instalación menor a la implícita en las primas y tarifas vigentes en el marco retributivo anterior al Real Decreto-Ley 9/2013, primas que cabe señalar fueron en muchos casos significativamente superiores a las contempladas en su día por la Comisión en sus informes preceptivos a las propuestas de cambio normativo que se han sucedido en la última década.”

- Bajar el coeficiente de apuntamiento tecnológico y desglosar por subgrupos

Los interesados consideran que las instalaciones del subgrupo b.4.1. de carácter fluyente, su coeficiente de apuntamiento tecnológico debe tener un valor propio diferente a las centrales del b.4.2. y del b.5.



Se ha revisado el coeficiente de apuntamiento tecnológico, de acuerdo con lo establecido en el Informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia 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 energías renovables, cogeneración y residuos y se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación, de fecha 3 de abril de 2014, tomando los valores de los coeficientes de apuntamiento actualizados para 2014, que se reflejan en el citado informe y que según consta en el mismo son los calculados con la información disponible en la Comisión hasta 31 de diciembre de 2013, correspondientes a la media observada a lo largo de los tres años anteriores.

- División del grupo b.5. como la subdivisión realizada en el grupo b.4

Algunos interesados consideran que podrían existir centrales (muy pocas) de la tipología del subgrupo b.4.1. y que fueran del grupo b.5 por ser de potencia superior a 10 MW y, sin embargo, sus parámetros son más parecidos a los del subgrupo b.4.1. y difieren bastante de los estándares del grupo b.5., por lo que se pueden establecer agravios comparativos.

Se ha aceptado la alegación y en la nueva propuesta en el grupo b.5 se incluyen los siguientes subgrupos:

Subgrupo b.5.1.: Centrales hidroeléctricas cuyas instalaciones hidráulicas (presa o azud, toma, canal y otras) han sido construidas exclusivamente para uso hidroeléctrico.

Subgrupo b.5.2. Centrales hidroeléctricas que han sido construidas en infraestructuras existentes (presas, canales o conducciones) o dedicadas a otros usos distintos al hidroeléctrico.

- Costes de explotación y CAPEX reconocidos para cada CCHH, como marco legal estable.

Se propone que se reconozca a cada instalación los costes reales en que incurre, principalmente por los diferentes cánones que soporta cada una de las centrales y que pueden diferir mucho y son difícilmente estandarizables.

El nuevo sistema retributivo aplicable a la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, establecido en la Ley del sector Eléctrico y en el Real Decreto de desarrollo, complementa los ingresos que estas instalaciones perciben por la venta de energía en el mercado:

- establece una retribución a la inversión que cubra los costes de inversión que no puedan recuperarse vía mercado y,
- si es necesario, una retribución a la operación, que cubra la diferencia entre los costes de explotación de la instalación y el precio obtenido del mercado.



La retribución puede incluir también un componente adicional un incentivo a la reducción del coste de generación para aquellas centrales situadas en sistemas extrapeninsulares que permitan reducir el coste de generación en estos territorios.

Este sistema de retribución pivota sobre el concepto de instalación tipo (IT). Las instalaciones tipo, identificadas mediante su correspondiente código, se determinan en función de la potencia, tipo de tecnología, antigüedad y sistema eléctrico, así como de acuerdo con otras posibles características relevantes. Cada instalación tipo representa un conjunto de instalaciones homogéneo. El régimen retributivo específico resulta aplicable a todas las instalaciones pertenecientes a cada conjunto.

Por tanto no se puede aceptar la alegación ya que el esquema retributivo que propone no se contempla en el nuevo sistema retributivo que pivota sobre el concepto de instalación tipo o estándar, de forma que cada uno representa a un conjunto de instalaciones con unos valores estándar de los principales parámetros que las definen y no a una instalación concreta.

- Rechazo a la asignación por defecto al subgrupo b.4.2.

Algunos de los sujetos que han formulado alegaciones no están de acuerdo con la asignación por defecto de las centrales con la instalación tipo correspondiente del subgrupo b.4.2., porque hay muchas más centrales hidroeléctricas del tipo b.4.1. frente a la tipología b.4.2. (de pie de presa u otras) que son más minoritarias.

Esta alegación no ha sido considerada ya que se trata de una asignación directa de la anterior clasificación del R.D. 661/2007 a la clasificación del nuevo sistema retributivo pero que para aquellas instalaciones que no coincida será corregida previa solicitud de modificación de la instalación tipo asignada con la documentación que acredite dicho cambio.

3.2.6.- COGENERACIÓN

A continuación se detallan los contenidos técnicos que se han observado con más frecuencia en las alegaciones, ordenados por frecuencia de aparición.

- Supresión de la limitación de horas equivalentes de funcionamiento máximas

Los interesados proponen la eliminación del límite de horas de funcionamiento a partir del cual la instalación no tiene derecho a la percepción de la retribución a la operación.

Esta alegación ha sido aceptada, como en el caso de residuos y licores negros, e incluida en la nueva redacción de la Orden.

La planta de cogeneración al estar dimensionada para satisfacer una demanda térmica de un proceso industrial no puede ser contemplada y aislada fuera del mismo. La planta no puede satisfacer las condiciones de eficiencia energética si se aísla del proceso y el proceso puede no satisfacerse si se independiza de la planta de cogeneración, especialmente en aquellas industrias donde no hay equipos



convencionales de apoyo. En base a estas consideraciones se valora razonable atender la supresión de la limitación de horas equivalentes de funcionamiento máximas. La planta de cogeneración debe funcionar de acuerdo con el proceso al que sirve y el funcionamiento dependerá de cada industria y de las condiciones de esa industria en el sector de actividad en el que se encuentre.

- Modificación del valor del precio de mercado y/o supresión de los límites superiores e inferiores

Solicitan varios interesados en la propuesta la modificación del valor estimado del precio de mercado para el semiperiodo regulatorio, revisando la metodología de estimación de este dato de acuerdo a mercados de futuros. Por otra parte también solicitan la supresión de límites superiores e inferiores que limitan los ajustes por desviaciones en los precios de mercado.

El precio de mercado se modificará de acuerdo a la metodología que se considera en la orden de parámetros. Esta alegación se ha aceptado parcialmente dentro del nuevo cálculo y estimaciones a futuro del precio de mercado. En línea con el informe de la CNMC, se ha definido una metodología reproducible para la fijación del precio esperado de mercado, que incluye expresamente la forma de obtención de dichas estimaciones, en base a la cual se ha procedido a revisar los valores del año 2014 y resto de senda futura.

Respecto a los límites inferior y superior del precio de mercado no se acepta esta alegación al considerar que el valor de ajuste por desviación del precio de mercado es un concepto que por su propia naturaleza debe permanecer como mecanismo de control de las variaciones en precios de mercado y por tanto de los sobrecostes asociados y, de acuerdo con el Real Decreto XX/XXX, de xx de XXXXX, se determina como tal.

- Revisión de parámetros retributivos por no ser viable la explotación de la cogeneración

En esta alegación se solicita la revisión de los parámetros retributivos conforme a los ingresos y gastos reales de la planta si no la cogeneración carecería de viabilidad económica.

No se acepta al considerar que la adopción de una instalación tipo necesariamente implica que haya que ajustarse a una media en la formulación de los parámetros que representan a dicha instalación.

Por otra parte y según señala la CNMC en su informe “...no se trata de estándares teóricos, cuyas características pudieran haberse inferido únicamente de documentación técnica o parámetros constructivos, sino de valores medios reales correspondientes a las instalaciones que integran cada IT.

En este sentido, debe tenerse en cuenta que toda forma de retribución diseñada a partir de estándares conllevará que determinadas instalaciones se vean afectadas de forma distinta en función de su grado de adaptación al estándar definido...”



- Supresión de la limitación de horas equivalentes de funcionamiento mínimas y umbrales

Algunos comentarios proponen la eliminación del límite de horas de funcionamiento mínimas y umbrales. Esta alegación es justificada en base a la situación de plantas en autoconsumo, las cuales poseen menos horas equivalentes de funcionamiento a efectos de la electricidad vertida a la red respecto de las que vierten toda su producción a la red a igualdad de horas de funcionamiento de los equipos.

Esta alegación no se ha considerado ya que las horas mínimas de funcionamiento tienen como objetivo evitar el pago de la retribución a instalaciones paradas o con producción ocasional, que no generan derechos de cobro en este sistema retributivo.

En este mismo sentido se ha pronunciado la CNMC en su informe al expresar “*parece razonable la cautela de ligar la retribución a la inversión con un mínimo de energía vertida a la red, ya que de otra forma podrían retribuirse instalaciones que se encuentran no operativas con unos ingresos fijos e independientes de la producción de la planta*”.

Por otra parte en los umbrales de funcionamiento establecidos ya se han computado las eventuales horas en los que una instalación pudiera dejar de producir por consignas del operador de red por restricciones técnicas o por mantenimientos. En el caso de siniestros importantes, que son ajenos al sistema eléctrico, se considera que el titular podrá cubrir el riesgo a través de una póliza de seguros si así lo considera.

En cualquier caso el tratamiento de las plantas que estén en autoconsumo está resuelta al computar en el límite la energía autoconsumida.

- Modificación de la valoración económica del calor útil

Algunos interesados solicitan la revisión de la valoración económica de la energía térmica útil generada por la cogeneración por combustible evitado, bien aplicando un descuento al precio del combustible evitado, bien modificando el precio del combustible de referencia (esto último considerando un combustible diferente al consumido por la cogeneración como por ejemplo biomasa o coque de petróleo).

Esta alegación no se acepta debido a que el calor proporcionado por la cogeneración está sustituyendo a calor que de otra manera debería haber sido producido por combustible cuya valoración se haría a precio de dicho combustible. Esta es la situación de aquellas industrias que son titulares de una planta de cogeneración.

Por otro lado la posibilidad de que algunas empresas puedan o no establecer descuentos sobre dicho precio, no deja ser un acuerdo entre partes que depende de la situación específica de cada proyecto, por lo que su posible inclusión y tipificación no dejaría de ser arbitraria.

- Consideración de los rendimientos energéticos en base al mínimo exigido por la



legislación para que la cogeneración disfrute de la retribución específica

Proponen la revisión de los rendimientos eléctrico y térmico de los estándares de tal forma que se correspondan con el rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido por la legislación para que la planta tenga derecho a percibir la retribución específica.

Esta alegación no se acepta debido a que se han tomado los datos reales medios declarados por los propios cogeneradores en sus estadísticas de funcionamiento a la CNMC y que a su vez son la base para la elaboración de los parámetros de funcionamiento de las instalaciones tipo.

- Revisión de la inversión de las plantas por no considerar los equipos de producción de calor

En varias alegaciones se solicita que se revise la inversión inicial incorporando los equipos de producción de energía térmica (recuperadores de vapor, postcombustiones, sistemas mecánicos).

Esta alegación no se ha aceptado, ya que, aunque en la Memoria justificativa y económica de la propuesta de orden se detallan las partidas consideradas en el valor estándar de la inversión inicial sin citar expresamente los equipos de producción de energía térmica, en la definición de los ratios de inversión sí se han considerado todos los equipos de producción de calor asociados a la planta de cogeneración.

- Incorporar una fórmula de revisión de la retribución a la operación

Los borradores de Real Decreto y Orden de parámetros no desarrollan la metodología de revisión de la retribución a la operación. De este modo solicitan la incorporación de una fórmula que establezca la metodología de determinación de la retribución a la operación.

Esta alegación no se ha aceptado, ya que dicha metodología, debido a su contenido, tiene entidad suficiente para ser objeto de desarrollo en una norma aparte, tal como está previsto.

- No aplicar retribuciones diferentes a las plantas modificadas sustancialmente

La Orden de parámetros asigna una retribución a la inversión menor a las modificaciones sustanciales respecto a plantas nuevas, ya que aquellas tienen una inversión menor. Se solicita por varios interesados en el trámite de audiencia que no exista esta diferenciación en la retribución a la inversión, entre instalaciones nuevas y modificaciones de las existentes, ya que anteriores normativas no establecieron retribuciones diferentes a las modificaciones sustanciales.

Esta alegación no se acepta ya que los parámetros de una instalación tipo por su propia definición deben representar a dicha instalación. Por esta razón la inversión asociada a una modificación sustancial al ser inferior a la de una planta nueva, debe



reflejar esta situación diferencial. De lo contrario se estaría reconociendo a las plantas modificadas una rentabilidad muy superior a la de las plantas nuevas.

- Aplicación de coeficientes a la retribución a la operación para plantas que estuvieron acogidas a la discriminación horaria

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, estableció una opción voluntaria en base a la cual se aplicaba un coeficiente a la tarifa regulada que incrementaba dicha tarifa en un 37% en horas punta y la reducía en un 36% en horas valle. Esta opción fue utilizada para las cogeneración que trabajan mayoritariamente en horas punta y llano.

Esta alegación no se acepta ya que el nuevo esquema retributivo no establece esta distinción, de hacerlo además se modificaría el concepto de retribución a la operación de las instalaciones tipo, destinada exclusivamente a cubrir, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación de la instalación y el precio obtenido del mercado.

- Incrementar la vida útil regulatoria de las plantas provenientes de la disposición adicional 6ª del RD 661/2007

Se acepta la alegación de tal forma que las plantas recogidas en esta disposición sean tratadas como plantas de cogeneración a todos los efectos reconociéndoles la misma vida útil regulatoria.

3.2.7.- TRATAMIENTO DE RESIDUOS

A continuación se detallan las alegaciones más frecuentes:

- Consideración de particularidades sectoriales en el cálculo de los parámetros retributivos

Algunos de los interesados solicitan que se incluyan los equipos de tratamiento de residuos a efectos de cálculo de inversiones, ingresos de explotación y gastos de explotación, considerando de este modo su situación particular.

Esta alegación no se acepta ya que las plantas de tratamiento de residuos han sido consideradas a efectos de la determinación de los parámetros retributivos como plantas de cogeneración y por tanto los parámetros retributivos de estas plantas deben ser acordes con los de la misma instalación tipo de cogeneración de acuerdo con la potencia, combustible, tecnología y año de puesta en marcha.

Por otra parte el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico establece que “sólo se tendrán en cuenta aquellos costes e inversiones que respondan exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.”

- Supresión de la limitación de horas equivalentes de funcionamiento máximas



Diversos interesados solicitan la eliminación del límite de horas de funcionamiento a partir del cual la instalación no tiene derecho a la percepción de la retribución a la operación.

Se acepta esta alegación. Esta alegación se ha aceptado e incluido en la nueva redacción de la orden, como en el caso de cogeneración, al ir asociada a un proceso productivo, procediendo a la eliminación del límite de horas de funcionamiento. La planta energética debe funcionar de acuerdo con el proceso de tratamiento.

- Incorporar una fórmula de revisión de la retribución a la operación

Algunos interesados solicitan la incorporación de la metodología por la que se revisan y actualizan los valores de la retribución a la operación.

Esta alegación no se aceptado, ya que dicha metodología, debido a su contenido, tiene entidad suficiente para ser objeto de desarrollo en una norma aparte, tal como está previsto. Por tanto dicho contenido no forma parte del objeto de esta orden ministerial, tal y como establece el Real Decreto xxx, de xxx, y la metodología se aprobará reglamentariamente.

- Modificación de la valoración económica del calor

Solicitan una reducción o incluso eliminación de los ingresos o ahorros por el calor producido

Esta alegación no se acepta ya que las plantas de tratamiento de residuos han sido consideradas a efectos de la determinación de los parámetros retributivos como plantas de cogeneración y por tanto los parámetros retributivos de estas plantas deben ser acordes con los de la misma instalación tipo de cogeneración de acuerdo con la potencia, combustible, tecnología y año de puesta en marcha.

Adicionalmente, el calor proporcionado por la cogeneración está sustituyendo a calor que de otra manera debería haber sido producido por combustible cuya valoración se haría a precio de dicho combustible.

- Consideración de los rendimientos energéticos en base al mínimo exigido por la legislación para que la planta disfrute de la retribución específica

Algunos interesados solicitan la revisión a la baja de los rendimientos eléctrico y térmico de los estándares.

Esta alegación no se acepta debido a que iría en contra de la propia realidad declarada por los titulares de plantas de tratamiento en sus estadísticas de funcionamiento para la CNMC, que a su vez son la base para la elaboración de los parámetros de funcionamiento de las instalaciones tipo.

- Revisión de parámetros retributivos por no ser viable la explotación de la planta



Algunos interesados exponen que los nuevos parámetros retributivos conllevan una cuenta de resultados deficitaria. Se solicita la revisión de dichos parámetros conforme a los ingresos y gastos reales de la planta.

No se acepta al considerar que la adopción de una instalación tipo necesariamente implica que haya que ajustarse a una media en la formulación de los parámetros que representan a dicha instalación.

Por otra parte y según señala la CNMC en su informe “...no se trata de estándares teóricos, cuyas características pudieran haberse inferido únicamente de documentación técnica o parámetros constructivos, sino de valores medios reales correspondientes a las instalaciones que integran cada IT.

En este sentido, debe tenerse en cuenta que toda forma de retribución diseñada a partir de estándares conllevará que determinadas instalaciones se vean afectadas de forma distinta en función de su grado de adaptación al estándar definido...”

Por otra parte las plantas de tratamiento de residuos han sido consideradas a efectos de la determinación de los parámetros retributivos como plantas de cogeneración y por tanto los parámetros retributivos de estas plantas deben ser acordes con los de la misma instalación tipo de cogeneración de acuerdo con la potencia, combustible, tecnología y año de puesta en marcha.

Los costes específicos de tratamiento del residuo por tanto no pueden ser imputados a la instalación al igual que los costes específicos del proceso industrial a que sirve una cogeneración no deben ser imputados a la propia planta de cogeneración.

- Modificación del valor del precio de mercado y/o supresión de los límites superiores e inferiores

En el trámite de audiencia se han recibido varios escritos que solicitan la modificación del valor estimado del precio de mercado para el semiperíodo regulatorio, revisando la metodología de estimación de este dato de acuerdo a mercados de futuros. Por otra parte también se solicita la supresión de límites superiores e inferiores que limitan los ajustes por desviaciones en los precios de mercado.

Esta alegación se ha aceptado dentro del nuevo cálculo y estimaciones a futuro del precio de mercado. En línea con el informe de la CNMC, se ha definido una metodología para la fijación del precio esperado de mercado, reproducible que incluye expresamente la forma de obtención de dichas estimaciones, en base a la cual se ha procedido a revisar los valores del año 2014 y resto de senda futura.

Respecto a los límites inferior y superior del precio de mercado no se acepta esta alegación al considerar que el valor de ajuste por desviación del precio de mercado es un concepto que por su propia naturaleza debe permanecer como mecanismo de control de las variaciones en precios de mercado y por tanto de los sobrecostes asociados y, de acuerdo con el Real Decreto XX/XXX, de xx de XXXX, se determina como tal.



- Supresión de la limitación de horas equivalentes de funcionamiento mínimas y umbrales

Varios interesados recomiendan la eliminación del límite de horas de funcionamiento mínimas y umbrales que reducen o eliminan la retribución específica de la instalación.

Esta alegación no se ha tenido en cuenta ya que las horas mínimas de funcionamiento tienen como objetivo evitar el pago de la retribución a instalaciones paradas o con producción ocasional, que no generan derechos de cobro en este sistema retributivo.

En este mismo sentido se ha pronunciado la CNMC en su informe al expresar *“parece razonable la cautela de ligar la retribución a la inversión con un mínimo de energía vertida a la red, ya que de otra forma podrían retribuirse instalaciones que se encuentran no operativas con unos ingresos fijos e independientes de la producción de la planta”*.

Por otra parte en los umbrales de funcionamiento establecidos ya se han computado las eventuales horas en los que una instalación pudiera dejar de producir por consignas del operador de red por restricciones técnicas o por mantenimientos. En el caso de siniestros importantes, que son ajenos al sistema eléctrico, se considera que el titular podrá cubrir el riesgo a través de una póliza de seguros si así lo considera.

- Existencia de trato discriminatorio en la valoración del calor respecto de las plantas de lodos de aceite de oliva

Los propietarios de plantas de tratamiento de purines señalan un trato diferencial en la valoración del calor respecto de las plantas de lodos de aceite de oliva.

Esta alegación no se acepta. La valoración económica del calor ha sido realizada en base al gas natural sustituido en el caso de plantas de tratamiento de purines y en base al orujillo de aceituna en el caso de plantas de tratamiento de lodos de aceite de oliva. Esto es debido a que el calor proporcionado por la instalación está sustituyendo a calor que de otra manera debería haber sido producido por combustible cuya valoración se haría a precio de dicho combustible. En el caso de las plantas de tratamiento de lodos de aceite de oliva la instalación está sustituyendo a una planta que utilizaba orujillo de aceituna en el proceso de secado del alperujo y por ello éste es el combustible evitado, no así en el caso de las plantas de tratamiento de purines.

- Consideración de la tecnología (turbinas o motores) en el cálculo de la retribución específica

Esta alegación ha sido aceptada en la nueva redacción de la orden. Es necesario que se realice el tratamiento de estas plantas de acuerdo a su situación tecnológica al igual que se ha hecho con las plantas de cogeneración de gas natural.



3.3 Informe 24.2 de la Secretaría General Técnica de MINETUR.

Por tratarse de una norma de rango reglamentario esta disposición ha sido informada por la Secretaría General Técnica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 24.2 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno.

3.4. Aprobación previa del Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas.

Por cuanto la Orden proyectada contiene disposiciones sobre procedimiento se ha recabado la aprobación previa del Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas, prevista en el artículo 67.4 de la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado.

3.5. Dictamen del Consejo de Estado.

Finalmente, el proyecto de orden será objeto de dictamen del Consejo de Estado.

C) ANÁLISIS DE IMPACTOS

1. ADECUACIÓN DE LA NORMA AL ORDEN DE DISTRIBUCIÓN DE COMPETENCIAS.

a) Análisis de los títulos competenciales: identificación del título prevalente.

La presente orden se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.^a y 25.^a de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético.

b) Análisis de la participación autonómica y local en la elaboración del proyecto.

El proyecto de orden se ha enviado para informe de los órganos competentes de las comunidades autónomas a través del Consejo Consultivo de Electricidad.

2. IMPACTO ECONÓMICO Y PRESUPUESTARIO.

a) Impacto económico general por grupos y subgrupos tecnológicos.

2. IMPACTO ECONÓMICO Y PRESUPUESTARIO.

a) Impacto económico general por grupos y subgrupos tecnológicos.

A continuación se indican las consideraciones económicas particulares realizadas para cada grupo y subgrupo tecnológicos:



- **Grupo a.1 Instalaciones que incluyan una central de cogeneración**

Este colectivo de plantas está compuesto por las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, las cuales generan de forma simultánea energía eléctrica y/o mecánica, y calor útil. Estas plantas han sido desagregadas en función del tipo de combustible utilizado: a.1.1. para cogeneraciones a partir de gas natural y a.1.2. para cogeneraciones que utilizan derivados del petróleo o carbón como combustibles. También se ha considerado un subgrupo adicional (a.1.3) para las cogeneraciones que no cumplan los límites de consumo de combustible establecidos en el artículo 2 del Real Decreto XX/2014, de XX de XX, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Situación general de la cogeneración

En el año 2013 existían en España unas 982 instalaciones de cogeneración en explotación con una potencia en funcionamiento de 5.911 MW (aproximadamente supone un 15% de la potencia total de las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos) y una energía anual vertida al sistema de 25.246 GWh (dato del año 2013 que supone aproximadamente un 18% del total de energía generada por las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos). La participación energética de cada subgrupo es la siguiente:

- Subgrupo a.1.1.: 4.975 MW con una energía vertida al sistema en el año 2013 de 23.161 GWh.
- Subgrupo a.1.2.: 936 MW con una energía vertida al sistema en el año 2013 de 2.085 GWh.

Este tipo de plantas empezaron a instalarse a partir de finales de los años 80, con un incremento notable de nuevas instalaciones en la década de los años 90 seguido de un ligero incremento anual a partir del año 2000 hasta hoy. La potencia instalada con base en años de antigüedad se distribuye en un 68% con más de 10 años de explotación, 12% entre 5 y 10 años y un 20% con menos de 5 años.

En el año 2012 las cogeneraciones han percibido unos 1.965 millones de euros en concepto de prima (1.685 millones de euros el subgrupo a.1.1. y 280 millones de euros el subgrupo a.1.2.), financiado por los consumidores eléctricos.

La tabla siguiente muestra los parámetros económicos más relevantes del colectivo de plantas de cogeneración asociados a la venta de energía eléctrica al sistema desde 1998 hasta el 2012 según estadísticas de la CNMC.

Año	Potencia eléctrica instalada acumulada (MW _E)	Energía vertida al sistema (GWh _E)	Retribución total (mercado + primas)		Primas	
			millones de euros	€/MWh	millones de euros	€/MWh
1998	3.660	13.671	801	58,6	458	33,5
1999	4.201	16.575	926	55,9	496	29,9
2000	4.923	16.757	952	56,8	440	26,2
2001	5.345	16.684	1.018	61,0	516	30,9
2002	5.561	18.286	1.108	60,6	480	26,2
2003	5.621	18.992	1.131	59,6	409	21,5



Año	Potencia eléctrica instalada acumulada (MW _e)	Energía vertida al sistema (GWh _e)	Retribución total (mercado + primas)		Primas	
			millones de euros	€/MWh	millones de euros	€/MWh
2004	5.666	19.238	1.138	59,2	487	25,3
2005	5.654	18.770	1.431	76,3	333	17,8
2006	5.781	16.561	1.344	81,2	412	24,9
2007	5.938	17.439	1.335	76,5	570	32,7
2008	5.984	21.139	2.103	99,5	714	33,8
2009	5.845	21.897	1.874	85,6	1.044	47,7
2010	5.941	23.635	2.227	94,2	1.336	56,5
2011	6.053	24.979	2.696	107,9	1.438	57,6
2012	5.984	26.810	3.253	121,3	1.965	73,3

Desde el año 1998 de su actividad hasta finales de 2013, las instalaciones de cogeneración han recibido 26.245 millones de euros en concepto de primas más mercado de los cuales han percibido 12.917 millones de euros en concepto de primas y 13.328 millones de euros de retribución por el mercado.

La cantidad de primas recibidas desde 1998 hasta la fecha (12.917 millones de euros) se estima que supone un 238% de la inversión total realizada por las plantas de cogeneración (unos 5.413 millones de euros).

En el periodo 2014-2025, tras el cual una parte de plantas habrán cumplido ya su vida útil regulatoria, se estima que las instalaciones de cogeneración supondrán un sobrecoste para el sistema eléctrico de unos 14.900 millones de euros (adicionales a los 12.917 millones de euros de primas recibidas hasta la fecha), además de percibir unos 15.100 millones de euros procedentes del mercado en dicho periodo.

Parámetros e hipótesis consideradas

Para las cogeneraciones se han definido un total de 949 estándares, en función del año de autorización de explotación definitiva, combustible, rango de potencia, tecnología y catalogación como planta completa o modificación sustancial.

Los parámetros económicos más relevantes utilizados para caracterizar las instalaciones tipo asociadas a instalaciones que incluyan una central de cogeneración de alta eficiencia son los siguientes:

- Vida útil regulatoria. Se ha considerado el valor de 25 años, el cual es representativo de la vida de diseño de los equipos principales con las correspondientes actuaciones de mantenimiento preventivo y correctivo así como los overhauls (mantenimiento profundo que se da a los equipos transcurridos un número elevado de horas de funcionamiento para que mantengan sus prestaciones energéticas hasta el final de su vida útil) recomendados por los fabricantes y que garantizan el mantenimiento de las prestaciones energéticas.
- Valor estándar de la inversión inicial. Para la determinación de la inversión inicial se han tenido en consideración las partidas asociadas a equipos principales (turbinas y motores), así como el resto de equipos y sistemas electromecánicos, sistemas de



regulación y control, equipos de medida y línea de conexión incluyendo su transporte, instalación y puesta en marcha, junto con la partida de ingeniería y dirección de obra asociadas. Los valores de la inversión inicial tienen los siguientes rangos de variación, dependiendo de la fecha de puesta en marcha de la planta :

- Subgrupo a.1.1 con turbinas de gas: 547 – 2.044 €/kW_E
- Subgrupo a.1.1. con motores de gas: 519 – 1.876 €/kW_E
- Subgrupo a.1.2. con gasóleo: 498 – 1.480 €/kW_E
- Subgrupo a.1.2. con fuelóleo: 662 – 1.508 €/kW_E
- Subgrupo a.1.2. con carbón: 1.359 €/kW_E
- Subgrupo a.1.2. con otros combustibles: 590 €/kW_E

El valor de la inversión en operaciones de modificación sustancial de plantas existentes se ha cuantificado como el 60% de la correspondiente a la planta completa.

- Costes de combustibles, incluyendo, en su caso, el impuesto especial de hidrocarburos. Este coste es variable de acuerdo al año de funcionamiento, con los siguientes rangos de variación (valores expresados en euros por MWh eléctrico generado en bornes de alternador):
 - Subgrupo a.1.1 con turbinas de gas: 24,8 – 183,1 €/MWh_E
 - Subgrupo a.1.1. con motores de gas: 23,8 – 137,2 €/MWh_E
 - Subgrupo a.1.2. con gasóleo: 34,4 – 218,8 €/MWh_E
 - Subgrupo a.1.2. con fuelóleo: 17,3 – 161,7 €/MWh_E
 - Subgrupo a.1.2. con carbón: 33,4 – 127,0 €/MWh_E
- Costes de explotación Los costes de explotación tienen en cuenta los gastos asociados a la operación y mantenimiento, overhaul de equipos principales, pago de seguros, cánones, y agente representante, peajes de acceso a la red desde 2011, los derivados de la compra de los derechos de emisión y el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica que establece la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (7% del valor de la producción). El total de estos costes varía de acuerdo al año de explotación con los siguientes rangos de variación (valores expresados en euros por MWh eléctrico generado en bornes de alternador):
 - Subgrupo a.1.1 con turbinas de gas: 5,2 – 68,0 €/MWh_E
 - Subgrupo a.1.1. con motores de gas: 7,5 – 67,8 €/MWh_E
 - Subgrupo a.1.2. con gasóleo: 6,7 – 64,2 €/MWh_E
 - Subgrupo a.1.2. con fuelóleo: 8,0 – 74,8 €/MWh_E
 - Subgrupo a.1.2. con carbón: 6,6 – 35,4 €/MWh_E
 - Subgrupo a.1.2. con otros combustibles: 6,6 – 34,2 €/MWh_E
- Horas equivalentes de funcionamiento. Para la determinación de las horas equivalentes de funcionamiento, se han utilizado la Estadística de la Industria de la Energía Eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo junto con los datos publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Este parámetro depende de cada estándar y antigüedad de la instalación con los



siguientes rangos de variación (horas asociadas a la producción eléctrica en bornes de alternador):

- Subgrupo a.1.1 con turbinas de gas: 4.878 – 7.359 horas
 - Subgrupo a.1.1. con motores de gas: 4.124 – 6.454 horas
 - Subgrupo a.1.2. con gasóleo: 4.125 – 5.957 horas
 - Subgrupo a.1.2. con fuelóleo: 4.124 – 6.454 horas
 - Subgrupo a.1.2. con carbón: 5.060 – 5.177 horas
 - Subgrupo a.1.2. con otros combustibles: 5.853 – 5.967 horas
- Rendimientos energéticos, consumo de servicios auxiliares y autoconsumo a centro asociado. Estos parámetros proceden de información sobre cogeneración de la Estadística de la Industria de la Energía Eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, la cual ha sido procesada y desagregada para cada estándar.
 - Ingresos de explotación. En lo que se refiere a ingresos de explotación se ha tenido en cuenta la información sobre las ventas de energía del régimen especial, publicada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (para aquellas plantas en explotación a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio), considerando además la valoración de la energía térmica producida por la instalación y la valoración, en su caso, de la energía eléctrica autoconsumida por la instalación asociada.

Estimación del impacto económico del nuevo sistema retributivo

El impacto económico que el nuevo esquema retributivo tiene sobre cada instalación concreta difiere sensiblemente en función tanto de la instalación tipo asociada a cada instalación como del funcionamiento real de cada instalación. Comparativamente con la normativa anterior¹, la nueva retribución recoge dos diferencias principales:

- a) Eliminación de los complementos por eficiencia y por energía reactiva. Según el Real Decreto ley 9/2013 de 12 de julio, todas las instalaciones dejan de percibir estos dos complementos.
- b) Aplicación de los nuevos parámetros retributivos a las instalaciones tipo. Si bien como se ha mencionado anteriormente, el impacto económico difiere para cada instalación concreta, se detallan a continuación algunas simulaciones para diferentes situaciones, no pretendiendo ser una muestra exhaustiva de todos los estándares manejados.
 - Una cogeneración con motores de combustión interna a gas natural de 35 MW puesta en marcha en el 1996 que funcione de media de 6.500 horas equivalentes al año pasaría de percibir una retribución total de 20,8 millones de euros anuales en el anterior régimen retributivo a 21,5 millones de euros

¹ Principalmente, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, tras diversas modificaciones relevantes como Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero; y atendiendo a Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.



anuales en el nuevo esquema retributivo (valores estimados para el año 2014).

- Una cogeneración con motores de combustión interna a gas natural de 16 MW puesta en marcha en el 1997 que funcione de media de 6.000 horas equivalentes al año pasaría de percibir una retribución total de 9,1 millones de euros anuales en el anterior régimen retributivo a 9,2 millones de euros anuales en el nuevo esquema retributivo (valores estimados para el año 2014).
- Una cogeneración con turbina de gas natural de 16 MW puesta en marcha en el 1995 que funcione de media de 6.350 horas equivalentes al año pasaría de percibir una retribución total de 9,8 millones de euros anuales en el anterior régimen retributivo a 9,3 millones de euros anuales en el nuevo esquema retributivo (valores estimados para el año 2014).

- **Disposición transitoria primera. Instalaciones de tratamiento de residuos**

Este colectivo de plantas está compuesto por las instalaciones que producen electricidad y calor para el tratamiento de residuos de explotaciones de porcino, lodos de la producción de aceite de oliva y otros lodos. Estas plantas han sido consideradas en los estándares en función del residuo tratado.

Situación general de las plantas de tratamiento de residuos

En el año 2013 existían en España unas 51 instalaciones en explotación con una potencia en funcionamiento de 633 MW (aproximadamente supone un 1,5% de la potencia total de las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos) y una energía anual vertida al sistema de 4.438 GWh (dato del año 2013 que supone aproximadamente un 3% del total de energía generada por las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos).

Este tipo de plantas empezaron a ejecutarse a partir de finales de los años 90, con un incremento notable de nuevas instalaciones en el periodo 2000 - 2010.

En el año 2012 estas instalaciones han percibido 469 millones de euros en concepto de prima, financiado por los consumidores eléctricos. De los 469 millones de euros de primas: 144 millones de euros corresponden a instalaciones de lodos de la producción de aceite de oliva y 324 millones de euros corresponden a instalaciones de tratamiento de purines de cerdo (correspondiendo el resto de la prima a instalaciones que utilizan otros lodos).

La tabla siguiente muestra los parámetros económicos más relevantes del colectivo de plantas de tratamiento de purines asociados a la venta de energía eléctrica al sistema desde el año de arranque de la primera instalación hasta el 2012 según estadísticas de la CNMC.



Año	Potencia eléctrica instalada acumulada (MW _E)	Energía vertida al sistema (GWh _E)	Retribución total (mercado + primas)		Primas	
			millones de euros	€/MWh	millones de euros	€/MWh
1999	29	98	6	61,3	3	35,4
2000	43	173	11	66,0	6	35,4
2001	107	326	24	72,3	14	42,2
2002	151	602	44	73,7	24	39,3
2003	188	923	63	67,9	28	29,9
2004	233	1.246	81	64,9	39	31,0
2005	256	1.574	152	96,7	58	36,8
2006	308	1.709	188	109,7	93	54,6
2007	337	2.171	217	100,1	126	58,0
2008	359	2.140	247	115,5	110	51,3
2009	414	2.614	332	127,1	233	89,2
2010	414	2.873	361	125,5	252	87,8
2011	414	2.921	403	137,8	256	87,5
2012	414	2.951	466	158,1	325	110,0

Desde el comienzo de su actividad hasta finales de 2013, las instalaciones de purines han recibido un total de 3.062 millones de euros en concepto de primas más mercado de los cuales han percibido 1.905 millones de euros en concepto de primas y 1.157 millones de euros de retribución por el mercado.

La cantidad de primas recibida hasta la fecha se estima que supone un 668% de la inversión total realizada por las plantas de purines en sus instalaciones energéticas (estimada en unos 285 millones de euros).

En el periodo 2014-2025, se estima que las instalaciones de tratamiento de purines supondrán un sobrecoste para el sistema eléctrico de unos 1.720 millones de euros (adicionales a los 1.905 millones de euros de primas recibidas hasta la actualidad), además de la retribución que estas instalaciones perciban procedente del mercado en ese periodo (estimada en unos 1.780 millones de euros).

La tabla siguiente muestra los parámetros económicos más relevantes del colectivo de plantas de tratamiento de lodos de aceite de oliva asociados a la venta de energía eléctrica al sistema desde el año de arranque de la primera instalación hasta el 2012 según estadísticas de la CNMC.

Año	Potencia eléctrica instalada acumulada (MW _E)	Energía vertida al sistema (GWh _E)	Retribución total (mercado + primas)		Primas	
			millones de euros	€/MWh	millones de euros	€/MWh
2002	24	81	5,42	67,2	2,65	32,9



Año	Potencia eléctrica instalada acumulada (MW _E)	Energía vertida al sistema (GWh _E)	Retribución total (mercado + primas)		Primas	
			millones de euros	€/MWh	millones de euros	€/MWh
2003	65	267	17,04	63,8	6,88	25,8
2004	66	421	24,98	59,3	10,73	25,5
2005	109	593	46,67	78,7	11,19	18,9
2006	119	671	58,09	86,5	21,04	31,3
2007	144	813	71,36	87,8	37,12	45,7
2008	169	952	98,07	103,1	36,55	38,4
2009	211	1.269	142,68	112,5	94,57	74,5
2010	211	1.411	156,25	110,7	103,00	73,0
2011	211	1.499	184,45	123,0	108,91	72,6
2012	211	1.551	218,71	141,1	144,22	93,0

Desde el comienzo de su actividad hasta finales de 2013, estas instalaciones han recibido un total de 1.231 millones de euros en concepto de primas más mercado de los cuales han percibido 721 millones de euros en concepto de primas y 510 millones de euros de retribución por el mercado.

La cantidad de primas recibida hasta la fecha supone un 436% de la inversión total realizada por las plantas de tratamiento de lodos de aceite de oliva en sus instalaciones energéticas (estimada en unos 165 millones de euros).

En el periodo 2014-2025, se estima que las instalaciones plantas de tratamiento de lodos de aceite de oliva supondrán un sobrecoste para el sistema eléctrico de unos 1.450 millones de euros (adicionales a los 721 millones de euros de primas recibidas hasta la actualidad), además de la retribución que estas instalaciones perciban procedente del mercado en ese periodo (estimada en unos 950 millones de euros).

Parámetros e hipótesis consideradas

Para las instalaciones de tratamiento de residuos se han definido un total de 62 estándares, en función del año de autorización de explotación definitiva, residuo tratado, rango de potencia y tecnología.

Los parámetros económicos más relevantes utilizados para caracterizar las instalaciones tipo asociadas a instalaciones que incluyan una planta de tratamiento de residuos son los siguientes:

- Vida útil regulatoria. Se ha considerado el valor de 25 años, el cual es representativo de la vida de diseño de los equipos principales con las correspondientes actuaciones de mantenimiento preventivo y correctivo así como los overhauls para el mantenimiento de las prestaciones energéticas.
- Valor estándar de la inversión inicial. Para la determinación de la inversión se han tenido en consideración las partidas asociadas a equipos principales (turbinas y motores), así como el resto de equipos y sistemas electromecánicos, sistemas de regulación y control, equipos de medida y línea de conexión incluyendo su



transporte, instalación y puesta en marcha, junto con la partida de ingeniería y dirección de obra asociadas. Los valores de la inversión inicial varían en función de la fecha de puesta en marcha de la planta, con los siguientes rangos de variación:

- Plantas de tratamiento de purines de porcino: 536 – 1.007 €/kW_E
 - Plantas de tratamiento de lodos de aceite de oliva con turbinas de gas: 803 – 1.043 €/kW_E
 - Plantas de tratamiento de lodos de aceite de oliva con motores de gas: 581 - 853 €/kW_E
 - Plantas de tratamiento de otros lodos: 648 – 657 €/kW_E
- Costes de combustibles, incluyendo el impuesto especial de hidrocarburos. Este coste es variable de acuerdo al año de puesta en marcha, con los siguientes rangos de variación (valores expresados en euros por MWh eléctrico generado en bornes de alternador):
 - Plantas de tratamiento de purines de porcino: 27,9 – 116,8 €/MWh_E
 - Plantas de tratamiento de lodos de aceite de oliva con turbinas de gas: 46,7 – 133,2 €/MWh_E
 - Plantas de tratamiento de lodos de aceite de oliva con motores de gas: 40,0 – 105,1 €/MWh_E
 - Plantas de tratamiento de otros lodos: 28,3 – 103,4 €/MWh_E
- Costes de explotación. Los costes de explotación tienen en cuenta los gastos asociados a la operación y mantenimiento de la planta energética, overhaul de equipos principales, pago de seguros, cánones, y agente representante, peajes de acceso a la red desde 2011, los derivados de la compra de los derechos de emisión y el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica que establece la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (7% del valor de la producción). El total de estos costes varía de acuerdo al año de explotación con los siguientes rangos de variación (valores expresados en euros por MWh eléctrico generado en bornes de alternador):
 - Plantas de tratamiento de purines de porcino: 9,3 – 50,2 €/MWh_E
 - Plantas de tratamiento de lodos de aceite de oliva con turbinas de gas: 7,8 – 42,2 €/MWh_E
 - Plantas de tratamiento de lodos de aceite de oliva con motores de gas: 10,8 – 42,4 €/MWh_E
 - Plantas de tratamiento de otros lodos: 8,2 – 42,2 €/MWh_E
- Horas equivalentes de funcionamiento. Para la determinación de las horas equivalentes de funcionamiento, se ha utilizado la Estadística de la Industria de la Energía Eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo junto con los datos publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Este parámetro depende de cada estándar y antigüedad de funcionamiento de la instalación con los siguientes rangos de variación (horas asociadas a la producción eléctrica en bornes de alternador):
 - Plantas de tratamiento de purines de porcino: 4.420 – 7.662 horas
 - Plantas de tratamiento de lodos de aceite de oliva con turbinas de gas: 6.536 – 6.812 horas
 - Plantas de tratamiento de lodos de aceite de oliva con motores de gas: 6.532 – 7.514 horas
 - Plantas de tratamiento de otros lodos: 5.402 – 5.461 horas



- Rendimientos energéticos y consumo de servicios auxiliares. Estos parámetros proceden de la Estadística de la Industria de la Energía Eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo la cual ha sido procesada y desagregada para cada estándar.
- Ingresos de explotación. En lo que se refiere a ingresos de explotación se ha tenido en cuenta la información sobre las ventas de energía del régimen especial, publicada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (para aquellas plantas en explotación a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio) considerando además la valoración de la energía térmica producida por la instalación.

Estimación del impacto económico del nuevo sistema retributivo

El impacto económico que el nuevo esquema retributivo tiene sobre cada instalación concreta difiere sensiblemente en función tanto de la instalación tipo asociada a cada instalación como del funcionamiento real de cada instalación. Comparativamente con la normativa anterior, la nueva retribución recoge dos diferencias principales:

- a) Eliminación del complemento por energía reactiva. Según el Real Decreto ley 9/2013 de 12 de julio, todas las instalaciones dejan de percibir este complemento.
 - b) Aplicación de los nuevos parámetros retributivos a las instalaciones tipo. Si bien como se ha mencionado anteriormente, el impacto económico difiere para cada instalación concreta, a modo de ejemplo una instalación e tratamiento de lodos de aceite de oliva con turbina de gas de 10 MW puesta en marcha en el 2002 que funcione de media de 6.850 horas equivalentes al año pasaría de percibir una retribución total de 9,6 millones de euros anuales en el anterior régimen retributivo a 9,4 millones de euros anuales en el nuevo esquema retributivo (valores estimados para el año 2014).
- **Grupo a.2 Instalaciones que incluyan una central que utilice energías residuales.**

Este grupo está compuesto por plantas que transforman en electricidad la energía residual procedente de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica.

Situación general

En el año 2013 existían en España 14 instalaciones de este tipo en explotación con una potencia en funcionamiento de 68 MW (aproximadamente supone un 0,2% de la potencia total de las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos) y una energía anual vertida al sistema de 93 GWh (dato del año 2013 que supone aproximadamente supone un 0,1% del total de energía generada por las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos).

La mayor parte de estas plantas se realizaron en los años 90, siendo la más reciente del año 2009. El 94% de las plantas tiene 10 o más años de explotación, mientras que el 6% restante tiene menos de 5 años.



En el año 2012 estas plantas han percibido 2,17 millones de euros en concepto de prima, financiado por los consumidores eléctricos.

Parámetros e hipótesis consideradas

Para estas plantas se han definido un total de 7 estándares, en función del año de autorización de explotación definitiva y rango de potencia.

Los parámetros económicos más relevantes utilizados para caracterizar las instalaciones tipo asociadas a instalaciones que incluyan una central de cogeneración a partir de gas natural son los siguientes.

- Vida útil regulatoria. Se ha considerado el valor de 25 años, el cual es representativo de la vida de diseño de los equipos de este tipo de ciclo termodinámico con las correspondientes actuaciones de mantenimiento preventivo y correctivo recomendados por los fabricantes y que garantizan el mantenimiento de las prestaciones energéticas.
- Valor estándar de la inversión inicial. Para la determinación de la inversión se han tenido en consideración las partidas asociadas a equipos principales (normalmente generadores de vapor y turbinas de expansión), así como el resto de equipos y sistemas electromecánicos, sistemas de regulación y control, equipos de medida y línea de conexión incluyendo su transporte, instalación y puesta en marcha, junto con la partida de ingeniería y dirección de obra asociadas. Los valores de la inversión inicial son variables de acuerdo a la fecha de puesta en marcha de la planta, con un rango de variación entre 1.014 y 2.037 €/KW_E.
- Costes de explotación. Los costes de explotación tienen en cuenta los gastos asociados a la operación y mantenimiento, el overhaul de equipos principales, pago de seguros, cánones, y agente representante, peajes de acceso a la red desde 2011 y el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica que establece la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (7% del valor de la producción). En este grupo no se ha valorado el combustible o calor residual utilizado al no tener ningún uso alternativo con compensación económica. Estos costes varían de acuerdo al año de explotación con un rango entre 4,1 y 19,6 €/MWh_E (valores en términos de electricidad producida en bornes de alternador).
- Horas equivalentes de funcionamiento. Para la determinación de las horas equivalentes de funcionamiento, se han utilizado datos publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Este parámetro depende de cada estándar y antigüedad de funcionamiento de la instalación con un rango considerado entre 4.380 y 4.480 horas (en términos de horas asociadas a la producción eléctrica en bornes de alternador).
- Rendimientos energéticos, consumo de servicios auxiliares y autoconsumo a centro asociado. Estos parámetros proceden de información sobre cogeneración disponible en estadísticas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, la cual ha sido procesada y desagregada para cada estándar.
- Ingresos de explotación. En lo que se refiere a ingresos de explotación se ha tenido en cuenta la información sobre las ventas de energía del régimen especial, publicada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (para aquellas plantas en explotación a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de



12 de julio), considerando además la valoración de la energía eléctrica autoconsumida.

Estimación del impacto económico del nuevo sistema retributivo

El impacto económico que el nuevo esquema retributivo tiene sobre cada instalación concreta difiere sensiblemente en función tanto de la instalación tipo asociada a cada instalación como del funcionamiento real de cada instalación. Comparativamente con la normativa anterior, la nueva retribución recoge dos diferencias principales:

- a) Eliminación del complemento por energía reactiva. Según el Real Decreto-ley 9/2013 de 12 de julio, todas las instalaciones dejan de percibir este complemento.
- b) Aplicación de los nuevos parámetros retributivos a las instalaciones tipo.
 - o Una planta de valorización energética de calor residual con ciclo Rankine de 4 MW puesta en marcha en el 2009 que funcione de media de 4.500 horas equivalentes al año pasaría de percibir una retribución total de 0,88 millones de euros anuales en el anterior régimen retributivo a 0,97 millones de euros anuales en el nuevo esquema retributivo (valores estimados para el año 2014).
 - o Una planta de valorización energética de calor residual con ciclo Rankine de 11 MW puesta en marcha en el 1994 que funcione de media de 4.500 horas equivalentes al año pasaría de percibir una retribución total de 2,20 millones de euros anuales en el anterior régimen retributivo a 2,08 millones de euros anuales en el nuevo esquema retributivo (valores estimados para el año 2014).

• **Subgrupo b.1.1 Energía solar fotovoltaica.**

Situación general de la tecnología solar fotovoltaica

En el año 2013 existían en España aproximadamente 60.600 instalaciones solares fotovoltaicas con una potencia total instalada de más 4.600 MW (supone cerca de un 12% de la potencia total de las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos) y una energía vertida al sistema en 2012 de 8.160 GWh (supone en torno a un 8% del total de energía generada por las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos).

Las instalaciones solares fotovoltaicas más antiguas datan del año 1994 y se han instalado de manera continuada hasta la actualidad, experimentando un mayor crecimiento durante el año 2008 con la instalación de más de 2.600 MW. Existe aproximadamente un 0,3% de la potencia con más de 10 años en explotación, un 71,3% entre 5 y 10 años y un 28,4% tiene menos de 5 años.

En el año 2012 las instalaciones solares fotovoltaicas han percibido más de 2.600 millones de euros en concepto de retribución adicional al precio del mercado, financiado por los consumidores eléctricos.

En la siguiente tabla se muestran los parámetros económicos más relevantes del colectivo de plantas solares fotovoltaicas asociados a la venta de energía eléctrica



desde el año de puesta en marcha de la primera hasta el 2012, según las estadísticas de la CNMC.

Año	Pot eléctrica Acumulada (MW _e)	Energía vertida (GWh _e)	Energía primada (GWh _e)	Retribución Total (Mercado + Primas)		Primas	
				millones de euros	€/MWh ⁽¹⁾	millones de euros	€/MWh ⁽²⁾
1994	1	1	1	0,04	42,19	0,04	66,67
1995	1	1	1	0,08	78,01	0,08	72,73
1996	1	1	1	0,07	71,94	0,07	77,78
1997	1	1	1	0,08	79,99	0,08	72,73
1998	1	1	1	0,08	83,50	0,08	68,38
1999	2	1	1	0,28	283,19	0,28	210,44
2000	2	1	1	0,29	287,73	0,29	234,97
2001	4	2	2	0,42	211,89	0,42	259,36
2002	7	5	5	1,36	271,54	1,36	300,90
2003	11	9	9	2,89	321,01	2,89	319,63
2004	23	18	18	6,79	377,31	6,79	384,54
2005	47	40	40	16,41	410,24	16,41	411,20
2006	146	105	105	45,59	434,18	45,59	436,09
2007	690	484	484	215,58	445,41	213,52	441,37
2008	3.398	2.528	2.528	1.149,97	454,89	1.145,27	453,12
2009	3.397	6.074	6.074	2.829,72	465,87	2.748,65	452,55
2010	3.837	6.398	6.398	2.896,76	452,76	2.650,39	414,27
2011	4.246	7.415	5.854	2.665,17	359,43	2.281,66	307,70
2012	4.538	8.158	6.701	3.006,66	368,55	2.613,03	320,30

⁽¹⁾ Retribución total / Energía vertida

⁽²⁾ Prima equivalente / Energía primada

Desde el comienzo de su actividad hasta final de 2013 las instalaciones solares fotovoltaicas se estima que habrán recibido 16.105 millones de euros en concepto de retribución total, de los cuales: habrán percibido unos 14.617 millones de euros en concepto de primas y unos 1.488 millones de euros en concepto de retribución de mercado.

La cantidad de primas recibidas hasta la fecha se estima que supone un 48% de la inversión total realizada en este tipo de instalaciones (que se estima que asciende a 29.812 millones de euros).

Desde 2014 hasta finalizar su vida útil regulatoria, se estima que las instalaciones fotovoltaicas supondrán un sobrecoste para el sistema eléctrico de unos 64.234 millones de euros (adicionales a los 14.617 millones de euros de primas recibidas hasta la actualidad), además de la retribución que estas instalaciones perciban procedente del mercado en ese periodo.

Parámetros e hipótesis consideradas

En el área solar fotovoltaica se han definido 578 estándares, que representan las instalaciones de este grupo acogidas al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y al Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre.

En instalaciones acogidas al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, se han definido 23 casos tipo diferentes en función de la tarifa de aplicación en el RD 661/2007, rango de



potencia y tecnología de seguimiento solar (estructura fija, seguimiento solar a 1 eje y seguimiento solar a 2 ejes). A partir de cada caso tipo se genera un estándar por cada año de puesta en marcha en el que exista potencia instalada, alcanzando un total de 91 estándares en este real decreto.

En instalaciones acogidas al Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, se han definido 6 casos tipo, en función del tipo de instalación (Tipos I.1, I.2, II), rango de potencia (aplicable únicamente al Tipo I.2) y tecnología de seguimiento (aplicable únicamente al Tipo II). A partir de cada caso tipo se generan tantos estándares como zonas climáticas, convocatorias y años de puesta en marcha lleven asociados. Se han considerado un total de 487 estándares.

Los parámetros económicos más relevantes utilizados para caracterizar los estándares asociados al aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica son los relativos a la inversión, los costes e ingresos durante su explotación y la vida útil regulatoria.

La inversión asociada a cada estándar se ha estimado con base en estudios de instalaciones reales, análisis de informes específicos, datos de la CNMC, información de asociaciones del sector y datos de promotores. Se han considerado las principales partidas de una central fotovoltaica, entre las que se destacan: Módulos, inversores, control y monitorización remota, cableados, protecciones, apartamiento de conexión a red, estructuras, obra civil y montaje, adecuación a exigencias técnicas (telemida, soporte de huecos de tensión, y adscripción a centro de control cuando aplique), gastos de promoción e impuestos. Se considera un incremento de la potencia pico del generador fotovoltaico del 15% respecto la potencia nominal.

El ratio de inversión estimado para cada estándar es función del rango de potencia de las instalaciones que lo componen, de la tecnología de seguimiento, del tipo (instalaciones acogidas al RD 1578/2008) y de las condiciones retributivas a las que estuvieran sujetas en anteriores normativas las instalaciones que forman el estándar. En las instalaciones actualmente en funcionamiento, el ratio de inversión estimado varía entre los 9,123 millones de euros/MW para instalaciones del RD 661/2007 puestas en marcha con anterioridad a 2008, con potencia menor o igual a 5 MW y seguimiento a dos ejes y los 1,622 Millones de euros/MW para instalaciones del RD 1578/2008 del Tipo II fijas, inscritas en la cuarta convocatoria de 2011 y con puesta en marcha entre 2011 y 2013.

Los gastos de explotación considerados son: alquiler de terrenos, seguridad (incluye vigilancia y otros gastos en planta), consumos (electricidad, agua y otros consumibles varios), seguros, administración y otros gastos generales, mantenimiento (preventivo y correctivo), impuesto sobre bienes inmuebles de características especiales (BICES), gastos de representación, peaje de generación y tributo de generación (7% sobre los ingresos totales). Los gastos de explotación dependen del rango de potencia y de la tecnología de las instalaciones que forman el estándar. En 2014 se han considerado gastos de explotación entre 51,40 €/MWh para instalaciones fijas de tipo II con preasignación de retribución en la 4ª convocatoria de 2011 y puesta en marcha en 2011 y 88,36 €/MWh para instalaciones de potencia superior a 100kW en agrupaciones de potencia entre 100kW y 2MW con puesta en marcha en 2002. Para la determinación de las horas equivalentes de funcionamiento para cada estándar se han tenido en cuenta, para cada instalación tipo, las horas anuales medias reales por año de puesta en marcha que han realizado las instalaciones:



- Hasta el 13 de julio de 2013 se han utilizado las horas medias reales de funcionamiento de todas las instalaciones representadas por cada estándar.
- A partir del 14 de julio de 2013 se han calculado las horas medias en base a la media histórica de los años anteriores por tecnología (fija, seguimiento a 1 eje y seguimiento a 2 ejes).

A partir de 2014 se considera que todas las instalaciones sufren una pérdida de rendimiento y por tanto de producción, del 0,50% anual, que empieza a aplicar en 2015.

Hasta el 13 de julio de 2013 se consideran para los estándares los ingresos por venta de energía reales publicados por la CNMC. A partir del 14 de julio de 2013 se ha considerado la estimación de ingresos debidos a la venta de energía en el mercado eléctrico (pool) y el régimen retributivo aplicable.

La vida útil regulatoria considerada para todos los estándares es de 30 años, a partir del año de inicio de explotación. Se ha considerado como año de inicio de explotación el siguiente al de puesta en marcha de conformidad con la disposición adicional segunda del Real Decreto XX/2014, de XX de XX y como año de puesta en marcha el que consta en la CNMC.

Estimación del impacto económico del nuevo sistema retributivo

El impacto económico que el nuevo esquema retributivo tiene sobre cada instalación concreta difiere sensiblemente en función tanto de la instalación tipo asociada a cada instalación como del funcionamiento real de cada instalación. Comparativamente con la normativa anterior, la nueva retribución recoge dos diferencias principales:

- c) Eliminación del complemento por energía reactiva. Según el Real Decreto- ley 9/2013 de 12 de julio, todas las instalaciones dejan de percibir el complemento por energía reactiva.
- d) Aplicación de los nuevos parámetros retributivos a las instalaciones tipo. Si bien como se ha mencionado anteriormente el impacto económico difiere para cada instalación concreta, se detallan a continuación algunas simulaciones para diferentes situaciones, no pretendiendo ser una muestra exhaustiva de todos los estándares manejados.
 - o Una instalación de 5 kW fija sin formar parte de una agrupación, puesta en marcha en el año 2005, que alcance una media anual de funcionamiento de 1.500 horas a potencia nominal pasaría de percibir en 2014 una retribución adicional a la venta de energía en el mercado de 3.285 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 3.587 euros anuales de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.
 - o Una instalación de 100 kW, con tarifa preasignada en la 1ª convocatoria de 2010 del tipo I.2 establecido en el Real Decreto 1578/2008, con fecha de puesta en marcha en 2011, en zona 2 de radiación, que funcione una media anual de 1.300 horas a potencia nominal, pasaría de percibir en 2014 una retribución adicional a la venta de energía en el mercado de 35.412 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 38.491 euros anuales de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.
 - o Una instalación de 5 MW con seguimiento a 2 ejes, con tarifa preasignada en la 2ª convocatoria de 2011 del tipo II establecido en el Real Decreto



1578/2008, con fecha de puesta en marcha en 2012, en zona 4 de radiación, que alcance una media anual de 2.124 horas a potencia nominal, pasaría de percibir en 2014 una retribución adicional a la venta de energía en el mercado de 927.320 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 992.826 euros anuales de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.

- **Subgrupo b.1.2 Energía solar termoeléctrica.**

Situación general de la tecnología solar termoeléctrica

En el año 2013 existían en España 50 instalaciones solares termoeléctricas con una potencia total instalada de 2.300 MW. Estas 50 instalaciones representan aproximadamente el 5,8% de la potencia total de las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos. Asimismo, han vertido al sistema 3.433 GWh en 2012, esto supone aproximadamente un 3,3% del total de energía generada por las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos.

Las instalaciones solares termoeléctricas son recientes, la más antigua data del año 2006 y se han venido instalando de manera continuada hasta la actualidad.

En el año 2012 las instalaciones solares termoeléctricas han percibido unos 930 millones de euros en concepto de retribución adicional al precio del mercado, financiado por los consumidores eléctricos.

En la siguiente tabla se muestran los parámetros económicos más relevantes del colectivo de plantas solares termoeléctricas asociados a la venta de energía eléctrica desde el año de puesta en marcha de la primera (2006) hasta el 2012, según las estadísticas de la CNMC. A lo largo de estos años, la energía vertida ha coincidido siempre con la energía primada.

Año	Pot eléctrica Acumulada (MW _e)	Energía vertida (GWh _e)	Retribución Total (Mercado + Primas)		Primas	
			millones de euros	€/MWh ⁽¹⁾	millones de euros	€/MWh ⁽²⁾
2006	-	-	-	-	-	-
2007	11	8	2,05	256,3	1,95	255,7
2008	61	15	5,10	340,0	4,07	264,9
2009	232	130	38,57	296,7	34,99	269,5
2010	532	692	211,50	305,6	184,87	267,3
2011	999	1.779	518,93	291,7	426,90	239,9
2012	1.950	3.433	1.091,09	317,8	925,44	269,6

⁽¹⁾ *Retribución total / Energía vertida*

⁽²⁾ *Prima equivalente / Energía vertida*

Desde el comienzo de su actividad hasta final de 2013, las instalaciones solares termoeléctricas se estima que habrán recibido un total de unos 3.138 millones de euros en concepto de retribución total, de los cuales: habrán percibido unos 498 millones de euros en concepto de retribución de mercado y unos 2.640 millones de euros en concepto de retribución de primas.



Las primas recibidas hasta final de 2013 (unos 2.640 millones de euros) se estima que suponen un 21% de la inversión total realizada en este tipo de instalaciones (estimada en unos 12.559 millones de euros).

Desde 2014 hasta finalizar su vida útil regulatoria, se estima que las instalaciones termosolares supondrán un sobrecoste para el sistema eléctrico de unos 31.553 millones de euros (adicionales a los 2.640 millones de euros de primas recibidas hasta la actualidad), además de la retribución que estas instalaciones perciban procedente del mercado en ese periodo.

Parámetros e hipótesis consideradas

En el área solar termoeléctrica se han definido un total de 20 estándares que representan la totalidad de instalaciones que se encuentran liquidando producción de energía según los datos de la CNMC.

Se han considerado 7 casos tipo en función de la tecnología utilizada: centrales de colectores cilindro parabólicos sin almacenamiento y con almacenamiento de 7 horas o de 9 horas, centrales de receptor central o de torre, sin almacenamiento y con almacenamiento de 15 horas, centrales de colectores lineales de Fresnel y central híbrida solar-biomasa. A partir de cada caso tipo se genera un estándar por cada año de puesta en marcha en el cual existan instalaciones del caso tipo.

Los parámetros económicos más relevantes utilizados para caracterizar los estándares asociados al aprovechamiento de la energía solar termoeléctrica son los relativos a la inversión, los costes e ingresos durante su explotación y la vida útil regulatoria.

La inversión asociada a cada estándar, se ha estimado con base en estudios de instalaciones reales, análisis de informes específicos, datos de la CNMC, información de asociaciones del sector y datos de promotores.

El ratio de inversión varía en función de la tecnología, horas de almacenamiento y año de puesta en marcha. El ratio de inversión varía desde 3,451 millones de euros/MW de instalaciones Fresnel con puesta en marcha en 2012 hasta 12,530 millones de euros/MW de instalaciones de torre con almacenamiento de 15 horas y puesta en marcha en 2011.

Los gastos de explotación considerados son los principales para la correcta explotación de la central, entre los que se destacan el alquiler de terrenos, los consumos de electricidad, gas y agua, la gestión, seguridad y mantenimiento preventivo y correctivo, los gastos de representación, el impuesto de bienes inmuebles de características especiales, los seguros, el peaje de generación y el tributo de generación (7% sobre el total de ingresos). Los gastos anuales de explotación varían en función de la tecnología, de la potencia y del año de puesta en marcha. En 2014 se han considerado gastos de explotación entre 71,81 €/MWh para instalaciones cilindro parabólicas con 9 horas de almacenamiento y puesta en marcha en 2013 y 104,68 €/MWh para instalaciones de receptor central (torre) sin almacenamiento con puesta en marcha en 2006.

En cuanto a las horas de funcionamiento en el pasado, se ha tomado para cada estándar las horas de funcionamiento reales de acuerdo con datos publicados por la CNMC.

Para calcular las horas de funcionamiento futuras (a partir del 13 de julio de 2013), se han analizado los datos de producción del año 2012 de todas las instalaciones de cada estándar. Estos datos de producción incluyen hasta un 15% de generación eléctrica a



partir de un combustible, mayoritariamente gas. Dado que la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, en su redacción dada por la Ley 15/2012, de 27 de diciembre², estableció que la energía eléctrica imputable a la utilización de un combustible en una instalación de generación que utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles no será objeto de régimen retributivo específico, se han corregido estos datos de producción para no considerar la producción eléctrica asociada al gas, considerando que esta producción ha sido del 15% en 2012.

A partir de 2014 se considera que todas las instalaciones sufren una pérdida de rendimiento y por tanto de producción, del 0,20% anual, que empieza a aplicar en 2015.

Hasta el 13 de julio de 2013 se consideran para todos los estándares los ingresos totales reales según datos de la CNMC. A partir del 14 de julio de 2013 se consideran los ingresos estimados por venta de energía en el mercado eléctrico (pool) y el régimen retributivo aplicable.

Se ha establecido una vida útil regulatoria de 25 años, con base en estudios e informes nacionales e internacionales y las características de los equipos ofrecidas por los fabricantes.

Con carácter general se considera como año de puesta en marcha el que consta en la CNMC, independientemente de que ese año la central produzca energía o no, y como año de inicio de explotación el siguiente al de puesta en marcha.

Estimación del impacto económico del nuevo sistema retributivo

El impacto económico que el nuevo esquema retributivo tiene sobre cada instalación concreta difiere sensiblemente en función tanto de la instalación tipo asociada a cada instalación como del funcionamiento real de cada instalación. Comparativamente con la normativa anterior, la nueva retribución recoge dos efectos principales:

- a) Eliminación del complemento por energía reactiva. Según el Real Decreto- ley 9/2013 de 12 de julio, todas las instalaciones dejan de percibir el complemento por energía reactiva.
- b) Aplicación de los nuevos parámetros retributivos a las instalaciones tipo. Si bien como se ha mencionado anteriormente el impacto económico difiere para cada instalación concreta, se detallan a continuación algunas simulaciones para diferentes situaciones, no pretendiendo ser una muestra exhaustiva de todos los estándares manejados.
 - o Una instalación solar termoeléctrica de 50 MW con canales cilindro parabólicos y sin almacenamiento, con fecha de puesta en marcha en 2012, que alcance una media anual de funcionamiento de 2.167 horas a potencia nominal, pasaría de percibir en 2014 una retribución adicional a la venta de energía en el mercado de 27.087.830 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 24.166.451 euros anuales de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.
 - o Una instalación solar termoeléctrica de 50 MW con canales cilindro parabólicos sin almacenamiento, con fecha de puesta en marcha en 2009,

² Esta previsión ha sido igualmente contemplada en el artículo 14.7 d) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.



que alcance una media anual de funcionamiento de 2.167 horas a potencia nominal, pasaría de percibir en 2014 una retribución adicional a la venta de energía en el mercado de 27.087.830 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 26.335.121 euros anuales de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.

- Una instalación solar termoeléctrica de 17 MW con receptor central (torre) y con almacenamiento, con fecha de puesta en marcha en 2011, que alcance una media anual de funcionamiento de 4.879 horas a potencia nominal, pasaría de percibir en 2014 una retribución adicional a la venta de energía en el mercado de 20.736.002 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 23.018.521 euros anuales de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.

- **Subgrupo b.2.1 Energía eólica en tierra.**

Situación general de la tecnología eólica

En el año 2013 existían en España unas 1.325 instalaciones eólicas en tierra con una potencia total instalada de alrededor de 22.800 MW (aproximadamente supone un 58% de la potencia total de las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos) y una energía vertida al sistema en 2012 de 48.329 GWh (aproximadamente supone un 50% del total de energía generada por las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos).

La práctica totalidad -un 99,9%- de los parques eólicos que permanecen en servicio comenzaron su operación del año 1994 en adelante. Si bien se han venido instalando de manera continuada hasta la actualidad, más del 70% se puso en marcha en la última década, en términos de potencia. De esta forma existe aproximadamente un 28% de la potencia eólica que tiene una antigüedad superior a los 10 años en explotación, un 44% entre 6 y 10 años y un 28% tiene 5 años o menos.

En el año 2012 las instalaciones eólicas han percibido más de 2.000 millones de euros en concepto de prima equivalente, financiado por los consumidores eléctricos.

La tabla siguiente muestra los parámetros económicos más relevantes del colectivo de parques eólicos asociados a la venta de energía eléctrica al sistema desde 1998 hasta 2012, según estadísticas de la CNMC.

Año	Potencia eléctrica instalada acumulada (MW _E)	Energía vertida al sistema (GWh _E)	Retribución total		Prima Equivalente	
			millones de euros	€/MWh	millones de euros	€/MWh
1998	886	1.354	92	68,10	92	68,10
1999	1.686	2.694	180	66,84	180	66,84
2000	2.296	4.689	315	67,22	315	67,22
2001	3.508	6.931	464	66,91	464	66,91



Año	Potencia eléctrica instalada acumulada (MW _E)	Energía vertida al sistema (GWh _E)	Retribución total		Prima Equivalente	
			millones de euros	€/MWh	millones de euros	€/MWh
2002	5.066	9.603	709	73,80	379	39,46
2003	6.324	12.062	753	62,44	294	24,39
2004	8.532	16.087	1.013	62,97	452	28,08
2005	10.095	21.190	1.856	87,61	613	28,92
2006	11.897	23.168	2.104	90,80	866	37,37
2007	14.537	27.603	2.157	78,14	1.004	36,36
2008	16.323	32.131	3.226	100,41	1.156	35,97
2009	18.861	38.275	3.065	80,09	1.621	42,36
2010	19.706	43.144	3.366	78,03	1.965	45,56
2011	21.069	41.862	3.657	87,36	1.711	40,87
2012	22.636	48.329	4.097	84,77	2.053	42,48

Nota: Hasta el año 2002, la CNMC no distingue entre retribución total y prima equivalente para el área eólica.

En el periodo 1998-2013, las instalaciones eólicas se estima que habrán recibido un total de unos 31.400 millones de euros en concepto de primas más mercado de los cuales: habrán percibido unos 15.400 millones de euros en concepto de primas y unos 16.000 millones de euros en concepto de retribución en el mercado.

La cantidad de primas recibida hasta la fecha por las instalaciones eólicas se estima que supone un 58% de la inversión total realizada en los parques eólicos (unos 26.400 millones de euros en el mismo periodo 1998-2013).

Desde 2014 y hasta finalizar su vida útil regulatoria, se estima que los parques eólicos supondrán un sobrecoste para el sistema eléctrico de unos 19.300 millones de euros (adicionales a los 15.400 millones de euros de primas recibidas hasta la fecha), además de lo que perciban estas instalaciones procedente del mercado de producción.

Parámetros e hipótesis consideradas

Para las instalaciones eólicas en tierra se han definido un total de 46 estándares, en función del tamaño del parque eólico - diferenciando si la potencia instalada es inferior o no a 5 MW- y del año de autorización de explotación definitiva -desde 1994, inclusive, y hasta 2016-.

Los parámetros económicos más relevantes utilizados para caracterizar las instalaciones tipo asociadas al aprovechamiento de la energía eólica en ubicaciones en tierra son los siguientes.

- Vida útil regulatoria. Para la determinación de la vida útil regulatoria, se ha considerado un valor de 20 años, valor representativo de la vida de diseño de los aerogeneradores como equipos principales y que representan la mayor partida de inversión, en coherencia con los sistemas de referencia utilizados hasta la fecha por



instituciones nacionales e internacionales y las características de los equipos ofertadas por los fabricantes.

- En la práctica, es previsible que algunas instalaciones eólicas pudieran mantener su operación más allá de la vida útil regulatoria considerada, dependiendo tanto del estado operativo de los equipamientos al final del periodo, con base en las actuaciones de mantenimiento realizadas, como de distintos factores coyunturales no tecnológicos. No obstante, no se considera que una extensión más allá de la vida de diseño de los aerogeneradores pueda utilizarse como criterio general. Valor estándar de la inversión inicial. Para la determinación del valor estándar de la inversión inicial se han tenido en consideración para cada año de puesta en funcionamiento, las siguientes partidas de costes principales: aerogeneradores, incluyendo su transporte, instalación y puesta en marcha, obra civil, red interna de potencia, subestación y evacuación incluyendo los equipos eléctricos para adaptarse a los requerimientos del operador del sistema, gastos de promoción e ingeniería previa a la entrada en explotación. Igualmente se han tenido en consideración otras partidas, tales como los equipos de medición del recurso eólico y los equipamientos de adecuación a los “requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas” establecidos por el P.O.12.3.

Para las instalaciones eólicas de potencia superior a los 5 MW, los ratios de inversión utilizados varían en el rango [957.000 – 1.407.000] €/MW, dependiendo del año de puesta en marcha. Para las instalaciones eólicas de potencia menor o igual a 5 MW, se ha considerado un incremento del 10% en el ratio de inversión respecto a los de potencia superior, de modo que varían en el rango [1.052.700 – 1.547.700] €/MW.

Las fases asociadas a parques eólicos presentan ratios de inversión similares o incluso inferiores a los relativos a las instalaciones tipo para potencia > 5 MW, por lo que, a pesar de que administrativamente puedan tener una potencia ≤ 5 MW puesta en marcha en un año determinado, han de aplicárseles las instalaciones tipo de potencia superior a los 5 MW.

- Costes de explotación. Los costes de explotación se han dividido en costes variables con la generación eléctrica y costes fijos que son independientes de la misma.
 - a) Entre los costes de explotación variables se encuentra, como partida principal el asociado a la operación y mantenimiento integral de los aerogeneradores, que incluye todas las labores contempladas en los procedimientos habituales reflejados en los manuales del fabricante, considerando tanto la mano de obra, como los fungibles y cualquier otro repuesto necesario para el mantenimiento preventivo y correctivo. En general, los potenciales costes para el promotor por averías de maquinaria que supongan grandes correctivos han de estar cubiertos en su mayor parte por las coberturas de “Todo Riesgo Daños Materiales”, de “averías de maquinaria” y de “interrupción de negocio” incluidas en las pólizas de seguros suscritas. En definitiva, para la operación y mantenimiento integral se ha considerado un valor medio que caracteriza a cada instalación tipo a lo largo de la vida de diseño del parque eólico, que implícitamente tiene en cuenta, entre otros factores, que es menos significativo durante el periodo de garantía de los aerogeneradores.



También se han considerado las siguientes partidas de costes variables: la operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas, el pago de peajes de acceso desde 2011 (0,50 €/MWh), los costes de representación en el mercado (en el rango 0,23 - 0,25 €/MWh) en aplicación de la normativa vigente desde 2008, el efecto de los desvíos sobre la producción prevista (hasta 2013, integrado como minoración de ingresos en las retribuciones históricas reales y a futuro, se ha considerado los siguientes valores en función de la evolución histórica del coste de los desvíos de estas instalaciones: 1,00 €/MWh en 2014, 0,80 €/MWh en 2015 y 0,60 €/MWh de 2016 en adelante) y el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica que establece la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (7% del valor de la producción) desde 2013.

De conformidad con el artículo 13.3, del Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX, no se han tenido en cuenta cánones eólicos que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español.

- b) Entre las partidas fijas, independientes de la producción, se encuentra el alquiler de terrenos, el coste de los seguros, tasas locales aplicadas a los Bienes Inmuebles de Características Especiales -BICEs-, y gastos generales y de administración y gestión.

En relación con los gastos de desmantelamiento y de restitución del terreno al final de la vida útil de la instalación eólica, se ha considerado que éstos estarían compensados por el valor residual de la instalación y especialmente por el de los aerogeneradores y equipamientos principales.

Para las instalaciones eólicas de potencia superior a los 5 MW, los costes de explotación históricos utilizados varían en el rango [11,69 – 26,61] €/MWh, dependiendo del año de puesta en marcha, con especial afección de las horas equivalentes de funcionamiento medias reales, así como del incremento de las cargas debido a peajes e impuestos cuando han tenido lugar. Para las instalaciones eólicas de potencia menor o igual a 5 MW, se ha considerado un incremento de costes de explotación del 15% respecto a los de potencia superior, de modo que varían en el rango [13,44 – 29,62] €/MW.

Las fases asociadas a parques eólicos presentan costes de explotación similares a los relativos a las instalaciones tipo para potencia > 5 MW, por lo que, a pesar de que administrativamente puedan tener una potencia ≤ 5 MW puesta en marcha en un año determinado, han de aplicárseles las instalaciones tipo de potencia superior a los 5 MW.

- “Horas equivalentes de funcionamiento. Para la determinación de las horas equivalentes de funcionamiento, se ha tenido en cuenta, para cada instalación tipo, las horas anuales medias reales por año de puesta en marcha que han realizado las instalaciones, según los datos publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Para su cálculo se han realizado las siguientes consideraciones:
 - Hasta el 13 de julio de 2013, se han aplicado las horas anuales reales (medias para toda la potencia eólica instalada y desglosada en función del año de puesta en marcha).



- En 2013, a partir del 14 de julio, se ha considerado la media histórica de horas reales de funcionamiento, también desglosadas en función del año de puesta en marcha, excluyendo del cálculo las horas del primer año en que entró en explotación.
- Para la determinación del dato de horas equivalentes aplicable a partir de 2014:
 - Parques puestos en marcha hasta 2006: Se ha utilizado la media de producción histórica, excluyendo el primer año de entrada en operación.
 - Parques puestos en marcha en el periodo 2007-2013: Debido al escaso histórico disponible y a la reducida diferenciación en términos de recurso eólico en los emplazamientos y en la tecnología utilizada, se ha optado por tomar como más representativo el valor promedio de la producción anual real, según la CNMC, de los parques eólicos puestos en marcha en el periodo 2007-2011.

Las horas equivalentes de funcionamiento utilizadas varían en el rango [1.934 – 2.910] h, dependiendo de los datos históricos disponibles en la información aportada por la CNMC, en función del año de puesta en marcha, así como de la hipótesis utilizada para la fatiga y pérdida de disponibilidad técnica durante los últimos años de explotación. Las horas de funcionamiento no dependen del tamaño del parque eólico, por lo que se han utilizado los mismos valores medios en los dos rangos de potencia definidos.

- Ingresos obtenidos hasta la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio. Para la determinación de los ingresos obtenidos por las instalaciones hasta la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, se han considerado para cada instalación tipo, los ingresos reales medios publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia.

Los ratios de los ingresos históricos medios utilizados varían en el rango [62,2 – 104.1] €/MWh, dependiendo de los datos disponibles en la información aportada por la CNMC, en función del año de puesta en marcha. La retribución en términos unitarios por MWh no depende del tamaño del parque eólico, por lo que se han utilizado los mismos valores medios en los dos rangos de potencia definidos.

En todas las instalaciones tipo, se ha tenido en cuenta una pérdida de producción del 0,5% anual durante los últimos 5 años de la vida útil regulatoria, por envejecimiento y menor disponibilidad técnica.

Estimación del impacto económico del nuevo sistema retributivo

El impacto económico que el nuevo esquema retributivo tiene sobre cada instalación concreta difiere sensiblemente en función tanto de la instalación tipo asociada a cada instalación como del funcionamiento real de cada instalación. Comparativamente con la normativa anterior, la nueva retribución recoge dos diferencias principales:

- a) Eliminación del complemento por energía reactiva. Según el Real Decreto- ley 9/2013 de 12 de julio, todas las instalaciones dejan de percibir el complemento por energía reactiva.
- b) Aplicación de los nuevos parámetros retributivos a las instalaciones tipo. Si bien como se ha mencionado anteriormente el impacto económico difiere para cada instalación concreta, se detallan a continuación algunas simulaciones para



diferentes situaciones, no pretendiendo ser una muestra exhaustiva de todos los estándares manejados.

- Las instalaciones de potencia superior a los 5 MW cuyo año de autorización de explotación definitiva es igual o anterior al 2004 no perciben retribución específica, por haber superado la rentabilidad razonable establecida por la ley, percibiendo desde la aplicación del nuevo esquema retributivo exclusivamente el precio del mercado de producción. En el anterior esquema retributivo estas instalaciones estaban percibiendo una prima equivalente en el entorno de los 40 €/MWh.
- Las instalaciones de potencia menor o igual a los 5 MW, que no sean fases de parques eólicos de potencia superior y cuyo año de autorización de explotación definitiva es anterior al 2002 no perciben retribución específica por haber superado la rentabilidad razonable establecida por la ley.
- Por su parte, una instalación eólica de 25 MW de potencia cuyo año de autorización de explotación definitiva sea 2012, que tenga una media anual de 2.100 horas equivalentes de funcionamiento, pasaría de percibir en 2014 una retribución adicional a la venta de energía en el mercado de aproximadamente 2.150.000 euros en el anterior régimen retributivo a 2.536.725 euros de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.
- Una instalación eólica de 25 MW de potencia cuyo año de autorización de explotación definitiva sea 2008, que tenga una media anual de 2.680 horas equivalentes de funcionamiento, pasaría de percibir en 2014 una retribución adicional a la venta de energía en el mercado de aproximadamente 2.744.000 euros en el anterior régimen retributivo a 2.486.625 euros de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.

Grupo b.3 Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la geotérmica, hidrotérmica, aerotérmica, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas.

Se han realizado estándares para dos proyectos singulares incluidos en este grupo:

- 1) Planta de aprovechamiento de las olas con fecha de puesta en marcha en el año 2011.
- 2) Planta de generación eléctrica con aprovechamiento térmico del agua de mar con fecha de puesta en marcha en el año 2014.

Grupos b.4 y b.5 Centrales hidroeléctricas.

Situación general de la tecnología hidroeléctrica

España tiene un elevado potencial hidroeléctrico, gran parte del cual ha sido ya desarrollado a lo largo más de un siglo, dando como resultado un importante y consolidado sistema de generación hidroeléctrica. En la actualidad, la tendencia por lo que respecta al desarrollo de nueva capacidad no es muy dinámica, con unos incrementos en la última década de entre 40-50 MW anuales. Aproximadamente, más del 80% de la potencia acumulada total fue instalada antes del año 2005.



A finales de 2013, la potencia acumulada total en España en el área hidroeléctrica (con régimen económico primado) era de 2.070 MW, distribuida en unos 1.410 MW de centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada no sea superior a 10 MW (grupo b.4) y 660 MW de centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada sea superior a 10 MW.

En total, existen unas 1.000 instalaciones hidroeléctricas con régimen económico primado, de las cuales más del 60% son instalaciones de potencia inferior o igual a 1 MW.

En el año 2012 el área hidroeléctrica ha percibido algo menos de 200 millones de euros en concepto de prima, aunque esta cifra varía sensiblemente en función de la hidraulicidad del año considerado.

La tabla siguiente muestra los parámetros energéticos y económicos más relevantes del área hidroeléctrica con régimen económico primado desde el año 1988, primer año con datos estadísticos de la CNMC.

Año	Potencia eléctrica instalada acumulada (MW _E)	Energía vertida al sistema (GWh _E)	Retribución total (mercado + primas)		Primas	
			millones de euros	€/MWh	millones de euros	€/MWh
1998	1.297	3.624	250,65	69,16	250,65	69,16
1999	1.437	257,91	257,91	67,91	257,91	67,91
2000	1.467	3.936	265,95	67,57	265,95	67,57
2001	1.560	4.409	289,46	65,65	289,46	65,65
2002	1.592	3.901	285,94	73,29	285,94	73,29
2003	1.665	5.091	335,55	65,91	335,55	65,91
2004	1.707	4.752	316,58	66,62	309,18	309,18
2005	1.769	3.820	336,15	88,00	279,78	279,78
2006	1.899	4.148	371,18	89,49	288,037	69,44
2007	1.896	4.126	319,38	77,40	228,45	55,37
2008	1.981	4.640	446,05	96,13	233,97	50,42
2009	2.016	5.444	439,41	80,72	256,28	47,07
2010	2.030	6.753	528,55	78,26	296,97	44,01
2011	2035	5.281	458,14	86,76	206,04	39,01
2012	2.033	4.634	398,42	85,97	184,08	39,72

Desde el año 1998, las centrales hidroeléctricas con régimen económico primado se estima que habrán recibido un total de unos 5.879 millones de euros en concepto de primas más mercado de los cuales: habrán percibido unos 4.263 millones de euros en concepto de primas y unos 1.613 millones de euros de retribución por el mercado.



La cantidad de primas recibida hasta la fecha se estima que supone un 186% de la inversión total realizada por centrales hidroeléctricas con régimen primado en sus instalaciones energéticas (que se estima asciende a unos 2.296 millones de euros).

Desde 2014 hasta finalizar su vida útil regulatoria, se estima que las instalaciones hidráulicas supondrán un sobrecoste para el sistema eléctrico de unos 1.250 millones de euros (adicionales a los 4.263 millones de euros que han recibido ya de primas en el período 1998-2013), además de lo que perciban estas instalaciones procedente del mercado en dicho período.

Parámetros e hipótesis consideradas

El nuevo R.D. XXX/2014 subdivide el grupo b.4 en dos subgrupos:

- Subgrupo b.4.1. Centrales hidroeléctricas cuyas instalaciones hidráulicas (presa o azud, toma, canal y otras) han sido construidas exclusivamente para uso hidroeléctrico.
- Subgrupo b.4.2. Centrales hidroeléctricas que han sido construidas en infraestructuras existentes (presas, canales o conducciones) o dedicadas a otros usos distintos al hidroeléctrico.

Para el subgrupo b.4.1. se han definido 52 estándares, clasificados en función de la potencia: 26 estándares para las centrales de potencia inferior o igual a 1 MW y 26 estándares para las centrales de potencia superior a 1 MW y menor o igual a 10 MW, en función del año de autorización de explotación definitiva desde 1994, inclusive y hasta 2016. Para las instalaciones más antiguas a 1994, que permanezcan en servicio aunque hayan superado el periodo de vida útil regulatoria, se les asigna la instalación tipo del año 1994.

Para el subgrupo b.4.2. se han definido 52 estándares, clasificados en función de la potencia: 26 estándares para las centrales de potencia inferior o igual a 1 MW y 26 estándares para las centrales de potencia superior a 1 MW y menor o igual a 10 MW, en función del año de autorización de explotación definitiva desde 1994, inclusive y hasta 2016. Para las instalaciones más antiguas a 1994, que permanezcan en servicio aunque hayan superado el periodo de vida útil regulatoria, se les asigna la instalación tipo del año 1994.

El nuevo R.D. XXX/2014 ha subdividido el grupo b.5 en dos subgrupos:

- Subgrupo b.5.1. Centrales hidroeléctricas cuyas instalaciones hidráulicas (presa o azud, toma, canal y otras) han sido construidas exclusivamente para uso hidroeléctrico.
- Subgrupo b.5.2. Centrales hidroeléctricas que han sido construidas en infraestructuras existentes (presas, canales o conducciones) o dedicadas a otros usos distintos al hidroeléctrico.

Para los subgrupos b.5.1. y b.5.2. se han definido un total de 52 estándares, 26 para el subgrupo b.5.1. y 26 para el subgrupo b.5.2., en función del año de autorización de explotación definitiva desde 1994, inclusive y hasta 2016. Para las instalaciones más antiguas a 1994, que permanezcan en servicio aunque hayan superado el periodo de vida útil regulatoria, se les asigna la instalación tipo del año 1994.



Los parámetros económicos más relevantes utilizados para caracterizar las instalaciones tipo asociadas al aprovechamiento de la energía hidroeléctrica son los siguientes:

- Vida útil regulatoria. Se ha considerado un valor de 25 años, en coherencia con los sistemas de referencia utilizados hasta la fecha por instituciones nacionales e internacionales y las características de los equipos ofrecidas por los fabricantes.

En la práctica, es previsible que algunas centrales hidroeléctricas pudieran mantener su operación más allá de la vida útil regulatoria considerada, dependiendo del estado de los equipos al final del período, con base en las actuaciones de mantenimiento realizadas.

- Valor estándar de la inversión inicial. Para la determinación de la inversión se han tenido en consideración, para cada año de puesta en funcionamiento, las partidas principales asociadas a la ejecución de la central hidroeléctrica: obra civil, grupos turbogeneradores y auxiliares, sistema eléctrico, control e interconexión, ingeniería de detalle y dirección de obra del proyecto.
 - Para las centrales hidroeléctricas del subgrupo b.4.1. de potencia superior a 1 MW y menor o igual a 10 MW, los ratios de inversión utilizados varían en el rango [1.490 – 2.246] €/kW, dependiendo del año de puesta en marcha. Para las centrales hidroeléctricas del mismo subgrupo de potencia menor o igual a 1 MW, se ha considerado un incremento del 10% en el ratio de inversión respecto a los de potencia superior, de modo que varían en el rango [1.639 – 2.470] €/kW.
 - Para las centrales hidroeléctricas del subgrupo b.4.2. de potencia superior a 1 MW y menor o igual a 10 MW, los ratios de inversión utilizados varían en el rango [995 – 1.500] €/kW, dependiendo del año de puesta en marcha. Para las centrales hidroeléctricas del mismo subgrupo de potencia menor o igual a 1 MW, se ha considerado un incremento del 10% en el ratio de inversión respecto a los de potencia superior, de modo que varían en el rango [1.095 – 1.650] €/kW.
 - Para las centrales hidroeléctricas del subgrupo b.5.1., los ratios de inversión utilizados varían en el rango [1.100 – 1.658] €/kW, dependiendo del año de puesta en marcha.
 - Para las centrales hidroeléctricas del subgrupo b.5.2. los ratios de inversión utilizados varían en el rango [745 – 1.123] €/kW, dependiendo del año de puesta en marcha.
- Costes de explotación. Los costes de explotación contemplados han sido: operación y mantenimiento integral de los equipos e instalaciones hidráulicas, seguros, cánones hidráulicos, alquiler de terrenos y de la concesión administrativa de aguas, tasas locales, pago de peajes de acceso desde 2011 (0,5 €/MWh), los costes de representación y de desvíos sobre la producción prevista desde 2008 y el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (7% sobre los ingresos totales), así como la tasa hidroeléctrica (2,2% sobre los ingresos totales) establecidos en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.



- Para las centrales hidroeléctricas del subgrupo b.4.1. y b.4.2. de potencia superior a 1 MW y menor o igual a 10 MW, los costes de explotación utilizados varían en el rango [17,2 – 41,0] €/MWh, dependiendo del año de puesta en marcha. Para las centrales hidroeléctricas del mismo subgrupo de potencia menor o igual a 1 MW, se ha considerado un incremento del 10% respecto a los de potencia superior, de modo que varían en el rango [18,9– 45,1] €/MWh.
- Para las centrales hidroeléctricas del subgrupo b.5.1. y b.5.2., los costes de explotación utilizados varían en el rango [15,1 – 35,0] €/MWh, dependiendo del año de puesta en marcha.
- Horas equivalentes de funcionamiento. Para la determinación de las horas equivalentes de funcionamiento, se han tenido en cuenta, para cada instalación tipo, las horas anuales medias reales, según los datos publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Para su cálculo se han realizado las siguientes consideraciones:
 - Para los años anteriores al 2014, se ha calculado las horas medias reales de funcionamiento para cada grupo de la potencia instalada acumulada en cada año. El rango de horas equivalentes de funcionamiento para los subgrupos incluidos en el grupo b.4. es [2.651 – 3.416] h y para los del b.5. es [2.243 – 3.488] h, en función de la información disponible de la CNMC, en función del año de puesta en marcha.
 - A partir de 2014, se calcula la media móvil de las horas de funcionamiento reales de los últimos 15 años, según procedimiento establecido por la Directiva de Energías Renovables.

Se ha considerado que para la subdivisión del grupo b.4 en los subgrupos b.4.1 y b.4.2, las horas de funcionamiento son las mismas, al no disponer de datos históricos de dicho desglose. Igualmente, se ha utilizado la misma hipótesis para la subdivisión del grupo b.5. en los subgrupos b.5.1. y b.5.2.

- Ingresos obtenidos hasta la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio. Para la determinación de los ingresos obtenidos por las instalaciones hasta la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, se han considerado para cada instalación tipo, los ingresos reales medios publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia para cada grupo.

Estimación del impacto económico del nuevo sistema retributivo

El impacto económico que el nuevo esquema retributivo tiene sobre cada instalación concreta difiere sensiblemente en función tanto de la instalación tipo asociada a cada instalación como del funcionamiento real de cada instalación. Comparativamente con la normativa anterior, la nueva retribución recoge dos diferencias principales:

- a) Eliminación del complemento por energía reactiva. Según el Real Decreto ley 9/2013 de 12 de julio, todas las instalaciones dejan de percibir el complemento por energía reactiva.
- b) Aplicación de los nuevos parámetros retributivos a las instalaciones tipo. Si bien como se ha mencionado anteriormente el impacto económico difiere para cada



instalación concreta, se detallan a continuación dos simulaciones para casos muy diferentes, en los que la incidencia del valor de la inversión (derivada fundamentalmente de la obra civil asociada) provoca una disparidad significativa en el efecto del cambio retributivo, debido fundamentalmente al subdivisión de este grupo en dos cuando anteriormente se consideraba como uno sólo. En todo caso no pretenden ser una muestra exhaustiva de todos los estándares manejados.

- o Una central hidroeléctrica de 2 MW de potencia, incluida en el subgrupo b.4.1., cuyo año de autorización de explotación definitiva sea 2007, que tenga una media anual de 3000 horas equivalentes de funcionamiento, pasaría de percibir en 2014 una retribución adicional a la venta de energía en el mercado de aproximadamente 247.626 euros en el anterior régimen retributivo a 287.222 euros de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.
- o Una central hidroeléctrica de 5 MW de potencia, incluida en el subgrupo b.4.2., cuyo año de autorización de explotación definitiva sea 2009, que tenga una media anual de 3000 horas equivalentes de funcionamiento, pasaría de percibir en 2014 una retribución adicional a la venta de energía en el mercado de aproximadamente 619.050 euros en el anterior régimen retributivo a 355.340 euros de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.

- **Grupos b.6 y b.8 Biomasa.**

Situación general de la biomasa

En el año 2013 existen en España 63 instalaciones de biomasa con una potencia total instalada de más 519 MW (aproximadamente supone un 1,3% de la potencia total de las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos) y una energía vertida al sistema en 2012 de 2.678 GWh (aproximadamente supone un 2,7% del total de energía generada por las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos).

Dentro de biomasa se incluyen las instalaciones de generación a partir de cultivos o residuos agrícolas o forestales y la biomasa procedente de instalaciones industriales.

Las instalaciones más antiguas de biomasa datan del año 1996 y se han venido instalando de manera continuada hasta la actualidad, aunque con una tendencia muy desigual pero acentuada en los últimos años.

En el año 2012 las instalaciones de biomasa han percibido 240 millones de euros en concepto de retribución adicional al precio del mercado.

La tabla siguiente muestra los parámetros económicos más relevantes del colectivo de plantas de biomasa asociados a la venta de energía eléctrica al sistema desde el año de arranque de la primera instalación hasta 2012 según estadísticas de la CNMC.



Año	Potencia eléctrica instalada acumulada (MW _E)	Energía vertida al sistema (GWh _E)	Retribución total (mercado + primas)		Primas	
			millones de euros	€/MWh	millones de euros	€/MWh
1996	36	219	14,58	66,71	14,58	66,71
1997	36	89	6,24	70,32	6,24	70,32
1998	47	108	7,28	67,24	7,28	67,24
1999	51	126	8,11	64,62	8,11	64,62
2000	94	174	10,26	58,92	10,26	58,92
2001	111	448	30,53	68,14	30,53	68,14
2002	201	776	55,88	72,03	55,88	72,03
2003	218	1014	68,72	67,78	68,72	67,78
2004	227	966	65,54	67,85	64,85	67,14
2005	248	1209	98,11	81,12	66,84	55,27
2006	298	1203	103,10	85,68	67,48	56,08
2007	297	1157	106,41	91,99	71,46	61,77
2008	330	1443	169,94	117,80	90,15	62,49
2009	337	1841	216,86	117,77	155,35	84,37
2010	382	1721	214,68	124,72	149,46	86,83
2011	440	2296	293,93	128,03	183,16	79,78
2012	495	2680	365,28	136,31	240,86	89,88

Desde el comienzo de su actividad hasta la actualidad, las instalaciones de biomasa se estima que habrán recibido un total de unos 2.243 millones de euros en concepto de primas más mercado de los cuales: habrán percibido unos 1.546 millones de euros en concepto de primas y unos 697 millones de euros de retribución por el mercado.

La cantidad de primas recibida hasta la fecha se estima que supone un 192% de la inversión total realizada por las plantas de biomasa (que se estima asciende a unos 1.167 millones de euros).

Desde 2014 hasta finalizar su vida útil regulatoria, se estima que la biomasa supondrá un sobrecoste para el sistema eléctrico de unos 5.354 millones de euros (adicionales a los 1.546 millones de euros de primas recibidas hasta la actualidad), además de la retribución que perciban procedente del mercado en dicho periodo.

Parámetros e hipótesis consideradas

En el área de biomasa se han definido un total de 48 estándares que representan la totalidad de instalaciones que se encuentran liquidando producción de energía según los datos de la CNMC. Se han considerado 2 casos tipo en función del combustible utilizado. A partir de cada caso tipo se genera un estándar por cada año de puesta en marcha.



Los parámetros económicos más relevantes utilizados para caracterizar los estándares asociados al aprovechamiento de la biomasa son los relativos a la inversión, los costes e ingresos durante su explotación y la vida útil regulatoria.

La inversión asociada a cada estándar, se ha estimado con base en estudios de instalaciones reales, análisis de informes específicos, datos de la CNMC, Planes de Energías Renovables 1989, 1999, 2005 y 2010, información de asociaciones del sector y entrevistas con promotores. Los valores de la inversión asociada según fecha de puesta en marcha varían entre 1.400 €/kW (1996) y 3.369 €/kW (2016) para el grupo b.6 y entre 1.300 €/kW (1996) y 3.128 €/kW (2016) para el grupo b.8.

Los costes de explotación se han considerado el contrato de mantenimiento, los costes de representación y desvíos, seguros, consumos de energía, cánones e impuestos, así como el pago de peajes de acceso. Adicionalmente se han considerado de forma separada los costes del combustible, dada su gran relevancia. Para su determinación se han utilizado las fuentes de información indicadas en el párrafo anterior.

Además se ha tenido en cuenta, de forma independiente el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica que establece la Ley 15/2012.

En total estos costes varían según el año de puesta en marcha entre 20,40 €/MWh (1997) y 53,29 €/MWh (2014) para el grupo b.6 y entre 17,34 €/MWh (1997) y 45,40 €/MWh (2014) para el grupo b.8.

Dada la heterogeneidad de los tipos y orígenes de la biomasa y teniendo en cuenta que no hay un mercado desarrollado ni un índice de referencia global para el precio adecuado a estas instalaciones, se han utilizado los valores de los distintos estudios realizados por el IDAE y la experiencia en proyectos concretos para desarrollar una evolución de los costes de biomasa, referenciados a un poder calorífico inferior entre 3,49 kWh/kg y 3,63 kWh/kg. Entre ellos se ha empleado la "Evaluación del potencial de Energía de la Biomasa: Estudio técnico PER: 2011-2020". Los valores utilizados para el cálculo varían según el año entre 25,20 €/t (1996) y 60,97 €/t (2014) para el grupo b.6 y entre 21,00 €/t (1996) y 50,81 €/t (2014) para el grupo b.8.

Para la estimación del consumo de biomasa se ha tenido en cuenta la evolución del rendimiento desde las primeras instalaciones hasta las actuales, de acuerdo con los parámetros de instalaciones puestas en marcha. Se ha considerado una variación del rendimiento según año de puesta en marcha desde el 19% en 1996 hasta el 26% en 2016.

Para la determinación de las horas equivalentes de funcionamiento y para el histórico de retribución de la venta de electricidad en el sistema, se ha utilizado como fuente, para cada instalación tipo, datos publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. En algunos años se han depurado instalaciones paradas, o con funcionamiento anómalo, que no pueden considerarse para el cálculo de los valores del estándar.

En particular para 2013 se han utilizado las horas reales de funcionamiento hasta julio/2013, estimándose las del periodo restante con base en el estándar establecido para la operación a futuro.

Hasta el 13 de julio de 2013 se consideran para todos los estándares los ingresos totales reales según datos de la CNMC. A partir del 14 de julio de 2013 se consideran los ingresos por venta de energía en el mercado eléctrico (pool) y el régimen retributivo aplicable.



Se considera una vida útil regulatoria de 25 años, con base en estudios e informes nacionales e internacionales y las características de los equipos ofrecidas por los fabricantes.

Con carácter general se considera como año de puesta en marcha el que consta en el registro de la CNMC, independientemente de que ese año la central produzca energía o no y como año de inicio de explotación el siguiente al de puesta en marcha.

Estimación del impacto económico del nuevo sistema retributivo

El impacto económico que el nuevo esquema retributivo tiene sobre cada instalación concreta difiere sensiblemente en función tanto de la instalación tipo asociada a cada instalación como del funcionamiento real de cada instalación. Comparativamente con la normativa anterior, la nueva retribución recoge dos diferencias principales:

- a) Eliminación del complemento por energía reactiva y del complemento de eficiencia. Según el Real Decreto ley 9/2013 de 12 de julio, todas las instalaciones dejan de percibir el complemento por energía reactiva y por eficiencia.
- b) Aplicación de los nuevos parámetros retributivos a las instalaciones tipo. Si bien como se ha mencionado anteriormente el impacto económico difiere para cada instalación concreta, se detallan a continuación algunas simulaciones para diferentes situaciones, no pretendiendo ser una muestra exhaustiva de todos los estándares manejados.
 - o Una instalación de 10 MW de aprovechamiento de residuos forestales, con fecha de puesta en marcha en 2008, que funcione una media anual de 6500 horas a potencia nominal, pasaría de percibir en 2014 una retribución adicional a la venta de energía en el mercado de 5.509.270 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 5.567.840 euros anuales de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.
 - o Una instalación de 10 MW de aprovechamiento de residuos de industria agroalimentaria, con fecha de puesta en marcha en 2010, que funcione una media anual de 6500 horas a potencia nominal, pasaría de percibir en 2014 una retribución adicional a la venta de energía en el mercado de 4.733.755 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 4.208.770 euros anuales de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.

• **Grupo b.7 Biogás.**

Situación general del biogás

En el año 2013 existían en España 127 instalaciones de biogás, con una potencia total instalada de más 233 MW (aproximadamente supone un 0,6 % de la potencia total de las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos) y una energía vertida al sistema en 2012 de 837 GWh (aproximadamente supone un 0,8% del total de energía generada por las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos).

Se han considerado instalaciones de generación con biogás de vertedero, de digestores y con biolíquidos.



En el año 2012 las instalaciones de biogás han percibido 49 millones de euros en concepto de retribución adicional al precio del mercado.

La tabla siguiente muestra los parámetros económicos más relevantes del colectivo de plantas de biogás asociados a la venta de energía eléctrica al sistema desde el año de arranque de la primera instalación hasta 2012 según estadísticas de la CNMC.

Año	Potencia eléctrica instalada acumulada (MW _E)	Energía vertida al sistema (GWh _E)	Retribución total (mercado + primas)		Primas	
			millones de euros	€/MWh	millones de euros	€/MWh
1998	16	57	3,36	59,03	3,36	59,03
1999	18	63	3,89	61,94	3,89	61,94
2000	25	95	5,71	60,37	5,71	60,37
2001	47	139	8,54	61,49	8,54	61,49
2002	62	212	14,72	69,32	14,72	69,32
2003	127	313	19,45	62,20	19,45	62,20
2004	133	552	34,34	62,20	33,94	61,48
2005	142	568	51,26	90,29	36,58	64,44
2006	145	581	49,19	84,64	31,99	55,03
2007	150	604	49,62	82,15	31,37	51,93
2008	147	586	64,52	110,17	32,13	54,86
2009	178	638	56,86	89,07	35,54	55,67
2010	196	711	65,28	91,87	38,35	53,98
2011	205	776	79,39	102,34	41,91	54,02
2012	208	838	88,31	105,39	49,44	59,00

Desde el comienzo de su actividad hasta la actualidad, las instalaciones de biogás se estima que habrán recibido un total de unos 717 millones de euros en concepto de primas más mercado de los cuales: habrán percibido unos 457 millones de euros en concepto de primas y unos 260 millones de euros de retribución por el mercado.

La cantidad de primas recibida hasta la fecha se estima que supone un 118% de la inversión total realizada por las plantas de biogás (estimada en unos 610 millones de euros).

Desde 2014 y hasta finalizar su vida útil regulatoria, se estima que las instalaciones de biogás supondrán un sobrecoste para el sistema eléctrico de unos 1.105 millones de euros (adicionales a los 457 millones de euros de primas recibidas hasta la actualidad), además de la cantidad que perciban procedente del mercado en dicho periodo.

Parámetros e hipótesis consideradas

En el área de biogás se han definido 66 estándares que representan la totalidad de instalaciones que se encuentran liquidando producción de energía según los datos de la CNMC.



Se han considerado 2 casos tipo en función de la tecnología utilizada: biogás de vertederos y biogás de digestor o biolíquidos. A su vez se ha dividido la tecnología de digestor en dos tipos según plantas menores o iguales a 500 kW y plantas mayores de 500 kW. A partir de cada caso tipo se genera un estándar por cada año de puesta en marcha.

Los parámetros económicos más relevantes utilizados para caracterizar las instalaciones tipo asociadas al aprovechamiento de biogás son los relativos a la vida útil regulatoria, a la inversión asociada y a los costes e ingresos de la instalación durante su explotación.

Para la determinación de la vida útil regulatoria, se tomado un valor representativo de la vida de diseño de los equipos principales y que representan la mayor partida de inversión, en coherencia con los sistemas de referencia utilizados hasta la fecha por instituciones nacionales e internacionales y las características de los equipos ofrecidas por los fabricantes.

Para la determinación de la inversión se han tenido en consideración, como partidas asociadas principales, las relativas a obra civil, equipos principales, equipos eléctricos, instrumentación y control, conexión eléctrica, montaje, puesta en marcha, promoción e ingeniería y otros. La inversión asociada a cada estándar, se ha estimado en base a estudios de instalaciones reales, análisis de informes específicos, datos de la CNMC, Planes de Energías Renovables 1989, 1999, 2005 y 2010, información de asociaciones del sector y entrevistas con promotores. Los valores de la inversión asociada según fecha de puesta en marcha varían entre 1.143 €/kW (1998) y 1.586 €/kW (2016) para el grupo b.7.1, entre 3.923 €/kW (1998) y 5.440 €/kW (2016) para el grupo b.7.2 ≤ 500 kW y entre 3.269 €/kW (1998) y 4.533 €/kW (2016) para el grupo b.7.2 > 500 kW.

En los costes de explotación se han considerado el contrato de mantenimiento, los costes de representación y desvíos, seguros, consumos de energía, cánones e impuestos, así como el pago de peajes de acceso. Para su determinación se han utilizado las fuentes de información indicadas en el párrafo anterior.

Aunque no existe un coste definido del biogás utilizado, se ha incluido dentro de los costes de operación aquellos producidos para el tratamiento y adecuación del biogás a su uso en motores. Además, se ha incluido como coste de combustible el concepto de impuesto de hidrocarburos que toma valores distintos de cero desde 2013.

Además se ha tenido en cuenta, de forma independiente el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica que establece la Ley 15/2012. En total estos costes varían según el año de puesta en marcha entre 26,62 €/MWh (1999) y 64,97 €/MWh (2014) para el grupo b.7.1, entre 35,51 €/MWh (1999) y 89,52 €/MWh (2014) para el grupo b.7.2 ≤ 500 kW y entre 30,88 €/MWh (1999) y 78,46 €/MWh (2014) para el grupo b.7.2 > 500 kW.

Para la estimación del consumo de biogás se ha tenido en cuenta la evolución del rendimiento desde las primeras instalaciones hasta las actuales, de acuerdo con los parámetros de instalaciones puestas en marcha. Se ha considerado una variación del rendimiento según año de puesta en marcha desde el 28% en 1998 hasta el 38% en 2016.

Para la determinación de las horas equivalentes de funcionamiento y para el histórico de retribución de la venta de electricidad en el sistema, se ha utilizado, para cada instalación tipo, como fuente la información las ventas de energía del régimen especial,



publicada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. En algunos años se han depurado instalaciones paradas, o con funcionamiento anómalo, que no pueden considerarse para el cálculo de los valores del estándar.

En particular para 2013 se han utilizado las horas reales de funcionamiento hasta julio de 2013, estimándose las del periodo restante con base en el estándar establecido para la operación a futuro.

Hasta el 13 de julio de 2013 se consideran para todos los estándares los ingresos totales reales según datos de la CNMC. A partir del 14 de julio de 2013 se consideran los ingresos por venta de energía en el mercado eléctrico (pool) y el régimen retributivo aplicable.

Se considera una vida útil regulatoria de 25 años, con base en estudios e informes nacionales e internacionales y las características de los equipos ofrecidas por los fabricantes.

Con carácter general se considera como año de puesta en marcha el que consta en la CNMC, independientemente de que ese año la central produzca energía o no, y como año de inicio de explotación el siguiente al de puesta en marcha.

Estimación del impacto económico del nuevo sistema retributivo

El impacto económico que el nuevo esquema retributivo tiene sobre cada instalación concreta difiere sensiblemente en función tanto de la instalación tipo asociada a cada instalación como del funcionamiento real de cada instalación. Comparativamente con la normativa anterior, la nueva retribución recoge dos diferencias principales:

- a) Eliminación del complemento por energía reactiva y del complemento de eficiencia. Según el Real Decreto ley 9/2013 de 12 de julio, todas las instalaciones dejan de percibir el complemento por energía reactiva y por eficiencia.
- b) Aplicación de los nuevos parámetros retributivos a las instalaciones tipo. Si bien como se ha mencionado anteriormente el impacto económico difiere para cada instalación concreta, se detallan a continuación dos simulaciones para casos muy diferentes debido fundamentalmente a la subdivisión de este grupo en dos cuando anteriormente se consideraba como uno sólo. En todo caso no pretenden ser una muestra exhaustiva de todos los estándares manejados.
 - Una instalación de 1 MW con biogás de digestor, con fecha de puesta en marcha en 2008, que funcione una media anual de 4.235 horas a potencia nominal, pasaría de percibir en 2014 una retribución adicional a la venta de energía en el mercado de 257.958 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 427.539 euros anuales de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.
 - Una instalación de 2 MW de biogás de vertedero, con fecha de puesta en marcha en 2011, que funcione una media anual de 4.235 horas a potencia nominal, pasaría de percibir en 2014 una retribución adicional a la venta de energía en el mercado de 357.282 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 266.832 euros anuales de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.



- **Grupo c Residuos.**

Situación general residuos y licores negros

En el año 2013 existían en España 32 instalaciones de generación a partir de residuos y 6 a partir de licores negros, con una potencia total instalada de más 667 MW (aproximadamente supone un 1,7% de la potencia total de las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos) y una energía vertida al sistema en 2012 de 3.216 GWh (aproximadamente supone un 3,3 % del total de energía generada por las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos).

Se han considerado instalaciones de generación con residuos domésticos, residuos no contemplados en el grupo anterior, licores negros y otros.

En el año 2012 las instalaciones de generación con residuos y licores negros han percibido 148 millones de euros en concepto de retribución adicional al precio del mercado (86 millones de euros correspondientes a la combustión de residuos y 62 correspondientes a licores negros)

La tabla siguiente muestra los parámetros económicos más relevantes del colectivo de plantas de combustión de residuos asociados a la venta de energía eléctrica al sistema desde el año de arranque de la primera instalación hasta 2012 según estadísticas de la CNMC.

Año	Potencia eléctrica instalada acumulada (MW _E)	Energía vertida al sistema (GWh _E)	Retribución total (mercado + primas)		Primas	
			millones de euros	€/MWh	millones de euros	€/MWh
1996	247	859	53,59	62,38	53,59	62,38
1997	247	1011	61,32	60,67	61,32	60,67
1998	284	1219	70,49	57,84	70,49	57,84
1999	301	1364	75,43	55,30	75,43	55,30
2000	289	1276	69,35	54,34	69,35	54,34
2001	399	1575	92,20	58,55	92,20	58,55
2002	411	1810	107,75	59,54	107,75	59,54
2003	418	1944	108,13	55,62	108,13	55,62
2004	535	1927	105,20	54,59	96,11	49,88
2005	535	2234	160,24	71,74	106,69	47,77
2006	529	2072	153,35	74,01	89,53	43,21
2007	509	2335	147,87	63,32	80,09	34,29
2008	519	2346	210,00	89,52	69,39	29,58
2009	520	2563	172,32	67,23	75,12	29,31
2010	560	2751	184,71	67,14	80,91	29,41
2011	542	2678	217,50	81,22	82,59	30,84
2012	553	2538	208,25	82,05	86,32	34,01



Desde el comienzo de su actividad hasta la actualidad, las instalaciones de combustión de residuos se estima que habrán recibido un total de unos 2.292 millones de euros en concepto de primas más mercado de los cuales: habrán percibido unos 1.373 millones de euros en concepto de primas y unos 919 millones de euros de retribución por el mercado.

La cantidad de primas recibida hasta la fecha se estima que supone un 88% de la inversión total realizada por las plantas de combustión de residuos (estimada en unos 2.593 millones de euros).

Desde 2014 hasta finalizar su vida útil regulatoria, se estima que la tecnología de combustión de residuos supondrá un sobrecoste para el sistema eléctrico de 1.088 millones de euros (adicionales a los 1.373 millones de euros de primas recibidas hasta la actualidad), además de lo perciban procedentes del mercado en dicho periodo.

La tabla siguiente muestra los parámetros económicos más relevantes del colectivo de plantas de licores negros asociados a la venta de energía eléctrica al sistema desde el año de arranque de la primera instalación hasta 2012 según estadísticas de la CNMC.

Año	Potencia eléctrica instalada acumulada (MW _E)	Energía vertida al sistema (GWh _E)	Retribución total (mercado + primas)		Primas	
			millones de euros	€/MWh	millones de euros	€/MWh
1998	18	15	0,62	40,81	0,62	40,81
1999	18	12	0,53	44,20	0,53	44,20
2000	29	7	0,40	60,76	0,40	60,76
2001	61	108	6,04	56,03	6,04	56,03
2002	90	213	15,09	70,84	15,09	70,84
2003	110	259	15,96	61,65	15,96	61,65
2004	110	280	17,82	63,58	17,62	62,87
2005	110	343	34,15	99,68	25,29	73,82
2006	98	351	36,96	105,23	26,56	75,62
2007	110	412	36,39	88,30	23,93	58,08
2008	110	460	55,54	120,84	30,12	65,53
2009	156	544	64,89	119,31	46,72	85,90
2010	131	709	82,52	116,35	55,65	78,46
2011	131	661	86,79	131,25	54,88	83,00
2012	135	680	94,39	138,86	62,83	92,43

Desde el comienzo de su actividad hasta la actualidad, las instalaciones de licores negros se estima que habrán recibido un total de unos 660 millones de euros en concepto de primas más mercado de los cuales: habrán percibido unos 454 millones de



euros en concepto de primas y unos 207 millones de euros de retribución por el mercado.

La cantidad de primas recibida hasta la fecha se estima que supone un 747% de la inversión total realizada por las plantas de licores negros actualmente en operación (estimada en unos 88 millones de euros).

Desde 2014 hasta finalizar su vida útil regulatoria, se estima que los licores negros supondrán un sobrecoste para el sistema eléctrico de 576 millones de euros (adicionales a los 454 millones de euros de primas recibidas hasta la actualidad), además de lo perciban procedentes del mercado en dicho periodo.

Parámetros e hipótesis consideradas

Para representar la totalidad de instalaciones que se encuentran liquidando producción de energía según los datos de la CNMC, se han considerado 6 casos tipo en función de la tecnología utilizada más un caso tipo para la instalación acogida a la DA 6º del RD 661/2007. A partir de cada caso tipo se genera un estándar por cada año de puesta en marcha. En total se han generado 99 estándares, más el estándar correspondiente a la instalación acogida a la DA 6º del RD 661/2007.

Los parámetros económicos más relevantes utilizados para caracterizar las instalaciones tipo asociadas al aprovechamiento de residuos y licores negros son los relativos a la vida útil regulatoria, a la inversión asociada, y a los costes e ingresos de la instalación durante su explotación.

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

Para la determinación de la inversión se han tenido en consideración, como partidas asociadas principales, las relativas a terrenos, obra civil, equipos principales, equipos eléctricos, instrumentación y control, conexión eléctrica, montaje, puesta en marcha, promoción e ingeniería y otros. La inversión asociada a cada estándar, se ha estimado en base a estudios de instalaciones reales, análisis de informes específicos, datos de la CNMC, Planes de Energías Renovables 1989, 1999, 2005 y 2010, información de asociaciones del sector y entrevistas con promotores. Los valores de la inversión asociada según fecha de puesta en marcha varían entre 4.836 €/kW (1996) y 6.765 €/kW (2016) para el grupo c.1 con tecnología de lecho, entre 4.650 €/kW (1996) y 6.505 €/kW (2016) para el grupo c.1 con tecnología de parrilla, entre 929 €/kW (1996) y 1.300 €/kW (2016) para el grupo c.2 utilizando gases residuales y entre 4.400 €/kW (1996) y 6.156 €/kW (2016) para el grupo c.2 utilizando otros residuos. Además se ha tomado el valor de inversión para los dos casos tipo de instalaciones de licores negros, 386 €/kW y 821 €/kW, mientras que para la instalación del grupo c.3 se ha cogido 1.350 €/kW y para la instalación de la antigua DA 6ª, 1.900 €/kW.

Dentro de los costes de explotación se han considerado el contrato de mantenimiento, los costes de representación y desvíos, seguros, consumos de energía, cánones e



impuestos, así como el pago de peajes de acceso. Para su determinación se han utilizado las fuentes de información indicadas en el párrafo anterior.

En el caso de los residuos y licores negros no existe un coste de adquisición de combustible pero, dentro de los costes de explotación se ha considerado el coste derivado de la adecuación de los licores negros para su uso en combustión. Por otro lado, los costes de operación recogen el coste debido al tratamiento de sus emisiones para el cumplimiento de la legislación vigente.

Además se ha tenido en cuenta, de forma independiente el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica que establece la Ley 15/2012. En total estos costes varían según el año de puesta en marcha entre 66,11 €/MWh (1997) y 142,86 €/MWh (2014) para el grupo c.1 con tecnología de lecho, entre 61,21 €/MWh (1997) y 130,23 €/MWh (2016) para el grupo c.1 con tecnología de parrilla, entre 62,23 €/MWh (1997) y 133,06 €/MWh (2016) para el grupo c.2 utilizando gases residuales y entre 51,01 €/MWh (1997) y 109,74 €/MWh (2016) para el grupo c.2 utilizando otros residuos. Para los casos de licores negros se ha tomado una variación entre 45,91 €/MWh (1997) y 101,01 €/MWh (2014), mientras que para la instalación del grupo c.3 varían entre 32,10 €/MWh (1997) y 59,50 €/MWh (2021) y para la instalación de la DA 6ª del RD 661/2007, entre 71,37 €/MWh (1997) y 130,62 €/MWh (2029).

Para la determinación de las horas equivalentes de funcionamiento y para el histórico de retribución de la venta de electricidad en el sistema, se ha utilizado, para cada instalación tipo, como fuente la información las ventas de energía del régimen especial, publicada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Los datos de las horas medias de funcionamiento de las centrales se han obtenido de la CNE. En algunos años se han depurado instalaciones paradas, o con funcionamiento anómalo, que no pueden considerarse para el cálculo de los valores del estándar.

En particular para 2013 se han utilizado las horas reales de funcionamiento hasta julio/2013, estimándose las del periodo restante con base en el estándar establecido para la operación a futuro.

En el caso de los residuos se consideran los ingresos (canon, retribución por prestación de servicio, etc.) o costes evitados. El cálculo de este valor se ha realizado como media nacional según la información disponible así como de los valores de proyectos en operación.

Adicionalmente en el caso de las instalaciones acogidas a la Disposición Adicional Sexta, párrafo 2 del RD 661/2007, dadas las características de esta planta se han tenido en cuenta los costes asociados a la producción de energía eléctrica con gas natural más, como ya se ha indicado, la componente de ingresos de valorización de residuos que contribuye a parte de la potencia instalada.

Hasta el 13 de julio de 2013 se consideran para todos los estándares los ingresos totales reales según datos de la CNMC. A partir del 14 de julio de 2013 se consideran los ingresos estimados por venta de energía en el mercado eléctrico (pool) y el régimen retributivo aplicable.

Se considera una vida útil regulatoria de 25 años, con base en estudios e informes nacionales e internacionales y las características de los equipos ofrecidas por los fabricantes.



Con carácter general se considera como año de puesta en marcha el que consta en la CNMC, independientemente de que ese año la central produzca energía o no, y como año de inicio de explotación el siguiente al de puesta en marcha.

Estimación del impacto económico del nuevo sistema retributivo

El impacto económico que el nuevo esquema retributivo tiene sobre cada instalación concreta difiere sensiblemente en función tanto de la instalación tipo asociada a cada instalación como del funcionamiento real de cada instalación. Comparativamente con la normativa anterior, la nueva retribución recoge dos diferencias principales:

- a) Eliminación del complemento por energía reactiva y del complemento de eficiencia. Según el Real Decreto ley 9/2013 de 12 de julio, todas las instalaciones dejan de percibir el complemento por energía reactiva y por eficiencia.
- b) Aplicación de los nuevos parámetros retributivos a las instalaciones tipo. Si bien como se ha mencionado anteriormente el impacto económico difiere para cada instalación concreta, se detallan a continuación algunas simulaciones para diferentes situaciones, no pretendiendo ser una muestra exhaustiva de todos los estándares manejados.
 - Una instalación de 10 MW de tratamiento de residuos domiciliarios con tecnología de parrilla, con fecha de puesta en marcha en 2007, que funcione una media anual de 4.895 horas a potencia nominal, pasaría de percibir en 2014 una retribución adicional a la venta de energía en el mercado de 558.666 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 646.010 euros anuales de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.
 - Una instalación de 10 MW de valorización de residuos industriales, con fecha de puesta en marcha en 2012, que funcione una media anual de 4.895 horas a potencia nominal, pasaría de percibir en 2014 una retribución adicional a la venta de energía en el mercado de 2.065.103 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 1.928.530 euros anuales de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.

Resumen de impacto económico global por grupos y subgrupos tecnológicos.

Tal y como se ha indicado anteriormente el conjunto de tecnologías de generación renovable, cogeneración y residuos se estima que han recibido hasta el año 2013 unos 56.300 millones de euros en concepto de primas, es decir como retribución adicional a lo que han percibido procedente del mercado en ese periodo.

Asimismo, el conjunto de estas tecnologías se espera que perciban, desde el año 2014 hasta el final de su vida útil, unos 142.530 millones de euros adicionales en concepto de retribución específica regulada (adicional a lo que perciban procedente del mercado).

Es decir, sumando lo que han percibido ya hasta la fecha más lo que se espera que perciban hasta el final de su vida útil las tecnologías de generación renovable, cogeneración y residuos se estima que percibirán una cifra cercana a los 200.000 millones de euros en concepto de retribución adicional a lo que son retribuidas por el mercado.



En la tabla siguiente se muestra un resumen con la estimación de los valores anteriormente indicados - primas recibidas hasta la fecha y previstas por percibir hasta el final de su vida útil- diferenciando por tecnologías.

TECNOLOGIA	Estimación de primas recibidas 1998-2013 (millones de €)	Estimación primas pendientes de recibir desde 2014 hasta el final de la vida útil (millones de €)	Estimación del total de primas recibidas en toda la vida útil (millones de €)
COGENERACION	12.917	14.900	27.817
FOTOVOLTAICA	14.617	64.234	78.851
TERMOSOLAR	2.640	31.553	34.193
HIDRAULICA	4.263	1.250	5.513
EOLICA	15.400	19.300	34.700
BIOMASA Y BIOGAS	2.003	6.459	8.462
TRATAMIENTO DE RESIDUOS	2.626	3.170	5.796
COMBUSTIÓN DE RESIDUOS Y LICORES NEGROS	1.827	1.664	3.491
TOTAL RENOVABLES, COGENERACIÓN Y RESIDUOS	56.294	142.530	198.824

No obstante, cabe señalar que el impacto económico concreto para cada año que el nuevo esquema retributivo supone para las tecnologías renovables, de cogeneración y residuos va a depender en la práctica de diversos factores, muchos de los cuales no pueden ser conocidos de antemano, tal y como establece la propia Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en su 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 de 3 de abril de 2014. Algunos de dichos factores son los siguientes:

- Existen determinadas instalaciones que son asignadas a una instalación tipo por defecto, a la espera de que sus propietarios completen la información necesaria para su clasificación definitiva.
- El número de horas de funcionamiento reales de cada instalación no puede ser conocidos a priori así como los periodos en los que las instalaciones van a funcionar.
- No es posible conocer de antemano qué instalaciones cumplirán o no los umbrales de funcionamiento mínimo para cobrar la retribución.
- En el caso de las cogeneraciones, su retribución dependerá entre otros factores del ratio calor / energía eléctrica asimismo se desconoce de antemano qué instalaciones pudieran solicitar una posible exención temporal. En cuanto a su modo de operación real no se puede determinar a priori cuáles de estas instalaciones pueden decidir eventualmente por ejemplo modificar sus porcentajes de autoconsumo o de producción eléctrica.



Teniendo en cuenta las incertidumbres anteriores, a continuación se muestra una estimación del impacto económico que el nuevo esquema retributivo supone de forma global y específica para cada una de las tecnologías de generación renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos para el año 2014:

	Retribución estimada para 2014 (millones euros)
<i>Eólica</i>	1.270
<i>Solar fotovoltaica</i>	2.600
<i>Solar termoeléctrica</i>	1.370
<i>Biomasa y biogás</i>	360
<i>Combustión de residuos</i>	80
<i>Hidroeléctrica</i>	95
<i>Cogeneración</i>	1.550
<i>Tratamiento de residuos</i>	305
<i>Total renovables, cogeneración y residuos</i>	7.630

b) Efectos en la competencia en el mercado.

El proyecto de orden no tiene efectos significativos sobre la competencia en el mercado.

c) Análisis de las cargas administrativas.

El proyecto de orden no introduce nuevas cargas administrativas.

d) Impacto presupuestario.

La presente orden no supone incremento del gasto público.

4. IMPACTO POR RAZÓN DE GÉNERO

De conformidad con lo dispuesto en el Real Decreto 1083/2009, de 3 de julio, por el que se regula la memoria del análisis de impacto normativo, esta propuesta de orden no tiene impacto por razón de género al no contener medidas que afecten de modo inmediato a las personas físicas.