



InterMoney
Energía

“ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DE LA GENERACIÓN EÓLICA EN ESPAÑA”

Documento preparado para:



Madrid, 12 de junio de 2006

ÍNDICE DEL DOCUMENTO

- Resumen ejecutivo p. 2
- El punto de partida p. 12
- Valor de la generación eólica p. 19
- Perspectivas de rentabilidad para el periodo 2007-2010 p. 34
- Análisis del parque tipo 2010 p. 54

- Resumen ejecutivo
- El punto de partida
- Valor de la generación eólica
- Perspectivas de rentabilidad para el periodo 2007-2010
- Análisis del parque tipo 2010

MOTIVACIÓN DEL ESTUDIO

- Durante el año 2006 está prevista la **actualización del marco retributivo del Régimen Especial fijado en el RD 436/2004**, que tendrá efecto a partir del 1/1/2008.
 - El Artículo 40.1 del RD 436/04 indica que *"...Durante el año 2006 [...]se procederá a la revisión de las tarifas, primas, incentivos y complementos definidos en este real decreto, **atendiendo a los costes asociados a cada una de las tecnologías, al grado de participación del régimen especial en la cobertura de la demanda y a su incidencia en al gestión técnica y económica del sistema...**"*
- **El RD 436/2004 ha permitido la expansión estable del sector eólico**, hasta alcanzar los 10.000 MW instalados a finales de 2005 y el desarrollo de una industria de alta tecnología, puntera en el mundo.
- La actualización de las tarifas para el sector eólico debe ofrecer **viabilidad y estabilidad a los inversores, resultar coherente con los objetivos medioambientales** de la Administración (PER 2005-2010 y Kyoto) y facilitar la **integración eficiente de la generación eólica en el sistema eléctrico**.
- La actualización del marco retributivo del sector eólico se sitúa en un contexto energético caracterizado por la **escasez de fuentes de energía primaria**, unos **precios en alza** y la necesidad de promocionar **energías renovables que ayuden a mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero** y a **reducir la dependencia energética del exterior**.

OBJETIVO DEL DOCUMENTO

- Analizar el **valor de la generación eólica para la sociedad** en el actual contexto energético y el **valor añadido de su participación en los mecanismos de casación del mercado** de generación de electricidad.
- Estimar la **evolución esperada de los costes de inversión y explotación** de los parques eólicos utilizando información de proyectos en fase de planificación.
- Estimar la **rentabilidad esperada de las inversiones en parques eólicos** durante el periodo 2007-2010.
- Analizar la **viabilidad del parque tipo 2010**.

METODOLOGÍA UTILIZADA

- Recopilación de **información confidencial sobre inversiones previstas** en el periodo 2006-2007 por parte de promotores eólicos.
- Procesamiento de la información y **estimación de los costes de inversión y explotación esperados** para un parque-tipo que se ponga en funcionamiento en 2007.
- Estimación de la **evolución de los costes de inversión y explotación** y las **condiciones de eolicidad** de los parques-tipo esperados en 2008-2010
- Estimación de la **rentabilidad esperada de los parques eólicos en el periodo 2007-2010** en las opciones “retribución a tarifa” y “retribución a mercado”, utilizando un modelo económico-financiero

PRINCIPALES RESULTADOS Y CONCLUSIONES (1)

- En el contexto energético actual, **la generación eólica aporta valor a la sociedad** a través de la **reducción de emisiones contaminantes** y de su **contribución a un esquema de seguridad de suministro del sistema eléctrico** en el que las energías renovables tengan una ponderación superior a la observada en sistemas eléctricos tradicionales.
 - En el año 2005 la generación eólica contribuyó a reducir las emisiones de CO2 del mercado eléctrico en un 8,3%, por valor de 185 millones de €
 - La tecnología eólica generó el 7% de la demanda total en 2005.
 - Se espera que la tecnología eólica aporte al sistema eléctrico entre 2006 y 2010 hasta 3 veces más capacidad de generación que el resto de tecnologías renovables.
- Además, hay que tener en cuenta el **favorable impacto económico y laboral** que genera la implantación de la generación eólica en los distintos territorios y el **potencial de desarrollo de nuevas tecnologías** por parte de un sector puntero en el nivel mundial.
 - El número de empleos en el sector crecerá desde 31.000 empleos estables en 2005 hasta 57.000 en 2010.

PRINCIPALES RESULTADOS Y CONCLUSIONES (2)

- La **incorporación de la generación eólica a los mecanismos de casación del mercado eléctrico** permite racionalizar el uso de los recursos escasos y caros de generación y crea incentivos para su integración eficiente en el sistema eléctrico.
 - La generación eólica abarata el coste de los servicios complementarios al desplazar tecnologías del mercado diario al resto de los mercados.
 - Los avances tecnológicos permitirán a la generación eólica aportar servicios complementarios (desde el control de tensiones-reactiva hasta la energía terciaria a bajar para aliviar congestiones en la red en tiempo real).
 - Los incentivos que genera el mercado ayudan a reducir los desvíos de generación y a aumentar la disponibilidad de los parques eólicos
- La participación de la eólica en los programas de casación del mercado aporta **mayor transparencia al mecanismo de formación de los precios**, ayuda a **mitigar el potencial de ejercicio de poder de mercado** por parte de los operadores dominantes y a **suavizar las puntas de precios** en momentos de máxima demanda
 - La generación eólica aumenta la volatilidad de la curva de oferta, incrementando la elasticidad de la demanda residual de las empresas y, por tanto, reduciendo el posible poder de mercado.
 - En 2005, en las horas en las que la demanda del sistema superó los 33.000 MW, 1.000 MW adicionales de generación eólica redujeron el precio en las puntas en aproximadamente 5 €/MWh.

PRINCIPALES RESULTADOS Y CONCLUSIONES (3)

- El periodo entre 2007 y 2010 se caracterizará por un **incremento en los costes de inversión y explotación** de los nuevos parques y una **reducción de las horas equivalentes**.
 - El incremento en los costes de inversión se debe fundamentalmente al incremento en el coste de los aerogeneradores y en los costes de conexión y otros costes (por ejemplo, alquiler de terrenos, cánones municipales y autonómicos, etc.)
 - Los costes de explotación aumentarán debido a la gestión de energía en tiempo real, teledatada, previsiones, etc. y a la mayor complejidad tecnológica de los nuevos aerogeneradores.
 - Las horas equivalentes descenderán, de acuerdo con la tendencia observada en los últimos años, al agotarse los emplazamientos más favorables.

Parámetros	Unidad (*)	Parque 2007	Parque 2008	Parque 2009	Parque 2010
Tamaño medio del parque	MW	35	35	35	35
Horas equivalentes	Horas	2.245	2.200	2.150	2.100
Coste total de inversión	€/kW instal.	1.175,10	1.233,41	1.290,50	1.350,55
Coste de explotación y gestión (**)	€/MWh	18,61	19,10	19,64	20,19

Fuente: Estimaciones de InterMoney Energía basadas en una muestra de inversiones esperadas en el sector.

(*) Valores expresados en € corrientes. (**) No incluye cánones anuales.

PRINCIPALES RESULTADOS Y CONCLUSIONES (4)

- Dadas las expectativas de evolución de costes y horas equivalentes, y bajo diversos escenarios de evolución de precios de la energía, **los valores vigentes de tarifas, prima e incentivo para los parques eólicos no garantizan que los parques-tipo que se instalarán en 2007-2010 alcancen una rentabilidad de proyecto igual al coste de capital medio ponderado de la actividad.**

TIR DEL PROYECTO (%) -- Vida útil 20 años				
	OPCIÓN TARIFA			
	Parque 2007	Parque 2008	Parque 2009	Parque 2010
Escenario Bajo	5,37%	4,68%	4,01%	3,35%
Escenario Medio	5,79%	5,15%	4,53%	3,92%
Escenario Alto	6,42%	5,85%	5,30%	4,76%
	OPCIÓN MERCADO			
	Parque 2007	Parque 2008	Parque 2009	Parque 2010
Escenario Bajo	8,18%	7,26%	6,40%	5,59%
Escenario Medio	9,53%	8,68%	7,86%	7,06%
Escenario Alto	10,36%	9,58%	8,82%	8,06%

Nota: En rojo, valores inferiores al WACC estimado de la actividad del 7,1%.

- Además, bajo los supuestos de evolución de ingresos considerados en este análisis, **los parques tipo instalados en 2004, 2005 y 2006 sólo alcanzan una rentabilidad igual o superior al WACC de la actividad (7,1 %) si su retribución proviene de los precios medios esperados en el mercado.**

PRINCIPALES RESULTADOS Y CONCLUSIONES (5)

- **El análisis del parque tipo 2010 resulta esencial para valorar las posibilidades de cumplimiento del objetivo del PER de alcanzar los 20.155 MW instalados en 2010**, debido a que muchas inversiones se realizarán al final del periodo 2007-2010, debido a varios motivos (financiación, desarrollo de redes, exceso de demanda de aerogeneradores, etc.).
- Los análisis de sensibilidad realizados sugieren que, **para que un parque instalado en 2010 alcance una rentabilidad a tarifa igual al coste de capital medio ponderado** de la actividad con los valores de retribución vigentes, **debería tener un número de horas equivalentes excesivamente elevado o un coste de inversión excesivamente bajo**.
 - En el escenario medio de ingresos, el parque tipo 2010 debería tener 2.600 horas equivalentes a tarifa para alcanzar una rentabilidad igual al WACC estimado de la actividad.
 - Los costes de inversión deberían ser inferiores a 965 €/kW para que el parque tipo 2010 obtenga una TIR de proyecto igual a su WACC en la opción tarifa.
- Expresado en términos de una anualidad constante a lo largo de su vida útil, **el parque tipo 2010 debería ingresar 51,55 €/MWh en el mercado (equivalente a un precio carga base del mercado diario de 55,30 €/MWh)** para alcanzar una TIR de proyecto del 7,1%.
- Estos resultados sugieren que, en las condiciones actuales de retribución y bajo las expectativas de evolución de costes y horas equivalente, **podría no alcanzarse el objetivo de 20.155 MW eólicos instalados en 2010**.

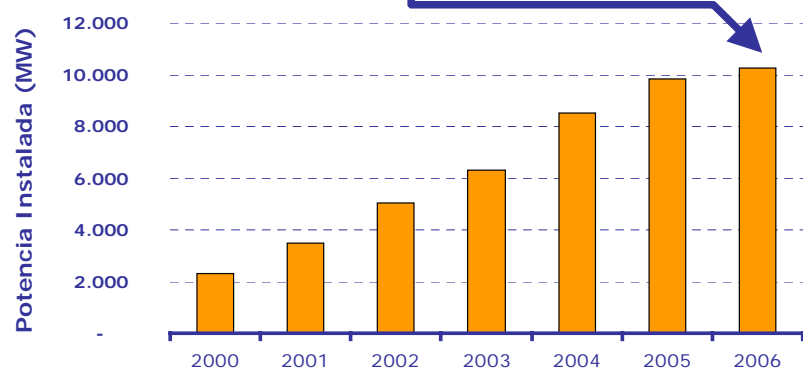
PRINCIPALES RESULTADOS Y CONCLUSIONES (6)

- Los resultados de las estimaciones realizadas indican que, si no aumentan los precios regulados, **la opción de remuneración según los precios del mercado (dada la evolución esperada de los precios) es la única alternativa que ofrecerá incentivos a los inversores** para acometer nuevos proyectos de inversión con garantías de obtener una rentabilidad razonable.
 - Aún así, las estimaciones de rentabilidad realizadas en este estudio sugieren que podría no alcanzarse el objetivo del PER 2005-2010 de 20.155 MW instalados en 2010.
- Sin embargo, **la participación de la eólica en los mecanismos de casación del mercado puede provocar excesiva incertidumbre para los inversores**, como consecuencia de la volatilidad de los precios (variaciones en hidraulicidad y eolicidad y en los precios de los combustibles) y del propio efecto de la entrada de la generación eólica en el sistema.
- La actualización de las tarifas, primas y complementos recogidos en el RD 436/2004, **debería articular un mecanismo que permita a la generación eólica aportar valor al sistema a través de su participación en la casación del mercado**, integrándose de manera eficiente en la red y, simultáneamente, ofreciendo un marco retributivo que haga estable y predecible la obtención de tasas de rentabilidad razonables.

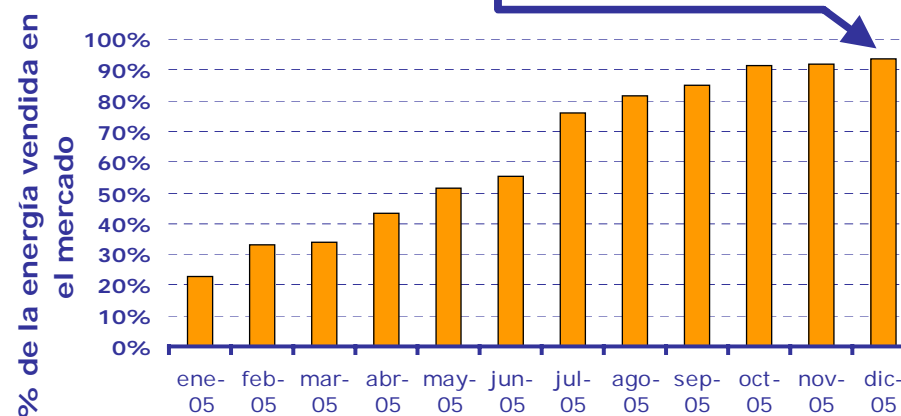
- Resumen ejecutivo
- El punto de partida
- Valor de la generación eólica
- Perspectivas de rentabilidad para el periodo 2007-2010
- Análisis del parque tipo 2010

La entrada de nueva capacidad de generación eólica en el sistema y su progresiva incorporación al mercado generan beneficios para los consumidores y optimizan el uso de los recursos energéticos...

Capacidad instalada: 10.250 MW

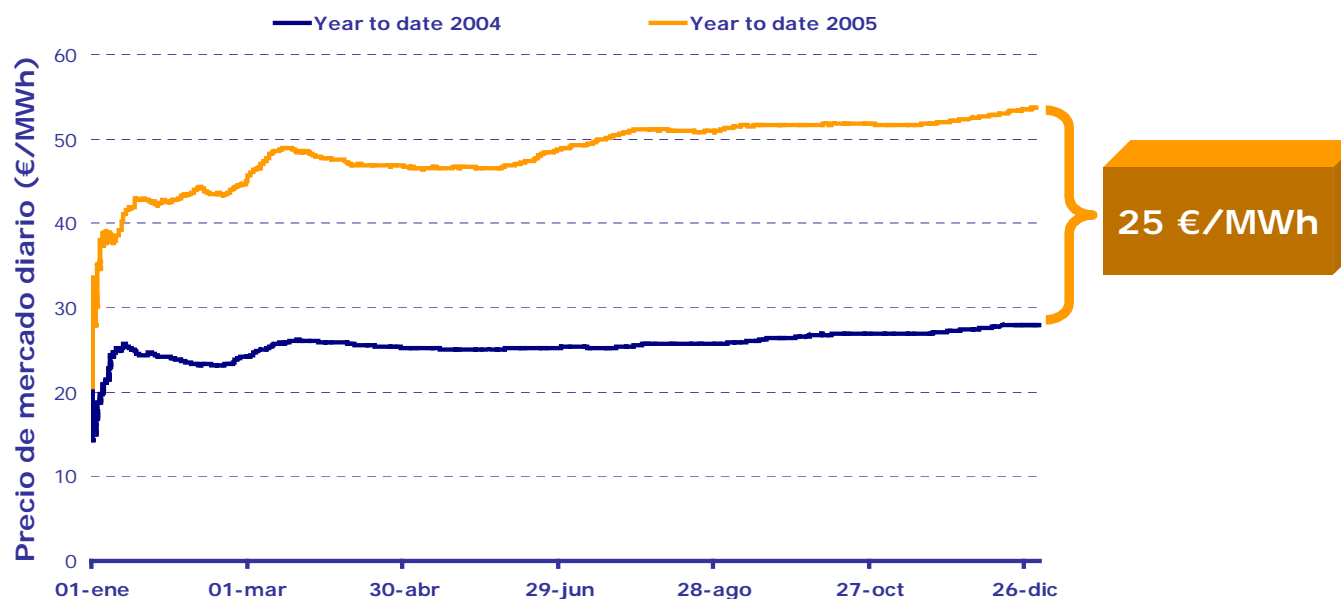


El 93% participa en el mercado



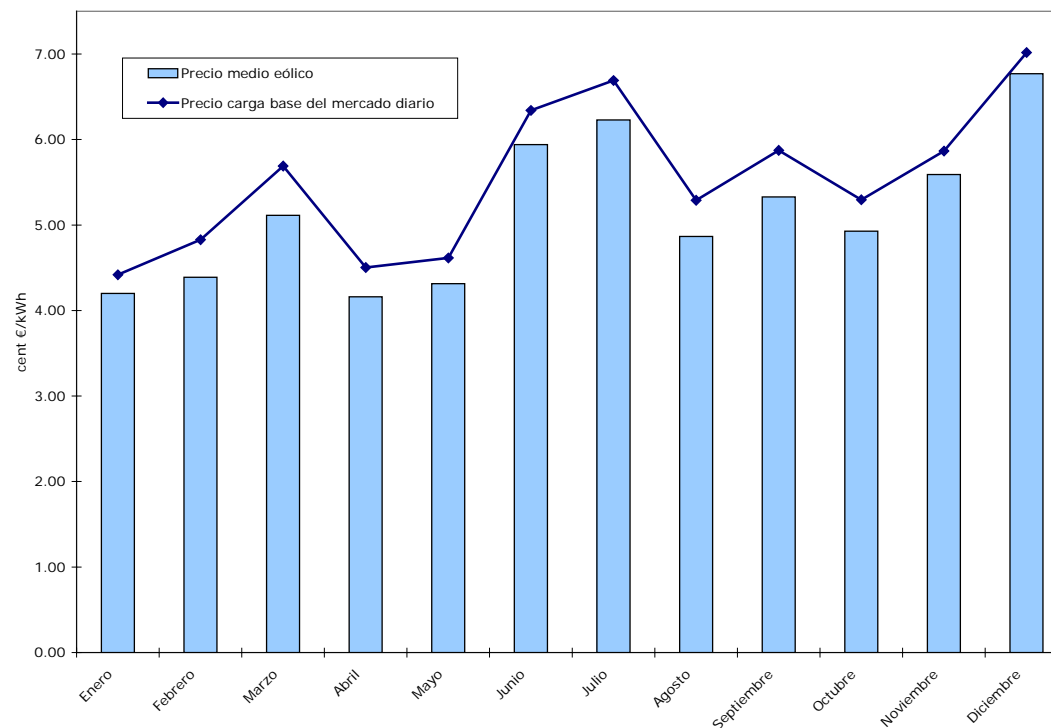
Además de reducir las emisiones de CO₂, la participación de la generación eólica en el mercado aporta valor al sistema suavizando las puntas de precios, favoreciendo la gestión del sistema (desvíos, control de tensión-reactiva), reduciendo el coste de los servicios de regulación, introduciendo mayor transparencia en la formación de los precios y ayudando a mitigar el poder de mercado.

La evolución reciente del mercado ha favorecido que el sector eólico asuma los riesgos derivados de la participación en la casación del mercado...



Entre los factores que inducen la subida de precios, el incremento del precio del gas natural puede deberse a un cambio de tendencia a medio y largo plazo en los mercados internacionales. Otros factores pueden tener un efecto más coyuntural (hidraulicidad). En general, puede esperarse que la evolución de estos factores en el futuro, junto con el aumento de la generación eólica en el mercado, den lugar una mayor volatilidad de los precios de la electricidad.

...aunque la generación eólica no puede capturar todo el precio del mercado diario, debido a la forma de su curva de carga...



En 2005, el precio medio percibido por un generador eólico en el mercado diario fue igual al 92% del precio carga base.

El desarrollo de Procedimientos de Operación (POs) por parte del Operador del Sistema permitirá una integración de la generación eólica a las redes que aporte valor al sistema...

PO 12.3

Continuidad del suministro frente a los huecos de tensión >>> mayor estabilidad en la red

PO 3.7

Monitorización y desconexión de grupos eólicos en tiempo real >>> incentivos a la disponibilidad de las instalaciones

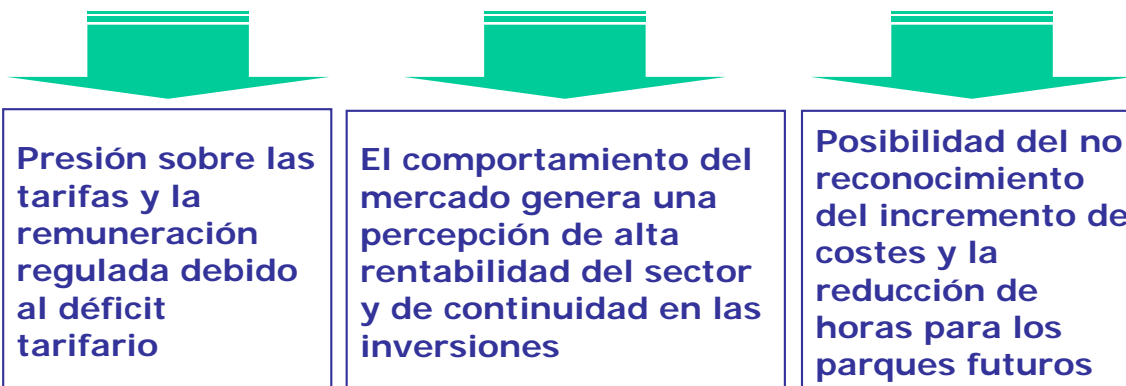


Junto con los nuevos requisitos de operación, la conexión de los nuevos parques contribuye a reforzar y extender las redes de transporte y a mejorar la calidad del suministro

Las nuevas tecnologías facilitarán la integración de la generación eólica en la red y su participación activa en los procedimientos de gestión técnica del sistema, desde el control de tensiones-reactiva hasta servicios de banda y energía terciaria en tiempo real.

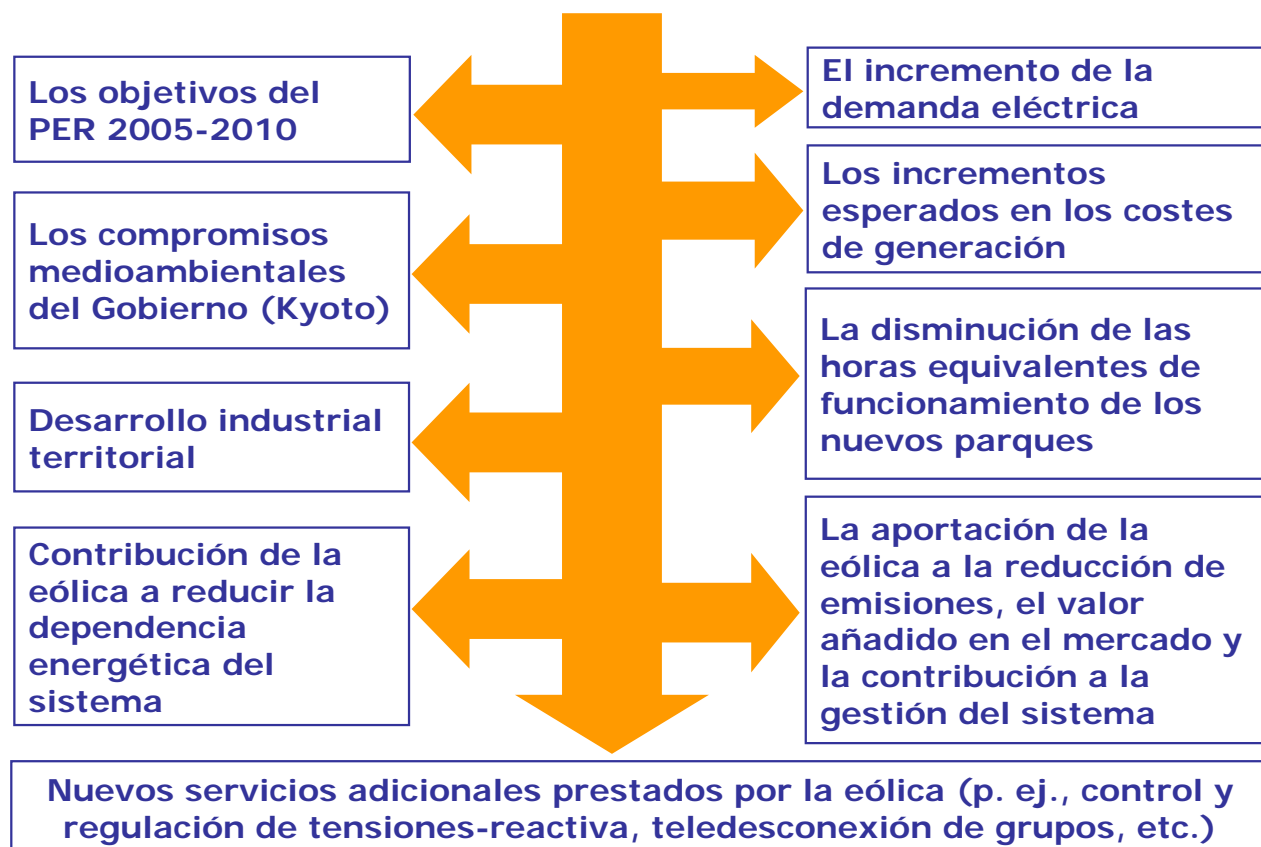
A lo largo de 2006 se revisará la tarifa, prima, incentivo y complementos que recoge el RD 436/2004 y los nuevos valores se aplicarán a partir del 1/1/2008.

La actualización del marco retributivo de la generación eólica se produce en un contexto de revisión de la metodología de las tarifas eléctricas y de los costes reconocidos de las actividades reguladas



Según el art. 40 del RD 436/2004, la actualización de la retribución atenderá a los costes asociados, al grado de participación en la cobertura de la demanda y a la incidencia en la gestión técnica y económica del sistema. En particular, los costes del sector eólico están creciendo por el aumento del tamaño de los aerogeneradores para maximizar las horas de viento útiles en los emplazamientos disponibles y por restricciones medioambientales.

Cualquier cambio en el marco retributivo actual deberá alcanzar el equilibrio entre diversos factores económicos, políticos y medioambientales...



- Resumen ejecutivo
- El punto de partida
- Valor de la generación eólica
- Perspectivas de rentabilidad para el periodo 2007-2010
- Análisis del parque tipo 2010

La energía eólica aporta valor a la sociedad, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y ayudando a reducir la dependencia energética del sistema...

El sector eólico **aporta valor al sistema eléctrico generando energía limpia** y ayudando así a cumplir los objetivos del Protocolo de Kyoto

Representa la **única tecnología que puede ayudar al Gobierno** a cumplir los ambiciosos objetivos medioambientales (12% de la energía primaria proveniente de fuentes renovables en 2010)

El desarrollo de la generación eólica también actúa como **inductor de desarrollo económico territorial**, generando empleo y creando nuevas oportunidades de crecimiento (p.ej., desarrollo de industria de componentes con problemas de suministros, i+d, etc.)

Además, la generación eólica contribuirá de forma decisiva a **reducir la dependencia energética del sistema**, ofreciendo una **fuentes de energía primaria autóctona e inagotable** en un contexto de escasez de combustibles convencionales



Para cumplir los objetivos medioambientales y contribuir a la seguridad del suministro de energía, se espera que las empresas eólicas acometan entre 2006 y 2010 un esfuerzo inversor de más de 10.000 MW que beneficiará a toda la sociedad

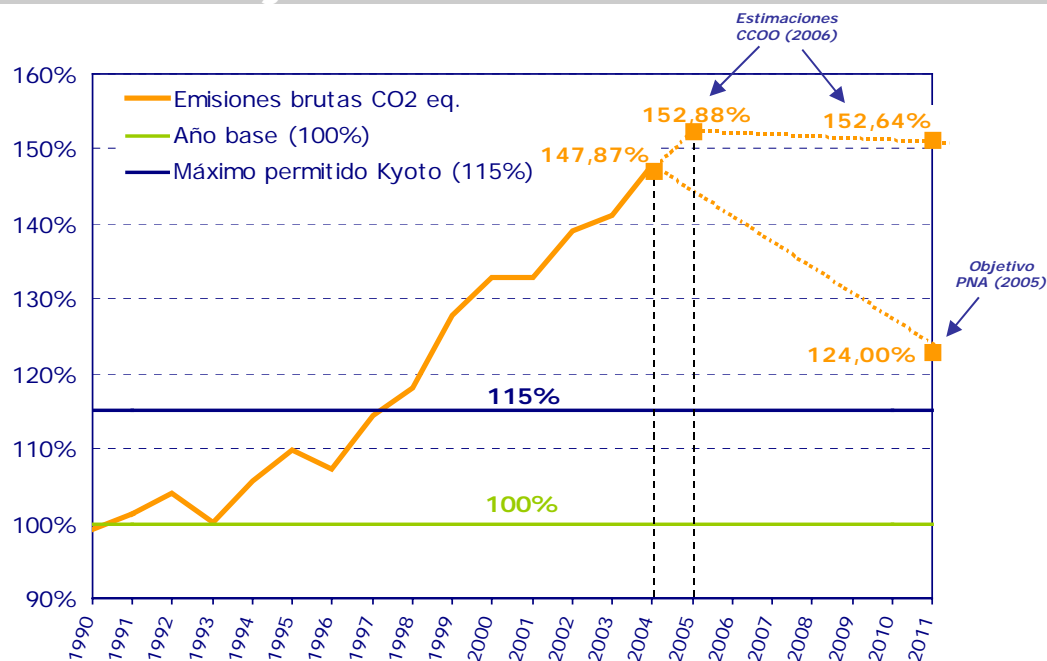
...En 2005, la generación eólica contribuyó a reducir las emisiones de CO₂ en el mercado eléctrico en al menos un 8,3%, desplazando a tecnologías más contaminantes...

Tecnología desplazada por la generación eólica	Energía desplazada por la generación eólica (MWh)	% sobre la energía total desplazada	Total emisiones evitadas (ton CO2)
Fuel	3,904,489	19.5%	2,928,366
Carbon	4,546,212	22.7%	4,287,078
CCGT	4,605,607	23.0%	1,681,046
Cogeneración	964,573	4.8%	352,069
Nuclear	6,497	0.03%	-
Agua	5,864,737	29.3%	-
Otros Renovables	136,538	0.7%	-
Total	20,028,652	100%	9,248,560
Total emisiones en el mercado de producción (ton CO2)			102,691,814
Ahorro de emisiones para el sistema (% sobre emisiones totales)			8.3%
Ahorro de emisiones para el sistema* (millones €)			184.97

(*) considerando un precio de los derechos igual a 20 €/Ton CO2

...y el valor de mercado de las emisiones evitadas en 2005 fue de unos 185 millones de euros... (Fuente: OMEL y elaboración propia.)

...con lo que la aportación de la energía eólica a la reducción de emisiones será crucial para alcanzar el objetivo del Protocolo de Kyoto, cada vez más alejado de las emisiones reales...

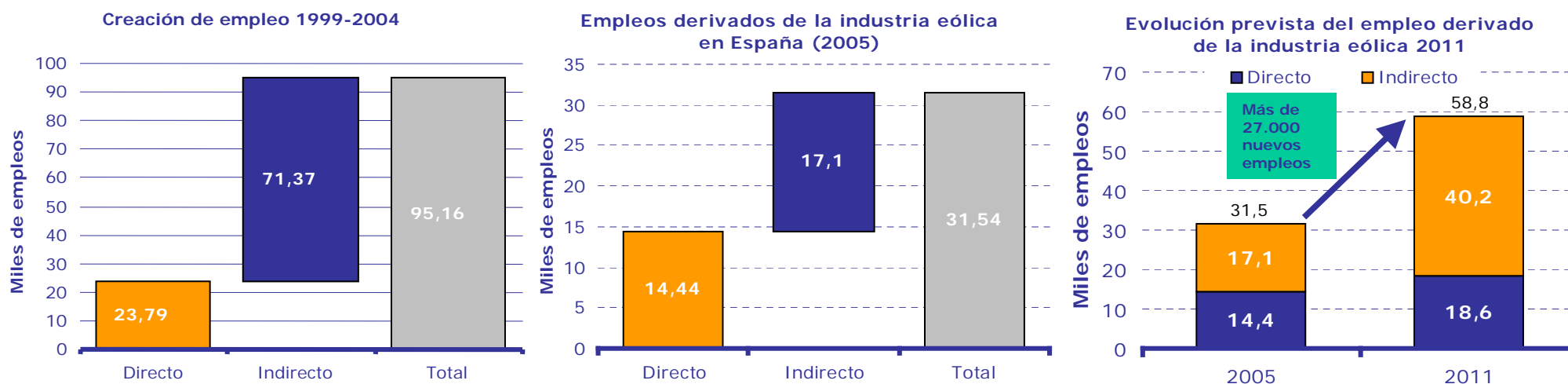


Fuente: MMA, OMEL, PNA, CCOO (2006) y elaboración propia

CCOO (2006): "Evolución de las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en España (1990-2005)", abril.

Las emisiones evitadas por la generación eólica en 2005 (9,2 millones de toneladas de CO2) equivalen al 10,82% del total de emisiones anuales asignadas al sector eléctrico durante el periodo 2005-2007 en el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión.

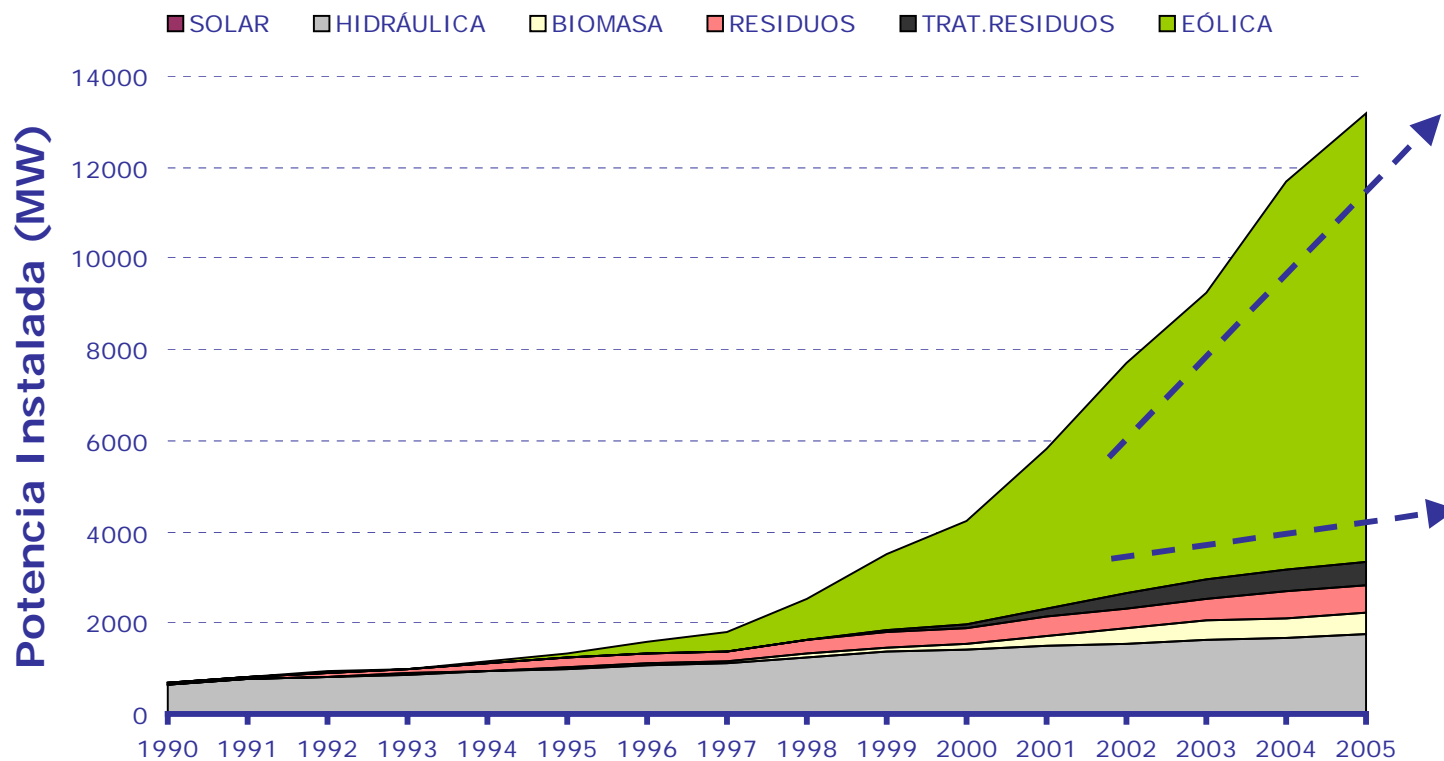
La estabilidad del marco regulatorio ha permitido al sector eólico contribuir a la creación de empleo en todos los territorios y desarrollar un sector tecnológicamente puntero en el mundo...



Fuente: AEE e IDAE

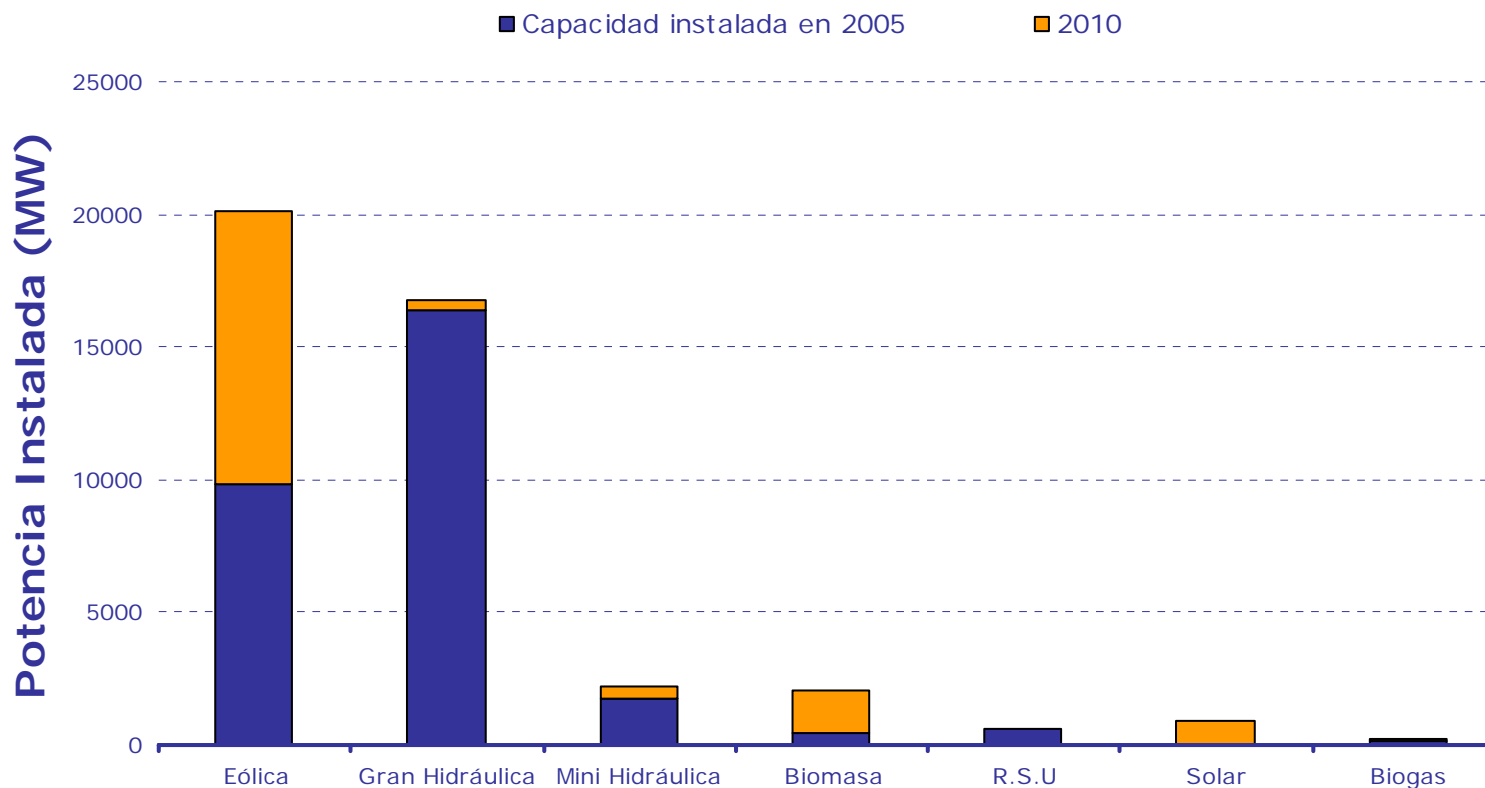
...y en la medida en que se cumplan los objetivos del PER 2005 se mantendrá la tendencia al alza en la creación de empleos directos e indirectos en el sector. En 2005, más del 70% de los aerogeneradores instalados fueron suministrados por fabricantes españoles.

La tecnología eólica ha dirigido el crecimiento del parque de energías renovables en España...



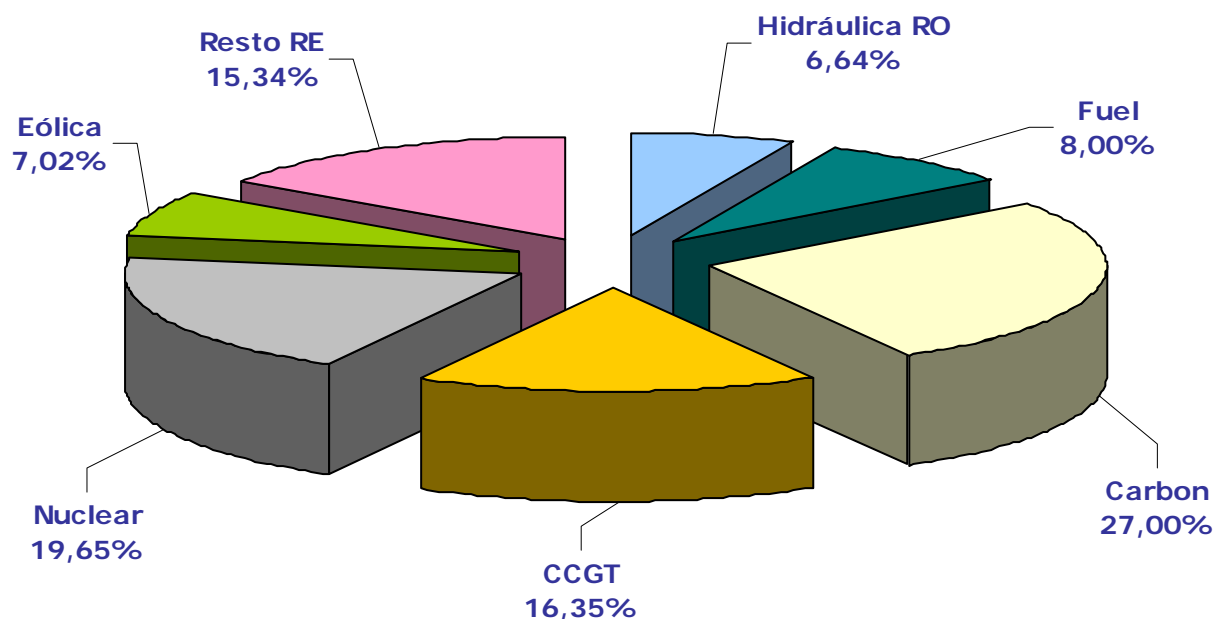
Fuente: CNE (Informe mensual de ventas de energía del Régimen Especial. Actualización: 28/02/2006)

...y aportará al sistema en los próximos años más capacidad instalada que cualquier otra tecnología renovable...



Fuente: CNE (Informe mensual de ventas de energía del régimen especial (28/02/2006)) y PER

...contribuyendo decisivamente a la cobertura de la demanda y ayudando a mitigar el impacto de variaciones en la hidraulicidad y la dependencia de los combustibles convencionales...



Fuente: UNESA (Avance estadístico 2005)

En 2005, la generación eólica cubrió el 7% de la demanda total y superó por primera vez a la generación hidráulica del Régimen Ordinario...

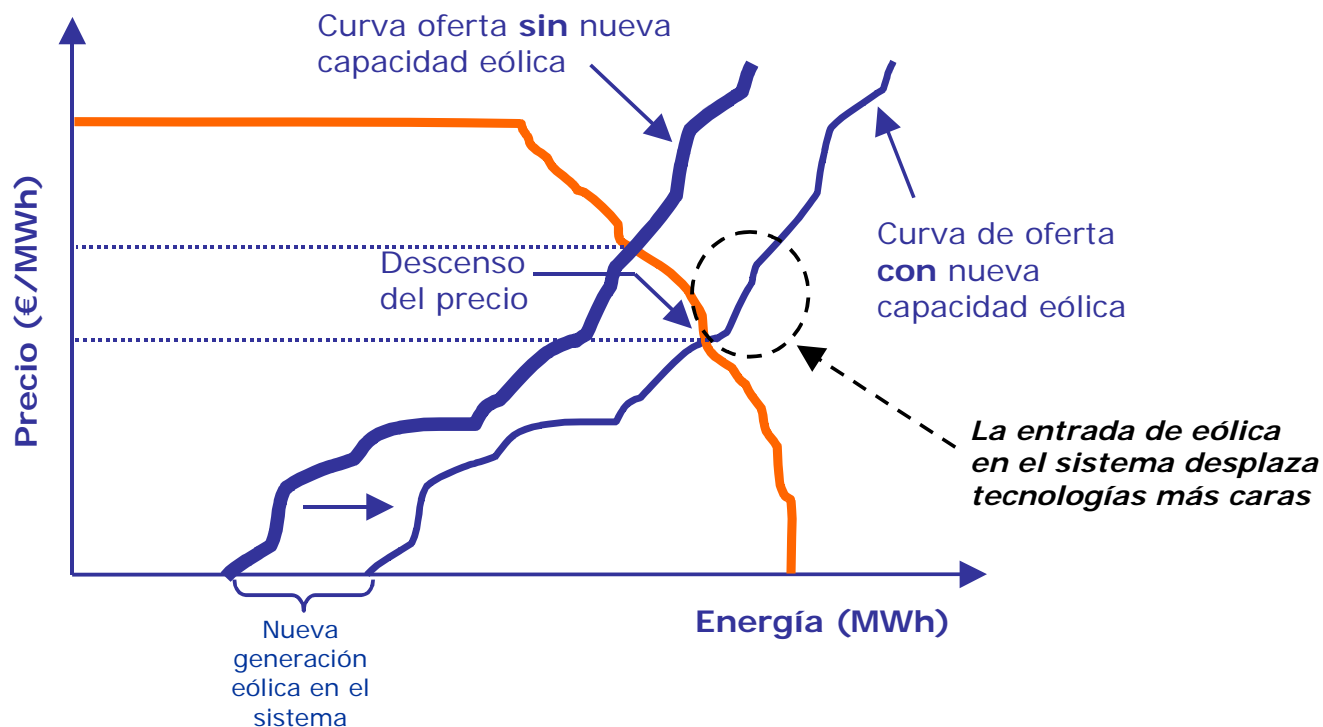
Además, la generación eólica aporta valor adicional al sistema eléctrico cuando participa en los mecanismos de casación del mercado eléctrico...

- Generando **eficiencia en la gestión** de los recursos eólicos y eléctricos
- Ayudando a **facilitar la gestión técnica** del sistema y a **reducir sus costes**
- Incrementando la **transparencia en la formación del precio** del mercado y **limitando el ascenso del precio en las puntas de demanda**
- Ayudando a **mitigar el potencial poder de mercado**
- Aportando **otra alternativa de suministro para los comercializadores independientes**



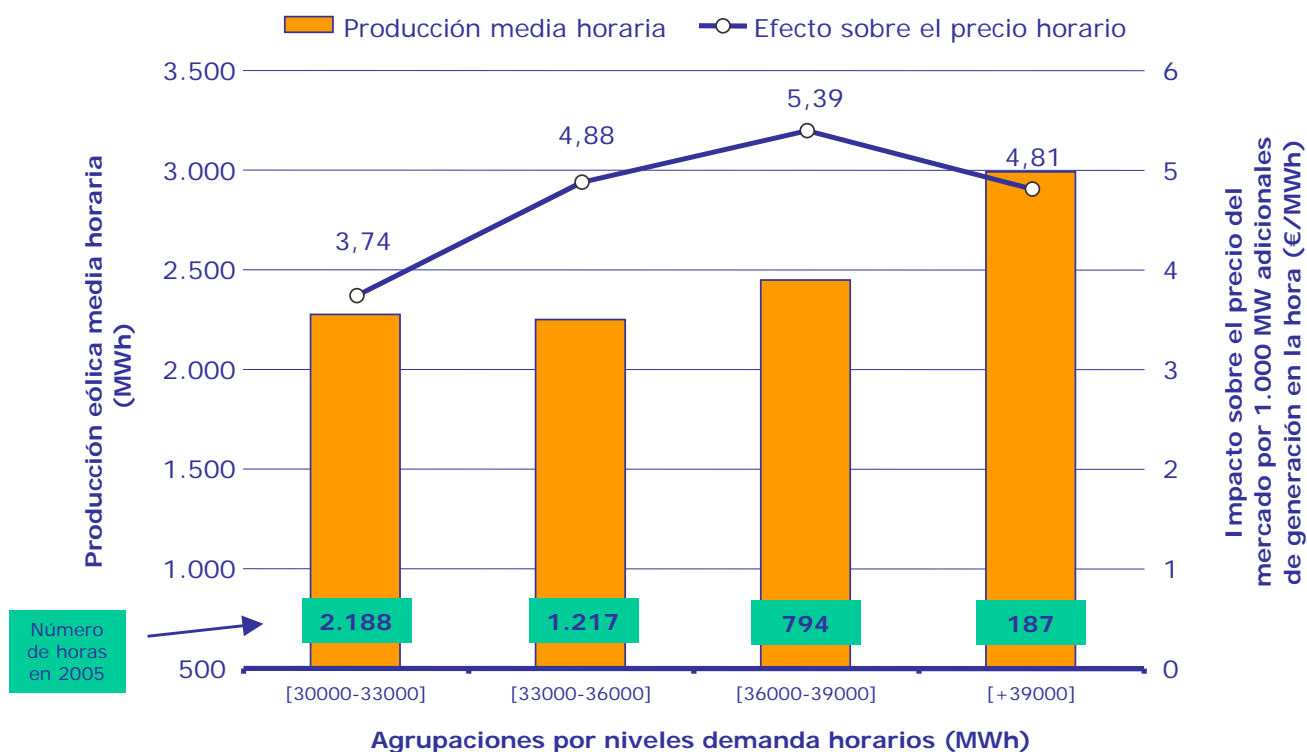
El marco regulatorio debe garantizar una rentabilidad razonable a las instalaciones que acudan al mercado mayorista y asuman riesgos en el mercado

La entrada de eólica en el sistema desplaza tecnologías más caras en el mercado diario, reduciendo el precio del mercado...



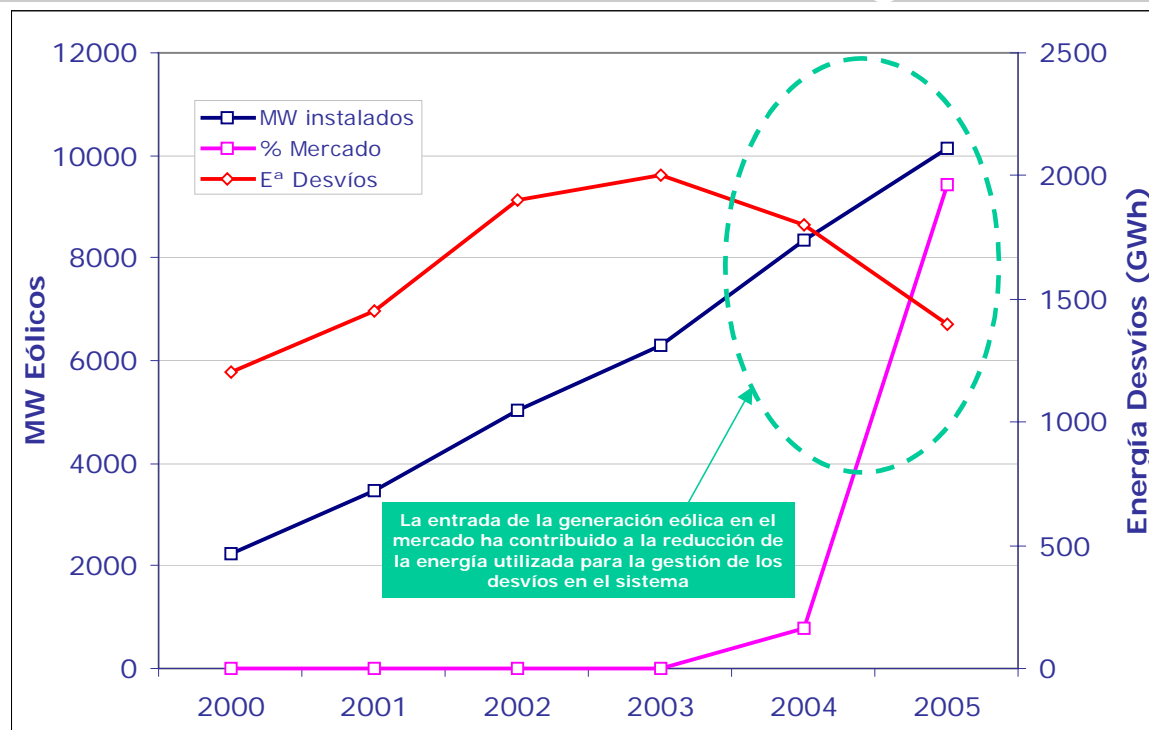
...el efecto medio sobre el precio carga base anual de la nueva capacidad instalada en 2005 fue de unos 1,9 €/MWh por cada 1.000 MW de nueva capacidad instalada... (Fuente: OMEL y elaboración propia)

...y contribuyendo decisivamente en momentos de demanda elevada a suavizar los incrementos de precios...



En las horas de mayor demanda (>36.000 MW) el efecto sobre el precio de 1.000 MWh adicionales se encuentra en torno a los 5 €/MWh... (Fuente: OMEL y elaboración propia)

La mejora sustancial en las predicciones ayuda a la gestión del sistema eléctrico, al disminuir los desvíos de generación...



Fuente: CNE, European Energy Wind Association, REE

La participación de la eólica en el mercado genera incentivos a mejorar las predicciones y evitar la penalización (30% del precio del mercado) por desvíos del programa de generación, contribuyendo a la gestión eficiente del sistema.

...y desplaza recursos eléctricos menos costosos hacia el mercado de banda secundaria, reduciendo el precio de los servicios complementarios...

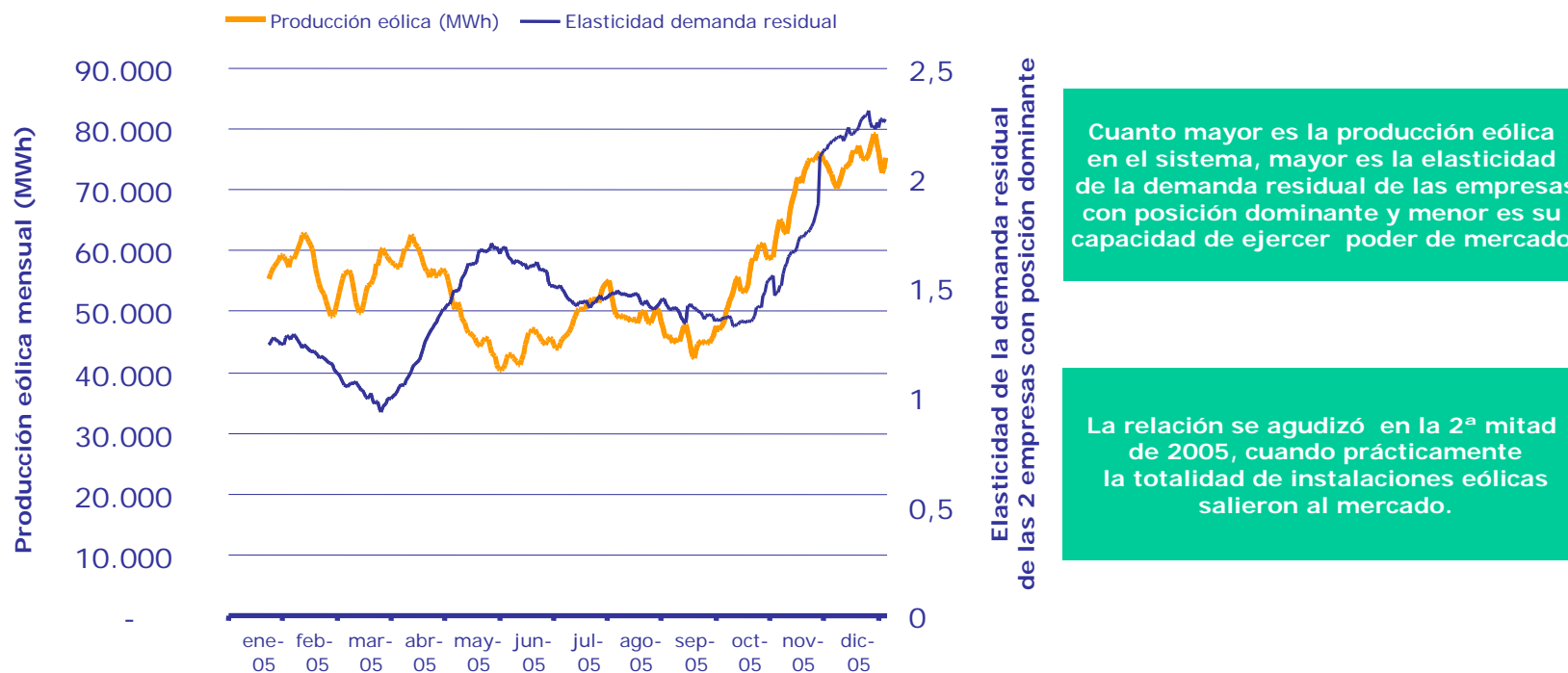
- 1 Al aumentar la producción eólica en el mercado diario y hacerse más visible, se desplazan recursos de generación (especialmente, hidráulica embalsada y/o bombeada) hacia los mercados de regulación
- 2 La hidráulica desplazada en el diario aumenta su participación en los mercados de regulación y desvíos
- 3 Las ofertas de servicios de regulación y desvíos asignadas a las centrales hidráulicas tienen menor coste, con lo que reducen los costes de dichos servicios para todo el sistema



La entrada en el sistema de la generación eólica, su mayor visibilidad en el mercado, y la progresiva mejora en las predicciones redundará en menores costes de regulación para el sistema

El desarrollo de la tecnología permitirá a los nuevos parques eólicos participar más activamente en la gestión del sistema, incluso en los mercado de regulación de secundaria y terciaria.

Por otra parte, la generación eólica ayuda a mitigar el poder de mercado, aplanando la curva de demanda residual de las empresas con posición dominante...



...el efecto es especialmente notable en la segunda mitad de 2005, cuando la eólica participa masivamente en la casación del mercado diario. (Fuente: OMEL y elaboración propia).

Además, la participación de la generación eólica en el mercado genera beneficios adicionales para la gestión técnica del sistema y aporta energía independiente al mercado minorista

1

Los productores eólicos tienen **mejor conocimiento de sus instalaciones que las empresas de distribución**, generando mejores predicciones y ofertando su generación en el mercado de forma más transparente

2

La presencia de la **generación eólica en el mercado ha motivado el desarrollo de despachos delegados y la implantación de sistemas de telecontrol** para monitorizar en tiempo real las instalaciones

3

La participación en el mercado también proporciona incentivos a **programar las paradas de mantenimiento** en momentos en los que la contribución de la eólica a la cobertura de la demanda es menos necesaria

4

Cerca de la mitad del mercado eólico está en manos de empresas no tradicionales, **incrementando la oferta de energía disponible para los comercializadores independientes**

- Resumen ejecutivo
- El punto de partida
- Valor de la generación eólica
- Perspectivas de rentabilidad para el periodo 2007-2010
- Análisis del parque tipo 2010

El esquema vigente de remuneración de la actividad eólica genera incertidumbre para los promotores e inversores dada la perspectiva de evolución de las condiciones operativas y de los costes...

Las horas equivalentes esperadas se reducirán, debido a nuevos emplazamientos que tendrán menor eolicidad

En el periodo 2006-10 **aumentarán los costes esperados de inversión y explotación** de los nuevos parques eólicos



Con estimaciones de costes realistas, **la rentabilidad esperada de los nuevos proyectos de inversión tenderá a caer significativamente**, incluso en escenarios optimistas de evolución de la TMR y de los precios del mercado mayorista

Metodología de cálculo de la rentabilidad de los parques futuros

1. Creación de una base de datos (BD) con información sobre proyectos futuros de parques eólicos proporcionada de forma confidencial por promotores eólicos.
2. Estimación de la evolución esperada de los costes de inversión y los costes de explotación de parques eólicos durante el periodo 2007-2010, utilizando la información de la BD y otras fuentes.
3. Estimación de la evolución esperada de las horas equivalentes de los parques futuros, utilizando información pública (CNE, Ministerio de Economía) y la información de la BD de proyectos futuros.
4. Estimación de la rentabilidad esperada de los parques eólicos (TIR del proyecto y TIR del accionista) durante el periodo 2007-2010, bajo varios supuestos de costes e ingresos.

Perspectivas de rentabilidad para 2007-2010

(1) Creación de una Base de Datos de proyectos futuros

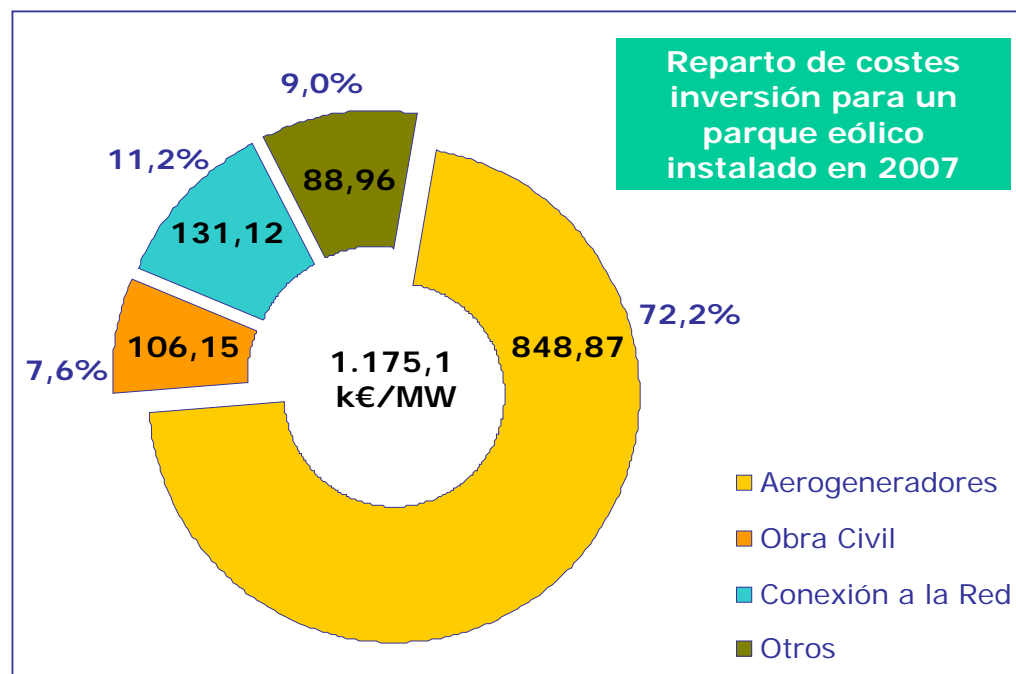
La base de datos contiene información confidencial sobre costes de inversiones-tipo enviada por 11 empresas que participaron activamente en el proceso de recopilación de información. La información de la muestra de proyectos se refiere principalmente al año 2007 e incluye datos sobre las características técnicas de los parques, y un desglose de los costes de inversión y los costes de explotación esperados.

Debido a la variedad de parques terrestres incluidos en la muestra de 6.383 MW, consideramos que la base de datos resultante caracteriza incluye una muestra representativa de los proyectos eólicos que se instalarán en 2007.

Partida	Cantidad
Número de empresas que entregaron información sobre proyectos	11
Número de parques futuros	43 parques
Cartera total de proyectos futuros	7.843,3 MW
Número de parques terrestres	40 parques
Cartera de proyectos terrestres	6.823,3 MW

Perspectivas de rentabilidad para 2007-2010

(2) Aumentan los costes de inversión



Fuente: Estimaciones de InterMoney Energía basadas en una muestra de inversiones esperadas en el sector.

El coste unitario de inversión estimado para el año 2007 (1.175 €/kW instalado) es un 28% superior al coste estimado en el año 2004 (920 €/kW instalado; Fuente: IDAE) y un 21% superior al coste estimado en el año 2005 (971 €/kW instalado; Fuente: IDAE).

Partida de costes de inversión	Evolución esperada del coste de inversión en 2007-2010 en relación con el coste de los parques existentes
Aerogeneradores	<p><u>Aumento del coste de los aerogeneradores</u> debido a:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) Aumento de la potencia y el tamaño de las nuevas máquinas (b) Incremento en el coste de las principales componentes (p. ej., acero y otros) (c) Equipos para soportar huecos de tensión, reactiva, etc. (d) Exceso de demanda de aerogeneradores en el mercado mundial
Obra civil	<p>El <u>coste unitario por MW instalado de obra civil tiende a reducirse</u> debido a los siguientes factores:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) Incremento del número de aerogeneradores por parque (b) Incremento de la potencia de los aerogeneradores
Conexión	<p><u>Los costes de conexión se encarecerán</u> debido a:</p> <ul style="list-style-type: none"> (a) Los refuerzos y extensiones de la red de alta tensión derivados de la tendencia de nuevos parques a conectarse a las redes de transporte (redes en cascada desde MT hasta AT) (b) Aumento de los derechos de acceso y conexión (en parte regulados y en parte negociados con los distribuidores y transportistas).
Otros costes de inversión	<p>Esta partida <u>aumentará en términos unitarios</u>, probablemente debido a que aunque estos costes no están directamente relacionados con el tamaño del parque (costes de ingeniería, promoción, cánones sobre obra civil y derechos de paso, etc.), de modo que la mayor potencia media de los nuevos parques podría dar lugar a economías de escala, aparecen nuevos costes de inversión (cánones, etc.)</p>

Perspectivas de rentabilidad para 2007-2010

(3) Aumentan los costes de explotación

Los costes esperados futuros de explotación de los parques tenderán a aumentar debido principalmente a costes de gestión de la energía, previsiones, gestión en tiempo real, telecontrol, gestión de nudos. Además, las nuevas instalaciones tienden a ser más complejas y requieren un mantenimiento más sofisticado. Por otro lado, aumentarán los alquileres y posiblemente aparecerán otros costes de explotación (p. ej., cánones municipales o autonómicos anuales, etc.).

La siguiente tabla muestra la estimación de costes de explotación para un parque que entre en funcionamiento en 2007, basada en la BD recopilada por InterMoney Energía.

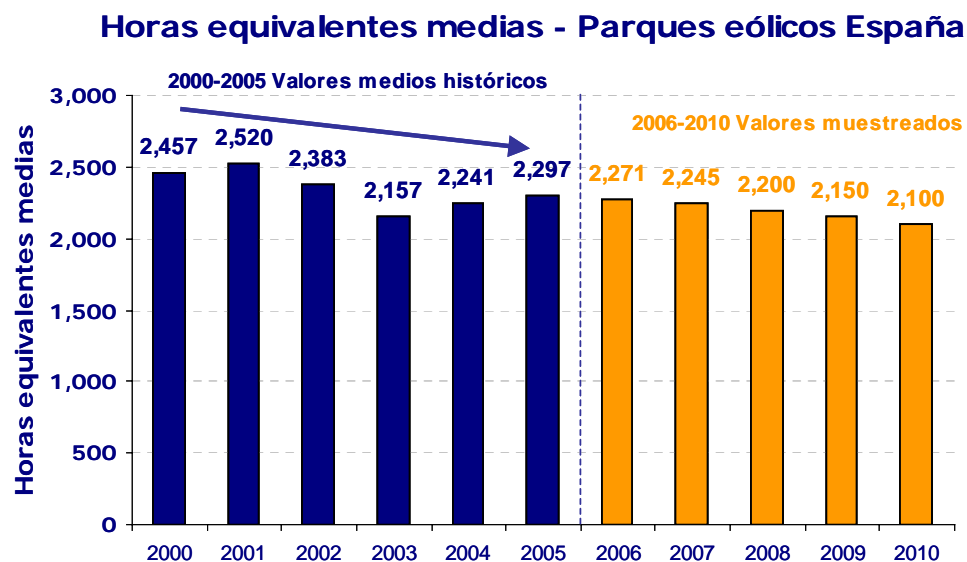
Concepto de coste	Valor estimado para 2007
Coste variable O&M	10,21 €/MWh
Otros costes de explotación	8,40 €/MWh
Costes de alquileres	4.102 €/MW/año.
Mantenimiento de instalaciones eléctricas	1.158 €/MW/año.
Seguros e impuestos	7.684 €/MW/año.
Gestión y administración	5.911 €/MW/año
Número de horas equivalentes en 2007	2.245
Coste Medio Total de Explotación (2007)	18,61 €/MWh
Cánones anuales (2% de la facturación total a mercado estimada para 2006)	4.265 €/MW/año
Coste Medio Total de Explotación (2007) con Cánones	20,51 €/MWh

Fuente: Estimaciones de InterMoney Energía basadas en una muestra de inversiones esperadas en el sector. Valores corrientes.

Perspectivas de rentabilidad para 2007-2010

(4) Disminuyen las horas equivalentes esperadas

Las horas equivalentes de los parques futuros situados en emplazamientos menos atractivos que los existentes **tenderán a descender desde los niveles actuales a las 2.245 horas en 2007 y las 2.100 horas en 2010** (Fuente: Muestra de proyectos previstos auditada por InterMoney Energía y elaboración propia). Esta tendencia es coherente con el comportamiento histórico observado y los planes eólicos autonómicos en marcha.



Fuente: Estimaciones de InterMoney Energía basadas en una muestra de inversiones esperadas en el sector.

Perspectivas de rentabilidad para 2007-2010
(5) Hipótesis del Caso Base: Evolución de los costes

Parámetros	Unidad (*)	Parque 2007	Parque 2008	Parque 2009	Parque 2010
Tamaño medio del parque	MW	35	35	35	35
Horas equivalentes	Horas	2.245	2.200	2.150	2.100
Coste total de inversión	€/kW	1.175,10	1.233,41	1.290,50	1.350,55
Aerogeneradores	€/kW	848,87	900,65	951,09	1.004,35
Obra civil	€/kW	88,96	90,74	92,55	94,41
Conexión	€/kW	131,12	133,74	136,42	139,15
Otros costes de inversión	€/kW	106,15	108,27	110,44	112,65
Coste de explotación y gestión	€/MWh	18,61	19,10	19,64	20,19
Operación y mantenimiento	€/MWh	10,21	10,41	10,62	10,83
Costes de gestión (**)	€/MWh	8,40	8,69	9,01	9,36

Fuente: Estimaciones de InterMoney Energía basadas en una muestra de inversiones esperadas en el sector.
 (*) Valores expresados en € corrientes. (**) No incluyen cánones anuales.

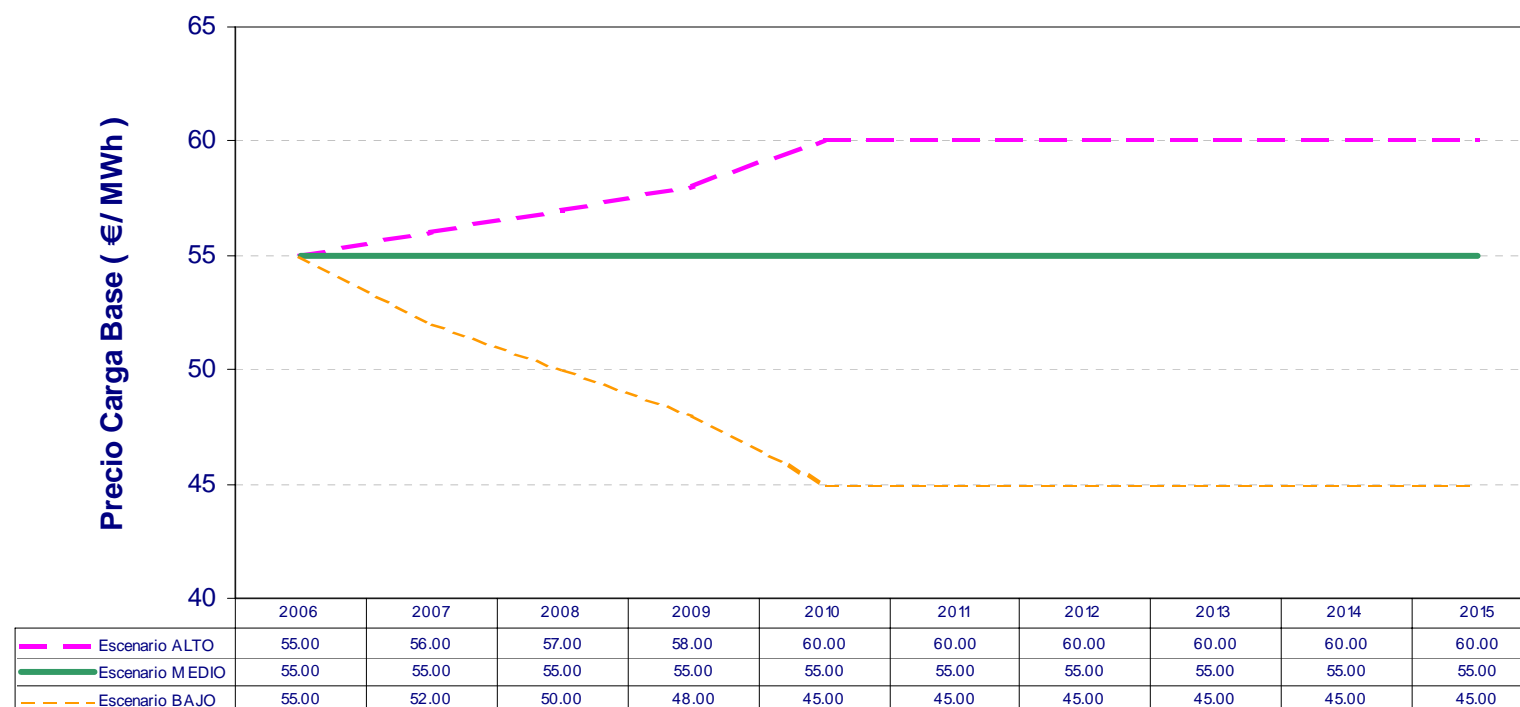
Perspectivas de rentabilidad para 2007-2010
(6) Hipótesis del Caso Base: Ingresos

Parámetro	Unidad	Caso Base: Opción Tarifa	Caso Base: Opción Mercado
Ingresos por venta de energía	€/MWh	90% TMR (años 1-5) 85% (años 6-15) 80% (años 15-20)	Precio carga base del mercado, con un factor de curva de carga de 0,92
Prima + incentivo	%	--	40% TMR (prima) 10% (incentivo)
Garantía de potencia	€/MWh	--	4,81 €/MWh
Complemento de reactiva	%	5% TMR	5% TMR
Coste de los desvíos	€/MWh %	Aproximadamente igual a 4,2 €/MWh en 2006, incrementada de acuerdo con la evolución de la TMR <ul style="list-style-type: none"> • 55% de desvío individual • 10% de la TMR 	Aproximadamente igual al 10% del precio carga base (incluye costes de predicción) <ul style="list-style-type: none"> • 33% de desvío agregado • 30% del precio carga base del mercado diario

Perspectivas de rentabilidad para 2007-2010

(7) Hipótesis del Caso Base: Evolución del precio del mercado

Evolución del Precio Carga Base del Mercado Diario

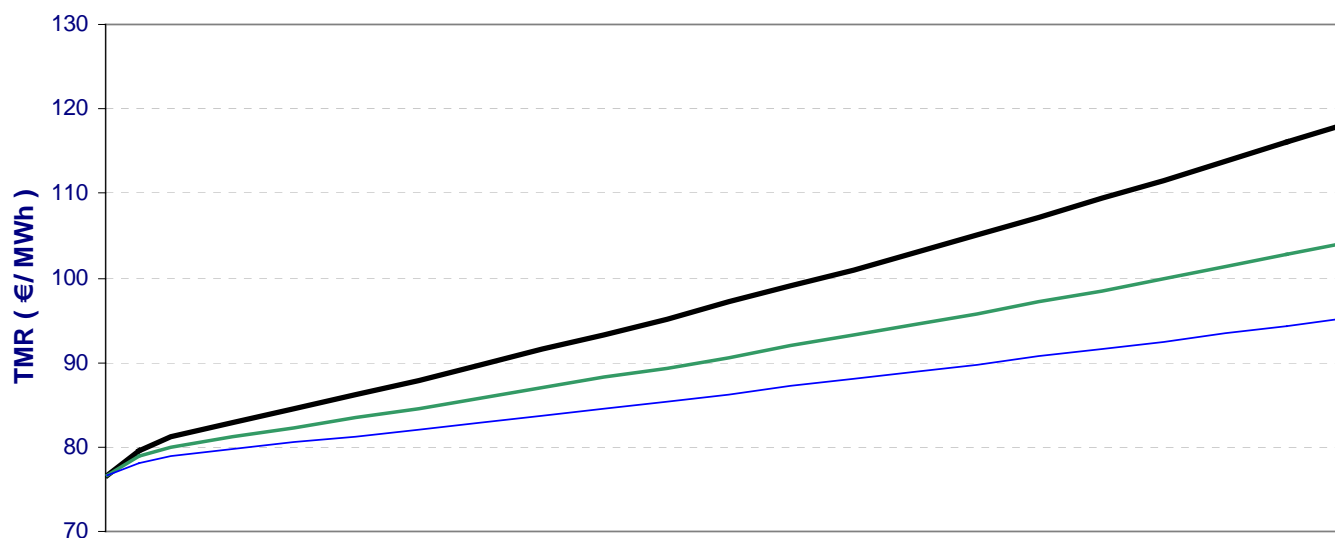


En el escenario medio considerado en este estudio, el precio carga base del mercado diario es constante en el periodo 2006-2030 e igual a 55€/MWh.

Perspectivas de rentabilidad para 2007-2010

(8) Hipótesis del Caso Base: Evolución de la TMR

Evolución de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia



	Jan-06	Jul-06	Jan-07	Jan-08	Jan-09	Jan-10	Jan-11	Jan-12	Jan-13	Jan-14	Jan-15	Jan-16	Jan-17	Jan-18	Jan-19	Jan-20	Jan-21	Jan-22	Jan-23	Jan-24	Jan-25	Jan-26
— Escenario ALTO	76.59	79.65	81.24	82.87	84.53	86.22	87.94	89.70	91.49	93.32	95.19	97.09	99.04	101.02	103.04	105.10	107.20	109.34	111.53	113.76	116.04	118.36
— Escenario MEDIO	76.59	78.89	79.99	81.11	82.25	83.40	84.56	85.75	86.95	88.17	89.40	90.65	91.92	93.21	94.51	95.84	97.18	98.54	99.92	101.32	102.74	104.17
— Escenario BAJO	76.59	78.12	78.90	79.69	80.49	81.29	82.10	82.93	83.75	84.59	85.44	86.29	87.16	88.03	88.91	89.80	90.69	91.60	92.52	93.44	94.38	95.32

Año	Incremento de la TMR (%)		
	Escenario BAJO	Escenario MEDIO	Escenario ALTO
Ene-06	-	-	-
Jul-06	2.00%	3.00%	4.00%
Ene-07	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-08	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-09	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-10	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-11	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-12	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-13	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-14	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-15	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-16	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-17	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-18	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-19	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-20	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-21	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-22	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-23	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-24	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-25	1.00%	1.40%	2.00%
Ene-26	1.00%	1.40%	2.00%

En el escenario medio considerado en este estudio, la TMR aumenta a un ritmo anual constante del 1,4% a partir de 2007.

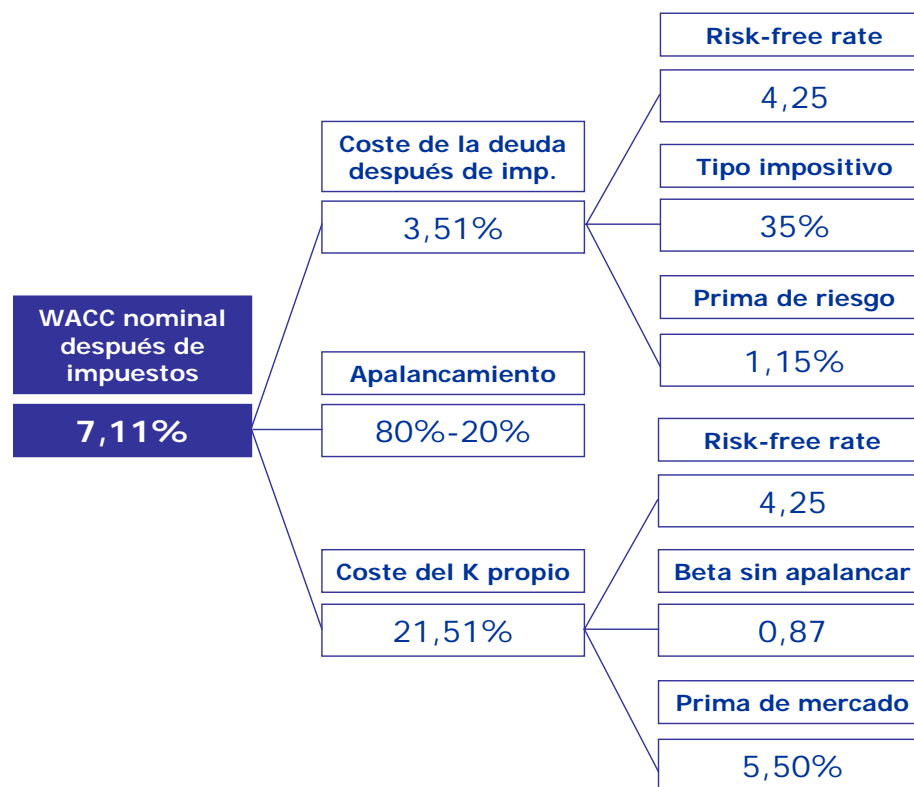
Perspectivas de rentabilidad para 2007-2010

(9) Hipótesis del Caso Base: Parámetros financieros (i)

Parámetro	Descripción
Vida útil de la inversión	20 años
Apalancamiento	80% fondos ajenos, 20% fondos propios
Periodo de amortización de la deuda	Deuda senior = 12 años (periodo de carencia de 6 meses) Deuda subordinada = 14 años Deuda IVA = 2 años
Servicio de la deuda	Ratio mínimo anual de cobertura del servicio de la deuda = 1,30
Coste de financiación	Euribor + 1%
Evolución del Euribor (valor fijo equivalente para todo el periodo)	Escenario optimista = 3,75% anual Escenario medio = 4,25% anual Escenario pesimista = 5,00%
Impuestos	Impuesto de sociedades = 35% Deducción = 35% de los intereses de la deuda
Valor terminal del parque	Cero (suponemos que se compensan el coste de desmantelamiento y el coste de oportunidad del equipo –p.ej., por venta del acero, máquinas, terrenos, etc.)
Política de dividendos	Se reparte el 100% del flujo de caja disponible, una vez cubierto el servicio de la deuda. Anualmente, se reparten dividendos mientras el beneficio neto acumulado sea mayor que el flujo de caja acumulado (una vez descontado el servicio de la deuda) y se cumpla el ratio mínimo anual de cobertura de la deuda Al final del periodo se realiza una corrección para garantizar que se reparte la máxima cantidad posible de dividendos

Perspectivas de rentabilidad para 2007-2010

(9) Hipótesis del Caso Base: Parámetros financieros (ii)



Estimamos el WACC nominal después de impuestos de la actividad de generación eólica en 7,11%.

Perspectivas de rentabilidad para 2007-2010
(10) Estimación de rentabilidad en el Caso Base (a)

TIR DEL PROYECTO (%)				
Vida útil 20 años				
	OPCIÓN TARIFA			
	Parque 2007	Parque 2008	Parque 2009	Parque 2010
Escenario Bajo	5,37%	4,68%	4,01%	3,35%
Escenario Medio	5,79%	5,15%	4,53%	3,92%
Escenario Alto	6,42%	5,85%	5,30%	4,76%
	OPCIÓN MERCADO			
	Parque 2007	Parque 2008	Parque 2009	Parque 2010
Escenario Bajo	8,18%	7,26%	6,40%	5,59%
Escenario Medio	9,53%	8,68%	7,86%	7,06%
Escenario Alto	10,36%	9,58%	8,82%	8,06%

Nota: En rojo, valores inferiores al WACC estimado de la actividad del 7,1%.

Perspectivas de rentabilidad para 2007-2010
(10) Estimación de rentabilidad en el Caso Base (b)
**TIR DEL ACCIONISTA (%) – Vida útil 20 años
Apalancamiento 80% (DSe)-20% (RP)**

	OPCIÓN TARIFA			
	Parque 2007	Parque 2008	Parque 2009	Parque 2010
Escenario Bajo	7,62% (*)	7,09% (*)	6,70% (*)	6,30% (*)
Escenario Medio	8,26%	7,64% (*)	7,22% (*)	6,85% (*)
Escenario Alto	9,42%	8,57%	8,03%	7,67% (*)
	OPCIÓN MERCADO			
	Parque 2007	Parque 2008	Parque 2009	Parque 2010
Escenario Bajo	10,99%	9,81%	8,71%	7,82% (*)
Escenario Medio	20,14%	12,02%	11,02%	9,96%
Escenario Alto	21,50%	19,10%	12,45%	11,54%

Nota: DSe=Deuda Senior, RP=Recursos Propios.

() = El ratio del servicio de la deuda (definido como el ratio entre el VA del Flujo de Caja para el Servicio de la Deuda y el VA del Servicio de la Deuda) es inferior a 1,25.*

Perspectivas de rentabilidad para 2007-2010

(11) Rentabilidad de los parques 2004-2006 (i)

Una manera de poner en perspectiva las estimaciones de rentabilidad realizadas para los parques tipo 2007-2010, consiste en estimar la rentabilidad de los parques tipo instalados en 2004, 2005 y el periodo transcurrido de 2006, bajo los escenarios que considera este estudio, Asumimos los siguientes valores para las horas equivalentes, los costes de inversión y los costes de explotación:

	2004	2005	2006
Horas equivalentes	2.241	2.297	2.271
Coste de inversión (€/kW)	1.005	1.057	1.110
Coste de explotación (€/MWh)	15,72	16,58	18,20

Fuente:

a) Horas = CNE, AEE y estimaciones propias

b) Coste de inversión = Incremento del 5% anual desde 2004 para llegar a la estimación de InterMoney Energía para 2007 (1.175 €/kW)

c) Coste de explotación = Incremento del 3% anual desde 2004 para llegar a la estimación de InterMoney Energía para 2007, ó 18,61 €/MWh (el coste de gestión y administración en 2004, 2005 y 2006 es igual, respectivamente, al 1,25%, 2% y 3,5% de la facturación total del parque 2006).

Perspectivas de rentabilidad para 2007-2010
(11) Rentabilidad de los parques 2004-2006 (ii)

	OPCIÓN TARIFA		
	2004	2005	2006
Escenario Bajo	7,36%	7,01%	6,13%
Escenario Medio	7,63%	7,33%	6,50%
Escenario Alto	8,03%	7,80%	7,05%
	OPCIÓN MERCADO		
	2004	2005	2006
Escenario Bajo	10,36%	10,27%	9,17%
Escenario Medio	11,32%	11,37%	10,41%
Escenario Alto	11,88%	12,02%	11,15%

Nota: El precio carga base del mercado diario fue igual a 27,94 €/MWh en 2004 y 53,68 €/MWh en 2005.
En rojo, valores inferiores al WACC estimado de la actividad (7,1%).

Bajo los escenarios de evolución de ingresos considerado en este análisis, los parques tipo instalados en 2006 sólo alcanzan una rentabilidad igual o superior al WACC de la actividad (7,1%) si participan en el mercado.

Perspectivas de rentabilidad para 2007-2010

(12) Sensibilidad de las estimaciones de rentabilidad

- Llevamos a cabo un **análisis de sensibilidad de las estimaciones de rentabilidad** de los parques tipo en 2007-2010 incluyendo variaciones en (a) la estructura de financiación, (b) los costes de explotación y (c) el esquema de retribución a tarifa (90%-85%-80%).
- Los resultados obtenidos sugieren que:
 - (a) Bajo un **esquema favorable de financiación 80-10-10 la TIR del accionista aumenta sobre el esquema 80-20 en aproximadamente 350 pb**, aunque en la casi totalidad de los escenarios a tarifa no se alcanza un ratio de cobertura del servicio de la deuda del 1,25.
 - (b) **Si se consideran cánones anuales adicionales** por valor de un 2% (equivalente a un coste de explotación de 1,90 €/MWh en 2007), **la TIR de los parques tipo disminuye en 30-40 pb**, bajo los supuestos considerados en este estudio.
 - (c) Cambiar del esquema de retribución a tarifa vigente del 90%-85%-80% TMR a **un esquema en el que se retribuyera a los parques a tarifa con el 90% de la TMR** durante toda la vida útil del parque **umentaría la TIR del proyecto de los parques tipo en 65 pb** aproximadamente, aunque los niveles de rentabilidad seguirían siendo inferiores al WACC del 7,1%.

Perspectivas de rentabilidad para 2007-2010

(13) Algunas conclusiones

1

Con los niveles de precios regulados vigentes, **la rentabilidad estimada de las nuevas inversiones en 2007-2010 a tarifa (TIR del proyecto entre 3,4%-6,4%) es insuficiente** para lograr el objetivo del PER 2005-2010 de alcanzar más de 20.000 MW instalados en 2010

2

La participación en el mercado mejora la rentabilidad de los proyectos (TIR entre 5,6%-10,4%). Sin embargo, resulta inferior en muchos escenarios al coste de capital medio ponderado de la actividad.

3

El incremento esperado en los costes de generación y el descenso en el número de horas equivalentes hará **aún menos atractivas las inversiones a medida que nos aproximemos al horizonte 2010**



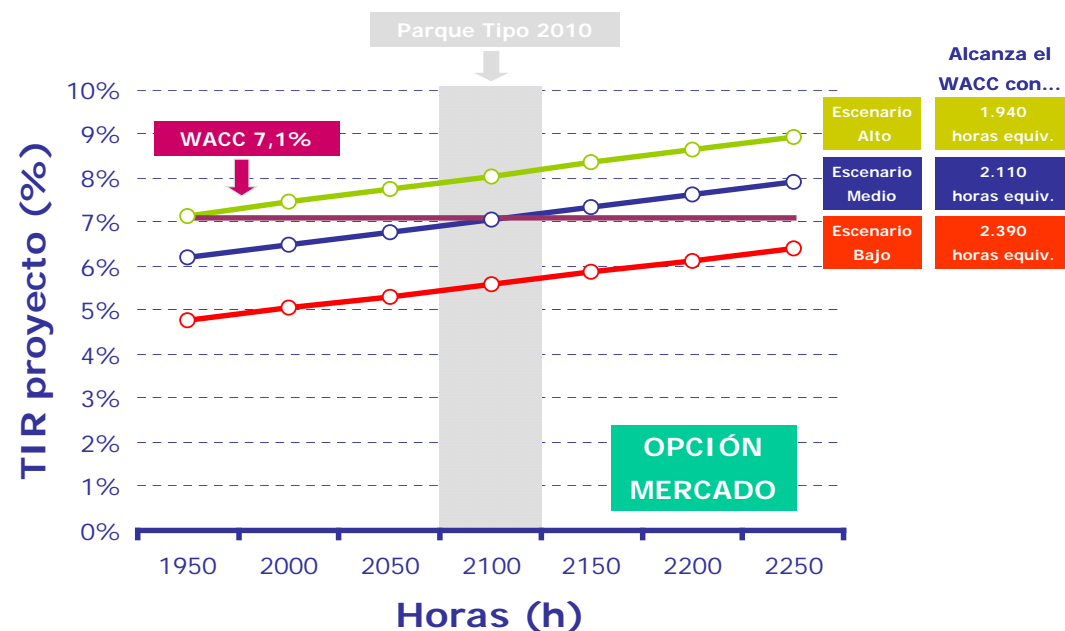
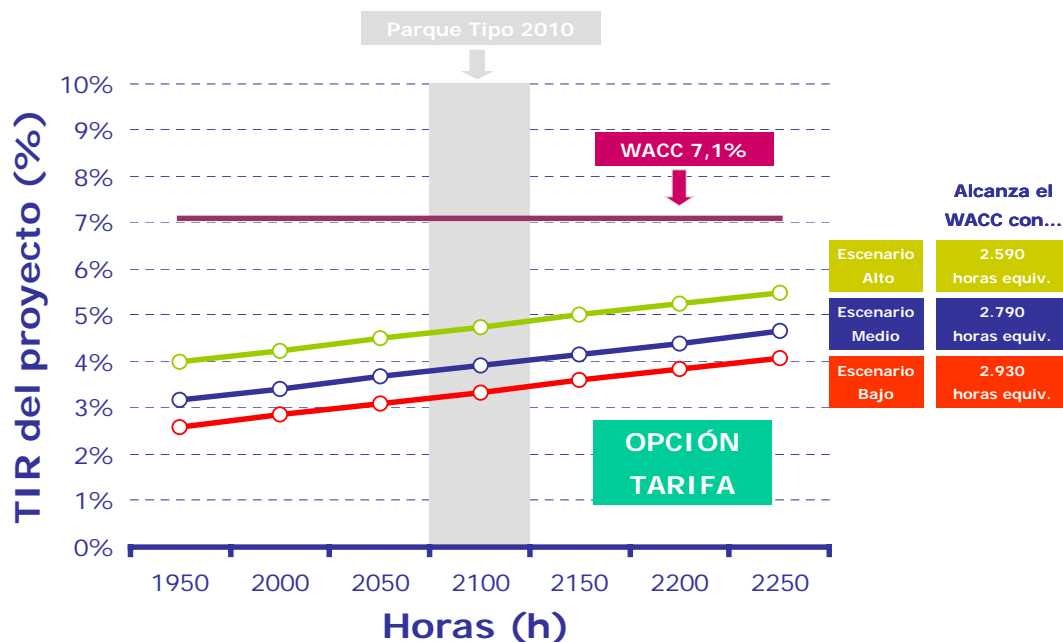
Para garantizar una TIR de proyectos futuros similar a la de proyectos existentes a tarifa, debería aumentar la retribución regulada

- Resumen ejecutivo
 - El punto de partida
 - Valor de la generación eólica
 - Perspectivas de rentabilidad para el periodo 2007-2010
- Análisis del parque tipo 2010

El cumplimiento de los objetivos del PER 2005-2010 depende crucialmente de la viabilidad de los parques que se instalen en 2010

- Para alcanzar el objetivo del PER 2005-2010 de llegar a los 20.155 MW eólicos instalados en 2010, **deberá ser viable una parte significativa de parques con condiciones de eolicidad menos favorables y que tenderán a instalarse más tarde.**
- Por otra parte, pese a las peticiones existentes de conexión a las redes de transporte, **es probable que muchas inversiones se retrasen hasta el final del periodo 2007-2010**, debido a las siguientes razones:
 - La incertidumbre acerca de los cambios en la regulación, los incrementos esperados de costes, la disminución de las horas esperadas y los avales y procedimientos administrativos (p. ej., autorizaciones por parte de CCAA) pueden ralentizar los procesos de negociación de financiación para estos parques.
 - La expansión y los refuerzos de las redes de transporte y de la interconexión con Francia (para la regulación instantánea del sistema) pueden sufrir retrasos.
 - El mercado de aerogeneradores se encuentra en una situación de exceso de demanda, lo que retrasará la entrega de pedidos y, por tanto, la puesta en marcha de algunos parques.
- Por tanto, **el análisis de la viabilidad del parque tipo 2010 resulta esencial para valorar las posibilidades de cumplimiento de los objetivos del PER.**

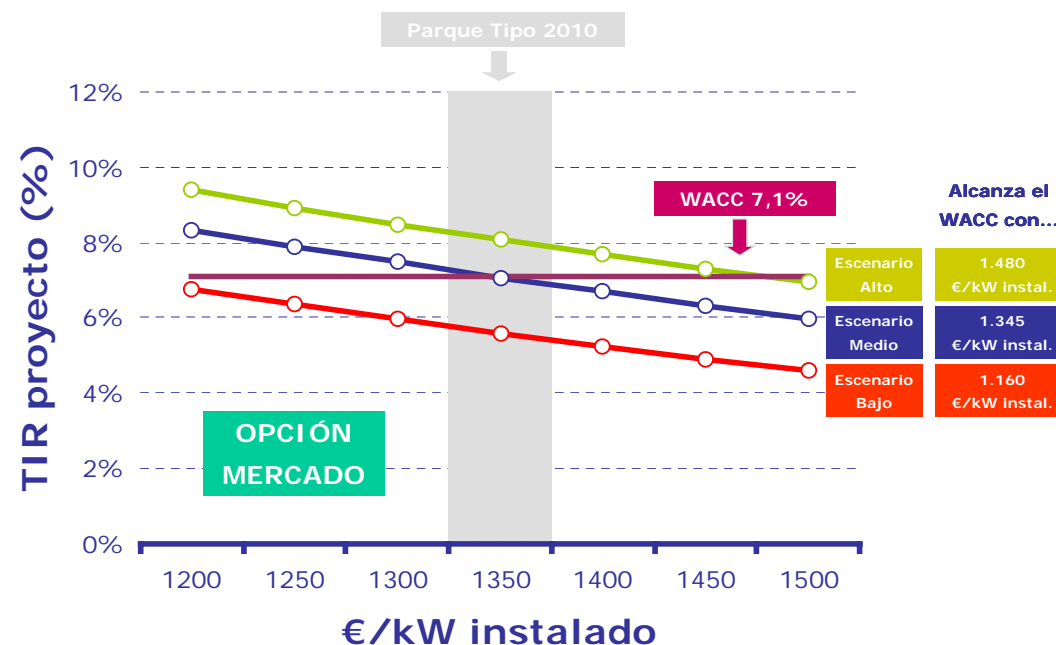
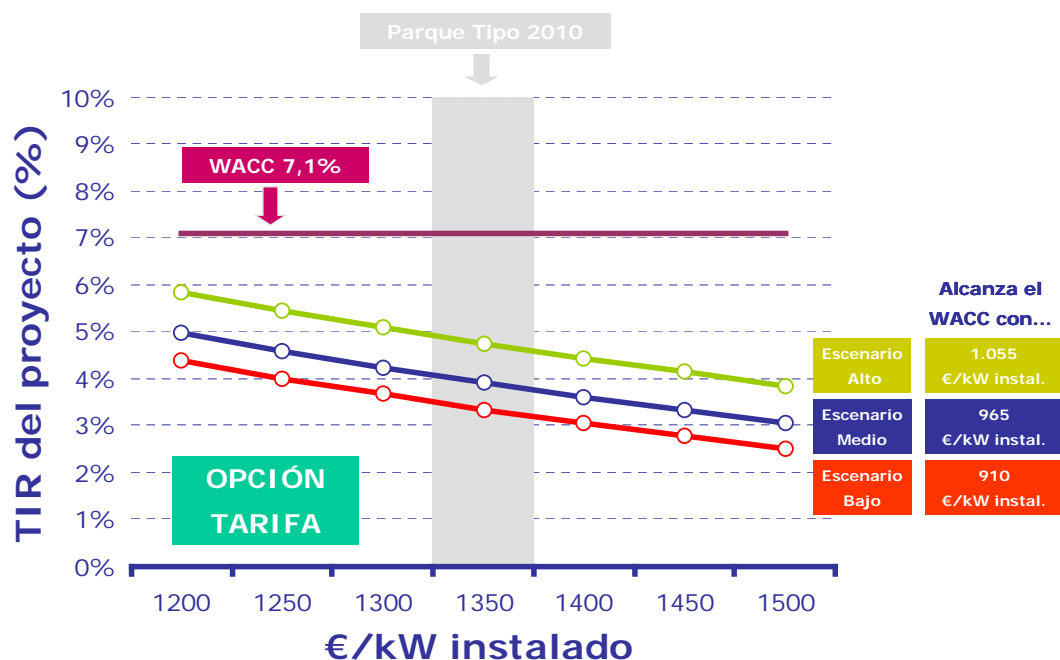
Análisis del parque tipo 2010 (1) Variación de horas equivalentes



Bajo las condiciones de costes de inversión esperadas en 2010 (1.350 €/kW) y en el escenario medio de ingresos, los parques a tarifa (a mercado) deberían alcanzar 2.600 horas para obtener una rentabilidad igual al WACC estimado de la actividad (7,1%).

En el mercado, el parque tipo 2010 alcanzaría una rentabilidad igual al WACC con 2.110 horas en el escenario medio de ingresos.

Análisis del parque tipo 2010 (2) Variación de los costes de inversión



Bajo las condiciones de horas esperadas en 2010 (2.100 horas) y en el escenario medio, los costes de inversión deberían ser inferiores a 965 €/kW para que los parques a tarifa obtengan un TIR de proyecto igual a su WACC. Este nivel de coste es inferior al coste de inversión estimado por IDAE para el año 2005 (971 €/kW instalado).

En el escenario medio, los parques a mercado deberían tener costes de inversión por debajo de 1.345 €/kW.

Análisis del parque tipo 2010

(3) Ingresos mínimos de mercado (i)

- Podemos calcular la senda de ingresos en el mercado diario que harían viable el parque tipo 2010.
- Los ingresos necesarios en el mercado diario (€/MWh) para obtener una TIR de proyecto igual al WACC (7,1%) en la opción mercado son iguales a:

Ingreso unitario medio anual en el mercado necesario para obtener la TIR=7,1% en la opción tarifa (90-85-80% TMR)

MENOS

50% de la TMR (prima + incentivo)

MENOS

Garantía de potencia

MÁS

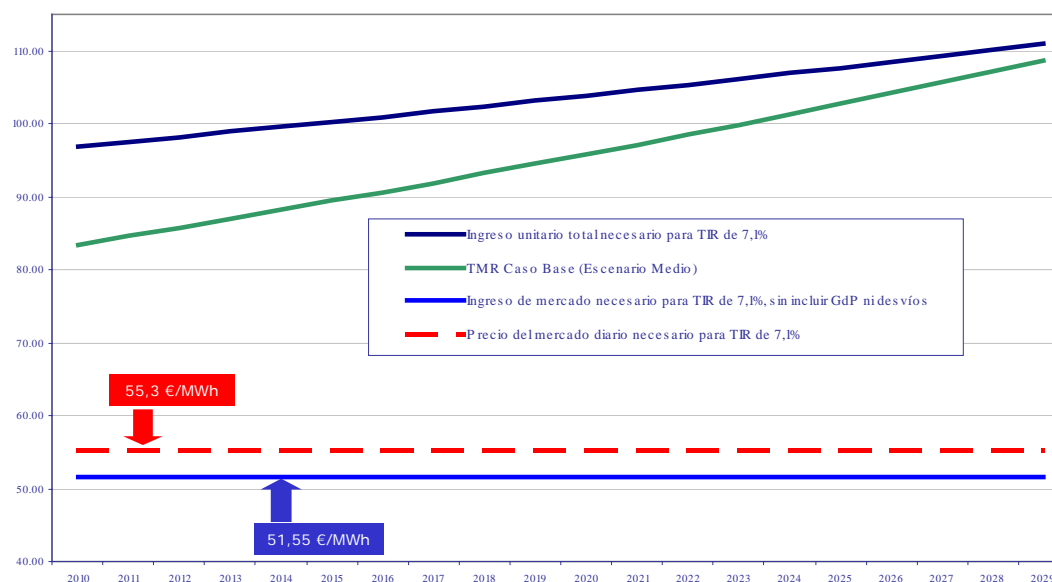
Diferencia entre el coste de los desvíos a mercado y a tarifa

- Una vez calculado del ingreso unitario en el mercado diario, calculamos el precio carga base que dará lugar a dicho ingreso unitario, corrigiendo éste por el factor de carga correspondiente (92%).

Análisis del parque tipo 2010

(3) Ingresos mínimos de mercado (ii)

Parque Tipo 2010: Ingreso de Mercado Necesario para Alcanzar una TIR de Proyecto igual al WACC (7,1 %) Caso Base, Escenario Medio (Valores corrientes)



Para obtener una TIR de proyecto igual al WACC, el parque tipo 2010 debería obtener un ingreso unitario medio en el mercado a lo largo de su vida útil igual a 51,55 €/MWh (teniendo en cuenta desvíos y garantía de potencia), bajo los supuestos considerados en el escenario medio de ingresos.

Esto equivale a un precio carga base del mercado diario igual a 55,30 €/MWh durante toda la vida útil.

Análisis del parque tipo 2010

(4) Algunas conclusiones

1

Con los niveles de precios regulados vigentes, **el parque tipo 2010 a tarifa no alcanzará una TIR del proyecto igual al WACC de la actividad** en ninguno de los escenarios considerados, excepto en emplazamientos con horas de funcionamiento o costes de inversión excepcionalmente favorables e improbables

2

Para alcanzar una TIR de proyecto igual al WACC estimado (7,1%), **el parque tipo 2010 debería ingresar 51,55 €/MWh en el mercado diario sin GdP (equivalente a un precio carga base en el mercado diario de 55,30 €/MWh)**, como anualidad constante a lo largo de su vida útil

Estos resultados sugieren que, en las condiciones actuales de retribución y bajo las expectativas de evolución de costes y horas equivalentes consideradas en este estudio, **el objetivo del PER 2005-2010 podría alcanzarse** si la actualización de las tarifas, primas e incentivos aporta una **garantía a los promotores de que sus inversiones asumirán un nivel de riesgo de mercado razonable**

DISCLAIMER: Este documento ha sido preparado por InterMoney Energía, S.A., refleja la opinión de InterMoney Energía S.A. y recoge datos y estimaciones que consideramos fiables. Sin embargo, la información y opiniones que contiene se basan en información proveniente de fuentes públicas y privadas que consideramos fiables y precisas. Por ello, InterMoney Energía, S.A. no puede garantizar la precisión e integridad de esta información, ni ésta implica en ningún caso recomendación de compra o venta de instrumentos financieros o de cualquier otra operación financiera, por lo que InterMoney Energía en ningún caso podrá ser objeto de reclamaciones por las opiniones elaboradas, datos y estimaciones suministrados, pérdida, daño, coste o gasto alguno derivado de posibles errores, omisiones o discrepancias. Las opiniones y resultados que muestra este documento se distribuyen bajo la condición de que InterMoney Energía, S.A. y cualquier socio o empleado de InterMoney Energía, S.A. no son responsables de ningún error, omisión o falta de precisión que pueda contener el documento, tanto si es causado por una negligencia como si no, o de cualquier pérdida o daño que pudiera sufrir cualquier persona física o jurídica debido a un error o falta de precisión de la información. En particular, InterMoney Energía, S.A., sus socios y sus empleados no son responsables de las consecuencias del uso, por parte de nuestros clientes, de las cifras, argumentos, valoraciones y opiniones que contiene este documento y, en concreto, en relación con decisiones de inversión.

Prohibida la reproducción o distribución sin autorización escrita de este documento borrador confidencial.