



**Universidad**  
Zaragoza

## Trabajo Fin de Grado

Título del trabajo : Análisis de los últimos  
cambios en el sector eólico

Autor/es

Adrián Pelegrín Gracia

Director/es

Julio Sánchez Choliz

Universidad de Zaragoza

28/6/2016

## Índice

<b>1. Motivación, objetivo, alcance y estructura del Trabajo de Fin de Grado</b>	<b>8</b>
<b>2. Descripción de un Parque Eólico</b>	<b>10</b>
<b>3. Evolución del Marco Normativo del Sector Eólico en España</b>	<b>14</b>
3.1 Modelo retributivos anteriores al Nuevo Marco Normativo	<b>16</b>
3.2 Principales modificaciones a los sistemas retributivos anteriores al Nuevo Marco Regulatorio	<b>23</b>
3.3 Descripción del Nuevo Marco Regulatorio desde una perspectiva teórica y práctica	<b>26</b>
3.3.1 <i>Descripción del Nuevo Marco Regulatorio desde un punto de vista teórico</i>	<b>26</b>
3.3.2 <i>Descripción del Nuevo Marco Regulatorio desde un punto de vista práctico: explicación de la metodología de cálculo</i>	<b>38</b>
<b>4. Evolución del sector eólico en España</b>	<b>46</b>
<b>5. Análisis del impacto en ingresos y en rentabilidad como consecuencia de los cambios normativos aprobados por España</b>	<b>59</b>
5.1 Escenario Base: Estimación de los ingresos y la rentabilidad obtenida en el Escenario RD 436/2004	<b>59</b>
5.1.1 <i>Principales hipótesis incorporadas en la estimación de los ingresos y la rentabilidad que obtendría la instalación en el Escenario Base</i>	<b>60</b>
5.1.2 <i>Cálculo del EBITDA y rentabilidad en el Escenario Base</i>	<b>64</b>

5.2 Escenario Nuevo Marco Normativo: Estimación de los ingresos y la rentabilidad obtenida en el Escenario del Nuevo Marco Normativo	<b>65</b>
<i>5.2.1 Detalle de los ingresos y la rentabilidad obtenida en el Escenario del Nuevo Marco Normativo</i>	<b>65</b>
<i>5.2.2 Detalle de los ingresos y la rentabilidad obtenida en el Escenario del Nuevo Marco Normativo</i>	<b>66</b>
5.3 Análisis comparativo de ingresos y rentabilidad del Escenario Base y del Escenario del Nuevo Marco Regulatorio	<b>67</b>
<i>5.3.1 Análisis comparativo de ingresos en el Escenario Base y en el Escenario del Nuevo Marco Normativo</i>	<b>67</b>
<i>5.3.2 Análisis comparativo de ingresos en el Escenario Base y en el Escenario del Nuevo Marco Normativo</i>	<b>68</b>
<b>6. Conclusión</b>	<b>69</b>
<b>7. Bibliografía</b>	<b>75</b>

## **Anexos**

- **Anexo I: Cálculo de la rentabilidad de la IT-00655 sin tener en consideración la retribución a la inversión.**
- **Anexo II: Cálculo de la rentabilidad de la IT-00655**
- **Anexo III: Cálculo de la rentabilidad de la Instalación en el Escenario Base**

## Glosario de términos

A continuación, detallamos los términos utilizados a lo largo del TFG:

- AEE: Asociación Empresarial Eólica.
- CNE: Comisión Nacional de la Energía, actualmente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).
- Desvíos: coste que imputa el operador del sistema como consecuencia de las diferencias existentes entre las previsiones de producción realizadas por el productor y la producción finalmente vertida a la red.
- DGPM: Dirección General de Política Energética y Minas.
- Escenario Base: Es el escenario regulatorio vigente en el momento de puesta en funcionamiento de la Instalación.
- Escenario Nuevo Marco Normativo: Es el escenario regulatorio vigente tras la aprobación del Nuevo Marco Normativo.
- Energía reactiva: potencia reactiva por unidad de tiempo.
- Factor de potencia: Se define como el cociente entre la energía activa y la energía reactiva.
- Garantía de potencia: incentivo a los productores de electricidad que asegura la existencia de suficiente potencia en el sistema eléctrico para abastecer la demanda eléctrica, tanto en horas base como en horas punta, es decir un incentivo a la inversión y la disponibilidad de potencia. Actualmente denominada “pagos por capacidad”.
- Horas equivalentes de funcionamiento: Cociente entre la producción anual y la potencia instalada lo que equivale al número de horas de funcionamiento a máxima potencia.
- Huecos de tensión: caídas o alteraciones bruscas transitorias de la tensión en una fase y posterior recuperación de la misma en milisegundos, que se transmite, atenuándose a todo el sistema.

- IET: Órdenes publicadas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- IVPEE: Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (7%) creado en virtud de la Ley 15/2012.
- MW: Megavatios (potencia).
- MWh: Megavatios hora (energía).
- Prima Equivalente: Incentivo a percibir por encima del precio medio del pool anual.
- Producción anual de energía eléctrica: La producción de energía eléctrica de un parque eólico viene determinada por la potencia instalada y las horas anuales equivalentes.
- Potencia reactiva: medida de potencia que aparece en instalaciones eléctricas en las que existen bobinas o condensadores, que no es consumida. Se calcula mediante el factor de potencia o coseno de phi. Los motores eléctricos tienen un factor de potencia inferior a la unidad. La eficiencia del trabajo y el suministro disminuye cuanto más se aleja de la unidad, provocando un mayor gasto energético para generar la misma cantidad de electricidad.
- RD: Real Decreto.
- REE: Red Eléctrica de España.
- Régimen especial: Pueden acogerse al régimen especial las instalaciones de producción de energía eléctrica contempladas en el artículo 27.1 de la Ley 54/1997, según el cual “*...La actividad de producción de energía eléctrica tendrá la consideración de producción en régimen especial en los siguientes casos, cuando se realice desde instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW:*
  - *Autoproductores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético.*

- *Cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.*
- *Cuando se utilicen como energía primaria residuos no renovables.*
- *También tendrá la consideración de producción en régimen especial la producción de energía eléctrica desde instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético.”*
- TMR: Tarifa Media de Referencia.

## 1. **Motivación, objetivo, alcance y estructura del Trabajo de Fin de Grado**

El hecho que me ha motivado para llevar a cabo un trabajo de esta envergadura sobre el sector de las energías renovables en concreto, del sector eólico está ligado al presente año de Erasmus que he vivido en Southampton, UK. En concreto, una de las asignaturas que he cursado en *University of Southampton* está estrechamente relacionada con las energías renovables y me ha servido como una aproximación hacia este tema, que no me había despertado curiosidad anteriormente.

Durante mi estancia, tuve que realizar un proyecto junto con dos estudiantes más, sobre el funcionamiento de un parque eólico de libre elección. Ante dicha oportunidad, elegimos el parque eólico *offshore* más grande del mundo situado en la costa este de Reino Unido, concretamente en Thanet.

Esta tecnología *offshore* con una presencia escasa en España, fue la razón que despertó mi interés para informarme sobre ella, su funcionamiento y establecimiento. En un futuro cercano se extenderá en nuestro país ya que cada vez es más difícil encontrar terrenos con altas velocidades de viento para explotar, y la nueva modalidad será implantar los parques dentro del mar para aprovechar el viento que se origina en esas zonas.

Otro punto a considerar que ha influido mi elección es la presente cuestión medioambiental. Al tratarse de una energía renovable como es la eólica, el recurso que utiliza para la obtención de energía es el viento. Se trata de una fuente que no contamina, es inagotable y frena el agotamiento de los combustibles fósiles; además no produce gases tóxicos, ni contribuye al efecto invernadero.

Sin embargo, al igual que todas energías renovables, existen inconvenientes como por ejemplo: influye negativamente en los suelos, se requiere grandes inversiones para su construcción, afecta negativamente al paisaje, fauna y flora y ocasiona mucho ruido producido por la maquinaria. Además, hoy en día, el sector eólico al igual que el resto de energías renovables, están sufriendo grandes recortes por el déficit tarifario. Por lo tanto, se trata de un tema de gran importancia en la actualidad.

De hecho, se han interpuesto más de 200 recursos contenciosos administrativos y 30 arbitrajes de inversión contra el Nuevo Marco Regulatorio (RD 413/2014 y Orden IET/1045/2014).

El presente Trabajo de Fin de Grado (en adelante, **TFG**) tiene por **objetivo** llevar a cabo un análisis de la evolución del sector eólico a partir del estudio de un modelo tipo aplicable al sector eólico desde la liberalización del Sector Eléctrico en 1997 hasta la aprobación del marco normativo actual (en adelante, el **Nuevo Marco Normativo**).

En línea con el objetivo del trabajo referido anteriormente, se ha considerado estructurar el presente trabajo en las siguientes secciones:

- En la **Sección 2** como punto de partida del trabajo y con objeto de contextualizar el mismo, se presenta una descripción de los componentes de un parque eólico y su funcionamiento para producir energía eléctrica a partir de la energía eólica.
- La **Sección 3** aborda en detalle la evolución de la normativa aplicable a la generación de energía eléctrica a partir de energía eólica desde la liberalización del sector eléctrico en 1997 hasta el Nuevo Marco Normativo desarrollada por el RD 413/2014 y la Orden IET/1045/2014. En esta Sección se describirán en detalle los modelos retributivos que han estado vigentes en España durante el citado período temporal.
- Una vez descrita la normativa, en la **Sección 4** se describe y analiza la evolución del sector eólico en España durante el citado período temporal, tratando además de vincular dicha evolución a los cambios normativos vistos en la Sección 3, así como a la evolución del déficit tarifario.
- Por último, en la **Sección 5** se presenta un ejercicio ilustrativo con el que se pretende dar una visión de cómo han afectado los cambios normativos a los ingresos obtenidos por un parque eólico, mediante la simulación de diferentes escenarios de acuerdo con las diversas normativas que han estado en vigor en el citado período temporal.

## 2. Descripción de un parque eólico

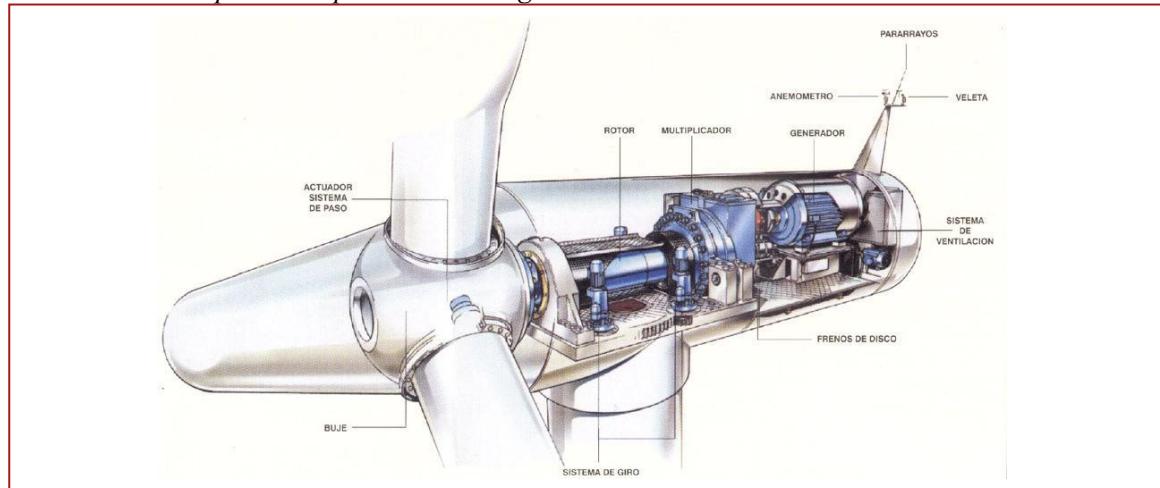
Con el objeto de contextualizar el TFG, en la presente Sección presentamos una descripción de un parque eólico, sus componentes y su funcionamiento.

**Un parque eólico es una central eléctrica, donde se produce electricidad a partir de la fuerza del viento sobre una agrupación de aerogeneradores que transforman la energía del viento en energía eléctrica y la transmiten a la red mediante una red de evacuación.**

Los **aerogeneradores** son turbinas eólicas que producen electricidad utilizando la fuerza natural del viento para mover un generador eléctrico. En concreto, son complejas y bajas construcciones de gran altura y que pueden llegar a tener un peso de entre 55 y 62 toneladas<sup>1</sup> (1).

Cada aerogenerador consta de los siguientes componentes que hacen posible la generación de energía eléctrica:

*Cuadro 1.: Principales componentes de un generador*



Fuente: Página web de Teisa.

A continuación se presenta una descripción de los elementos de un aerogenerador<sup>2</sup>:

- La **gondola** es un habitáculo que contiene los elementos más importantes de un aerogenerador como el multiplicador y el generador eléctrico. En este sentido:

<sup>1</sup> Información obtenida de [www.infoeolica.com](http://www.infoeolica.com).

<sup>2</sup> Información obtenida de [www.energiasrenovadas.com](http://www.energiasrenovadas.com)

- El **multiplicador** es el elemento encargado de convertir las bajas revoluciones por minuto que percibe del eje de baja velocidad, en altas revoluciones por minuto necesarias para que el generador pueda producir energía.
- El **generador** transforma la energía mecánica que recibe en energía eléctrica.
- El **rotor** está compuesto por el buje y las palas.
  - Las **palas del rotor** capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje.
  - El **buje** es un elemento que une las palas del rotor con el eje de baja velocidad.
- Eje de baja velocidad: conecta el buje del rotor con el multiplicador. Gira muy lento a 30 rpm.
- Eje de alta velocidad: gira aproximadamente a 1.500 rpm, lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico.
- La torre es la parte que soporta la góndola y el rotor. Normalmente suelen ser de longitud elevada debido a que la velocidad del viento es mayor cuanto más lejos se esté del nivel del suelo.
- El controlador electrónico es un dispositivo que monitoriza las condiciones del viento y controla el mecanismo de orientación.
- El mecanismo de orientación se encarga de girar el rotor y situarlo de cara al viento.
- La unidad de refrigeración es un mecanismo que sirve para enfriar el generador.
- Anemómetro **de veleta** se encarga de determinar la dirección del viento.

Por consiguiente, teniendo en cuenta la función de cada componente del aerogenerador, el método de generación de energía eléctrica se produce de la siguiente manera: el viento pasa por las palas del rotor provocando una fuerza giratoria que se transfiere al buje. A su vez, las palas hacen girar el eje de baja velocidad que va a parar al multiplicador que incrementa la velocidad de rotación y hace girar el eje de alta velocidad. Dicho eje de alta velocidad impulsa al generador, que utilizando campos magnéticos convierte la energía mecánica en energía eléctrica<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> Información obtenida de [www.abc.com](http://www.abc.com).

La cantidad de electricidad producida a partir de un aerogenerador depende de varios factores<sup>4</sup> (2):

- **La velocidad del viento:** Los aerogeneradores empiezan a funcionar cuando el viento alcanza una velocidad de 3 a 4 m/s y llega a la máxima potencia de electricidad con un viento de unos 13-14 m/s. De manera adicional, si el viento es muy fuerte, por ejemplo de 25 m/s como velocidad media durante 10 minutos, los aerogeneradores se paran por cuestiones de seguridad.
- **El diámetro del rotor:** El diámetro del rotor determina el “área de barrida” que se define como la superficie virtual que dibuja el rotor perpendicularmente al flujo del viento. En este sentido, un incremento del diámetro de rotor se traduce en un incremento del área de barrida y, por lo tanto, un incremento en la captura de las fuerzas del viento.
- **La disponibilidad del aerogenerador:** Se refiere a la capacidad de funcionamiento del aerogenerador, es decir, cuando la máquina no está parada por las operaciones de mantenimiento. Los aerogeneradores europeos modernos tienen una disponibilidad media superior al 98%, es decir, únicamente necesitan 7 días naturales para ejecutar las operaciones de control de averías y de mantenimiento.
- **La forma en que están colocados los aerogeneradores:** Los parques eólicos están instalados de manera que ningún aerogenerador impida que llegue viento a otro. Aun así, otros factores, como consideraciones ambientales, impacto visual o las necesidades de conexión a la red de distribución a menudo tienen prioridad sobre el trazado óptimo para captar el viento.

---

<sup>4</sup> Información obtenida de la Asociación Eólica de Catalunya.

Para el correcto funcionamiento de un parque eólico es necesario la presencia del siguiente elemento:

- **Red de evacuación:** extensas líneas eléctricas que conectan los centros de producción con los puntos de consumo distribuidos por todo el territorio para garantizar que los consumidores dispongan de electricidad en todo momento.

### 3. Evolución del marco normativo del sector eólico en España

En el presente apartado presentamos un análisis detallado de la evolución del marco normativo del sector eólico en España desde la liberalización del sector en 1997 hasta la aprobación del actual marco normativo.

Con la aprobación de la “*Ley 54/1997, se 27 de noviembre, del Sector Eléctrico*” (en adelante, la **Ley 54/1997**), se inició la liberalización del mismo a través de la introducción de las actividades de generación y comercialización de electricidad en el mercado de la libre competencia.

Con esta ley, se diferenciaron dos grandes grupos de productores de energía eléctrica: (i) los que actuaban bajo un “*régimen especial*” o normativa específica, es decir, los productores con instalaciones cuya potencia instalada no superase los 50 MW y utilizasen la cogeneración o alguna de las energías renovables o residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, como energías primarias; y (ii) los que actuaban bajo un “*régimen ordinario*”, es decir, el resto de productores no incluidos en el grupo anterior<sup>5</sup> (3). Por consiguiente, los productores de energía eléctrica a partir de **energía eólica** quedaron sujetos por la regulación establecida bajo el **régimen especial**.

Previamente al análisis detallado de la normativa que se ha sucedido en España desde 1997, a continuación se presenta un resumen gráfico de los modelos retributivos y cambios normativos más relevantes que han afectado a las instalaciones eólicas. En los siguientes apartados se desarrollará en detalle cada una de estas regulaciones:

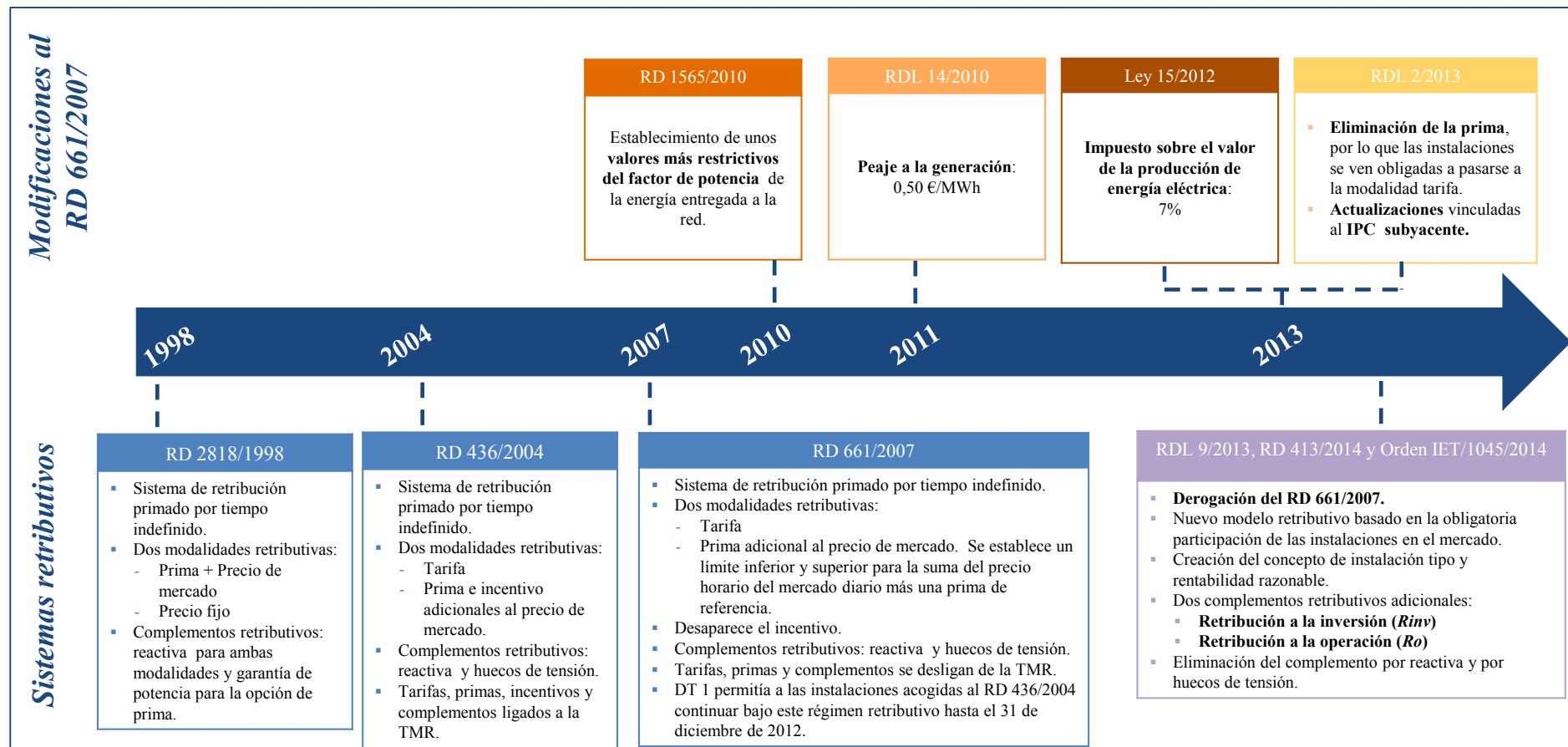
---

<sup>5</sup> Podían acogerse al régimen especial las instalaciones de producción eléctrica contempladas en el artículo 27.1 de la Ley 54/1997, según la cual “*(...) La actividad de producción de energía eléctrica tendrá la consideración de producción en régimen especial en los siguientes casos, cuando se realice desde instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW:*

- a) *Autoproductores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético.*
- b) *Cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.*
- c) *Cuando se utilicen como energía primaria residuos no renovables.*

*También tendrá la consideración de producción en régimen especial la producción de energía eléctrica desde instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25 MW, cuando supongan un alto rendimiento energético.”*

Cuadro 2.: Resumen de los cambios normativos aprobados en España desde la liberalización del sector eléctrico hasta la aprobación del Nuevo Marco Regulatorio



Fuente: Elaboración propia, a partir de la normativa sobre energía renovable aprobados en España.

### 3.1 Modelos retributivos anteriores al Nuevo Marco Normativo

En la presente Sección se presenta una descripción detallada de los modelos retributivos que fueron aplicados a las instalaciones eólicas con anterioridad a la entrada en vigor del Nuevo Marco Regulatorio:

1. El régimen especial establecido en la Ley 54/1997 establecido en el “*Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración*” (en adelante, el **RD 2818/1998**). A partir de este real decreto, se establecieron una serie de **incentivos sin límite temporal** a la producción de energía eléctrica bajo energías renovables, “*debido a que se hace necesario internalizar sus beneficios medioambientales y a que, por sus características y nivel tecnológicos, sus mayores costes no les permite la competencia en un mercado libre*”. El objetivo de estos incentivos era conseguir que las **energías renovables aportaran a la demanda española como mínimo el 12% en el año 2010** (DT 16 Ley 54/2007).

En el artículo 2 se establecieron los requisitos para acogerse al régimen especial:

“*1. Podrán acogerse al régimen especial establecido en este Real Decreto aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia eléctrica instalada inferior o igual a 50 MW, que reúnan las siguientes características:*

*b) Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburantes, clasificadas en los grupos siguientes:*

*(...)*

*b.2. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la energía eólica, (...)*”.

De este modo, las **instalaciones eólicas** quedaron englobadas en el **grupo b.2** en el RD 2818/1998.

La retribución reconocida a los productores de energía se recogía en el artículo 26 del RD 2818/1998:

$$R = Pm + Pr +/- ER$$

*Siendo:*

*R = Retribución en pesetas/kWh.*

*Pm = precio de mercado (...).*

*Pr = prima (...).*

*ER = complemento por energía reactiva, que será aplicado a la suma de Pm y Pr. Será el considerado con carácter general en la normativa sobre tarifa, con la diferencia de que si el factor de potencia de la energía cedida a la empresa distribuidora fuere superior al 0,9 el complemento será un abono para el productor y, si fuere inferior, un descuento. ”*

Adicionalmente, el artículo 18.5 del RD 2818/1998 establecía el derecho de percibir la retribución por **garantía de potencia**<sup>6</sup> (3) a los productores que optasen por participar en el mercado de electricidad.

No obstante, en el artículo 28.3 del RD 2818/1998 se estableció la posibilidad de no optar por la prima y el precio de mercado, y percibir un precio fijo o tarifa “(...) *Las instalaciones de los grupos b.1, b.2, b.3, b.4 y b.6 podrán optar por no aplicar las primas establecidas en los apartados anteriores y aplicar en todas las horas un precio total a percibir de: (...) b.2: 11,02 pesetas/kWh.* ”.

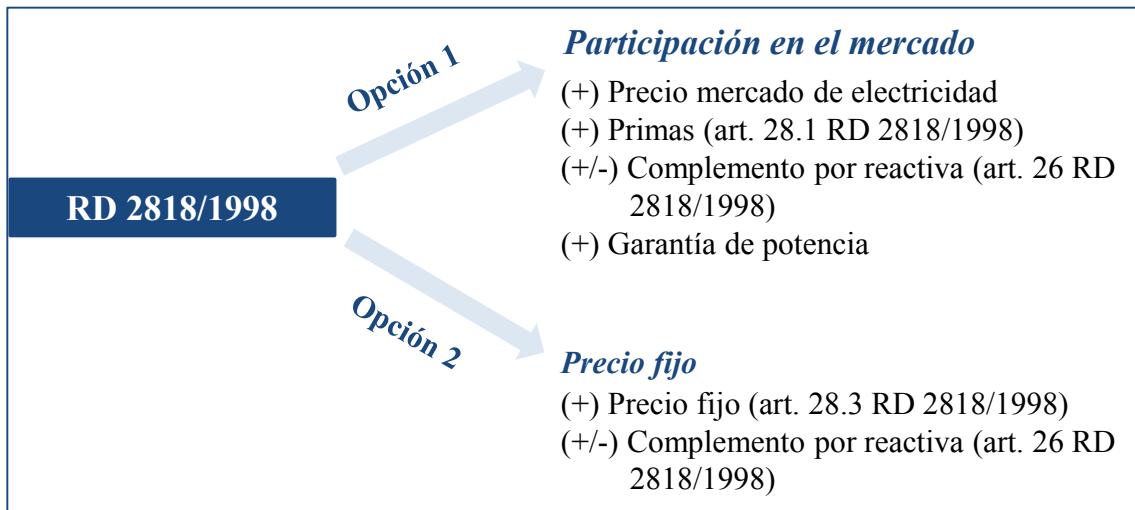
Tanto las primas como los precios fijos se publicaban y actualizaban cada año en función de la variación del precio medio de venta de electricidad calculado como el cociente entre los ingresos previstos derivados de la facturación de electricidad, excluyendo impuestos que graven el consumo y la energía suministrada prevista (artículo 28.2 del RD 2818/1998).

---

<sup>6</sup> Como consecuencia de vender la energía en el mercado regulado, los productores de energía podían percibir una **remuneración por garantía de potencia**, siempre que acreditasesen un funcionamiento de cien horas equivalentes a plena carga durante el último año según se estableció en la Orden de 17 de diciembre de 1998 por la que se modificaba la del 29 de diciembre de 1997, que desarrollaba algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre por el que se organizaba y regulaba el mercado de producción de energía eléctrica.

A continuación presentamos un gráfico resumen del sistema retributivo establecido en el RD 2818/1998:

Cuadro 3.: Sistema retributivo establecido en el RD 2818/1998



Fuente: Elaboración propia, a partir de lo establecido en el RD 2818/1998.

2. "Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial" (en adelante, el **RD 436/2004**)

El RD 436/2004 estableció un régimen retributivo primado a través del cual se incentivaba la inversión en el sector renovable con la finalidad de ayudar a su desarrollo. Este real decreto estuvo en vigor hasta la aprobación del RD 661/2007 en mayo de 2007.

Las principales características del RD 436/2004 son las siguientes:

- El artículo 2 estableció las **categorías y subcategorías** en las que se clasificaban las instalaciones del régimen especial a las que le eran de aplicación el RD 436/2004. En concreto, las instalaciones eólicas quedaron encuadradas en el **grupo b.2.1**.
- El **mecanismo retributivo** diseñado en este real decreto para los productores de energía eléctrica en régimen especial se basaba en la elección de las siguientes opciones (artículo 22 RD 436/2004):

- Ceder la electricidad a la empresa distribuidora de energía eléctrica a cambio de una **tarifa regulada**.
- Vender la electricidad libremente en el mercado al **precio** que resultara en el mismo, complementado por una **prima y un incentivo** adicionales.

Los titulares de instalaciones podían elegir por periodos no inferiores a un año, la opción de venta de su energía comunicándolo a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante, la **DGPEM**), con una antelación mínima de un mes.

Tanto la tarifa, como la prima y el incentivo se fijaron como un porcentaje sobre la Tarifa Media de Referencia (en adelante, la **TMR**)<sup>7</sup>, en concreto, para el grupo b.2.1 con potencia superior a 5 MW (artículo 34.2 RD 436/2004):

- La tarifa regulada consistía en un 90% de la TMR durante los primeros 5 años, 85% en los siguientes 10 años y 80% a partir de entonces.
  - La prima consistía en un 40% de la TMR.
  - El incentivo se calculaba como el 10% de la TMR.
- Independientemente de la opción retributiva escogida, el RD 436/2004 estableció otros complementos retributivos que también se calculaban como un porcentaje sobre la TMR. A continuación se establece los complementos retributivos que fueron de aplicación a las instalaciones eólicas:
    - El **complemento por energía reactiva** (artículo 26 RD 436/2004) se establecía como un porcentaje sobre la TMR. Dicho porcentaje se calculaba a partir de unos porcentajes mínimos y máximos en función del factor de potencia de la instalación en cada franja horaria, medido en el punto de conexión, y de los términos de energía activa y reactiva (Anexo V del RD 436/2004).

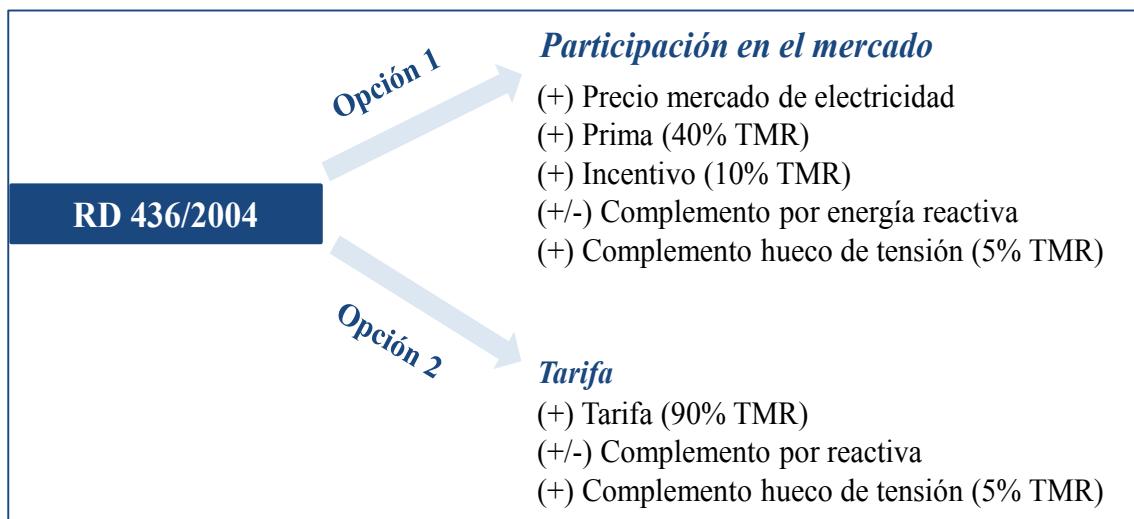
---

<sup>7</sup> El artículo 2 del RD 1432/2002 de 27 de diciembre establecía que “*La tarifa eléctrica media o de referencia se establecerá como relación entre los costes previstos necesarios para retribuir las actividades destinadas a realizar el suministro de energía eléctrica y la previsión, para el mismo período considerado, de la demanda en consumidor final determinada por el Ministerio de Economía*”.

- En la disposición adicional cuarta del RD 436/2004 se estableció el complemento por continuidad de suministro frente a los **huecos de tensión** como un 5% sobre la TMR, para aquellas instalaciones que contaran con los equipos necesarios durante cuatro años.
- De acuerdo con el artículo 31 del RD 436/2004, a las instalaciones que hubieran optado por vender la energía eléctrica generada libremente en el mercado se les establecía un **coste de desvío** por cada periodo de programación en el que la producción real se desviara más de la tolerancia permitida respecto a su previsión – para el grupo b.2 dicha tolerancia era del 20% –.

El coste de los desvíos de cada mes se calculaba como el producto del 10% de la TMR por la suma de todos los desvíos de dicho mes que hubieran excedido el límite de tolerancia. Dichos desvíos se calculaban como el valor absoluto de la diferencia entre la previsión de excedentes y la medida correspondiente.

*Cuadro 4.: Sistema retributivo establecido en el RD 436/2004*



*Fuente: Elaboración propia, a partir de lo establecido en el RD 436/2004.*

**3. “Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial” (en adelante, el **RD 661/2007**)**

Con el objetivo de adaptar la normativa del régimen especial a la normativa comunitaria y debido a la necesidad de regular ciertos aspectos técnicos y económicos para contribuir al crecimiento de estas tecnologías salvaguardando la seguridad y calidad del suministro, se aprobó el RD 661/2007 que derogó y sustituyó al RD 436/2004.

El RD 661/2007, mantuvo un sistema retributivo análogo al establecido en el RD 436/2004, e incluso la Disposición Transitoria primera del RD 661/2007 posibilitó a las instalaciones del grupo b) seguir **acogidas al régimen económico del RD 436/2004 de forma transitoria hasta el 31 de diciembre de 2012** – el régimen transitorio únicamente afectaba a la tarifa o prima e incentivo, no a los complementos retributivos que se calculaban conforme al RD 661/2007-.

Las principales características y modificaciones introducidas por el RD 661/2007 son las siguientes:

- En el artículo 2 se recogían las **categorías y subcategorías** en las que se clasificaban las instalaciones del régimen especial a las que le era de aplicación el RD 661/2007. En concreto, las instalaciones eólicas quedaron nuevamente encuadradas en el **grupo b.2.1** (instalación eólica ubicada en tierra).
- El mecanismo retributivo establecido en el RD 661/2007 mantenía un sistema análogo al del RD 436/2004, por lo tanto el titular de la instalación podía optar por vender su energía a una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, o bien vender dicha energía directamente en el mercado, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado más una prima.

Las principales novedades que introdujo el RD 661/2007 en lo que a mecanismo retributivo se refiere son las siguientes:

- **Eliminación del incentivo de participación** en el mercado como complemento de la opción b) del artículo 22 del RD 661/2007.

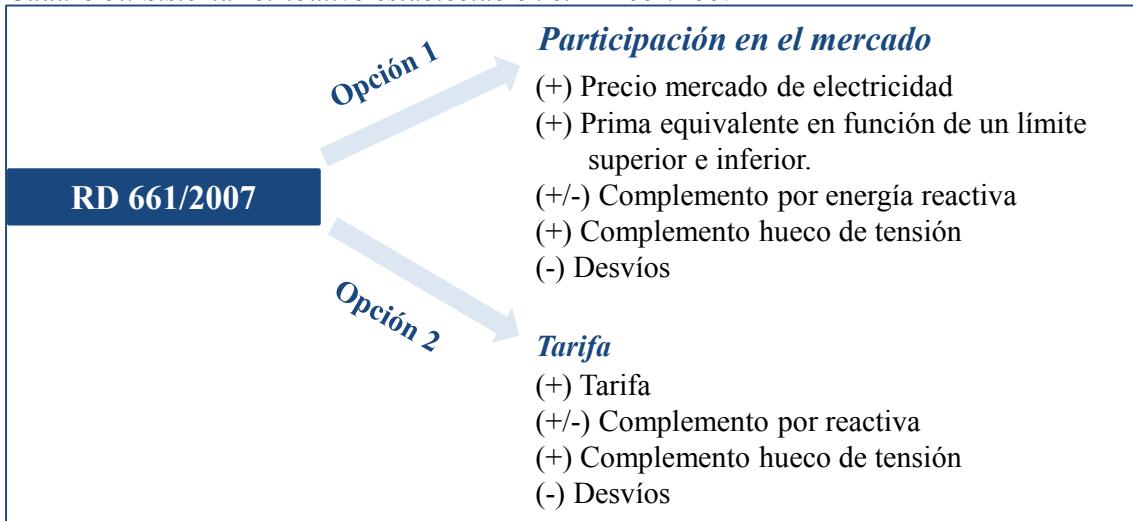
- Para las instalaciones eólicas, el RD 661/2007 estableció un límite inferior y superior para la suma del precio horario del mercado diario, más una **prima de referencia**, de forma que la prima a percibir en cada hora, quedaba acotada en función de dichos valores y del precio del libro mercado (artículo 27 RD 661/2007).
- La prima, la tarifa y los complementos retributivos quedan **desligados de la TMR**, publicándose los valores de los mismos cada año.

En el caso del **grupo b.2.1** el periodo de percepción de la prima se limitó a 20 años, mientras que bajo la opción tarifa se reconoció una tarifa reducida a partir del año 21 de vida de la instalación.

- Los importes de prima, tarifa y complementos retributivos de las instalaciones eólicas se **actualizaban anualmente en función del IPC** (artículo 44.1 RD 661/2007) menos 25 puntos básicos hasta el 31 de diciembre de 2012 y 50 puntos básicos a partir de entonces (Disposición adicional primera RD 661/2007).
- El RD 661/2007 introdujo las siguientes novedades respecto a los complementos retributivos que eran de aplicación a las instalaciones eólicas:
  - El **complemento por energía reactiva** (artículo 29 RD 661/2007) se estableció como un porcentaje del valor 7,8441 €/kWh, importe que será revisado anualmente. Dicho porcentaje se calculaba de la misma manera que en el RD 436/2004, a partir de unos porcentajes mínimos y máximos en función del factor de potencia con el que se entrega la energía (Anexo V del RD 661/2007).
  - En la disposición adicional séptima del RD 661/2007 se estableció el complemento por continuidad de suministro frente a los **huecos de tensión** como un importe fijo de 0,38 c€/kWh que sería revisado anualmente. De manera adicional, se estableció un periodo máximo para percibirlo de 5 años y como máximo hasta el 31 de diciembre de 2013.

- Por último, el RD 661/2007 redujo la tolerancia a los desvíos, de forma que el **coste del desvío** en cada hora, se repercutía sobre la diferencia en valor absoluto entre la producción real y la previsión.

Cuadro 5.: Sistema retributivo establecido en el RD 661/2007



Fuente: Elaboración propia, a partir de lo establecido en el RD 661/2007.

### 3.2 Principales modificaciones a los sistemas retributivos anteriores al Nuevo Marco Regulatorio

Posteriormente, a partir de 2009, como consecuencia de la **crisis económica**, el **incremento del déficit tarifario** en España adoptó el Estado una serie de medidas con el fin de reducir los costes regulados del sistema.

Las principales modificaciones que afectaron al sistema retributivo de las instalaciones en régimen especial aprobadas desde 2009, **con el objeto de reducir el déficit tarifario**, fueron las siguientes:

1. *“Real Decreto 1565/2010 de 19 de noviembre por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial”* (en adelante, el **RD 1565/2010**)

El RD 1565/2010 entró en vigor el 24 de noviembre de 2010 e introdujo como novedad la exigencia de mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia de la energía entregada a la red, siendo consecuencia de su incumplimiento o cumplimiento, la penalización o la retribución de un complemento por energía reactiva, respectivamente.

Asimismo, el RD 1565/2010 impuso a las instalaciones la obligación de mantenerse, de forma horaria, dentro del rango obligatorio de factor de potencia recogido en el Anexo V. El incumplimiento de dicha obligación conllevaba el pago de la máxima penalización contemplada en dicho Anexo para las horas en las que se incurriera en incumplimiento.

2. *“Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico”* (en adelante, el **RDL 14/2010**)

El año anterior se había aprobado el RDL 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. En concreto dicho RDL estableció límites para acotar el incremento del déficit tarifario, abordando además un mecanismo de financiación del mismo. Como consecuencia de la caída en la demanda eléctrica causada por la crisis y por el lado de la oferta el incremento del precio de los combustibles fósiles y las favorables condiciones meteorológicas, el déficit tarifario había superado los límites establecidos en el RDL 6/2009.

El objetivo del RDL 14/2010 era corregir urgentemente el déficit tarifario del sector eléctrico. Para ello, creó un **peaje de acceso** a las redes de transporte y distribución a satisfacer por los productores de energía eléctrica por importe de **0,5 €/MWh** (Disposición transitoria primera RDL 14/2010).

3. *“Ley 15/2012 de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética”* (en adelante, la **Ley 15/2012**).

La Ley 15/2012 entró en vigor el 1 de enero de 2013 y creó un **impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica** (en adelante, el **IVPEE**) consistente en gravar los importes de producción un tipo impositivo del **7%**.

Esta ley determinó que los costes del sistema serían financiados tanto con los ingresos que procedan de los peajes de acceso y demás precios regulados, como de las correspondientes partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado.

4. *“Real Decreto-Ley 2/2013 de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero”* (en adelante, el **RDL 2/2013**).

El RDL 2/2013 estableció las siguientes medidas de urgencia con carácter retroactivo al 1 de enero de 2013:

- De acuerdo con el artículo 1, las actualizaciones de las retribuciones de actividades del sistema eléctrico que hasta ese momento se vinculaban al IPC pasaron a actualizarse con el índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos (en adelante, el **IPC subyacente**).
- **Supresión de la prima de referencia existente, así como los límites superior e inferior establecidos por el RD 661/2007** (artículo 2 RDL 2/2013).
- **Se limitó la capacidad de elección de opción de venta de energía a mercado**, al impedir que las instalaciones de régimen especial que se acogieran a la venta de mercado libre pudieran luego acogerse a la venta en tarifa regulada (artículo 3 RDL 2/2013).

### 3.3 Descripción del Nuevo Marco Regulatorio desde una perspectiva teórica y práctica

En la presente Sección se presenta una descripción del Nuevo Marco Regulatorio, en primer lugar desde un punto de vista teórico y posteriormente desde un punto de vista práctico.

#### 3.3.1 Descripción del Nuevo Marco Regulatorio desde un punto de vista teórico

Finalmente, el 15 de julio de 2013 entró en vigor el **Real Decreto-ley 9/2013** y posteriormente en desarrollo del mismo el **Real Decreto 413/2014** y la **Orden IET/1045/2014**, que en conjunto configuran el **Nuevo Marco Regulatorio** que es de aplicación a las instalaciones de producción de energía eléctrica existentes a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. A continuación presentamos un desarrollo de los principios básicos y líneas generales del Nuevo Marco Regulatorio:

1. “Real Decreto-ley 9/2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico” (en adelante, el **RDL 9/2013**).

En virtud de lo expuesto en el preámbulo de la citada norma, su aprobación vino ocasionada por **el aumento del déficit tarifario**, acrecentado por ciertos hechos que variaron las hipótesis sobre las que se habían realizado las estimaciones de los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y las primas de las instalaciones del régimen especial que se plasmaron en la Orden IET/221/2013 de 14 de febrero.

En este sentido, durante los primeros meses de 2013 el **nivel de pluviometría y las condiciones de viento fueron muy superiores a las medias históricas**. Esta meteorología atípica tuvo según el preámbulo de la citada norma un doble efecto: (i) la **bajada del precio del mercado diario** hasta un nivel mínimo de 18,17 €/MWh de media en el mes de abril, dando como resultado un precio medio en los seis primeros meses de 2013 de aproximadamente 37 €/MWh, precio inferior a los 51,19 €/MWh previstos para el conjunto del año; (ii) el **incremento de las horas de funcionamiento** de la energía eólica que tiene derecho a régimen primado. Por

consiguiente, los dos efectos se tradujeron en un incremento del coste del régimen especial.

A mayor abundamiento, y fruto de la crisis económica, en el primer semestre de 2013 se produjo una contracción de la demanda eléctrica superior a la prevista.

Tal y como se pone de manifiesto en la citada norma, en este contexto, se aprobó el RDL 9/2013, en el que entre otras cosas:

- **Se habilitó al ejecutivo a aprobar un nuevo régimen jurídico y económico** para las instalaciones de producción de energía eléctrica existentes a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- **Se derogó el anterior sistema retributivo establecido en el RD 661/2007.** Hasta la aprobación y definición íntegra del nuevo sistema retributivo se continuó aplicando el régimen establecido en el RD 661/2007, si bien una vez aprobado el nuevo marco regulatorio éste sería de aplicación retroactiva al 13 de julio de 2013, practicándose las liquidaciones correspondientes.

En el artículo 1.2 del RDL 9/2013 que modificó el 30.4 de la Ley 54/1997, se estableció que “*(...) a la retribución por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado, las instalaciones podrán percibir una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada, que cubra, cuando proceda, los costes de la inversión de una instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo.*

*Para el cálculo de dicha retribución específica se considerarán, para una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada:*

1. *Los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción.*
2. *Los costes estándar de explotación.*
3. *El valor estándar de la inversión inicial.”*

A este respecto, y tal y como se señala en el preámbulo del Real Decreto-ley, la jurisprudencia entiende 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*”.

Por consiguiente, el **concepto de instalación tipo considerada para el cálculo de la retribución específica** está estrechamente ligado al de **empresa eficiente y bien gestionada**.

El objetivo que se persigue a través de este marco retributivo es articular una retribución que permita a las instalaciones renovables, a las de cogeneración y residuos cubrir los costes necesarios para competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y obtener una **rentabilidad razonable**. En este sentido, en el propio artículo 1.2 se estipuló que “*(...) esta rentabilidad razonable girará antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado.*” Asimismo, se indicó que los parámetros retributivos que garantizan esta rentabilidad razonable podrán ser revisados como veremos más adelante.

2. “Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.” (en adelante, la **Ley 24/2013**).

Posteriormente, el 27 de diciembre de 2013 se aprobó la **Ley 24/2013** con la que se pretendía corregir la situación de déficit tarifario y homogenizar dicho sector tras los continuos cambios normativos acaecidos y que se han explicado en Secciones previas.

Entre las novedades que introdujo esta ley, cabe destacar la **eliminación de la distinción entre régimen ordinario y régimen especial** de producción de energía eléctrica, estableciendo por consiguiente una regulación unificada.

Ante lo expuesto en la mencionada ley, esta distinción carecía de sentido debido al elevado desarrollo de las tecnologías de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, y, por consiguiente, se abogó por considerar a estas instalaciones de manera análoga a la del resto de tecnologías que operan en el mercado. En este sentido, esta normativa estipula que el régimen retributivo de estas tecnologías, se basará en su **necesaria participación en el mercado**, complementando los ingresos de mercado de forma que se permita a estas tecnologías competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías del mercado.

Asimismo, se señaló que “*esta retribución específica complementaria será suficiente para alcanzar el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que, a diferencia de las tecnologías convencionales, estas no puedan recuperar en el mercado y les permitirá obtener una rentabilidad adecuada con referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable.*” Como vemos, la **Ley 24/2013 plasmó los principios consignados en el RDL 9/2013**.

3. “*Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*”(en adelante, el **RD 413/2014**) y “*Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*” (en adelante, la **Orden IET/1045/2014**).

El **RD 413/2014** se aprobó el 6 de junio, y en él se desarrollan los principios concretos sobre los que se articula el régimen aplicable a las instalaciones de producción de energía eléctrica existentes a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, integrados en la Ley 24/2013. Asimismo, la **Orden IET/1045/2013** publicada el 20 de junio de 2014, valora estos parámetros retributivos y establece las hipótesis para su cálculo.

En concreto, mediante el RD 413/2014, se determina el procedimiento para otorgar el régimen retributivo específico y los parámetros retributivos a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, de acuerdo con las instalaciones tipo definidas por el mismo y valoradas en la Orden IET/1045/2014<sup>8</sup> (4), persiguiendo, de este modo, la obtención de una supuesta rentabilidad razonable del proyecto.

a. **Detalle de los parámetros retributivos establecidos por el RD 413/2014:**

A continuación, hemos detallado los principales parámetros retributivos para la aplicación del régimen específico establecido en el RD 413/2014:

1. *Retribución al mercado*

*Las instalaciones de producción de energía eléctrica estarán obligadas a realizar ofertas económicas al operador del mercado, (...)”*<sup>9</sup> (5)

2. *Retribución a la inversión por unidad de potencia instalada (Rinv)*

*“Para el cálculo de los ingresos anuales procedentes de la retribución a la inversión de una instalación, se multiplicará la retribución a la inversión (Rinv) de la instalación tipo asociada, por la potencia con derecho a régimen retributivo específico, sin perjuicio de la corrección en función del número de horas equivalentes de funcionamiento.*

---

<sup>8</sup> Entendiendo por instalación tipo, cada modelo de instalación o planta eficiente y bien gestionada sobre la que el Ministerio de Industria ha realizado sus estimaciones de ingresos y gastos y ha denominado con un código diferente en función del subgrupo al que pertenecía en el RD 661/2007 y las características de cada instalación en lo que se refiere a año de puesta en marcha, potencia instalada, materia prima, etc. Nótese que todas las instalaciones tipo tienen asignadas variables operativas para el año siguiente a su puesta en marcha, no en el año en que se inicia su funcionamiento.

<sup>9</sup> Artículo 9.2 del RD 413/2014.

*A los efectos del presente real decreto, para el cálculo de la energía imputable a la fracción de potencia con derecho a régimen retributivo específico se multiplicará la energía por el ratio resultante de dividir la potencia con derecho a régimen retributivo específico entre la potencia instalada".<sup>10</sup> (6)*

*"El valor de la retribución a la inversión de la instalación tipo por unidad de potencia se calculará de forma que permita compensar los costes de inversión que aún no hayan sido recuperados según la formulación del valor neto del activo y que no podrán ser recuperados mediante los ingresos de explotación previstos para el periodo que le queda a la instalación hasta alcanzar la vida útil regulatoria, (...)"<sup>11</sup> (6)*

**3. Retribución a la operación (Ro):**

*"Para el cálculo de los ingresos procedentes de la retribución a la operación de una instalación, se multiplicará, para cada periodo de liquidación, la retribución a la operación (Ro) de la instalación tipo asociada, por la energía vendida en el mercado de producción en cualquiera de sus formas de contratación de dicho periodo, (...)"<sup>12</sup> (5)*

No obstante, cabe señalar que la tecnología eólica no recibe retribución a la operación de acuerdo con la Orden IET/1045/2014, mientras que la fotovoltaica tiene asignada retribución por este concepto.

En general, los parámetros retributivos serán actualizados en cada **periodo regulatorio de 6 años de duración**, siendo el primer periodo el comprendido entre la entrada en vigor del RDL 9/2013 y el 31 de diciembre de 2019. A su vez, cada periodo regulatorio se divide en **dos semiperíodos de 3 años de duración**. En concreto, la actualización de cada concepto retributivo establecido es la siguiente:

---

<sup>10</sup> Párrafo extraído del artículo 11.6 de la Orden IET/1045/2014.

<sup>11</sup> Párrafo extraído del artículo 16 de la Orden IET/1045/2014.

<sup>12</sup> Artículo 11.6 b) del RD 413/2014.

- En el artículo 19 del RD 413/2014 se establece “*la revisión del valor sobre el que girará la rentabilidad razonable de las instalaciones tipo se calculará como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del inicio del periodo regulatorio incrementada en un diferencial. Las revisiones del valor sobre el que girará la rentabilidad razonable aplicarán en lo que reste de vida útil regulatoria de las instalaciones tipo.*

*Antes del 1 de enero del último año del periodo regulatorio correspondiente, el Ministro de Industria, Energía y Turismo elevará al Consejo de Ministros un anteproyecto de ley en el que se recogerá una propuesta del valor que tomará el diferencial señalado en el apartado anterior en el periodo regulatorio siguiente, (...).*

- En el artículo 20 del RD 413/2014 se menciona que “*sin perjuicio de lo previsto en el artículo 19, al finalizar cada periodo regulatorio se podrán revisar el resto de parámetros retributivos, (...). En la citada revisión podrán modificarse todos los valores de los parámetros retributivos, (...).*
  1. *Al final cada semiperíodo regulatorio se podrán revisar (...) las estimaciones de los ingresos estándar de las instalaciones tipo por la venta de la energía valorada al precio de mercado, así como los parámetros retributivos directamente relacionados con estos.*
  2. *Al menos anualmente se revisará, de acuerdo con la metodología que reglamentariamente se establezca, la retribución de la operación (...).*

**Por lo mencionado, los parámetros retributivos serán revisados cada 6 años, con excepción de los ingresos y la *Rinv* que se realizará cada 3 años (semiperíodos regulatorios) y la *Ro* que se revisará anualmente.**

- b. **Criterios seguidos para la aplicación de la retribución específica a cada tecnología**

A continuación, detallamos los principales parámetros retributivos para la aplicación del régimen específico establecido en el RD 413/2014:

*“Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se fijarán los parámetros retributivos de las instalaciones tipo que serán aplicables a las instalaciones reguladas en esta disposición.*

*Dicha orden podrá distinguir diferentes valores de los parámetros retributivos de la instalación tipo en función de la tecnología, potencia, antigüedad, sistema eléctrico, (...). Para cada instalación tipo que se defina a estos efectos se fijará un código, que será incluido en el registro de régimen retributivo específico y se utilizará a efectos de liquidaciones”.<sup>13</sup>(5)*

En este sentido, en la Orden IET/1045/2014 se detallan, en su Anexo I, una serie de tablas y equivalencias entre el grupo al que pertenece cada tecnología bajo el RD 661/2007 y la clasificación realizada en la citada Orden IET/1045/2014, mediante la asignación de un código de instalación tipo, en función del subgrupo al que pertenecía bajo el RD 661/2007, la potencia instalada y el año de inicio de explotación.

Una vez clasificada cada tecnología por código, **en el Anexo VIII de la Orden IET/1045/2013, se establecen los parámetros retributivos (Ro y Rinv) para cada instalación tipo anteriormente definida.**

**c. Hipótesis consideradas por el Ministerio de Industria Energía y Turismo en el cálculo de los parámetros retributivos del Anexo II**

En el Anexo III de la Orden IET/1045/2014 se detallan las hipótesis utilizadas por el Ministerio de Industria para estimar las retribuciones a la inversión de cada planta tipo detalladas en los Anexo I y II de la misma para todas las plantas tipo. Las hipótesis consideradas se dividen en las que son comunes a todas las tecnologías y las específicas para cada tecnología.

---

<sup>13</sup> Disposición adicional segunda del RD 413/2014.

En concreto, las **hipótesis comunes** utilizadas por el Ministerio de Industria Energía y Turismo son las siguientes:

▪ Precio del pool o libre mercado

En lo que se refiere a la evolución de los precios de mercado, la Orden IET/1045/2014 establece lo siguiente:

*“Para el precio comprendido entre el 14 de julio y el 31 de diciembre de 2013, se han considerado los precios medios reales del mercado eléctrico diario publicados por la OMIE<sup>14</sup>(3), con un valor medio para el período de 51,29 MWh.*

*Los valores de los precios del mercado eléctrico para los años 2014, 2015 y 2016 han sido calculados para cada uno de esos años como media aritmética (redondeada a dos decimales) de los precios, para períodos de suministro anuales, de los Contratos de Futuros, carga Base, para España, en los días que han estado abiertos a negociación durante el segundo semestre de 2013, de acuerdo con los datos publicados por OMIP<sup>15</sup>.(3) De 2017 en adelante, se ha adoptado la hipótesis de que el precio del mercado eléctrico se mantiene constante en un valor de 52 €/MWh”.*

En el siguiente cuadro, se muestran las estimaciones del precio del mercado eléctrico y los límites superiores e inferiores del mismo que establece el artículo 22 del RD 413/2014:

---

<sup>14</sup> OMIE son las siglas del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A., denominado hasta 30 de junio de 2004 Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, S.A. (OMEL) y que se encarga de la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado. La figura de este operador de mercado se creó en virtud del artículo 33 de la Ley 54/1997.

<sup>15</sup> OMIP es la bolsa de derivados del MIBEL (Mercado Ibérico de la Electricidad). Los principales objetivos del OMIP son contribuir al desarrollo del mercado ibérico de electricidad, promover precios de referencia ibéricos, facilitar instrumentos eficientes de gestión del riesgo y facilitar un modelo de mercado adecuado para todos los agentes.

*Cuadro 6.: Estimación del precio estimado en la Orden IET/1045/2014 (importes expresados en €/MWh)*

Período	Precio venta	LS2 (*)	LS1 (*)	LI1 (*)	LI2 (*)
2014	48,21	56,21	52,21	44,21	40,21
2015	49,52	57,52	53,52	45,52	41,52
2016	49,75	57,75	53,75	45,75	41,75
2017 en adelante	52,00	60,00	56,00	48,00	44,00

*Fuente: Elaboración propia, a partir de lo establecido en el Anexo III de la Orden IET/1045/2014 y el artículo 22 del RD 413/2014.*

*(\*) A este respecto, mencionar que, en el artículo 22 del RD 413/2014, “Se establecerán para cada instalación tipo, (...) dos límites superiores denominados LS1 y LS2 siendo LS1 menor que LS2 y dos límites inferiores denominados LI1 y LI2 siendo LI1 mayor que LI2, entorno al precio estimado del mercado que ha sido considerado en el cálculo de los parámetros retributivos.*

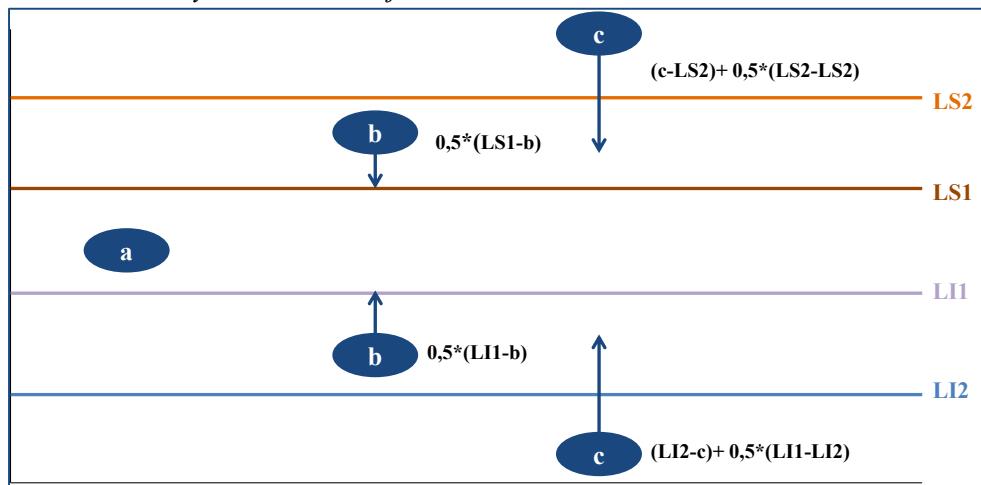
*Cuando el precio medio anual del mercado diario e intradiario se encuentre fuera de dichos límites, se generará, en cómputo anual, un saldo positivo o negativo, que se denominará valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado (...).*

Tal y como se ha explicado previamente, dado que los ingresos de mercado empleados se basan en estimaciones, la Orden IET/1045/2014 incluye una corrección cada semiperíodo para el caso de que el precio del mercado se desvíe de los valores previstos.

En concreto, en el artículo 22 del RD 413/2014 se define la mecánica de ajuste respecto a los límites establecidos en el mismo. En particular, cuando el precio medio anual del mercado diario eléctrico se encuentre fuera de los mencionados límites, se generará en cómputo anual un saldo positivo o negativo que aplicado al número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación tipo, se denomina **valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado**.

Con el objeto de facilitar la comprensión de la mecánica de ajustes de las desviaciones del precio del pool, a continuación presentamos un gráfico en el que se muestra cada una de las casuísticas descritas en el artículo 22 del RD 413/2014 y que exponemos a continuación:

Cuadro 7.: Gráfico de los límites del precio del pool establecidos en la Orden IET/1045/2014 y casuística de ajustes del mismo



Fuente: Elaboración propia, a partir del RD 413/2014.

A partir de los valores de ajuste que se generen por las diferencias y de acuerdo con las fórmulas establecidas en la Orden IET/1045/2014, se recalcula la  $R_{inv}$  para el siguiente semiperiodo, con el objetivo de garantizar la rentabilidad razonable establecida en la Orden IET/1045/2014.

■ Coeficiente de apuntamiento tecnológico:

*“Los precios anteriores se han corregido con unos coeficientes de apuntamiento para obtener los precios de mercado eléctrico aplicables a cada tecnología. En concreto, se han utilizado los coeficientes de apuntamiento tecnológico para 2014 calculados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), con la información disponible en esa Comisión hasta el 31 de diciembre de 2013, relativa a los años 2011, 2012 y 2013.*

*Los coeficientes de apuntamiento considerados sobre el precio estimado del mercado para cada tecnología son los siguientes:*

- *Tecnología eólica en tierra (subgrupo b.2.1): 0,8889.*

■ Valor aplicable a la rentabilidad razonable:

*“El rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 9/2013, (...) de las Obligaciones del Estado a 10 años (...) y aplicable a los cálculos de parámetros retributivos para las instalaciones con derecho a la percepción del régimen económico primado, es de 4,398.*

*Al sumarle a este valor 300 puntos básicos, el valor de la rentabilidad razonable aplicable utilizado para el cálculo es de 7,398”.*

■ Evolución de los costes de explotación a partir del 2014:

*“Respecto al valor considerado para cada instalación tipo en 2014 (...) se ha considerado un incremento anual del 1% hasta el final de su vida útil regulatoria, a excepción de aquellas partidas cuya evolución está ya regulada<sup>16</sup>(7) (...).”*

■ Metodología de cálculo de la retribución a la inversión:

*“Para estas instalaciones tipo se ha aplicado la metodología de cálculo del valor neto del activo y del coeficiente de ajuste según lo establecido en el Anexo XIII del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.”.*

Por otro lado, las **hipótesis específicas para la tecnología eólica en tierra** son las siguientes:

■ Horas equivalentes de funcionamiento:

Se considera que todas las instalaciones sufren una pérdida acumulada del 0,5 % anual a partir del año 16 de su vida útil regulatoria.

■ Ingresos por venta de electricidad al Sistema en el mercado en 2013, desde el 14 de julio:

En estos ingresos se incluye la retribución en concepto de complemento de continuidad frente a huecos de tensión.

---

<sup>16</sup> En concreto las partidas de los costes de explotación cuya evolución está ya regulada son los peajes de acceso con un valor fijo de 0,50 €/MWh en virtud del RDL 14/2010 y el RD 1544/2011, el IVPEE y los costes de desvíos.

- Costes de desvíos a partir de 2014:

Se consideran los siguientes valores para los costes de desvíos a partir de 2014: (i) 1 €/MWh en 2014; (ii) 0,80 €/MWh en 2015 y; (iii) 0,60 €/MWh de 2016 en adelante, hasta el final de la vida útil regulatoria de los parques.

### 3.3.2 Descripción del Nuevo Marco Regulatorio desde un punto de vista práctico: explicación de la metodología de cálculo

De acuerdo con la descripción teórica del Nuevo Marco Regulatorio ofrecida en la Sección anterior, a continuación se ofrece una explicación práctica de la mencionada normativa. En concreto, se pretende identificar los ingresos, gastos e inversión reconocidos por la Orden IET/1045/2014 a una instalación tipo cualquiera que será objeto de análisis (en adelante, la **Instalación**), y a partir de los mismos explicar la metodología de cálculo de la retribución que garantiza la rentabilidad razonable reconocida (7,398%).

En concreto se ha seleccionado la IT-00655 que representa a un parque eólico puesto en funcionamiento en 2005 con una potencia instalada superior a 5 MW.

Con carácter previo a comenzar con la explicación, es importante recalcar que los parámetros asociados a una instalación tipo para calcular su retribución, son los parámetros de lo que se considera una “*empresa eficiente y bien gestionada*” (artículo 1.2 del RDL 13/2009). Es decir, se trata de unos **parámetros teóricos, que no tienen por qué coincidir con los ingresos, gastos de explotación o inversión reales de una instalación en particular**. Puede haber instalaciones que sean más eficientes en costes de explotación o inversión que las instalaciones tipo, y otras instalaciones que por lo contrario sean menos eficientes en costes de explotación o inversión. Ello conllevaría que teniendo en cuenta la retribución que la Orden IET/1045/2014 reconoce a la instalación tipo asignada a las instalaciones reales que cumplan con sus características (tecnología, potencia y año de puesta en funcionamiento), habrá instalaciones reales que estén *sobrerretribuidas* y otras que estén *infrarretribuidas*, en lo que a rentabilidad razonable se refiere (7,398%).

1. Tal y como se ha señalado expresamente, se ha seleccionado la IT-00655, instalación tipo que se corresponde con un parque eólico en tierra con las siguientes características de acuerdo con lo expuesto en el Anexo I de la Orden IET/1045/2014:

- **Puesto en funcionamiento en 2005.**
  - **Potencia instalada superior o igual a 5 MW.** Teniendo en cuenta esta premisa, hemos adoptado la hipótesis de que la Instalación cuenta con **20 MW** instalados.

*Cuadro 8.: Extracción del Anexo I de la Orden IET/1045/2014*

Clasificación de las tarifas según el Real Decreto 661/2007				Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014						
Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P ≤ 5 MW	-	2011	IT-00638
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P ≤ 5 MW	-	2012	IT-00639
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P ≤ 5 MW	-	2013	IT-00640
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P ≤ 5 MW	-	2014	IT-00641
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P ≤ 5 MW	-	2015	IT-00642
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P ≤ 5 MW	-	2016	IT-00643
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	1994	IT-00644
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	1995	IT-00645
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	1996	IT-00646
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	1997	IT-00647
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	1998	IT-00648
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	1999	IT-00649
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2000	IT-00650
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2001	IT-00651
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2002	IT-00652
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2003	IT-00653
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2004	IT-00654
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2005	IT-00655
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2006	IT-00656
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2007	IT-00657
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2008	IT-00658
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2009	IT-00659
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2010	IT-00660
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2011	IT-00661
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2012	IT-00662
b.2	b.2.1	-	-	b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2013	IT-00663

Fuente: Anexo I de la Orden IET/1045/2014.

2. En el Anexo VIII de la Orden IET/1045/2014 se detallan los “*parámetros considerados para el cálculo de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de los anexos II y V*”. De acuerdo con el código de identificación de la Instalación (IT-00655), a continuación mostramos los parámetros reconocidos por la Orden IET/1045/2014 a la misma:

*Cuadro 9.: Extracción del Anexo VIII de la Orden IET/1045/2014*

Código de identificación		IT-00655									
Caracterización de la Instalación Tipo											
Valor estándar de la inversión inicial (€/MW):		1.120.000		Vida Útil Regulatoria (años):		20					
Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema	Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado	Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento			Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)	Futuro
		Histórico	Futuro				Histórico	Futuro	h netas		
		€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE	€/MWhE				h netas		
1994	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1996	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1997	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1998	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1999	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2001	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2003	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2004	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2005	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2006	-	17,40	-	90,62	-	-	2.102	-	-	-	-
2007	-	17,58	-	79,38	-	-	2.178	-	-	-	-
2008	-	18,69	-	103,31	-	-	2.140	-	-	-	-
2009	-	18,37	-	80,38	-	-	2.247	-	-	-	-
2010	-	18,33	-	78,20	-	-	2.302	-	-	-	-
2011	-	20,44	-	91,11	-	-	2.076	-	-	-	-
2012	-	20,09	-	87,19	-	-	2.287	-	-	-	-
2013	-	26,19	24,23	84,06	46,42	-	1.322	1.035	-	-	-
2014	-	-	25,85	-	42,85	-	-	2.190	-	-	-
2015	-	-	25,94	-	44,02	-	-	2.190	-	-	-
2016	-	-	25,96	-	44,22	-	-	2.190	-	-	-
2017	-	-	26,31	-	46,22	-	-	2.190	-	-	-

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

Fuente: *Anexo VIII de la Orden IET/1045/2014.*

En la tabla anterior, se pueden apreciar los siguientes aspectos:

- Se reconoce una **vida útil regulatoria de 20 años<sup>17</sup> (6)** a los parques eólicos. Dado que la Instalación se asocia a una puesta en marcha en 2005, su vida útil regulatoria concluiría en 2025.

Esta cifra, puede parecer incongruente con el hecho de que la tabla anterior, únicamente, muestra datos hasta 2017, sin embargo los parámetros en los años restantes, son estimados de acuerdo con las hipótesis recogidas en el Anexo III de la Orden de Parámetros y que han sido explicadas en la Sección anterior.

- Se reconoce una **inversión inicial estándar de 1.120.000 €/MW**. Dado que en el presente ejercicio teórico, hemos asumido la hipótesis de que la potencia instalada fuera de 20 MW, la inversión inicial total ascendería a **22.400.000 euros<sup>18</sup>**.

<sup>17</sup> Se entiende por vida útil regulatoria el período temporal en el que la Orden IET/1045/2014 reconoce el derecho a estar acogido al régimen retributivo específico del Nuevo Marco Regulatorio.

Es importante señalar que se trata de una inversión inicial y única, lo que implica que se realizaría el primer año de puesta en funcionamiento de la instalación, es decir, en 2005.

- Además de la inversión inicial estándar, la Orden IET/1045/2014 establece otros parámetros para calcular la retribución que garantiza la rentabilidad razonable a las instalaciones tipo, en concreto ingresos y gastos de explotación. Para ambos la Orden IET/1045/2014 establece un período histórico (2006<sup>19</sup> (6)-14 de julio de 2013) y un período futuro (15 de julio de 2013 a 2017):

- **Costes de explotación estándar necesarios para realizar la actividad<sup>20</sup>.** Dentro de este concepto se incluyen los gastos de explotación propiamente dichos, y el peaje y el IVPEE.

Dado que a partir de 2017, no aparecen datos, se estimarían los costes conforme a la hipótesis específica del Anexo III de la Orden IET/1045/2014 de incremento de los costes de explotación (a excepción de los costes regulados, esto es, el peaje y el IVPEE) en un 1% anual.

- **Ingresos por la venta de la energía al precio de mercado.** A partir de 2017 se estimarían los ingresos conforme a la hipótesis general de que el precio del mercado de electricidad a partir de esa fecha será de **52 €/MWh**. A este valor, se le aplica el coeficiente de apuntamiento que para las instalaciones tipo eólicas es de **0.8889** (hipótesis general del Anexo III de la Orden IET/1045/2014), obteniendo un resultado de **46,22 €/MWh**.

- Por último, la Orden IET/1045/2014 establece unas horas equivalentes de funcionamiento<sup>21</sup>. A partir de estas **horas equivalentes de funcionamiento** se puede calcular la producción como el producto de estas por la potencia instalada (**20 MW**).

---

<sup>18</sup>  $(1.120.000 €/MW * 20 MW) = 2.400.000 €$

<sup>19</sup> De acuerdo con la metodología expuesta en la Orden IET/1045/2014, en el primer año de puesta en funcionamiento únicamente se realizaría la inversión, no se percibiría ningún ingreso ni se incurriría en ningún coste de explotación.

<sup>20</sup> No se reconocen gastos de combustible, dado que los parques eólicos no consumen combustible, se alimentan de la energía eólica que es gratis.

<sup>21</sup> Recordemos que las horas equivalentes son el número de horas de funcionamiento a máxima potencia y se calculan como el cociente entre la producción anual y la potencia instalada.

Respecto a la proyección de las horas equivalentes de funcionamiento a partir de 2017, es preciso tener en cuenta que a partir del año 16 de funcionamiento (2021 para el caso de la Instalación) se reduce un 0,5% anual<sup>22</sup>. (6)

Dado que los ingresos por venta de energía al mercado y los gastos de explotación vienen expresados en términos unitarios (€/MWh) para transformarlos en euros, hay que multiplicar por la producción.

3. Una vez se han explicado los parámetros que tiene en consideración la Orden IET/1045/2014 para calcular la retribución de la Instalación, explicamos la metodología de cálculo de la misma:
  - i. De acuerdo con los parámetros descritos previamente, se lleva a cabo una cuenta de pérdidas y ganancias, para obtener el beneficio antes de intereses, impuestos depreciaciones y amortizaciones (en adelante, **EBITDA**)<sup>23</sup> (6):

*Cuadro 10.: Cálculo del EBITDA*

Concepto	
(+)	Ingresos por venta de energía al mercado
(-)	Gastos de explotación
=	<b>EBITDA</b>

*Fuente: Elaboración propia, a partir de lo establecido en la Orden IET/1045/2014.*

- ii. Teniendo en consideración la inversión inicial y los EBITDAS calculados, se obtiene la rentabilidad a partir de la **tasa interna de retorno o rentabilidad** (en adelante, **TIR**) que es un método de valoración de inversiones que mide la rentabilidad de los cobros y los pagos actualizados, generados por una inversión, en términos relativos, es decir, en porcentaje.

En concreto, la **TIR obtenida es del 5,99** (véase **Anexo I**), es decir, una rentabilidad inferior a la rentabilidad razonable reconocida en la Orden IET/1045/2014 (7,398%). Ello implica que se le debe reconocer retribución a la inversión que complementa a los ingresos por venta de energía al mercado para alcanzar la rentabilidad razonable reconocida.

<sup>22</sup> Hipótesis específicas para la tecnología eólica recogidas en la Orden IET/1045/2014.

<sup>23</sup> Nótese que la Orden IET/1045/2014 no proporciona datos sobre la deuda, las amortizaciones, el impuesto sobre beneficios, lo que implica que se queda a nivel EBITDA.

- iii. Tal y como se ha explicado anteriormente y como recoge el artículo 16 de la Orden IET/1045/2014, la *Rinv* se “*calculará de forma que permita compensar los costes de inversión que aún no hayan sido recuperados (...) y que no podrán ser recuperados mediante los ingresos de explotación previstos para el periodo que le queda a la instalación hasta alcanzar la vida útil regulatoria.*” Por lo tanto, para la **IT-00655, la *Rinv* sería la retribución necesaria para aumentar la rentabilidad del 5,99% hasta alcanzar la rentabilidad razonable, 7,398%** (véase **Anexo II**).

En el Anexo II de la Orden IET/1045/2014 “*Parámetros retributivos de las instalaciones tipo para las instalaciones definidas en el apartado 1 del artículo 2*” se recoge para cada instalación tipo la retribución reconocida. A continuación detallamos la retribución reconocida a la IT-00655 para 2013 y para 2014-2016:

*Cuadro 11.: Retribución reconocida a la IT-00655 para 2013 en el Anexo II de la Orden IET/1045/2014*

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Retribución a la Inversión Rinv 2013 (*) (€/MW)	Retribución a la Operación Ro 2013 (€/MWh)	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro 2013 (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh 2013 (**) (h)	Umbral de funcionamiento UF 2013 (**) (h)
IT-00647	20	0	0,000	-	-	-
IT-00648	20	0	0,000	-	-	-
IT-00649	20	0	0,000	-	-	-
IT-00650	20	0	0,000	-	-	-
IT-00651	20	0	0,000	-	-	-
IT-00652	20	0	0,000	-	-	-
IT-00653	20	0	0,000	-	-	-
IT-00654	20	3.609	0,000	-	210	126
IT-00655	20	8.557	0,000	-	219	131
IT-00656	20	18.091	0,000	-	220	132
IT-00657	20	31.856	0,000	-	210	126
IT-00658	20	45.899	0,000	-	210	126
IT-00659	20	50.290	0,000	-	210	126
IT-00660	20	53.708	0,000	-	210	126
IT-00661	20	45.425	0,000	-	210	126
IT-00662	20	46.692	0,000	-	210	126
IT-00663	20	47.464	0,000	-	210	126

Fuente: Anexo II de la Orden IET/1045/2014.

*Cuadro 12.: Retribución reconocida a la IT-00655 para 2014-2016 en el Anexo II de la Orden IET/1045/2014*

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Coeficiente de ajuste $C_{1,a}$	Retribución a la Inversión $R_{Inv}$ 2014-2016 (€/MW)	Retribución a la Operación $R_o$ (€/MWh) 2014	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de $R_o$ (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo $Nh$ (*) Anual 2014-2016 (h)	Umbral de funcionamiento $Uf$ (*) Anual 2014-2016 (h)	Porcentajes aplicables a $Nh$ y $Uf$ anuales, para el cálculo del nº de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los períodos de 3, 6 y 9 meses (%)		
								3 meses	6 meses	9 meses
IT-00639	20	0,8436	128.334	0,000	-	1.050	630	15%	30%	45%
IT-00640	20	0,8424	123.195	0,000	-	1.050	630	15%	30%	45%
IT-00641	20	0,8419	123.116	0,000	-	1.050	630	15%	30%	45%
IT-00642	20	0,8429	123.275	0,000	-	1.050	630	15%	30%	45%
IT-00643	20	0,8444	123.494	0,000	-	1.050	630	15%	30%	45%
IT-00644	20	0,0000	0	0,000	-	-	-	-	-	-
IT-00645	20	0,0000	0	0,000	-	-	-	-	-	-
IT-00646	20	0,0000	0	0,000	-	-	-	-	-	-
IT-00647	20	0,0000	0	0,000	-	-	-	-	-	-
IT-00648	20	0,0000	0	0,000	-	-	-	-	-	-
IT-00649	20	0,0000	0	0,000	-	-	-	-	-	-
IT-00650	20	0,0000	0	0,000	-	-	-	-	-	-
IT-00651	20	0,0000	0	0,000	-	-	-	-	-	-
IT-00652	20	0,0000	0	0,000	-	-	-	-	-	-
IT-00653	20	0,0000	0	0,000	-	-	-	-	-	-
IT-00654	20	0,0000	8.294	0,000	-	1.048	629	15%	30%	45%
IT-00655	20	0,2668	19.484	0,000	-	1.095	657	15%	30%	45%
IT-00656	20	0,5127	41.342	0,000	-	1.101	661	15%	30%	45%
IT-00657	20	0,6859	74.254	0,000	-	1.050	630	15%	30%	45%

Fuente: Anexo II de la Orden IET/1045/2014.

Por lo tanto, la retribución reconocida a la Orden IET/1045/2014, es la siguiente:

- **$R_{Inv}$  2013: 8.557 €/MW.** Teniendo en cuenta que hemos asumido que la potencia instalada es de 20 MW, la  $R_{Inv}$  expresada en euros sería de **171.140 euros<sup>24</sup>**.
- **$R_{Inv}$  2014-2016: 19.484 €/MW.** Teniendo en cuenta que hemos asumido que la potencia instalada es de 20 MW, la  $R_{Inv}$  expresada en euros sería de **389.680 euros<sup>25</sup>**.

Dado que a partir de 2017, no se ha publicado  $R_{Inv}$  para ninguna de las instalaciones tipo, en el caso de la Instalación se ha supuesto que ésta se mantendría **constante**. Recordemos que tal y como se ha expuesto en la **Sección 5**, la  $R_{Inv}$  puede variar en cada semiperíodo regulatorio (3 años), en función del valor de ajuste que se genere como diferencia entre el precio de mercado de electricidad real y las estimaciones de este precio establecidas por la Orden IET/1045/2014 (artículo 22 del RD 413/2014).

<sup>24</sup> 8.557 €/MW \* 20 MW= 171.140 euros

<sup>25</sup> 19.484 €/MW \* 20 MW= 389.680 euros

- *Ro*: Es importante señalar que a las instalaciones eólicas, no se les reconoce retribución a la operación, en tanto en cuanto, para su normal funcionamiento los ingresos por venta al mercado son superiores a sus costes de explotación. La razón fundamental radica en que las instalaciones eólicas no incurren en costes de combustible dado que emplean la energía eólica como fuente de energía, y ésta es gratis.

## 4 Evolución del sector eólico en España

La energía eólica es la energía renovable más madura y desarrollada. Genera electricidad a través de la fuerza del viento, mediante la utilización de la energía cinética producida por efecto de las corrientes de aire. Se trata de una fuente de energía limpia e inagotable, que reduce la emisión de gases de efecto invernadero y preserva el medioambiente.

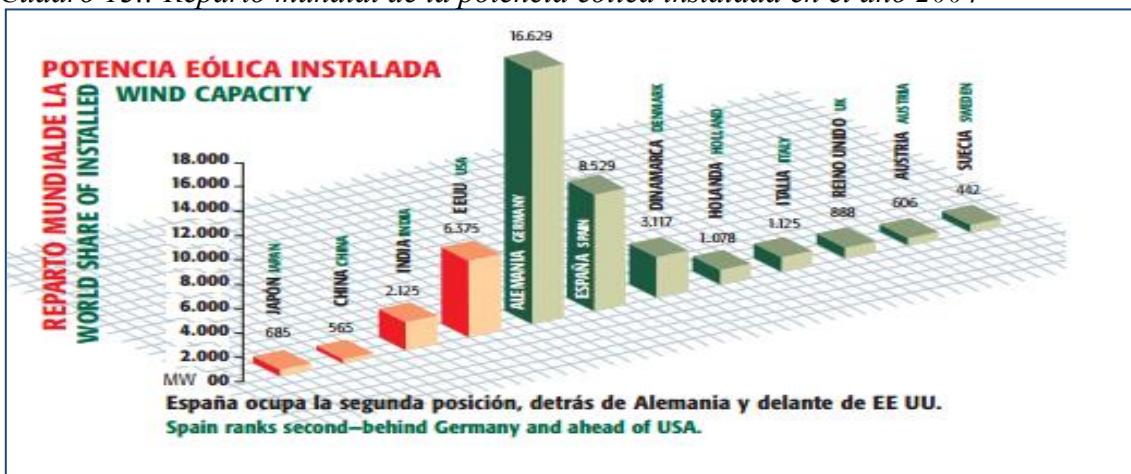
Desde los años 90, España decidió apostar de forma decidida por el desarrollo de la energía eólica, con el objetivo de disminuir la dependencia de recursos energéticos de terceros países y reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) producidas por el proceso de generación de electricidad.

De acuerdo con este objetivo, los sucesivos Gobiernos de España promulgaron diferentes normativas para incentivar, promover y ayudar a la inversión en el sector eólico, en concreto el Real Decreto 2818/1998, el Real Decreto 436/2004 y el Real Decreto 661/2007.

Paralelamente, desde Europa se potenció igualmente la inversión en el sector eólico, así como en otras energías renovables. En este sentido, en enero de 2007, la Comisión Europea presentó un paquete de propuestas para el futuro energético de la Unión Europea, destacando el enorme impulso que debían de recibir las fuentes de energía renovables en el corto y medio plazo. Dicho paquete de propuestas se tradujo en la promulgación de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento y del Consejo de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, en la que se estableció como objetivo obligatorio alcanzar una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo total de energía de la Unión Europea en 2020 y el objetivo vinculante mínimo del 10% para todos los estados miembro.

En 2004, en virtud al RD 436/2004 se conjugan intereses de los promotores y productores con nuevas bases para el funcionamiento de las instalaciones que se traducen en conseguir una estabilidad e incertidumbre para atraer a los inversores. Los sucesivos gobiernos españoles han mostrado un apoyo firme hacia las energías renovables que ha conllevado a una posición líder de la industria española en el mundo. El sector eólico experimentó el mayor crecimiento del mundo en 2004, un 38%<sup>26</sup> (47); la potencia eólica en funcionamiento en España en esos momentos ascendía a **8.529 MW**. Debido a este crecimiento, España pasó a ser la **segunda potencia mundial** por potencia eólica instalada por detrás de Alemania y por delante de Estados Unidos. La principal causa de fuerte crecimiento que experimentó España en 2004 fue el RD 436/2004 que se aprobó ese mismo año, un sistema retributivo primado el cual incentivaba la inversión en las energías renovables. Aquellos inversores que decidieron invertir su dinero en un parque eólico, tenían una alta probabilidad de obtener grandes beneficios ya que se trataba de un sistema que gozaba de muchas primas e incentivos por la inversión.

Cuadro 13.: Reparto mundial de la potencia eólica instalada en el año 2004



Fuente: AEE.

Atendiendo a las Comunidades Autónomas que experimentaron un mayor crecimiento, destacan: Castilla la Mancha, Galicia, Castilla y León y Aragón. Además este crecimiento influyó positivamente en la creación de empleo, directos como indirectos (ligado al suministro de componentes necesarios para la fabricación de turbinas, para los equipos eléctricos y sistemas de evacuación y transporte).

<sup>26</sup> Información publicada por la Asociación Empresarial Eólica, en su Anuario 2014 (en adelante, la AEE).

En el año 2005 cabe destacar el papel del Parlamento Europeo a favor de una mayor utilización de las energías renovables con el objetivo de reducir las emisiones de dióxido de carbono y lograr en un futuro cercano que al menos el 60% de la energía eléctrica sea suministrada por las energías renovables. Otro organismo a destacar es el Consejo Europeo, el cual adoptó el **Convenio sobre acceso a la información, la participación del público en la toma de decisiones y acceso a la justicia en materia medioambiental**, a través del cual se facilita el acceso público a la información y el incremento de la participación pública en aspectos medioambientales.

En 2005, el sector eólico continuó creciendo, aunque con una tasa de crecimiento menor que en 2014, en concreto, en un **18%<sup>27</sup> (9)**. Las principales causas de la desaceleración fueron: los retrasos administrativos, la concreción de los accesos, y dificultades en los sistemas de transportes y evacuación. Otra cuestión a considerar que ocurrió durante 2005 es la mejora de la maquinaria para lograr una mayor producción; en 2004 los aerogeneradores tenían un tamaño medio de 1.120 kW<sup>28</sup> (9) y en 2005 los aerogeneradores sufrieron una modificación para ampliar su producción con un tamaño medio de 1.340 kW<sup>29</sup>. (9)

Durante el año 2006, la energía eólica se convirtió en la cuarta potencia instalada en España y en el año 2007 superó al carbón. La potencia eólica instalada en funcionamiento se incrementó hasta 11.615 MW<sup>30</sup>(10) y continuó siendo la tecnología predominante dentro de las energías renovables como muestran los gráficos a continuación.

---

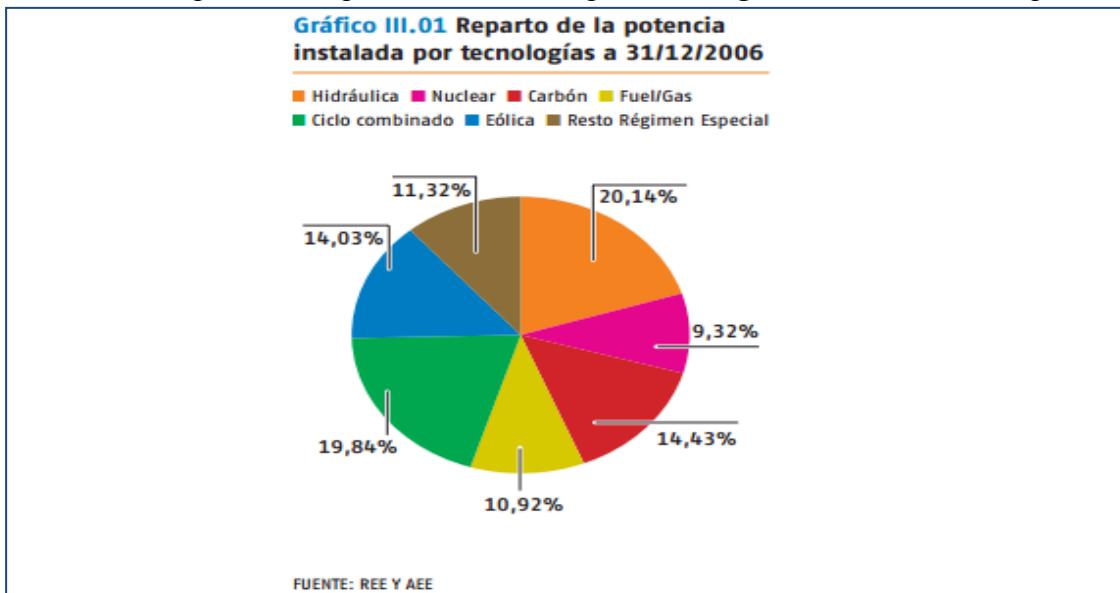
<sup>27</sup> Información publicada por la Asociación Empresarial Eólica, en su Anuario 2005 (en adelante, la **AEE**)

<sup>28</sup> Información publicada por la Asociación Empresarial Eólica, en su Anuario 2005 (en adelante, la **AEE**)

<sup>29</sup> Información publicada por la Asociación Empresarial Eólica, en su Anuario 2005 (en adelante, la **AEE**)

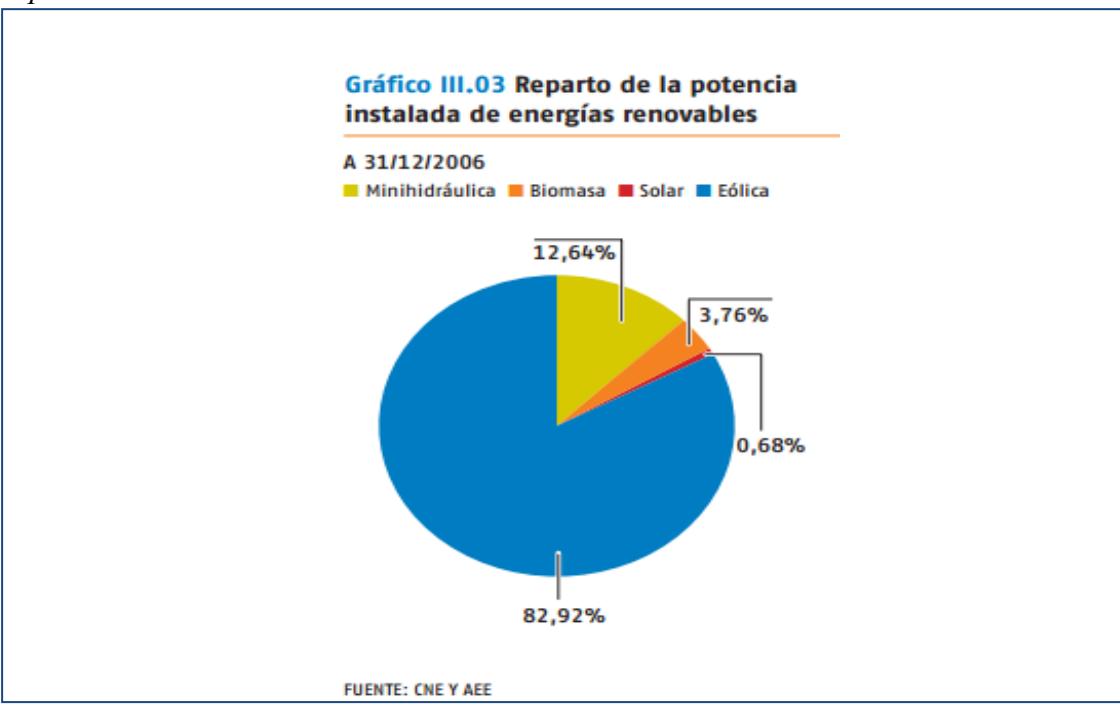
<sup>30</sup> Información publicada por la Asociación Empresarial Eólica, en su Anuario 2006 (en adelante, la **AEE**)

Cuadro 14.: Reparto de la potencia instalada por tecnología a 31/12/2006 en España



Fuente: AEE.

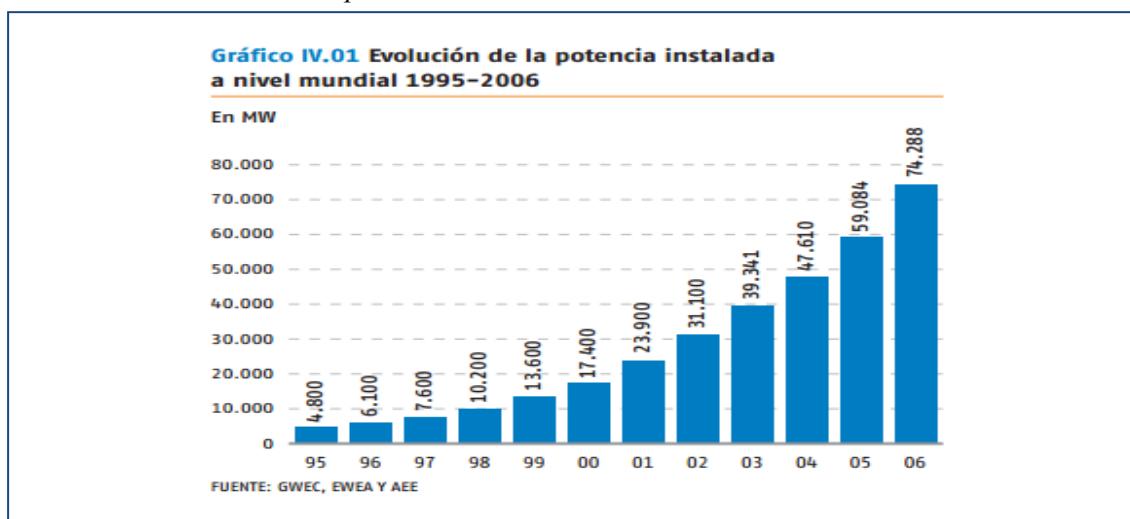
Cuadro 15.: Reparto de la potencia instalada de energías renovables a 31/12/2006 en España



Fuente: AEE.

Haciendo referencia al sector eólico en el ámbito internacional, Alemania siguió siendo líder en el ranking seguido por España y EEUU. Surgieron países con un crecimiento muy alto como son India y China superando el crecimiento anual de España. Por lo tanto al igual que ocurría en España, los países de todo el mundo habían decidido explotar este tipo de energía renovable ya que, los datos muestran que la potencia eólica instalada a nivel mundial en 2006, era el doble que la potencia instalada en 2003, alcanzando los **74.288 MW<sup>31</sup> (10)**. A continuación se puede observar en este gráfico:

*Cuadro 16.: Evolución de la potencia instalada a nivel mundial 1995-2006*



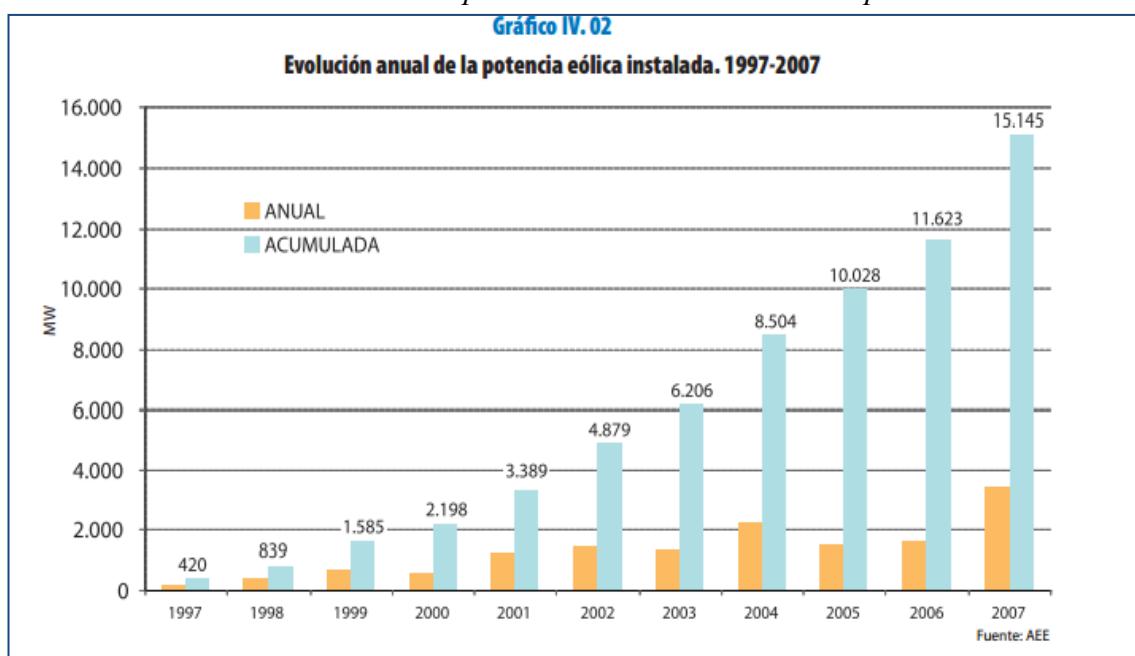
Fuente: AEE.

El crecimiento que ha experimentado el sector eólico en el ámbito internacional ha sido muy fuerte, como se puede observar en el gráfico, en el año 95 la potencia instalada era de 4800 MW y en el año 2006 la potencia instalada ascendía a 74.288 MW. La media de crecimiento por año es alrededor de 40%, lo que indica que todos los países están teniendo en cuenta la energía eólica a la hora de producir electricidad, es decir, la mayoría de los países se comprometen con el medio ambiente a la hora de producir energía.

<sup>31</sup> Información publicada por la Asociación Empresarial Eólica, en su Anuario 2006 (en adelante, la AEE)

En el año 2007 se produjeron grandes cambios en el marco regulatorio que afectaron a la producción y las empresas productoras. Tras el RD 436/2004 basado en incentivar la participación de las energías renovables en el mercado eléctrico, se aprobó el **RD 661/2007** basado en la idea de la **sostenibilidad económica y control de su coste**. Este nuevo decreto incorporó una nueva metodología en la determinación de la prima al convertirla en variable frente al 40% de la TMR que era en el decreto derogado. En virtud del RD 661/2007, **España experimentó el mayor crecimiento en nuestro país y el segundo mayor a nivel mundial**, en términos numéricos de **221%<sup>32</sup> (11)**, alcanzando una potencia total de 15.145 MW.

*Cuadro 17.: Evolución anual de la potencia eólica instalada en España 1997-2007.*



Además este fuerte crecimiento del sector eólico tiene su repercusión al colocarse en tercera posición en cuanto a potencia instalada en el sistema eléctrico nacional.

Este gran crecimiento tiene una repercusión positiva en el mercado ya que existe una mayor presencia de suministradores y además, las retribuciones obtenidas por los inversores en este sector son más beneficiosas, por lo tanto el sector eólico se convierte en un sector muy atractivo.

<sup>32</sup> Información publicada por la Asociación Empresarial Eólica, en su Anuario 2007 (en adelante, la AEE).

Cabe destacar la aportación del sector eólico en el **PIB** ya que ha crecido de manera espectacular desde 2003-2007, con un crecimiento anual del **15,7%**<sup>33</sup>(12). Las principales causas son las diferentes actividades de la cadena de valor organizadas en cuatro subsectores: fabricaciones de aerogeneradores, fabricantes de componentes y suministro de materias primas, promotores productores y servicios.

De este modo, el papel del Estado ha sido siempre constante para fomentar la inversión en las energías renovables. Por lo tanto a la hora de invertir, el Estado ha actuado para que sus inversiones sean rentables mediante las primas, incentivos, energía reactiva, retribuciones... Por lo tanto este hecho le genera unos gastos al Estado al contrarrestar lo poco rentable que son las inversiones en las energías renovables para que se conviertan en rentables.

Durante la primera década del siglo XXI, el sector eólico, como se ha mostrado, ha experimentado un alto crecimiento pero el papel del Estado ha sido fundamental para fomentar la inversión y retribuir a las empresas rentabilizando sus inversiones. Este hecho ha generado una acumulación del gasto del Estado, que durante los primeros años no preocupaba pero en 2010 explotó provocando la toma de una serie de decisiones drásticas que influyen negativamente a este sector.

En el año 2009, con la llegada de la crisis financiera, se endurecieron las condiciones de financiación las cuales influyen en el sector eólico, muy intenso en capital. A pesar de ello, España siguió creciendo aumentando su potencia instalada que alcanza una cifra de 16.740 MW<sup>34</sup>(13). España retrocedió en el aspecto internacional un puesto en potencia instalada por detrás de Alemania y Estados Unidos.

Así, en el año 2009 de la mano de la crisis financiera y el déficit regulatorio debido a entre otras causas, a las altas retribuciones de las cuales gozaban las empresas del sector eólico, surgió el **déficit tarifario** que se define como la diferencia entre los ingresos percibidos por las compañías eléctricas por los pagos de los consumidores y los costes

---

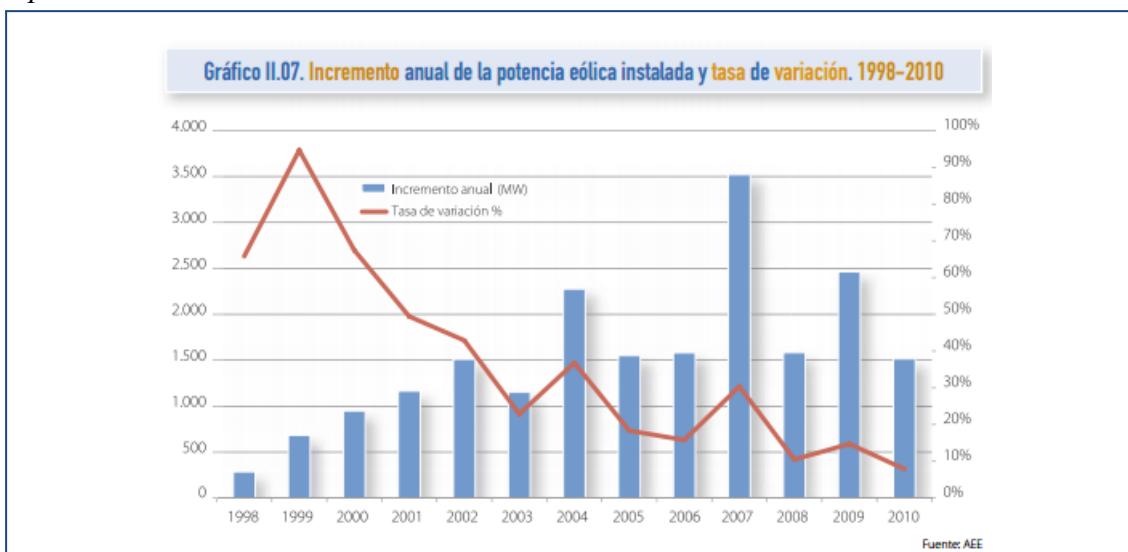
<sup>33</sup> Información publicada por la Asociación Empresarial Eólica, en su Anuario 2008 (en adelante, la **AEE**).

<sup>34</sup> Información publicada por la Asociación Empresarial Eólica, en su Anuario 2015 (en adelante, la **AEE**).

que la normativa reconoce por suministrar electricidad. A pesar de la precaria situación en la que estaba sumergida España, siguió creciendo instalando **2.459 MW<sup>35</sup>(14)**.

En el año 2010 es cuando comienzan a manifestarse los efectos negativos del déficit tarifario. Como consecuencia del déficit se aprobó el RDL 14/2010 por el que se aprobó el peaje de acceso a la red. Pese a ello, la potencia instalada aumento, si bien, únicamente lo hizo en 1.516 MW<sup>36</sup>(15) más que el año anterior. El siguiente gráfico muestra la variación de la potencia eólica instalada desde la liberalización del sector eléctrico hasta 2010:

*Cuadro 18.: Incremento anual de la potencia eólica instalada y tasa de variación en España 1998-2010*



Fuente: AEE.

Al analizarlo se puede observar que los mayores crecimientos se experimentaron bajo el RD 436/2004 y el RD 661/2007, previamente a 2010 año en el que se aprobó la primera modificación a estos regímenes con el objeto de reducir el déficit tarifario. Los inversores aprovecharon la oportunidad de invertir en esos años gracias a las facilidades económicas retributivas que les ofrecía el Estado.

<sup>35</sup> Información publicada por la Asociación Empresarial Eólica, en su Anuario 2010 (en adelante, la AEE).

<sup>36</sup> Información publicada por la Asociación Empresarial Eólica, en su Anuario 2011 (en adelante, la AEE).

En el año 2011, la crisis golpeó más fuerte, el clima económico de nuestro país se vio afectado por la incertidumbre y la volatilidad que tenía lugar en los mercados financieros. En 2012 se aprobó el **RD 1/2012 que suspendía los incentivos** que se habían establecido con anterioridad, implantando medidas para que el Estado saneara el déficit producido por el sistema retributivo anterior, algunas de ellas son: **los peajes de acceso y el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (IVPEE).**

El sector eólico se sumergió en una profunda oscuridad, y este hecho acarreó una cadena de circunstancias que influyeron negativamente al sector y a sus lazos más cercanos. Las medidas drásticas implantadas en este último decreto son la cura para sanear la cuenta de déficit tarifario que era el principal objetivo del aquel presente gobierno. El sector eólico y sus militantes sabían que se avecinaban tiempos duros, de muchos recortes y cambios regulativos.

Ese mismo año, el sector eólico estableció 1.112 MW<sup>37</sup> (16), similar al crecimiento de 2011; ambos coinciden en ser los incrementos más bajos de la historia del sector eólico.

En el año 2013, España es líder mundial en este sector, siendo ya el tercer país de Europa en fabricación de aerogeneradores y el quinto a nivel mundial<sup>38</sup>(13). Asimismo, la industria eólica española contaba ya con 195 centros de fabricación, y representa un 0,30% del PIB Nacional<sup>39</sup>.

Según el Consejo Mundial de la Energía Eólica, a finales de 2013 la potencia eólica mundial instalada ascendía a 318.137 MW, de los cuales 116.774 MW habían sido instalados en Europa y **22.959 MW en España**, lo que representa un 7,22% de la potencia eólica mundial instalada. En concreto, España es el cuarto país del mundo en potencia eólica instalada tras China, Estados Unidos y Alemania. La Potencia instalada a 31 de diciembre de 2014 era de 22.986,5 MW, lo que representa un aumento de tan solo un 0,12% respecto a 2013.

---

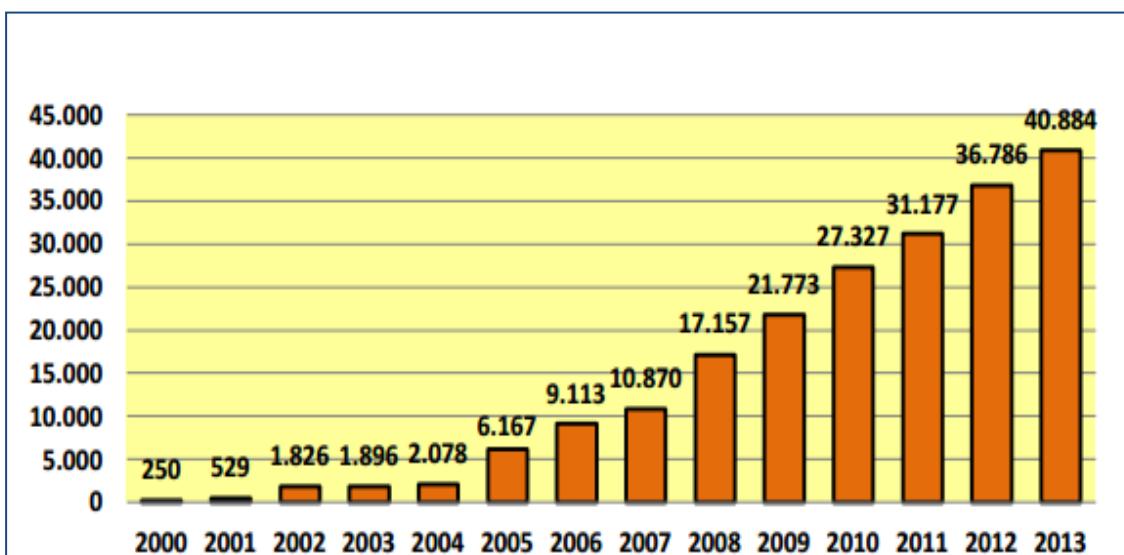
<sup>37</sup> Información publicada por la Asociación Empresarial Eólica, en su Anuario 2012 (en adelante, la **AEE**).

<sup>38</sup> Información publicada por la Asociación Empresarial Eólica, en su Anuario 2015 (en adelante, la **AEE**).

<sup>39</sup> Información publicada por la Asociación Empresarial Eólica (en adelante, la **AEE**).

En 2013, el crecimiento de la potencia mundial eólica fue de un 12,5%, mientras que la europea creció un 10,3%<sup>40</sup> (13). No obstante, hay que poner de manifiesto que el 45% de la nueva potencia instalada en Europa en 2013 se debe a Alemania y a Reino Unido, y que dicho resultado difumina que en **España**, Italia y Francia ha habido **caídas del 84%, 65% y 24%** respectivamente, en nuevas instalaciones eólicas<sup>41</sup>. Una imagen ilustrativa de la evolución del déficit tarifario se va a exponer a continuación donde muestra

*Cuadro 19.: Déficit Tarifario del Sistema Eléctrico español acumulado entre 2000-2013.*



*Fuente: El déficit de tarifa en el sector eléctrico español.*

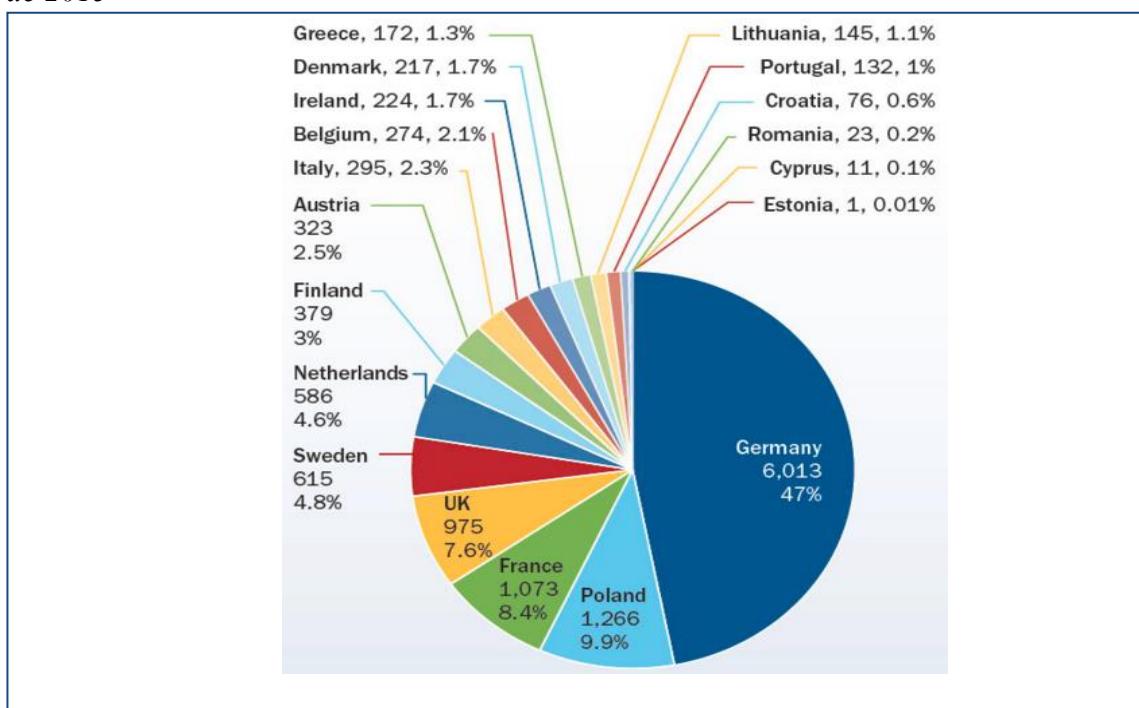
el incremento significativo desde el año 2000 hasta el año 2013, incrementándose a una alta velocidad a partir del año 2007 y creciendo consideradamente debido a los sistemas retributivos impuestos.

<sup>40</sup> Datos publicados por la Asociación Empresarial Eólica en su publicación “Eólica 15”, que contiene un completo informe sobre la eólica en España y en el mundo de todo el año 2014.

<sup>41</sup> Información publicada por la Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico (en adelante, **REVE**).

En el año 2015, la energía eólica instalada en el mundo creció un 17%, hasta situarse en 432.419 MW, según datos del Global Wind Energy Council (GWEC) siendo China, Estados Unidos, Alemania, India y España los primeros productores mundiales. Sin embargo, si atendemos al reparto de nueva potencia eólica instalada de los países de la Unión Europea a 31 de diciembre de 2015, España no instaló ningún Megavatio de nueva potencia eólica<sup>42</sup>(17):

*Cuadro 20.: Reparto de la nueva potencia eólica instalada en la UE a 31 de diciembre de 2015*



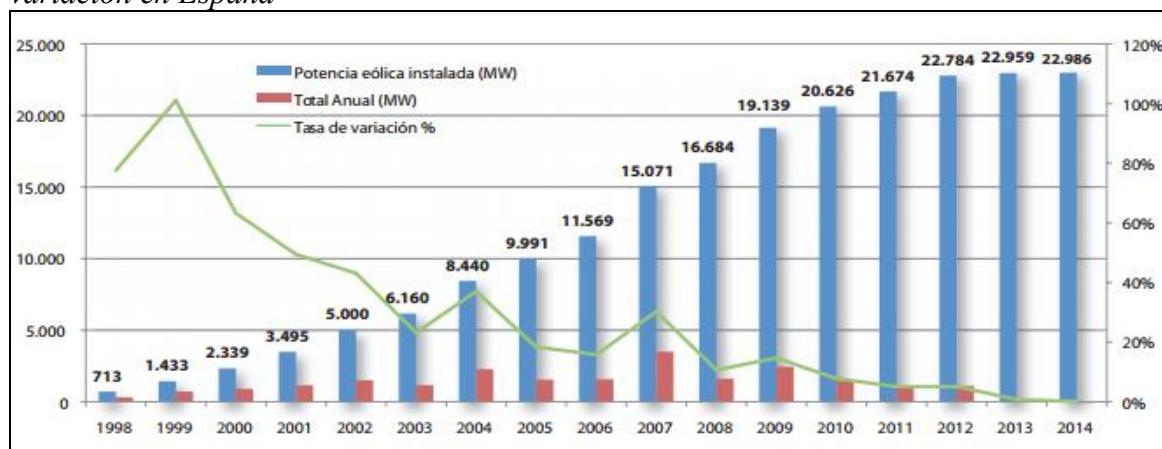
Fuente: EWEA

Según comentario realizado por D. Justin Wilkes subdirector de la Asociación Europea de Energía Eólica *“las instalaciones europeas de energía eólica en 2013 muestran el impacto negativo del mercado, la incertidumbre regulatoria y política que se ha extendido por toda Europa y que ha debilitado las inversiones en el sector eólico y pone en peligro el crecimiento de las energías renovables”*.

<sup>42</sup> Acrónimo en inglés de European Wind Energy Association.

En concreto, en **España** a 31 de diciembre de 2014, se instalaron **28 MW** de potencia eólica nueva, y a **31 de diciembre de 2015** España, **no instaló ningún megavatio durante el año**. La cifra del 2014 se traduce en un crecimiento mínimo del 0,12%, que es el menor crecimiento histórico desde que se produjo la liberalización del sector, tal y como se puede apreciar en el siguiente gráfico:

*Cuadro 21.: Evolución de la potencia eólica instalada anual, acumulada y tasa de variación en España*



Fuente: AEE.

Observando el gráfico anterior se puede apreciar un fuerte incremento en las inversiones realizadas en España en 2004, 2007 y 2009 y la tendencia decreciente desde 2009, con una fuerte caída en 2013 y 2014. A pesar del débil crecimiento de la potencia instalada en 2014, España es el segundo país de Europa en potencia instalada acumulada, y cuarto a nivel mundial<sup>43</sup>.

A pesar de lo anterior, el 2014 es un año con fuertes contradicciones para el sector. Por un lado, destacan los logros, como se encargó de resaltar S.M. Felipe VI ante la Asamblea General de la ONU: “*Me permito destacar con orgullo que España se ha convertido en el primer país del mundo en el que la energía eólica se ha situado como la primera fuente de generación de electricidad a lo largo de un año completo*”. De hecho, la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA) premió a España por este motivo, por el hecho de que la energía eólica fuese la primera fuente de electricidad por primera vez en el mundo.

<sup>43</sup> Datos publicados por la AEE en su Anuario “Eólica 15”.

Y por otro lado sin embargo, 2014 también es el año en el que se aprobó el Real Decreto 413/2014 que establece un nuevo régimen retributivo al sector, donde se deja cerca del 30% de la potencia eólica en España sin ningún tipo de incentivo.

Estas variaciones en la inversión vienen explicadas en gran medida por estas modificaciones normativas que ha sufrido el régimen especial, las cuales vienen explicadas principalmente por el incremento del déficit tarifario desde 2005. En concreto, según los últimos datos publicados por la CNE, el déficit acumulado en 2012 ascendía a 26.062,51 millones de euros.

## 5 Análisis del impacto en ingresos y en rentabilidad como consecuencia de los cambios normativos aprobados por España

En la presente **Sección**, se presentan diferentes escenarios simulados, con el objeto de estimar un **impacto en ingresos y en rentabilidad** como consecuencia de los **cambios normativos aprobados en España**.

De acuerdo con este objeto, presentamos dos escenarios:

- **Escenario Base:** Se trata de un escenario en el que se simula qué habría ocurrido si no se hubiera aprobado ningún cambio normativo, es decir, que el marco regulatorio bajo el que se puso en funcionamiento la instalación hubiera estado vigente durante toda su vida útil (véase **Sección 5.1**).
- **Escenario Nuevo Marco Normativo:** Se trata del escenario vigente tras la aprobación del Nuevo Marco Normativo. Para ello se ha seleccionado una instalación tipo y se ha explicado la metodología establecida por el Nuevo Marco Normativo para calcular la retribución a la inversión (véase **Sección 5.2**).

Para la realización de este ejercicio se ha seleccionado nuevamente la **IT-00655**, que ha sido explicada en detalle en la **Sección 3.3.2**.

### 5.1 Escenario Base: Estimación de los ingresos y la rentabilidad obtenida en el Escenario RD 436/2004

En el presente apartado, se lleva a cabo una estimación de los ingresos y la rentabilidad obtenida en el Escenario RD 436/2004, suponiendo que dicha normativa hubiera estado vigente durante toda la vida útil de la Instalación. En otras palabras, este escenario, viene a reflejar los ingresos y rentabilidad esperada de la Instalación cuando se puso en funcionamiento en 2005. Para ello:

- En primer lugar, se detallan las principales los criterios de estimación e hipótesis empleadas en la estimación de los ingresos y rentabilidad en el Escenario Base.

- Una vez se han estimado estas variables, se calcula el EBITDA y la rentabilidad que se obtendrían en el Escenario Base (véase **Anexo II y Anexo III con el detalle del cálculo**).

### **5.1.1 Principales hipótesis incorporadas en la estimación de los ingresos y la rentabilidad que obtendría la instalación en el Escenario Base**

A continuación, enumeramos las **hipótesis** que se han tenido en consideración para la estimación de los ingresos y la rentabilidad que obtendría la instalación en el Escenario Base. En primer lugar se detallan las hipótesis operativas y posteriormente las hipótesis económicas:

#### **Hipótesis operativas**

- **Vida útil:** Si bien, el régimen retributivo del 436/2004 tenía carácter indefinido, se asume la hipótesis de que la vida útil sería de **20 años<sup>44</sup>** (6) conforme a la práctica común y a lo actualmente reconocido por la Orden IET/1045/2014.
- **Coeficiente de apuntamiento:** Se ha tenido en consideración el coeficiente de apuntamiento reconocido en la Orden IET/1045/2014, es decir, **0,8889**.
- **Producción:** Se han considerado las horas equivalentes de funcionamiento reconocidas en la Orden IET/1045/2014, y a futuro se han proyectado teniendo en consideración, que a partir del año 16 de funcionamiento (2021 en el caso objeto de análisis) se reducen un 0,5% anual<sup>45</sup>(6).

Recordemos que la Orden IET/1045/2014 únicamente reconoce horas equivalentes de funcionamiento, por lo que para obtener la producción expresada en MWh, hay que multiplicar las horas equivalentes por la potencia. A este respecto, continuamos con la hipótesis de que la instalación cuenta con una potencia instalada de 20 MW. A continuación presentamos un detalle de la producción histórica y proyectada de la instalación:

---

<sup>44</sup> Energías renovables para todos: Eólica. FENERCOM y la Orden IET/1045/2014.

<sup>45</sup> Hipótesis específicas para la tecnología eólica recogidas en la Orden IET/1045/2014.

*Cuadro 22.: Detalle de la producción histórica y futura de la instalación*

<b>2006</b>	42.040,00	<b>2016</b>	43.800,00
<b>2007</b>	43.560,00	<b>2017</b>	43.800,00
<b>2008</b>	42.800,00	<b>2018</b>	43.800,00
<b>2009</b>	44.940,00	<b>2019</b>	43.800,00
<b>2010</b>	46.040,00	<b>2020</b>	43.800,00
<b>2011</b>	41.520,00	<b>2021</b>	43.800,00
<b>2012</b>	45.740,00	<b>2022</b>	43.363,10
<b>2013</b>	47.140,00	<b>2023</b>	43.146,28
<b>2014</b>	43.800,00	<b>2024</b>	42.930,55
<b>2015</b>	43.800,00	<b>2025</b>	42.715,90

Fuente: Elaboración propia, a partir de lo establecido en la Orden IET/1045/2014.

### **Hipótesis económicas**

- **Inversión inicial:** Se considera la inversión inicial estándar reconocida en la Orden IET/1045/2014 a la IT-00655, que tal y como se ha explicado en el apartado anterior, es de 1.120.000 €/MW, es decir, dada la potencia considerada (20 MW), se traduce en **22.240.000 euros**.

De manera adicional, se considera que la inversión se realiza el primer año, es decir 2005.

- **Ingresos:** Respecto a los ingresos se han distinguido dos períodos temporales:
  - **2006-2012:** Para este período se consideran los **ingresos históricos reconocidos a la IT-00655 en la Orden IET/1045/2014**. Ello se justifica en el hecho de que en virtud de la Disposición Transitoria Primera del RD 661/2007, se permitió a las instalaciones acogidas al RD 436/2004 mantenerse en ese régimen retributivo hasta el 31 de diciembre de 2012 (véase **Sección 3**).
  - **2013-2025:** En este período temporal no podemos emplear los ingresos reconocidos a la IT-00655 puesto que los mismos han sido estimados bajo el Nuevo Marco Normativo. Por tanto, para estimar los ingresos en el Escenario Base, hay que tener en consideración lo establecido por el RD 436/2004.
    - Respecto a las **opciones de venta de energía**, se asume la hipótesis de que la Instalación elegiría la **opción b) de venta de energía libremente en el mercado**, percibiendo por ello el precio que resultara del mercado complementado por una prima y un incentivo adicionales.

Tal y como se ha señalado en la **Sección 3**, la **prima** se calculaba como el **40% de la TMR** y el **incentivo como el 10% de la TMR**.

Respecto a la evolución de la TMR, se ha considerado una **tasa de crecimiento anual del 1,38%** de acuerdo a lo establecido en el artículo 1 del Real Decreto 809/2006, de 30 de junio por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir de 1 de julio de 2006.

Por tanto, a partir del último valor de tarifa publicado para el año 2006 en la Orden 1156/2005, de 23 de diciembre por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006, aplicamos el crecimiento del 1,38% anual:

*Cuadro 23.: Proyección del valor de la TMR, incentivos y primas establecidas bajo el RD 436/2004*

Concepto	Normativa	2006	2007-2025
Valor TMR	RD 1556/2015	76,588	76,56 *(1,38) <sup>n</sup>
Prima (40% TMR)	RD 436/2004	7,66	40% TMR
Incentivo (10% TMR)	RD 436/2004	30,64	10% TMR

*Fuente: Elaboración propia, a partir de lo establecido en la normativa citada.*

- En cuanto a los **complementos retributivos**, tal y como hemos explicado en la **Sección 3**, también dependían de la TMR, en concreto:
  - Complemento por energía reactiva:** se calculaba como un porcentaje sobre la TMR a partir de unos porcentajes mínimos y máximos en función del factor de potencia de la instalación en cada franja horaria, medido en el punto de conexión, y de los términos de energía activa y reactiva (Anexo V del RD 436/2004).Entre la franja de valores recogidos en el Anexo V, hemos escogido un porcentaje del 4% que se ha considerado constante hasta el final de la vida útil de la instalación.
  - Complemento por continuidad de suministro frente a los huecos de tensión:** De acuerdo con la Disposición Adicional Cuarta del RD 436/2004, se reconocía el derecho de percepción durante cuatro años, por lo que no se han tenido en consideración en el período temporal 2013-2025.

En aplicación de lo establecido del RD 436/2004, otra normativa mencionada y de las hipótesis asumidas, los ingresos que se han estimado para la Instalación en el Escenario Base serían los siguientes:

*Cuadro 24.: Proyección del complemento por energía reactiva y los huecos de tensión*

<b>Concepto</b>	<b>Normativa</b>	<b>2006</b>	<b>2007-2025</b>
Valor TMR	RD 1556/2015	76,588	76,56 *(1,38) <sup>n</sup>
Reactiva (4% TMR)	RD 436/2004	3,06	4% TMR
Huecos de tensión (5% TMR)	RD 436/2004	3,83	5% TMR

*Fuente: Elaboración propia, a partir de lo establecido en la normativa citada.*

De acuerdo con todo lo anterior, los ingresos estimados en el Escenario Base son los que se muestran en la siguiente tabla:

*Cuadro 25.: Estimación de los ingresos en el Escenario Base (importes expresados en euros)*

<b>2006</b>	3.809.664,80	<b>2016</b>	4.018.174,55
<b>2007</b>	3.457.792,80	<b>2017</b>	4.134.912,69
<b>2008</b>	4.421.668,00	<b>2018</b>	4.164.457,64
<b>2009</b>	3.612.277,20	<b>2019</b>	4.194.416,23
<b>2010</b>	3.600.328,00	<b>2020</b>	4.224.794,23
<b>2011</b>	3.782.887,20	<b>2021</b>	4.234.319,55
<b>2012</b>	3.992.644,60	<b>2022</b>	4.244.070,93
<b>2013</b>	3.962.588,40	<b>2023</b>	4.254.049,69
<b>2014</b>	3.664.426,07	<b>2024</b>	4.264.257,18
<b>2015</b>	4.012.021,42	<b>2025</b>	4.274.694,72

*Fuente: Elaboración propia, a partir de lo establecido en la normativa citada.*

- **Costes:** Se han tenido en consideración los costes de explotación reconocidos en la Orden IET/1045/2014, **descontando el peaje y el IVPEE**, puesto que de acuerdo con la definición del Escenario Base, no se tiene en consideración ningún cambio regulatorio a partir del RD 436/2004. En concreto:

- El peaje (0,50 €/MWh) entró en vigor el 1 de enero de 2011, por lo que a partir de ese año, lo hemos descontado de los costes.
- El IVPEE aprobado por la Ley 15/2012 consiste en un impuesto del 7% sobre los ingresos.

Para expresar los gastos en euros se multiplican los importes estimados por la producción. En aplicación de lo anterior, los gastos de explotación que se han estimado para la instalación en el Escenario 436/2004 serían los siguientes:

*Cuadro 26.: Estimación de los gastos de explotación en el Escenario 436/2004 (importe expresados en euros)*

<b>2006</b>	731.496,00	<b>2016</b>	952.291,88
<b>2007</b>	765.784,80	<b>2017</b>	961.489,88
<b>2008</b>	799.932,00	<b>2018</b>	971.104,78
<b>2009</b>	834.535,80	<b>2019</b>	980.815,83
<b>2010</b>	853.121,20	<b>2020</b>	990.623,98
<b>2011</b>	827.908,80	<b>2021</b>	995.527,57
<b>2012</b>	896.046,60	<b>2022</b>	1.000.455,44
<b>2013</b>	938.266,68	<b>2023</b>	1.005.407,69
<b>2014</b>	951.674,30	<b>2024</b>	1.010.384,46
<b>2015</b>	952.029,08	<b>2025</b>	1.015.385,86

Fuente: Elaboración propia, a partir de la Orden IET/1045/2014, RDL 2/2010 y Ley 15/2012.

### **5.1.2 Cálculo del EBITDA y rentabilidad en el Escenario Base**

En aplicación del RD 436/2004 y las hipótesis asumidas anteriormente, a continuación presentamos el EBITDA que se obtendría en el Escenario 436/2004 (véase **Anexo III con el detalle del cálculo**):

*Cuadro 27.: Estimación del EBITDA en el Escenario 436/2004 (importes expresados en euros)*

<b>2006</b>	3.078.168,80	<b>2016</b>	3.065.882,67
<b>2007</b>	2.692.008,00	<b>2017</b>	3.173.422,81
<b>2008</b>	3.621.736,00	<b>2018</b>	3.193.352,86
<b>2009</b>	2.777.741,40	<b>2019</b>	3.213.600,40
<b>2010</b>	2.747.206,80	<b>2020</b>	3.234.170,25
<b>2011</b>	2.954.978,40	<b>2021</b>	3.238.791,97
<b>2012</b>	3.096.598,00	<b>2022</b>	3.243.615,49
<b>2013</b>	3.024.321,72	<b>2023</b>	3.248.642,01
<b>2014</b>	2.712.751,77	<b>2024</b>	3.253.872,72
<b>2015</b>	3.059.992,34	<b>2025</b>	3.259.308,86

Fuente: Elaboración propia, a partir de la normativa mencionada y las hipótesis asumidas.

Una vez se ha estimado el EBITDA, teniendo en consideración la inversión inicial, se ha aplicado la fórmula de la TIR para obtener la rentabilidad. En el Escenario Base la rentabilidad sería del **12,17%**.

## 5.2 Escenario Nuevo Marco Normativo: Estimación de los ingresos y la rentabilidad obtenida en el Escenario del Nuevo Marco Normativo

### 5.2.1 Detalle de los ingresos y la rentabilidad obtenida en el Escenario del Nuevo Marco Normativo

El presente Escenario coincide con el analizado en la Sección 3.3.2, es decir la inversión, ingresos y gastos son los de la IT-00655. Teniendo en consideración lo anterior, a continuación presentamos los parámetros de la IT-00655:

- 1. Inversión inicial:** La inversión inicial reconocida es de 1.120.000 €/MW, es decir, dada la potencia considerada (20 MW), se traduce en **22.400.000 euros**.
- 2. Ingresos:** En el Escenario Nuevo Marco Regulatorio los ingresos están formados por los ingresos por venta de energía al mercado y la  $R_{inv}$  reconocida.

A continuación detallamos los ingresos expresados en euros en el Escenario Nuevo Marco Regulatorio:

*Cuadro 28.: Estimación de los ingresos en el Escenario Nuevo Marco Regulatorio (importes expresados en euros)*

2006	3.809.664,80	2016	2.141.759,88
2007	3.457.792,80	2017	2.223.227,88
2008	4.421.668,00	2018	2.223.341,94
2009	3.612.277,20	2019	2.223.341,94
2010	3.600.328,00	2020	2.223.341,94
2011	3.762.127,20	2021	2.214.037,24
2012	3.969.774,60	2022	2.204.779,06
2013	3.096.189,77	2023	2.195.567,18
2014	2.085.954,30	2024	2.186.401,36
2015	2.133.613,08	2025	2.177.281,36

Fuente: Elaboración propia, a partir de la Orden IET/1045/2014.

- 3. Gastos de explotación:** Los gastos de explotación para la IT-00655 son los detallados a continuación:

*Cuadro 29.: Estimación de los gastos de explotación en el Escenario Nuevo Marco Regulatorio (importes expresados en euros)*

<b>2006</b>	731.496,00	<b>2016</b>	952.291,88
<b>2007</b>	765.784,80	<b>2017</b>	961.489,88
<b>2008</b>	799.932,00	<b>2018</b>	971.104,78
<b>2009</b>	834.535,80	<b>2019</b>	980.815,83
<b>2010</b>	853.121,20	<b>2020</b>	990.623,98
<b>2011</b>	827.908,80	<b>2021</b>	995.527,57
<b>2012</b>	896.046,60	<b>2022</b>	1.000.455,44
<b>2013</b>	938.277,97	<b>2023</b>	1.005.407,69
<b>2014</b>	951.674,30	<b>2024</b>	1.010.384,46
<b>2015</b>	952.029,08	<b>2025</b>	1.015.385,86

*Fuente: Elaboración propia, a partir de la Orden IET/1045/2014.*

## **5.2.2 Detalle de los ingresos y la rentabilidad obtenida en el Escenario del Nuevo Marco Normativo**

De acuerdo con la inversión, los ingresos y los gastos de explotación de la IT-00655, se ha calculado el EBITDA en el Escenario Nuevo Marco Normativo (véase **Anexo II con el detalle del cálculo**):

*Cuadro 30.: Estimación del EBITDA en el Escenario Nuevo Marco Normativo (importes expresados en euros)*

<b>2006</b>	3.078.168,80	<b>2016</b>	1.189.468,00
<b>2007</b>	2.692.008,00	<b>2017</b>	1.261.738,00
<b>2008</b>	3.621.736,00	<b>2018</b>	1.252.237,16
<b>2009</b>	2.777.741,40	<b>2019</b>	1.242.526,11
<b>2010</b>	2.747.206,80	<b>2020</b>	1.232.717,95
<b>2011</b>	2.934.218,40	<b>2021</b>	1.218.509,66
<b>2012</b>	3.073.728,00	<b>2022</b>	1.204.323,63
<b>2013</b>	2.157.911,80	<b>2023</b>	1.190.159,49
<b>2014</b>	1.134.280,00	<b>2024</b>	1.176.016,90
<b>2015</b>	1.181.584,00	<b>2025</b>	1.161.895,50

*Fuente: Elaboración propia, a partir de la normativa mencionada y las hipótesis asumidas.*

La rentabilidad en el Escenario Nuevo Marco Regulatorio es la rentabilidad razonable reconocida por la Orden IET/1045/2014, es decir, **7,398%**.

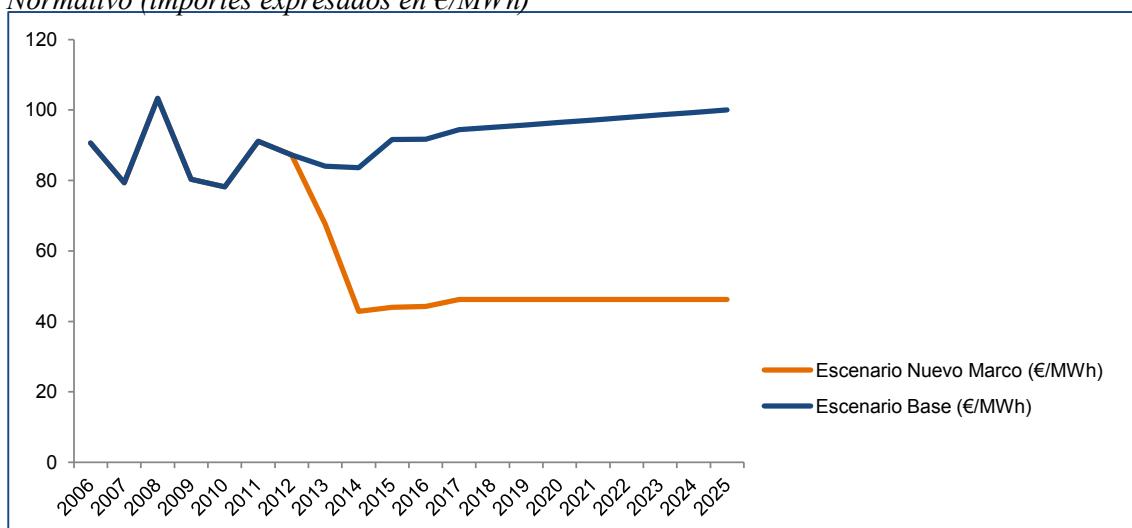
## 5.3 Análisis comparativo de ingresos y rentabilidad del Escenario Base y del Escenario del Nuevo Marco Regulatorio

De acuerdo con los resultados obtenidos en el Escenario Base y el Escenario del Nuevo Marco Regulatorio, a continuación se lleva a cabo un análisis comparativo de los mismos. En primer lugar, se lleva a cabo una comparación de los ingresos en ambos escenarios y posteriormente de la rentabilidad.

### 5.3.1 Análisis comparativo de ingresos en el Escenario Base y en el Escenario del Nuevo Marco Normativo

En la **Sección 5.1** y **5.2** se han mostrado los ingresos que obtendría la Instalación en cada uno de los Escenarios (véase **Anexo II** y **Anexo III**). Tal y como muestra el siguiente gráfico, **a partir de la aprobación del Nuevo Marco Regulatorio los ingresos se reducen significativamente**:

*Cuadro 31.: Comparativa de los ingresos en el Escenario Base y el Escenario del Nuevo Marco Normativo (importes expresados en €/MWh)*



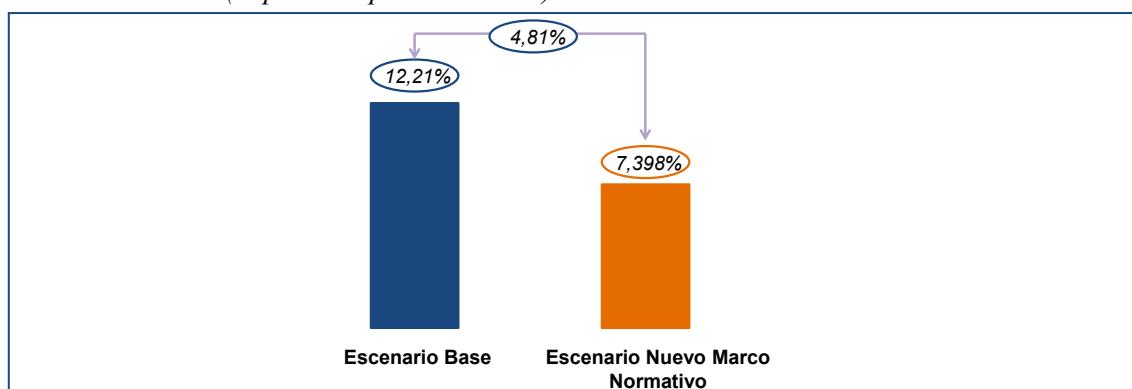
Fuente: Elaboración propia, a partir de los resultados obtenidos en el Escenario Base y en el Escenario del Nuevo Marco Normativo

En concreto, **los ingresos obtenidos en el Escenario del Nuevo Marco Normativo representan tan solo el 49,86% de los ingresos obtenidos en el Escenario Base**. Por consiguiente, un inversor que pusiera en marcha en funcionamiento un parque eólico en 2005 esperaba obtener unos ingresos significativamente superiores a los que percibirá como consecuencia de la aprobación del Nuevo Marco Regulatorio.

### 5.3.2 *Análisis comparativo de la rentabilidad en el Escenario Base y en el Escenario del Nuevo Marco Normativo*

Como consecuencia de la significativa diferencia en los ingresos entre el Escenario Base y en Escenario del Nuevo Marco Regulatorio, la rentabilidad también se ve mermada. En concreto, **la rentabilidad obtenida en el Escenario Base sería de 12,21%** (véase **Anexo III**), es decir, **4,81% puntos de rentabilidad por encima de la rentabilidad razonable reconocida en el Nuevo Marco Regulatorio**:

*Cuadro 32.: Comparativa de la rentabilidad en el Escenario Base y el Escenario del Nuevo Marco Normativo (importes expresados en %)*



Fuente: Elaboración propia, a partir de los resultados obtenidos en el Escenario Base y en el Escenario del Nuevo Marco Normativo

Por consiguiente, un inversor que pusiera en marcha en funcionamiento un parque eólico en 2005 esperaba obtener una rentabilidad a nivel EBITDA del 12,21%, es decir, **4,81% más que la rentabilidad actual garantizada por el Nuevo Marco Regulatorio**.

## 6 Conclusiones

Previamente a detallar las conclusiones alcanzadas en el TFG, se presenta un resumen de los aspectos más relevantes de la evolución de los ingresos en el sector eólico en España:

1. En el momento de la liberalización del Sector Eléctrico en 1997 y siguiendo la estela marcada por Europa, **España decidió apostar decididamente por la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables**, con el objeto de disminuir la dependencia de recursos energéticos de terceros países y reducir las emisiones de gases a la atmósfera.

El Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER) DE 1999, señaló objetivos de crecimiento de cada tecnología renovable de forma que las fuentes de energía renovable cubrieran al menos el 12% del consumo de energía primaria en España en 2010<sup>46</sup> (18).

Para ello, se aprobaron **marcos normativos muy atractivos que incentivaban la inversión en el sector de las energías renovables**. En primer lugar, se aprobó el RD 2818/1998 y posteriormente el RD 436/2004, marcos retributivos que ofrecían **retribuciones y rentabilidades muy atractivas para los inversores**. A modo ilustrativo, la **rentabilidad esperada** bajo el RD 436/2004 se situaba aproximadamente en un **12%** a nivel de EBITDA<sup>47</sup>(19).

En este contexto, **el crecimiento de la potencia eólica instalada en España fue muy significativo**. En concreto, en 2004 se produjo el mayor crecimiento del mundo, 38%, lo que situó a España como segunda país con mayor potencia eólica instalada tras Alemania.

2. En el año 2007 se aprobó el **RD 661/2007** basado en la idea de la sostenibilidad económica y control del coste, implantando un *cap* y un *floor* para acotar el precio del mercado de electricidad y la prima. Pese a este mayor control del coste, el RD 661/2007 continuó siendo un sistema retributivo muy atractivo para los inversores y

---

<sup>46</sup> “Regulación española de las energías renovables” Energía y Sociedad.

<sup>47</sup> De acuerdo con el ejercicio ilustrativo en el Escenario Base (véase **Sección 5** del TFG)

la potencia instalada siguió aumentando hasta convertirse en la **tercera tecnología con más MW instalados en España**.

3. Como consecuencia de la crisis económica y el incremento del déficit tarifario, se aprobaron una serie de medidas en España con el objetivo de reducir los costes regulados soportados por el Estado o incrementar los ingresos regulados. En concreto, estas medidas regulatorias fueron:

- **RDL 14/2010**, por el que se creó un **peaje de 0,5 €/MWh** por cada megavatio de energía vertido a la red.
- **Ley 15/2012**, por la que se creó el IVPEE, impuesto que grava con una tasa impositiva del 7%
- **Ley 2/2013**, por la que se eliminaron las primas y se vinculó la actualización de las variables al IPC a impuestos constantes.

Todos estos cambios normativos, y principalmente la Ley 15/2012 redujeron los beneficios de las empresas generadoras de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.

4. Pese a los esfuerzos del Gobierno por controlar el incremento del déficit tarifario, éste **continuó creciendo el primer semestre de 2013**, como consecuencia del drástico descenso de la demanda eléctrica causada por la crisis financiera, así como por las excelentes condiciones de viento y pluviometría que provocaron un descenso del precio del mercado de electricidad y un incremento de las horas de funcionamiento de los parques eólicos con derecho a retribución.

En este contexto, se aprobó el RDL 9/2013, que derogó el RD 661/2007 y estableció un régimen retributivo basado en la necesaria participación de las instalaciones en el mercado.

Ello quedaría consagrado en el RD 413/2014 y Orden IET/1045/2014 que se aprobaron en julio de 2014. Este retraso en la aprobación del Nuevo Marco Normativo conllevó que los productores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables estuvieran sumidos en una profunda incertidumbre, sabían que se derogaba el RD 661/2007 y que sus ingresos se iban a ver mermados, pero

desconocían la retribución que se les iba a reconocer bajo en Nuevo Marco Normativo.

El Nuevo Marco Normativo gira entorno a la creación de instalaciones tipo a las que se les asignan unos parámetros en función de lo que se considera una **empresa eficiente y bien gestionada**. En virtud de esos parámetros se calcula la retribución necesaria ( $R_{inv}$ ) para que la **instalación tipo alcance la rentabilidad razonable garantizada por el Nuevo Marco Normativo (7,398%)** (véase **Sección 3.3** del TFG para una explicación más detallada).

**El Nuevo Marco Normativo ha reducido significativamente los ingresos de las energías renovables, y por ende la rentabilidad de las mismas, lo que ha tenido un claro impacto en el desarrollo de la energía eólica en España**, en 2014 el crecimiento de la potencia instalada fue muy bajo y en 2015 no se instaló ningún megavatio en España (véase **Sección 4** del TFG).

En concreto, de acuerdo con la Sección 5 del TFG el Nuevo Marco Normativo implica una **reducción de casi cinco puntos porcentuales en la rentabilidad de una instalación**.

De acuerdo con lo establecido en el presente TFG, y cuyos aspectos más relevantes, se han pretendido resumir en los párrafos anteriores, a continuación se emiten una serie de conclusiones y opiniones del alumno:

- Con ánimo de incentivar e impulsar el desarrollo de las energías renovables en España, **el Gobierno optó por establecer unas primas, incentivos y otros complementos retributivos significativamente altos, que aseguraban unas rentabilidades muy superiores a las obtenidas en los mercados financieros o en otro tipo de sectores**. Ello se tradujo, entre otras cosas, en un crecimiento desorbitado y desordenado de la potencia eólica en España e insostenible en el tiempo como se vio posteriormente. En mi opinión, **se debería haber instaurado un régimen que por supuesto incentivaría el desarrollo de las energías renovables, pero con un mayor control de la sostenibilidad del sector y del déficit tarifario, por ejemplo introduciendo cupos de potencia por año**.

De manera adicional, se **incentivó el desarrollo de la energía eólica en términos de potencia instalada pero no en términos de investigación y mejora de la tecnología**, dado que todas las instalaciones eólicas tenían reconocidas la misma retribución unitaria.

- Pese a considerar que los ingresos y rentabilidad garantizada por los primeros marcos retributivos era demasiado alta, creo que **no se deberían cambiar las reglas a mitad del partido**, porque si no se cae en un clima de inseguridad jurídica, lo que tiene un claro impacto en la inversión, no solo en este sector, sino en todos los que estén complementados por retribución aportada al Estado.

En concreto, un inversor que realizó una inversión en un parque eólico por ejemplo en 2005, bajo un marco retributivo que garantizaba alrededor del 12% de rentabilidad, no debería ver recortados sus ingresos y rentabilidad drásticamente hasta en 5 puntos porcentuales. En el caso de la tecnología eólica, estamos hablando de una reducción drástica en rentabilidad e ingresos, pero ha habido otras tecnologías que han salido peor paradas, en concreto, el tratamiento de purines, sector que se ha visto forzado al cierre de todas sus plantas en España dado que bajo el Nuevo Marco Normativo, éstas son inviables económicamente.

El mensaje enviado a los mercados nacionales e internacionales es desfavorable hacia la estabilidad y robustez de la inversión en sectores estratégicos españoles. Tanto es así, que actualmente hay más de **200 recursos contenciosos-administrativos interpuestos contra el Nuevo Marco Normativo y más de 30 arbitrajes de inversión contra el Reino de España**<sup>48</sup>. (19)

Estoy de acuerdo, en que hay que reducir y controlar el déficit, todo ello sin traspasar este sobrecoste a las facturas de luz de los consumidores finales, pero considero que el cambiar drásticamente las reglas del juego, tiene un impacto negativo muy claro para España, considero que **estos recortes deberían aplicarse a las nuevas instalaciones y quizás optar por el incrementos de tasas e impuestos en las existentes con el objeto de controlar el gasto público**.

---

<sup>48</sup> Boletín Electrónico de la Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN).

- En cuanto, al futuro de las energías renovables, y en particular de la energía eólica, cabe destacar que se ha publicado la Planificación Energética para 2015-2020. De acuerdo con el Informe de Sostenibilidad Ambiental que le acompaña, la energía eólica sería la tecnología que más crecerá en los próximos 6 años. En concreto el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, estima que para cumplir con los objetivos europeos de 2020 (20% del consumo final de energía procedente de fuentes renovables), **se deberían instalar en España 4.700 MW adicionales, lo que implicaría una inversión superior a los 6.000 millones de euros, lo que a día de hoy dados los datos desde 2013, parece de difícil cumplimiento.**

De manera adicional, para cumplir con la planificación será necesario un desarrollo de la red de transporte que, por su importancia y magnitud, requiere una inversión importante y expansiva.

En mi opinión, al igual que sostiene al AEE, para cumplir el objetivo marcado por Europa en 2020, “*se hace necesaria una regulación estable en todos los ámbitos del Estado y revertir las medidas más dañinas para el sector.*”<sup>49</sup> (13)

- Para finalizar el trabajo, se van a exponer una serie de medidas con las cuales se pretende mejorar las capacidades productivas, la logística y favorecer el I+D+I:
  - Estudiar con más detalle los aspectos financieros de las empresas en el sector eólico para la consecución de una imagen fiel económica- financiera más fiable y poder abordar la posibilidad de establecer modificaciones en los ratios de evaluación en los aspectos de competitividad y reindustrialización. Así, los ratios serán diferentes si van dirigidos para PYMES o empresas grandes, con el objetivo de mejorar el acceso de las empresas a los programas establecidos por el Ministerios con independencia de su tamaño.
  - Apoyar las negociaciones llevadas a cabo por la UE para la consecución de acuerdos comerciales bilaterales y multilaterales para eliminar los aranceles de los productos eólicos y sus componentes

---

<sup>49</sup> Datos publicados por la AEE en su Anuario “Eólica 15”.

- Promover el análisis de identificar y resolver los problemas de acceso a mercados de países terceros que son un problema para las empresas eólicas españolas.
- Mejorar las condiciones de los programas de apoyo para la contratación de personal investigador dentro de las empresas para conseguir una mayor transferencia tecnológica desde la investigación a los procesos productivos. Para ello, los investigadores dispondrán de un tiempo para dedicarse a las labores de investigación en el seno de la empresa.

## 7 Bibliografía

- (1) TEISA Expertos en Soluciones Energéticas. *"Aerogeneradores de Baja Potencia"*.
- (2) Asociación Empresarial Eólica. *"Energía Eólica en España Panorámica 2004"*. 1/4/2005.
- (3) Boletín Oficial del Estado. *"Real Decreto 54/1997"*. 27/11/1997.
- (4) Boletín Oficial del Estado. *"Real Decreto 661/2007"*. 25/5/2007.
- (5) Boletín Oficial del Estado. *"Real Decreto 413/2014"*. 6/6/2014.
- (6) Boletín Oficial del Estado. *"Orden IET/1045/2014"*. 16/6/2014.
- (7) Boletín Oficial del Estado. *"Real Decreto Ley 14/2010"*. 23/12/2010.
- (8) Asociación Empresarial Eólica. *"Eólica 14"*. 2/6/2014
- (9) Asociación Empresarial Eólica. *"Eólica 06"*. 1/5/2006.
- (10) Asociación Empresarial Eólica. *"Eólica 07"*. 1/5/2007.
- (11) Asociación Empresarial Eólica. *"Eólica 08"*. 1/5/2008.
- (12) Asociación Empresarial Eólica. *"Eólica 09"*. 1/6/2009.
- (13) Asociación Empresarial Eólica. *"Eólica 15"*. 30/6/2015
- (14) Asociación Empresarial Eólica. *"Eólica 11"*. 7/6/2011
- (15) Asociación Empresarial Eólica. *"Eólica 10"*. 1/6/2010.
- (16) Asociación Empresarial Eólica. *"Eólica 13"*. 17/6/2013
- (17) The European Wind Energy Associations. *"The European Offshore Wind Industry- Key Trends and Statistics 2015"*. 2/2015.
- (18) Energía y Sociedad. *"Regulación Española de las Energías Renovables"*. 2007.
- (19) Electrónico de la Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN)

Otras fuentes consultadas:

- SÁNCHEZ CHOLIZ, J.; SARASA C.; DUARTE R.; JIMÉNEZ S.; *"Electricity costs in irrigated agriculture: A case study for an irrigation scheme in Spain"*. 6/2016
- PLASENCIA PAZ, D. *"El Déficit de Tarifa en el Sector Eléctrico Español"*. 2014.
- El País. *"Felipe VI se estrena ante el mundo con un apremiante discurso sobre el clima"*. 23/9/2014.
- Boletín Oficial del Estado. *"Real Decreto 2818/1998"*. 23/12/1998
- Boletín Oficial del Estado. *"Real Decreto 436/2004"*. 12/3/2004.
- Boletín Oficial del Estado. *"Real Decreto 1565/2010"*. 19/11/2010.
- Boletín Oficial del Estado. *"Ley 15/2012"*. 27/12/2012.
- Boletín Oficial del Estado. *"Real Decreto Ley 2/2013"*. 1/2/2013
- Boletín Oficial del Estado. *"Real Decreto Ley 9/2013"*. 12/7/2013
- Asociación Empresarial Eólica. *"Plan de Relanzamiento de la Industria Eólica (PRIE)"*. 10/2015.

# Anexos del Trabajo de Fin de Grado

## Anexo I: Cálculo de la rentabilidad de la IT-00655 sin tener en consideración la retribución a la inversión

Cuadro 33.: Cálculo de la rentabilidad de la IT-00655 sin tener en consideración la retribución a la inversión (1 de 3)

Concepto	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Ingresos (€/MWh)</b>		<b>90,62</b>	<b>79,38</b>	<b>103,31</b>	<b>80,38</b>	<b>78,20</b>	<b>91,11</b>
<i>Horas equivalentes (h)</i>		2.102,00	2.178,00	2.140,00	2.247,00	2.302,00	2.076,00
<i>Potencia (MW)</i>		20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
<i>Producción (MWh)</i>		42.040,00	43.560,00	42.800,00	44.940,00	46.040,00	41.520,00
<i>Rinv (€/MW)</i>							
<i>Rinv(€/MWh)</i>							
<i>Ro(€/MW)</i>							
<b>Ingresos totales (€/MWh)</b>		<b>90,62</b>	<b>79,38</b>	<b>103,31</b>	<b>80,38</b>	<b>78,20</b>	<b>91,11</b>
<b>INGRESOS (€)</b>		<b>3.809.664,80</b>	<b>3.457.792,80</b>	<b>4.421.668,00</b>	<b>3.612.277,20</b>	<b>3.600.328,00</b>	<b>3.782.887,20</b>
Concepto							
<b>Gastos (€/MWh)</b>		<b>17,40</b>	<b>17,58</b>	<b>18,69</b>	<b>18,57</b>	<b>18,53</b>	<b>20,44</b>
<i>Peaje (€/Mwh)</i>							0,50
<i>IVPEE (€/MWh)</i>							
<b>Gastos corregidos impuestos (€/MWh)</b>		<b>17,40</b>	<b>17,58</b>	<b>18,69</b>	<b>18,57</b>	<b>18,53</b>	<b>19,94</b>
Producción (MWh)		42.040,00	43.560,00	42.800,00	44.940,00	46.040,00	41.520,00
<b>GASTOS (€)</b>		<b>731.496,00</b>	<b>765.784,80</b>	<b>799.932,00</b>	<b>834.535,80</b>	<b>853.121,20</b>	<b>848.668,80</b>
Concepto							
<b>Inversión (€/MW)</b>	<b>1.120.000,00</b>						
Potencia instalada (MW)	20,00						
<b>Inversión (€)</b>	<b>22.400.000,00</b>	-	-	-	-	-	
<b>Flujos</b>	<b>22.400.000,00</b>	<b>3.078.168,80</b>	<b>2.692.008,00</b>	<b>3.621.736,00</b>	<b>2.777.741,40</b>	<b>2.747.206,80</b>	<b>2.934.218,40</b>
<b>TIR</b>	<b>5,99%</b>						

Fuente: Elaboración propia, a partir de los parámetros reconocidos a la IT-00655 en la Orden IET/1045/2014.

Cuadro 34.: Cálculo de la rentabilidad de la IT-00655 sin tener en consideración la retribución a la inversión (2 de 3)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Ingresos (€/MWh)</b>	<b>87,29</b>	<b>67,53</b>	<b>42,85</b>	<b>44,02</b>	<b>44,22</b>	<b>46,22</b>	<b>46,22</b>
Horas equivalentes (h)	2.287,00	2.357,00	2.190,00	2.190,00	2.190,00	2.190,00	2.190,00
Potencia (MW)	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
Producción (MWh)	45.740,00	47.140,00	43.800,00	43.800,00	43.800,00	43.800,00	43.800,00
<i>Rinv (€/MW)</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Rinv(€/MWh)</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Ro(€/MW)</i>	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ingresos totales (€/MWh)</b>	<b>87,29</b>	<b>67,53</b>	<b>42,85</b>	<b>44,02</b>	<b>44,22</b>	<b>46,22</b>	<b>46,22</b>
<b>INGRESOS (€)</b>	<b>3.992.644,60</b>	<b>3.183.364,20</b>	<b>1.876.830,00</b>	<b>1.928.002,77</b>	<b>1.936.836,00</b>	<b>2.024.436,00</b>	<b>2.024.558,64</b>
Concepto							
<b>Gastos (€/MWh)</b>	<b>20,09</b>	<b>19,90</b>	<b>25,85</b>	<b>25,94</b>	<b>25,96</b>	<b>26,31</b>	<b>26,54</b>
<i>Peaje (€/Mwh)</i>	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
<i>IVPEE (€/MWh)</i>		4,73	3,00	3,08	3,10	3,24	3,24
<b>Gastos corregidos impuestos (€/MWh)</b>	<b>19,59</b>	<b>14,67</b>	<b>22,35</b>	<b>22,36</b>	<b>22,36</b>	<b>22,57</b>	<b>22,80</b>
Producción (MWh)	45.740,00	47.140,00	43.800,00	43.800,00	43.800,00	43.800,00	43.800,00
<b>GASTOS (€)</b>	<b>918.916,60</b>	<b>938.086,00</b>	<b>1.132.230,00</b>	<b>1.136.172,00</b>	<b>1.137.048,00</b>	<b>1.152.378,00</b>	<b>1.162.274,26</b>
Concepto							
<b>Inversión (€/MW)</b>							
Potencia instalada (MW)							
<b>Inversión (€)</b>	-	-	-	-	-	-	-
<b>Flujos</b>	<b>3.073.728,00</b>	<b>2.245.278,20</b>	<b>744.600,00</b>	<b>791.830,77</b>	<b>799.788,00</b>	<b>872.058,00</b>	<b>862.284,38</b>

Fuente: Elaboración propia, a partir de los parámetros reconocidos a la IT-00655 en la Orden IET/1045/2014.

Cuadro 35.: Cálculo de la rentabilidad de la IT-00655 sin tener en consideración la retribución a la inversión (3 de 3)

Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Ingresos (€/MWh)</b>	<b>46,22</b>						
Horas equivalentes (h)	2.190,00	2.190,00	2.179,05	2.168,15	2.157,31	2.146,53	2.135,79
Potencia (MW)	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
Producción (MWh)	43.800,00	43.800,00	43.581,00	43.363,10	43.146,28	42.930,55	42.715,90
<i>Rinv (€/MW)</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Rinv(€/MWh)</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Ro(€/MW)</i>	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ingresos totales (€/MWh)</b>	<b>46,22</b>						
<b>INGRESOS (€)</b>	<b>2.024.558,64</b>	<b>2.024.558,64</b>	<b>2.014.435,85</b>	<b>2.004.363,67</b>	<b>1.994.341,85</b>	<b>1.984.370,14</b>	<b>1.974.448,29</b>
Concepto							
<b>Gastos (€/MWh)</b>	<b>26,76</b>	<b>26,99</b>	<b>27,23</b>	<b>27,46</b>	<b>27,70</b>	<b>27,94</b>	<b>28,18</b>
<i>Peaje (€/Mwh)</i>	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
<i>IVPEE (€/MWh)</i>	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24	3,24
<b>Gastos corregidos impuestos (€/MWh)</b>	<b>23,03</b>	<b>23,26</b>	<b>23,49</b>	<b>23,73</b>	<b>23,96</b>	<b>24,20</b>	<b>24,45</b>
Producción (MWh)	43.800,00	43.800,00	43.581,00	43.363,10	43.146,28	42.930,55	42.715,90
<b>GASTOS (€)</b>	<b>1.172.260,81</b>	<b>1.182.347,23</b>	<b>1.186.571,84</b>	<b>1.190.825,50</b>	<b>1.195.108,31</b>	<b>1.199.420,39</b>	<b>1.203.761,82</b>
Concepto							
<b>Inversión (€/MW)</b>							
Potencia instalada (MW)							
<b>Inversión (€)</b>	-	-	-	-	-	-	-
<b>Flujos</b>	<b>852.297,83</b>	<b>842.211,41</b>	<b>827.864,01</b>	<b>813.538,17</b>	<b>799.233,54</b>	<b>784.949,75</b>	<b>770.686,46</b>

Fuente: Elaboración propia, a partir de los parámetros reconocidos a la IT-00655 en la Orden IET/1045/2014.

## Anexo II: Cálculo de la rentabilidad de la IT-00655

Cuadro 36.: Cálculo de la rentabilidad de la IT-00655 (1 de 3)

Concepto	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Ingresos (€/MWh)</b>		<b>90,62</b>	<b>79,38</b>	<b>103,31</b>	<b>80,38</b>	<b>78,20</b>	<b>91,11</b>
<i>Horas equivalentes (h)</i>		2.102,00	2.178,00	2.140,00	2.247,00	2.302,00	2.076,00
<i>Potencia (MW)</i>		20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
<i>Producción (MWh)</i>		42.040,00	43.560,00	42.800,00	44.940,00	46.040,00	41.520,00
<i>Rinv (€/MW)</i>							
<i>Rinv(€/MWh)</i>							
<i>Ro(€/MW)</i>							
<b>Ingresos totales (€/MWh)</b>		<b>90,62</b>	<b>79,38</b>	<b>103,31</b>	<b>80,38</b>	<b>78,20</b>	<b>91,11</b>
<b>INGRESOS (€)</b>		<b>3.809.664,80</b>	<b>3.457.792,80</b>	<b>4.421.668,00</b>	<b>3.612.277,20</b>	<b>3.600.328,00</b>	<b>3.782.887,20</b>
Concepto							
<b>Gastos (€/MWh)</b>		<b>17,40</b>	<b>17,58</b>	<b>18,69</b>	<b>18,57</b>	<b>18,53</b>	<b>20,44</b>
<i>Peaje (€/Mwh)</i>							0,50
<i>IVPEE (€/MWh)</i>							
<b>Gastos corregidos impuestos (€/MWh)</b>		<b>17,40</b>	<b>17,58</b>	<b>18,69</b>	<b>18,57</b>	<b>18,53</b>	<b>19,94</b>
Producción (MWh)		42.040,00	43.560,00	42.800,00	44.940,00	46.040,00	41.520,00
<b>GASTOS (€)</b>		<b>731.496,00</b>	<b>765.784,80</b>	<b>799.932,00</b>	<b>834.535,80</b>	<b>853.121,20</b>	<b>848.668,80</b>
Concepto							
<b>Inversión (€/MW)</b>		<b>1.120.000,00</b>					
Potencia instalada (MW)		20,00					
<b>Inversión (€)</b>		<b>22.400.000,00</b>	-	-	-	-	-
<b>Flujos</b>	<b>22.400.000,00</b>	<b>3.078.168,80</b>	<b>2.692.008,00</b>	<b>3.621.736,00</b>	<b>2.777.741,40</b>	<b>2.747.206,80</b>	<b>2.934.218,40</b>
<b>TIR</b>	<b>7,398%</b>						

Fuente: Elaboración propia, a partir de los parámetros reconocidos a la IT-00655 en la Orden IET/1045/2014.

Cuadro 37.: Cálculo de la rentabilidad de la IT-00655 (2 de 3)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Ingresos (€/MWh)</b>	<b>87,29</b>	<b>67,53</b>	<b>42,85</b>	<b>44,02</b>	<b>44,22</b>	<b>46,22</b>	<b>46,22</b>
<i>Horas equivalentes (h)</i>	2.287,00	2.357,00	2.190,00	2.190,00	2.190,00	2.190,00	2.190,00
<i>Potencia (MW)</i>	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
<i>Producción (MWh)</i>	45.740,00	47.140,00	43.800,00	43.800,00	43.800,00	43.800,00	43.800,00
<i>Rinv (€/MW)</i>		-	-	8.557,00	19.484,00	19.484,00	19.484,00
<i>Rinv(€/MWh)</i>		-	-	3,91	8,90	8,90	8,90
<i>Ro(€/MW)</i>		-	-	-	-	-	-
<b>Ingresos totales (€/MWh)</b>	<b>87,29</b>	<b>67,53</b>	<b>42,85</b>	<b>47,93</b>	<b>53,12</b>	<b>55,12</b>	<b>55,12</b>
<b>INGRESOS (€)</b>	<b>3.992.644,60</b>	<b>3.183.364,20</b>	<b>1.876.830,00</b>	<b>2.099.142,77</b>	<b>2.326.516,00</b>	<b>2.414.116,00</b>	<b>2.414.238,64</b>
Concepto							
<b>Gastos (€/MWh)</b>	<b>20,09</b>	<b>19,90</b>	<b>25,85</b>	<b>25,94</b>	<b>25,96</b>	<b>26,31</b>	<b>26,53</b>
<i>Peaje (€/Mwh)</i>	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
<i>IVPEE (€/MWh)</i>		4,73	3,00	3,35	3,72	3,86	3,86
<b>Gastos corregidos impuestos (€/MWh)</b>	<b>19,59</b>	<b>14,67</b>	<b>22,35</b>	<b>22,09</b>	<b>21,74</b>	<b>21,95</b>	<b>22,17</b>
Producción (MWh)	45.740,00	47.140,00	43.800,00	43.800,00	43.800,00	43.800,00	43.800,00
<b>GASTOS (€)</b>	<b>918.916,60</b>	<b>938.086,00</b>	<b>1.132.230,00</b>	<b>1.136.172,00</b>	<b>1.137.048,00</b>	<b>1.152.378,00</b>	<b>1.162.001,48</b>
Concepto							
<b>Inversión (€/MW)</b>							
Potencia instalada (MW)							
<b>Inversión (€)</b>	-	-	-	-	-	-	-
<b>Flujos</b>	<b>3.073.728,00</b>	<b>2.245.278,20</b>	<b>744.600,00</b>	<b>962.970,77</b>	<b>1.189.468,00</b>	<b>1.261.738,00</b>	<b>1.252.237,16</b>

Fuente: Elaboración propia, a partir de los parámetros reconocidos a la IT-00655 en la Orden IET/1045/2014.

Cuadro 38.: Cálculo de la rentabilidad de la IT-00655 (3 de 3)

Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Ingresos (€/MWh)</b>	<b>46,22</b>						
<i>Horas equivalentes (h)</i>	2.190,00	2.190,00	2.179,05	2.168,15	2.157,31	2.146,53	2.135,79
<i>Potencia (MW)</i>	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
<i>Producción (MWh)</i>	43.800,00	43.800,00	43.581,00	43.363,10	43.146,28	42.930,55	42.715,90
<i>Rinv (€/MW)</i>	19.484,00	19.484,00	19.484,00	19.484,00	19.484,00	19.484,00	19.484,00
<i>Rinv(€/MWh)</i>	8,90	8,90	8,94	8,99	9,03	9,08	9,12
<i>Ro(€/MW)</i>	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ingresos totales (€/MWh)</b>	<b>55,12</b>	<b>55,12</b>	<b>55,16</b>	<b>55,21</b>	<b>55,25</b>	<b>55,30</b>	<b>55,35</b>
<b>INGRESOS (€)</b>	<b>2.414.238,64</b>	<b>2.414.238,64</b>	<b>2.404.115,85</b>	<b>2.394.043,67</b>	<b>2.384.021,85</b>	<b>2.374.050,14</b>	<b>2.364.128,29</b>
Concepto							
<b>Gastos (€/MWh)</b>	<b>26,75</b>	<b>26,98</b>	<b>27,20</b>	<b>27,44</b>	<b>27,67</b>	<b>27,91</b>	<b>28,14</b>
<i>Peaje (€/Mwh)</i>	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
<i>IVPEE (€/MWh)</i>	3,86	3,86	3,86	3,86	3,87	3,87	3,87
<b>Gastos corregidos impuestos (€/MWh)</b>	<b>22,39</b>	<b>22,62</b>	<b>22,84</b>	<b>23,07</b>	<b>23,30</b>	<b>23,54</b>	<b>23,77</b>
<i>Producción (MWh)</i>	43.800,00	43.800,00	43.581,00	43.363,10	43.146,28	42.930,55	42.715,90
<b>GASTOS (€)</b>	<b>1.171.712,53</b>	<b>1.181.520,69</b>	<b>1.185.606,18</b>	<b>1.189.720,04</b>	<b>1.193.862,36</b>	<b>1.198.033,24</b>	<b>1.202.232,79</b>
Concepto							
<b>Inversión (€/MW)</b>							
Potencia instalada (MW)							
<b>Inversión (€)</b>	-	-	-	-	-	-	-
<b>Flujos</b>	<b>1.242.526,11</b>	<b>1.232.717,95</b>	<b>1.218.509,66</b>	<b>1.204.323,63</b>	<b>1.190.159,49</b>	<b>1.176.016,90</b>	<b>1.161.895,50</b>

Fuente: Elaboración propia, a partir de los parámetros reconocidos a la IT-00655 en la Orden IET/1045/2014.

## Anexo III: Cálculo de la rentabilidad de la Instalación en el Escenario Base

Cuadro 39.: Cálculo de la rentabilidad de la Instalación en el Escenario Base (1 de 3)

Concepto	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Pool (€/MWh)							
Pool apuntado (€/MWh)							
Tarifa de Referencia (€/MWh)							
Prima (€/MWh)							
Incentivo (€/MWh)							
Reactiva (€/MWh)							
<b>Ingresos totales (€/MWh)</b>		<b>90,62</b>	<b>79,38</b>	<b>103,31</b>	<b>80,38</b>	<b>78,2</b>	<b>91,11</b>
<b>INGRESOS (€)</b>		<b>3.809.664,80</b>	<b>3.457.792,80</b>	<b>4.421.668,00</b>	<b>3.612.277,20</b>	<b>3.600.328,00</b>	<b>3.782.887,20</b>
Concepto							
<b>Gastos totales (€/MWh)</b>		<b>17,40</b>	<b>17,58</b>	<b>18,69</b>	<b>18,57</b>	<b>18,53</b>	<b>19,94</b>
<b>GASTOS (€)</b>		<b>731.496,00</b>	<b>765.784,80</b>	<b>799.932,00</b>	<b>834.535,80</b>	<b>853.121,20</b>	<b>827.908,80</b>
Concepto							
<b>Inversión (€/MW)</b>	<b>1.120.000,00</b>						
Potencia instalada (MW)	20,00						
<b>Inversión (€)</b>	<b>22.400.000,00</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Flujos</b>	<b>-22.400.000,00</b>	<b>3.078.168,80</b>	<b>2.692.008,00</b>	<b>3.621.736,00</b>	<b>2.777.741,40</b>	<b>2.747.206,80</b>	<b>2.954.978,40</b>
<b>TIR</b>	<b>12,21%</b>						

Fuente: Elaboración propia, a partir del RD 436/2004 y la Orden IET/1045/2014.

Cuadro 40.: Cálculo de la rentabilidad de la Instalación en el Escenario Base (2 de 3)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Pool (€/MWh)			42,13	49,52	49,75	52,00	52,00
Pool apuntado (€/MWh)			37,45	44,02	44,22	46,22	46,22
Tarifa de Referencia (€/MWh)			85,58	86,78	87,99	89,23	90,47
Prima (€/MWh)			34,23	34,71	35,20	35,69	36,19
Incentivo (€/MWh)			8,56	8,68	8,80	8,92	9,05
Reactiva (€/MWh)			3,42	3,47	3,52	3,57	3,62
<b>Ingresos totales (€/MWh)</b>	<b>87,29</b>	<b>84,06</b>	<b>83,66</b>	<b>90,88</b>	<b>91,74</b>	<b>94,40</b>	<b>95,08</b>
<b>INGRESOS (€)</b>	<b>3.992.644,60</b>	<b>3.962.588,40</b>	<b>3.664.426,07</b>	<b>3.980.485,02</b>	<b>4.018.174,55</b>	<b>4.134.912,69</b>	<b>4.164.457,64</b>
Concepto							
<b>Gastos totales (€/MWh)</b>	<b>19,59</b>	<b>19,90</b>	<b>21,73</b>	<b>21,74</b>	<b>21,74</b>	<b>21,95</b>	<b>22,17</b>
<b>GASTOS (€)</b>	<b>896.046,60</b>	<b>938.266,68</b>	<b>951.674,30</b>	<b>952.029,08</b>	<b>952.291,88</b>	<b>961.489,88</b>	<b>971.104,78</b>
Concepto							
<b>Inversión (€/MW)</b>							
Potencia instalada (MW)							
<b>Inversión (€)</b>	<b>-</b>						
<b>Flujos</b>	<b>3.096.598,00</b>	<b>3.024.321,72</b>	<b>2.712.751,77</b>	<b>3.028.455,94</b>	<b>3.065.882,67</b>	<b>3.173.422,81</b>	<b>3.193.352,86</b>

Fuente: Elaboración propia, a partir del RD 436/2004 y la Orden IET/1045/2014.

*Cuadro 41.: Cálculo de la rentabilidad de la Instalación en el Escenario Base (3 de 3)*

Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Pool (€/MWh)	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00	52,00
Pool apuntado (€/MWh)	46,22	46,22	46,22	46,22	46,22	46,22	46,22
Tarifa de Referencia (€/MWh)	91,74	93,03	94,33	95,65	96,99	98,35	99,72
Prima (€/MWh)	36,70	37,21	37,73	38,26	38,79	39,34	39,89
Incentivo (€/MWh)	9,17	9,30	9,43	9,56	9,70	9,83	9,97
Reactiva (€/MWh)	3,67	3,72	3,77	3,83	3,88	3,93	3,99
<b>Ingresos totales (€/MWh)</b>	<b>95,76</b>	<b>96,46</b>	<b>97,16</b>	<b>97,87</b>	<b>98,60</b>	<b>99,33</b>	<b>100,07</b>
<b>INGRESOS (€)</b>	<b>4.194.416,23</b>	<b>4.224.794,23</b>	<b>4.234.319,55</b>	<b>4.244.070,93</b>	<b>4.254.049,69</b>	<b>4.264.257,18</b>	<b>4.274.694,72</b>
Concepto							
<b>Gastos totales (€/MWh)</b>	<b>22,39</b>	<b>22,62</b>	<b>22,84</b>	<b>23,07</b>	<b>23,30</b>	<b>23,54</b>	<b>23,77</b>
<b>GASTOS (€)</b>	<b>980.815,83</b>	<b>990.623,98</b>	<b>995.527,57</b>	<b>1.000.455,44</b>	<b>1.005.407,69</b>	<b>1.010.384,46</b>	<b>1.015.385,86</b>
Concepto							
<b>Inversión (€/MW)</b>							
Potencia instalada (MW)							
<b>Inversión (€)</b>	<b>-</b>						
<b>Flujos</b>	<b>3.213.600,40</b>	<b>3.234.170,25</b>	<b>3.238.791,97</b>	<b>3.243.615,49</b>	<b>3.248.642,01</b>	<b>3.253.872,72</b>	<b>3.259.308,86</b>

Fuente: Elaboración propia, a partir del RD 436/2004 y la Orden IET/1045/2014.