

MEMORIA JUSTIFICATIVA Y ECONÓMICA DE 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.

A) OPORTUNIDAD DE LA PROPUESTA

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 a más de 50.000 millones de euros, incrementándose en más de un 800 por ciento desde el 2005 hasta el año 2013, dónde las primas a dichas instalaciones alcanzan 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)	Acumulado 2003- 2013
>2000*	1.017	1.209	1.054	1.394	2.522	3.338	6.214	7.067	6.985	8.639	9000*	> 50.000

**valores estimados*

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 de 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, en 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.

De esta forma, los parámetros retributivos se fijarán por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años. Estos parámetros retributivos podrán revisarse antes del comienzo del periodo regulatorio. Si no se llevara a cabo esta revisión se entenderán prorrogados para todo el periodo regulatorio siguiente.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, además determina que legalmente se fijará antes del inicio de cada período regulatorio 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, 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 periodo 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 y a la operación extendida 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 periodo 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 regulatoria para las instalaciones 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 pueden 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. Para determinadas instalaciones se podrá establecer por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, una retribución a la operación extendida, que permita mantener en operación aquellas instalaciones con costes de explotación superiores a los ingresos por la participación en el mercado y que dependan esencialmente del coste de combustible. Además si las instalaciones aun estando dentro de su vida útil regulatoria hubieran alcanzado el nivel de rentabilidad razonable establecido igualmente dejarán de percibir la retribución a la inversión y la retribución a la operación.

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 permiten 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, la retribución a la operación extendida en su caso, el incentivo a la inversión por reducción del coste de generación en su caso, la vida útil regulatoria, 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 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.

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, y además a aquellas instalaciones cuyas solicitudes de concesión de régimen económico primado presentadas al amparo del marco normativo anterior a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, resultasen favorables en virtud de lo dispuesto disposición transitoria quinta 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.1 y 7 del Real Decreto XXX/2014, de XX de XX se determina respectivamente, la fecha en la que quedarán automáticamente inscritas en el registro de régimen retributivo específico las instalaciones que tuvieran régimen económico primado, así como 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.

B) ESTRUCTURA Y CONTENIDO DE LA PROPUESTA

Esta orden consta de un preámbulo, ocho artículos, cinco disposiciones adicionales, una disposición transitoria, una disposición derogatoria, 2 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. Asimismo, se establece para cada uno de estos últimos las diferentes instalaciones tipo y sus códigos correspondientes, determinado los parámetros retributivos de las instalaciones tipo.

El ámbito de aplicación se extiende a todas las instalaciones con derecho a régimen retributivo primado a la entrada en vigor del Real Decreto XX/2014, de XX de XX, así como las definidas en la disposición adicional cuarta del citado real decreto, 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 realiza, para las instalaciones con derecho a régimen retributivo primado a la entrada en vigor del Real Decreto XX/2014, de XX de XX, 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, los parámetros considerados para el cálculo de los parámetros retributivos se relacionan en el anexo III.

No se incluyen en estos anexos los valores de la retribución a la operación y de la retribución a la operación extendida correspondientes a los años 2015 y 2016, debido a que tales parámetros se actualizarán con una periodicidad anual, en virtud de lo establecido en el apartado 3 del artículo 20 del Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX, para aquellas instalaciones tipo a las que resulte de aplicación y cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio de combustible.

Las instalaciones definidas en la disposición adicional segunda.2 del Real Decreto XXX/2014, de XX de XXX, que no estén incluidas en el ámbito de aplicación establecido en el artículo 2 del mismo, se clasificarán en un grupo denominado disposición transitoria primera (DT1).

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 (anexo IV.1 para 2013 y IV.2 para el resto del periodo).

El artículo 5, en su apartado 1 fija la vida útil regulatoria de las instalaciones tipo y en su apartado 2 el valor estándar de la inversión inicial de las mismas (los anexos III.3 y VI.3).

El cálculo de la retribución para las instalaciones con hibridación, tanto la retribución por inversión como la retribución por operación, se define en artículo 6, dependiendo del tipo de hibridación, 1 o 2, y del combustible utilizado, siguiendo los criterios establecidos en el Real Decreto XX/2014, de XX de XX.

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 y a la operación extendida, respectivamente.

La disposición adicional primera fija los parámetros retributivos aplicables al subgrupo a.1.3. que son aplicables a las instalaciones de cogeneración que utilicen combustibles de los subgrupos a.1.1 o a.1.2 y que no cumplan con los límites de consumo de combustible en los términos establecidos para los citados subgrupos.

En el anexo VII se indican los códigos de las instalaciones tipo del subgrupo a.1.3. cuyos parámetros retributivos resultan aplicables a los subgrupos a.1.1. y a.1.2. cuando no cumplan los límites de consumo establecidos.

La disposición adicional segunda determina la aplicación del régimen retributivo para el aprovechamiento de calor útil para climatización de edificios.

La disposición adicional tercera 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 cuarta concretan 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.

La disposición adicional quinta habilita al Secretario de Estado de Energía para dictar las disposiciones que resulten necesarias para el desarrollo y aplicación de la orden.

En la disposición transitoria única, se establece el mecanismo de asignación de instalaciones tipo por defecto de conformidad con la disposición transitoria primera.8 del Real Decreto XXX/2014, de XX de XX.

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 y la disposición final segunda 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 ocho anexos.

Anexo I. Equivalencias 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 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.

1. Parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables en 2013.
2. 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

C) CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE EL NUEVO RÉGIMEN RETRIBUTIVO

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, 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, , 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. 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, calculado como la media de las cotizaciones en el mercado secundario 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.

Los parámetros retributivos de las instalaciones tipo se ha 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.

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.

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 línea de interconexión, 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.

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. El objetivo es garantizar que no se tomen como referencia los elevados costes de una empresa ineficiente.

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 de 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.

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).

Para el cálculo de las horas de funcionamiento de cada instalación tipo, se han considerado las horas anuales 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 de mercado diario e intradiario utilizada en el cálculo de los parámetros retributivos se ha tenido en consideración la evolución pasada del precio en dichos mercados (OMIE), los precios registrados en los mercados de futuros (con base en OMIP), la previsión de oferta y demanda de energía eléctrica, así como otros factores que pudieran influir en la evolución futura del precio de mercado diario e intradiario.

A este precio estimado se 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 previsto para todas las tecnologías publicado por la Comisión Nacional de Energía en el Informe 3/2013 de fecha 12 de febrero de 2013, así como con los precios de mercado previstos por tecnologías para la elaboración de dicho informe.

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. 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.

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.

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 e 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, por no constar un parámetro retributivo se le asignará un valor por defecto del referido parámetro, mientras el titular de la instalación no lo complete en un plazo determinado.

D) IMPACTO ECONÓMICO 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 establecidos de consumo de combustible.

Situación general de la cogeneración

En el año 2013 existían en España unas 985 instalaciones de cogeneración en explotación con una potencia en funcionamiento de 5.963 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 26.782 GWh (dato del año 2012 que supone aproximadamente un 22% 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.: 5.023 MW con una energía vertida al Sistema en el año 2012 de 24.463 GWh.

- Subgrupo a.1.2.: 940 MW con una energía vertida al Sistema en el año 2012 de 2.319 GWh.

Este tipo de plantas empezaron a ejecutarse 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; no obstante en los últimos años se ha verificado un número apreciable de plantas existentes que han sido modificadas sustancialmente, las cuales se consideran arrancadas en el año de dicha modificación. 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 1.961 millones de euros en concepto de prima (1.683 millones de euros el subgrupo a.1.1. y 278 millones de euros el subgrupo a.1.2.), financiado por los consumidores eléctricos.

Parámetros e hipótesis consideradas

Para las cogeneraciones se han definido un total de 806 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 a partir de gas natural son los siguientes.

- Vida útil regulatoria. Se ha considerado el valor de 20 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 recomendados por los fabricantes y que garantizan el mantenimiento de las prestaciones energéticas. Una vez superado este periodo de vida útil regulatoria es posible la continuidad de funcionamiento de los equipos; no obstante los costes de combustibles normalmente impiden la explotación normal de estas plantas percibiendo únicamente el precio de venta de energía eléctrica en el mercado, por lo que el régimen retributivo se prolonga percibiendo una retribución a la operación extendida.
- 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 interconexión incluyendo su transporte, instalación y puesta en marcha, junto con la partida de ingeniería y dirección de obra asociadas.
- Costes de explotación. Los costes de explotación tienen en cuenta los gastos asociados a la operación y mantenimiento, el overhaul de equipos principales, los asociados a la compra de combustible, al pago de seguros, cánones, y agente representante, peajes de acceso a la red desde 2011 (0,5 €/MWh), 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).
- 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 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. Adicionalmente se han realizado consideraciones particulares, partiendo de datos de diseño de instalaciones, en aquellos estándares en los cuales no se dispone de información procedente de esta estadística.

- Rendimientos energéticos, consumo de servicios auxiliares y autoconsumo a centro asociado. Estos parámetros proceden de información sobre cogeneración disponible en el la CNMC y diversos estudios e informes publicados sobre dicha tecnología, la cual ha sido procesada y desagregada para cada estándar.
- Ingresos de explotación. En lo que se refiere a ingresos de explotación se han tenido en cuenta por un lado 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 20,2 millones anuales en el anterior régimen retributivo a 21,0 millones 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 anuales en el anterior régimen retributivo a 8,8 millones 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 9,74 millones anuales en el anterior régimen retributivo a 8,56 millones anuales en el nuevo esquema retributivo (valores estimados para el año 2014).

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.

- **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 109 GWh (dato del año 2012 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 20 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.

Una vez superado este periodo de vida útil regulatoria es posible la continuidad de funcionamiento de los equipos, pero dado que este tipo de plantas no presentan costes de explotación elevados no se extiende el régimen retributivo específico más allá de la vida útil, percibiendo únicamente el precio de la venta de la energía eléctrica en el mercado.

- 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 interconexión incluyendo su transporte, instalación y puesta en marcha, junto con la partida de ingeniería y dirección de obra asociadas.
- 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 (0,5 €/MWh), 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.

- 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 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. Adicionalmente se han realizado consideraciones particulares, partiendo de datos de diseño de instalaciones, en aquellos estándares en los cuales no se dispone de información procedente de esta estadística.
- Rendimientos energéticos, consumo de servicios auxiliares y autoconsumo a centro asociado. Estos parámetros proceden de información sobre cogeneración disponible en el la CNMC y diversos estudios e informes publicados sobre dicha tecnología, 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.
 - 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 0,83 millones anuales en el anterior régimen retributivo a 1,03 millones anuales en el nuevo esquema retributivo (valores estimados para el año 2014).
 - 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 2,12 millones anuales en el anterior régimen retributivo a 2,07 millones 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 (último año completo con datos disponibles) 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 venido instalando 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 algo más de 2.600 millones de euros en concepto de prima, financiado por los consumidores eléctricos.

Parámetros e hipótesis consideradas

En el área solar fotovoltaica se han definido un total de 576 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 del rango de potencia, 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 cual existan instalaciones del caso tipo, alcanzando un total de 91 estándares para instalaciones 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 definidas en el mismo (I.1, I.2, II), rango de potencia y tecnología de seguimiento. A partir de cada caso tipo se generan tantos estándares como convocatorias de preasignación de retribución, años de puesta en marcha y zonas climáticas en las que existan instalaciones del caso tipo, alcanzando un total de 485 estándares para este real decreto.

A cada estándar se le asigna la suma de la potencia nominal de las instalaciones que representa, obtenida del registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Para la potencia pico del generador fotovoltaico se considera un incremento del 15% respecto la potencia nominal.

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 entrevistas con 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 promoción e impuestos locales.

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).

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, según los datos publicados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia:

- Hasta el 13 de julio de 2013, se han utilizado, con carácter general, 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 con base en 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, en general, los ingresos por venta de energía reales publicados por la CNMC. A partir del 14 de julio de 2013 se han considerado los 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.

Como norma general se considera 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 1 MW fija, puesta en marcha el año 2008, que alcance una media anual de funcionamiento de 1.648 horas a potencia nominal, pasaría de percibir en 2014 una retribución adicional a la venta de energía en el mercado de 686.032 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 636.698 euros anuales de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.
 - o Una instalación de 5 MW con seguimiento en 2 ejes, con tarifa preasignada en la 4ª convocatoria de 2011 del tipo II establecido en el Real Decreto 1578/2008, con fecha de puesta en marcha en 2012 en zona 5 de radiación, que funcione 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 828.343 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 904.120 euros anuales de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.

- Una instalación de 5 MW con seguimiento a 1 eje, con tarifa preasignada en la 1ª convocatoria de 2009 del tipo II establecido en el Real Decreto 1578/2008, con fecha de puesta en marcha en 2009 en zona 1 de radiación, que alcance una media anual de 1.655 horas a potencia nominal, pasaría de percibir en 2014 una retribución adicional a la venta de energía en el mercado de 2.388.723 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 2.400.381 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 más 2.300 MW (de ellas 46 estaban liquidando energía en julio de 2013). 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 (último año completo con datos disponibles), 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 925 millones de euros en concepto de retribución adicional al precio del mercado, financiado por los consumidores eléctricos.

Parámetros e hipótesis consideradas

En el área solar termoeléctrica se han definido un total de 18 estándares que representan 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: centrales de colectores cilindro parabólicos sin almacenamiento y con almacenamiento, centrales de receptor central o de torre, sin almacenamiento y con almacenamiento, 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.

A cada estándar se le asigna la suma de la potencia nominal de las instalaciones que representa, obtenida del registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

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 entrevistas con promotores.

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).

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

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 del 13 de julio de 2013 se ha considerado el consumo de gas para usos técnicos cuando la central está desacoplada de la red, 0,5 GWh_{thPCS}/MW para 2013 y 0,3 GWh_{thPCS}/MW a partir de 2014 incluido.

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 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 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

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

instalación concreta, se detallan a continuación algunas simulaciones para diferentes situaciones, no pretendiendo ser una muestra exhaustiva de todos los estándares manejados.

- 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 2.040 horas a potencia nominal, pasaría de percibir en 2014 una retribución adicional a la venta de energía en el mercado de 25.458.631 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 23.984.831 euros anuales de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.
- Una instalación solar termoeléctrica de 50 MW con canales cilindro parabólicos sin almacenamiento, con fecha de puesta en marcha en 2008, que alcance una media anual de funcionamiento de 2.040 horas a potencia nominal, pasaría de percibir en 2014 una retribución adicional a la venta de energía en el mercado de 25.458.631 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 26.290.977 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 20.702.110 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 22.971.745 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 (último año completo con datos disponibles) 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 algo más de 2.000 millones de euros en concepto de prima equivalente, financiado por los consumidores eléctricos.

Parámetros e hipótesis consideradas

Para las instalaciones eólicas en tierra se han definido un total de 23 estándares, en función 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.

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

- 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.
- 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 y efecto de los desvíos sobre la producción prevista (por valor medio de 0,25 €/MWh), en

aplicación de la normativa vigente desde 2008 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.

- 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).
 - A partir del 14 de julio de 2014 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.
 - Particularmente para la determinación del dato de horas equivalentes aplicable a partir de 2014 a las instalaciones con autorización de explotación definitiva 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 representativa la media de las horas anuales reales publicadas para el periodo 2007-2011, ponderada con la potencia con entrada en explotación en cada año.
- 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.

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 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.
 - 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 2.125.000 euros en el anterior régimen retributivo a 2.574.325 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 2.711.905 euros en el anterior régimen retributivo a 2.522.550 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 altamente eficiente. En la actualidad, la tendencia por lo que respecta al desarrollo de nueva capacidad no es muy dinámica, debido a los obstáculos administrativos y medioambientales existentes, 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.

Parámetros e hipótesis consideradas

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

- Subgrupo b.4.1. Centrales hidroeléctricas de tipo fluyente, son las centrales cuyas instalaciones hidráulicas (presa o azud, toma, canal y otras) han sido construidas exclusivamente para uso hidroeléctrico.
- Subgrupo b.4.2. Centrales hidroeléctricas de tipo pie de presa u otras, son las 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.4.1. y b.4.2. se han definido un total de 52 estándares, 26 para el subgrupo b.4.1. y 26 para el grupo b.4.2., 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.

Para el grupo b.5. se han definido 22 estándares, en función del año de autorización de explotación definitiva desde 1998, inclusive y hasta 2016. Para las instalaciones más antiguas a 1998, que permanezcan en servicio aunque hayan superado el periodo de vida útil regulatoria, se les asigna la instalación tipo del año 1998.

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

- Vida útil regulatoria. Para la determinación de la vida útil regulatoria, se ha considerado un valor de 25 años, como valor representativo de la vida de diseño de los equipos principales y que representan una de las partidas principales 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.

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. Por tanto, no se extiende el régimen retributivo específico una vez finalizada la vida útil, percibiendo a partir de entonces únicamente el precio de venta de la energía en el mercado.

- 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.
- 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.
- 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 2013, se ha calculado las horas medias reales de funcionamiento para cada grupo de la potencia instalada acumulada en cada año.
 - Para el año 2013 se han utilizado las horas medias reales de funcionamiento hasta julio/2013, estimándose las del período restante con base en la media histórica.
 - 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.

- 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.

- 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 253.680 euros en el anterior régimen retributivo a 294.626 euros de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.
- 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 634.200 euros en el anterior régimen retributivo a 374.155 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 existían 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 (último año completo con datos disponibles) 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.

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 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 nuevo Impuesto de generación (7%) de acuerdo con la Ley 15/2012, de 27 de diciembre.

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 igual entre 3,49 y 3,63 kWh/kg. Entre ellos se ha empleado la “Evaluación del potencial de Energía de la Biomasa: Estudio técnico PER: 2011-2020”.

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.

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 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 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 5.459.870 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 5.519.180 euros anuales de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.
 - 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 4.684.355 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 4.159.350 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 (último año completo con datos disponibles) 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.

Parámetros e hipótesis consideradas

En el área de biogás se han definido 44 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 partir de cada caso tipo se genera un estándar por cada año de puesta en marcha.

A cada estándar se le asigna la suma de la potencia nominal de las instalaciones que representa, obtenida del registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

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 tomó 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, interconexión 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 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 tenido en cuenta, de forma independiente el nuevo Impuesto de generación (7%) de acuerdo con la Ley 15/2012, de 27 de diciembre.

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, en los que la incidencia del valor de la inversión y los costes evitados provocan 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.
 - 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 254.739 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 386.645 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 350.844 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 204.042 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 (último año completo con datos disponibles) 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 146 millones de euros en concepto de retribución adicional al precio del mercado.

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 5 casos tipo en función de la tecnología utilizada. A partir de cada caso tipo se genera un estándar por cada año de puesta en marcha.

A cada estándar se le asigna la suma de la potencia nominal de las instalaciones que representa, obtenida del registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

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 tomaba 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, interconexión 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 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. 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 nuevo Impuesto de generación (7%) de acuerdo con la Ley 15/2012, de 27 de diciembre.

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 considera los ingresos (canon, retribución por prestación de servicio, etc.) o costes evitados. El cálculo de este valor se ha realizado como media nacional según los estudios realizados para el IDAE, 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 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 fecha de puesta en marcha en 2009, 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 586.568 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 585.442 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 2.093.004 euros anuales en el anterior régimen retributivo a 1.660.873 euros anuales de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.
 - Una instalación de 10 MW de tratamiento de residuos domiciliarios, con fecha de puesta en marcha en 2009, que funcione una media anual de 4.635 horas a potencia nominal, pasaría de percibir en 2014 una retribución adicional a la venta de energía en el mercado de 556.169 euros anuales en el anterior

régimen retributivo a 585.442 euros anuales de retribución específica con el nuevo esquema retributivo.