

Evaluación del potencial de las diversas fuentes de energía renovable y de las tecnologías para su aprovechamiento: oportunidades y retos para el sector de la energía*

Pedro Linares

Pablo Frías

Tomás Gómez

Universidad Pontificia Comillas, Instituto de Investigación Tecnológica

1

Introducción

Las energías renovables están llamadas a jugar un papel cada vez mayor en nuestra cesta energética, por su contribución a mejorar la seguridad de suministro energético, por su reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, y también por otras posibles ventajas (como el desarrollo tecnológico, la creación de empleo o el desarrollo rural).

De hecho, la Comisión Europea, en su propuesta 20-20 para 2020 ya establece unos objetivos ambiciosos y vinculantes para los estados miembros: España deberá proveer un 20% de su energía final mediante fuentes renovables para 2020. El Ministerio de Industria y el IDAE están elaborando actualmente la transposición de este objetivo general a un plan de energías renovables para España para este periodo.

* Los autores agradecen las aportaciones y comentarios para la realización del presente estudio de J. Arceluz, C. Gascó, L. Rol y G. Sáenz de Miera.

En estas condiciones, resulta cada vez más necesario evaluar tanto el potencial de las distintas tecnologías renovables como sus costes para los escenarios futuros, para así identificar las oportunidades y retos existentes en este sector y sus implicaciones para el sector energético en general.

Bajo este marco, este artículo presenta una revisión actualizada del potencial de las distintas fuentes de generación renovable en España y una prospectiva de costes para las distintas tecnologías. Las tecnologías estudiadas serán la eólica terrestre y marina, la solar térmica y fotovoltaica, la biomasa y la minihidráulica. El artículo se centra en las tecnologías de generación eléctrica, que según todas las previsiones deberán ser las que realicen la mayor contribución para alcanzar los objetivos citados.

2

Las energías renovables en España

Este apartado presenta un resumen del potencial de producción de las distintas tecnologías de origen re-

Cuadro 1

Potenciales técnicos y económicos de las tecnologías renovables en España				
Energía	Tipo	Escenario 2030		Escenario 2050
		Potencial económico (TWh/año)	Techo de potencia (GW)	Techo de producción (TWh/año)
Eólica	Terrestre	283	915	2.285
	Marina	83	165	334
Solar FV	Fijos	6.960		
	Seguimiento 2 ejes	3.293	708	1.382
	Edificios	23	495	569
Solar térmica	Cilindro parabólica	615	2.739	9.897
	Torre de concentración	3.089	324	836
Biomasa	Cultivos energéticos	45	5	35
	Residuos forestales	9	5	38
	Residuos agrícolas	3		
Biogás	Bioetanol	3.888 ktoe/año	7 (gas)	51 (gas)
	Biodiésel	3,586 ktoe/año	-	-
Minihidro	<10 MW	2	2	7
Mareomotriz		4	84	296
Geotérmica		-	3	20

Fuente: Universidad de Zaragoza (2009) y Greenpeace (2005).

novable. A continuación, se detallan los objetivos de los planes de promoción de energía renovable de España y se comparan con la situación actual de desarrollo de la generación renovable.

2.1 Potencial de las energías renovables

Diversos estudios han analizado el potencial de las distintas tecnologías renovables en España, entre los que cabe destacar el realizado en 2009 por el Grupo de Fluidodinámica de la Universidad de Zaragoza¹ (UNIZAR, 2009) y el desarrollado por Greenpeace en el informe “Renovables 2050” (Greenpeace, 2005). Los potenciales obtenidos por estos estudios se incluyen en el cuadro 1.

La Universidad de Zaragoza (UNIZAR, 2009) realiza un análisis económico del potencial de las distintas tecnologías renovables usando para ello curvas de coste de producción eléctrica (€/MWh)

frente a uso del potencial de producción eléctrica (TWh/año). En estas curvas se observa que a mayor producción (o uso del potencial de una tecnología) los costes por kWh aumentan, dado que cada vez se dispone de peores emplazamientos para captar el recurso energético. Dentro de estas curvas el análisis calcula el coste representativo (coste más frecuente de una tecnología en todo el territorio español) y el potencial económico de producción eléctrica (en TWh al año) asociado a dicho coste, que se incluye en el cuadro 1.

Por su parte, el estudio de Greenpeace trata de determinar los techos de potencia y generación para cada tecnología, entendiendo por tales el potencial técnicamente desarrollable en la tecnología considerada a la vista de los recursos disponibles e imponiendo las limitaciones técnicas pertinentes al desarrollo del recurso. Para calcular los techos de potencia se han desarrollado modelos de las distintas tecnologías, evaluado sus actuaciones en las distintas regiones geográficas e impuesto restricciones tecnológicas y de disponibilidad de terreno, median-

1. <<http://gfn.unizar.es/renovables/metodologia>>

Cuadro 2

Objetivos de producción eléctrica con energías renovables			
Tecnología	PER 2010 (MW)	PER 2020 (MW)	PER 2020 + (MW)
Minihidráulica*	5.456	5.456	5.456
Biomasa	2.463	3.200	3.200
Eólica terrestre	20.155	35.000	42.000
Eólica marina	0	2.000	3.000
Solar térmica	500	4.000	5.300
Solar fotovoltaica	400	6.000	8.000

* La minihidráulica de régimen especial con potencia inferior a 10 MW tiene un objetivo para el PER 2010 de 2.400 MW de potencia instalada.

te una herramienta SIG (sistema de información geográfica). La estimación de los techos de generación se ha obtenido a partir de los techos de potencia, empleando factores de capacidad evaluados para los distintos emplazamientos considerados. Para estimar la disponibilidad de terreno para cada tecnología renovable según los usos del mismo se han incorporado también restricciones ambientales (Red Natura, espacios naturales protegidos, etc.), que suponen excluir el uso del 28% del territorio peninsular.

Las diferencias observadas en los potenciales considerados en el cuadro 1 se explican por el distinto concepto de potencial (económico frente a técnico), su alcance temporal (2030 y 2050) y por diferencias metodológicas en el análisis y en los resultados presentados.

En cualquier caso, lo que se puede observar es que los potenciales son en general mucho mayores a los supuestos en los escenarios de este estudio, y por tanto no se consideran factores limitativos.

2.2

Objetivos del Plan de fomento de energías renovables

El cuadro 2 recoge los objetivos del Plan de energías renovables de España (PER) 2005-2010 (en adelante PER 2010) así como dos estimaciones del futuro PER que cubrirá el periodo 2011 al 2020 (en adelante PER 2020). Estas estimaciones plantean una previ-

Cuadro 3

Potencia instalada y producción de origen renovable en España			
Tecnología	Potencia instalada (MW)	Producción (GWh)	Cumplimiento PER 2010 (%)
Minihidráulica	4.930	11.900	90%
Biomasa	1.085	4.371	44%
Eólica terrestre	15.874	31.393	79%
Eólica marina	0	0	-
Solar térmica	61	-	12%
Solar fotovoltaica	3.700	2.812	925%

sión conservadora (denominada PER 2020) y otra previsión con mayor potencia renovable como objetivo (denominada PER 2020+). Por simplificación la tecnología minihidráulica incluye centrales de potencia inferior a 50 MW y la biomasa incluye centrales de biomasa, combustión, RSU y biogás.

Como se puede observar, los objetivos estimados son siempre inferiores al potencial disponible.

2.3

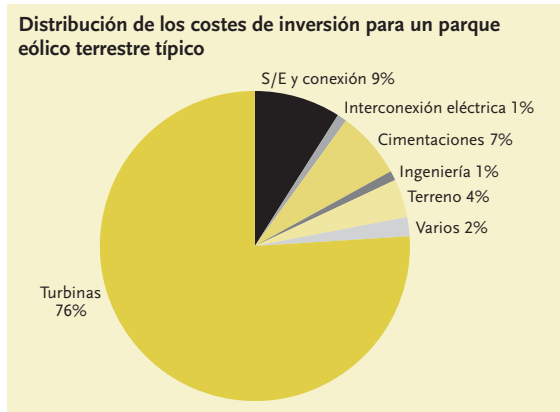
Situación actual

A continuación se presenta la potencia instalada en diciembre de 2008, la producción en 2008 (REE, 2008)² y el grado de desarrollo respecto al objetivo planteado en el PER 2010 de las distintas tecnologías de origen renovable en España.

Los objetivos de potencia instalada renovable del PER 2005-2010 ya se han cumplido en el caso de la energía solar fotovoltaica. Respecto a la solar térmica, actualmente se están construyendo cerca de 800 MW que previsiblemente han empezado a funcionar antes de 2010, cumpliendo así los objetivos previstos. La hidroeléctrica está próxima a cumplir los objetivos, así como la energía eólica terrestre.

2. Los datos de minihidráulica corresponden al régimen especial. Los datos de potencia instalada de energía solar han sido actualizados con fuentes del sector solar.

Gráfico 1



Fuente: RISO, 2009.

3

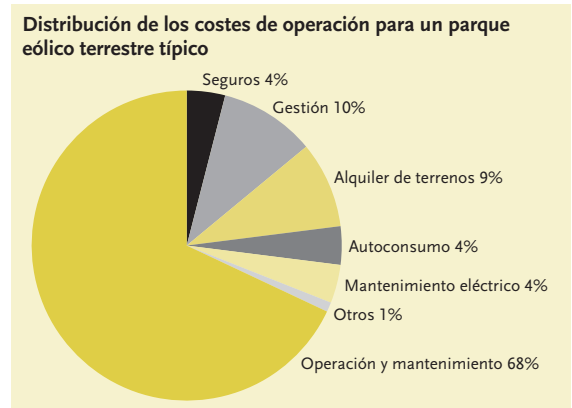
Prospectiva de costes de las energías renovables

Este capítulo incluye, en primer lugar, una revisión actualizada de la evolución de los costes de distintas tecnologías de origen renovable. La revisión recopila información de costes en los horizontes 2020, 2030 y 2050. La revisión toma como fuentes de información las publicaciones de organismos internacionales y de fabricantes. A continuación, los resultados de esta revisión son contrastados con la experiencia real de la industria eléctrica, con especial interés por la realidad observada en España. El capítulo concluye con una relación de costes por tecnología renovable.

El análisis de costes comprende los siguientes aspectos: distribución de los costes de instalación por tecnología, prospectiva de costes de inversión (€/kW) y prospectiva de costes normalizados LEC³ (c€/kWh o €/MWh). Hay que señalar que el análisis de costes normalizados está sujeto a mayores incertidumbres, por la influencia de parámetros como la tasa de descuento no necesariamente homogéneos en los distin-

3. El LEC es un coste normalizado que representa el coste de producción de electricidad a lo largo de la vida útil del proyecto, que incorpora los costes de inversión y actualizado para una determinada tasa de descuento.

Gráfico 2



Fuente: elaboración propia.

tos estudios. Por lo tanto, se hace un énfasis especial en el coste de inversión y no tanto en el coste LEC.

3.1.

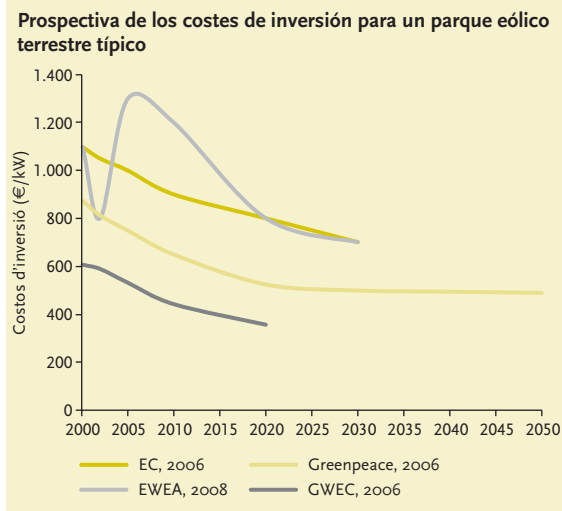
Energía eólica terrestre

Los componentes principales de los costes de inversión de un parque eólico son su ubicación (potencial eólico y velocidad del viento), la potencia de las máquinas (grupo turbina-alternador), la densidad de las instalaciones (interferencia aerodinámica) y la altura del rotor. Una distribución típica de los costes de inversión en plantas eólicas terrestres se presenta en el gráfico 1. Actualmente, el coste más importante es el asociado a las turbinas eólicas, cuyo coste se ha incrementado desde 2004 en un 20%, particularmente en países desarrollados por distintas razones que se comentarán posteriormente (IEA-ETP, 2008).

Es importante indicar que los costes de inversión iniciales suponen entre el 75% y el 80% de los costes totales de producción de un parque eólico (IEA-ETP, 2008). Dentro de los costes de operación, cabe distinguir diferentes conceptos: operación y mantenimiento (cerca del 70%), gastos de gestión, alquiler de terrenos, seguros y otros gastos. El peso típico de cada concepto se presenta en el gráfico 2.

El gráfico 3 presenta la evolución de los costes de inversión para un parque eólico terrestre típico según

Gráfico 3



Fuente: elaboración propia.

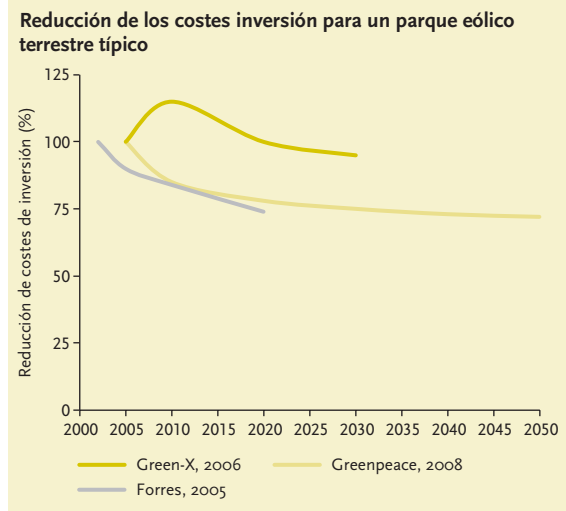
diferentes fuentes consultadas (EWEA, RISO y EC). Según éstas, se espera una tendencia a la reducción de costes de inversión desde 1.100 €/kW hasta los 500 €/kW en 2020. Estas líneas de tendencia también recogen el repunte que experimentaron los costes de inversión en el periodo 2001-2005.

Las estimaciones más optimistas parten de un coste de inversión para la eólica terrestre en 2007 de 1.300 €/kW. Existe una coincidencia de las estimaciones de los costes en 2030, donde la eólica terrestre alcanzaría un coste de 788 €/kW.

El gráfico 4 presenta una comparación de la evolución esperada de los costes de inversión según distintas fuentes. La reducción de costes coincide con las estimaciones de costes absolutos presentadas en el gráfico 3.

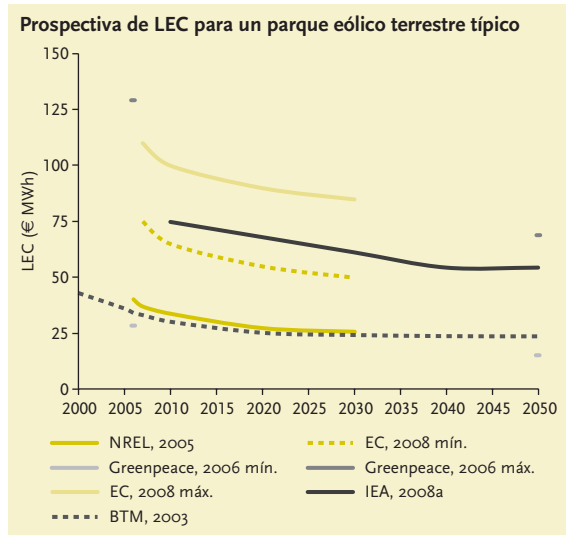
Por otro lado, en el gráfico 5 se incluye una comparativa de los costes LEC estimados (bajo distintos supuestos de tasas de descuento). Los costes normalizados LEC en el 2015 oscilarían entre \$53/MWh en zonas muy ventosas y \$63/MWh en zonas de viento medio. En estudios de prospectiva en España la variación del coste oscilaría entre 28,3 €/MWh y 129 €/MWh en terreno llano en la actualidad, con una reducción esperada a 15-69 €/MWh en 2050.

Gráfico 4



Fuente: elaboración propia.

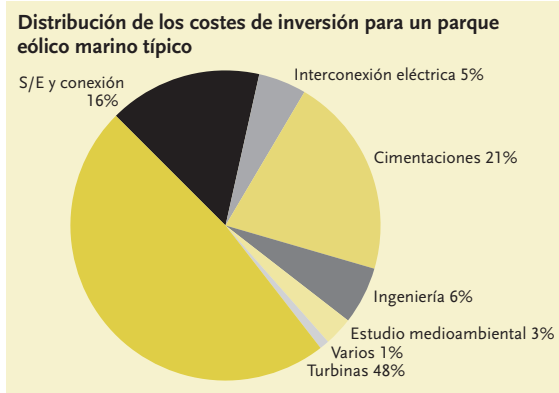
Gráfico 5



Fuente: elaboración propia.

Sin embargo, la experiencia del sector eléctrico en la promoción de instalaciones eólicas en España prevé una tendencia a la reducción de los costes de inversión mucho más plana que la recogida en la revisión internacional. Se estima que los costes de inversión en los años 2010, 2020 y 2030 podrían ser aproximadamen-

Gráfico 6



Fuente: RISO, 2009.

te de 1.250 €/kW, 1.150 €/kW y 1.050 €/kW respectivamente.

Esta tendencia más plana de los costes se explica por razones locales en España (aunque extensibles a países con condiciones administrativas y de desarrollo de la energía eólica similares) tales como:

- Nuevos y mayores requisitos técnicos exigidos para la operación de los parques.
- Aumento de las tasas locales por la instalación de parques.
- Uso de máquinas de mayor tamaño, dado que los requisitos medioambientales son mayores y porque la disponibilidad de terreno con buenas características de viento es cada vez menor.

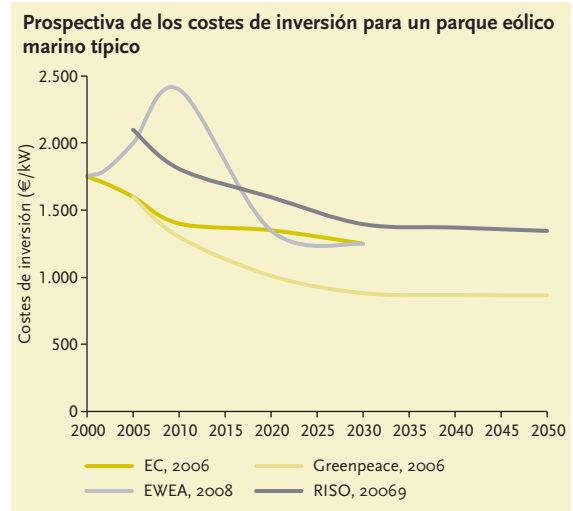
3.2

Energía eólica marina

Las dos principales variables que determinan el coste de inversión en un parque eólico marino son su ubicación (dependiente del potencial eólico y de la velocidad del viento) y el desarrollo tecnológico para instalación de parques en el mar. Los costes de inversión se ven altamente influenciados por la profundidad y la distancia a la costa del parque eólico. Una distribución de costes típicos de instalación se muestra en el gráfico 6.

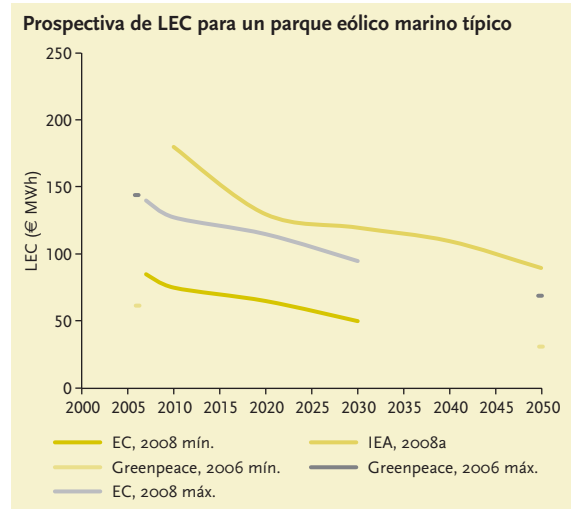
La evolución prevista de los costes de inversión que se muestra en el gráfico 7 refleja el repunte inicial de

Gráfico 7



Fuente: elaboración propia.

Gráfico 8

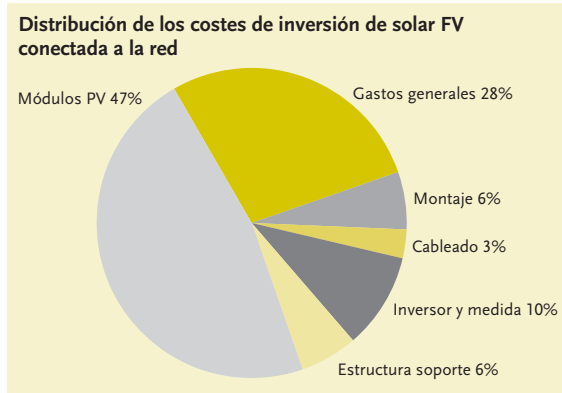


Fuente: elaboración propia a partir de referencias.

estos costes en el periodo 2000-2010. Las distintas estimaciones sobre la evolución de los costes de inversión indican que habrá una tendencia a la reducción de los mismos, llegando a niveles comprendidos entre los 900 €/kW y los 1.400 €/kW en 2030.

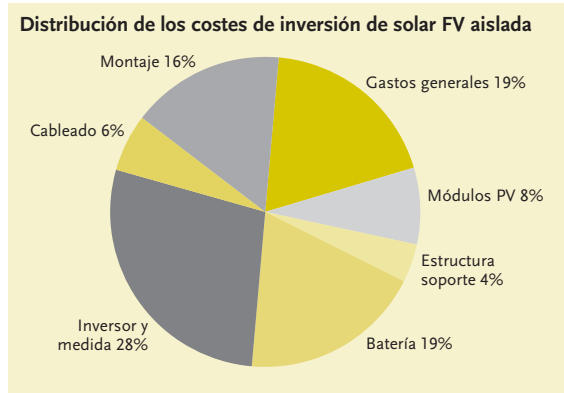
Por otro lado, la evolución de los LEC para parques eólicos marinos se muestra en el gráfico 8. Según la

Gráfico 9



Fuente: MITYC, 2005.

Gráfico 10



Fuente: MITYC, 2005

IEA (International Energy Agency; AIE), habrá una reducción de costes LEC, pasando de los actuales 175 €/MWh a menos de 100 €/MWh en 2050. Según distintas fuentes los LEC en España oscilan actualmente entre 61-144 €/MWh con una previsión de reducirse a 30,5-69 €/MWh en 2050.

Al igual que en el caso anterior, la experiencia del sector eléctrico en el estudio y promoción de parques eólicos marinos en España prevé unos costes iniciales de inversión superiores a los presentados en la revisión internacional. No obstante se espera una mayor reducción porcentual de estos costes debido a un avance tecnológico en las cimentaciones en alta mar. Los costes de inversión estimados serían para los años 2010, 2020 y 2030 de 3.000 €/kW, 2.500 €/kW y 2.000 €/kW respectivamente.

3.3

Energía solar fotovoltaica

La principal fuente de costes para la energía solar fotovoltaica (en adelante solar FV) es la inversión en los equipos de captación, mientras que los costes de operación y mantenimiento son muy reducidos, no llegan al 0,5% de los costes totales (IEA-ETP, 2008). Los costes de operación incluyen tanto el seguro de la instalación como el propio mantenimiento de las instalaciones. Desde 1990 los costes de la solar FV han

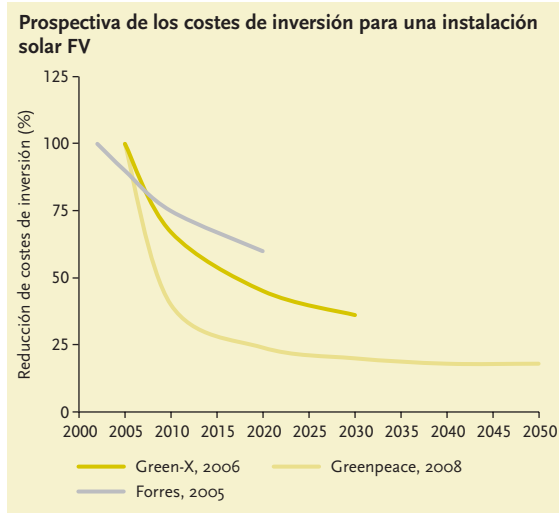
disminuido de forma sustancial; sin embargo esta tendencia ha cambiado en los últimos años debido al fuerte incremento de demanda de paneles fotovoltaicos en países como España, Alemania o Japón. Actualmente la demanda de paneles está disminuyendo, por lo que la tendencia de costes puede variar. La distribución de los costes de inversión en las instalaciones fotovoltaicas se muestra en la el gráfico 9 para instalaciones conectadas a la red y en el gráfico 10 para instalaciones aisladas según el MITYC (2005).

Las distintas fuentes consultadas hacen una proyección para la reducción de los costes de inversión a partir de módulos FV muy notable hasta 2010, según se muestra en el gráfico 11.

Por otro lado, la prospectiva de costes LEC de la energía solar FV estima una reducción de éstos considerable, pasando de los actuales 900 €/MWh hasta menos de 300 €/MWh en 2030, como se muestra en el gráfico 12. Hay una previsión de que el LEC en España se encuentre en el futuro entre 77 y 144 €/MWh.

Actualmente hay cierta incertidumbre sobre la evolución de los precios en el mercado de paneles de captación, por las razones comentadas. La gran oferta existente actualmente, debido a las fábricas de paneles y de silicio grado solar que entraron en producción en los últimos años, y que no se corresponde con la demanda fundamentalmente por el cambio de legislación en España, hace que los precios de los paneles se en-

Gráfico 11



Fuente: elaboración propia a partir de referencias.

cuentren actualmente a niveles muy bajos. Esta situación evidentemente no parece sostenible a medio plazo, aunque por otra parte los desarrollos tecnológicos que están teniendo lugar recientemente sí apuntan a una reducción sostenida en los precios de los paneles. Por lo tanto, se estima que los costes de inversión en instalaciones FV podrían ser para los años 2010, 2020 y 2030 de 3.250 €/kW, 2.500 €/kW y 2.000 €/kW respectivamente.

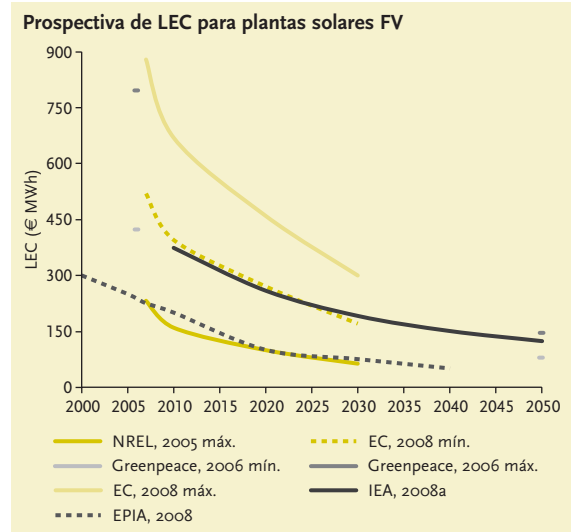
3.4

Energía solar de concentración

Los costes de inversión de las instalaciones solares de concentración (en adelante solar CSP) están asociados a la ubicación y al tamaño de la instalación (Sargent & Lundy, 2003). La distribución típica de los costes de instalación en centrales solares cilindroparabólicas, las más habituales, se muestra en el gráfico 13.

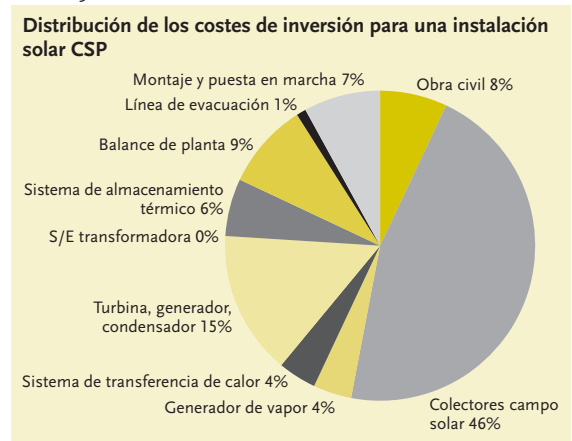
Según las fuentes consultadas los costes de inversión de las actuales plantas de generación solar CSP oscilan entre 4 \$/W y 9 \$/W, mientras que el coste esperado de generación está comprendido entre 125 \$/MWh y 225 \$/MWh dependiendo de la localización de la planta.

Gráfico 12



Fuente: elaboración propia a partir de referencias.

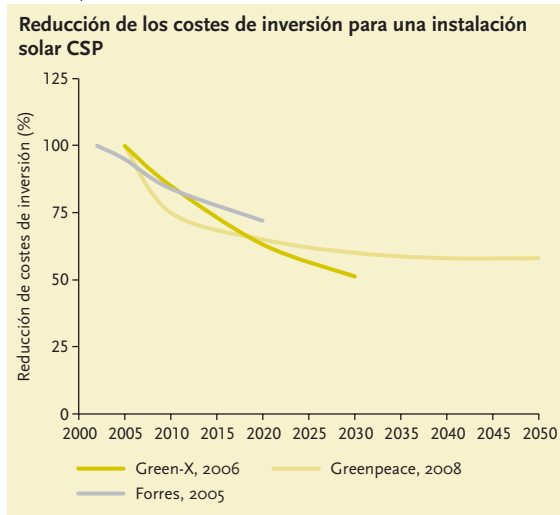
Gráfico 13



Fuente: MITYC, 2005.

Se espera una notable reducción de los costes de inversión a medio y largo plazo, llegando hasta un 50% de los costes en 2030 frente a la inversión en 2005 (véase el gráfico 14). Otras fuentes son más conservadoras y estiman que los costes de inversión para una central de referencia de 46 MWe con 15 horas de almacenamiento térmico pasaría de los actuales 4,4 €/We a 1,5 €/We en 2050 (lo que supone un 34% de la inversión inicial).

Gráfico 14



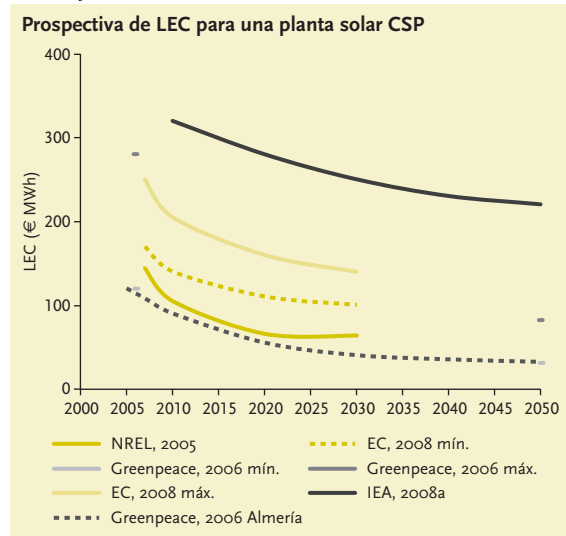
Fuente: elaboración propia a partir de referencias.

El LEC en centrales termosolares (véase el gráfico 15) tiene una tendencia a reducirse de los más de 200 €/MWh actuales a unos 100 €/MWh. Conforme al análisis del potencial termosolar de España, el LEC actual de estas plantas oscilaría entre 120-280 €/MWh con una tendencia para el año 2050 de 30-81 €/MWh.

De nuevo, la realidad en España observada por la industria eléctrica parece indicar unos costes superiores a los estimados en los estudios citados. Además, los inversores en esta tecnología no esperan unas reducciones tan grandes como las previstas en dichos costes, fundamentalmente por la ausencia de márgenes tecnológicos para las mismas. De acuerdo con estas reflexiones, las previsiones a largo plazo de costes de inversión en España para plantas solares CSP para los años 2010, 2020 y 2030 se estiman en 5.000 €/kW, 4.000 €/kW y 3.000 €/kW respectivamente.

Los costes presentados anteriormente corresponden a una central solar de colectores cilindroparabólicos, sin hibridación con gas y sin capacidad de almacenamiento. Si bien esto no implica necesariamente que sea la óptima para su instalación (quizá la hibridación con gas sea más adecuada, no tanto el almacenamiento según distintas fuentes consulta-

Gráfico 15



Fuente: elaboración propia a partir de referencias.

das), el uso de esta tecnología como referencia ofrece una buena aproximación para este análisis de prospectiva.

3.5

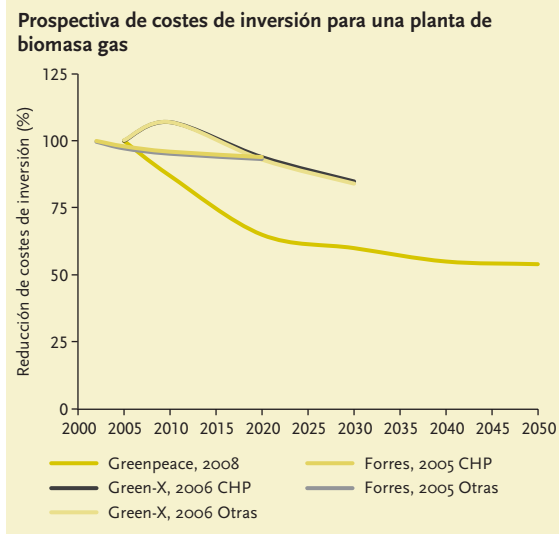
Biomasa

La estructura de costes de la biomasa depende de la inversión en equipos (turbina de gas, gasificador y silo de biomasa), de los costes de operación y mantenimiento y del coste de los combustibles. Los costes de inversión dependen de la tecnología utilizada, desde 1.000 \$/kW en plantas de co-combustión con carbón hasta 6.000 \$/kW en plantas BIGCC (*Biomass-fired integrated gasification combined cycle*).

Se estima que los costes del gasificador y de la turbina de gas disminuirán notablemente en las próximas décadas. El coste del gasificador podría disminuir desde los actuales 1.400 €/kW hasta los 700 €/kW en 2030; por su parte, la turbina de gas podría ver reducido su coste de inversión de unos 600 €/kW en la actualidad hasta los 300 €/kW en 2030.

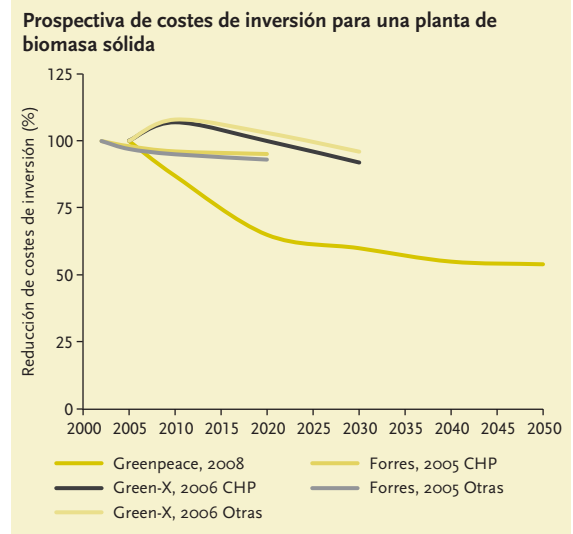
Distintas fuentes consultadas auguran una reducción de los costes de inversión en esta tecnología próxi-

Gráfico 16



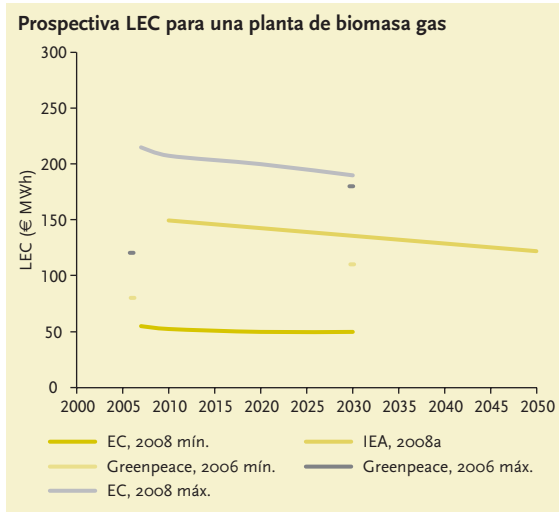
Fuente: elaboración propia a partir de referencias.

Gráfico 17



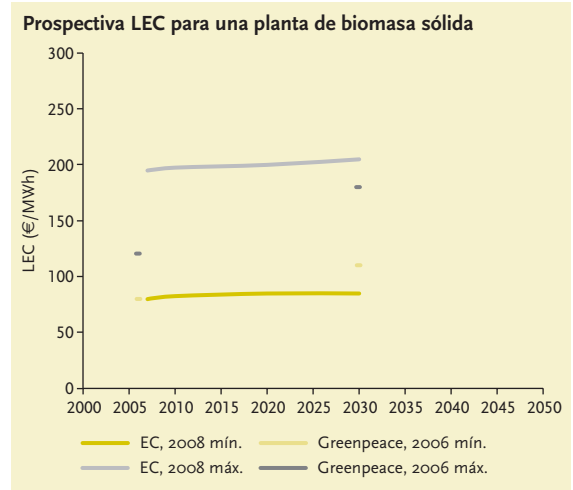
Fuente: elaboración propia a partir de referencias.

Gráfico 18



Fuente: elaboración propia a partir de referencias.

Gráfico 19



Fuente: elaboración propia a partir de referencias.

ma al 20% en 2030 tanto para centrales de biomasa gaseosa como sólida (véanse los gráficos 16 i 17).

El coste de producción eléctrica de las centrales de biomasa es muy variable, y depende fundamentalmente del tipo de biomasa utilizada. La previsión de variación del coste de la biomasa responde a dos tendencias:

- Una revalorización debido a la relativa escasez de los recursos de biomasa.
- Una reducción de costes asociada a la curva de aprendizaje de producción.

Según IEA-BIO (2007), los actuales costes de generación están entre 62 \$/MWh y 185 \$/MWh, con la previsión

que en el 2050 se reduzca el rango comprendido entre 49 \$/MWh y 123 \$/MWh (véanse los gráficos 18 y 19).

Como conclusión, y de acuerdo con datos de promoción de centrales de biomasa en España, se estima que el coste medio de inversión en este tipo de plantas es de 3.800 €/kW. La complejidad asociada a este tipo de instalaciones en la práctica hace que no se prevean mejoras significativas en dichos costes para los próximos años.

3.6

Minihidráulica

La tecnología minihidráulica es una tecnología madura, en la que no se esperan cambios significativos en sus costes a medio plazo, al margen de cánones o impuestos que no tienen influencia en su desarrollo tecnológico.

Los costes de inversión en centrales minihidráulicas dependen fundamentalmente de la potencia de la instalación. Estos valores oscilan entre 600 €/kW en plantas de 25-50 MW, 700 €/MW en plantas de 10-25 MW y unos 1.500 €/MW en plantas pequeñas, de menos de 10 MW (CENER, 2006).

Los costes de operación y mantenimiento de este tipo de centrales varía entre los 6 €/MWh para centrales medianas y los 14 €/MWh para centrales pequeñas. A este coste habría que añadir un canon hidráulico de 14 €/MWh (CENER, 2006).

El coste de generación de centrales minihidráulicas está en el rango de 45-61 €/MWh en centrales pequeñas (menos de 10 MW y 3.000 horas de funcionamiento), y entre 41-56 €/MWh en centrales medianas (entre 10 y 50 MW y de 1.800 a 2.500 horas de funcionamiento).

La experiencia de empresas eléctricas españolas apunta a unos costes de inversión situados en la zona superior del rango identificado, o incluso algo más elevados, por lo que el supuesto que se realiza en este estudio es de 1.700 €/MW.

3.7

Resumen de costes de tecnologías renovables

El cuadro 4 recoge la previsión de los costes de inversión para las distintas tecnologías analizadas contras-

Cuadro 4

	Costes de operación (€/MWh)	Costes de inversión (€/kW)		
		2010	2020	2030
Biomasa	56	3.800		
Minihidráulica	10	1.700		
Eólica terrestre	15	1.250	1.150	1.050
Eólica marina	18	3.000	2.500	2.000
Solar térmica sin almacenamiento*	9	5.000	4.000	3.000
Solar fotovoltaica	8	3.250	2.500	2.000

* Roberto Legaz, Iberdrola y la generación solar termoeléctrica. *Generación directa de vapor*. Febrero 2006. <<http://www.fundacionenergia.es/PDFs/R.Legaz%20Seminario%20Solar.pdf>>

tada con la industria y aplicada al caso español. Además, se incluyen los costes de operación estimados.

4

Conclusiones

En este artículo se ha presentado de forma breve una aproximación al potencial técnico y económico y a la evolución de los costes de las distintas tecnologías renovables. Como ya se ha mencionado, el disponer de esta información parece imprescindible para evaluar si estas tecnologías son factibles y los costes de los objetivos que impone la Comisión Europea.

En primer lugar, la comparación del potencial existente con los objetivos que se manejan en los distintos foros muestran que alcanzar dichos objetivos es perfectamente factible. Efectivamente, aunque los objetivos que se han estimado para el PER 2011-2020 supondrían duplicar la potencia instalada el 2008 de eólica terrestre y fotovoltaica, y son mucho más ambiciosos para la potencia a instalar de solar térmica –cerca de diez veces la potencia actualmente en construcción en España–, hay que señalar que el potencial de las distintas tecnologías no parece constituir una limitación para el desarrollo de las energías renovables, como indican los estudios citados de la Universidad de Zaragoza y Greenpeace, sino que las limitaciones pueden surgir por la viabilidad económica.

En segundo lugar, se observa cómo los costes de las distintas tecnologías muestran una progresión favorable, especialmente en el caso de las tecnologías solares. Por lo tanto, el lograr los objetivos marcados no debería suponer un sobre coste excesivo, siempre que se mantenga dicha progresión. Esto depende evidentemente del progreso tecnológico, que puede ser estimulado con políticas de innovación adecuadas o estableciendo programas de demostración, y también, en la medida apropiada, introduciendo estímulos de mercado.

La bajada de costes no se espera tan pronunciada en el caso de la energía eólica, no tanto por cuestiones tecnológicas, sino por razones de planificación urbanística, cuestiones medioambientales o regulación regional. Esto es especialmente relevante por cuanto es la tecnología que más debe contribuir, según todos los escenarios, a la penetración de las energías renovables. Sin embargo, hay que señalar que es precisamente esta tecnología la que se encuentra más cercana de la competitividad con las energías convencionales y, por lo tanto, el nivel de apoyo necesario será mucho menor (algo a lo que también contribuirán las subidas esperadas de costes en dichas tecnologías tradicionales).

El resumen de este análisis es, por lo tanto, optimista: una adecuada gestión del progreso tecnológico de las energías renovables puede permitir alcanzar los objetivos marcados para España por la Comisión Europea a un coste razonable. Y ofrece muchas oportunidades para el desarrollo tecnológico o industrial de nuestra economía.

Sin embargo, hay que ser consciente de que existen aún retos por resolver, y lecciones que aprender de nuestra historia reciente: el principal reto es cómo lograr el progreso tecnológico necesario en las distintas tecnologías sin caer en burbujas especulativas, sino con un desarrollo ordenado; y también cómo lograr apropiarnos en lo posible de dichos avances tecnológicos, que por otra parte son clave para lograr una economía más sostenible y avanzada.

Por supuesto, también existen otros retos significativos, que no se han tratado en este análisis y que

es necesario solventar adecuadamente para lograr los objetivos previstos: una buena coordinación entre las políticas nacionales y las regionales; una estabilidad regulatoria que dé seguridad a los inversores; una adecuada gestión técnica de las redes; la incorporación de elementos no económicos en las políticas de apoyo y, finalmente, un tratamiento adecuado de las energías renovables no eléctricas.

5

Referencias

BTM (2003). BTM Consult. *Viento Fuerza 12, Una propuesta para obtener el 12% de la electricidad mundial con energía eólica para el 2020*, para EWEA y Greenpeace.

CENER (2006). *Las energías renovables en España. Diagnóstico y perspectivas*. CENER para la Fundación Gas Natural.

EC (2006a). "European Energy and transport scenarios on energy efficiency and renewables". L. Mantzos y P. Capros. Comisión Europea, Bruselas.

EC (2006b). "Renewable energy roadmap. Renewable energies in the 21st century: building a more sustainable future". COM (2006) 848, Comisión Europea, Bruselas, 10 enero de 2007.

EC (2006c). "World energy technology outlook-2050 WETO-H2". Directorate-General for Research, Comisión Europea, Bruselas.

EC (2008). "Energy sources, production costs and performance of technologies for power generation, heating and transport". COM (2008) 744.

EPIA (2008). *Solar Generation V – 2008 Electricidad solar para más de mil millones de personas y dos millones de puestos de trabajo en 2020*. Greenpeace, EPIA, 2007.

- EWEA (2008). *Pure Power-Wind energy scenarios up to 2030*.
- FORRES (2005). "FORRES 2020: Analysis of the renewable energy sources' evolution up to 2020". Abril 2005.
- GREENPEACE (2005). *Renovables 2050. Un informe sobre las energías renovables en la España peninsular*. Greenpeace, noviembre 2005.
- GREENPEACE (2006). *Renovables 100%*. Greenpeace, octubre 2006.
- GREENPEACE (2008). "Energy [r]evolution". Noviembre 2008.
- GREEN-X (2006). "Final Report of the Project Green-X", a research project within the 5th framework programme of the European Commission, 2004. Disponible en <http://www.green-x.at>
- GWEC (2006). "Perspectivas globales de la energía eólica 2006". Greenpeace-GWEC, septiembre 2006.
- IEA-BIO (2007). "Annual Report 2007. IEA Bioenergy".
- IEA-ETP (2008). *IEA's Energy Technology Perspective*.
- IEA-WEO (2008). *World Energy Outlook*.
- MITYC (2005). *Plan de energías renovables en España 2005-2010*. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. IDAE; agosto 2005.
- NREL (2005). National Renewable Energy Laboratory, US, Energy Analysis Office (www.nrel.gov/analysis/docs/cost_curves_2005.ppt).
- REE (2008). "El sistema eléctrico español 2008". Red Eléctrica de España.
- RISO (2009). *Offshore wind power experiences, potential and key issues deployment*. RISO National Laboratory for Sustainable Energy, DTU. Enero 2009.
- SARGENT & LUNDY (2003). "Assessment of parabolic trough and power tower solar technology cost and performance forecasts". Prepared for DOE and NREL, SL-564I. Mayo 2003.
- UNIZAR (2009). "Los estudios económicos de los centros de investigación". Escenarios 2030. N. Fueyo, A. Gómez y C. Dopazo AMF, CPS, Universidad de Zaragoza. Los costes de inversión y la viabilidad de las nuevas centrales nucleares. II Jornada Anual. Asociación Española para la Economía Energética. ICAI, Madrid, 24 de junio de 2009.
- US (2008). *Annual report on US wind power installation, cost and performance trends: 2007*. US Department on Energy. Energy Efficiency and Renewable Energy. Mayo 2008.