

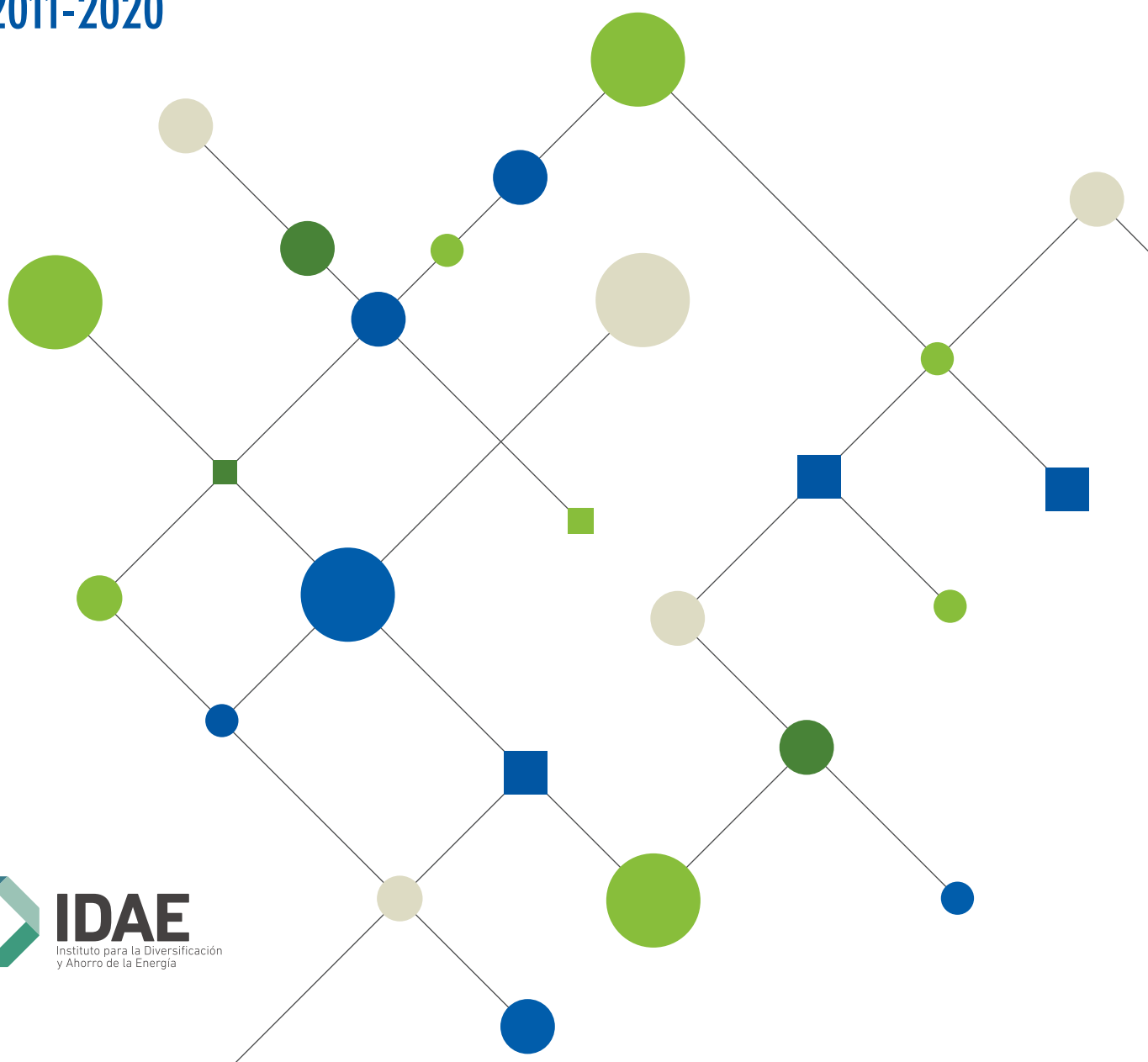
EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA Y PROSPECTIVA DE COSTES DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

ESTUDIO TÉCNICO
PER 2011-2020



IDAIE

Instituto para la Diversificación
y Ahorro de la Energía



EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA Y PROSPECTIVA DE COSTES DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Coordinador de la edición de Estudios Técnicos PER 2011-2020:

Jaume Margarit i Roset, Director de Energías Renovables de IDAE

Título: Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables.
Estudio Técnico PER 2011-2020

Madrid, 2011

Autor:

The Boston Consulting Group (BCG)

Coordinación y revisión IDAE: Luís Ciro Pérez Fernández, Juan Ramón Martínez Rubira

Agradecimientos: IDAE agradece la colaboración prestada a los participantes en la elaboración de este estudio, la cual ha sido del máximo interés para la redacción del mismo.

El presente estudio ha sido promovido por el IDAE en el marco de la elaboración del Plan de Energías Renovables (PER) en España 2011-2020. Aunque el IDAE ha supervisado la realización de los trabajos y ha aportado sus conocimientos y experiencia para su elaboración, los contenidos de esta publicación son responsabilidad de sus autores y no representan necesariamente la opinión del IDAE sobre los temas que se tratan en ella.

ÍNDICE

4	Introducción
6	Antecedentes, metodología y resultados del estudio
12	Resumen ejecutivo
31	Escenarios de evolución de las materias primas energéticas en España
42	Modelos elaborados para la prospectiva de costes
48	Evolución esperada de costes de generación
189	Tecnologías de almacenamiento energético
197	Apéndices

1 Introducción

Durante la primera mitad del año 2010, el IDAE, en colaboración con The Boston Consulting Group (BCG), desarrolló un estudio en detalle sobre la **Evolución de la tecnología y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020-2030**.

Dicho estudio, que se enmarca dentro del conjunto de tareas requerido para elaborar el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 tenía un doble objetivo:

- Analizar en profundidad la situación actual de las distintas tecnologías de aprovechamiento de

las energías renovables y su actual estructura de costes.

- Realizar un análisis detallado de las posibilidades de evolución de las diferentes tecnologías de aprovechamiento de las fuentes renovables y de los costes asociados hasta el año 2020, y de las principales posibles tendencias de las tecnologías y costes hasta 2030.

El ámbito de análisis incluyó las principales tecnologías renovables distinguiendo su uso para generación eléctrica, generación de calor y transporte.

Fuente energética \ Usos	Generación eléctrica		Generación de calor y frío	Transporte		
Solar	 Fotovoltaica	 Solar termoelectrica	 Solar térmica de media y baja temp.			
Eólica	 Onshore	 Offshore				
De origen biológico y residuos	 Biomasa y residuos	 Biogás	 Biomasa	 Bioetanol	 Biodiésel	 Biolíquidos Biogás
Marina	 Corrientes, mareas y olas	 Ósmosis				
Geotérmica	 Convencional	 Estimulada	 Procesos industriales			
			 Bomba de calor	 "District heating"		
Hidroeléctrica	 Mini hidroeléctrica					
Otras	Sistema de almacenamiento de energía de origen renovables (electricidad, térmica)				 Coche eléctrico	

El presente informe, fruto de dicha colaboración, presenta las principales conclusiones del estudio. Adicionalmente, éste se complementa con una serie de documentos monográficos y unos modelos Excel por tecnología, para la estimación de la

evolución a futuro de los costes de generación en función de la evolución de las principales variables (para más detalles ver sección 8.1).

2 Antecedentes, metodología y resultados del estudio

2.1 ANTECEDENTES

De acuerdo con lo establecido en el RD 661/2007, de 25 de mayo y en la Directiva 2009/28, de 23 de abril de 2009, de fomento de las energías renovables del Parlamento Europeo y del Consejo, a finales de 2009 se inició el estudio del **Plan de Energías Renovables (PER) para su aplicación en el período 2011-2020**.

La Directiva 2009/28/EC, contempla objetivos obligatorios de energías renovables para la Unión Europea (UE) y para cada uno de los Estados Miembros en el año 2020. En España este objetivo se traduce en que las fuentes renovables representen al menos el 20% del consumo de energía final en el año 2020, junto a una contribución del 10% de fuentes de energía renovables en el transporte para ese año, los mismos objetivos que para la media de la Unión Europea (UE).

Los objetivos establecidos para España en la Directiva 2009/28 son muy ambiciosos y encajan con la importancia estratégica que en España se está dando a las energías renovables. Es más, los objetivos comprometidos para España en el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020¹, alcanzan un 22,7% de cuota de energía procedentes de energías renovables en el consumo final bruto de energía, 2,7 puntos porcentuales por encima del objetivo de la UE.

Elaborar un Plan de Energías Renovables requiere un estudio en profundidad de la situación actual de las distintas tecnologías de aprovechamiento de las energías renovables y su estructura de costes, así como un análisis detallado y homogéneo de las posibilidades de evolución de las diferentes tecnologías y de los costes asociados hasta el año 2020-2030, con el fin de poder establecer para cada tecnología objetivos ambiciosos, pero realistas, de cara a alcanzar los objetivos globales mínimos indicados para España.

En este contexto, el Consejo de Administración del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), de fecha 30 de junio de 2009, convocó un concurso público abierto para la contratación de un estudio sobre la evolución tecnológica y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020-2030. El presente informe es resultado de dicho estudio.

2.2 METODOLOGÍA EMPLEADA

Para la estimación de la evolución a futuro del coste de generación eléctrica (a partir de ahora LEC o *Levelized Electricity Cost*²) de las diferentes tecnologías, se ha empleado una metodología homogénea para todas ellas, que se puede resumir en los siguientes cuatro pasos:

- Determinación del coste actual de generación y desglose en detalle de los determinantes del coste de generación (inversión, costes de operación, eficiencia, horas de funcionamiento, coste de la materia prima si aplica...).
- Evolución esperable de costes de cada determinante a nivel individual, identificando las palancas específicas que influyen en cada componente (o determinante).
- Definición de escenarios de evolución (avances tecnológicos, precios de materias primas, coste del recurso natural o calidad del mismo, etc.).
- Identificación de posibles interrupciones tecnológicas y potencial impacto en el coste de generación.

Como primer paso para poder realizar una estimación realista de costes a futuro, se realizó un esfuerzo significativo para tener una foto exacta de la posición de costes actual de todas las tecnologías renovables. Para ello, se llevaron a cabo más de 75 entrevistas a agentes del sector, incluyendo promotores y operadores de proyectos de energías renovables, empresas

¹Tal y como marca la Directiva 2009/28, el 30 de junio de 2010 el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio remitió a Bruselas los objetivos finales en energías renovables contenidos en el Plan de Acción de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020

²LEC es el estándar de la industria para calcular los costes de generación. Se define como el valor actual neto de todos los costes asociados a la construcción, puesta en marcha, operación, mantenimiento y financiación de un determinado sistema sobre el valor actual neto de su producción esperada de energía. El LEC proporciona una metodología que posibilita la comparación homogénea del conjunto de energías renovables analizadas. Para el caso de tecnologías de generación térmica se calculó el coste de generación de calor y para el caso de biocarburantes el coste de producción del mismo

de ingeniería, tecnólogos, fabricantes de componentes, centros de investigación, asociaciones empresariales y expertos del sector. Dichas entrevistas se completaron con estudios sectoriales relevantes.

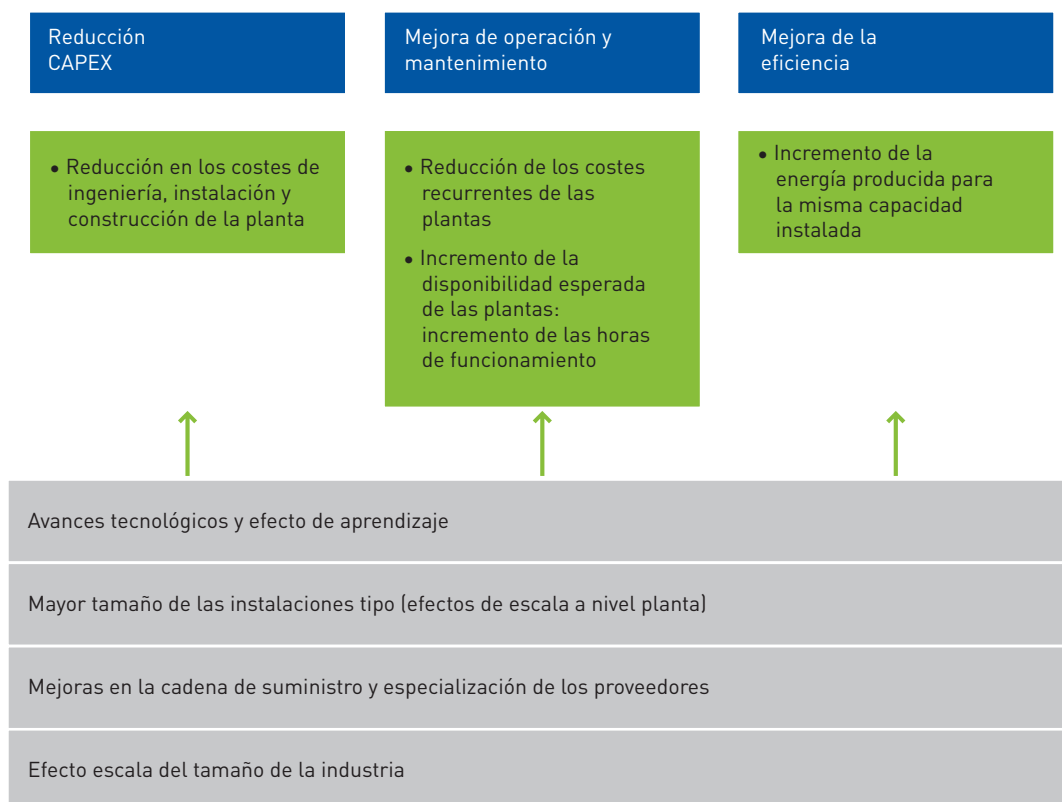
Tanto las entrevistas como los estudios sectoriales permitieron obtener un desglose en detalle de las palancas claves que proporcionan el coste de generación (LEC³):

- Costes de inversión, desglosado por las principales partidas de costes, desde componentes hasta ingeniería y mano de obra. Dicho estudio se completó con el peso de las principales materias primas en los costes finales.
- Costes de operación, desglosado en las partidas principales (mantenimiento, operación, seguros, materia prima si procede, etc.).
- Horas de funcionamiento esperadas.
- Eficiencia del aprovechamiento del contenido energético del recurso renovable.

Para el análisis de la evolución de costes de cada uno de estos determinantes, se tuvo en cuenta el potencial impacto de diversas palancas:

- Avances tecnológicos y efecto aprendizaje, teniendo en cuenta la evolución de la curva de experiencia.
- Efecto escala de las plantas de generación, ya que por lo general, las plantas de mayor potencia unitaria tienden a tener menores costes de generación.
- Mejoras en la cadena de suministro y especialización de proveedores, estandarización de componentes, industrialización de la producción de componente o mejora de la cadena de suministro (por ejemplo, fabricación en países de bajo coste).
- Efecto escala del tamaño de la industria, al introducir mayor competencia entre actores del sector.

Detalle metodología empleada para estimación de evolución de costes



³Costes de generación de calor para tecnologías de generación térmica, o costes de producción para el caso de biocarburantes

Asimismo, se ha tenido en cuenta la evolución esperada de la eficiencia de las plantas y las horas esperables de funcionamiento, tanto por efecto de la tecnología (por ejemplo, mejor rendimiento del campo solar en solar termoeléctrica), como por efecto de la calidad del recurso natural disponible (por ejemplo, calidad de las localizaciones para nuevas plantas eólicas atendiendo a las horas equivalentes esperables).

Para cada tecnología se han desarrollado unos escenarios de costes con un rango de valores esperados. Se han tenido en cuenta asimismo escenarios de precios de las materias primas principales empleadas en la fabricación de componentes de las plantas renovables (acero, polisilicio, nitratos) o usadas como *input* en el proceso de generación (biomasa, residuos, etc.). Se ha estimado el peso de las materias primas en el total de costes y la sensibilidad del coste de generación a variaciones en precios de las mismas.

Para facilitar los resultados se ha desarrollado un modelo Excel para cada tecnología:

- Permite seleccionar la configuración de la instalación que se quiere analizar (escala, horas de funcionamiento, variante tecnológica...).
- Permite seleccionar las hipótesis financieras, de coste de las materias primas y de evolución de reducción de costes por componente.
- Contiene desglose de costes de inversión y operación.
- Muestra los resultados: coste de inversión y operación de la configuración seleccionada, coste actualizado de generación, horas anuales equivalentes, etc.

2.3 RESULTADOS DEL ESTUDIO

Como se ha indicado en la introducción, el presente informe analiza el conjunto de las tecnologías renovables que formarán parte del próximo Plan de Energías Renovables 2011-2020.

En concreto, para generación eléctrica renovable se han analizado las siguientes energías renovables y sus variantes tecnológicas:

- **Solar fotovoltaica:** distinguiendo entre módulos cristalinicos y de capa delgada (*thin film* en inglés), y entre instalaciones de suelo o tejado y con o sin seguidor.

- **Solar termoeléctrica:** distinguiendo entre instalaciones con tecnología de cilindro parabólico, torre, disco Stirling y colectores lineales de Fresnel. Para las dos primeras se analizaron por separado configuraciones de plantas con y sin almacenamiento.
- **Eólica,** distinguiendo entre instalaciones *onshore* y *offshore*.
- **Biomasa,** distinguiendo entre instalaciones con caldera dedicada (ciclo de vapor y gasificación) y de co-combustión. Asimismo se tuvo en cuenta la escala de la planta.
- **Biometanización,** analizando los costes de generación en función del potencial energético del digesto y del volumen de residuo tratado.
- **Residuos Sólidos Urbanos (RSU),** teniendo en cuenta rangos de capacidad de incineración.
- **Geotérmica,** distinguiendo entre generación convencional, cogeneración y EGS (*Enhanced Geothermal Systems*). En los tres casos se tuvo en cuenta el uso de ciclos binarios, plantas flash o plantas de vapor seco.
- **Hidráulica,** distinguiendo entre centrales a pie de presa y de agua fluyente, y teniendo en cuenta la diferencia de costes entre la realización de una instalación nueva, una rehabilitación y el aprovechamiento de una presa existente.
- **Marina,** centrado fundamentalmente en tecnologías de olas, mareas y corrientes marinas, si bien se realizó una prospección tecnológica de plantas de gradiente térmico y osmóticas.

Para generación térmica renovable, se han analizado las siguientes tecnologías:

- **Biomasa:** distinguiendo entre las aplicaciones dedicadas, de *district heating* e *industriales*, y entre plantas de generación de calor y de generación de calor y frío.
- **Solar térmica de baja y media temperatura:** distinguiendo entre instalaciones según la tecnología del captador (plano con recubrimiento, tubo de vacío o tubo de concentración), las aplicaciones dedicadas o de *district heating*, y entre aplicaciones de generación de calor o de generación de calor y frío.
- **Geotérmica:** distinguiendo entre las aplicaciones dedicadas o de *district heating*, y entre instalaciones de generación de calor o de calor y frío.

Para las plantas de biocarburantes, se distinguió entre plantas para la producción de sustitutos de gasolina (etanol) y de diésel (biodiésel, diésel renovable y BTL⁴).

⁴Producido en procesos BTL (Biomass to Liquids) o HVO (Hidrogenación de Aceites Vegetales). También llamado en inglés *green diesel*

Para el cálculo del coste de generación actual y de la evolución a futuro se ha empleado una metodología común y homogénea para todas las tecnologías, lo que permite la comparabilidad de resultados entre tecnologías. Para más detalles sobre la metodología empleada ver sección 2.2.

El estudio incluye asimismo la definición de escenarios de evolución de precios de materias primas, tanto energéticas como no energéticas.

Para los precios de crudo Brent y de gas natural⁵ se han definido tres escenarios (base, bajo y alto). Los escenarios del precio del crudo son coherentes con las predicciones de las principales agencias internacionales como la AIE (Agencia Internacional de la Energía de la OCDE) y la EIA (*Energy Information Administration* de EEUU). Asimismo, se han definido tres escenarios de precios de derechos de emisión de CO₂ en función de la ambición de las políticas de reducción de emisiones (escenarios base, exigente y bajo). Los detalles sobre dichos escenarios y metodología empleada se encuentran en las secciones 4.1 (Escenarios de evolución de precios del crudo Brent), 4.2 (Escenarios de evolución de precios de gas natural en España) y 4.3 (Escenarios de evolución de precios de derechos de emisión de CO₂).

Para las materias primas no energéticas se han realizado escenarios del precio de acero, cobre, polisilicio (ver sección 8.3).

Finalmente, el estudio se ha completado con una prospectiva de las principales tecnologías de almacenamiento energético y de las perspectivas del vehículo eléctrico en España. Si bien ninguna de estas tecnologías se encontraba dentro del alcance inicial del proyecto, se ha considerado conveniente hacer una reflexión sobre las mismas, debido a su creciente relevancia en el contexto energético nacional e internacional.

2.4 ESTRUCTURA DEL INFORME

El contenido del presente informe resume las principales conclusiones para el conjunto de las tecnologías⁶.

Con el fin de facilitar la navegación, se ha seguido la misma estructura para cada tecnología:

- Descripción general de la tecnología
 - Capacidad instalada a nivel nacional e internacional.
 - Alternativas o variantes tecnológicas dentro de cada una de las fuentes de energía renovable.
- Costes actuales de generación⁷
 - Situación de coste de las tecnologías alternativas más representativas analizada a partir de una metodología comparable (LEC).
 - Datos de las hipótesis de costes de inversión, costes de operación y horas netas de funcionamiento.
 - Descripción del estado del arte de la tecnología.
- Evolución esperada de los costes de generación
 - Principales palancas de reducción del coste de generación.
 - Sensibilidad al precio de las materias primas en aquellas tecnologías donde exista una dependencia relevante de las mismas.
 - Hipótesis de desarrollo del entorno y de la tecnología para la evolución de costes de generación esperados.
 - Detalles sobre desarrollos tecnológicos esperados y evolución de costes de los componentes principales.
- Principales barreras al desarrollo de la tecnología
- Tendencias tecnológicas más relevantes y potenciales disrupciones tecnológicas

Esta estructura responde a las cuatro cuestiones clave planteadas en el pliego de condiciones técnicas⁸, si bien el orden exacto ha sido modificado para facilitar la exposición de las conclusiones principales:

⁵Los precios de gas natural están referidos a precios de importación en España

⁶Para más detalle sobre la evolución de costes por tecnología referirse a la sección 8.1 Relación de estudios monográficos sobre la evolución tecnológica y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020-2030

⁷Los documentos monográficos por tecnología contienen un desglose de los costes de inversión/operación y el detalle de los costes de generación para otras tipologías/tamaños de plantas o alternativas tecnológicas

⁸PCT 11227.16/09

- **Análisis del estado del arte de las diferentes tecnologías de aprovechamiento de las energías renovables y desarrollos tecnológicos esperados en los periodos 2010-2020 y 2020-2030:** desarrollado en la sección *Costes actuales de generación* y en la sección *Tendencias tecnológicas más relevantes y potenciales cambios tecnológicos disruptivos*.
- **Análisis de la estructura de costes actual de las diferentes tecnologías renovables y la previsible evolución del coste de sus componentes clave, incluidas las principales materias primas utilizadas en su fabricación en los periodos 2010-2020 y 2020-2030:** desarrollado fundamentalmente en la sección *Costes actuales de generación*. La reflexión sobre el peso de las materias primas utilizadas se encuentra desarrollado en el apartado *Sensibilidad al precio de las materias primas* dentro de la sección *Evolución esperada de los costes de generación*.
- **Evolución esperada de los costes de las aplicaciones y tecnologías renovables en los periodos 2010-2020 y 2020-2030:** desarrollado en la sección *Evolución esperada de los costes de generación*.
- **Elaboración de escenarios de costes de las diferentes tecnologías renovables en los periodos 2010-2020 y 2020-2030 y de una herramienta informática (en Microsoft Office Excel) para su representación, simulación y análisis:** se han diseñado e implementado una serie de modelos informáticos por tecnología. Dichos modelos, que se encuentran descritos en detalle en la sección 5, se han empleado para desarrollar los principales escenarios de evolución de costes desarrollados en la sección 6 del presente documento.

3 Resumen ejecutivo

El conjunto de las energías renovables se encuentra en un momento crítico que puede marcar su desarrollo a futuro. A pesar de los efectos de la crisis económica, a nivel global continuamos experimentando un crecimiento significativo de las energías renovables, en la medida que cada vez más países se están embarcando en planes de desarrollo de energías renovables. Desde la UE con su Estrategia 20-20-20, pasando por China, India (con su *India Solar Mission*), Brasil o EEUU, donde hay un creciente foco en la penetración de energías renovables por estado con los *Renewable Portfolio Standards*.

Son muchos los motivos que impulsan el desarrollo de las renovables por parte de los diferentes gobiernos, entre los que podemos incluir: 1) la lucha contra el cambio climático, 2) la independencia energética y la seguridad de suministro y 3) la competitividad nacional y el desarrollo tecnológico y creación de empleo. Los elevados precios del crudo no hacen sino reforzar esta tendencia. Esperamos por tanto que las energías renovables constituyan una de las fuentes de energía más relevantes y de mayor potencial de crecimiento en los próximos años.

En este contexto de apoyo a los renovables convergen muchas alternativas que no solo deben competir con los combustibles fósiles (carbón, gas, petróleo) y la energía nuclear, sino que además deben competir entre ellas. En esta situación, las compañías eléctricas, los promotores de proyectos renovables y los gobiernos y reguladores deben definir una estrategia coherente a futuro y ser cuidadosos en la selección de su mix tecnológico.

Desde nuestro punto de vista, son varios los factores que deben ser tenidos en cuenta a la hora de seleccionar el mix tecnológico de energías renovables. Por una parte, parece claro que se debe tener en cuenta el coste de generación, tanto actual como futuro, y siempre considerando la calidad y cantidad de los recursos naturales existentes y disponibles. Adicionalmente, existen otros factores igualmente relevantes que deben ser tenidos en cuenta a la hora de definir el mix de tecnologías renovables, tales como: 1) el desarrollo de un portafolio de tecnologías suficientemente diversificado, 2) el impacto de la generación en el sistema y en la red de transmisión, incluyendo la gestionabilidad de la tecnología y 3) el apoyo al desarrollo de la industria local.

En cualquier caso, el presente estudio se centra exclusivamente en los aspectos relativos a los costes de generación y producción, tanto actuales como futuros. El resto de factores, igualmente muy relevantes, no se encuentran dentro del ámbito de este estudio.

Como veremos a continuación, dentro de las múltiples tecnologías renovables existe una tipología muy variada en cuanto a costes actuales y potencial de reducción de costes a futuro. Lo que sí parece claro es que existe un amplio potencial de reducción de costes en muchas de las tecnologías renovables, siempre y cuando cuenten con el impulso necesario para su desarrollo y sean por tanto capaces de recorrer la curva de experiencia. En cualquier caso existen múltiples incertidumbres que podrán influir en la evolución de los costes a futuro, entre los que se encuentra el desarrollo de la tecnología y de la cadena de valor (y suministro) adecuada, la evolución de los costes de las materias primas tanto energéticas como no energéticas y el desarrollo de tecnologías auxiliares a las energías renovables como puede ser el almacenamiento de energía.

A continuación se describen los resultados principales del estudio, en lo que respecta a

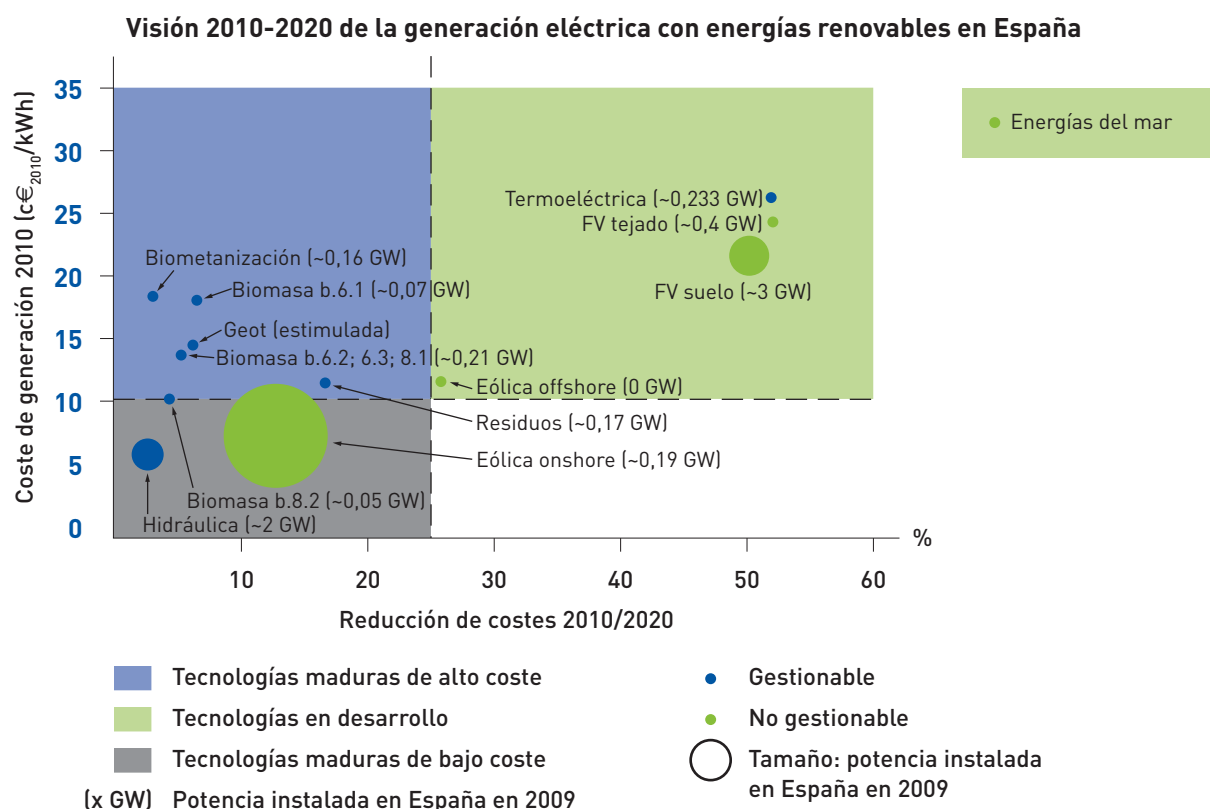
1. Evolución de costes de generación de diferentes tecnologías de generación eléctrica.
2. Evolución de costes de generación de diferentes tecnologías de generación térmica.
3. Evolución del coste de producción de biocarburantes.
4. Evolución esperable del coste de las materias primas energéticas.
5. Evolución esperable del precio de los derechos de emisión de CO₂.
6. Evolución del precio de las materias primas no energéticas principales.
7. Otras tecnologías relevantes en el contexto de las energías renovables, como el vehículo eléctrico y la tecnología de almacenamiento energético.

3.1 TECNOLOGÍAS RENOVABLES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

El conjunto de tecnologías renovables analizadas en el presente estudio comprende tecnologías muy diferentes en lo que respecta a tres parámetros clave:

- Costes de generación actuales y potencial de reducción de costes futuros.
- Capacidad instalada en España en 2009 y potencial del recurso a futuro.
- Gestionabilidad del recurso eléctrico.

La siguiente gráfica recoge las diferentes energías renovables para generación eléctrica y su clasificación atendiendo a los criterios anteriores.



Nota: para representar los costes de generación en 2010 se ha tomado el valor medio del rango considerado

Nota 2: no representa la tecnología geotérmica de ciclo binario convencional debido a que no se estima potencial de desarrollo en España

Fuente: The Boston Consulting Group

Los costes de generación actuales y el potencial de reducción de costes futuros han constituido el foco principal del presente estudio. Atendiendo a estos factores podemos clasificar el conjunto de tecnologías renovables en cuatro categorías diferenciadas:

- **Tecnologías maduras de bajo coste:** aquellas tecnologías renovables con costes de generación más bajos y con menor recorrido de reducción de costes debido a la madurez de la tecnología (por ejemplo, eólica *onshore*).

- **Tecnologías en desarrollo:** aquellas tecnologías con elevados costes de generación en la actualidad, pero con gran recorrido de reducción de costes (por ejemplo, solar fotovoltaica y termoeléctrica).
- **Otras tecnologías maduras,** con opciones limitadas de reducción de coste y, sin embargo, con costes más competitivos que las tecnologías en desarrollo, pero menos competitivos que las energías renovables líderes en costes (por ejemplo, biomasa).

- **Tecnologías con alto nivel de incertidumbre** respecto a su viabilidad comercial (por ejemplo, marina) y cuyo desarrollo es aún una incógnita, si bien los avances que se alcancen en los próximos años serán claves para que alcancen escala comercial.

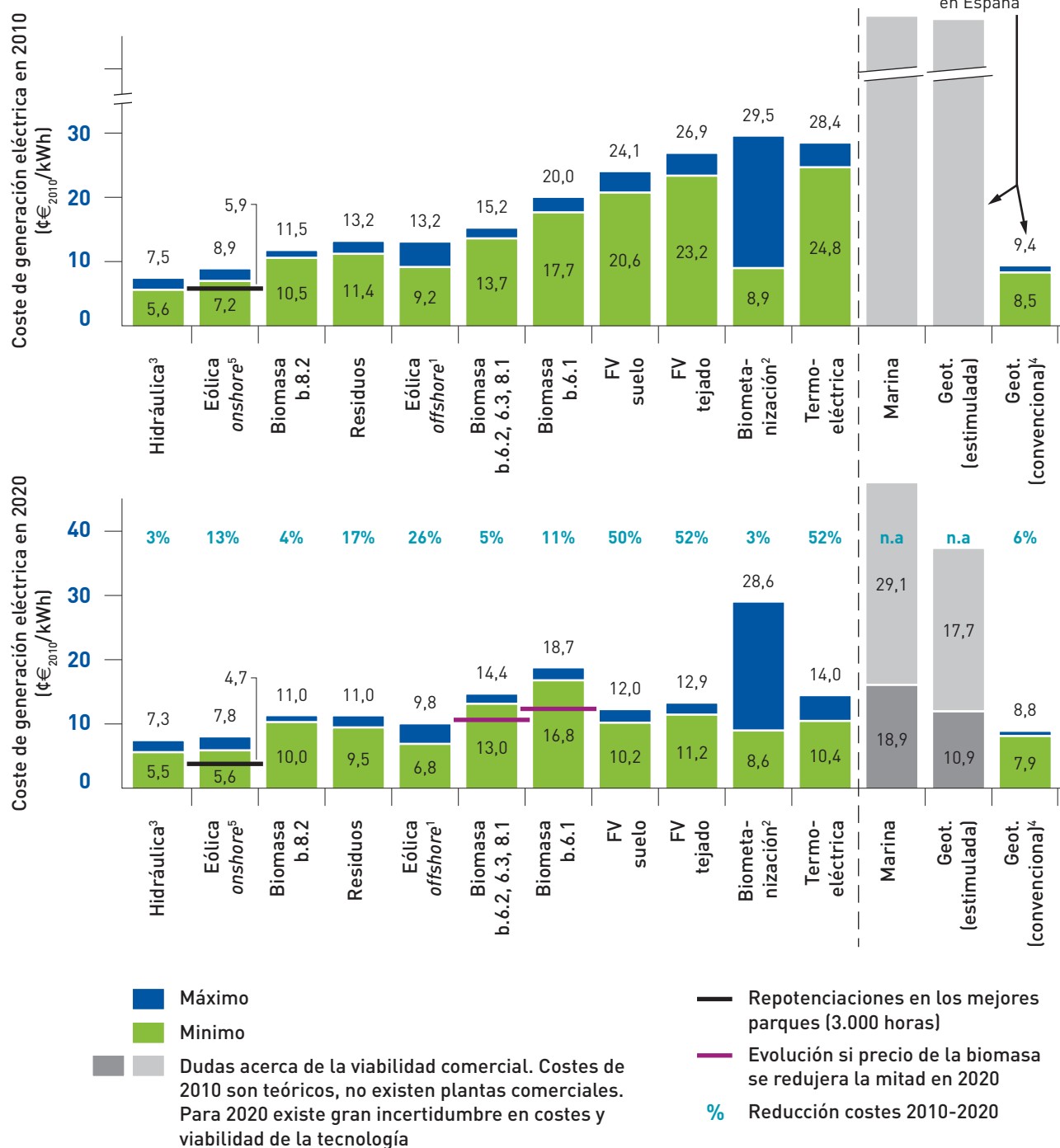
Respecto a la potencia instalada en España en 2009, claramente destacan las energías eólica *onshore* (19 GW), fotovoltaica (3,4 GW), mini-hidráulica (2 GW), biomasa (0,48 GW) y termoeléctrica (0,23 GW). En el extremo opuesto se encuentra la energía eólica *offshore*, que no tiene ninguna instalación en España, o la geotérmica, que no sólo no tiene capacidad productiva en España en la actualidad sino que el potencial y accesibilidad del recurso presenta dudas (especialmente en el caso de la geotérmica convencional). La potencia instalada actual da muestra de la relevancia de la tecnología en el mix de generación actual y refleja bien la disponibilidad y accesibilidad del recurso natural necesario en España, o bien el grado de madurez de la tecnología.

Por último, cabe destacar que algunas tecnologías renovables permiten gestionar el vertido de electricidad a la red, en contraste con aquellas en las que la generación de electricidad es no gestionable. La capacidad de gestionar el recurso natural y por tanto la generación eléctrica cobrará cada vez más importancia de cara al futuro, a medida que aumente la contribución de las energías renovables en el mix de generación nacional. Las energías renovables gestionables incluyen: hidráulica, biomasa, biometanización, RSU⁹, geotérmica y termoeléctrica.

En cuanto a la evolución esperada de los costes de generación y el potencial de mejora por tecnología, el siguiente cuadro ilustra la gran dispersión no sólo en los costes de generación actuales si no también en la evolución futura esperada.

⁹Residuos Sólidos Urbanos

Evolución 2010-2020 esperada en España del coste de generación eléctrica para las tecnologías renovables



¹ Instalaciones de 150 MW compartiendo conexión a red a una distancia de entre 2 y 50 km y aguas poco profundas (<40 mts.). ² La amplitud del rango de costes refleja la variación del coste de generación en función del volumen de residuo y del potencial energético del residuo. ³ Plantas de 10 MW y agua fluyente. ⁴ Ciclo binario.

⁵ Entre 2.000 y 2.400 horas anuales equivalentes.

Nota: se emplea una tasa de descuento (nominal y después de impuestos) para el proyecto de 7,8% salvo en biomasa y biometanización que se estima en 9,4%

Cabe destacar las tecnologías termoeléctrica, fotovoltaica y, en menor medida, eólica *offshore*, como las tecnologías que más reducirán sus costes en el periodo 2010-2020.

En cualquier caso, se estima que tanto la energía hidráulica como la eólica *onshore* seguirán manteniendo los costes más bajos entre el conjunto de renovables en España al menos hasta 2020.

A modo de resumen, a continuación se describen las principales palancas para reducir costes en cada una de las tecnologías.

Tecnologías en desarrollo

En el caso de la tecnología **termoeléctrica** existe un gran potencial de reducción de costes a través de la optimización de la escala de las plantas, ya que el diseño de las plantas actuales (~20 MW¹⁰ en el caso de las torres y ~50 MW para el cilindro parabólico) se encuentran claramente por debajo de la escala óptima. Por otra parte, existen ciertos componentes clave con claro recorrido de reducción de costes a medida que se desarrolle el mercado, tanto por la aplicación de la curva de experiencia, como por la reducción de márgenes una vez que aumente la competencia. Se trata de componentes con un elevado peso en el coste de inversión total tales como espejos, tubos colectores, receptor de la torre o *trackers* de los helióstatos. El aumento de la eficiencia será también una de las palancas con mayor recorrido, especialmente en el caso de la torre. Por último, cabe destacar el potencial de ciertas mejoras técnicas disruptivas tales como el cilindro parabólico con generación directa de vapor, la torre de gas, o el uso de sales sintéticas o nuevos fluidos térmicos para cilindros parabólicos capaces de funcionar a mayor temperatura.

En el caso de la tecnología **fotovoltaica** la principal palanca de reducción de costes se encuentra en la mejora de la eficiencia de los paneles fotovoltaicos. El incremento de la eficiencia permitirá reducir la superficie de módulo por Wp, lo que aminora los costes unitarios de módulo, estructura metálica, cableado e inversor por Wp. Por otra parte, la mejora de los procesos productivos y el desarrollo de plantas de producción de mayor escala también permitirá reducir costes de forma significativa. Se

esperan asimismo ciertas mejoras en la operación y mantenimiento de las plantas (por ejemplo, automatización del lavado de los paneles). Las tecnologías cristalina y de capa delgada (o *thin film*) competirán en la reducción de costes. No incluimos en nuestro caso base el impacto de potenciales disrupciones tecnológicas tales como la nanotecnología, que podría reducir los costes de generación un 30% adicional al incrementar significativamente la eficiencia de los módulos.

La tecnología **eólica** tiene mayor potencial de reducción de costes en el caso *offshore* que en el caso *onshore*. En concreto, en la tecnología *offshore* existe recorrido para incrementar la disponibilidad de los aerogeneradores y es esperable una reducción de los costes de operación y mantenimiento a medida que se desarrollan las técnicas para trabajar en el medio marino. En ambos casos (*offshore* y *onshore*) podemos esperar una reducción moderada de costes de inversión en términos reales, en función de la curva de experiencia histórica. En cualquier caso, la palanca de mejora clave reside en la mejora del factor de capacidad, lo que permitirá aumentar la producción eléctrica para una misma localización o hacer rentables localizaciones que antes no lo eran atendiendo al recurso eólico.

Tecnologías con alto nivel de incertidumbre

La generación eléctrica con **tecnologías del mar** presenta sin duda la mayor incertidumbre tecnológica. Los sistemas actuales son teóricos sin proyectos comerciales relevantes. Problemas en la supervivencia de las instalaciones en el medio marino, sobrecostes en la instalación o menores horas de funcionamiento de las esperadas, hacen que los costes actuales teóricos no sean válidos para plantas financiadas a escala comercial. A futuro, la mejora en los factores anteriores a través del desarrollo de pilotos en fase de I+D podría permitir el despliegue de plantas comercialmente viables en el periodo 2015-2020. Sin embargo, en un escenario de baja inversión o sin éxitos tecnológicos razonables podríamos encontrarnos con que la tecnología marina no terminara de despegar en el periodo.

¹⁰En realidad, en plantas termoeléctricas de torre la escala viene determinada por la potencia térmica del receptor. La potencia eléctrica de la turbina responderá a la potencia térmica y a las horas de almacenamiento de la planta

Tecnologías maduras

La evolución esperada de costes de generación de biomasa y RSU será parecida, al emplear tecnologías muy similares. Se trata de tecnologías maduras con poco recorrido para la reducción de costes de operación y de costes de inversión. Se trata de plantas que emplean tecnología fabricada generalmente fuera de España y que por tanto cuenta con un sobrecoste adicional asociado a los costes de transporte. La principal palanca de reducción del coste de generación eléctrica se encuentra en una mejora del rendimiento eléctrico de las plantas. En concreto se estima una mejora de 0,4 puntos porcentuales por año en el rendimiento eléctrico de las plantas, lo cual está en línea con la mejora histórica y la esperada para plantas de generación térmica maduras como los ciclos combinados y las plantas de carbón. El impacto de la reducción de costes de generación será algo menor en el caso de las plantas de biomasa respecto a las de residuos por el mayor peso de la materia prima en el coste total de generación. Por último, cabe destacar que en el caso base no incorporamos el efecto de ninguna tecnología disruptiva. De desarrollarse alguna tecnología disruptiva el coste de generación podría reducirse de forma significativa. Plantas de gasificación a mayor escala, o ciclos ORC son alternativas posibles a futuro, alrededor de un 25% y un 10% respectivamente. Adicionalmente existe otra palanca de reducción de costes significativo que consistiría en el abaratamiento del suministro de materia prima. El estudio incorpora sensibilidades a tal efecto. Por otra parte la cogeneración con biomasa reduciría sensiblemente los costes de generación eléctrica. Es más, la cogeneración en plantas de gasificación podría suponer una reducción adicional del coste de generación de entre un 18 y un 30% en función del aprovechamiento del calor generado (50% vs. aprovechamiento óptimo).

En el caso de plantas de **biometanización** se esperan pocas reducciones de costes de inversión y operación al tratarse de tecnologías maduras. La reducción de costes vendrá impulsada por una pequeña mejora del rendimiento del motor eléctrico, pero con menor recorrido que en el caso de la biomasa.

La generación **hidráulica** de pequeña potencia se basa también en una tecnología madura con pocas oportunidades para reducir costes. En concreto, un desarrollo del mercado permitiría reducir ligeramente los márgenes del sector y producir ciertos componentes de poco valor añadido en países de bajo coste, pero el impacto en cualquier caso será muy limitado.

Las innovaciones más relevantes vendrán por el desarrollo de turbinas reversibles que permitan bombear agua en las plantas de pie de presa, generando oportunidades de almacenamiento energético.

Respecto a la generación eléctrica con energía **geotérmica**, la principal palanca para reducir costes se encuentra en la mejora de los procesos de exploración y de perforación que suponen entre un 50-65% del coste total de inversión. En cualquier caso el principal reto para la energía geotérmica estimulada consiste en hacer la tecnología viable comercialmente, ya que a día de hoy, los modelos existentes son teóricos, sin aplicación en instalaciones comerciales.

Impacto del precio de las materias primas

Como parte del estudio se ha realizado un análisis de la relación entre los precios de las materias primas principales y la evolución de los precios energéticos (crudo) así como la incidencia de las mismas en los costes de generación. Como principal conclusión cabe destacar que se estima un impacto moderado del precio de las materias primas en los costes de generación en la mayoría de las tecnologías, cuando se trata de materias primas empleadas en la construcción de equipos. Por el contrario, en el caso de materias primas necesarias para la producción de electricidad (o, como se verá a continuación, para la producción de calor y para la producción de biocarburantes) la incidencia es muy significativa.

A modo de ejemplo, en plantas eólicas *onshore*, en el periodo 2000-2009 el peso del acero crudo en el total del coste de inversión osciló entre un 5 y un 7%, en un periodo en el que el precio del acero se triplicó. La subida del precio del acero en 2008 fue compensada en parte por el tipo de cambio euro/dólar y en parte por la tendencia a emplear aerogeneradores de mayor potencia nominal que tienen menor contenido en acero por MW.

Existen sin embargo tres casos en los que la evolución del coste de las materias primas tiene un impacto significativo sobre el coste de generación eléctrica o de producción de biocombustibles. Se trata del precio del polisilicio para la energía solar fotovoltaica de tecnología cristalina, del precio de la biomasa para las plantas de generación homónimas y del precio de los cereales y aceites vegetales para la producción de biocarburantes. En estos tres casos, la sensibilidad del coste de generación al precio de las materias primas se estudia con detalle en las secciones correspondientes.

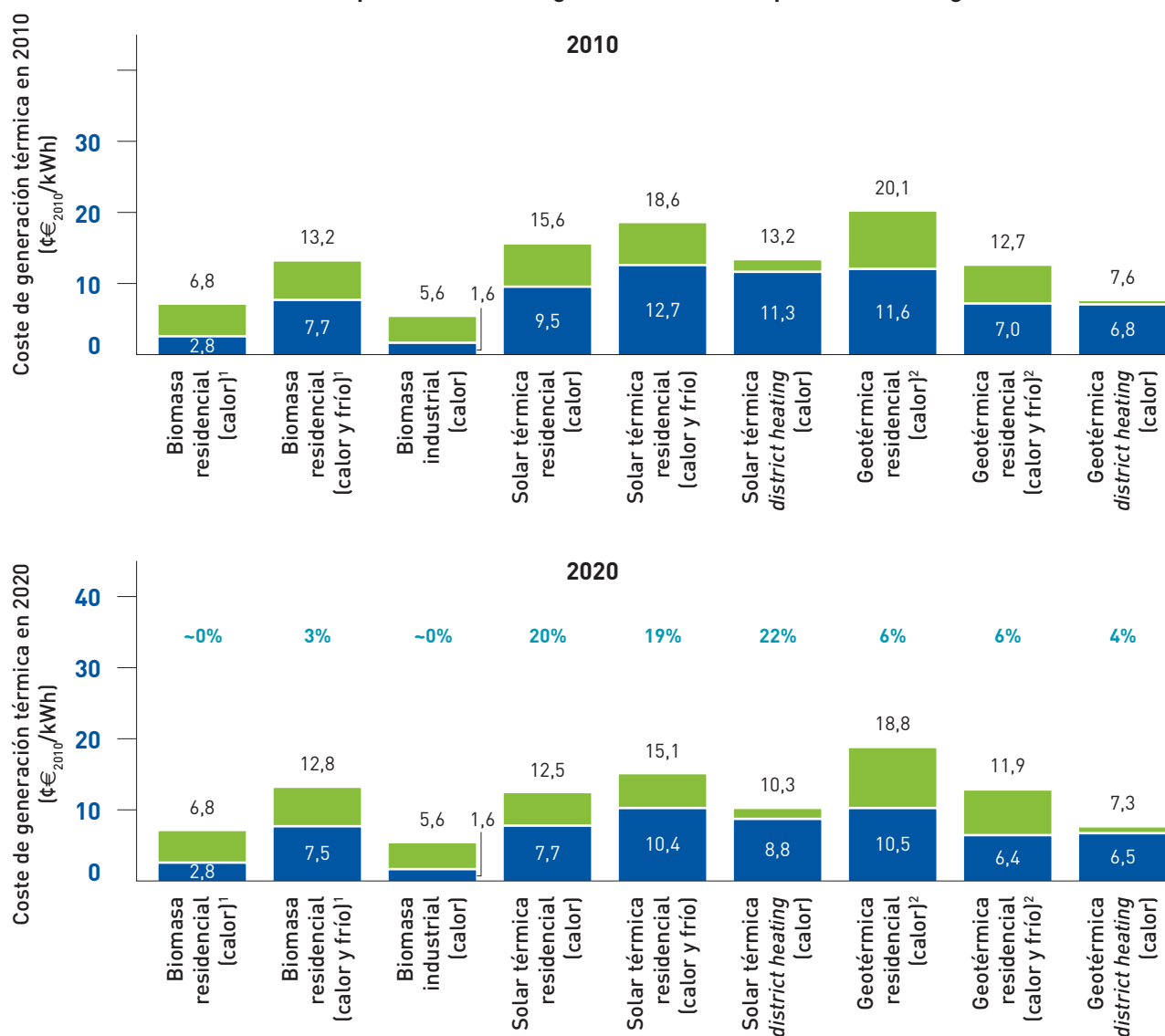
3.2 TECNOLOGÍAS RENOVABLES DE GENERACIÓN TÉRMICA

Respecto a las tecnologías renovables de generación térmica se aprecia también una gran dispersión en los costes de generación. Cabe destacar la reducción significativa de costes con el uso de instalaciones

de mayor escala (uso industrial y *district heating*). También es destacable el potencial de reducción de costes que se podría alcanzar cerrando el ciclo con instalaciones de frío. El mayor coste derivado de la instalación de frío se vería compensado por la mayor escala de las plantas y por el incremento de las horas de funcionamiento de la instalación.

El siguiente cuadro muestra los costes actuales y la evolución esperada a 2020 de las tecnologías de generación de calor de origen renovable.

Evolución 2010-2020 en España del coste de generación térmica para las tecnologías renovables



x% Reducción costes 2010-2020

¹ La amplitud del rango muestra el efecto de la diferencia de costes en el aprovisionamiento del combustible

² La amplitud del rango muestra el efecto de escala del coste de inversión en función de la potencia instalada

Nota: tasa de descuento de 7,8% (nominal y después de impuestos) salvo en biomasa que se estima en 9,4%

En capítulos posteriores se presenta el detalle para cada tecnología, incluyendo el desglose de los costes actuales de generación, la evolución esperable de costes a futuro y las palancas necesarias para alcanzar dichos costes. Se incluye asimismo una reflexión sobre los principales avances tecnológicos esperables.

3.3 TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN DE BIOCARBURANTES

Los costes actuales de producción de biocarburos están muy ligados a los de las materias primas necesarias para su producción. De hecho, dichas materias primas constituyen el componente principal del coste de los biocarburos a día de hoy.

Respecto a la evolución tecnológica a futuro, se espera el desarrollo en el corto-medio plazo de las primeras plantas de etanol lignocelulósico a escala comercial. El desarrollo de dichas plantas y la reducción de costes asociada a la experiencia (por ejemplo, reducción de costes de inversión y reducción de costes de las enzimas), permitirán reducir significativamente los costes de producción. En cualquier caso, el coste final dependerá del precio de aprovisionamiento de la biomasa.

Otras rutas tecnológicas como el BTL (*Biomass-to-Liquids*) o la producción de biocarburos a partir de algas ofrecen un significativo potencial de reducción de costes, si bien presentan mayores dudas de cara a su desarrollo a escala comercial.

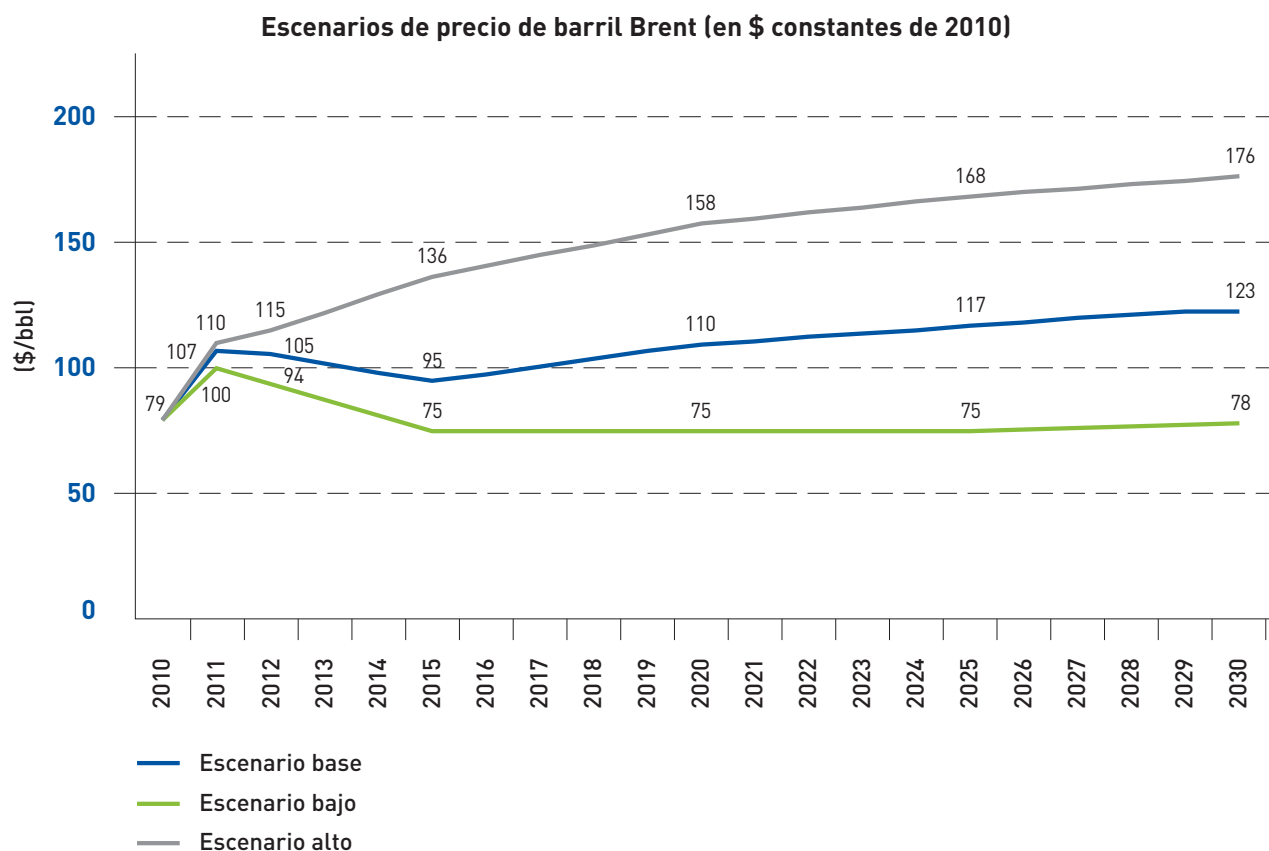
3.4 EVOLUCIÓN ESPERABLE DEL COSTE DE LAS MATERIAS PRIMAS ENERGÉTICAS

Resulta evidente que la evolución de los precios de las materias primas energéticas influirá en el desarrollo de las tecnologías renovables. Escenarios de precios de gas¹¹ altos harán a las tecnologías renovables más competitivas en costes, especialmente a futuro. A día de hoy las tecnologías de generación renovables siguen sin ser competitivas en costes en la mayoría de los escenarios¹².

Para los precios del crudo, hemos construido tres escenarios de proyección: un escenario base y dos escenarios alternativos (alto y bajo). Los escenarios alternativos muestran evoluciones no extremas de los precios del crudo y tienen la finalidad de definir una banda razonable en la que con alta probabilidad se encontrarán los precios en el futuro. El escenario base implica un precio del crudo en 2020 (en USD de 2010) de 123 \$/bbl mientras que en el escenario alto el precio alcanza 158\$/bbl y en el escenario bajo 75\$/bbl.

¹¹Se está considerando a las plantas de generación de gas natural (CCGTs) como la tecnología de generación eléctrica marginal en España. Asimismo, la fuente energética no renovable más extendida y en crecimiento para la generación eléctrica es el gas natural (frente al GLP o el gasoil que se encuentran en retroceso)

¹²En ciertos escenarios de tecnologías maduras de bajo coste y alta intensidad del recurso natural las tecnologías renovables pueden ser competitivas en costes (por ejemplo, eólica con alto factor de carga)

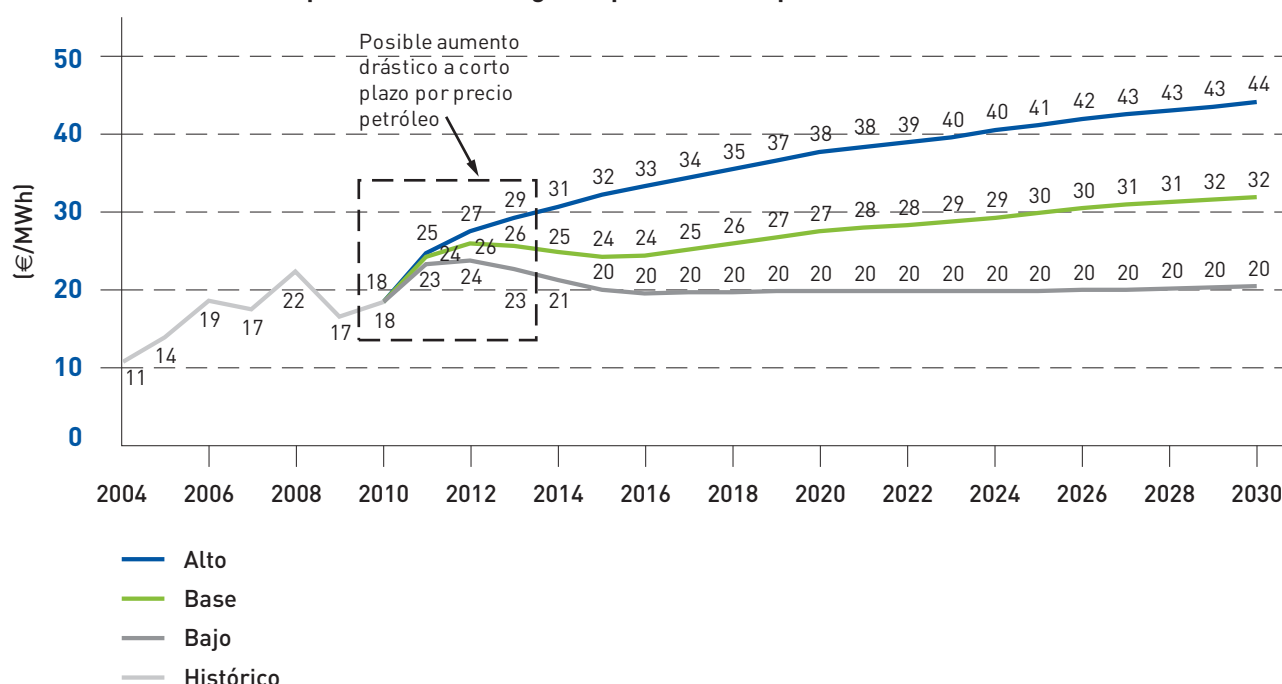


Cabe destacar que los escenarios definidos están en línea con los manejados por instituciones internacionales como la IEA, EIA y los precios de los futuros sobre el crudo (estos últimos para los primeros años de proyección).

Para el precio del gas hemos construido asimismo tres escenarios de proyección a futuro: un escenario base y dos escenarios alternativos (alto y bajo), ligados esencialmente a los anteriores escenarios de evolución del precio del crudo. Los escenarios alternativos, por tanto, definen una banda razonable de precios en la que con alta probabilidad se encontrarán los precios del gas en el futuro.

Como se puede ver en el gráfico adjunto a continuación, el precio del gas en España a futuro en el escenario base sería de 27 €/MWh en 2020 y 32 €/MWh en 2030 en euros constantes del 2010 frente a los 17 €/MWh del 2009. En el escenario alto el precio sería de 38 €/MWh (2020) y 44 €/MWh (2030) mientras que en el escenario bajo hablaríamos de 20 €/MWh (2020) y 20 €/MWh (2030), siempre en euros constantes del 2010.

Escenario de precios medios de gas importado en España (en € constantes de 2010)



Nota: los precios de 2004 a 2010 son precios nominales

Los escenarios previstos se basan en escenarios del precio del Brent y tienen en cuenta la evolución prevista del peso de contratos a largo plazo de gas en España respecto del gas comprado en el mercado spot. En España la mayoría de los contratos de gas están indexados al precio del crudo y sus derivados. Como consecuencia, el precio pagado por el gas en España está muy correlacionado con el precio del crudo, incluyendo posibles decalajes¹³.

De este modo, para realizar una estimación a futuro del precio del gas, hemos desarrollado un modelo de proyección de precios del gas. El modelo se basa como hipótesis clave en la regresión de los precios de importación de gas natural en las aduanas españolas, respecto del precio del crudo. Para ello el análisis de regresión se realizó de forma diferenciada para los precios del contrato de Argelia GN y del resto de los contratos.

El modelo así realizado muestra un elevado nivel de ajuste. Aplicado a valores históricos, se observa una correlación del 91% entre los precios históricos y la predicción realizada con el modelo. Sin

embargo, es necesario destacar que las proyecciones resultantes de este modelo podrían registrar desviaciones en el futuro debido a la indexación real de los contratos que se firmen o renegocien en los próximos años, la evolución de los precios y peso de los aprovisionamientos spot, las posibles modificaciones en el mix de aprovisionamiento, etc.

3.5 EVOLUCIÓN ESPERABLE DEL PRECIO DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN DE CO₂

La evolución del precio de los derechos de emisión del CO₂ también constituirá un importante factor a tener en cuenta al analizar la competitividad a futuro de las plantas de generación eléctrica renovable, especialmente a partir de 2013 cuando entre en vigor la tercera fase de la EU ETS¹⁴ por el que las

¹³En general los precios del gas se encuentran referenciados a precio medio del crudo (o sus derivados) de un periodo de tres meses o seis meses anterior al mes en cuestión

¹⁴European Union Emissions Trading Scheme

plantas de generación eléctrica deberán adquirir el 100% de sus derechos de emisión. Se trata de costes incrementales de las plantas de generación convencionales y aproximarán algo más los costes de las tecnologías de generación renovable a los costes de generación con tecnologías térmicas convencionales.

Los escenarios futuros de evolución del precio de los derechos de emisión de CO₂ se han definido en función de tres posibles escenarios de ambición en las políticas de reducción de emisiones, tanto en la UE como a nivel mundial:

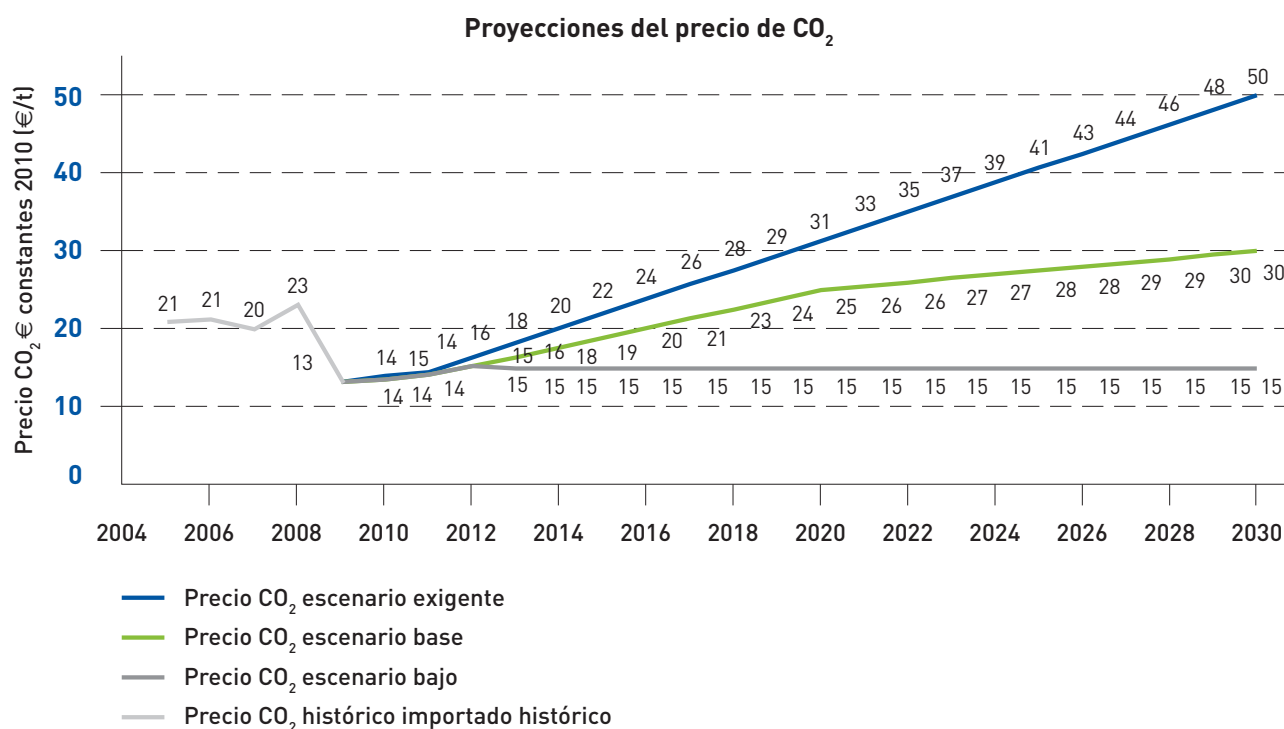
- **Escenario exigente:** consistente con una ambición a nivel global de reducción de emisiones para alcanzar la propuesta de la IPCC de concentración de CO₂ a 445 ppm en 2050, lo cual requeriría eliminar 22 Gt de emisiones para el 2030.
- **Escenario base:** escenario continuista en la UE con los objetivos de reducción del 20% respecto a las emisiones de 1990 y con tratamiento restrictivo de los mecanismos de flexibilidad.

- **Escenario bajo:** relajamiento general de los objetivos de restricción de emisiones de CO₂.

De este modo, el precio del CO₂ en cada uno de los escenarios vendría determinado por el coste marginal de reducción de las emisiones de CO₂:

- En el **escenario exigente** el análisis demanda-oferta de mecanismos de reducción de emisiones requerido para la reducción de las 22 Gt se traduce en un coste marginal de reducción para 2030 de 50 €/t CO₂.
- En el **escenario base**, el coste marginal de reducción de emisiones para 2030 estaría en línea con 30 €/t CO₂, lo cual es acorde con las expectativas actuales del mercado de un precio de CO₂ para 2020 de 25-30 €/t CO₂.
- En el **escenario bajo**, se han estimado los costes de CO₂ en línea con el nivel actual de precios del mercado de CO₂: en torno a 15 €/t CO₂.

La siguiente gráfica muestra la evolución esperada del precio del CO₂ en los tres escenarios descritos:



Nota: el cambio de escenarios se puede producir en hitos como el COP 16-dic 2006 Mexico, COP 17-dic 2007 Sudáfrica o con el fin del periodo de exigencia del protocolo de Kioto-dic 2012

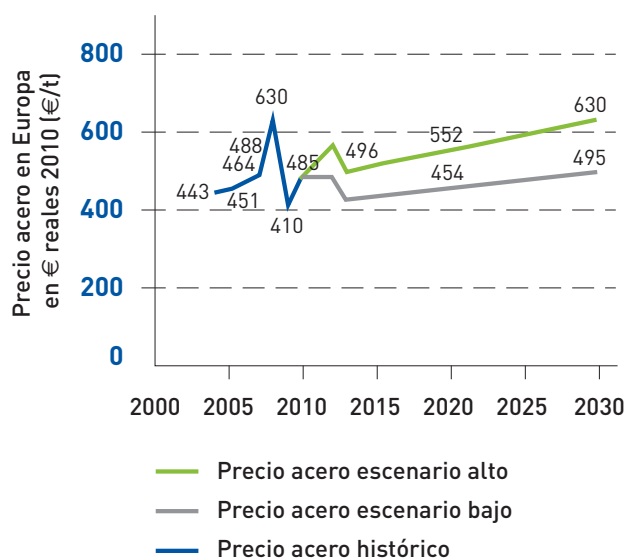
Adicionalmente a estos tres escenarios, el precio del CO₂ podría incluso ser "0" de encontrarnos en un entorno en que se abandonaran las políticas de reducción de emisiones de CO₂. En cualquier caso, en este estudio no consideramos dicho escenario.

3.6 EVOLUCIÓN DE LAS MATERIAS PRIMAS NO ENERGÉTICAS PRINCIPALES

Como parte del estudio sobre evolución de los costes de generación de las principales tecnologías renovables se incluyó el análisis de la evolución esperable del precio de las principales materias primas a futuro por la incidencia que éstas pueden tener sobre los costes de inversión de las diferentes tecnologías. En este sentido, el estudio incluyó las siguientes materias primas no energéticas:

- Metales: acero y cobre.
- Polisilicio.
- Nitratos.
- Materias primas para biocarburantes.

Escenarios de evolución del precio del acero



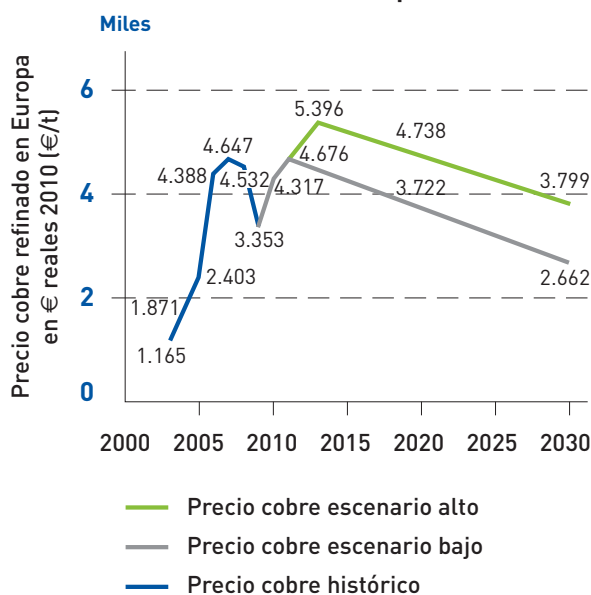
3.6.1 Acero y cobre

Para analizar la posible evolución de precios de los metales hemos seguido dos metodologías diferentes para el medio y largo plazo:

- En el medio plazo, se tiene en cuenta el balance oferta-demanda para estimar los escenarios de evolución del precio acero y cobre.
- Para el largo plazo, el análisis se basa en los costes de producción de la capacidad marginal.

A continuación se adjuntan los escenarios esperables de precios de acero y cobre.

Escenarios de evolución del precio del cobre

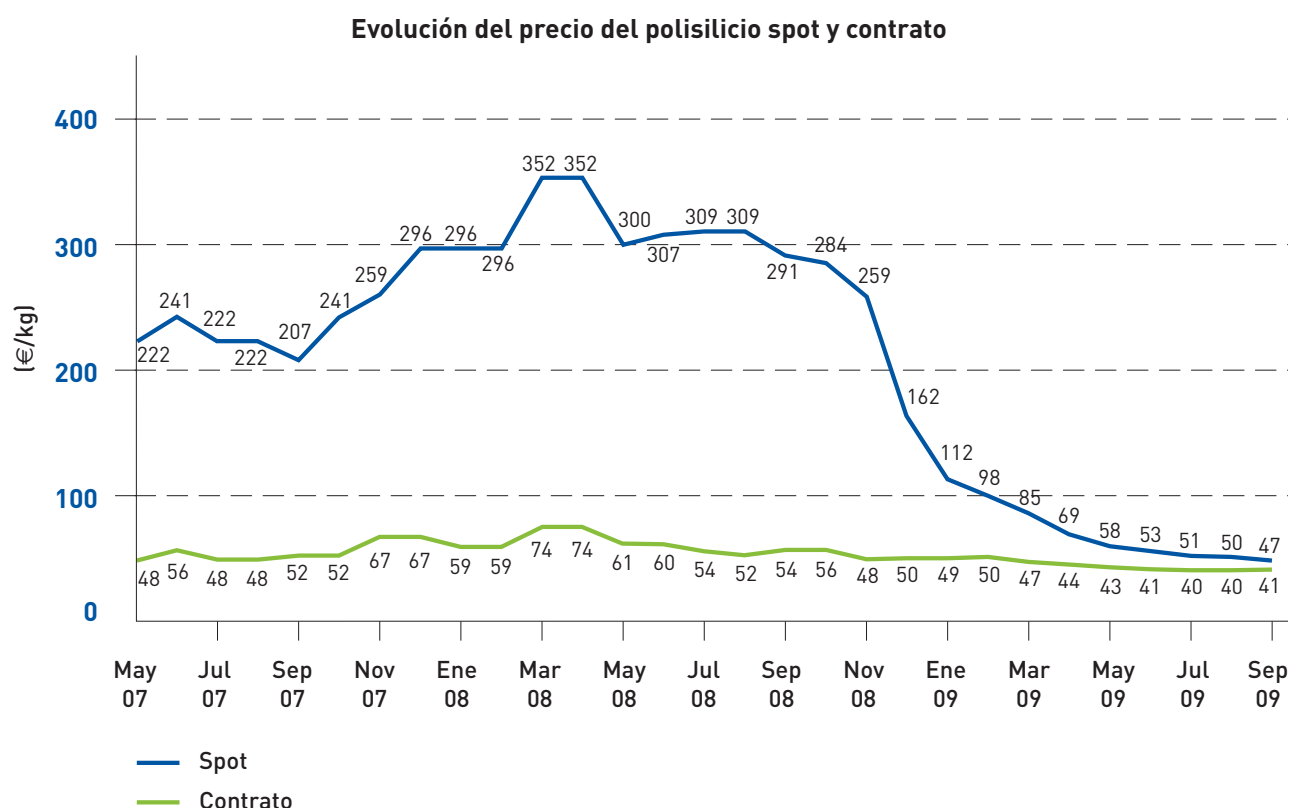


Fuente: Datastream; Morgan Stanley; RBC

3.6.2 Polisilicio

Históricamente el precio del polisilicio ha venido determinado por el balance oferta-demanda del mismo. En los años previos a 2004, con exceso de oferta, el precio se situó en el entorno del coste marginal del productor. A partir de 2004, con un exceso de demanda en el mercado los precios del

polisilicio alcanzaron valores tan altos como los clientes estaban dispuestos a pagar. Tal y como se muestra en el gráfico adjunto, la evolución de los precios spot del polisilicio acompañó al déficit de oferta del mercado, para empezar a reducirse una vez se volvió a un escenario de equilibrio o exceso de oferta.



Fuente: Detche Bank "Solar Photovoltaics Technology and Economics" (2007); Informes de compañías; JP Morgan "Solar Strategy (2009)"; HSBC "European solar sector" (2009); Needham "Solar Photovoltaic Industry Update" (2009); UBS "Photovoltaic Industry" (2007); Citibank "European Solar Power Industry" (2008); análisis BCG

En el largo plazo, se espera que exista un mayor equilibrio en el mercado que permita disipar la variabilidad observada en los últimos años en este mercado. En ese camino de equilibrio las mejoras tecnológicas y el efecto de escala se reflejarán en costes de producción cada vez menores, lo que en un entorno de mercado equilibrado debería llevar a una reducción del precio de esta materia prima.

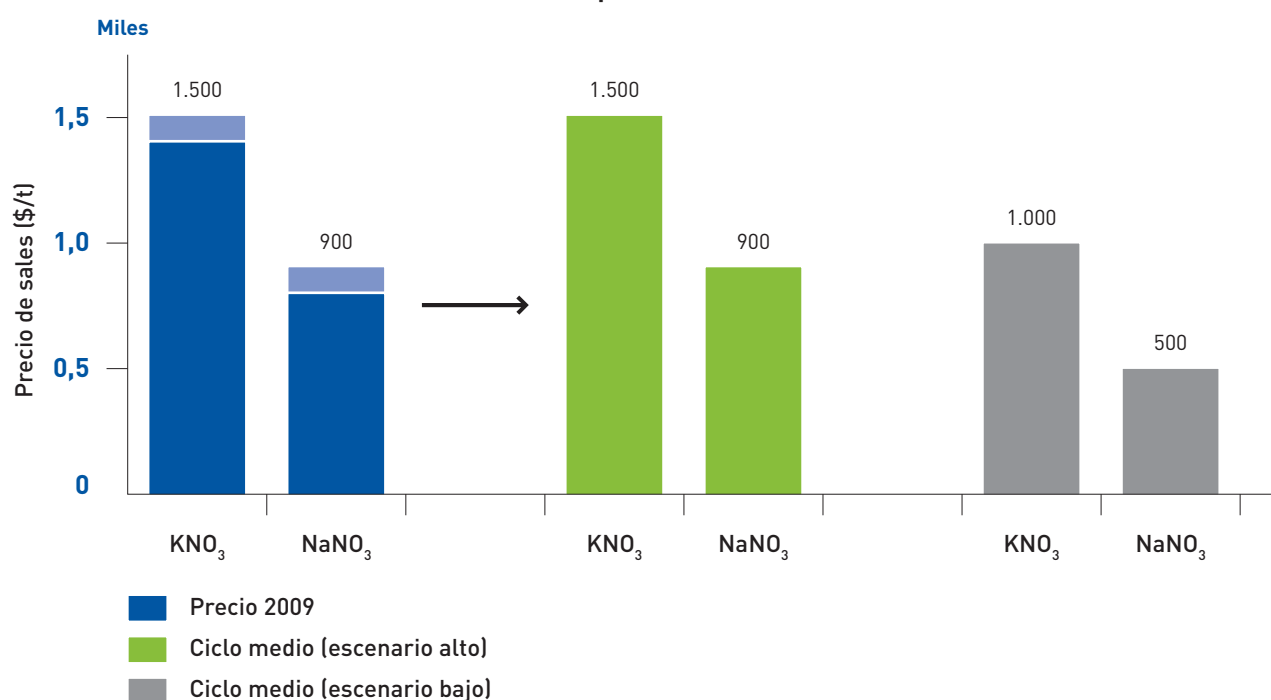
han bajado significativamente. Por otra parte, los propios productores de nitratos, como por ejemplo la chilena SQM, ya ha anunciado planes para incrementar la capacidad de producción de nitrato de sodio. Asimismo ante precios sostenidamente elevados del precio de los nitratos es realista pensar que se invertirá en el desarrollo de sales sintéticas como las de la compañía química BASF.

3.6.3 Nitratos

En lo relativo a los precios de los nitratos de sodio (NaNO_3) y potasio (KNO_3) no esperamos que se incrementen los precios de 2008. Nuestros escenarios contemplan una situación en la que se mantienen los elevados precios de los nitratos debido a la demanda por parte de fertilizantes y abonos, mientras que en un escenario bajo volvería a valores de ciclo medio.

La realidad es que no parece probable un incremento adicional de los precios. Por una parte, productos para usos similares, como la urea, ya

Escenarios de precios de los nitratos



3.6.4 Materia prima de biocarburantes

En cuanto a la materia prima de biocarburantes de primera generación se pueden diferenciar escenarios de precios para las materias primas de etanol (en este caso maíz, trigo, y cebada¹⁵) y biodiésel (como por ejemplo la colza y soja¹⁶).

En cuanto al maíz, los precios estimados para 2030 se encuentran en el entorno de 273 y 188 €/t para los escenarios de crudo alto y bajo, respectivamente. En estos mismos escenarios, los precios en 2020 se situarían en 228 y 176 €/t. De la misma forma, los precios estimados para cebada estarían en el entorno de 272 y 180 €/t en 2030 para los escenarios alto y bajo, y en 223 y 166 €/t para los mismos escenarios en 2020. Por último, en referencia a los precios del trigo los precios se situarían en 2030 en el entorno de 414 y 283 €/t en el escenario alto y bajo, respectivamente, mientras que en 2020 se

habrían situado entre 263 y 344 €/t, también en los mismos escenarios.

Para las materias primas del biodiésel, colza y soja, se ha llevado a cabo el mismo ejercicio. En el caso del escenario alto de crudo, el aceite de colza se situaría en 2030 en 1.828 €/t, mientras que en el bajo lo haría en 1.217 €/t. Por otro lado, la soja (en semillas) se situaría en 2030 entre 388-564 €/t en el escenario de crudo alto mientras que en el escenario de crudo bajo lo haría entre 364-479 €/t.

¹⁵Se trata de una lista no exhaustiva. Existen otras materias primas como la caña de azúcar, la remolacha o el trigo

¹⁶Se trata de una lista no exhaustiva. Existen otras materias primas como la palma, el girasol, las grasas animales o los aceites usados

3.7 OTRAS TECNOLOGÍAS CLAVE EN EL CONTEXTO DE LAS NUEVAS ENERGÍAS

3.7.1 Tecnologías de almacenamiento energético

Las energías renovables están situándose como un instrumento eficaz para el uso racional de los recursos energéticos de nuestro país. Sin embargo, debido a su naturaleza intermitente y las fluctuaciones del propio recurso energético¹⁷, algunas energías renovables ofrecen escasas garantías de capacidad frente a las energías más tradicionales.

Las fluctuaciones de las energías renovables se pueden dividir en cuatro tipos:

- Fluctuaciones día-noche, relativas principalmente a las tecnologías solares.
- Fluctuaciones anual/estacional, que afectan tanto a las tecnologías solares como a la eólica.
- Fluctuaciones del recurso en el corto plazo (1 hora), que en su mayor parte afectan a la energía eólica y que derivan en problemas de errores de previsión.
- Fluctuaciones temporales de medio plazo, con una influencia prácticamente concentrada en la energía eólica.

Esta clasificación de las fluctuaciones obedece al carácter cíclico de las mismas. Así, las dos primeras pueden ser consideradas como fluctuaciones cíclicas y, por tanto, predecibles, y las dos últimas como erráticas y, por ello, impredecibles. En este sentido, la utilización de tecnologías de almacenamiento es una de las posibles soluciones para mitigar el efecto de las fluctuaciones (junto con el incremento de la interconexión entre países o la adaptación del parque de generación convencional

con más plantas de generación de pico y menos de carga base).

Las tecnologías de almacenamiento se basan principalmente en principios mecánicos, térmicos, electroquímicos o electromagnéticos, con líneas tecnológicas abiertas en cada uno de ellos. Así, dentro de la diversidad de líneas existentes destacan, por ser aquellas con mayor potencial de almacenamiento a gran escala, las tecnologías de Aire Comprimido (CAES) e hidráulica de bombeo dentro del primer grupo, las de sales fundidas en el segundo, así como las de almacenamiento de hidrógeno y las baterías de flujo en el último.

Las tecnologías de almacenamiento actuales con mayor potencial se encuentran en distintas fases de maduración y conllevan ventajas y desventajas que las convierten en alternativas potencialmente viables en función de las circunstancias y las demandas de generación.

Tecnología de almacenamiento de la energía de aire comprimido. Esta tecnología utiliza bombas para el almacenamiento comprimido de aire en tanques o emplazamientos. La energía se almacena mecánicamente en forma de aire presurizado¹⁸ para luego ser descargado para la compresión en turbinas de gas convencionales (CAES)¹⁹. Alternativamente se puede almacenar, además del aire presurizado, el calor de la compresión y utilizarlo posteriormente en la fase de generación para recalentar el aire, de forma que aumente el rendimiento del proceso (A-CAES)²⁰.

Las ventajas clave de esta tecnología residen en la escalabilidad total de la capacidad energética y de electricidad habiéndose posicionado como la solución más económica a corto plazo y a gran escala. Sin embargo, esta tecnología no está exenta tanto de desventajas relativas a la eficiencia de los ciclos como de diversos retos tecnológicos por resolver. Se trata de una tecnología comercial con una I+D en curso potente, con orientación preferiblemente para aplicaciones a gran escala pero con relativa baja eficiencia.

¹⁷El análisis de las fluctuaciones ha sido realizado principalmente para las energías solares y la eólica, por ser las tecnologías más maduras expuestas a fluctuaciones del recurso

¹⁸En el caso del A-CAES (almacenamiento de energía de aire comprimido adiabático) también en forma de calor (derivado de la compresión)

¹⁹Compressed Air Energy Storage (CAES): durante la fase de compresión existen pérdidas de calor

²⁰Adiabatic Compressed Air Energy Storage (A-CAES): durante la fase de compresión el calor se almacena y no existen pérdidas de energía térmica

Tecnología de baterías. Este tipo de tecnologías comprenden una gran variedad de baterías. Sin embargo, tanto las de Redox de Vanadio (VRB) como las de sodio y azufre (NAS) son las que se encuentran más desarrolladas actualmente.

En cuanto a las primeras, las **VRB**, se debe destacar su potencial de escalabilidad tanto en capacidad eléctrica como energética con un especial buen funcionamiento en escalas medias. Sin embargo, este tipo de batería implica la necesidad y el manejo de grandes cantidades de químicos ácidos que condicionan tanto su coste como su seguridad. Se trata por tanto de una tecnología prometedora para las capacidades de buen funcionamiento en escala media, que en la actualidad se encuentra en una fase de media madurez, con algunos prototipos de sistemas comerciales y con una clara orientación a escalas medias.

En cuanto al segundo tipo de baterías, las **NAS**, cabe destacar que existen algunos sistemas ya instalados a gran escala, como por ejemplo en las instalaciones de Rokkasho-parque eólico de Japón.

Las ventajas y beneficios clave de esta tecnología son la alta disponibilidad de las materias primas como el azufre y el sodio, así como su alta eficiencia (75-85%). Se trata de baterías compactas (el área de instalación es aproximadamente un tercio del área de baterías de plomo y ácido), con una durabilidad de largo plazo (15 años). En cuanto a las desventajas y retos clave se debe señalar que el acumulador de alta temperatura necesita aislamiento y que el exceso de calentamiento requiere energía (la temperatura operativa se encuentra entre 290-390°C). Asimismo, en la actualidad sólo existe un fabricante competitivo en todo el mundo (NGK Insulators Ltd. Japón), aunque ya empiezan a entrar otras empresas en esta tecnología (General Electric).

Por tanto, nos encontramos ante una tecnología con proyectos operativos en los que la materia prima base no presenta problemas de escasez o manejo y con una orientación semejante a las de las VRB, es decir, escalas medias, pero con un mayor potencial de escalabilidad.

Tecnología de hidráulica de bombeo. Esta tecnología es la que tiene una mayor base instalada global de almacenamiento. Su funcionamiento se basa en la utilización de bombas para transportar agua desde el nivel base hasta un depósito elevado obteniendo energía almacenada como energía potencial de agua en un depósito elevado. Su recuperación se lleva a cabo permitiendo que el torrente de agua

vuelva al nivel de base a través de generadores de turbina. Se trata de una buena opción para la nivelación de la carga y el almacenamiento a largo plazo, dada su madurez y fiabilidad, pero con limitaciones tanto en la expansión como en la capacidad, ya que requiere localizaciones muy específicas.

Tecnología de hidrógeno. Esta tecnología se basa en la electrolisis para la generación de H_2 y O_2 y el almacenamiento posterior del H_2 en emplazamientos o tanques. La generación eléctrica (y calorífica) se lleva a cabo a través de turbinas o celdas de combustible.

Las ventajas clave son la mayor densidad energética entre las grandes soluciones de escala (~ 65 veces mayor que el A-CAES) y su bajo coste. Sin embargo, esta tecnología adolece de una buena eficiencia en ciclo bajo (< 40%), conlleva la necesaria construcción de emplazamientos y en la actualidad, se encuentra en una etapa conceptual sin plantas comercialmente probadas.

Por tanto, la evaluación general es la de una solución de largo plazo para la potencia de la carga base proveniente principalmente de grandes parques eólicos que, además de los potenciales problemas de seguridad, deberá resolver la competencia por las ubicaciones con almacenamiento de CO_2 y CAES.

Tecnologías de sales fundidas (almacenamiento térmico para CSP). Esta tecnología se basa en la utilización de la energía solar concentrada para calentar sales fundidas de forma indirecta (a través de petróleo sintético en CSP de cilindro parabólico) o directamente (en las configuraciones de torre de potencia). Para la descarga, el calor almacenado se transfiere a electricidad a través de una turbina de vapor. El sistema de dos tanques es la solución moderna más típica por la cual las sales fundidas son bombeadas del tanque “frío” al intercambiador de calor y después hasta el tanque caliente.

La principal ventaja de esta tecnología es que no hay conversión a energía eléctrica antes del almacenamiento, lo que favorece la eficiencia del ciclo. Sin embargo, se trata de una opción no apta para las soluciones descentralizadas, ya que la sal puede congelarse durante los periodos de baja radiación.

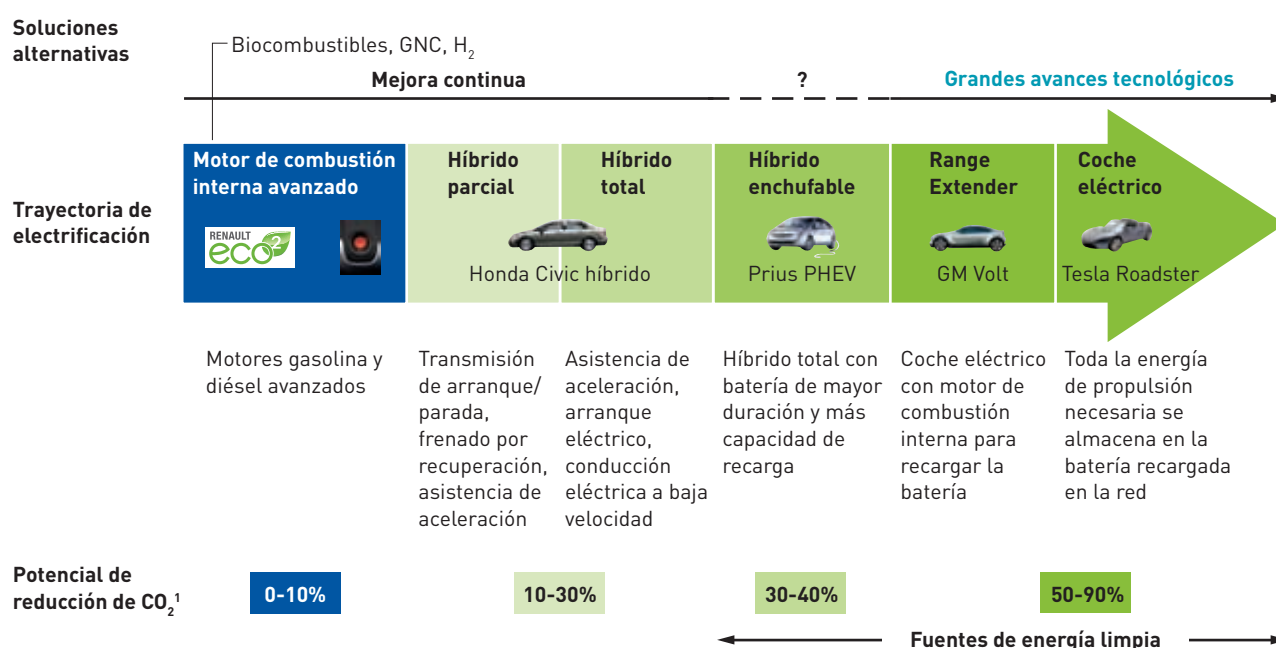
Por tanto, nos encontramos frente a una tecnología madura con I+D en curso que se limita principalmente a las plantas de energía solar de concentración, con un potencial uso en otras tecnologías que todavía está siendo evaluado (en particular, se está estudiando para el contexto de las tecnologías de CAES).

En conclusión, el problema de la fluctuabilidad del recurso energético renovable plantea retos importantes para poder posicionar a las energías renovables como sustitutas fiables de las energías tradicionales en el corto plazo. De entre todas las palancas que podrían paliar dichas fluctuaciones, las tecnologías de almacenamiento se han situado como una alternativa razonable. Sin embargo, debido a su falta de madurez, la mayoría de ellas están pendientes del avance de una I+D que demanda mayores niveles de inversión y de la posterior confirmación en su fase comercial.

3.7.2 Perspectivas del vehículo eléctrico en España

El vehículo eléctrico representa una alternativa para la reducción de emisiones en el sector del transporte por carretera, y como tal representa un complemento al uso de biocombustibles como fuente de energía renovable²¹ para el transporte por carretera.

La electrificación del vehículo se realizará a partir de varios pasos intermedios tal y como muestra la figura adjunta:



El gran impulsor de la electrificación del vehículo se encuentra en los cada vez mayores esfuerzos por incrementar la eficiencia del transporte por carretera y reducir las emisiones. Así, en Europa, según lo estipulado por el reglamento (EC) No 443/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril 2009, la flota de nuevos turismos vendidos deberá alcanzar una eficiencia de 130 g CO₂/km en 2015 y 90 g CO₂/km en 2020, desde los 158 g CO₂/km medidos en 2007. En este sentido, el VE puro y otras soluciones de electrificación intermedias como el *range extender* y el híbrido enchufable competirán con otras soluciones más convencionales (mejoras sobre el motor de combustión interna, transición

hacia flota de vehículos de menor tamaño, etc.) de cara a lograr el objetivo de incremento de la eficiencia de los nuevos vehículos vendidos.

A futuro, la penetración del vehículo eléctrico dependerá fundamentalmente de tres factores: 1) el coste total de propiedad para el dueño del vehículo, incluyendo subsidios, 2) la autonomía del vehículo eléctrico y 3) beneficios adicionales para el consumidor tales como ventaja de uso (por ejemplo, acceso a parking, glamour, etc.).

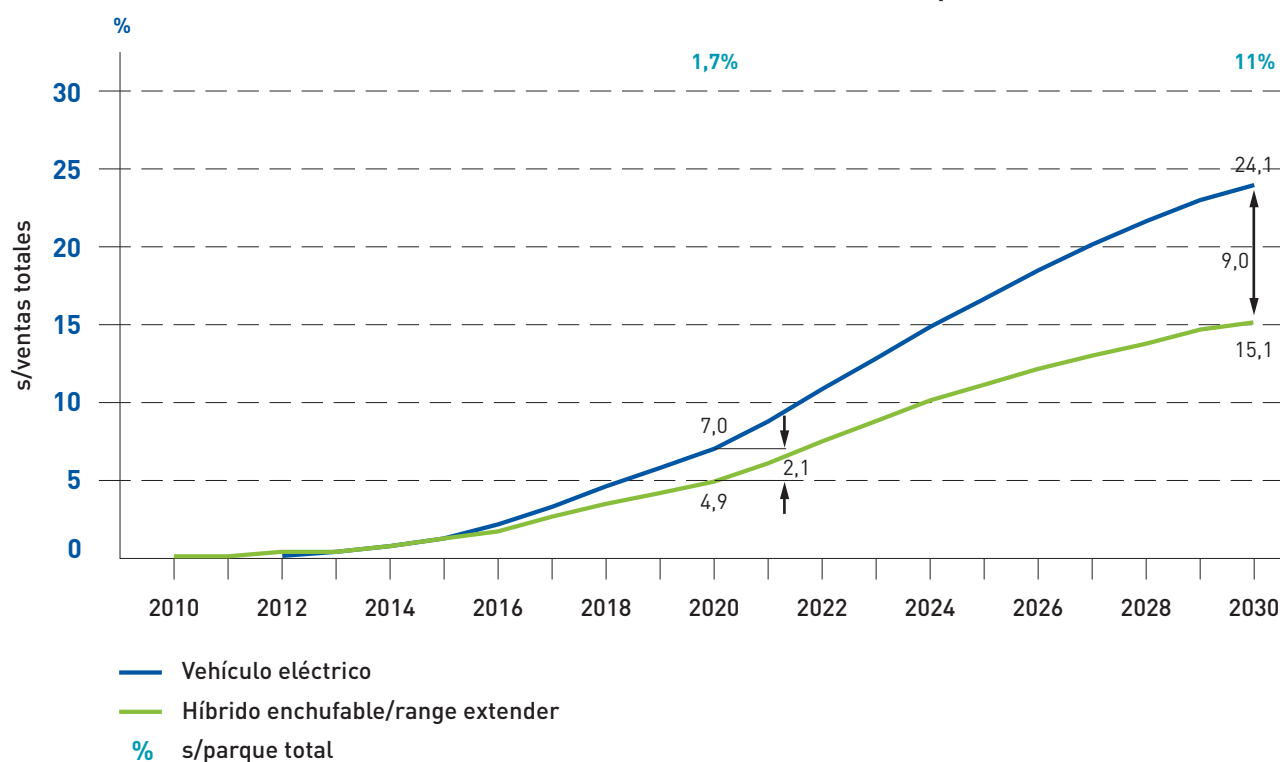
A partir de estos factores, se espera una penetración a nivel mundial sobre nuevas ventas del 3% para el vehículo eléctrico y del 3% para el *range*

²¹Asumiendo que una parte significativa del mix de generación eléctrica en el país es de origen renovable

extender en 2020. En este periodo la penetración del vehículo híbrido alcanzaría el 20% sobre nuevos vehículos. A nivel europeo y para el caso base, esperamos unos rangos de penetración similares

del 3% para vehículo eléctrico puro, 3% para el *range extender* y 17% para el vehículo híbrido. Dichas estimaciones se pueden observar en la figura adjunta.

Penetración estimada de nuevas ventas de vehículos eléctricos en España en 2020-2030



Los niveles de penetración en España estarían alineados con los valores para Europa alcanzando el vehículo eléctrico un 2,1% de la cuota de nuevos vehículos vendidos en España en 2020, con un 4,5% de *range extender* y/o híbrido enchufable.

4 Escenarios de evolución de las materias primas energéticas en España

Dentro del “Estudio sobre la evolución de la tecnología y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020-2030”, se realizaron unos escenarios de evolución tanto del precio de gas en España como del precio de los derechos de emisión de CO₂ en Europa en el contexto de la EU ETS²².

Tener una visión a largo plazo de la posible evolución de los precios de gas y CO₂ ayuda a situar las energías renovables en el contexto de las tecnologías convencionales de generación, donde tanto el precio del gas natural, como de los derechos de emisión de CO₂ jugarán un papel fundamental en la evolución de costes a futuro. Por una parte, el precio del gas natural será un factor determinante del coste de generación eléctrica convencional a futuro, asumiendo que éstas se mantienen como las plantas marginales en la curva de oferta de generación eléctrica con tecnología no-renovable en España. Por otra parte, el precio de los derechos de emisión del CO₂ deberá ser también tenido en cuenta a la hora de estimar los costes de generación convencional.

4.1 ESCENARIOS DE EVOLUCIÓN DE PRECIOS DEL CRUDO BRENT

Demanda de petróleo

La demanda mundial de petróleo creció un 3,5% en 2010 hasta alcanzar los 86,9 Mbbl/d (millones de barriles por día²³) como consecuencia principalmente del desarrollo económico de las economías emergentes, y ha recuperado ya los niveles pre-crisis de demanda (2008). España supone cerca de un 2% de esta demanda mundial de petróleo. A medio y largo plazo, la IEA proyecta un crecimiento sostenido de la demanda mundial hasta 2030 de 0,6% anual en su escenario base, principalmente ligado al crecimiento económico de los países no OCDE (1,7% p.a.).

El suministro de petróleo para cubrir esta demanda creciente supone un reto, puesto que la nueva

producción no sólo debe cubrir el incremento en la demanda, sino que también debe al mismo tiempo compensar el declino de la producción de los campos existentes, declino que supone anualmente entre 5-7% de la producción. Así, estimamos que el 23% de la producción de 2020 y el 55% de la producción de 2030 provendrá de nuevos campos que aún no son productivos.

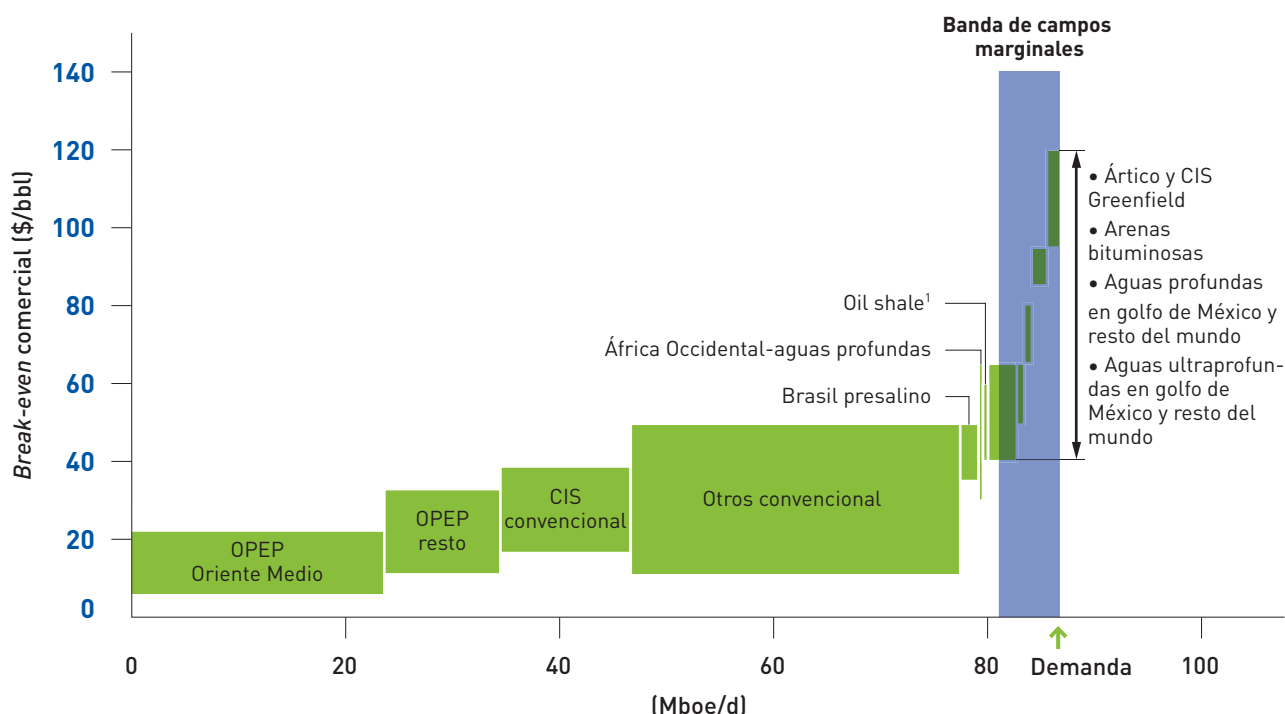
Oferta de petróleo

Como hemos indicado, se requiere un continuo desarrollo de nuevos campos de producción de petróleo, que reemplacen el agotamiento de los campos y cubran el crecimiento de la demanda. Actualmente los campos marginales que son requeridos para atender el crecimiento de la demanda requieren proyectos complejos (tales como los proyectos de aguas profundas, petróleos pesados o arenas bituminosas), cuyas inversiones y costes son elevados. Estos proyectos marginales requieren precios elevados de petróleo (70-100 USD/bbl) para que su desarrollo sea rentable (gráfico 1).

²²ETS = Emission Trading Scheme

²³La demanda incluye LGNs (Líquidos del Gas Natural), y excluye biocombustibles

Gráfico 1

Producción mundial actual y *break-even* del reemplazo a través de nuevos campos (2010)

¹ Petróleo de esquisto bituminoso

Este coste total de producción de los nuevos proyectos está sometido a importantes presiones al alza, que se han acentuado a lo largo del último año:

- Sucesos recientes como el desastre del Golfo de México ponen de manifiesto el mayor riesgo de los nuevos proyectos E&P y promueven regulaciones más estrictas en seguridad ambiental.
- El desarrollo de nuevos proyectos de E&P se encuentra sometido a una significativa inflación de costes, que se ha acelerado en los últimos meses, ligada al crecimiento de la demanda de estos servicios para cubrir el crecimiento de la producción requerido, y a la inflación en el coste de las materias primas y otros factores de producción.
- Las revueltas en 2011 en el mundo árabe han puesto de manifiesto la elevada inestabilidad geopolítica de muchos de los países productores. Esta manifiesta inestabilidad tiene impacto en costes de capital superiores y en demoras en el desarrollo de los proyectos E&P en estos países.
- La presión fiscal de los gobiernos de los países productores es cada vez mayor, lo cual tiene un elevado impacto puesto que los impuestos y royalties suponen una parte muy significativa de

los costes de producción. Adicionalmente, los incrementos en la fiscalidad han reforzado la percepción de inestabilidad fiscal que impacta las decisiones de inversión.

Dinámicas de fijación de precios del petróleo

Los precios del petróleo vienen determinados por una compleja dinámica, en la que además de los mencionados costes totales y marginales de producción anteriormente mencionados, también intervienen otros múltiples factores tales como la capacidad excedentaria efectiva de producción, los niveles de inventarios y otros efectos –de activos físicos y de activos financieros– originados por los propios mercados.

Entre estos factores, el excedente de capacidad de producción es un factor con elevado impacto en los precios del petróleo, aunque existen otros múltiples factores de influencia. De forma aproximada, existen tres bandas de capacidad excedentaria que marcan tres bandas de fluctuación del precio del petróleo con dinámicas de fijación de precio distintas:

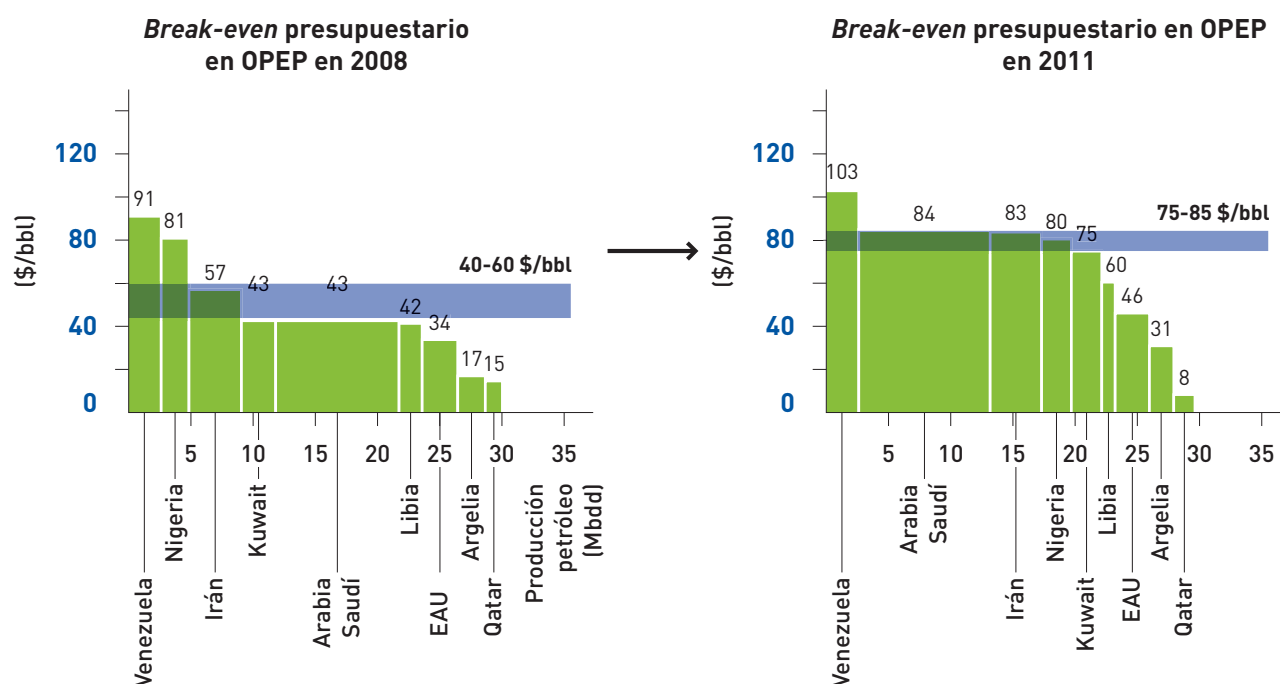
- En periodos donde existe un equilibrio oferta-demanda, con un excedente de capacidad productiva suficiente (2-5 Mbbl/d), el precio del petróleo viene determinado por los fundamentales del reemplazo de la capacidad productiva, lo que supone entre 70-100 \$/bbl en la actualidad.
- En periodos de alta capacidad excedentaria (por encima de 5 Mbbl/d), se producen situaciones de mayor competencia entre productores que acercan el precio del petróleo a niveles de los costes operativos de producción ("lifting cost") de los campos marginales productivos, lo que actualmente supone niveles de aprox. 40-60 \$/bbl.
- En periodos con una tensión compradora elevada, y por tanto con capacidad excedentaria reducida, (inferior a 2 Mbbl/d) el precio se sitúa por encima de los fundamentales del reemplazo de los campos, y el nivel que alcanza viene muy determinado por expectativas y especulación en los mercados, lo cual permite que se alcancen precios superiores a los 100 \$/bbl.

Hay que matizar que el rango de precios de cada una de las tres bandas descritas va evolucionando

a lo largo del tiempo consistentemente con la evolución del fundamental de las dinámicas de precio que lo determinan en cada caso.

En esta dinámica es importante destacar el papel que juega la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) en los anteriores equilibrios. Los países de la OPEP concentran un 41% de la producción mundial y un 77% de las reservas probadas mundiales, lo que otorga a esta asociación de países un fuerte control sobre la oferta y el excedente de capacidad. Los gobiernos de los países de la OPEP a lo largo de los últimos años, y en algunos casos sustancialmente tras los recientes periodos de inestabilidad política, han incrementado sus niveles de gasto público, en línea con planes sociales más generosos en países como Arabia Saudí o Kuwait. Este mayor gasto público ha incrementado los precios de petróleo que permiten el *break-even* presupuestario en muchos de estos países, lo cual actúa como un fundamental de suelo para la curva de oferta a medio-largo plazo (gráfico 2).

Gráfico 2



Nota: estima que la producción media de 2011 en Libia será de 1,1 Mbbl/d

Fuente: Rystad Energy, PFC, Reuters, Bloomberg, Financial Times, BP Statistical Review of World Energy 2010

Por último, cabe señalar que si bien el mercado a largo plazo tiende a estar en una situación de equilibrio, existen opciones crecientes de que se produzcan disrupciones de la oferta, tendentes a llevar el mercado a situaciones de baja capacidad excedentaria y precios altos. Ello hace que sean más probables las desviaciones al alza que a la baja, sobre un escenario de equilibrio.

Modelo de proyección de precios del petróleo

Hemos desarrollado una proyección de los precios del petróleo basada, por una parte, en un modelo de oferta-demanda a nivel mundial de petróleo y de previsión de capacidad excedentaria y, por otra, en una previsión de evolución de los costes de producción de los nuevos campos que van a ir entrando en operación. A modo informativo, describimos a continuación la metodología que se ha seguido:

1. Construcción de la curva mundial de oferta, en términos de coste total de producción de los nuevos campos. Para ello hemos considerado el volumen actual de producción y precio de *break-even* de rentabilidad para cada tipo de campo que constituye la oferta mundial actual.
2. Proyección a futuro de las curvas de oferta y proyección de la demanda. La proyección de oferta está basada en proyecciones de analistas de nueva producción y declino para cada tipo de campo, y un incremento progresivo de precios de *break-even* en cada tipo de campo, acorde con el agotamiento de las cuencas y la inflación de costes de E&P anteriormente descrita. La proyección de demanda está basada en el escenario de referencia de la IEA.
3. Para la proyección del precio a futuro, hemos diferenciado dos períodos de tiempo en la proyección:
 - A corto plazo (2011-2012), el mercado se encuentra en una situación de elevada tensión compradora, con precios por encima de los fundamentales, y la proyección se basa en las expectativas de mercado reflejadas por los precios de los futuros sobre el petróleo.

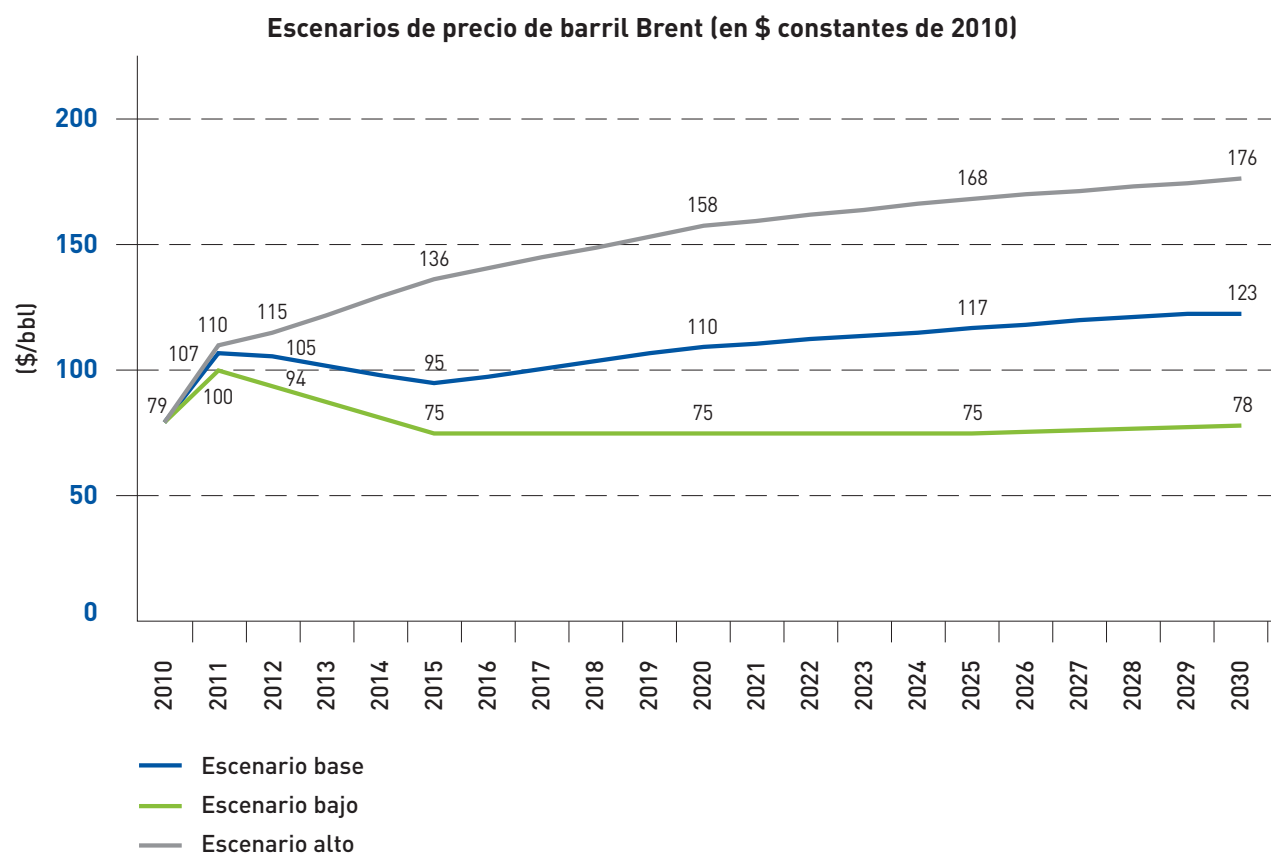
- A medio-largo plazo (2015-2030) para el escenario base la proyección se basa en un equilibrio oferta-demanda, de modo que los precios del petróleo se determinan por los costes totales de producción de la banda incremental de producción. Para los escenarios alternativos, alto y bajo, consideramos hipótesis diferentes para la proyección a medio-largo plazo, descritas a continuación.

Hemos construido tres escenarios de proyección a futuro (base, alto y bajo). Las proyecciones de precios correspondientes a cada uno de ellos pueden verse en el gráfico 3.

- Escenario base: como hemos indicado, considera un equilibrio de oferta-demanda, en el que el precio está determinado por los fundamentales de rentabilidad del reemplazo de la oferta.
- Escenario alto: considera un escenario de tensión compradora, en el que la dinámica de precios está dominada por efectos financieros. La proyección de precios se construye a partir del escenario base, incorporando una prima sobre este escenario consistente con niveles históricos de prima en contextos de escasez de oferta frente a contextos de equilibrio de oferta y demanda²⁴.
- Escenario bajo: considera un escenario de cierta sobreoferta, en los que la dinámica de precios está dominada por los costes operativos de los campos en producción, aunque también por un control creciente de la OPEP sobre los precios (fuertemente ligado a sus niveles de break-even presupuestario).

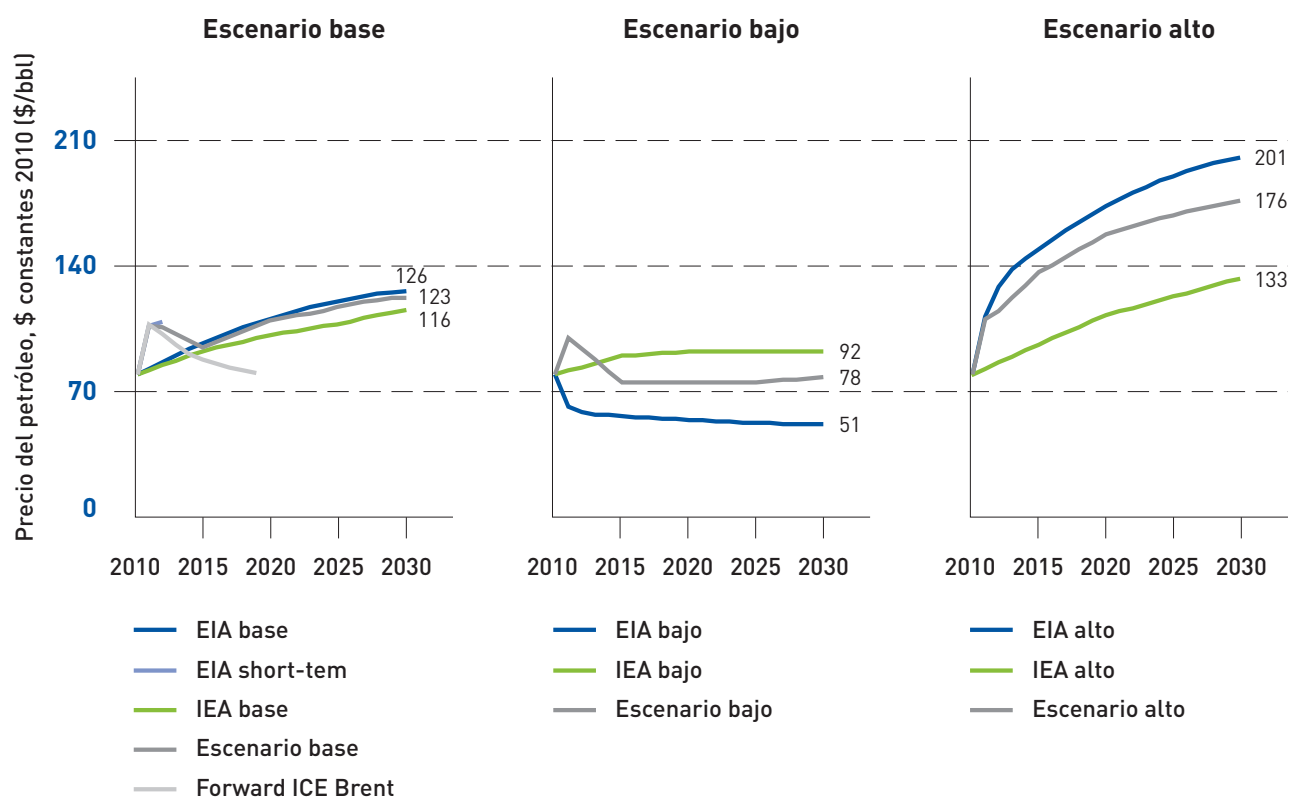
²⁴Prima de 40-50%, consistente con una banda base de 70-90 \$/bbl vs. banda alta de 100-130 \$/bbl

Gráfico 3



Los escenarios de proyección resultantes se encuentran en línea con las perspectivas manejadas por instituciones internacionales como la IEA, EIA y los precios de los futuros sobre el petróleo (estos últimos para los primeros años de proyección).

Gráfico 4



4.2 ESCENARIOS DE EVOLUCIÓN DE PRECIOS DEL GAS NATURAL EN ESPAÑA

España es un mercado de gas importante a nivel europeo, que importó 39 bcm de gas natural en 2010. Sus importaciones de gas natural aumentaron un 12% anual de 2001 hasta 2008 tras lo que se redujeron un 10% en 2009 y permanecieron constantes en 2010, principalmente debido a la crisis y a la reducción de la demanda de gas para generación de electricidad.

El 75% de las importaciones de gas natural a España se transportan como GNL (Gas Natural Licuado) y el resto a través de gasoductos. El peso del GNL en la importación ha sido creciente en los últimos años, dado que no han entrado en operación nuevos gasoductos y por tanto la mayor parte del crecimiento de demanda ha sido atendida mediante importaciones adicionales de GNL. La puesta en

marcha del nuevo gasoducto MedGaz en 2011 deberá contribuir a corto plazo a aumentar el peso de la importación por gasoducto.

Para la construcción de escenarios de proyección de precios de gas importado en España es necesario comprender las dinámicas que determinan los precios del mismo. El gas natural es una *commodity* energética que se puede adquirir bien a través de contratos a largo plazo o bien en el mercado spot.

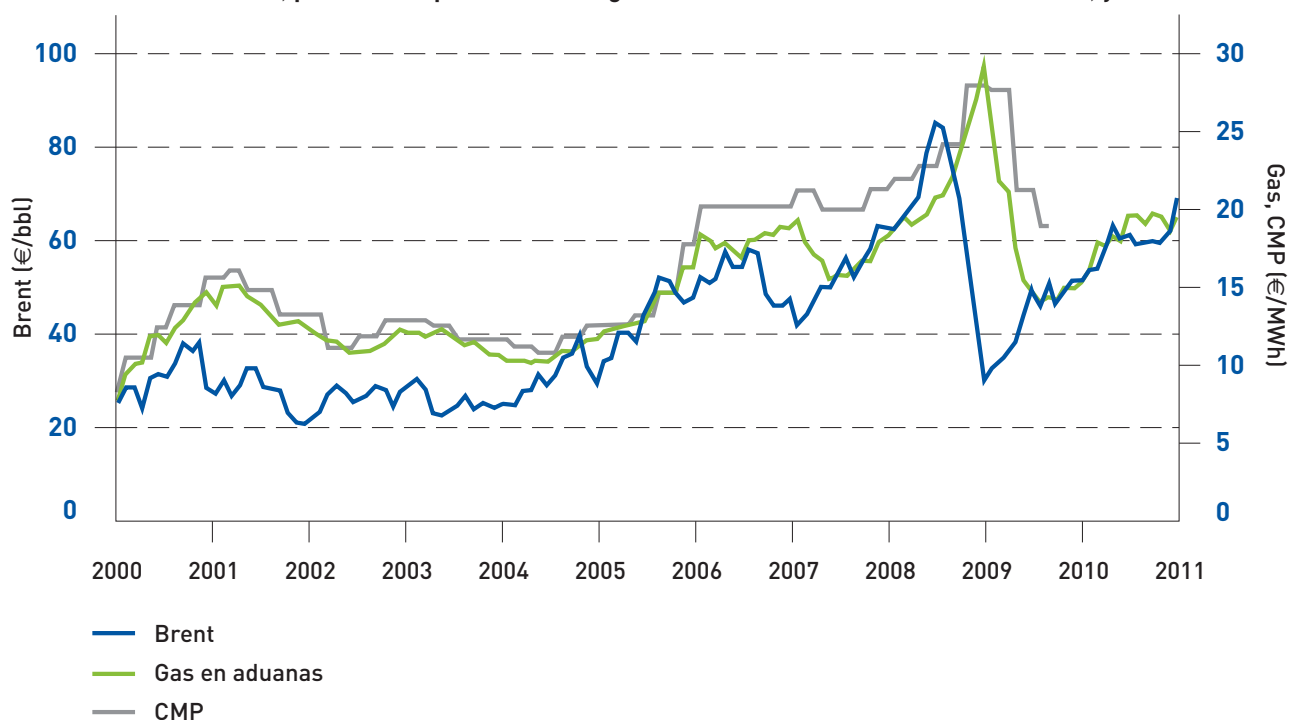
Una parte significativa del aprovisionamiento de gas se adquiere a través de contratos de largo plazo. De hecho, de acuerdo con GIIGNL, los contratos a largo plazo han representado recientemente alrededor del 90% de las importaciones de gas natural en España. Dichos contratos tienen típicamente duraciones en el rango de 20-25 años. En estos contratos, el precio del gas responde a fórmulas polinómicas acordadas entre las partes, vinculadas a índices energéticos (crudo, fueloil, gasoil, mercados líquidos de gas natural, precio del pool eléctrico, carbón, etc.). En el caso del mercado español, el esquema predominante de indexación de estos contratos a largo plazo es a

productos petrolíferos. De hecho, el *Energy Sector Inquiry* de la UE estima que el 85% del precio de los contratos en Europa Occidental se encuentra indexado al petróleo y/o a sus derivados. Dichos contratos vienen asociados frecuentemente a cláusulas tipo *take-or-pay*, que obligan al comprador a pagar la cantidad sujeta a límite de *Take Or Pay* independientemente de las condiciones del mercado local.

En el caso de las adquisiciones spot, el precio del gas natural en los mercados spot viene determinado en otros países a través de mercados líquidos organizados como el Henry Hub (EE.UU.), el NBP (Reino Unido) o TTF (Holanda). Sin embargo, en España no existe un mercado spot organizado equivalente, por lo que no existe una referencia única de los precios del gas natural en el mercado spot en España.

Gráfico 5

Precio de Brent, precio de importaciones de gas natural declaradas en aduanas (AEAT), y CMP



A modo informativo, describimos a continuación la metodología que se ha seguido para la elaboración del modelo:

1. Recopilación de los precios históricos de importación de gas a partir de los datos reportados en aduanas, lo que permite obtener una referencia del precio de las importaciones de gas en España cargamento a cargamento, con

Esta estructura de aprovisionamiento provoca que algunas referencias del precio del gas en España tengan una correlación muy elevada con el precio del petróleo (gráfico 5).

Dada la relación existente entre el precio del gas en España y el precio del petróleo, hemos desarrollado un modelo de proyección de los precios del gas basado en la correlación existente entre el precio del gas y el precio del petróleo en España. El modelo construido muestra un elevado nivel de ajuste con los precios del gas históricos. Sin embargo, es necesario destacar que las proyecciones resultantes de este modelo podrían registrar desviaciones en el futuro debido a la indexación real de los contratos que se firmen o renegocien en los próximos años, la evolución de los precios y peso de los aprovisionamientos spot, las posibles modificaciones en el mix de aprovisionamiento, etc.

información de su origen, cantidad y fecha de la importación.

2. Agregación de las importaciones de gas de aduanas según el origen del mismo e identificación, cuando los datos lo permiten, de cargamentos vspot no vinculados a contratos a largo plazo. Estos últimos cargamentos no se emplearán para el cálculo de las regresiones del precio del gas respecto del petróleo.

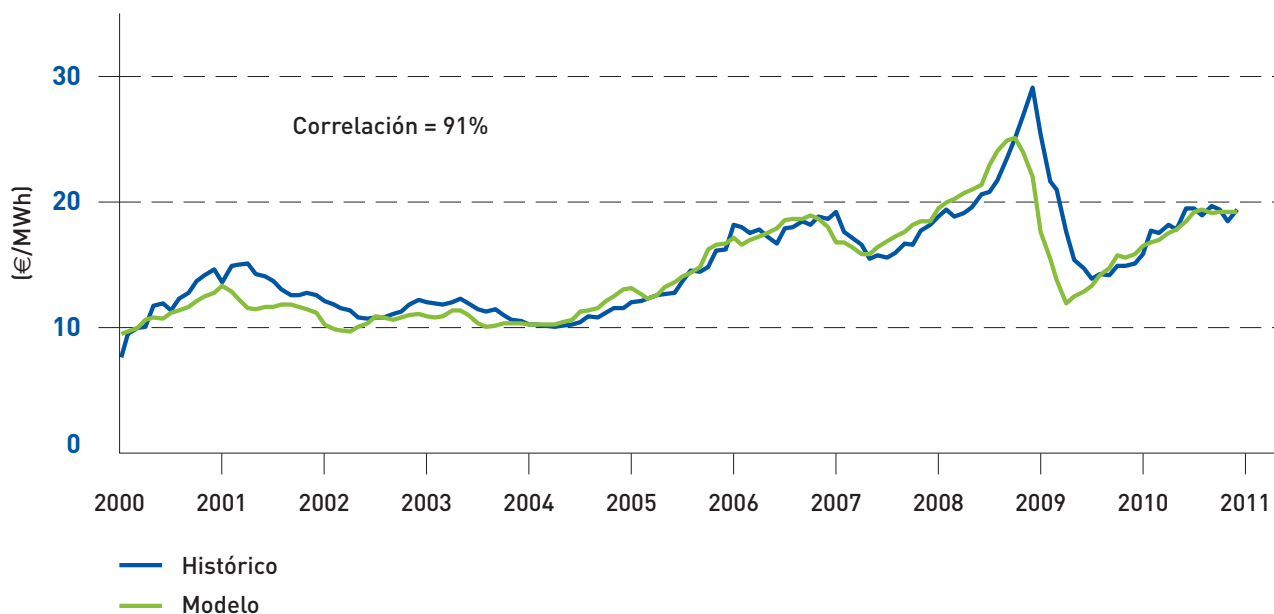
3. Identificación de las palancas principales de los precios del gas declarados en aduanas por origen, para lo que se han realizado regresiones históricas entre precio declarado del gas y el precio del petróleo, con diferentes decalajes temporales entre ambos precios (por ejemplo 1, 3 o 6 meses). Una vez identificadas las relaciones con mayor correlación, se define una fórmula que liga el precio del petróleo con el precio del gas declarado en aduanas. El análisis de regresión se realizó de forma diferenciada para los precios de las importaciones de Argelia por gasoducto y del resto de los contratos.

4. Una vez establecida la relación de los precios del gas con los del petróleo, se ha proyectado la evolución futura de los precios del gas a partir de los escenarios de precio del petróleo presentados anteriormente.

Cabe destacar que, tal y como indicamos anteriormente, el modelo de precios de gas realizado con la metodología que acabamos de describir muestra un elevado nivel de ajuste a las declaraciones históricas de aduanas. De hecho, aplicando el modelo a datos históricos del precio del petróleo se obtiene una correlación del 91% entre el precio del gas realmente declarado en aduanas y el estimado, tal y como se puede observar en el gráfico 6.

Gráfico 6

Precio declarado en aduanas de gas natural importado a España en 2000-2011 vs. previsiones de precio realizadas por el modelo de proyección

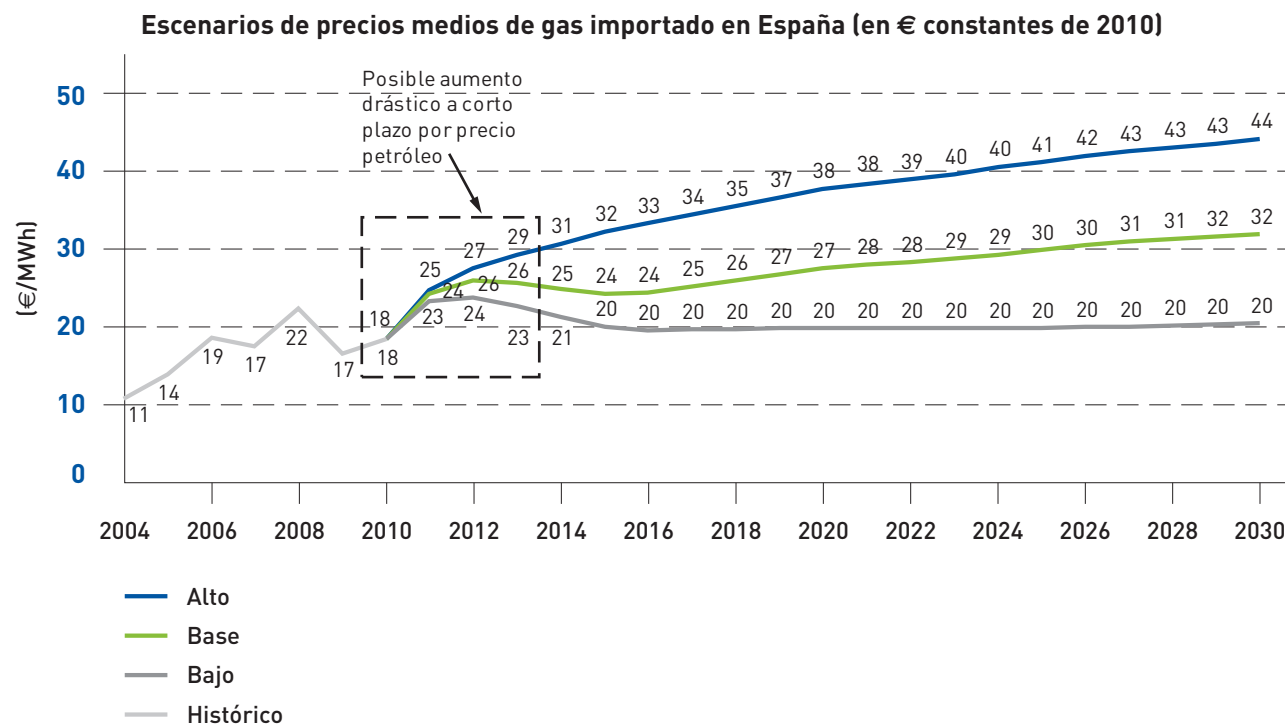


Para la construcción de las proyecciones se utilizarán los tres escenarios de precios de petróleo (escenarios base, alto y bajo) definidos. También se han utilizado las siguientes hipótesis clave, comunes a todos los escenarios:

- Crecimiento de la demanda de gas en España del 2% anual desde 2010 hasta 2020 y 1% anual hasta 2030, según escenarios de demanda de CNE (corto plazo) y MITyC (largo plazo).
- Los gasoductos Magreb y MedGaz funcionan con una utilización del 90% (el modelo considera que MedGaz incrementará gradualmente el volumen transportado durante los primeros tres años), ajustando las importaciones de GNL para asegurar la cobertura de la demanda.
- Como hipótesis simplificadora, y dada la incertidumbre asociada al mercado spot, el modelo no considera un impacto significativo en precios asociado a las adquisiciones spot.
- La estructura contractual de los contratos largo plazo en España en este horizonte se mantiene esencialmente indexada al precio del petróleo, con fórmulas similares a las históricas.
- El modelo considera que las importaciones adicionales de GNL se realizan con un esquema de indexación igual al promedio declarado en aduanas en las importaciones históricas.
- La tasa de inflación de 2010 en adelante es 2,3% (en línea con la hipótesis de IEA) y el tipo de cambio USD/Euro se ajusta a 1,28 \$/€ a medio-largo plazo.

El siguiente gráfico (gráfico 7) muestra la evolución esperada de los precios de gas en los tres escenarios propuestos:

Gráfico 7



Nota: los precios de 2004 a 2010 son precios nominales

4.3 ESCENARIOS DE EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN DE CO₂

Análogamente a lo realizado en la proyección de precios de gas natural se han definido tres posibles escenarios futuros de evolución del precio de los derechos de emisión CO₂, en función de los diferentes grados de ambición en las políticas de reducción de emisiones, tanto en la UE como a nivel mundial: escenario base, escenario exigente y escenario bajo.

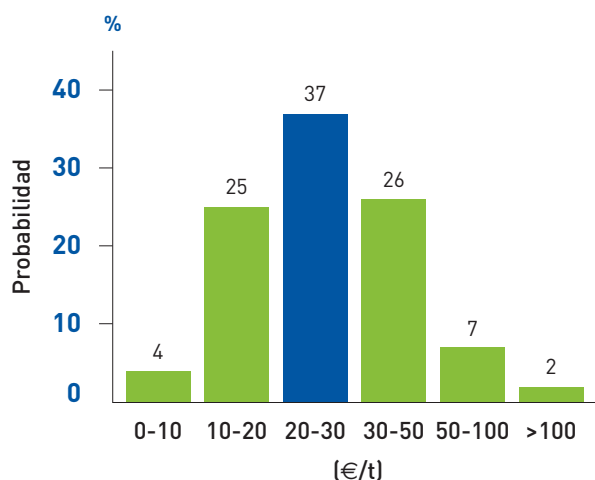
El **escenario base** representa el escenario continuista en la UE con los objetivos de reducción del 20% respecto a las emisiones de 1990 y con tratamiento restrictivo de los mecanismos de flexibilidad, lo cual se encuentra por debajo del objetivo exigente que supone una reducción de 30% de emisiones respecto a las emisiones de 1990.

En el escenario base, otros países relevantes fuera de la UE fijan objetivos similares de reducción de emisiones, según anuncios recientes:

- EE.UU. reducirá un 14-17% de emisiones respecto a las emisiones de 2005.
- Japón ha anunciado la reducción de 25% de emisiones respecto a 1990.
- La Federación Rusa ha anunciado una reducción de 15-25% respecto a 1990.
- Las potencias emergentes también fijan compromisos de reducción de emisiones de CO₂.

En este escenario los precios se encontrarán en torno a 30 €/t en el largo plazo y están determinados fundamentalmente por el escenario europeo. Como se puede ver en el gráfico adjunto el precio del CO₂ en el escenario base está en línea con las expectativas de los agentes de la UE de 25-30 €/T CO₂.

Encuesta sobre expectativas de precio del CO₂ en la UE en 2020 (encuesta realizada en 2010)



Nota: encuesta realizada en 2010 por PointCarbon a más de 4.000 empresas a nivel mundial relacionadas con el mercado de CO₂ (traders, bancos de inversión, empresas energéticas e industriales)

Fuente: PointCarbon

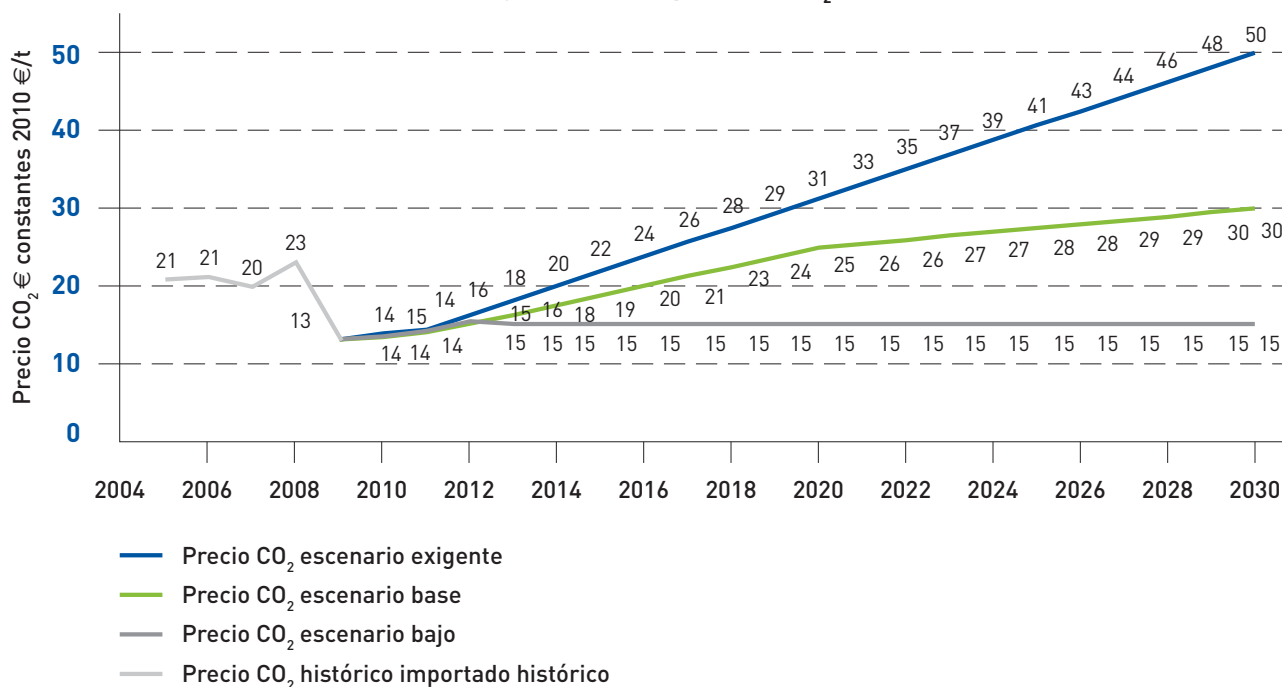
En el **escenario exigente** se asume una mayor ambición a nivel global de reducción de emisiones para alcanzar la propuesta de la IPCC de concentración de CO₂ de 445 ppm en 2050, lo cual requeriría eliminar 22 Gt de emisiones para el 2030. En este caso el análisis demanda-oferta de mecanismos de reducción de emisiones requerido para la reducción de las 22 Gt resulta en un coste marginal de reducción para 2030 de 50 €/t CO₂.

En el **escenario bajo** se produce relajamiento general de los objetivos de restricción de las emisiones de CO₂. En este escenario estimamos unos costes de CO₂ en línea con el nivel de precios del mercado de CO₂ existentes en marzo de 2010 y que estaban en torno a 15 €/t CO₂.

Adicionalmente a estos tres escenarios, el precio del CO₂ podría incluso ser "0" de encontrarnos en un entorno en que se abandonaran las políticas de reducción de emisiones de CO₂. En cualquier caso, en este estudio no consideramos dicho escenario.

La siguiente gráfica muestra la evolución esperada del precio del CO₂ en los tres escenarios descritos:

Proyecciones del precio de CO₂



Nota: el cambio de escenarios se puede producir en hitos como el COP 16-dic 2006 México, COP 17-dic 2007 Sudáfrica o con el fin del periodo de exigencia del protocolo de Kioto-dic 2012

5 Modelos elaborados para la prospectiva de costes

Para calcular el coste anualizado de generación de las diferentes tecnologías se ha elaborado una serie de modelos específicos por tecnología. La estructura de los modelos es la misma para todas las tecnologías para que el coste anualizado de generación calculado sea comparable para todas ellas.

Dentro de cada tecnología los modelos ofrecen la posibilidad de configurar la planta para la cual queremos calcular el coste anualizado de generación y la tasa interna de retorno del proyecto (TIR). Por ello se pueden construir numerosas configuraciones en función de la tecnología con la que se quiere trabajar, el tamaño o capacidad de la instalación, las horas de funcionamiento de las instalaciones, el factor de utilización, etc.

El modelo consta de un apartado de entradas de datos para configurar cada tecnología. Estos datos se dividen en datos tecnológicos o físicos y datos financieros.

Dentro de los datos tecnológicos o físicos que utilizamos para hacer la configuración de cada tecnología tenemos los siguientes apartados:

- Sub-tecnología.
- Potencia instalada.
- Nueva inversión vs. remodelación o repotenciación.
- Horas de funcionamiento.
- Coste de inversión desglosado en el coste de equipamiento, coste de la obra civil, coste del EPC y otros costes.
- Coste de operación y mantenimiento desglosado en el coste de gestión, coste de mantenimiento, coste del seguro y alquiler de los terrenos.

- Vida útil de la instalación.
- Factor de utilización de la planta.
- Degradación anual de la planta.

Dentro de los parámetros financieros que utilizamos para construir el coste anualizado de generación tenemos los siguientes:

- Datos sobre el coste de capital del proyecto
 - Apalancamiento inicial del proyecto o proporción de capital en el proyecto.
 - Tasa libre de riesgo (*Risk free rate*).
 - Prima de riesgo de la deuda (*DRP: Debt Risk Premium*).
 - Prima de riesgo del mercado (*MRP: Market Risk Premium*).
 - Coste de la deuda (K_d en el modelo).
 - Beta desapalancada.
 - Plazo de repago de la deuda.
 - Comisión de apertura del crédito.
- Otros datos del proyecto
 - Periodo de construcción de la instalación.
 - Tipo impositivo.

Como ejemplo podemos ver la configuración del modelo de la tecnología eólica con los datos tecnológicos, físicos y financieros. Dentro de los datos tecnológicos podemos elegir la eólica terrestre o la marina, podemos elegir la intensidad del recurso eólico que no proporciona las horas equivalentes, la potencia del parque y de los aerogeneradores y demás variables. También podemos ver las entradas de datos financieros.

Ejemplo de configuración del modelo de energía eólica

Datos y resultados								
	Denominación factor	Selección	Unidades	Valores posibles				
Configuración	Localización	Onshore	N/A	Onshore	Offshore			
	Intensidad del recurso eólico	Alto		Alto	Medio	Moderado		
	Escala o potencia total del parque	8	MW	Pequeña	8	18	28	38
	Crecimiento de la eficiencia hasta 2020 (%)	13	%	N/A	0	5	10	15

(Continuación)

Datos y resultados								
	Denominación factor	Selección	Unidades	Valores posibles				
Configuración	Crecimiento de la eficiencia hasta 2030 (ref. 2010)	20	%	13	18	23	28	33
	Potencia del aerogenerador tipo en 2020	2	MW	N/A	2	3	4	5
	Potencia del aerogenerador tipo en 2030	4	MW	2	3	4	5	6
	Vida útil 2010	20	años					
	Vida útil del aerogenerador tipo en 2020	20	años	N/A	20	22,5	25	27,5
	Vida útil del aerogenerador tipo en 2030	20	años	20	22,5	25	27,5	30
	Potencia de casa aerogenerador 2010	2	MW	0,002	0,005	0,01	0,85	2
	Diámetro	80	m	50	60	70	80	90
	Altura del eje	66	m	50	60	70	80	90
	Tipo de cimentación <i>offshore</i>							
	Horas anuales equivalentes en el año 2010	3.400	h	1.900	2.000	2.100	2.200	2.300
	Distancia de conexión eléctrica (por parque)	10	km	1	10	20	30	50
	Años de promoción/construcción	1	años	1	2	3	4	5

	Año de puesta en marcha	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Hipótesis	Potencia instalada mundial (GW) - total	162	203	244	285	325	366	436	505	575	644	714
	Potencia instalada mundial (GW) - Offshore	4	7	11	14	17	20	23	26	30	33	40
	Condiciones de financiación											
	% deuda inicial	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
	Risk free rate (euro swap a 10 años) (%)	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
	DRP (%)	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
	Beta (desapalancada)	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
	MRP (%)	16,0	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
	Comisión de apertura (%)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
	Tiempo de amortización de la deuda (años)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
	Tipo impositivo (%)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
	Materias primas											
	Acero (€/t)	485	502	526	460	467	473	479	485	491	497	503

Para proyectar la evolución del coste anualizado de generación de cada tecnología en 2010-2030 se introducen en el modelo diferentes palancas que pueden afectar al coste en el futuro.

Para calcular la evolución del coste anualizado de generación se analizan los siguientes factores para cada tecnología:

- Efecto de escala de instalaciones y en los equipos. Instalaciones y equipos más grandes en el futuro pueden suponer una disminución del coste de inversión específico con un factor de escala diferente para cada tecnología.
- Reducción del coste de inversión. La reducción del coste de inversión puede ser propiciada por diferentes factores:
 - Experiencia: avances tecnológicos y efecto aprendizaje en componentes.
 - Estandarización de componentes.
 - Mejora de ingeniería y diseño de plantas.
 - Producción en países de menor coste.
- Mejora de los costes de operación y mantenimiento
 - Aprendizaje en la gestión de las plantas.
 - Experiencia: avances tecnológicos y efecto aprendizaje en componentes clave para la operación de la instalación.

- Mejora del factor de capacidad de las plantas
 - Avances tecnológicos y efecto aprendizaje en componentes.
- Nuevos conceptos tecnológicos y diseños de plantas alternativas

Como ejemplo podemos ver la evolución estimada de los costes de inversión y de operación y mantenimiento de una instalación de energía eólica. La evolución de estos costes en 2010-2030 es el resultado de la inclusión de los efectos anteriormente citados para el caso de la energía eólica.

Ejemplo de evolución de los costes de inversión y operación y mantenimiento en el modelo de energía eólica

Cálculos														
Componente	Unidades	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Coste de inversión	M€/MW	1,17	1,14	1,12	1,08	1,07	1,05	1,03	1,01	1,00	0,98	0,97	0,97	0,97
Planta: aerogenerador	M€/MW	0,81	0,78	0,76	0,74	0,73	0,71	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65	0,65	0,65
BOS: instalación eléctrica	M€/MW	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05
Subestación y conexión eléctrica	M€/MW	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Obra civil e ingeniería	M€/MW	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Promoción	M€/MW	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Coste operativo	M€/MW	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
O&M aerogeneradores	M€/MW	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
O&M instalación eléctrica	M€/MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Alquiler	M€/MW	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Seguros	M€/MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
G&A	M€/MW	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Tasas y otros	M€/MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Barco	M€/MW	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Horas anuales equivalentes	h	3.400	3.444	3.488	3.533	3.577	3.621	3.665	3.709	3.754	3.798	3.842	3.866	3.890
Vida útil	años	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
Potencia tipo	MW	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,20	2,40

Con todos estos factores tecnológicos, físicos, financieros y de mejora esperada de los costes de inversión y de operación y mantenimiento el modelo obtiene la evolución del coste anualizado de producción de cada caso considerado en cada tecnología.

El coste anualizado de generación resultante tendrá tres componentes

- El coste de inversión que incluye el coste de las materias primas utilizadas en la instalación.
- El coste de operación y mantenimiento.
- El coste de los impuestos.

Otro resultante muy relevante del modelo que sirve para comparar diferentes tecnologías y para comparar diferentes configuraciones dentro de la misma tecnología es la tasa interna de retorno del proyecto (TIR):

- TIR del proyecto (nominal post-tax).
- TIR de los recursos propios (nominal post-tax).

Como ejemplo podemos ver la presentación del coste anualizado de generación para un ejemplo específico de energía geotérmica.

Ejemplo de la presentación del coste analizado de generación y de la TIR de proyectos y de los recursos propios para el modelo de energía geotérmica

	Año de puesta en marcha	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Resultados	Coste de inversión (M€/MW)	1,855	1,841	1,827	1,813	1,799	1,785	1,771	1,757	1,743	1,730	1,716	1,703	1,689
	Detalle coste de las materias primas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Coste operativo (M€/MW)	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090
	Horas anuales equivalentes	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500
	Coste anualizado de generación (c/kWh)	7,9	7,9	7,8	7,8	7,7	7,7	7,7	7,6	7,6	7,5	7,5	7,5	7,4
	Detalle inversión	4,4	4,3	4,3	4,3	4,2	4,2	4,2	4,1	4,1	4,1	4,0	4,0	4,0
	Detalle operación	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
	Detalle impuestos	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
	TIR del proyecto (nominal post-tax) (%)	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8
	TIR de los recursos propios (nominal post-tax) (%)	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6

6 Evolución esperada de costes de generación

6.1 EVOLUCIÓN COMPARADA DE COSTES DE GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA

La parte fundamental del estudio realizado, y por tanto del presente documento, se centra en el análisis de los escenarios de evolución de costes de generación renovable tanto eléctrica como térmica. En la presente sección se plantean en detalle el resultado de dichos escenarios, explicando en detalle las diferentes palancas que influyen en la evolución esperada. Para más detalle el lector puede revisar los documentos monográficos listados en la sección 8.1.

En primer lugar (en la sección 6.1) presentamos la evolución comparada de los costes de generación de las diferentes tecnologías, explicando las hipótesis planteadas en cada escenario y las tipologías de plantas que configuran el rango superior e inferior empleado para cada tecnología.

La presente sección pretende dar una imagen de conjunto de la evolución de costes de las diferentes tecnologías. Para profundizar en la evolución por tecnología es necesario revisar las secciones posteriores, desde la 6.2 a la 6.13, donde se desarrolla en detalle los análisis realizados por tecnología, incluyendo:

- Descripción general de la tecnología.
- Costes actuales de generación²⁵.
- Evolución esperada de los costes de generación.
- Principales barreras al desarrollo de la tecnología.
- Tendencias tecnológicas más relevantes y potenciales disrupciones tecnológicas.

6.1.1 Tecnologías de generación eléctrica

6.1.1.1 Tecnologías eólica (*onshore* y *offshore*) y Solar (termoeléctrica y fotovoltaica)

En primer lugar se han agrupado las tecnologías renovables con mayor capacidad instalada actual y en el prerregistro.

Para la tecnología **fotovoltaica**, tanto de **tejado** como de **suelo**, los rangos de variación de costes vienen definidos en función de la tecnología. De este modo el límite superior lo constituye la tecnología de capa delgada (*Thin Film* en inglés) mientras que el límite inferior viene determinado por la tecnología cristalina. Es importante destacar que los valores representados para ambas tecnologías hacen referencia al fabricante medio, pudiendo haber diferencias entre fabricantes con ventajas tecnológicas específicas. Así, a modo de ejemplo, uno de los líderes mundiales en fabricación de paneles fotovoltaicos, considerado por muchos como el líder en costes, emplea tecnología de *thin film* con telurio de cadmio. Sin embargo nuestro análisis muestra que el fabricante medio con tecnología de *thin film* tendrá una posición de costes mayor que el fabricante medio de paneles con tecnología cristalina.

Para la tecnología **solar termoeléctrica** el rango de variación viene determinado en función de la tecnología empleada, según sea cilindro parabólico o torre. El límite superior corresponde a la tecnología de torre hasta ~2015 y de cilindro parabólico en adelante. El límite inferior corresponde a la tecnología de cilindro parabólico hasta ~2015 y de torre en adelante. Nótese que el escenario contempla que la torre alcance el liderazgo tecnológico a partir de 2015. Esto asume que se desarrollan suficientes proyectos de la tecnología de torre en los próximos años para poder recorrer la curva de experiencia. Adicionalmente, es importante indicar que para la torre se espera un aumento de la escala de las plantas desde 20 a 40 MW en 2015 y a 50 MW²⁶ en 2018. Adicionalmente en 2020 se espera que se

²⁵Los documentos monográficos por tecnología contienen un desglose de los costes de inversión/operación y el detalle de los costes de generación para otras tipologías/tamaños de plantas o alternativas tecnológicas

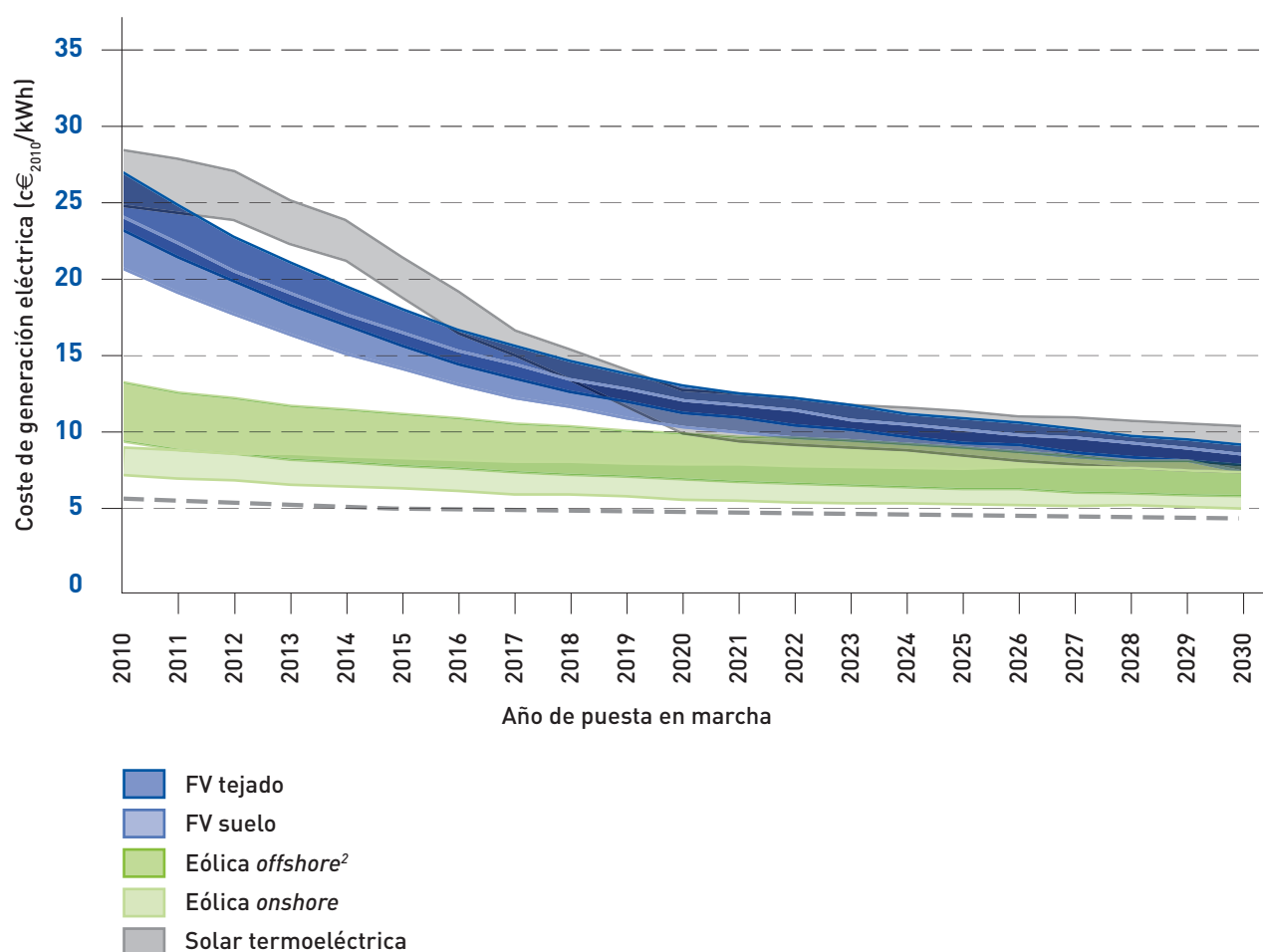
²⁶Torres de receptor central de sales fundentes con 15 horas de almacenamiento. Para otras configuraciones o para menor número de horas de funcionamiento se alcanzarían potencias de turbina de vapor superiores a 50 MW

desarrolle una tecnología disruptiva. para la planta Cilindro parabólica, ésta se escala de 50 a 100 MW en 2016 y a 200 MW en 2020.

Para las plantas de tecnología **eólica onshore**, el rango de variación para instalaciones de 50 MW se establece en función de la calidad del recurso eólico. El límite superior corresponde a zonas de viento moderado (~2.000 horas) y el límite inferior a zonas de viento medio (~2.400 horas en 2010).

La raya punteada corresponde a zonas de viento intenso (~2.900 horas en 2010), y sería el resultado de repotenciar los parques situados en las mejores localizaciones actuales.

Para las plantas de tecnología **eólica offshore**, el rango de variación para instalaciones de 150 MW se establece en función de la distancia a la costa, con el límite superior establecido a 50 km de distancia a la costa y el límite inferior a 10 km.



Nota: las plantas termoeléctricas tienen un ciclo de construcción de 2-3 años: los costes de plantas puestas en marcha en 2012 están definidos por costes actuales

6.1.1.2 Tecnología de generación eléctrica con biomasa

El segundo grupo de tecnologías integra la generación eléctrica con biomasa. La generación con biomasa es muy relevante en España por capacidad instalada y disponibilidad de recurso natural, si bien es cierto que su desarrollo reciente se encuentra por debajo de lo esperable dado su potencial.

Para la elaboración de los escenarios se ha distinguido entre plantas en función de la escala de las mismas (10-20 MW por un lado y 2 MW por otra), la materia prima empleada (b.6.1 o cultivo energético, b.8.2 o biomasa industrial forestal y b.6.2, b.6.3 y b.8.1 para otras biomásas), así como la tecnología empleada (caldera y turbina vs. gasificación).

Se trata de escenarios que no contemplan el impacto de posibles tecnologías disruptivas, ni incorporan la reducción de costes asociada a la cogeneración.

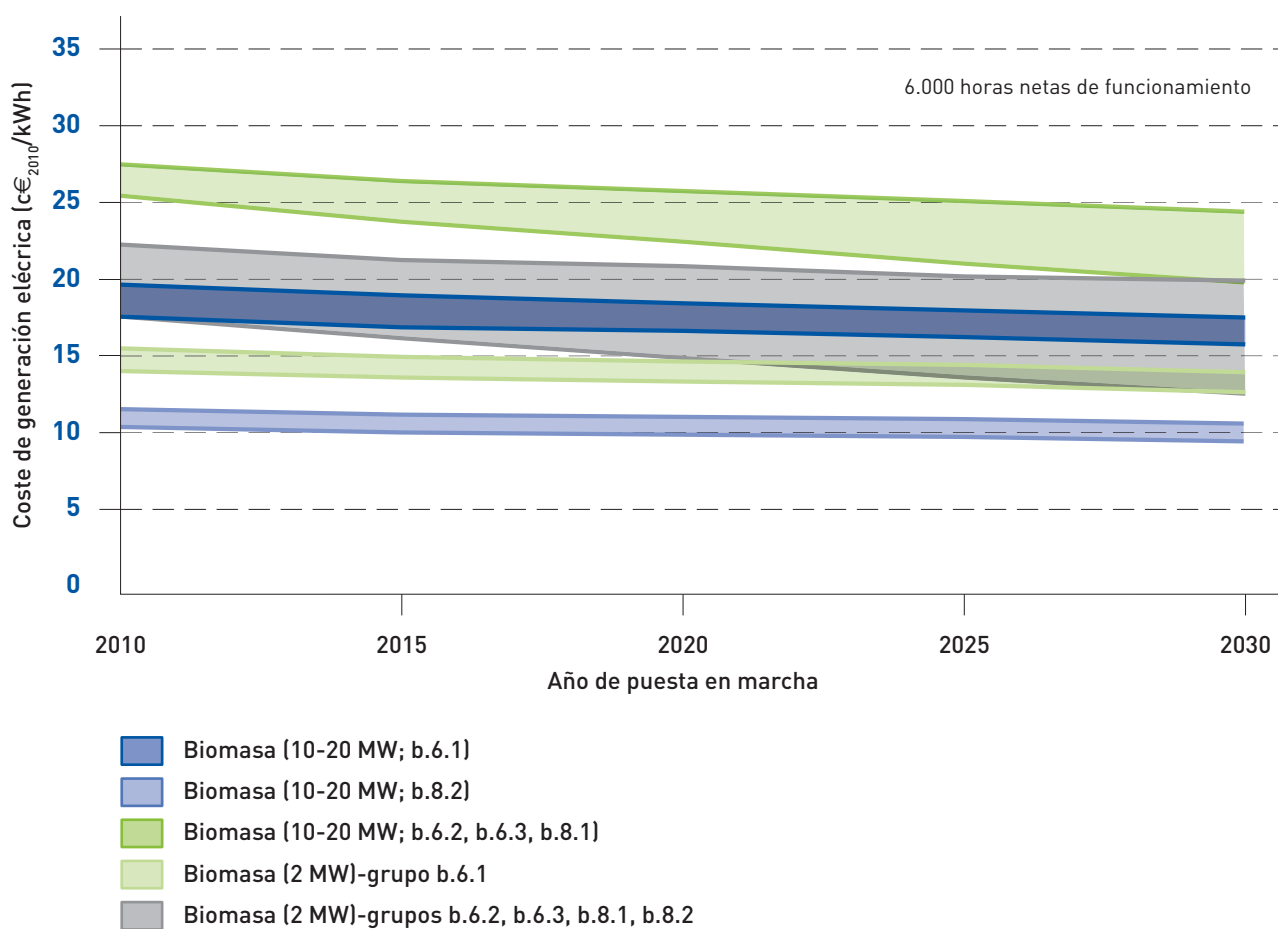
Los rangos han quedado por tanto divididos en

- **Biomasa 10-20 MW (b.6.1)**, donde el límite superior representa instalaciones de 10 MW y el inferior instalaciones de 20 MW.
- **Biomasa 10-20 MW (b.6.2, b.6.3, b.8.1)**, donde el límite superior representa instalaciones de 10 MW y el inferior instalaciones de 20 MW.
- **Biomasa 10-20 MW (b.8.2)**, donde el límite superior representa instalaciones de 10 MW y el inferior instalaciones de 20 MW.

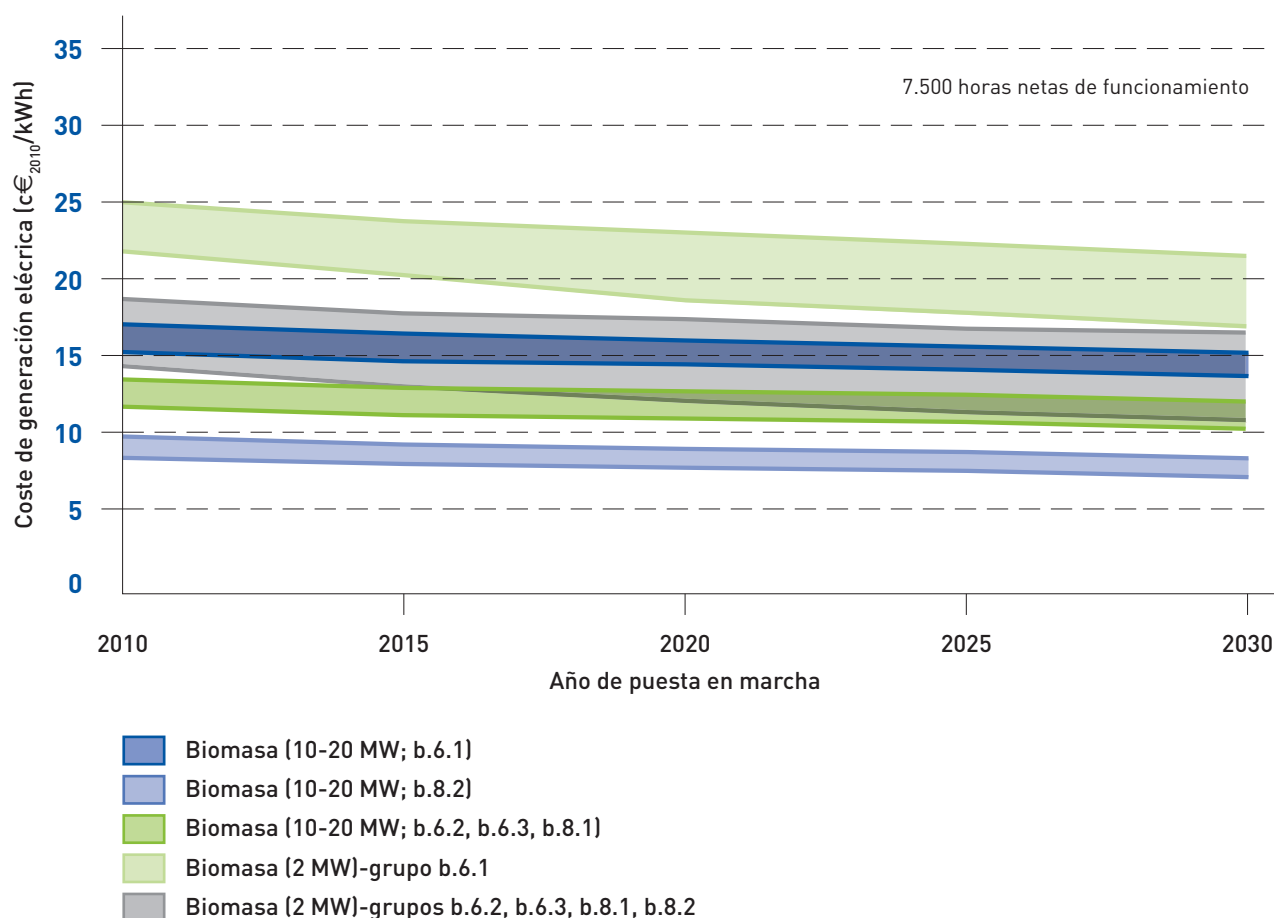
- **Biomasa 2 MW (b.6.1)**, donde el límite superior representa ciclos de vapor (caldera más turbina) mientras que el límite inferior representa plantas con tecnología de gasificación

- **Biomasa 2 MW (b.6.2, b.6.3, b.8.1, b.8.2)**, donde el límite superior representa ciclos de vapor (caldera más turbina) mientras que el límite inferior representa plantas con tecnología de gasificación.

De este modo, asumiendo 6.000 horas de funcionamiento, los costes de generación serían los siguientes:



En un escenario algo menos conservador con 7.500 horas netas de funcionamiento, los costes de generación serían algo inferiores, tal y como se puede observar en la gráfica adjunta.



6.1.1.3 Tecnología de generación de biometanización y RSU

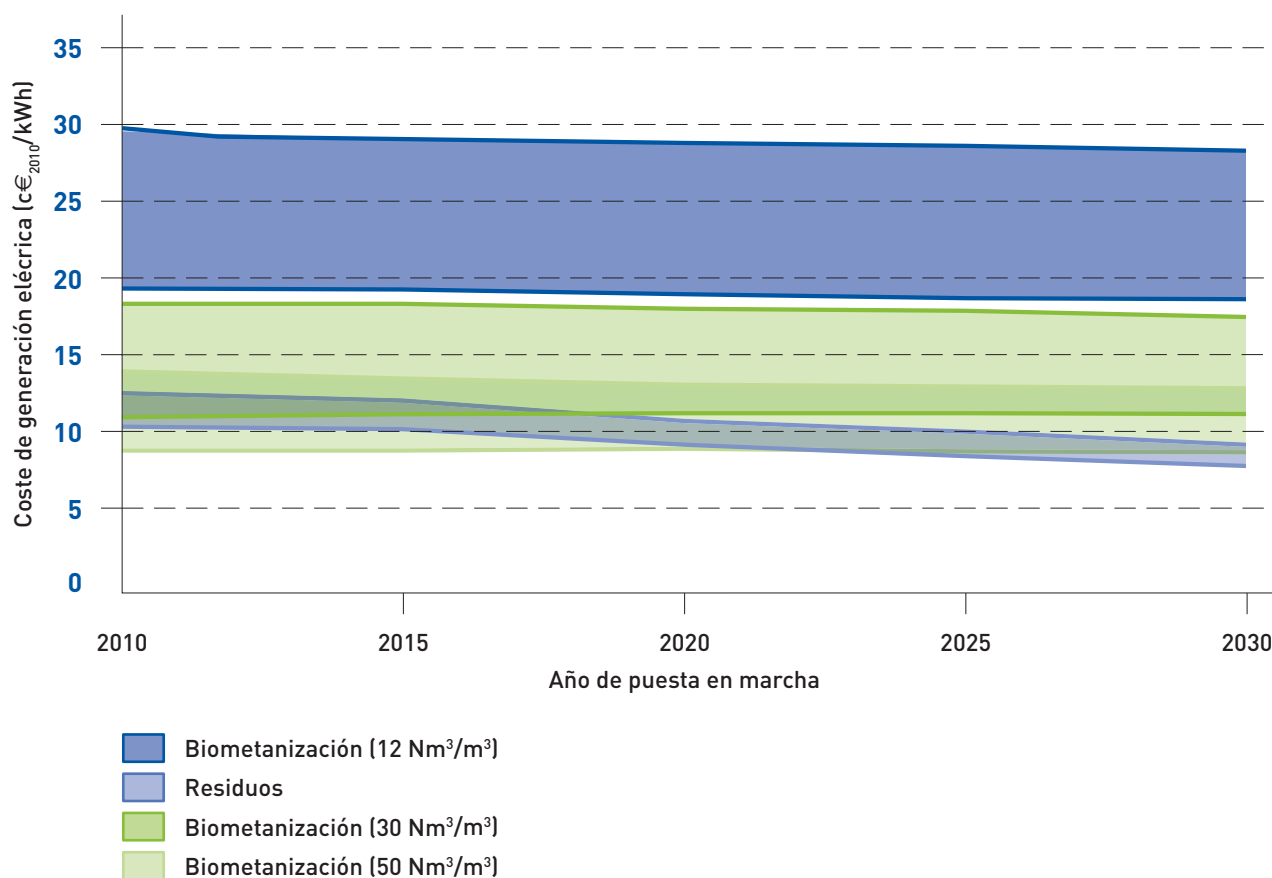
El tercer grupo de tecnologías renovables integra a las plantas de biometanización y de Residuos Sólidos Urbanos. Las primeras son asimismo divididas en función del contenido energético del residuo y de la cantidad de residuo procesado (escala de la planta).

Los rangos han quedado por tanto divididos en:

- **Biometanización (12 Nm³/m³):** el límite superior corresponde a plantas con capacidad de proceso de 30.000 t anuales de residuo (~100 kW de potencia eléctrica) y el límite superior a plantas de 150.000 t anuales de residuo (~500 kW de potencia eléctrica).
- **Biometanización (30 Nm³/m³):** el límite superior corresponde a plantas con capacidad de proceso de 30.000 t anuales de residuo (~250 kW de potencia eléctrica) y el límite superior a plantas de 150.000 t anuales de residuo (~1,3 MW de potencia eléctrica).

- **Biometanización (50 Nm³/m³):** el límite superior corresponde a plantas con capacidad de proceso de 30.000 t anuales de residuo (~500 kW de potencia eléctrica) y el límite superior a plantas de 150.000 t anuales de residuo (~2 MW de potencia eléctrica).
- **Plantas de Residuos Sólidos Urbanos (RSU):** el límite superior lo marcan plantas con capacidad de tratamiento de 300.000 t anuales de RSU, mientras que el límite inferior está definido por plantas con capacidad de tratamiento de 450.000 t anuales de RSU.

En el caso de plantas de biometanización, merece la pena destacar la enorme dispersión de costes de generación, debido al diverso origen existente según el residuo tratado y la capacidad de proceso de las plantas.



6.1.1.4 Tecnología de generación de energías del mar, hidráulica y geotérmica

El último grupo de tecnologías de generación eléctrica renovable lo constituyen tecnologías diversas y que podrán jugar un papel en España en la medida que desarrollen su potencial.

En primer lugar las **energías del mar** tienen un enorme potencial pero se encuentra todavía en una fase muy inmadura. A día de hoy se trata de una tecnología sin potencial de desarrollo a escala comercial. De desarrollarse la tecnología en los próximos años podríamos encontrarnos con una tecnología con amplio recurso en España y con un potencial significativo de alcanzar costes bajos. El amplio rango de costes a futuro representa la incertidumbre que rodea a la tecnología, dada su inmadurez, siendo el rango superior la hipótesis conservadora y el rango inferior la hipótesis agresiva en la reducción de costes. Hasta 2020 no se esperan plantas comerciales.

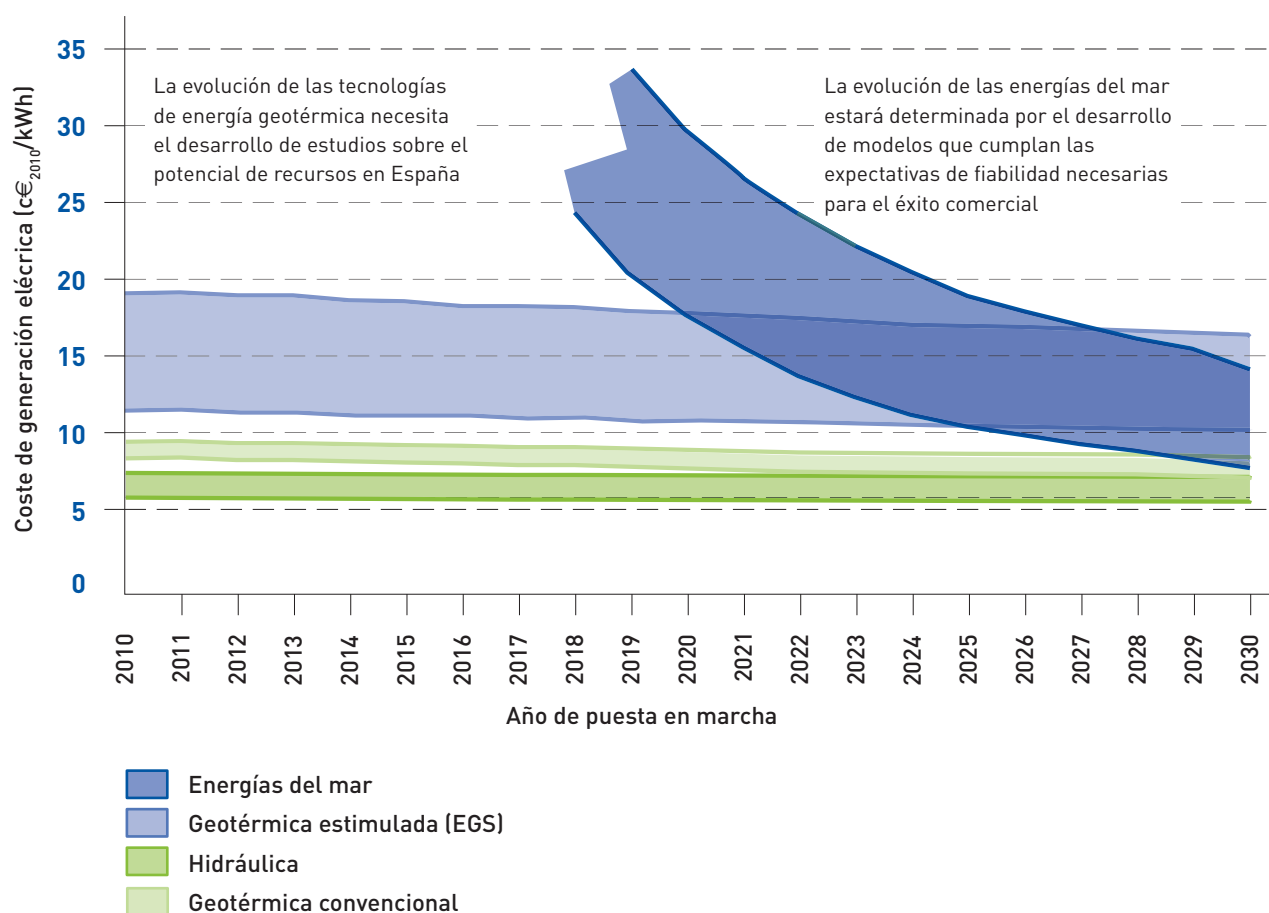
Respecto a la **energía geotérmica convencional**, los rangos alto y bajo dependen de la construcción de plantas con cogeneración (límite inferior) o sin

cogeneración (límite superior). La energía geotérmica convencional es una tecnología madura, sin embargo, la duda reside en la cantidad y calidad del residuo en España.

La **energía geotérmica estimulada** es una tecnología más inmadura. El diferencial de costes vendrá determinado por los costes de perforación asociados y del que se espera una amplia dispersión. El límite superior corresponde a costes de perforación un 50% por encima de la media, mientras que el límite inferior corresponde a un coste de perforación un 50% por debajo de los costes de perforación medios.

En cualquier caso, la evolución de las tecnologías de energía geotérmica necesitan el desarrollo de estudios sobre el potencial real del recurso en España.

Respecto a la **energía hidráulica (en este caso mini-hidráulica)**, el rango de variación vendrá determinado por una combinación de antigüedad de la planta y tipo de instalación. Así, el límite superior viene determinado por plantas de nueva construcción e instalaciones de agua fluyente. El límite inferior está determinado por plantas rehabilitadas, y que por tanto requieren menor inversión, en instalaciones de agua fluyente.



Nota 1: las tecnologías de vapor seco y flash han sido objeto de estudio pero no se considera su desarrollo futuro en España

Nota 2: el rango de costes de construcción de instalaciones de prensa queda dentro del rango de las instalaciones de agua fluente

6.1.2 Tecnologías de generación térmica

Para las tecnologías de generación de calor, hemos agrupado las plantas según tres potenciales configuraciones. Para cada configuración mostramos los rangos de costes para las tres tecnologías tratadas: solar térmica, geotérmica y biomasa.

Las tres configuraciones corresponden a:

1. Generación de calor en el ámbito residencial.
2. Generación de calor y frío en el ámbito residencial. Se trata de plantas que requieren los ciclos de frío, pero se benefician generalmente de mayor escala y horas de utilización que las plantas de generación pura de calor.

3. Generación de calor en el ámbito industrial o *district heating*. Se trata de configuraciones que se benefician de mayor escala y por tanto de menores costes de generación.

En cualquier caso se puede observar que el mayor potencial de reducción de costes se encuentra en la solar térmica, donde se espera una reducción de costes como consecuencia del empleo de una reducción de costes en el proceso productivo y una mejora de la cadena de suministro en España si se desarrolla el mercado local.

6.1.2.1 Tecnología de generación térmica (calor) residencial

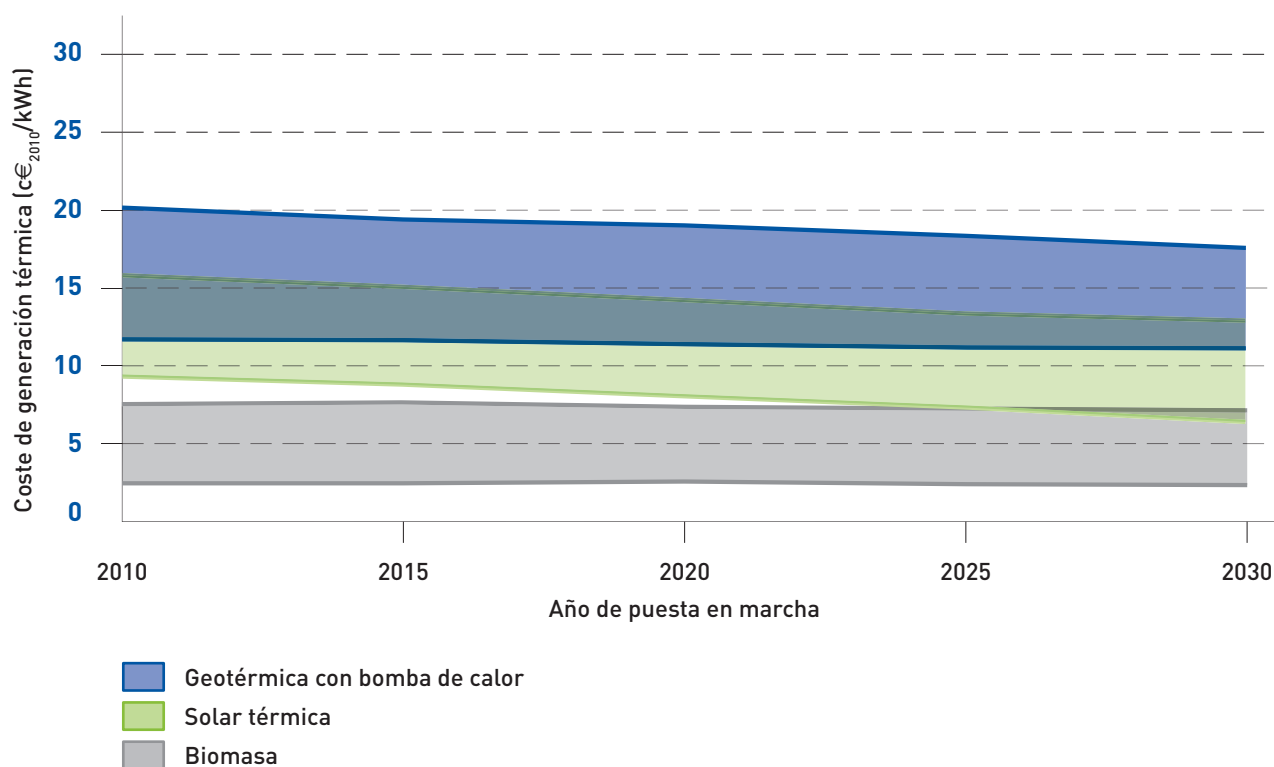
Para las plantas de **energía geotérmica (con bomba de calor)** el rango de variación depende fundamentalmente de la escala de las plantas. El

límite superior corresponde a una planta de 10 kW, mientras que el límite superior corresponde a una planta de 300 kW. En cualquier caso se asume que las plantas funcionan 1.500 horas equivalentes anuales.

Para las plantas con tecnología **solar térmica** el rango de variación dependerá tanto de la escala de las plantas como de la tecnología empleada. De esta manera el límite superior corresponde a plantas de tubo de vacío de 10 kW, mientras que el límite inferior corresponde a plantas con colector plano con recubrimiento con 300 kW de potencia. Se asume que las plantas tienen un funcionamiento de 1.000 horas equivalentes anuales.

Para las plantas de **biomasa** el rango de costes corresponde en cualquier caso a calderas de 500 kW de potencia y el rango de variación viene determinado por el coste del combustible. Así, el límite superior corresponde a plantas de pellets a granel (~160 €/t) mientras que para el límite inferior se asume el empleo de cáscaras de almendra a granel (~106 €/t). En ambos casos las plantas operan 1.500 horas equivalentes anuales.

En las secciones correspondientes de cada tecnología se desarrolla en detalle la descripción e implicaciones de las diferentes tecnologías y configuraciones.



Nota 1: se estiman 1.000 horas anuales equivalentes de solar térmica debido a la restricción en la insolación anual, especialmente durante los meses que requieren más calefacción

Nota 2: la generación térmica residencial con biomasa puede alcanzar valores de hasta ~15 c€/kW en el caso de calderas de 25 kW de potencia y pellets comprados en bolsas pequeñas (~15 kg)

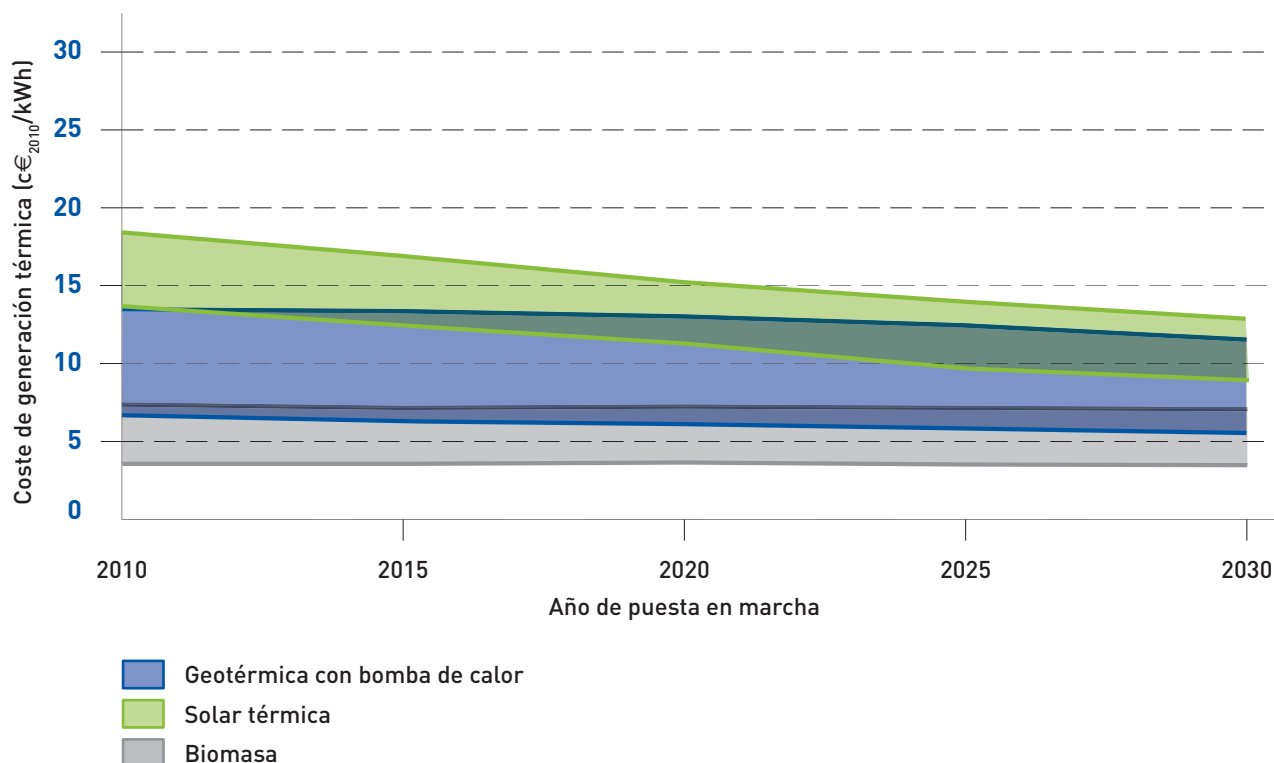
6.1.2.2 Tecnología de generación térmica (calor y frío) residencial

Al tratarse igualmente de configuraciones de uso doméstico se trata de plantas con potencia equivalente a la anterior. La única diferencia fundamental se encuentra en la necesidad de la inversión en el ciclo de frío y en el mayor número de horas de funcionamiento.

Para las plantas de **energía geotérmica (con bomba de calor)** el rango de variación depende fundamentalmente de la escala de las plantas. El límite superior corresponde a una planta de 10 kW, mientras que el límite superior corresponde a una planta de 300 kW. En cualquier caso se asume que las plantas funcionan 2.500 horas equivalentes anuales.

Para las plantas con tecnología **solar térmica** el rango de variación dependerá tanto de la escala de las plantas como de la tecnología empleada. De esta manera el límite superior corresponde a plantas de tubo de vacío de 10 kW, mientras que el límite inferior corresponde a plantas con colector plano con recubrimiento con 300 kW de potencia. Se asume que las plantas tienen un funcionamiento de 1.500 horas equivalentes anuales.

Para las plantas de **biomasa** el rango de costes corresponde en cualquier caso a calderas de 500 kW de potencia y el rango de variación viene determinado por el coste del combustible. Así, el límite superior corresponde a plantas de pellets a granel (~160 €/t) mientras que para el límite inferior se asume el empleo de cáscaras de almendra a granel (~106 €/t). En ambos casos las plantas operan 2.500 horas equivalentes anuales.



6.1.2.3 Tecnología de generación térmica industrial y *district heating*

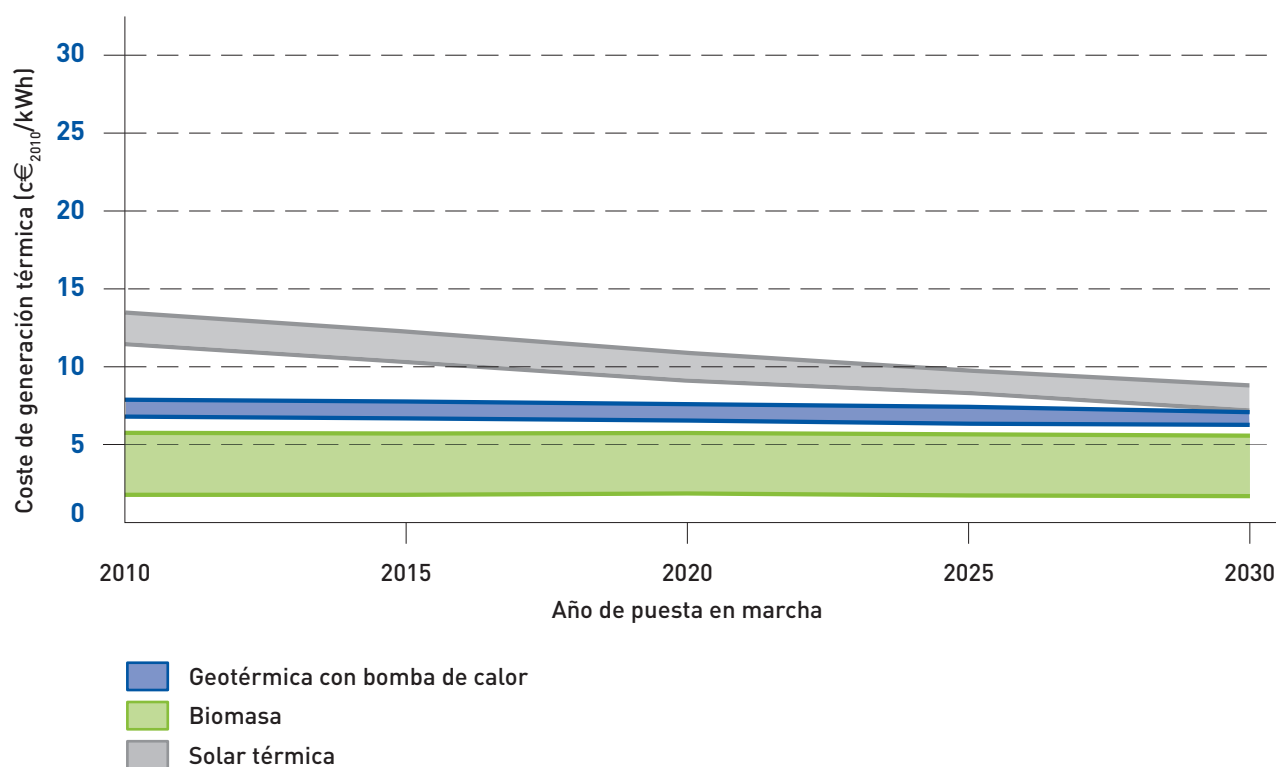
Para la generación térmica industrial y *district heating* nos encontramos con plantas de mayor potencia y que por tanto se benefician de una mayor escala.

Para las plantas de tecnología **geotérmica (*district heating*)** el rango de variación viene determinado por la potencia instalada para instalaciones que trabajan durante 3.500 horas anuales equivalentes. El límite superior corresponde a plantas de 500 kW, mientras que el límite inferior corresponde a plantas de 10.000 kW de potencia.

Para las plantas de tecnología **solar térmica (*district heating*)** el rango de variación viene determinado por la tecnología para instalaciones de 1.000 kW

que trabajan durante 1.500 horas anuales equivalentes. El límite superior se trata de plantas con tubo de concentración como colector, mientras que el límite inferior lo configura plantas con colector plano con recubrimiento.

Finalmente para plantas de **biomasa**, los rangos de costes propuestos corresponde a calderas de 1.000 kW que trabajan durante 4.500 heq, mientras que el rango de variación viene determinado por el coste del combustible siendo el límite superior pellets a granel (~160 €/t) y el límite inferior cáscara de almendra a granel (~106 €/t).

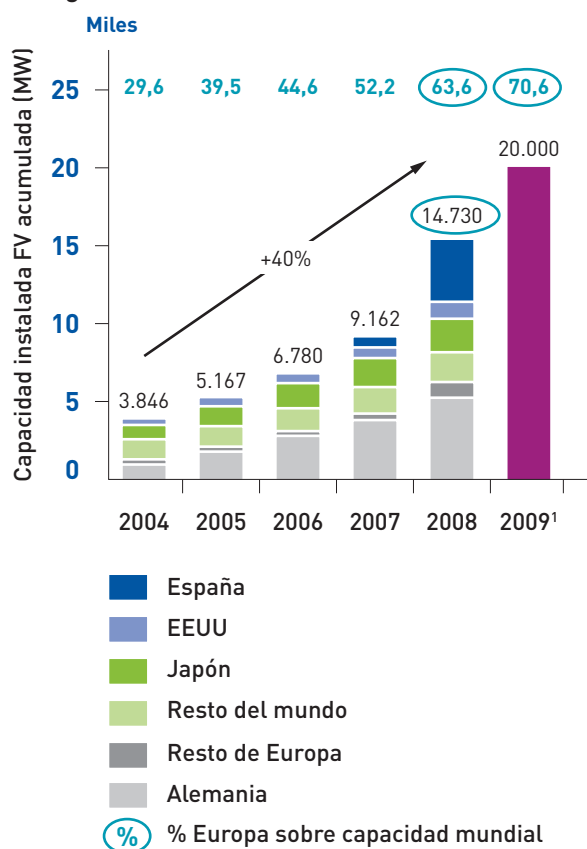


6.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

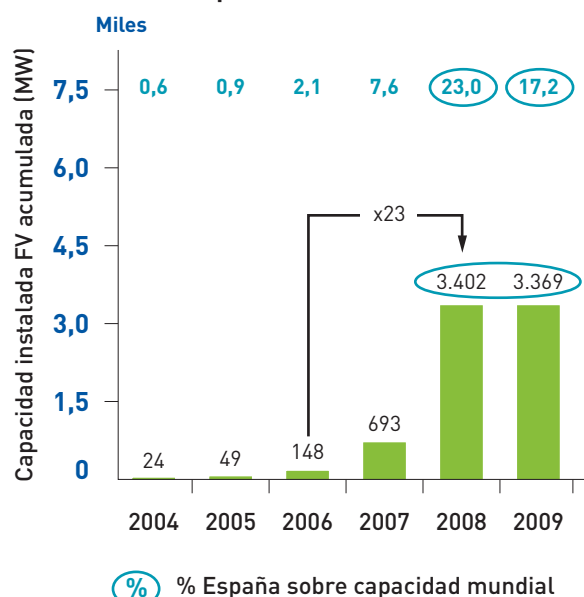
6.2.1 Descripción general de la tecnología

La capacidad instalada acumulada de energía solar fotovoltaica a nivel mundial ha crecido a una tasa compuesta del 40% anual desde 2004 hasta 2009, hasta alcanzar los ~20.000 MW en 2009, según los datos de la EPIA. Esta evolución ha estado impulsada principalmente por el crecimiento de la potencia instalada en Europa y en gran parte por el empuje de Alemania y España. El aumento en la capacidad instalada global ha tenido su reflejo en un aumento considerable de la generación eléctrica a través de esta tecnología, que se ha multiplicado aproximadamente por 5 en los últimos cuatro años, alcanzando a nivel mundial una generación de 7.251 GWh en 2008.

La capacidad instalada acumulada de energía solar fotovoltaica ha crecido ~40% anual



El peso de España se encuentra en el 17% de la capacidad mundial



En lo que se refiere a España, la capacidad instalada alcanzó 3.369 MW en 2009²⁷ equivalente a un 17,2% de la capacidad mundial, con un despegue importante localizado en 2008, pasando de 693 MW en 2007 a 3.402 en 2008; si bien es cierto, que en 2009 la capacidad instalada sufrió un importante retroceso debido al cambio regulatorio impulsado en España. Debido al aumento de la capacidad, la generación pasó de unos 40 GWh en 2005 a más de 5.300 GWh en 2009, llegando a representar cifras cercanas al 35% de la generación fotovoltaica mundial.

En la actualidad existen dos tecnologías fotovoltaicas comercializadas:

- Módulos de silicio cristalino, con un único cristal de silicio (monocristalino) o con varias partículas cristalizadas (policristalino): se trata de la tecnología fotovoltaica más madura, por lo

que su senda tecnológica se ha centrado tanto en el aumento de la eficiencia como en la reducción de costes de la misma. Las ventajas más significativas residen en su mayor eficiencia comparada, que redonda en menores usos de superficie utilizada, así como en una curva tecnológica con mayor recorrido en lo relativo a eficiencia que su competidora más cercana, la capa delgada. Sin embargo, se trata de una tecnología con un mayor coste de fabricación comparado con la capa delgada y con una alta dependencia del coste del polisilicio, lo que hace que sea altamente vulnerable a la volatilidad del mercado de esta materia prima. Esta tecnología supone aproximadamente un 90% de la potencia instalada mundial y las soluciones comerciales alcanzan eficiencias energéticas en un rango situado entre el 14 y el 20%.

²⁷Datos para España de la CNE (fichero de febrero de 2010)

- Capa delgada (o *thin film*, en inglés): esta tecnología consiste en la superposición de láminas de diversos materiales²⁸. Es una tecnología menos madura que la de silicio cristalino pero con amplia experiencia en plantas comerciales, llegando a suponer aproximadamente el 10% de la potencia instalada mundial. La ventaja sobre la tecnología cristalina es su menor dependencia del polisilicio y sus menores costes de fabricación. Asimismo, mantiene una mayor flexibilidad lo que la convierte en una opción altamente atractiva desde un punto de vista arquitectónico. Sin embargo, la mayor desventaja proviene de las eficiencias de sus módulos, que se encuentran en el entorno del 7-12%, menores que la de los módulos cristalinos (esta menor eficiencia implica mayores necesidades de terreno para las mismas potencias pico). Además, en cuanto a las dinámicas del mercado en las que se encuentra inmersa esta tecnología, cabe destacar la competencia abierta existente entre las propias tecnologías de capa delgada, que aún debe resolverse, y los complejos procesos de fabricación derivados de la superposición de las distintas capas de materiales.

Asimismo existen otra serie de tecnologías relevantes en estado pre-comercial o en fase de I+D:

- La tecnología fotovoltaica de concentración (*Concentrated Photovoltaic* o *CPV*) que utiliza elementos ópticos para concentrar la radiación solar en la célula fotovoltaica, y que puede alcanzar eficiencias superiores (en el entorno de 35-40%). Este tipo de tecnología, que ha experimentado en los últimos años un desarrollo importante, ha visto disminuido su atractivo desde la caída del precio del polisilicio en 2009-2010. Sin embargo, este es un efecto que habrá que valorar en los próximos años en función del resultado de las plantas pre-comerciales o comerciales existentes, que no superan, por el momento, el 1% de la capacidad mundial.
- Por último, existe un campo todavía incierto que implica la utilización de la nanotecnología. Los principales enfoques se están concentrando en los Polímeros Orgánicos, los Puntos Cuánticos, o las celdas Graetzel, que apuntan a eficiencias en el entorno del 20-35% pero que, por el momento, no han presentado resultados fuera del ámbito experimental del laboratorio.

Respecto al uso o tipología de la instalación, es importante distinguir entre instalaciones de suelo y tejado. Las primeras suponen un ~88% de la potencia total instalada en España, mientras que las segundas un ~12%. La mayor diferencia entre el suelo y el tejado es la alta dependencia de las últimas de las estructuras donde se vayan a instalar, lo que hace necesario la incorporación de estudios de viabilidad en el proceso de montaje, especialmente en aquellas superficies donde se pretende poner en marcha grandes instalaciones.

Las instalaciones de suelo se realizaban tradicionalmente o bien fijas o bien con un seguidor que permitía aprovechar más las horas de sol y generar más energía eléctrica a cambio de un incremento en el coste de los equipos y del software de seguimiento y de control. Con la caída de los precios del polisilicio en 2009, las plantas con seguidor han ido perdiendo competitividad (tanto de uno como de dos ejes), y por ello la mayoría de instalaciones de suelo que se ponen en marcha actualmente se llevan a cabo sin seguidor, fundamentalmente por cuatro motivos:

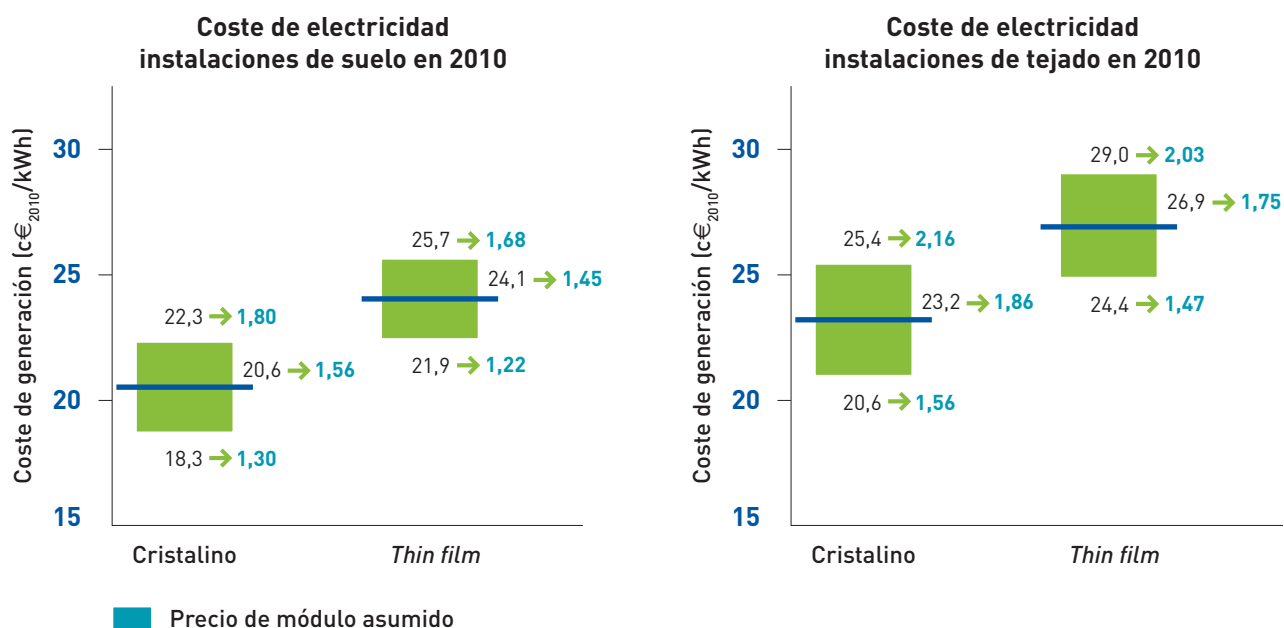
- El mayor peso de los seguidores en el coste total del sistema, una vez que el coste de los módulos ha visto reducida su importancia debido a la caída de precios entre 2009-2010.
- La mayor degradación anual de los módulos en sistemas con seguidor por el mayor número de ciclos y, por tanto, su menor vida útil.
- La mayor necesidad de espacio para sistemas con seguidor con respecto a los fijos.
- El incremento en la complejidad de diseño y mantenimiento.

6.2.2 Costes actuales de generación

Los costes de generación en España a través de la tecnología fotovoltaica dependen de dos variables, la ubicación de la instalación y la tecnología utilizada. En el caso de la ubicación, las opciones analizadas son el suelo o el tejado, mientras que por tecnología la elección se centra entre cristalina o de capa delgada (o *thin film*). Según estas variables el coste de generación en España se sitúa entre 20,6-24,1 c€/kWh para instalaciones de suelo y 23,2-26,9 c€/kWh para instalaciones de tejado.

²⁸Existen varias tecnologías alternativas como silicio amorfo (a-Si), silicio microforme (μ-Si), diselenio de indio de cobre (CIS), diselenio de galio indio y cobre (CIGS), telurio de cadmio (CDTe) o heterounión con capa delgada intrínseca (HIT)

Coste de generación de la tecnología fotovoltaica por tipo de instalación



En el siguiente cuadro se muestran los costes de inversión, los costes de operación y las horas netas sobre potencia pico²⁹ de funcionamiento empleadas para calcular los costes de generación. Tal y como se podrá comprobar, el principal coste de inversión en las instalaciones fotovoltaicas proviene del

módulo, existiendo diferencias importantes entre los costes derivados de las tecnologías cristalinas frente a las de capa delgada (*thin film*). Adicionalmente, se debe considerar el impacto que tiene en el resto del sistema la utilización de una u otra tecnología³⁰.

Tecnología	Coste de inversión (M€/MWp)	Coste de operación (M€/MWp/año)	Horas netas de funcionamiento (kWh/kWp)
Cristalino suelo	2,3-2,7 (Módulo 1,3-1,8)	45-50	1.560
Thin film suelo	2,8-3,2 (Módulo 1,2 – 1,7)	45-50	1.560
Cristalino tejado	2,6-3,2 (Módulo 1,6-2,1)	39-43	1.560
Thin film tejado	3,1-3,7 (Módulo 1,5-2,0)	39-43	1.560

²⁹Las horas netas representan el total de electricidad producida medida en kWh entre la potencia pico del módulo, medida en kW

³⁰Asimismo, se ha considerado una tasa de degradación del 1%

Por ejemplo, en el caso de la tecnología cristalina, el coste del módulo en España³¹ se encontraría entre 1,3-1,8 M€/MWp frente a módulos de capa delgada entre 1,2-1,7 M€/MWp mientras que el resto del sistema (*Balance of System*, BOS en sus siglas en inglés), mantendrían costes de 0,4 y 0,8 M€/MWp, respectivamente. Estas diferencias se fundamentan principalmente en las diversas necesidades derivadas de las dos tecnologías en términos de estructuras, sistemas o superficie.

A continuación se muestra el detalle de las inversiones por tecnología, con el objetivo de ejemplificar los aspectos comentados. Centrándonos en el detalle de las instalaciones de suelo, el desglose de costes con tecnología cristalina y capa delgada (expresado en M€/MWp) muestra las diferencias derivadas de la utilización de las dos tecnologías actualmente comercializables. Así, se puede observar que para un coste de módulo cristalino de 1,56 M€/MWp el resto del sistema asciende a 0,4 M€/MWp, con diferencias a su vez en el coste de ingeniería, obra civil y margen del contratista de llave en mano de más de 0,18 M€/MWp (las razones subyacentes a estas diferencias en los costes residen en la menor eficiencia de los módulos de capa delgada respecto a los módulos cristalinos, que incrementan las necesidades de estructura y superficie aumentando el coste del resto del sistema por MWp).

Módulo de silicio cristalino

- Módulo: 1,56.
- Resto del sistema³² (*Balance of System* o BOS en sus siglas en inglés): 0,4.
- Ingeniería, obra civil y margen del contratista llave en mano: 0,28.
- Licencias y otros: 0,29.

Módulo de *thin film*

- Módulo: 1,45.
- Resto del sistema (*Balance of System* o BOS en sus siglas en inglés): 0,8.
- Ingeniería, obra civil y margen del contratista llave en mano: 0,46.
- Licencias y otros: 0,29.

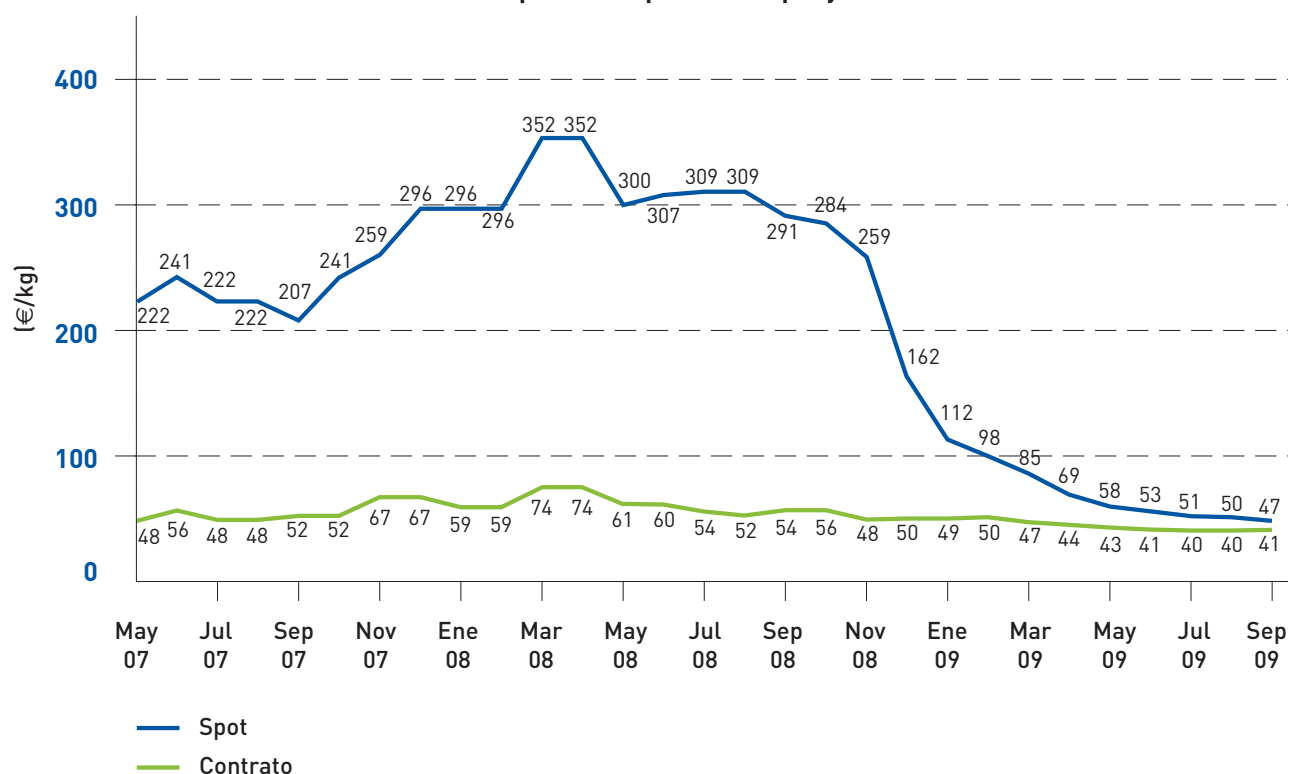
Aparte de las diferencias entre tecnologías, existe una gran diferencia entre los costes de módulo

asociados a una instalación de suelo o de tejado, situándose este último con un coste habitualmente superior a los 300 M€/MWp que en suelo. Esta diferencia se debe al mayor número de intermediarios en las instalaciones de tejado derivado de una venta media en tejado de menor tamaño, lo que requiere una red de distribución minorista y de mayor capilaridad. No obstante, se debe resaltar que los costes de operación son ligeramente más bajos en las instalaciones de tejado que en suelo, ya que mantienen menores costes de vigilancia que, en algunas ocasiones, pueden llegar a ser compensados por un mayor coste de alquiler.

³¹Durante la realización del informe se han constatado que pueden existir diferencias con los costes a los que se pueden obtener los módulos en otros países. Las cifras pretenden reflejar el coste real en España

³²Incluye inversor, estructura metálica, montaje y cableado

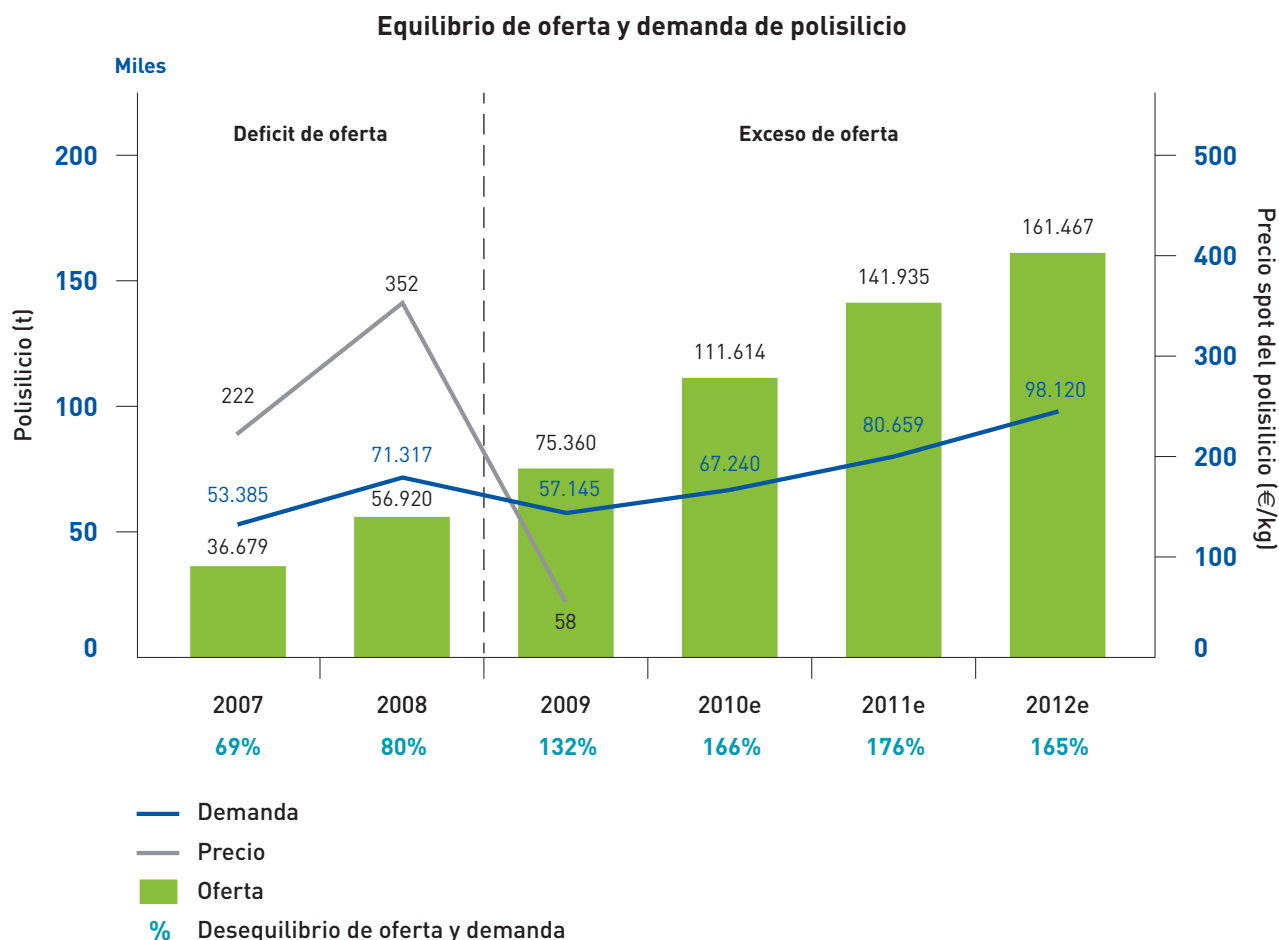
Evolución del precio del polisilicio spot y contrato



Como se ha podido observar, el precio del módulo es una de las variables más importante en un sistema fotovoltaico. Dado que el 90% de la capacidad instalada es de tecnología cristalina resulta relevante mencionar la caída significativa que se produjo en el precio de los módulos entre 2008 y 2009, lo que supuso una variación muy importante en la rentabilidad de la generación eléctrica fotovoltaica en el periodo. Así, un módulo fotovoltaico cristalino que costaba en 2008 España en el entorno de 3,2 M€/MWp, pasó a situarse en ~1,5 M€/MWp en 2010. Las razones subyacentes a esta caída del precio residen fundamentalmente en la reducción del precio del polisilicio (0,9 €/MWp) y en la reducción de los márgenes de la industria (0,8 €/MWp). Detrás de estos movimientos se encuentran los desequilibrios que se produjeron entre 2007 y 2009 entre la oferta y demanda de polisilicio y las dinámicas de mercado posteriores:

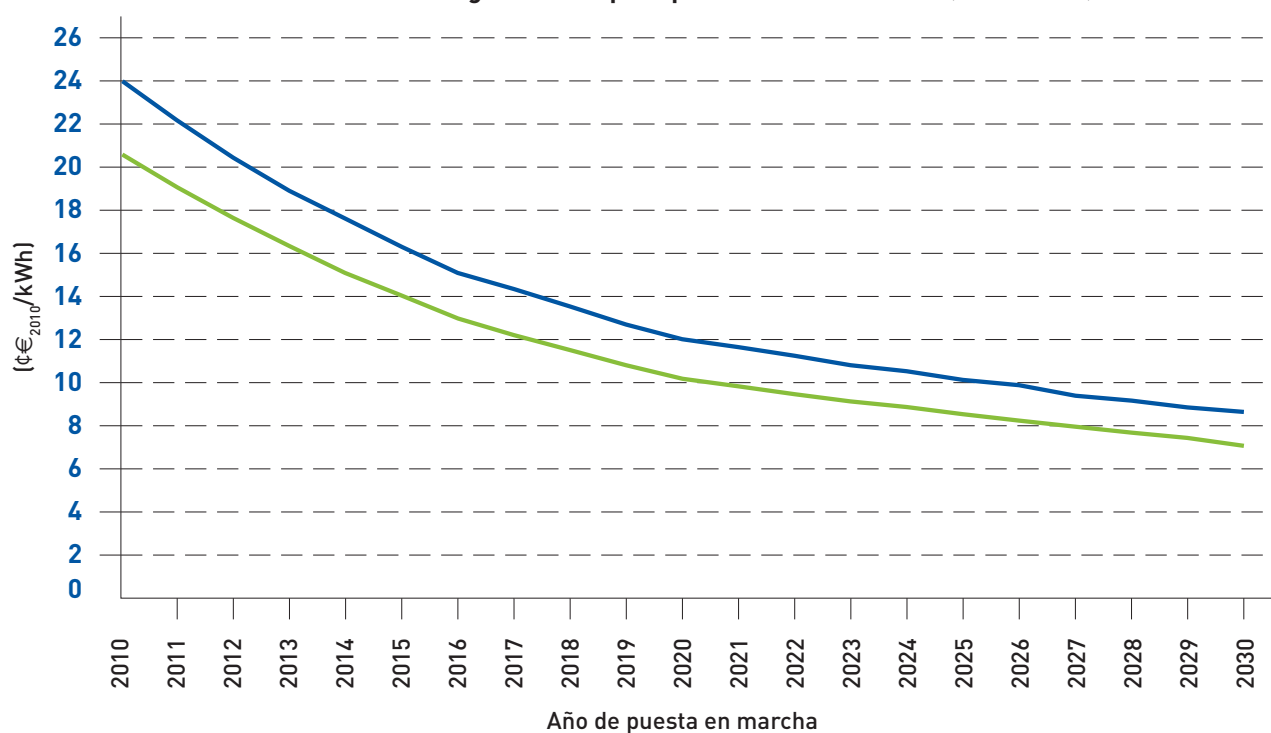
- Déficit de oferta entre 2007 y mediados de 2009 y exceso de oferta desde entonces.
- El precio medio del mercado del polisilicio pasó de ~290 €/kg en 2008 a 69 €/kg en 2009, dado el cambio en la relación entre oferta y demanda.

- Los márgenes brutos de la industria se contrajeron significativamente en el periodo (por ejemplo, el margen bruto de un fabricante tipo de células pasó del 18% en 2008 al 10,5% en 2010).

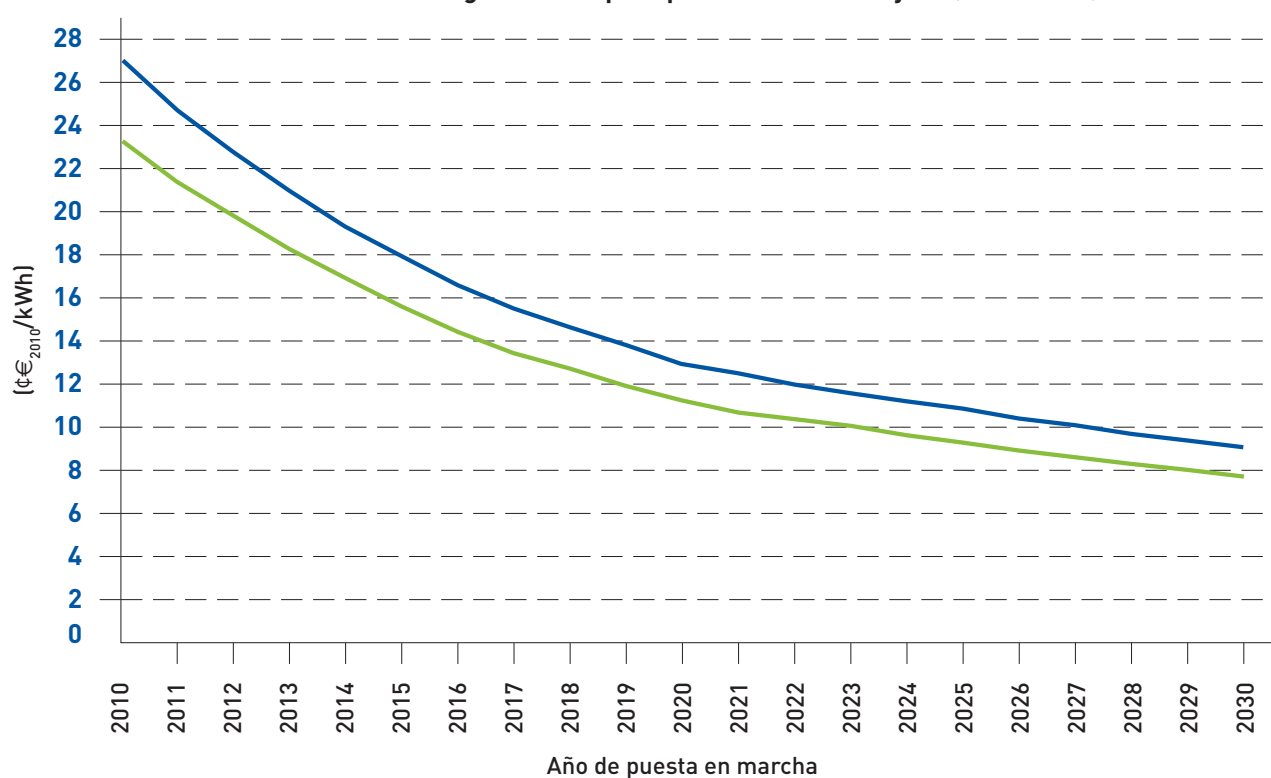


6.2.3 Evolución esperada de los costes de generación

En la tecnología solar fotovoltaica se espera una importante reducción de costes en los próximos años. En los siguientes gráficos se fijan los mínimos y los máximos que se podrán encontrar en lo que se refiere a la evolución de los costes de generación de las instalaciones, tanto de suelo como de tejado. Así, en lo que se refiere a las instalaciones de suelo y partiendo de un escenario en 2010 en el que el coste se situaría entre 20,6-24,1 c€/kWh, se obtendría una reducción en 2020 que alcanzaría un intervalo entre 10,2-12,0 c€/kWh y que en 2030 podría situarse entre 7,1-8,6 c€/kWh.

Evolución del coste de generación para plantas de FV en suelo (2010-2030)

Por su parte, el coste de generación en las instalaciones de tejado, partiría de un rango de variación entre 23,2-26,9 c€/kWh, que permitiría alcanzar en 2020 valores situados entre 11,2-12,9 c€/kWh, y llegando a reducirse hasta un intervalo en 2030 entre 7,7 y 9,0 c€/kWh.

Evolución del coste de generación para plantas de FV en tejado (2010-2030)

6.2.3.1 Principales palancas de reducción del coste de generación

La reducción del coste de generación de energía fotovoltaica pasa por rebajar los costes de inversión (92%) y en, menor medida, por limitar los costes de operación de las plantas (8%). A diferencia de otro tipo de instalaciones, la escala de las plantas de generación fotovoltaica tendrá poco impacto en los costes de generación debido al carácter modular de las mismas que hace que apenas existan efectos de ahorro (a excepción del coste de conexión a red).

Reducción del coste de inversión

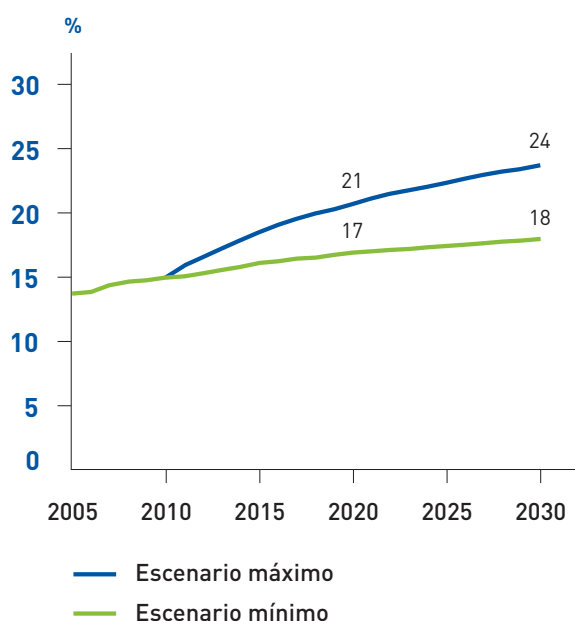
En cuanto a las palancas de reducción del coste de inversión destacan dos en particular. En primer lugar, la mejora de la eficiencia de los módulos, que es la palanca que permite incrementar la potencia

por m² de módulo. Esta mejora reduce el coste por MWp tanto de los módulos como del resto del sistema³³, ya que redundan positivamente en el volumen de materia prima necesitada, la cantidad de estructura necesaria, así como de los diferentes requerimientos de cableado y utillaje necesarios para una instalación.

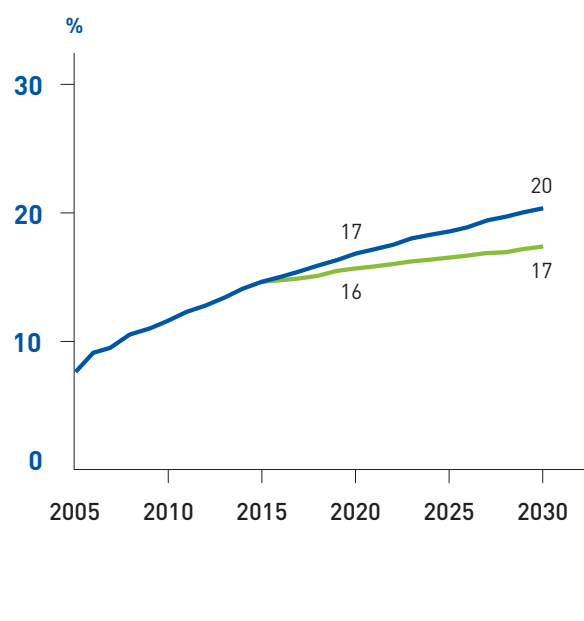
La previsión de mejora de la eficiencia de los módulos en los próximos años mantiene que se alcanzarán niveles importantes de eficiencia, tanto para tecnología cristalina como para capa delgada. Para el caso de cristalino, se espera una eficiencia plenamente comercializable entre 17-21% en 2020 desde el 14,8% actual, mientras que para capa delgada, es de esperar una eficiencia del 16-17% en 2020, desde el 11% actual para las tecnologías más punteras (CdTe).

Escenarios de evolución de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos por tecnología

Evolución de la eficiencia de FV cristalina



Evolución de la eficiencia de FV capa delgada



³³Para un módulo cristalino, si se dobla la eficiencia se reducen los costes un 40-55%. Para el caso de *thin film*, cada vez que se dobla la eficiencia se reducirían los costes un 70-80%. Para el BOS la relación es: inversor: ~50%, estructura: ~60%, cableado: ~22% y terreno: ~60%

Sin embargo, es necesario continuar con grandes esfuerzos en I+D+i que permitan recorrer tanto la curva de experiencia de los módulos fotovoltaicos en lo que se refiere a eficiencia como en lo referente a la degradación, siendo este último un punto relevante, especialmente para módulos que vayan a ser utilizados en instalaciones con seguidor. En particular, es esperable que en el año 2030 y en base a los esfuerzos mencionados en I+D, puedan llegar a obtenerse eficiencias entre 18-24% para la tecnología cristalina y entre 17-20% para la capa delgada³⁴.

En cuanto al potencial que tiene el aumento de la eficiencia en la reducción de costes, la experiencia demuestra que doblar la eficiencia de un módulo permite reducir el coste asociado al mismo y al resto del sistema (BOS) de la siguiente manera:

- Módulo
 - Thin film: 78%.
 - Cristalino: 50%.
- Inversor: 49%.
- Estructura: 59%.
- Cableado: 22%.
- Terreno: 59%.

En segundo lugar, la reducción de los costes de fabricación propiamente dichos, supondrá la otra palanca alternativa y necesaria para recorrer la curva de experiencia propia de una industria que combina tecnologías en fase madura con tecnologías en fase de maduración. Por ello, la reducción de este tipo de costes será especialmente significativa en la industria de la capa delgada, donde los procesos de fabricación mantienen costes heterogéneos en función del tipo de módulo siendo, por el momento, la industria de CdTe la que ha liderado la progresión más relevante en la reducción de los mismos.

En el proceso de reducción de los costes de fabricación será importante tener en cuenta las diversas palancas que influyen en la reducción de costes del módulo. Entre ellas, las más importantes:

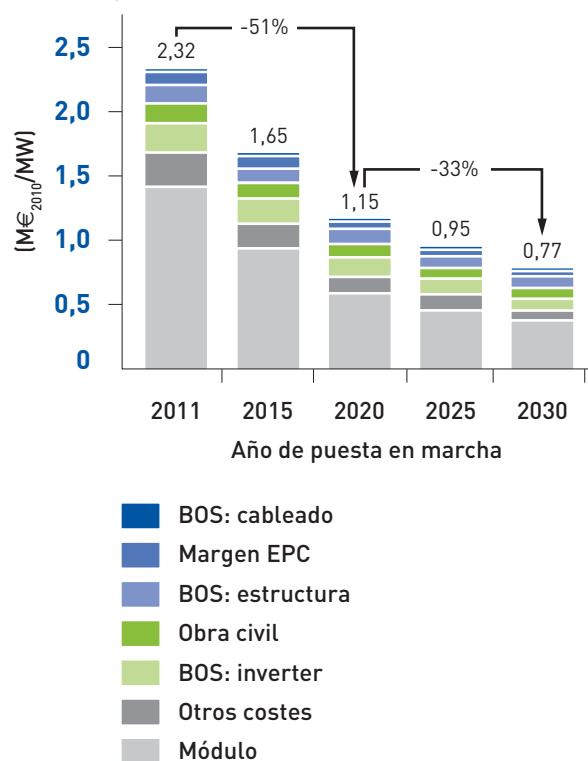
- Escala de las plantas de fabricación: incrementar la capacidad de las plantas marginales hasta el entorno de los 200 MW puede reducir los costes entre un 25-35%.
- Mejora en los procesos de producción, incrementando el rendimiento por planta y reduciendo las

roturas de células en el proceso de fabricación. Se espera que los costes de inversión en maquinaria se reduzcan a raíz del desarrollo del mercado.

- Fabricación en países de bajo coste, tanto de los módulos como de algunos componentes, como por ejemplo, el inversor. Esto podría reducir los costes entre un 5-10% adicional.

Teniendo en cuenta las palancas expuestas, que afectan principalmente a la reducción del coste de la inversión en una planta FV, se puede llevar a cabo una estimación de la evolución de este coste en particular (que representa el 92% de los costes totales a tener en cuenta para el cálculo de los costes de generación, ya que el resto pertenecerían a coste de operación y mantenimiento). En este caso nos centraremos exclusivamente en la tecnología cristalina para suelo. Así, se puede observar que el coste pasaría de 2,3 M€/MW en 2011 a 0,77 M€/MW en 2030, con una reducción de coste estimada del 51% en el periodo 2011-2020 y del 33% entre 2020-2030.

Potencial evolución de los costes de inversión de una planta FV cristalino suelo



³⁴Los escenarios de evolución de eficiencia se han llevado a cabo en base a las curvas de experiencia históricas de las distintas tecnologías, y en base a las previsiones de capacidad instaladas estimadas por la IEA. A su vez, estas previsiones han sido corroboradas con expertos en la industria

Reducción del coste de operación y mantenimiento

La reducción de costes de operación y mantenimiento tendrá un impacto menor en la evolución de los costes de generación de fotovoltaica, ya que como se ha comentado anteriormente el peso de este factor no resulta especialmente problemático en términos de costes globales de la instalación. La principal palanca será la mejora en los costes de limpieza y mantenimiento de los paneles. Asimismo, se debe mencionar la importancia del aprendizaje en la gestión de las plantas así como un impacto menor del coste del seguro, al verse reducido el coste total de la inversión.

De forma análoga a lo expuesto en el punto anterior, teniendo en cuenta la posible evolución de las palancas que podrían reducir los costes de operación y mantenimiento se puede estimar la senda de reducción del coste de operación y mantenimiento para los próximos años. Así, la reducción estimada supondría pasar de unos costes de operación y mantenimiento de ~47.000 € por MW instalado a ~38.000 €, es decir, una reducción de ~20% en el periodo 2010-2030.

6.2.3.2 Sensibilidad al precio de las materias primas

La principal ventaja de la tecnología de capa delgada (*thin film*) sobre la tecnología cristalina es su menor dependencia de los precios de las materias primas. De hecho, tal y como vimos en la sección 3.2, la reducción del precio del polisilicio en 2009 es una de las principales razones que explican los actuales costes de generación con paneles fotovoltaicos cristalinos. En este sentido, es importante indicar que no se esperan en los próximos años cuellos de botella de tal magnitud que puedan afectar al precio de la forma en que lo hicieron los desequilibrios registrados entre 2007 y 2009.

Así, la sensibilidad del precio de generación esperado en 2020 con paneles cristalinos al precio del polisilicio, implica que un retorno a los precios del polisilicio registrados en 2008 elevaría el coste de generación un 86%, hasta los 22 c€/kWh frente a 10 c€/kWh³⁵. Sin embargo, una reducción a la mitad del precio actual del polisilicio tan sólo reduciría el coste de generación un 7%.

6.2.3.3 Hipótesis de desarrollo del entorno y tecnológicas para la evolución de costes de generación esperada

La evolución de los costes de generación propuesta se ha estimado en base a una serie de condiciones. En particular una senda de evolución del tipo que se ha mostrado requiere el cumplimiento de la siguiente serie de hipótesis de trabajo, enumeradas a continuación:

- La capacidad mundial de energía fotovoltaica alcanza los 100 GW en 2020 y los 243 GW en 2030, frente a los 20 GW de 2009.
- El reparto por tecnología es de 70 GW para la tecnología cristalina y 30 GW para la de capa delgada (*thin film*) en 2020 y 151 GW y 92 GW en 2030, respectivamente.
- Se asume una mejora de la eficiencia en línea con la curva de experiencia registrada hasta la fecha.
- No se incluye el impacto de potenciales cambios disruptivos en la tecnología (por ejemplo, nanotecnología). La evolución de costes propuesta se logra con mejoras sobre la tecnología existente en la actualidad. Toda tecnología disruptiva supondría una reducción de costes adicional a la ya incluida.
- Las plantas de fabricación alcanzan una escala eficiente. La capacidad de la planta de producción marginal debe ser igual o superior a 200 MW.
- Continuidad de la senda tecnológica de la capa delgada, y en particular del CdTe como tecnología más relevante en los próximos años.
- El precio del polisilicio se mantiene en el entorno de precios actual.

6.2.4 Principales barreras al desarrollo de la tecnología

Las principales barreras identificadas al desarrollo de la tecnología han sido agrupadas en función de la tipología: económicas, de demanda y oferta y operativas.

Barreras económicas

- Endurecimiento reciente de las condiciones de financiación que incrementa los costes de generación. Esta barrera es de especial importancia,

³⁵Dato para instalaciones de suelo, la relación se mantendría para instalaciones de tejado

ya que las condiciones que se han establecido para el sector debido a la crisis, pueden marcar el punto de referencia para los próximos años, incluso una vez superado el periodo de crisis.

- Sector sujeto a cambios recientes de regulación que puede alterar los incentivos de inversión frente a otras alternativas y las expectativas de certidumbre regulatoria.

Barreras de demanda-oferta

- Complejos procesos administrativos, lo que supone una barrera significativa, especialmente para los particulares.
- Limitado interés por parte del “dueño” de la edificación por ser propietario de las instalaciones de tejado en edificaciones con una hipoteca.
- Impacto visual de las instalaciones en viviendas particulares, lo que frena su adopción.
- Para el segmento particular, profesionalización mejorable del sector y falta de información para el potencial usuario final.

Barreras operativas

- De forma análoga al resto de tecnologías no gestionables (eólica, termosolar sin almacenamiento, etc.) la FV conlleva imprevisibilidad del suministro en un entorno de penetración creciente de las energías renovables en España. La falta de capacidad de almacenamiento supondrá un reto cada vez mayor para el sistema eléctrico.

6.2.5 Principales tendencias tecnológicas

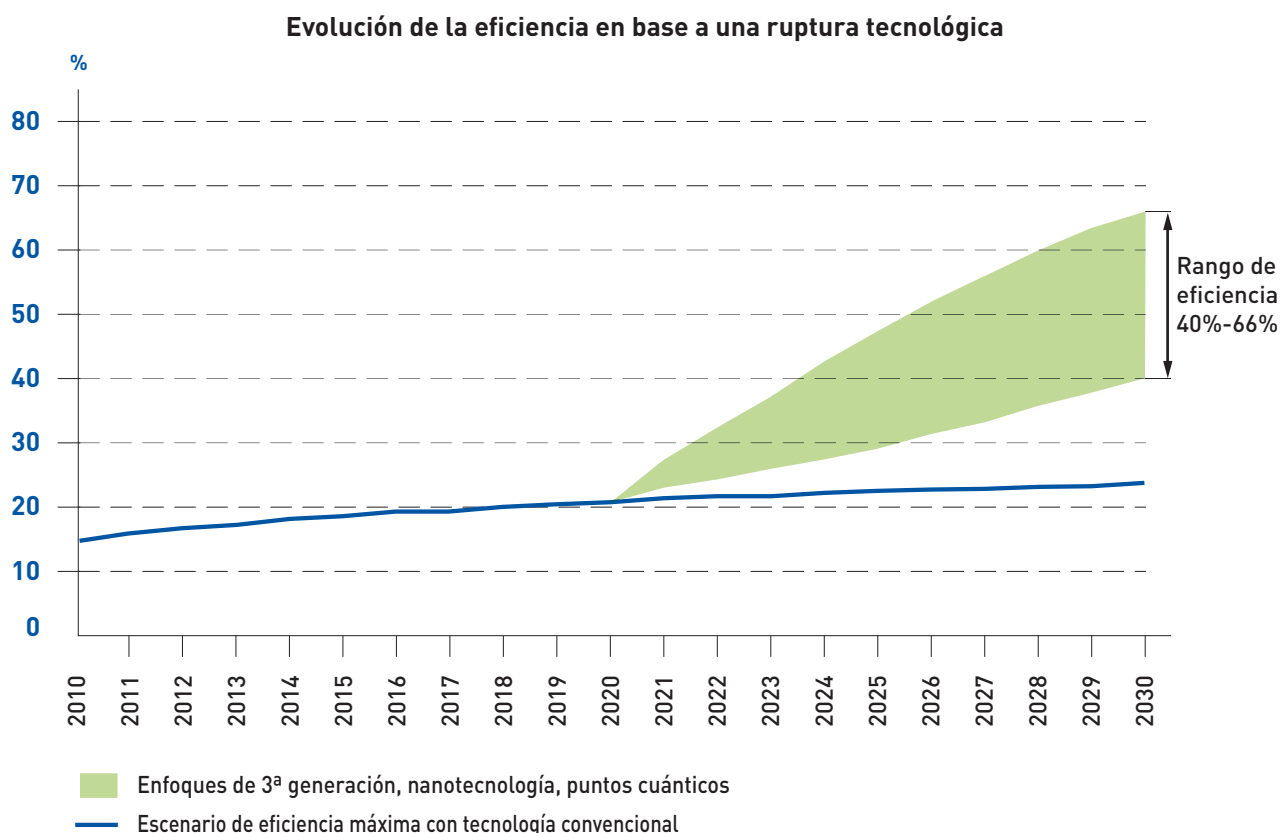
La evolución y potencial disrupción de la tecnología fotovoltaica parte del incremento de la eficiencia de los módulos. La tercera generación de tecnología fotovoltaica pasa por el aumento de la eficiencia a través del uso de nanotecnología:

- A través del empleo de puntos cuánticos con materiales ya existentes (diselenio de cobre e indio-CIS o telurio de cadmio-CdTe).
- A partir de la introducción de nuevos materiales (óxido de titanio-TiO₂; óxido de zinc ZnO, materiales orgánicos, etc.).

El desarrollo de esta tecnología supondría una mejora sustancial de la eficiencia de los módulos, que podría alcanzar un rango de 40-66% en 2030, una cifra muy superior a las eficiencias de 24% y

20% estimadas como valor objetivo en 2030 para las tecnologías cristalina y de capa delgada, respectivamente. No obstante, es importante resaltar que esta mejora de eficiencia se enfrentará al reto de alcanzarla en consonancia con la utilización de materiales que permitan un alto rendimiento a altas temperaturas y que, a su vez, disminuyan las actuales tasas de degradación. Así, los principales enfoques actuales se centran en dos alternativas que, por el momento, se encuentran en fase de laboratorio, pero que se rigen por el principio general de obtener estructuras artificiales de semiconductor que aumenten el control de los saltos de energía de los electrones:

- La utilización de materiales que sean capaces de incorporar un número mayor de saltos en las bandas de frecuencia y reducir de las pérdidas asociadas a altos regímenes de radiación y utilización (sulfuro de cadmio, diselenio de cobre e indio).
- La mejora de la capacidad de absorción de determinados materiales a través de efectos ópticos, como en el TiO₂ (óxido de titanio) o los materiales orgánicos.



El éxito comercial de estas tecnologías disruptivas podría suponer una reducción adicional de costes de generación superior al 30%, debido a la reducción en cadena de material utilizado tanto para el propio módulo como para las estructuras y el resto del sistema asociado. Podríamos hablar, en este caso, de costes de generación en 2030 por debajo de los 5 c€/kWh₂₀₁₀. Asimismo, el aumento de eficiencia podría redundar en menores costes de operación y mantenimiento, debido a las menores superficies a mantener y las menores tasas de degradación.

Por último, la tecnología fotovoltaica de concentración o CPV (*Concentrated Photovoltaic* en inglés) está alcanzando la madurez tecnológica tras completar con éxito la fase de proyectos de “demostración”. De aquí en adelante se espera que la tecnología inicie una paulatina reducción de costes al crecer la capacidad instalada.

La tecnología de concentración fotovoltaica presenta una serie de ventajas frente a otras energías renovables, como son una mayor eficiencia y una menor sensibilidad de costes respecto del precio del polisilicio. Sin embargo, la tecnología

fotovoltaica de concentración necesita atraer capital que invierta en proyectos de concentración, lo cual podría no tener lugar en un escenario de precios bajos del polisilicio o sin una regulación específica que potencie esta tecnología en paralelo al resto de las tecnologías fotovoltaicas.

6.3 ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA

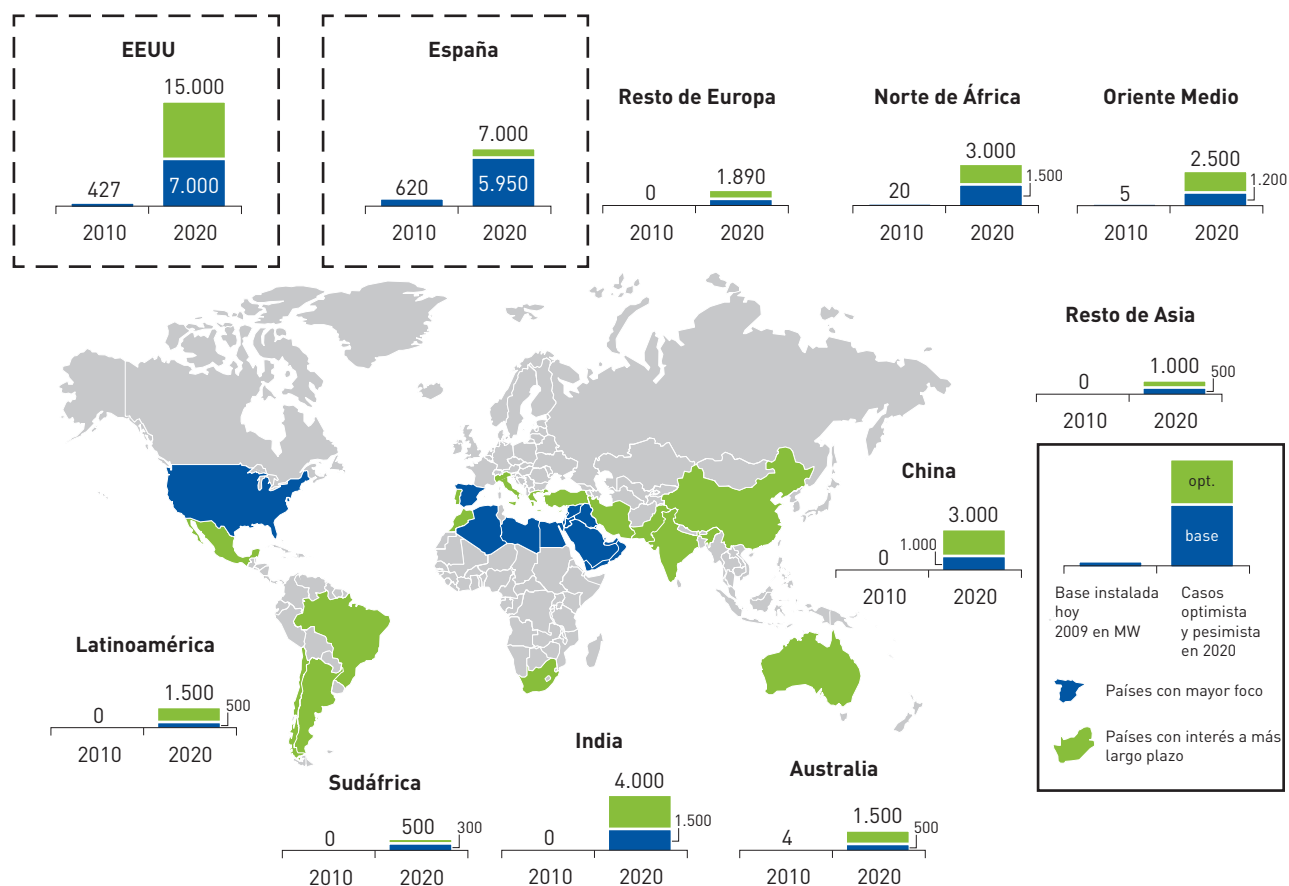
6.3.1 Descripción general de la tecnología

La energía solar termoelectrica consiste en la concentración de la energía proveniente del sol a través de un medio reflectante en uno o varios puntos para elevar la temperatura de un fluido térmico (agua, aceites, sales fundentes, etc.) con el objeto de generar vapor de agua que, a su vez, se empleará para generar electricidad en una turbina convencional de vapor.

Las primeras plantas termoeléctricas comerciales datan de 1984, año en que se construyó la primera planta y que forma parte de los 354 MW de potencia eléctrica que siguen operativos en el desierto de Mojave en California (plantas SEGS-*Solar Energy Generating Systems*). Sin embargo, después de varios años sin desarrollo de nueva capacidad, la generación termoeléctrica está viviendo un nuevo impulso.

A finales de 2009, la capacidad mundial instalada alcanzó los 715 MW de potencia eléctrica. En función del grado de cumplimiento de los diversos planes de desarrollo anunciados, se espera que a finales de 2020 la potencia mundial instalada alcance los 20 GW, principalmente por el impulso de España y EEUU y, en menor medida, de Oriente Medio, Australia y Norte de África, tal y como se puede ver en el gráfico adjunto.

Evolución esperada de capacidad de generación con tecnología solar termoeléctrica hasta 2020



Dentro de la tecnología de generación termoeléctrica, existen varias tecnologías o configuraciones diferentes, con diverso grado de madurez tecnológica y penetración:

- **Cilindros parabólicos** es la tecnología más extendida y supone un ~90% de la capacidad mundial instalada.
- La tecnología de **torre**, con sus múltiples variantes, alcanza un ~10% de la capacidad instalada mundial.
- El **disco parabólico** (o disco Stirling), no alcanza el 1% de la capacidad instalada mundial.

- La tecnología de **colectores lineales de Fresnel** tampoco llega al 1% de la capacidad instalada mundial.

En la actualidad, los sistemas de energía solar termoeléctrica, a excepción del disco parabólico, ofrecen posibilidades de almacenamiento de energía con tanques de sales fundentes (nitrato de Sodio- NaNO_3 y nitrato potásico- KNO_3), que convierten a la tecnología termoeléctrica en una de las pocas energías renovables gestionables a día de hoy. De hecho, ya existen plantas comerciales, con tecnología de cilindro parabólico que

hacen uso de la tecnología de almacenamiento con sales fundentes (adicionalmente se espera que para mayo de 2011 entre en funcionamiento una planta de torre con almacenamiento de sales fundentes en España).

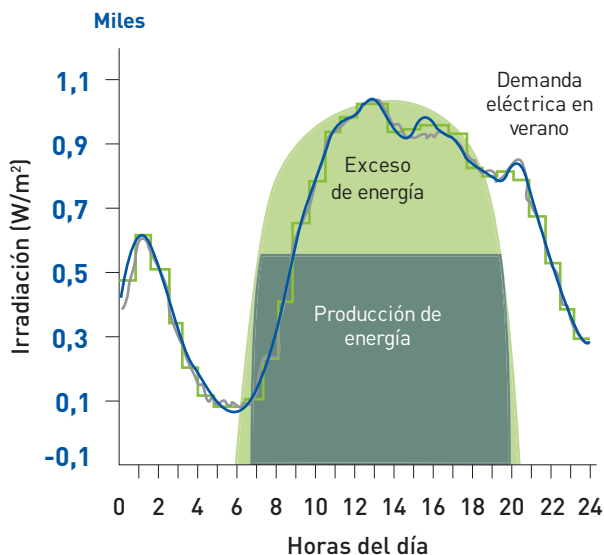
Las plantas con capacidad de almacenamiento ofrecen pues importantes ventajas. Por una parte, la gestionabilidad de la generación eléctrica en un escenario de ~40% de generación eléctrica renovable, que permite 1) ajustar el perfil de producción a uno más acorde con el uso real de electricidad y 2) reducir la variación diaria con el consiguiente menor impacto en la gestión de la red. Por otra

parte las plantas con almacenamiento pueden generar mayor electricidad para la misma potencia instalada, haciendo por tanto un uso más eficiente de la turbina. Por el contrario, las plantas con almacenamiento requieren una mayor inversión por planta e incrementan la dependencia de materias primas.

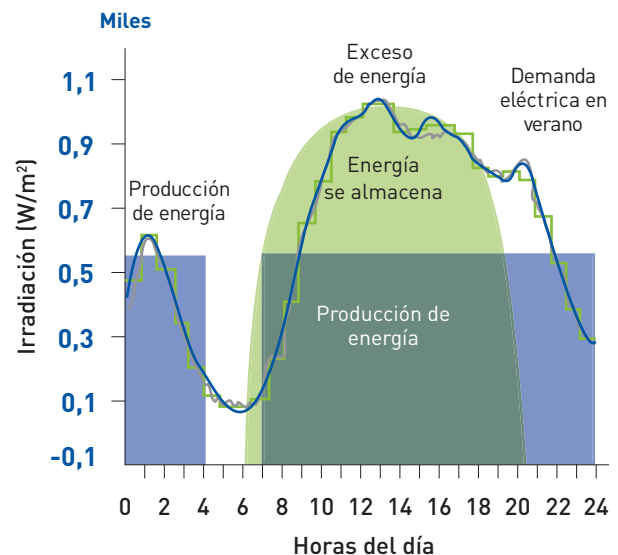
El gráfico adjunto a continuación ilustra la capacidad de las plantas con almacenamiento de adaptar el perfil de producción independientemente del perfil de radiación solar. Se puede observar cómo la planta con almacenamiento es capaz de ajustar el perfil de producción a la demanda eléctrica.

Perfil de irradiación solar y generación de electricidad de una planta termoeléctrica con y sin almacenamiento

Ilustrativo de funcionamiento de una planta sin almacenamiento



Ilustrativo de funcionamiento de una planta con almacenamiento



6.3.2 Costes actuales de generación

Los costes de generación actuales varían mucho en función de la tecnología seleccionada. Cabe destacar que sólo las tecnologías de cilindro parabólico y de torre ofrecen soluciones comerciales.

Tecnología	Coste zona alta irradiación (c€/2010/kWh) ³⁶
Torre con almacenamiento	~28,4
Torre sin almacenamiento	~34,4
Cilindro parabólico con almacenamiento	~24,8
Cilindro parabólico sin almacenamiento	~27,9
Colectores lineales de Fresnel	~39,2
Disco parabólico	> 40,4

Los costes actuales de generación se han calculado en función de los costes de inversión y operación, y de las horas netas de funcionamiento detalladas en la tabla adjunta (las horas netas de funcionamiento se calcula como la energía total producida entre la potencia instalada, y es una cifra inferior a las horas brutas de funcionamiento real de las plantas³⁷).

Tecnología	Coste de inversión (M€/MW)	Coste de operación (M€/MW/año)	Horas netas de funcionamiento ³⁸
Torre con almacenamiento	12,2-13,3	200-240	~5.600
Torre sin almacenamiento	8,4-9,0	180-220	~2.975
Cilindro parabólico con almacenamiento	6,5-7,3	130-160	~3.600
Cilindro parabólico sin almacenamiento	4,5-5,2	100-130	~2.280
Colectores lineales de Fresnel	5,9-6,5	120-160	~2.600
Disco parabólico	12,5-14,0	100-140	Muy escasas por problemas disponibilidad

Es importante destacar que los costes de inversión incluyen los costes de gestión o proyecto (o costes e propiedad), que no son parte de la inversión en la planta propiamente dicha. Sin dichos costes el coste de inversión de una planta cilindro parabólico sin almacenamiento sería de 3,7-4,4 M€/MW en vez de 4,5-5,1 M€/MW.

Cabe destacar que, debido al grado de madurez comercial, las plantas descritas cuentan con potencia nominal diferente:

³⁶1.949 kWh/m² de radiación directa, por ejemplo Córdoba

³⁷Horas de funcionamiento brutas son aquellas en las que la planta está funcionando o vertiendo energía a la red. Se han empleado los valores de ~6.200 horas para la torre con almacenamiento, 4.100 para la torre sin almacenamiento, ~4.300 para el cilindro parabólico con almacenamiento y 2.600 para el cilindro parabólico sin almacenamiento

³⁸Representa las horas netas de funcionamiento e incluye el efecto de la hibridación con gas, fijada en 15% para todas las tecnologías. Representa la energía total producida en kWh entre la potencia nominal en kW

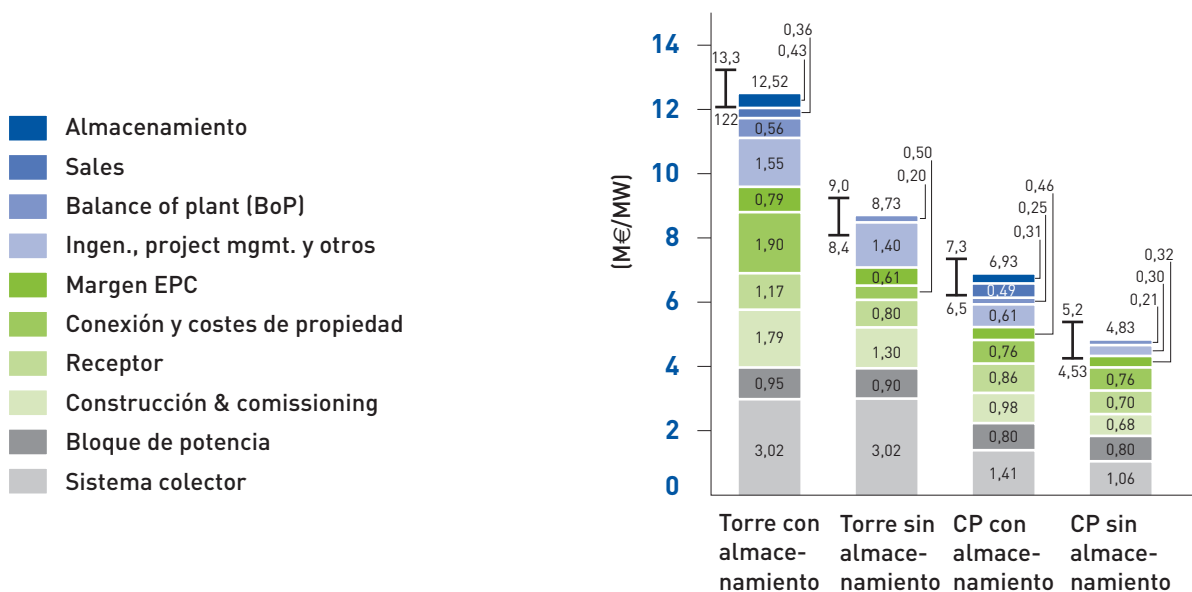
- Las torres comerciales actuales tienen una potencia nominal de ~20 MW.
- Las plantas de cilindro parabólico cuentan con una potencia de 50 MW en España³⁹.
- Las primeras plantas comerciales con colectores lineales de Fresnel se espera que tengan una potencia de unos 30 MW.

Por otra parte, respecto a las configuraciones con almacenamiento térmico, el diseño de la torre

cuenta con 15 horas de almacenamiento y un campo solar con área de apertura de 323.000 m² mientras que la planta de cilindro parabólico de 50 MW dispone de 7 horas de almacenamiento y un campo solar con un área de apertura de 510.000 m². La planta cilindro parabólica sin almacenamiento cuenta con un campo solar de 366.000 m².

A continuación se muestra el desglose de costes de las principales tecnologías termoeléctricas:

Desglose del coste de inversión de las tecnologías de torre y cilindro parabólico



Se puede observar cómo los sistemas con almacenamiento incrementan significativamente los costes de inversión con respecto a los sistemas sin almacenamiento. Como contrapartida, aumentan significativamente las horas netas de funcionamiento y permiten gestionar la generación eléctrica.

Respecto al almacenamiento se ha asumido un diseño que minimice el coste de generación eléctrica, lo que supondrá en el caso de torre una producción de 5.600 horas netas y en el caso de cilindro parabólico una producción de 3.600 horas netas. Un diseño alternativo de menor factor de carga, supondría una mayor inversión en turbina, compensado por una reducción del coste de inversión en campo solar y por supuesto en sales para almacenamiento. Este tipo de diseños tendrían un sobrecoste de generación en

torno a 5% respecto al óptimo, siempre que la planta se diseñe y construya para las nuevas especificaciones. Reducir las horas de funcionamiento en un sistema ya construido tendría un impacto muy negativo en costes de generación, erosionando significativamente la rentabilidad de dichas plantas, al no estar diseñadas para el uso final que se les quiere dar.

Es importante destacar, asimismo, que la menor potencia de las plantas de torre y de colectores lineales de Fresnel en relación con las de cilindro parabólico supone un impacto significativo en costes, que será compensado una vez se escalen las plantas al desarrollar comercialmente la tecnología.

Para calcular los costes de generación se ha empleado una tasa de descuento para el proyecto del 7,8%.

³⁹En España las plantas están limitadas a 50 MW de potencia nominal si se desea acceder a la prima más atractiva. Existen plantas en de cilindro parabólico de mayor potencia (p.e. Abengoa anunció en 2008 la construcción de una planta de 280 MW en el Estado de Arizona, EEUU)

6.3.3 Evolución esperada de los costes de generación

Esperamos una importante evolución de costes de generación con energía solar termoelectrica para España.

Escenario	Coste de generación (c€/2010/kWh)		
	2010	2020	2030
Máximo	28,4	14,7	10,2
Mínimo	24,8	9,8	7,2

Cabe destacar que en esta evolución de costes se asume como rango inferior de costes en 2010 una planta con tecnología cilindro parabólica de 50 MW y como coste superior una torre con receptor central con almacenamiento de sales de 20 MW. Para 2020, el rango inferior asume una planta de torre

con receptor central y 50 MW de potencia, siendo el rango superior una planta cilindro parabólica con una potencia de 200 MW.

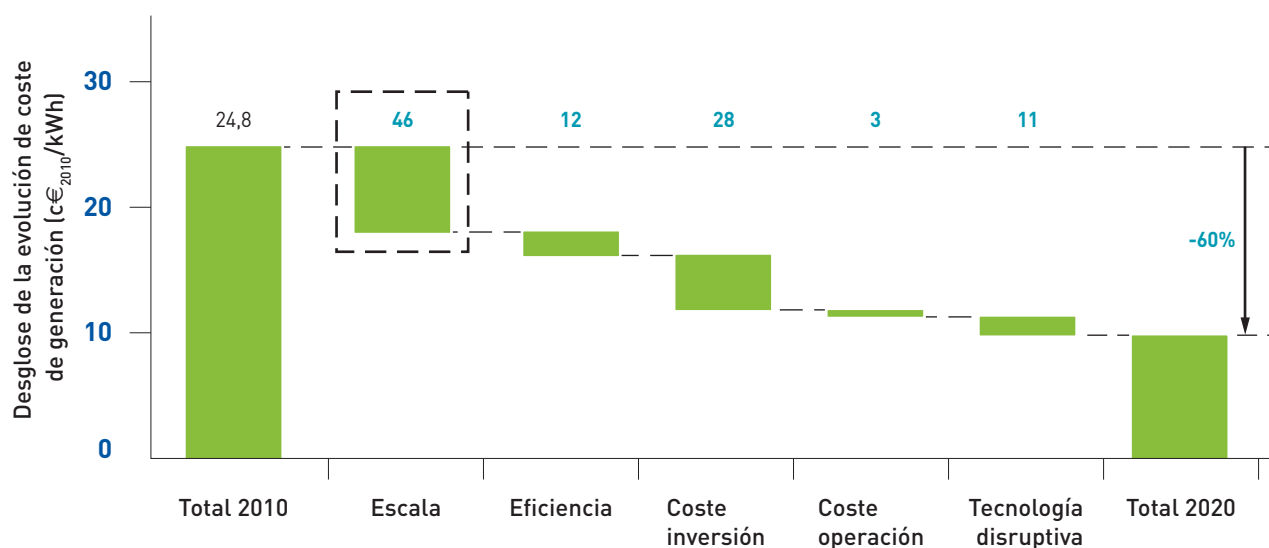
Se asume por tanto que la tecnología de torre tiene un mayor potencial de reducción de costes que la planta de cilindro parabólico. Esto asume en cualquier caso que se producen suficientes desarrollo de torre como para poder alcanzar la ventaja en costes prevista.

6.3.3.1 Principales palancas de reducción del coste de generación

Las principales palancas para reducir los costes de generación con tecnología termoelectrica se resumen a continuación. El porcentaje representa el peso que tiene cada palanca en la disminución total del coste de generación:

- Desarrollo de la escala óptima de las plantas: 43%.
- Menores costes de inversión: 34%.
- Mejora de la eficiencia: 9%.
- Reducción de costes de operación: 4%.
- Introducción de una tecnología disruptiva: 10%.

Impacto de las principales palancas en la reducción de costes de generación termoelectrica: ilustrativo con torre con almacenamiento



% Porcentaje sobre la reducción en el coste de generación

Escala de las plantas

La escala de las plantas actuales, entendida ésta como su potencial nominal, está claramente por debajo de su escala óptima, especialmente en el caso de las plantas de torre. Una vez se desarrolle comercialmente la tecnología, se espera que se construyan torres de hasta 50 MW⁴⁰ de potencia eléctrica, triplicando la potencia térmica de los receptores actuales. La torre presenta muchas oportunidades de mejora de costes por escala (torre del mismo tamaño, turbinas con menor coste unitario, sinergias en ingeniería y construcción, ahorros en coste de conexión y costes de promoción por MW instalado, etc.).

Escalar la planta de torre hasta 50 MW⁴¹ permitiría reducir los costes de generación casi un 30% frente a una planta de 20 MW.

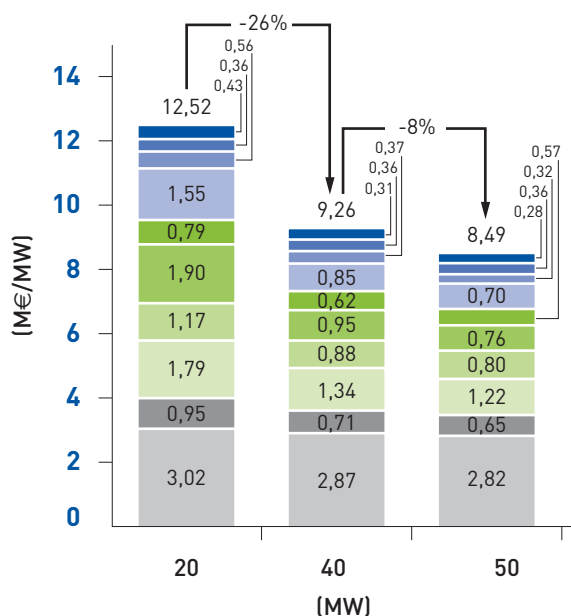
Respecto a la tecnología de cilindro parabólico, la planta actual de 50 MW también está por debajo de la escala óptima. En este caso, el factor limitante es la propia legislación española, ya que las plantas con capacidad nominal superior a los 50 MW disfrutan de una remuneración menos atractiva. Aumentar la escala de las plantas de cilindro parabólico hasta los 200 MW permitiría reducir los costes de generación un ~25% frente a los de una planta de 50 MW, pero esto requeriría modificar el régimen tarifario actual para remunerar de manera equivalente las plantas de más de 50 MW. Plantas de tamaño superior a 200-250 MW perderían gradualmente la ventaja de escala, debido a mermas térmicas e incremento del coste, al requerir tuberías y conductos de mayor perfil. En cualquier caso, ya se ha cerrado la financiación para la construcción de una planta cilindro parabólica de 280 MW en Arizona (EEUU), en lo que será la mayor planta del mundo.

⁴⁰Asume una planta con receptor central de sales fundentes y una capacidad de almacenamiento de 15 horas. Configuraciones diferentes con menos horas de almacenamiento o receptores descentralizados permitirían el desarrollo de plantas de más de 50 MW de potencia

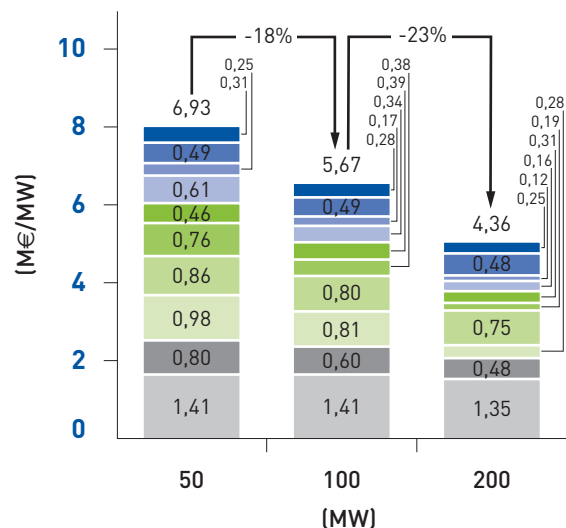
⁴¹En realidad el escalado se produce en el receptor térmico. La potencia eléctrica final dependerá de la configuración y el diseño del sistema, incluyendo las horas de almacenamiento

Impacto de la escala de las plantas en los costes de inversión

Coste de inversión 2010 de una instalación de torre en función de la potencia instalada¹



Coste de inversión 2010 de una instalación cilíndrico-parabólica en función de la potencia instalada¹



- | | |
|---------------------------------|----------------------------------|
| ■ Almacenamiento | ■ Conexión y costes de propiedad |
| ■ Sales | ■ Receptor |
| ■ Balance of plant (BoP) | ■ Construcción & comissioning |
| ■ Ingen., project mgmt. y otros | ■ Bloque de potencia |
| ■ Margen EPC | ■ Sistema colector |

¹ Adicionalmente, se produce una pérdida de eficiencia al alejar los colectores del bloque de potencia en plantas más grandes

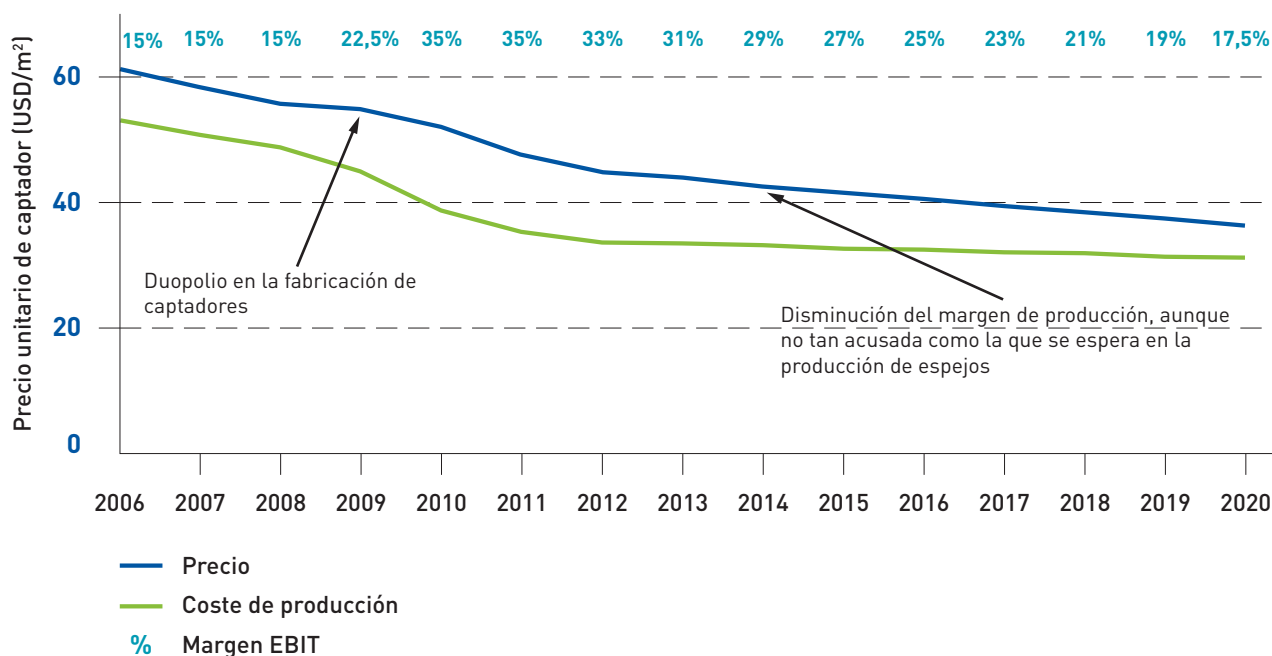
Reducción del coste de inversión

La tecnología termoeléctrica tiene mucho margen para recorrer la curva de experiencia en los costes de algunos de sus componentes principales, especialmente aquellos que son específicos de la tecnología.

- En la torre, los seguidores (o *trackers*) de los helióstatos, el receptor, el propio diseño de los helióstatos, y los sistemas de control del campo solar, principalmente.
- En el cilindro parabólico, los espejos parabólicos y los tubos colectores.

Adicionalmente algunos componentes no sólo reducirán sus costes fruto de la curva de experiencia, sino que además experimentarán una reducción en los márgenes de los proveedores una vez se

desarrolle la cadena de valor y aumente la competencia entre proveedores. A continuación mostramos la posible evolución del precio de los tubos receptores en plantas cilindro parabólicas. Como se puede observar por la figura esperamos un periodo inicial en que los fabricantes no trasladan la reducción de costes al cliente final incrementando sus márgenes en el resultado operativo (EBIT). Esto es posible mientras la tecnología se mantenga como un duopolio. A medida que se desarrollan nuevos competidores estos incrementarán la competencia y por tanto reducirán sus márgenes y precios.

Ilustrativo: evolución del precio y el coste de los tubos receptores para plantas cilindro parabólicas

Por otra parte, existen otros componentes que, aunque son tecnológicamente poco avanzados, sí reducirán sus costes al estandarizar el diseño:

- Bombas y tanques de sales, bombas de HTF (*Heat Transfer Fluid*), intercambiadores de calor sales-HTF o sales-agua.

Por último, algunos componentes podrán fabricarse en países de bajo coste, una vez hayan sido estandarizados, lo que permitirá reducir también sus costes.

Reducción del coste de operación y mantenimiento

Existen también oportunidades de reducir los costes de operación y mantenimiento. En concreto, de acuerdo con las entrevistas a expertos y los resultados de pruebas piloto, se espera una disminución de los costes de operación y mantenimiento en las siguientes áreas:

- Reducción del índice de rotura y tasa de reemplazo de espejos y de tubos colectores.
- Reducción de los costes de limpieza de espejos.

También se reducirán los costes de seguros, que se han estimado en un 0,21% del total del coste de inversión (excluyendo costes de promoción, conexión a la red, etc.). Otros costes de operación, como el gasto de personal, se suponen constantes en el periodo.

Mejora de la eficiencia de las plantas

Incrementar la eficiencia de las plantas será una palanca clave para reducir los costes de generación.

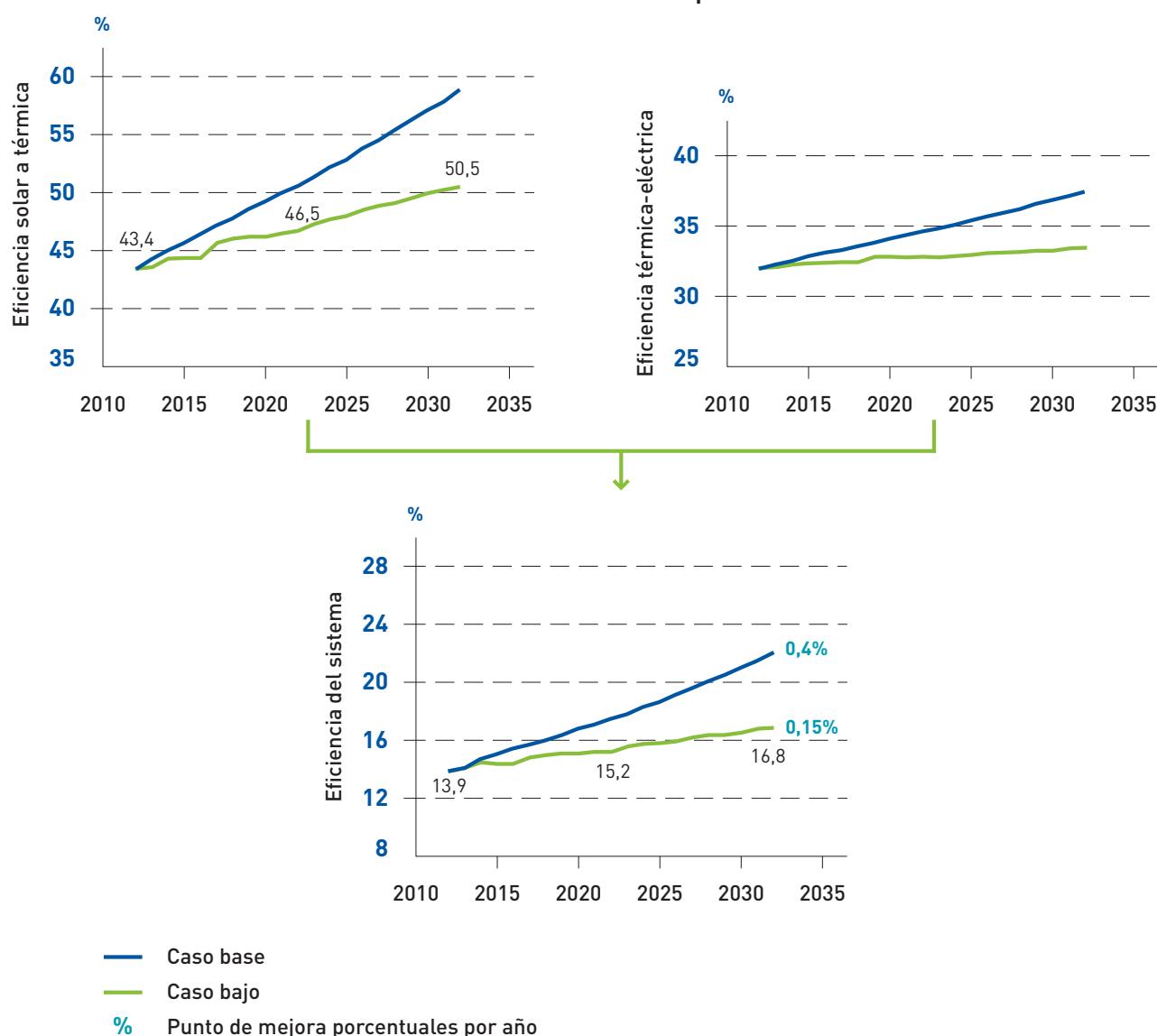
La mejora de la eficiencia solar-térmica permitirá reducir el tamaño del campo solar, al requerir menor superficie de espejos para capturar la misma energía térmica.

- Ya existen diversas líneas de trabajo para mejorar la eficiencia térmica del sistema, tales como sistemas de seguimiento solar que permiten apuntar con mayor precisión la radiación solar (especialmente para el caso de la torre), mayor reflectividad de los espejos, mejor aislamiento térmico de tubos colectores o estructuras más rígidas.
- Se espera que la eficiencia de la torre pase de 43% en 2020 a 59% en 2030, y la del cilindro parabólico de 45 a 49%.

La mayor eficiencia eléctrica aumentará las horas de producción de electricidad:

- Las líneas de trabajo se centran en mejoras incrementales de las turbinas, reducción de consumos parásitos y autoconsumos, incremento de temperaturas de funcionamiento, etc.
- La torre incrementará la eficiencia eléctrica de 32% en 2020 a 37% en 2030, y el cilindro parabólico de 31 a 36%.

Escenario de evolución de la eficiencia en una planta de torre 2020-2030



6.3.3.2 Sensibilidad al precio de las materias primas

Las materias primas tienen un peso relevante en los costes totales de inversión, debido a la importancia del acero y las sales fundentes:

- El acero supone un ~8% de los costes de inversión en un escenario de costes de 500 \$/t⁴², tanto para el cilindro parabólico como para la torre.

- Las sales fundentes tienen más peso en los costes de las plantas de cilindro parabólico que en las torres: 7% vs. 3%⁴³.

Sin embargo, la sensibilidad del coste de generación al precio de las materias primas es baja:

- Por ejemplo, duplicar el precio del acero hasta los 1.000 \$/t supondría un incremento del coste de generación de tan sólo el 6%.

⁴²Cold Rolled Coil (CRC)

⁴³Esto es debido a que es necesario un menor volumen de sales en el caso de la torre respecto al del cilindro parabólico por el mayor gradiente térmico existente en la torre al operar a mayores temperaturas

6.3.3.3 Hipótesis de desarrollo del entorno y tecnológicas para la evolución de costes de generación esperada

Alcanzar la evolución de costes de generación propuesta requiere el cumplimiento de una serie de hipótesis de trabajo, enumeradas a continuación:

- Se produce un desarrollo mundial de la tecnología de 14 GW de capacidad hasta 2020 y 33 GW hasta 2030, lo que permite recorrer la curva de experiencia.
- La tecnología de torre alcanza madurez y la experiencia permite escalar la torre desde 20 MW hasta 50 MW progresivamente. Si no fuera posible escalar la torre, una gran parte de la reducción de costes no se vería realizada.
- La legislación permite desarrollar plantas de más de 50 MW, lo que hace viable diseñar y construir plantas de tecnología de cilindro parabólico de hasta 200 MW. Sin embargo, es cierto que se asume que no será posible desarrollar plantas de semejante potencia hasta ~2020.
- La legislación permite y retribuye el diseño de plantas con almacenamiento máximo, lo que supone producir energía durante la noche. Esto implica factores de carga de más de ~6.200 horas brutas para las torres con almacenamiento.
- Se alcanzan tecnologías o diseños alternativos disruptivos, especialmente en torre.
- Se mantiene una hibridación con gas del 15%.

Por otra parte, la evolución de costes permite presumir que las nuevas opciones tecnológicas (Fresnel lineal y disco parabólico) solamente se desarrollarán en el caso de que las tecnologías más maduras no mejoren en costes.

6.3.4 Principales barreras al desarrollo de la tecnología

Las principales barreras al desarrollo e implantación de la tecnología termoelectrónica se resumen a continuación.

Barreras económicas

- Ciclo de construcción de plantas muy largo, que hace que los costes de las plantas estén determinados por los precios de 3 o 4 años antes de la puesta en marcha.
- Limitación a plantas de 50 MW para optar a la prima, con lo que con la regulación actual no se

pueden conseguir los ahorros derivados de la escala de las plantas (~200 MW en plantas cilindro parabólicas).

- Los diseños alternativos (torre, fresnel lineal, disco parabólico) tienen costes elevados en la actualidad. Es necesario invertir en el desarrollo de unas tecnologías con un potencial de reducción de costes por encima de los diseños actuales.

Barreras de demanda-oferta

- Mercado poco desarrollado fuera de España que limita las oportunidades de recorrer la curva de experiencia.
- Cuellos de botella en algunos componentes clave (espejos, tubos colectores) que pueden suponer un incremento en los costes de inversión. El desarrollo del mercado será un factor clave para eliminar los cuellos de botella.
- Complejidad de los procedimientos administrativos, que dificulta la participación de promotores de menor tamaño y/o extranjeros.

Barreras sociales

- Consumo de recursos naturales: agua y suelo.

6.3.5 Tendencias tecnológicas principales

6.3.5.1 Tecnologías alternativas al cilindro parabólico y a la torre

Existen dudas razonables sobre la viabilidad futura de las configuraciones y tecnologías alternativas. Se trata de tecnologías con ciertas ventajas teóricas sobre las tecnologías más establecidas, pero que deben demostrar su viabilidad en apuestas comerciales:

- La tecnología de **colectores lineales de Fresnel** podría reducir los costes de inversión frente a los de una planta de cilindro parabólico, al utilizar componentes más estándar y sencillos de fabricar (por ejemplo, espejos planos en vez de espejos parabólicos). Esto contribuiría a eliminar cuellos de botella de la cadena de valor. En cualquier caso, la menor eficiencia de los sistemas compensaría los ahorros potenciales, con lo que los costes de generación serían similares a los de la tecnología de cilindro parabólico, en caso de que la primera alcanzase madurez comercial.

- El **disco parabólico** representa una oportunidad potencial más disruptiva que la anterior. Por una parte, permitiría soluciones de generación distribuida, imposibles con otras tecnologías. Por otra parte, plantearía oportunidades de producción en serie dada la modularidad de las unidades. En cualquier caso, hasta la fecha los pilotos y pruebas no han cumplido las expectativas, y los problemas existentes, como el sobrecalentamiento, han mermado significativamente la disponibilidad real de las unidades, hasta el punto de que no son competitivas en costes con otras tecnologías.

Expertos consultados para la elaboración del estudio coinciden en que ambas tecnologías se encuentran en un momento crítico de su desarrollo como tecnologías comerciales. Los próximos años (hasta 2012-2013) serán fundamentales para abordar

proyectos comerciales y demostrar su viabilidad. De no ser así, existe el riesgo de que las tecnologías como el cilindro parabólico y la torre alcancen un grado de desarrollo elevado que dificulte aún más la penetración de las alternativas.

6.3.5.2 Disrupciones tecnológicas posibles sobre tecnologías actuales

Diversas compañías y centros de investigación están trabajando en la actualidad sobre posibles mejoras tecnológicas disruptivas de la base actual, descritas en la tabla adjunta:

La hipótesis de trabajo es que al menos alguna de estas (u otras) posibles disrupciones tecnológicas tendrá lugar en el periodo 2010-2020, lo que permitirá reducir los costes de generación.

Concepto	Impacto	Cilindro parabólico/ colectores lineales Fresnel	Torre
Nuevos fluidos térmicos en vez de los aceites actuales • Sales fundidas (por ejemplo, Archimede-Siemens) • Aceites capaces de funcionar a mayor temperatura (por ejemplo, Dow Chemical)	Incremento de la temperatura de funcionamiento y la eficiencia del sistema	✓	
Instalación de Generación Directa de Vapor (DSG–Direct Steam Generation) • Uso de vapor como fluido térmico	Reducción de costes al simplificar el sistema y aumento de eficiencia ya que se puede trabajar a mayor temperatura que con los aceites empleados en la actualidad	✓	
Desarrollo de sales fundentes sintéticas (por ejemplo, BASF)	Reducción de coste de inversión y de la volatilidad de precios de las sales	✓	✓
Uso de espejos de aluminio de bajo coste y alta reflectividad (por ejemplo, Alcoa)	Reducción del coste total hasta un 20%. Los espejos de aluminio se pueden producir en masa y requieren menos reemplazos reduciendo los costes de mantenimiento	✓	✓
Mejoras sobre el sistema de heliostatos • Heliostatos más pequeños (por ejemplo, e-Solar) • Uso de heliostatos autónomos con células fotovoltaicas y conexión sin hilos con el sistema de control	Facilitan la instalación y reducen el coste de instalación. Reducción de autoconsumos y reducción de costes (eliminación de cableado y canalizaciones)		✓

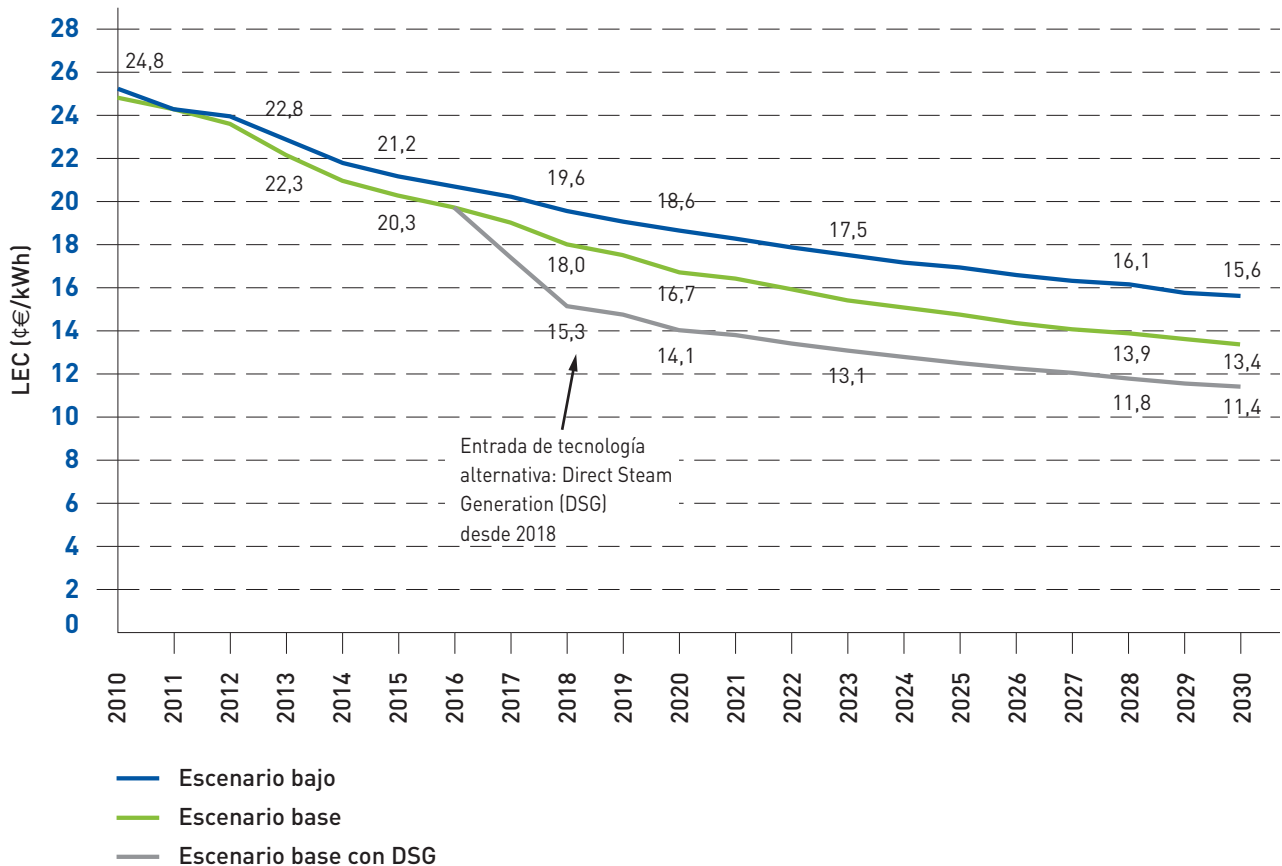
(Continuación)

Concepto	Impacto	Cilindro parabólico/ colectores lineales Fresnel	Torre
Torre "Beam down" (por ejemplo, Masdar Initiative) • La torre refleja la luz hacia un receptor situado en la base de la misma	Eliminación de bombas de sales y circuito y diseño más sencillo. Debe compensar las pérdidas térmicas esperadas (~20% de impacto en eficiencia)		✓
Torres de gas a presión	Reducción de costes por simplificación del diseño e incremento significativo de la eficiencia por funcionamiento a mayores temperaturas		✓

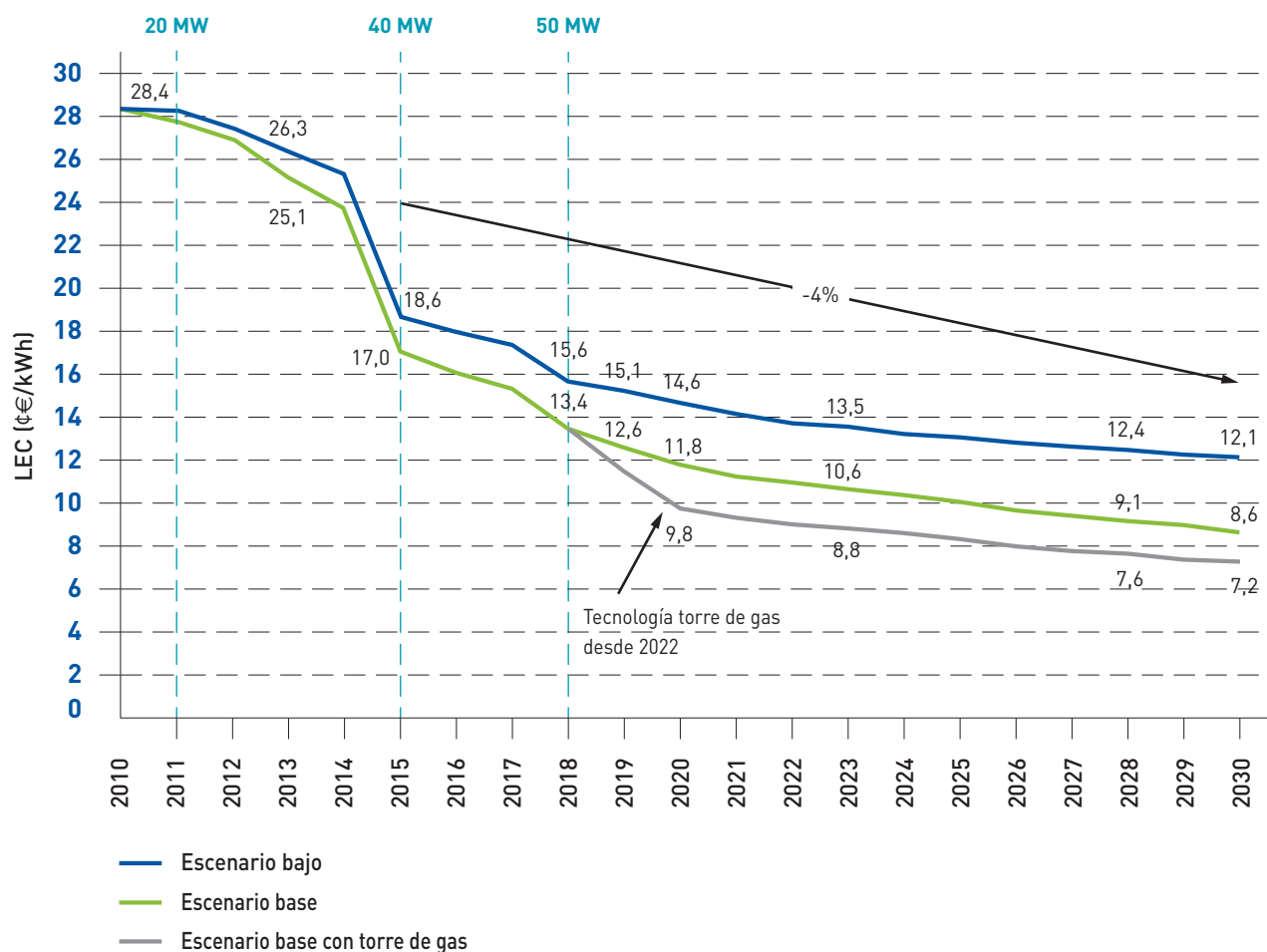
A continuación presentamos dos gráficas en las que se puede observar el desarrollo esperado de los costes de generación para plantas cilindroparabólicas (50 MW) y para plantas de torre con receptor central de sales fundentes y lo comparamos con el impacto esperado de desarrollarse tecnologías

disruptivas como generación directa de vapor (DSG en sus siglas en inglés) para CP y torre de gas para la torre. Nótese que mientras una planta con DSG podría estar ya operativa en 2018, para la torre de gas esperamos un rango temporal algo superior, hasta 2022.

Evolución del LEC 2020-2030 planta cilindro parabólica, zona alta irradiación planta de 50 MW, asumiendo dos años de construcción



Evolución del LEC 2020-2030 torre con almacenamiento, zona alta irradiación, planta de 50 MW a partir de 2016, asumiendo dos años de construcción



6.4 ENERGÍA EÓLICA

6.4.1 Descripción general de la tecnología

La tecnología más extendida de generación eólica se basa en la utilización de aerogeneradores tripala de eje horizontal y rotor orientado a barlovento. Las tecnologías de eje horizontal se han impuesto frente a las de eje vertical, debido a la mayor eficiencia eólica de las primeras.

En cuanto a la ubicación, las instalaciones eólicas pueden estar situadas en tierra firme (eólica *onshore*) o en el mar (eólica *offshore*). La intensidad y calidad del recurso eólico *onshore* depende de las

características geográficas de la localización, es decir, la intensidad y turbulencia es diferente en valles o zonas elevadas, en zonas costeras o del interior, en zonas próximas a vegetación/edificios o en campo abierto, etc.

Con la tecnología actual los parques eólicos *onshore* en España presentan habitualmente un factor de capacidad entre 1.900 y 2.900 horas anuales equivalentes. Las localizaciones por encima de 2.400 horas son poco comunes y a futuro responderán a repotenciaciones de parques.

Los parques eólicos *offshore*, disfrutan de una mayor intensidad de viento laminar a menores altitudes, lo que permite utilizar torres de menor altura y obtener más de 3.000 horas anuales equivalentes. Actualmente no existen parques eólicos *offshore*

operativos en España ya que las condiciones de la costa española dificultan el desarrollo de esta tecnología debido a la falta de disponibilidad de ubicaciones *offshore* aptas cercanas a la costa y de baja profundidad.

Desde el año 2001 la capacidad instalada mundial de generación eólica ha crecido un promedio anual del ~23%, hasta alcanzar los ~140 GW de potencia instalada en 2009, siendo Europa el área con un mayor desarrollo, con más de la mitad del total mundial. El papel que ha jugado España en este crecimiento ha sido fundamental, ya que representa el ~13% de la capacidad instalada mundial en 2009 con ~19 GW y disfruta de un crecimiento medio anual del ~24% desde 2001. Hasta la fecha todo el desarrollo ha estado asociado a tecnología *onshore*.

A pesar de la rápida expansión, actualmente la energía eólica sólo aporta el ~1,4% del total de electricidad generada en todo el mundo. Sin embargo, el resultado ha sido mucho más significativo en España, donde un crecimiento acumulado en la generación eólica del 23% desde 2001 ha supuesto que el ~14% de la energía total generada en 2009 sea de origen eólico.

6.4.2 Costes actuales de generación

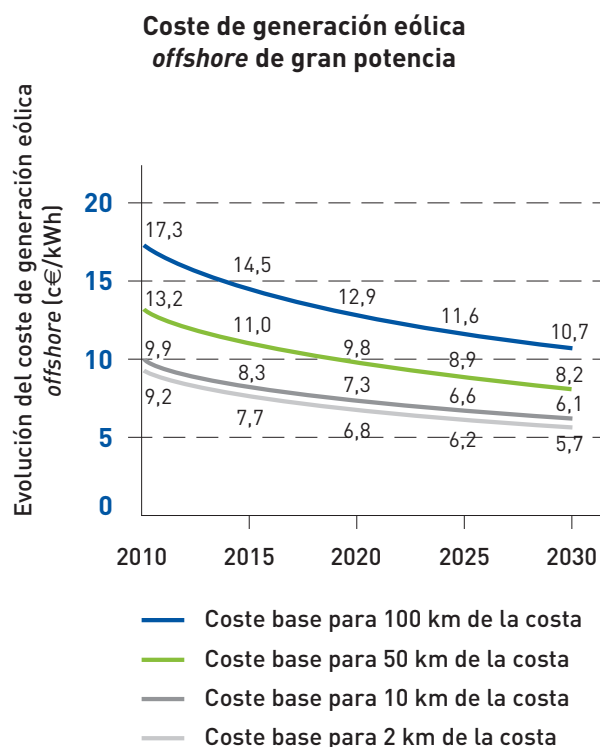
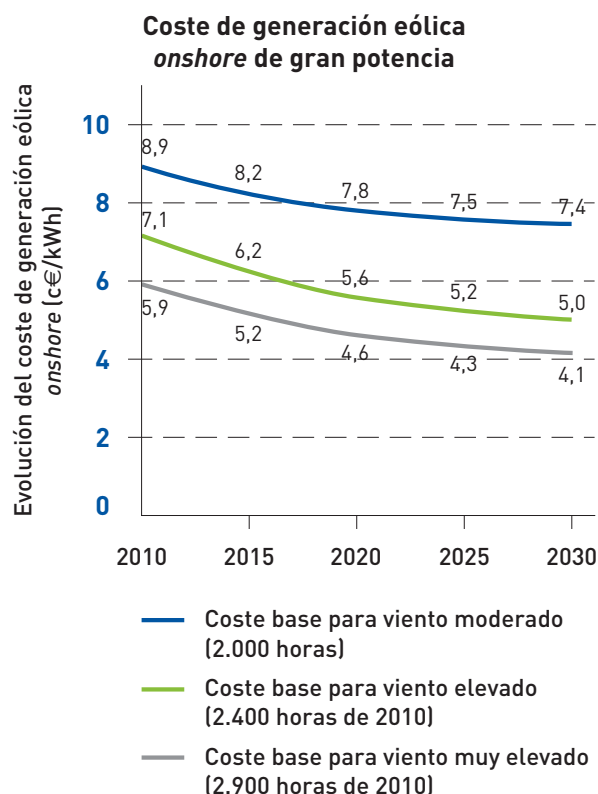
El coste actual de generación eléctrica a partir de la tecnología eólica en España se estima entre 5,9 y 8,9 c€₂₀₁₀/kWh para instalaciones *onshore* (correspondiente a un rango entre 2.900 y 2.000 horas anuales equivalentes respectivamente) y entre 9,2 y 13,2 c€₂₀₁₀/kWh para instalaciones *offshore* (correspondiente a un rango entre 2 y 50 km de la costa respectivamente y 3.300 horas anuales equivalentes).

La mayor parte del desarrollo de nuevas instalaciones *onshore* en España en 2010 se realizará a un coste aproximado de 7,7 c€₂₀₁₀/kWh, correspondiente a instalaciones que rindan 2.200 horas anuales equivalentes. Las nuevas instalaciones se ubicarán en emplazamientos con viento menor (para altura de buje constante) que el de los primeros parques instalados en España. Por lo tanto, las nuevas instalaciones trabajarán durante un número menor de horas anuales equivalentes, lo que aumentará el coste de generación. Por el contrario, las **repotenciaciones** que tengan lugar en el corto plazo podrán generar, con la tecnología actual, cerca de 3.000

horas anuales equivalentes de electricidad (como en el caso de la reciente repotenciación de Tarifa), con un coste de generación de unos 5,9 c€₂₀₁₀/kWh. Cabe destacar que, a largo plazo, las instalaciones ubicadas en emplazamientos de menor intensidad eólica también serán repotenciadas, con un coste mayor o menor en función del número de horas anuales equivalentes, siendo cierto que las 3.000 horas esperables en los mejores parques no serán replicables en la mayoría de los casos.

El rango de costes de generación *offshore* depende principalmente de la distancia a la costa y de las profundidades en el emplazamiento. En nuestro análisis hemos empleado un límite inferior de 2 km de distancia y un límite superior de 50 km de distancia, siempre con una profundidad máxima de ~50 metros, que es el límite tecnológicamente comercial en la actualidad. A día de hoy y en los próximos 10 años la mayoría de los parques se encontrarán a una distancia inferior a 20 km de la costa, asumiendo un caso base de 10 km. Más allá de 2020, una vez las mejores localizaciones se vayan ocupando, podría considerarse el aprovechamiento eólico de localizaciones a mayor distancia. En cualquier caso **no** parece probable el desarrollo de parques en localizaciones que se encuentren a 100 km de la costa española, sino que probablemente una vez ocupadas las localizaciones más cercanas a la costa, puedan implantarse parques eólicos marinos en el entorno de 20-30 km a partir del año 2020. Estas distancias parecen razonables para el litoral español, como se desprende de estudios realizados sobre los condicionantes al desarrollo de la generación eólica *offshore* en España. Sin embargo, la batimetría de la costa española puede limitar considerablemente el número de emplazamientos disponibles a esta distancia de la costa y cuya profundidad no sea superior a ~50 metros.

La siguiente figura muestra los costes estimados de generación eólica *onshore* y *offshore* en 2010 en función del número de horas equivalentes y de la distancia a la costa para el caso de parques *offshore*.



6.4.2.1 Detalle de las hipótesis de costes y parámetros de funcionamiento

Eólica onshore

Las instalaciones *onshore* suponen una inversión inicial de entre 1 y 1,3 M€₂₀₁₀/MW para instalaciones de 50 MW_{el}. El rango depende principalmente de cuatro factores: altura de la torre, potencia, configuración multiplicador/generador y facilidad de acceso a la instalación.

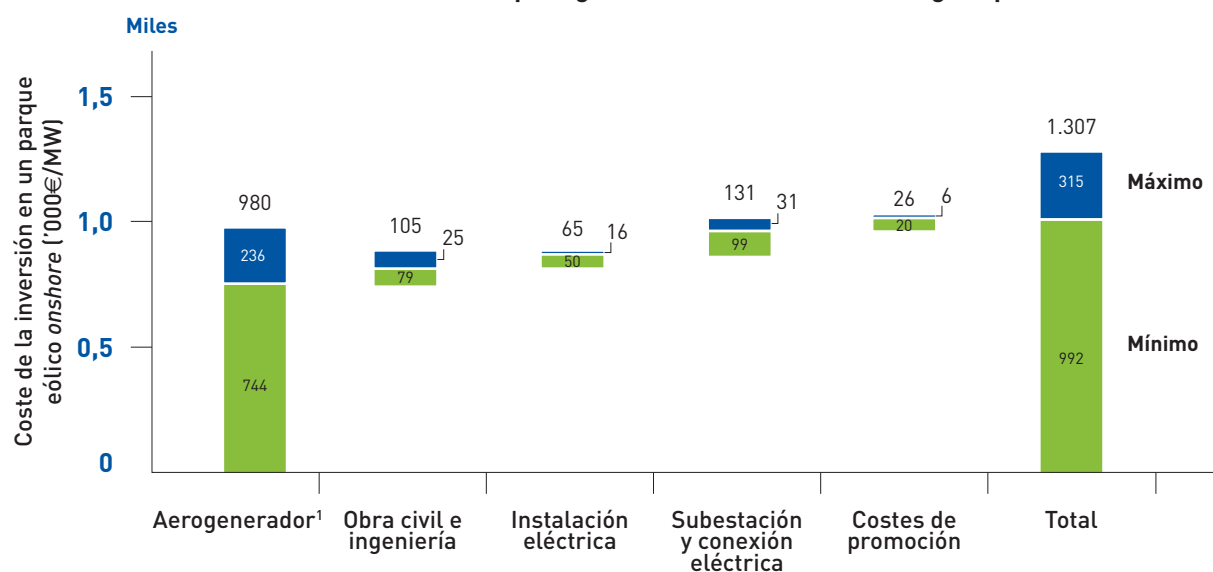
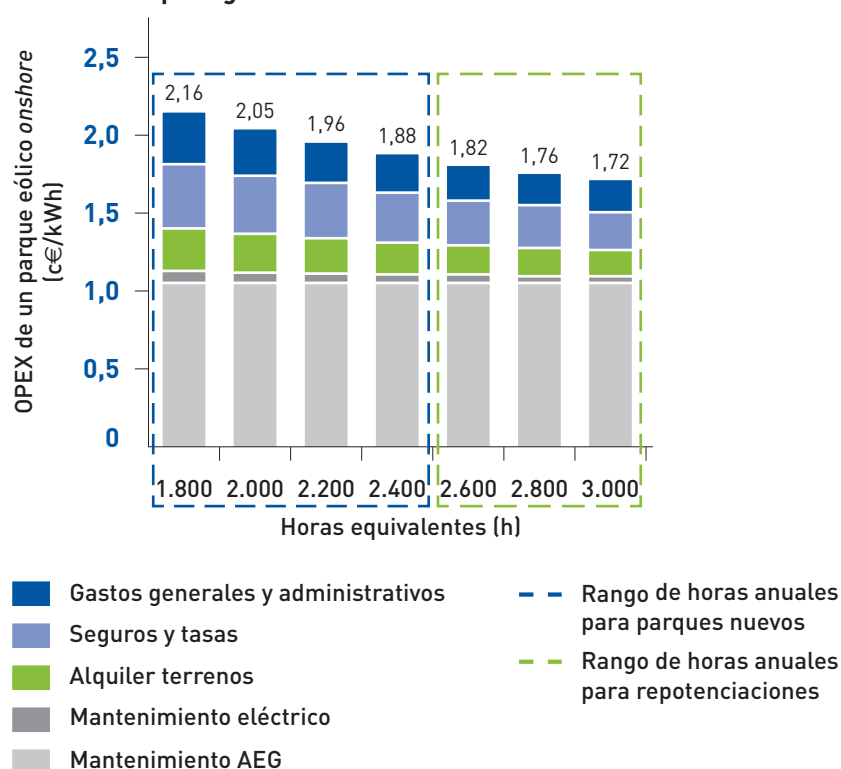
- El rango inferior quedaría determinado por instalaciones que utilizan aerogeneradores de menor altura (~60 metros) y potencia (~850 kW), con multiplicador de tres etapas y generador DFIG (*Doubly-Fed Induction Generator*) en ubicaciones cercanas al punto de conexión a la red eléctrica (~5 km).

- El rango superior corresponde a instalaciones con aerogeneradores de mayor altura (~100 metros) y potencia (~2,5 MW), sin multiplicador pero con generador síncrono de imanes permanentes y en ubicaciones alejadas del punto de conexión (~20 km).

El coste de operación se estima en ~45.000 €₂₀₁₀/MW/año, el cual se ha mantenido prácticamente constante en términos reales durante la última década⁴⁴.

Las siguientes gráficas resumen los costes de inversión y de operación para un parque eólico *onshore* de gran potencia en España en 2010. Los datos presentados son el resultado de las entrevistas realizadas a agentes del sector, incluyendo promotores y tecnólogos.

⁴⁴Este coste se compone de entre 9 y 12 c€/MWh de mantenimiento de los aerogeneradores, de 1.200 €₂₀₁₀/MWh de mantenimiento de la instalación eléctrica, de unos seguros anuales equivalentes a ~0,75% de la inversión, de un coste de alquiler situado entre 4.000 y 6.000 €₂₀₁₀/MWh (aunque existe una tendencia a contratar el alquiler como un porcentaje ~2/3% de los ingresos), de unas tasas cercanas a 3.000 €₂₀₁₀/MWh y a unos costes adicionales de gestión y administración de 6.000 €₂₀₁₀/MWh

Estimación de costes de inversión para generación eólica *onshore* de gran potencia en 2010Estimación de los costes operativos para generación eólica *onshore* en 2010

¹ Precio incluyendo transporte, montaje y margen EPC

Nota: el precio de un aerogenerador (incluyendo transporte e instalación) varía en función de la potencia del generador eléctrico y la altura de la torre. El valor de ~744.000 €/MW es para un aerogenerador de 850 kW y 55 metros de altura, mientras que el precio de ~980.000 €/MW es para un aerogenerador de 2 MW y 100 metros de altura. Para los cálculos sólo se han considerado aerogeneradores de 2 MW, con un precio de 84.000 €/MW para 66 metros de altura y 980.000 €/MW para 100 metros de altura

Fuente: entrevistas agentes del sector; EWEA; WindDirections 2007; Intermoney; AEE; análisis BCG

Cabe destacar que el precio de inversión medio en España para un parque eólico *onshore* se vino incrementando en términos nominales desde 2002 hasta 2007 pasando de una inversión media de 900.000 €/MW en 2002 hasta 1.300.000 en 2007. En este periodo el incremento del coste de inversión vino determinado por varios factores tales como:

- Desequilibrio entre oferta y demanda de equipos, que redundó en un incremento de márgenes de la industria.
- Crecientes requisitos de conexión a red que han incrementado la complejidad de los equipos. Por ejemplo soportar huecos de red, que se ha traducido en una sustitución de los generadores de jaula de ardilla por generadores DFIG⁴⁵.
- Explotación de zonas de menor recurso eólico lo que ha requerido mayores alturas de torre y mayores diámetros del rotor respecto de la potencia nominal.
- Un incremento del tamaño medio de las turbinas que pasó de 0,8 MW en 2002 a 1,6 MW en 2007.
- Mayor utilización de materias de primera calidad como por ejemplo acero de alta resistencia o sustitución de fibra de vidrio por fibra de carbono.
- El incremento del precio de las materias primas como el acero, si bien supuso una presión al alza en los costes de inversión ha tenido un impacto reducido en comparación con otras palancas. Estimamos que el peso del acero crudo sobre el total del coste de inversión pasó de unos 50.000 €/MW en 2002 a ~75.000 €/MW en 2007, es decir un incremento de 25.000 €/MW mientras que el incremento total del coste de inversión en el periodo ascendió en 400.000 €/MW.

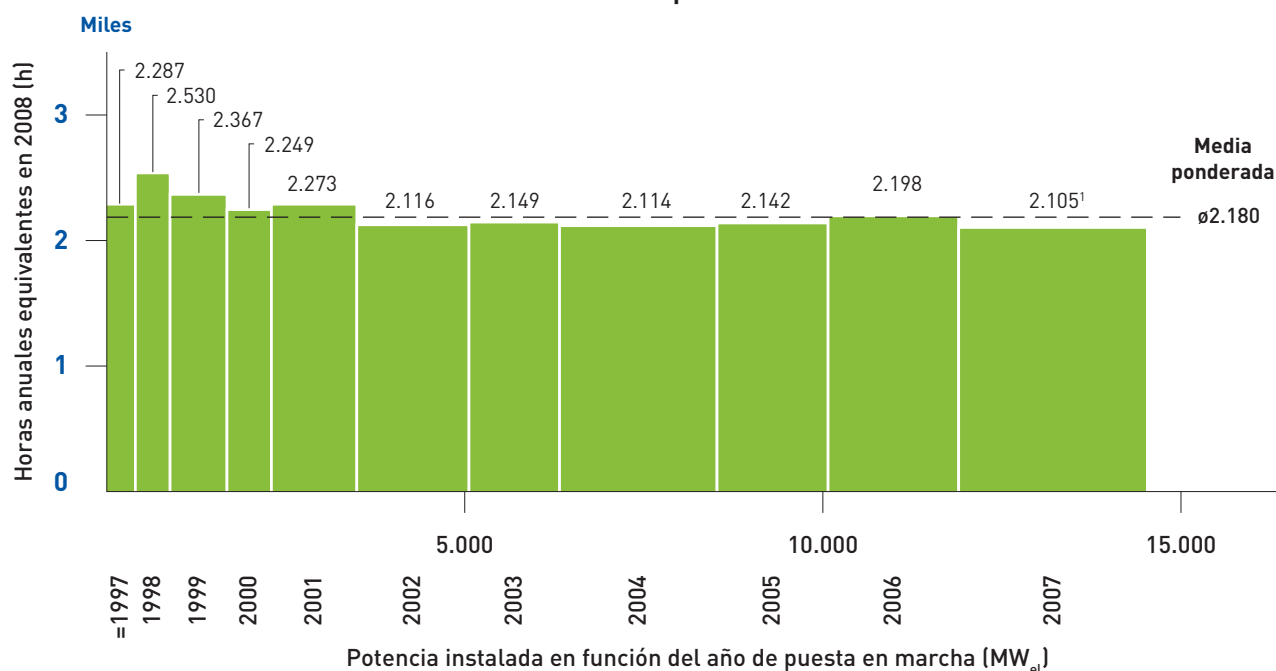
A partir de 2007, el precio de inversión por MW sufrió un descenso hasta alcanzar un coste medio de 1.200.000 €/MW en 2010, lo que supone un descenso de un 8% desde 2007. El descenso alcanzaría el 17% para turbinas de la misma potencia y aerogeneradores de la misma altura.

El factor de capacidad para parques puestos en marcha en 2010 se ha estimado en promedio en ~2.200 horas anuales equivalentes (~7,5 c€/₂₀₁₀/kWh). Los límites del rango mostrado corresponden a ubicaciones de 2.900 horas anuales equivalentes (~5,9 c€/₂₀₁₀/kWh) y de 2.000 horas (~8,9 c€/₂₀₁₀/kWh). Se presume que el factor de carga medio para los parques instalados en el corto y medio plazo se

sitúe aproximadamente en 2.200 horas anuales equivalentes, como se desprende de la tendencia histórica para parques nuevos. De hecho la media de horas anuales equivalentes en 2008 de parques construidos entre 2002 y 2007 apenas varió, oscilando entre 2.100 y 2.200 en el periodo, tal y como se puede observar en la figura adjunta.

⁴⁵DFIG - *Doubly-fed Induction Generator* (Generador de inducción de doble alimentación)

Horas anuales equivalentes en 2008 de los parques eólicos españoles en función del año de puesta en marcha



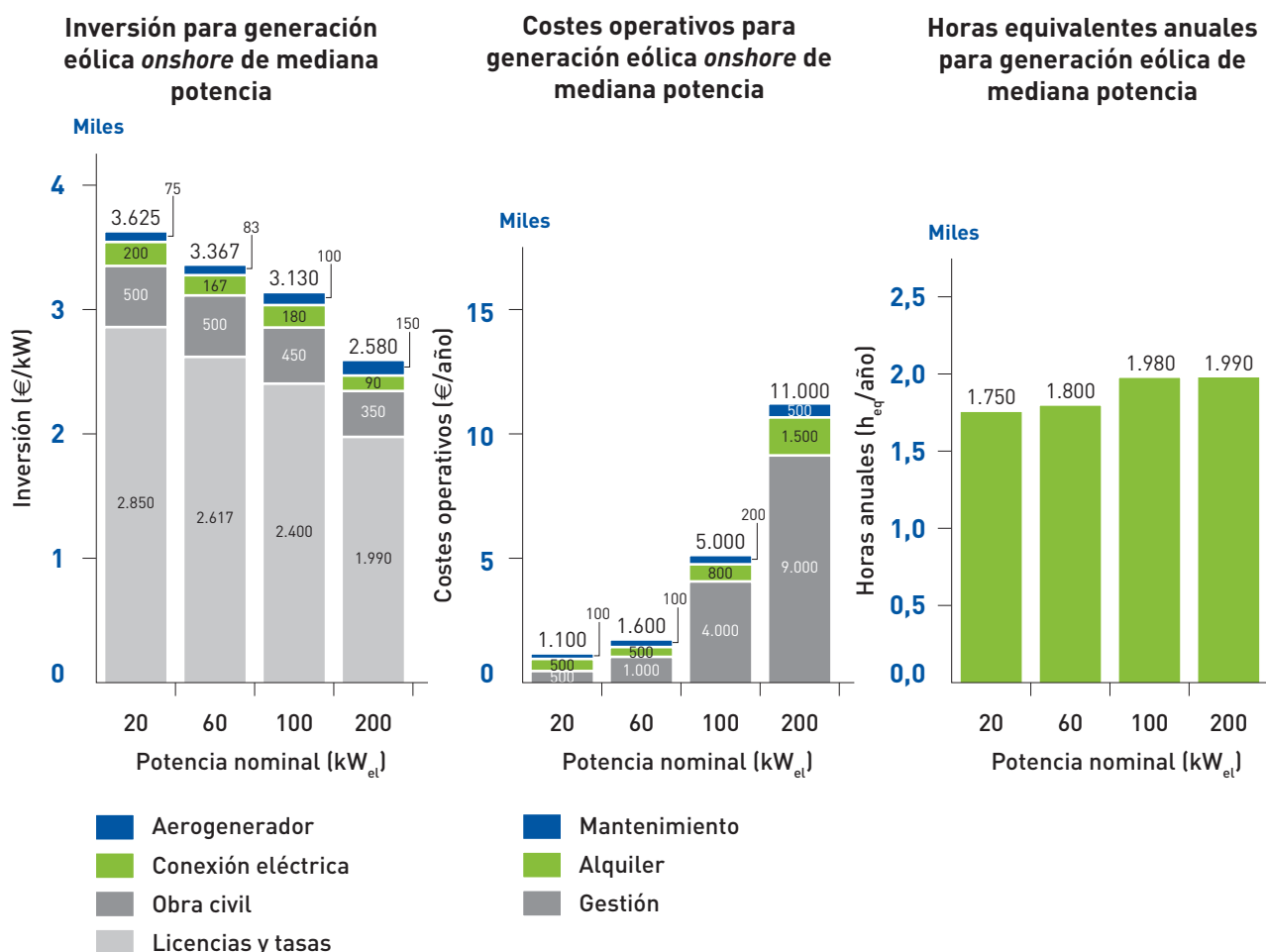
¹ Los datos de los parques puestos en marcha en 2007 han sido corregidos de acuerdo a la evolución 2008-2009 respecto al resto de parques debido a que las horas de los parques puestos en marcha en 2007 crecieron un 2,2% de 2008 a 2009 mientras que la media ponderada de las horas de 2009 vertidas por los parques puestos en marcha antes de 2007 fueron un ~6,1% más bajas que en 2008. Por lo tanto, las horas que los parques puestos en marcha en 2007 habrían operado excluyendo los periodos iniciales de puesta en marcha (menor disponibilidad) se estiman como las horas registradas por la CNE multiplicado por dos factores correctores al alza, del 2,2% y del 6,1%

Nota: no se incluyen los parques instalados en 2008

Fuente: CNE; entrevistas a agentes del sector

Eólica de pequeña/mediana potencia

A modo informativo y en aras de completar los datos, parece conveniente incluir el detalle de los costes actuales para aerogeneradores de mediana potencia. Se trata de equipos con mayores costes de inversión unitarios que las turbinas de gran potencia, pero capaces de ofrecer configuraciones de generación distribuida.



Eólica offshore

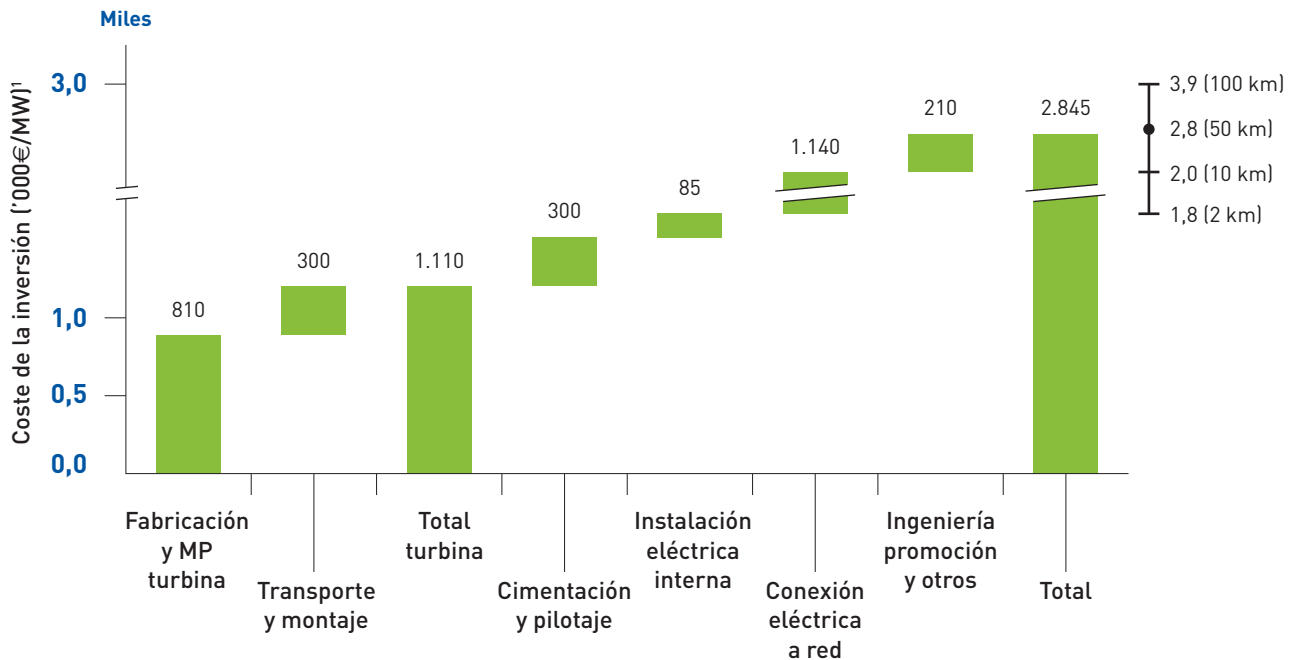
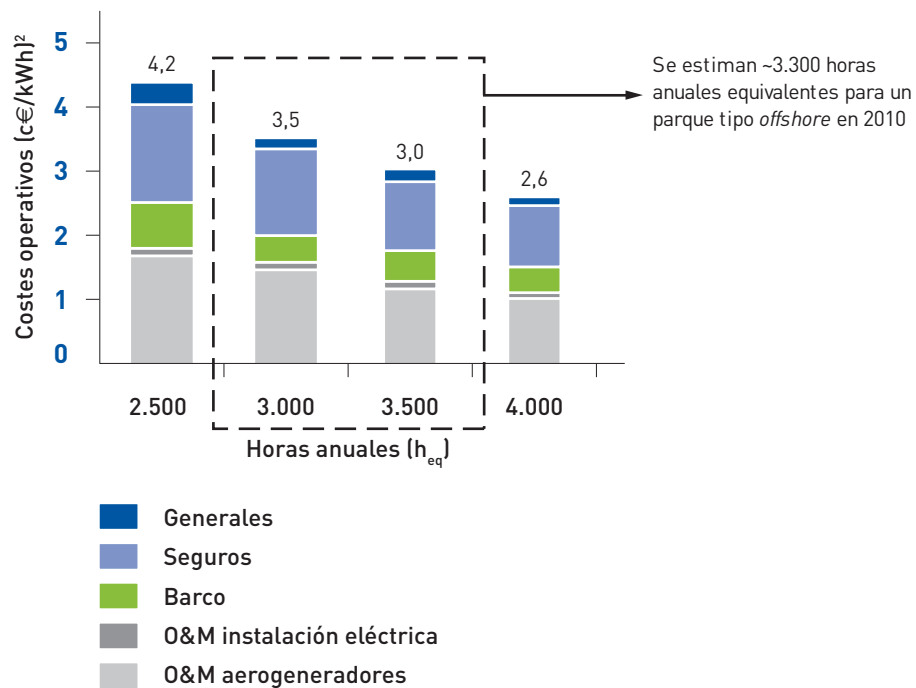
Para las instalaciones *offshore* en España se han considerado localizaciones de profundidad no superior a ~50 metros, utilizando anclaje submarino mediante monopilotaje (hasta 30 metros) soluciones tipo trípode y tripilotaje. Estas configuraciones, especialmente el monopilotaje, se contemplan como las únicas soluciones viables a corto y medio plazo según algunos de los fabricantes más importantes de la industria mundial a los que se ha entrevistado para la elaboración del presente informe. En este caso, en función de la distancia a la costa, el rango de costes de inversión se sitúa entre 1,8 M€₂₀₁₀/MW (2 km) y 3,9 M€₂₀₁₀/MW (100 km) para instalaciones de 150 MW_{el}. Las dos palancas clave que determinan

el coste de una instalación *offshore* de profundidad inferior a ~50 metros son la distancia a la costa y la potencia total de la instalación. La distancia a la costa determina el coste de compra e instalación del cable submarino, que se estima entre 3 y 3,5 M€₂₀₁₀/km para una potencia de hasta 400 MW. En este caso, el rango inferior representaría instalaciones situadas a 10 km de la costa y el rango superior a instalaciones situadas a 100 km de la costa.

El coste de operación se estima en ~110.000 €₂₀₁₀/MW⁴⁶.

Las siguientes gráficas resumen los costes estimados de inversión y operación para parques *offshore* en España en 2010.

⁴⁶ Este coste se compone de ~42.000 €₂₀₁₀/MW de mantenimiento de los aerogeneradores, de 1.700 €₂₀₁₀/MW de mantenimiento de la instalación eléctrica, de unos seguros anuales equivalentes a ~1,5% de la inversión (~42.000 €₂₀₁₀/MW), de un coste de alquiler de un barco situado en ~18.000 €₂₀₁₀/MW y de unos costes adicionales de gestión y administración de 6.000 €₂₀₁₀/MW

Coste de inversión de parques eólicos *offshore* en 2010Costes operativos de parques eólicos *offshore* en 2010

¹ Se considera un parque eólico de ~150 MW compuesto por aerogeneradores de 3 MW, de 60 metros de altura de buje, situado a 50 km de la costa, en aguas de profundidad no superior a 40 metros y conectado a la red eléctrica mediante una red HVDC. ² El coste de mantenimiento de parques *offshore* es más caro que *onshore* principalmente por los costes de alquiler del barco y por los seguros (estimados en 1,5% del coste de la inversión en 2010)

Fuente: EWEA; AEE; ABB; entrevistas a agentes del sector; datos públicos de parques *offshore*; análisis BCG

El factor de capacidad medio para parques puestos en marcha en 2010 se ha estimado en ~3.300 horas anuales equivalentes, de acuerdo con datos públicos de instalaciones *offshore* operativas en Europa. El valor tomado como referencia tiene en cuenta la mayor frecuencia, intensidad y laminaridad del recurso eólico *offshore* así como la menor disponibilidad de instalaciones *offshore*, situada actualmente entre 80 y 90% frente al 98% para instalaciones *onshore*.

Para calcular los costes de generación se ha empleado una tasa de descuento para el proyecto del 7,8% tanto para el caso de parques *onshore* como *offshore*.

6.4.3 Evolución esperada de los costes de generación

A futuro esperamos una moderada reducción de los costes de generación *onshore* y una reducción más significativa de costes *offshore*, respondiendo al diferente grado de madurez de ambas tecnologías. Es importante destacar que los datos que se presentan a continuación y que resumen la evolución esperada de costes se encuentran en términos reales de 2010.

Las palancas de reducción de coste de generación en eólica *onshore* son fundamentalmente dos: (1) la reducción del coste de inversión unitario y (2) la mejora del factor de carga esperado. De hecho, las mejoras en la tecnología y en concreto en el factor de carga, harán viables localizaciones que con anterioridad no hubieran sido rentables dado que el factor de carga era excesivamente bajo.

A modo de ejemplo, se estima que un emplazamiento que en la actualidad rinde 2.200 horas anuales con la tecnología existente se convertiría en un emplazamiento de ~2.500 horas en 2020 con la tecnología de ese año. Dicho parque, si es construido en 2010 con la tecnología de 2010, tendría un coste de 7,7 c€/2010/kWh si bien se espera que tenga un coste de 6,0 c€/2010/kWh con la tecnología de 2020 (para unas condiciones de financiación constantes).

Para la tecnología *onshore* se han definido tres escenarios distintos en función de la localización de la instalación y del recurso eólico. El primer escenario responde a parques que generan 2.200 horas anuales. Este escenario refleja parques en localizaciones cada vez peores pero donde la tecnología los va haciendo viables. El segundo escenario responde a

ubicaciones que en la actualidad tendrían una carga de 2.200 horas equivalentes. De construirse un parque en esa localización a futuro, no sólo se reducirá en coste de inversión, sino que además aumentará las horas de funcionamiento. Por último el tercer escenario corresponde a parques en ubicaciones que a día de hoy tendrían 2.900 horas equivalentes de funcionamiento. Este tipo de emplazamientos responde a repotenciaciones de parques situados en las mejores localizaciones de España.

El siguiente cuadro resume la evolución esperada de costes de generación en tecnología eólica *onshore*, para los tres escenarios propuestos:

Tecnología <i>onshore</i>	Coste de generación (c€/2010/kWh)		
	2010	2020	2030
<i>Onshore</i> (2.200 horas)	7,7	6,8	6,4
<i>Onshore</i> (en ubicación de 2.200 horas en 2010)	7,7	6,0	5,3
<i>Onshore</i> (en ubicación de 2.900 horas en 2010)	5,9	4,6	4,1

Respecto a la eólica *offshore*, a día de hoy, la tecnología comercialmente disponible de cimentaciones o anclaje al suelo marino sólo permite la construcción de instalaciones *offshore* en emplazamientos de profundidad inferior a 50 metros. En el caso de eólica *offshore*, además de las mejoras en costes de inversión y factor de carga, se espera una reducción significativa de los costes de operación y mantenimiento.

Para eólica *offshore* hemos desarrollado varios escenarios, en función de la distancia del parque eólico a la costa: 2 km, 10 km, 50 km y 100 km respectivamente. La evolución de costes en cada escenario se encuentra a continuación:

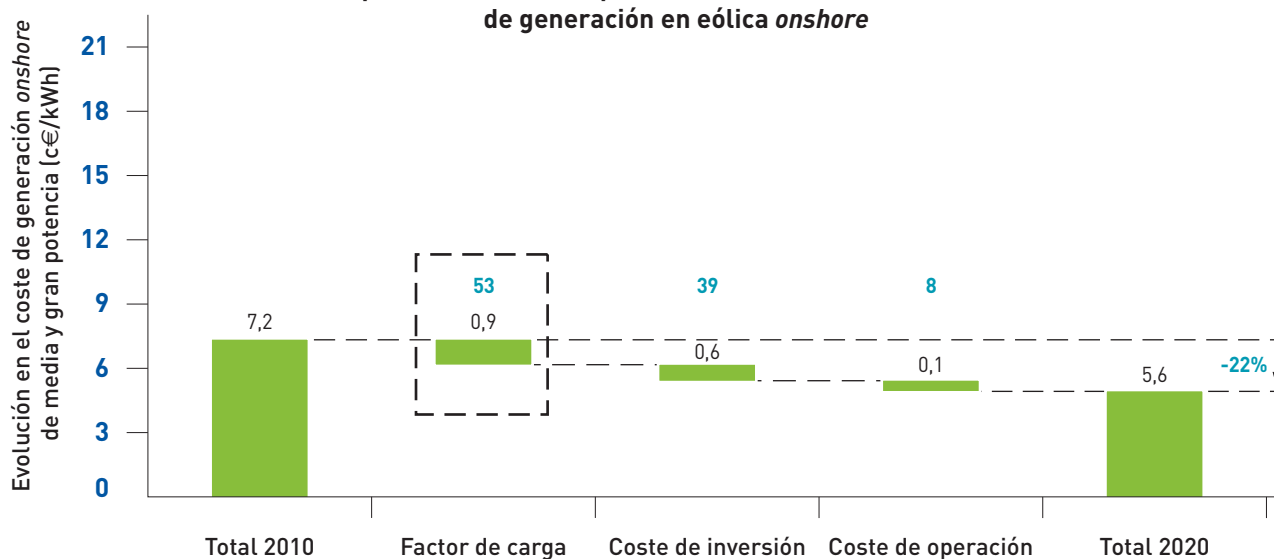
Tecnología <i>offshore</i>	Coste de generación (c€ ₂₀₁₀ /kWh)		
	2010	2020	2030
<i>Offshore</i> (2 km de la costa) - 3.300 horas equivalentes en 2010	9,2	6,8	5,7
<i>Offshore</i> (10 km de la costa) - 3.300 horas equivalentes en 2010	9,9	7,3	6,1
<i>Offshore</i> (50 km de la costa) - 3.300 horas equivalentes en 2010	13,2	9,8	8,2
<i>Offshore</i> (100 km de la costa) - 3.300 horas equivalentes en 2010	17,3	12,8	10,7

6.4.3.1 Principales palancas de reducción de coste de generación *onshore*

Asumiendo que se mantienen constantes las horas de operación del parque, la principal palanca para limitar el coste de generación es el coste de inversión, que explica en torno a un 85% de la reducción de costes de generación (0,69 c€₂₀₁₀/kWh para emplazamientos de 2.200 heq en 2010). El restante 15% es atribuible a reajustes esperables en los costes de operación (0,12 c€₂₀₁₀/kWh para emplazamientos de 2.200 heq en 2010).

Adicionalmente, la mejora esperable en el factor de capacidad hará viables localizaciones que antes no lo eran por la insuficiente calidad del viento. Si tenemos este efecto para una misma localización, la mejora del factor de capacidad permitiría reducir los costes de generación en torno a ~1 c€₂₀₁₀/kWh adicional para parques instalados en 2020.

Impacto de diferentes palancas en la reducción de costes de generación en eólica *onshore*



% Porcentaje de reducción en el coste de generación

Reducción del coste de inversión

Se estima que el coste de inversión experimente una reducción del 12% en términos reales entre 2010 y 2020 y de un 6% adicional entre 2020 y 2030. Las principales palancas de reducción de costes de inversión se desglosan a continuación.

1. La tecnología recuperará una tendencia hacia la reducción de costes del 4% cada vez que se doble la potencia instalada atendiendo a la curva de experiencia esperable para tecnologías maduras como la eólica. Esto equivale a una curva de experiencia histórica con un *progress ratio* del 96%.
2. Existirá una tendencia hacia la corrección del diferencial calidad/precio entre los tecnólogos tradicionales de países occidentales con los fabricantes emergentes provenientes de países de bajo coste como China o India y que están incrementando significativamente su penetración a nivel mundial. En la actualidad, estos últimos ponen en marcha un aerogenerador en España por un coste ~20-30% inferior al de los competidores tradicionales y el sector prevé una convergencia en precios entre fabricantes tradicionales y los de países de bajo coste, que supondría una reducción adicional del coste real de entre el 10 y el 15%.
3. Finalmente, se estima un incremento en la potencia del aerogenerador tipo que repercutirá al alza en el coste del aerogenerador. Se ha tomado como referencia un aerogenerador tipo de 3 MW en 2020 y de 4 MW en 2030 en contraposición con uno de 2,2 MW en 2010.

Reducción del coste de operación

El coste de operación se reducirá en términos reales un 0,6% anual entre 2010 y 2030 equivalente a un ~13% en el periodo. Esta evolución tendrá lugar como consecuencia de una reducción en los costes de mantenimiento y de seguros.

Esperamos una reducción del coste medio de mantenimiento de los aerogeneradores desde el coste medio actual (~1,05 c€/2010/kWh) hasta la mejor práctica actual (0,9 c€/2010/kWh). Esta reducción de costes se producirá por una mayor competencia en la actividad de mantenimiento, al concluir los parques los periodos de garantía con el tecnólogo e incrementar la penetración de proveedores de servicio independientes que tienen típicamente una estructura de costes y exigencia de márgenes inferior a los tecnólogos.

Por otra parte se producirá una reducción del coste de los seguros fruto de una disminución de las primas de riesgo medias, desde el 0,75% hasta el 0,5% de la inversión, y de un menor coste de inversión total.

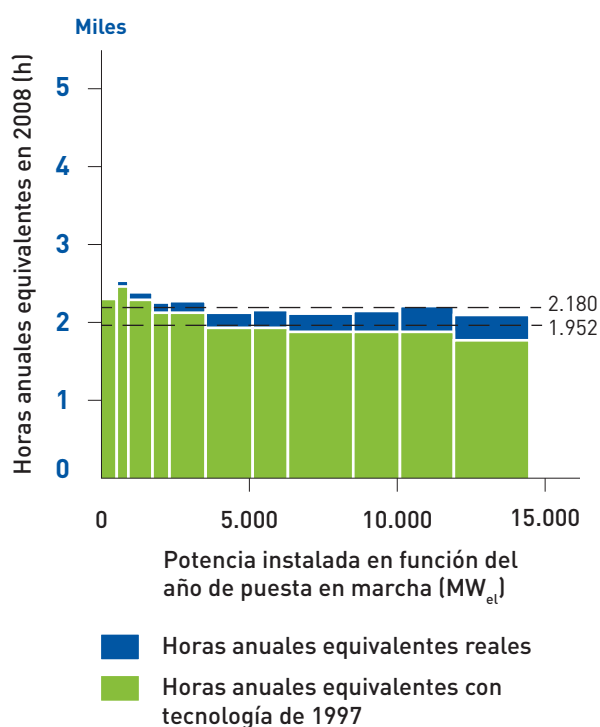
Mejora del factor de capacidad

El factor de capacidad *onshore* para una ubicación dada aumentará un 13% entre 2010 y 2020 y un 7% adicional entre 2020 y 2030. Esta mejora del factor de carga se alcanzará consecuencia de que (1) los aerogeneradores serán cada vez más altos y con mayor diámetro para una potencia dada y (2) se producirán mejoras en los sistemas de control, que permitirán adaptar de forma más efectiva el aerogenerador a las condiciones meteorológicas.

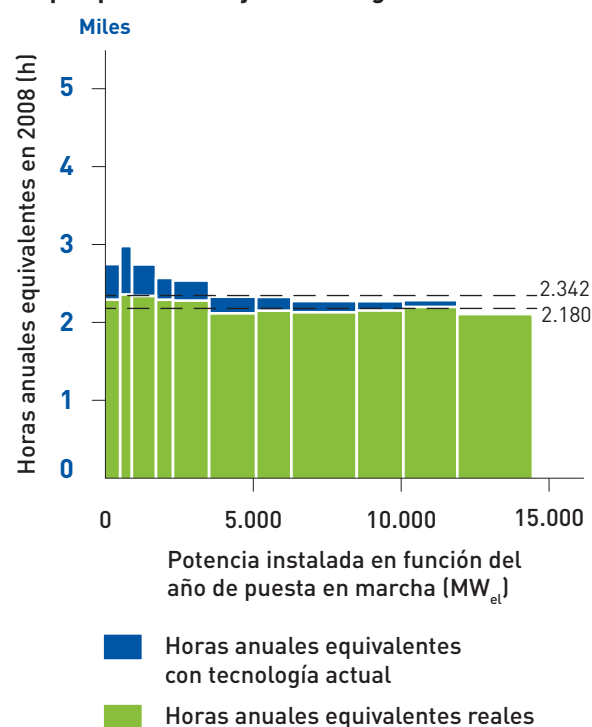
Esta mejora del factor de carga está en línea con la evolución histórica estimada para el factor de carga, debido a la evolución tecnológica. En las últimas dos décadas éste ha mejorado un ~50%, lo que equivale a que el factor de carga aumenta un ~6% cada vez que se dobla la capacidad mundial instalada (*progress ratio* de la curva de experiencia de un 94%).

Los gráficos que se muestran a continuación ilustran el impacto de la mejora del factor de carga esperable sobre los parques eólicos españoles. El primer gráfico muestra las horas equivalentes de funcionamiento que tendrían los parques eólicos instalados entre 1997 y 2007, si estos se hubieran instalado con la tecnología existente en 1997, en vez de con la tecnología disponible en el momento de desarrollo del proyecto. De este modo, se ve como el parque medio pasaría de operar 2.180 horas a 1.952, o un 11% menos. Esta diferencia en horas de funcionamiento es resultado directo de la mejora tecnológica. En el segundo gráfico se observa el resultado de repotenciar todos los parques en funcionamiento en España con la tecnología existente hoy en día. En este caso, las horas de funcionamiento equivalentes en España pasarían en 2008 de 2.180 a 2.342. Análogamente, y tal y como se ve en el tercer gráfico, las horas equivalentes de funcionamiento del parque eólico español pasaría a 2.576 horas equivalentes en 2020 y 2.693 en 2030, si repotenciáramos todo el parque eólico español con la tecnología esperable del momento. En realidad, las horas equivalentes de funcionamiento de los parques no seguirán esta evolución ya que la mejora tecnológica deberá compensar el uso de localizaciones de peor calidad, pero si muestra el potencial futuro de los parques españoles en la medida que estos se vayan repotenciando en el futuro.

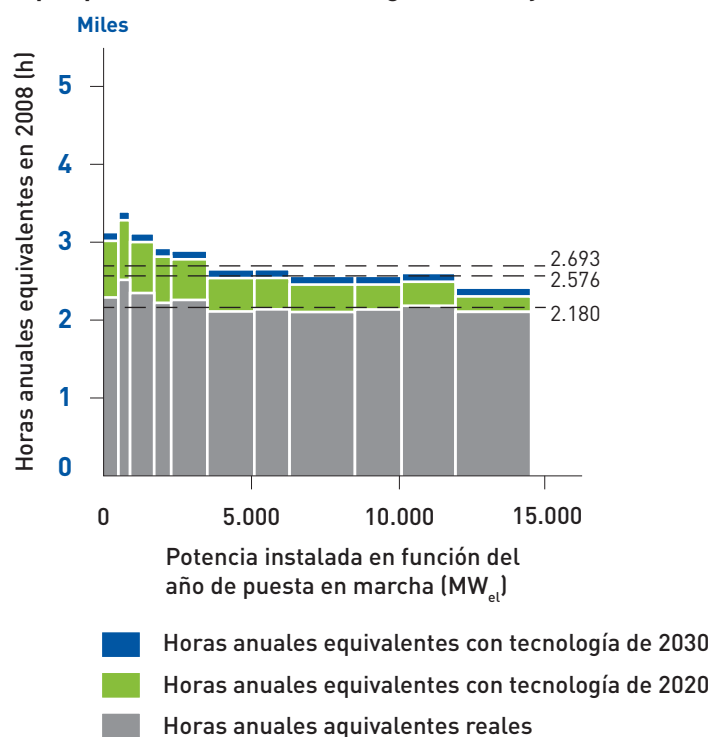
Horas anuales si la eficiencia fuese constante desde hace una década



Horas anuales si se repotenciasen todos los parques a la mejor tecnología actual



Ilustrativo: horas anuales potenciales para los parques actuales con tecnología de 2020 y 2030



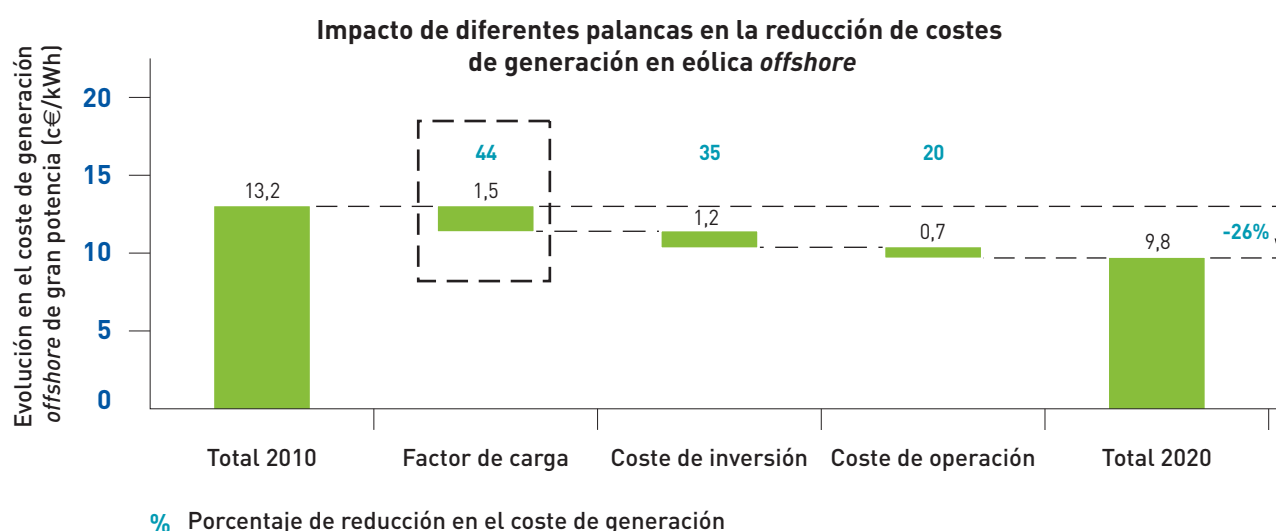
¹ De acuerdo a la corrección realizada sobre los parques instalados en 2007

Fuente: CNE; entrevistas a agentes del sector; análisis BCG

6.4.3.2 Principales palancas de reducción del coste de generación *offshore*

La principal palanca para reducir el coste de generación es el factor de carga que explica en torno a un 45% de la disminución de costes de generación

(~1,5 c€/kWh). El restante 55% es atribuible a ajustes esperables en los costes de operación (0,70 c€/kWh y al coste de inversión, lo que permitiría reducir los costes de generación en torno a 1,2 c€/kWh para parques instalados en 2020.



Reducción del coste de inversión

El coste de inversión estimado experimentará una reducción media lineal de costes de un 1% por año entre 2010 y 2030.

Por una parte, el aerogenerador experimentará una reducción del coste de inversión proporcional a la estimada para el aerogenerador *onshore*, atendiendo a la curva de experiencia histórica. Por otro lado, la evolución de los costes en transporte y montaje de las cimentaciones y de los aerogeneradores se ha estimado de acuerdo a una curva de experiencia del 85 para el transporte y montaje y del 81% para las cimentaciones, resultado de la curva de experiencia y de una estandarización de procesos.

Finalmente, se calcula una progresión en la potencia del aerogenerador tipo *offshore*, lo cual tendrá una repercusión al alza en el coste del aerogenerador (6% adicional por MW adicional). Se ha tomado como referencia que la potencia del aerogenerador tipo alcance los 4 MW en 2020 y los 5 MW en 2030.

Reducción del coste de operación

El coste de operación *offshore* se reducirá un promedio lineal anual de ~2% entre 2010 y 2030. Esta evolución tendrá lugar fruto de un menor coste de mantenimiento y de una reducción del coste de los seguros:

- Menor coste de mantenimiento como consecuencia de una curva de aprendizaje del 85%, claramente superior a la curva de experiencia de la tecnología eólica *onshore*, debido al importante recorrido de mejora existente en la operación y mantenimiento de generadores eólicos *offshore*. Una parte significativa de dicha mejora será fruto de una mejora tecnológica, lo que permitirá fabricar equipos más fiables y que requieran menor intervención marina para la realización de reparaciones.
- Menor coste de los seguros como consecuencia de una reducción de las primas de riesgo medias, desde el 1,5% hasta el 0,75% de la inversión, y de una menor inversión.

Mejora del factor de capacidad

El factor de capacidad *offshore* para una ubicación dada aumentará un 6,5% entre 2010 y 2020 y un 3,5% adicional entre 2020 y 2030. Esta evolución equivale al 50% de la evolución estimada para aerogeneradores *onshore* debido a que se estima una evolución más moderada en alturas y diámetros.

6.4.3.3 Sensibilidad al precio de las materias primas

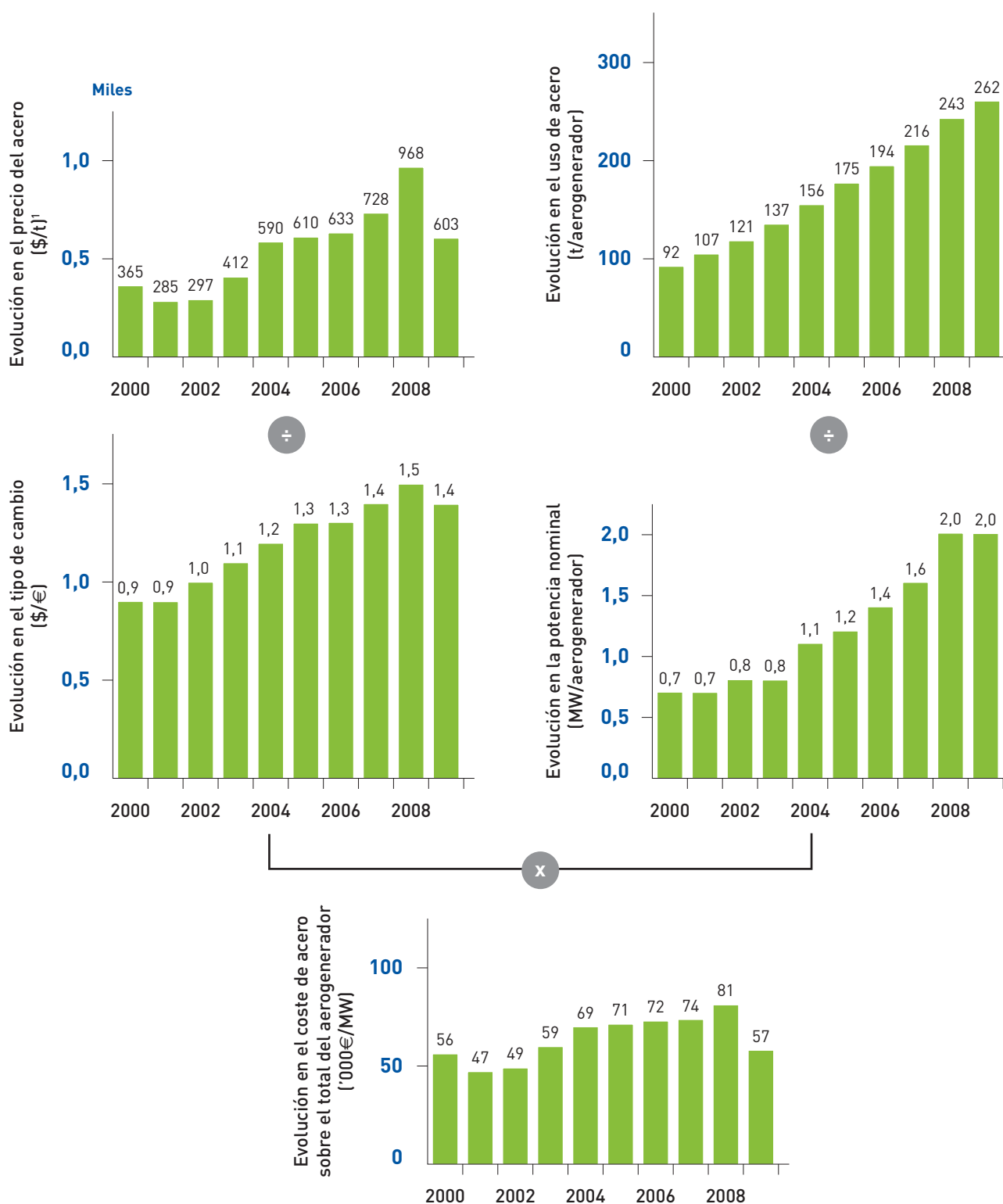
Nuestro análisis demuestra que el peso de las materias primas en los costes totales de inversión no es tan relevante como pudiera parecer a priori. De hecho, desde el año 2000 hasta el año 2008 el precio del acero plano laminado en frío (CRC o *Cold Rolled Coil* en inglés) subió desde 365 \$/t⁴⁷ en 2000 hasta 968 \$/t en 2008, lo que supuso un crecimiento del 165%. En ese mismo periodo, la contribución del acero crudo en los costes de inversión ascendió desde 56 €/MW en 2000 hasta 81 M€/MW en 2008, lo que supone un crecimiento de apenas un 54%, muy inferior al crecimiento del precio del acero. En términos relativos, dichos costes supusieron un 5,2% del total del coste de inversión por MW en 2000 y un 6,5% en 2008. Se observa que la influencia del acero crudo en el total del coste de inversión se mantiene en niveles relativamente bajos. De hecho, en 2009 estimamos que el peso del acero en el coste de inversión ascendió a 57 M€/MW, o lo que es lo mismo en términos relativos, sólo un 4,8% del total del coste de inversión.

Dos motivos que explican que la contribución del acero a los costes totales de inversión crecieran tan poco en el periodo 2000-2008 en un entorno de crecimiento tan significativo del precio del acero crudo son:

- Evolución del tipo de cambio \$/€, que pasó de 0,9 \$/€ en 2000 a 1,5 \$/€ en 2008, absorbiendo parte de la subida del precio del acero al trasladarlo a la moneda única.
- Reducción del contenido de acero por aerogenerador, al incrementar el tamaño de los mismos de 0,7 a 2 MW. En este periodo el peso del acero por MW instalado pasó de 143 a 123 t/MW.

La gráfica incluida a continuación ilustra la evolución de las palancas clave en la contribución del acero en los costes de inversión en energía eólica.

⁴⁷Precio *ex-works*



¹ Precio de acero plano laminado en frío, CRC (Cold Rolled Coil) *ex-works*

Nota: costes en moneda nominal

Fuente: SBB; Oanda; BTM Consult; EWEA; CNE; entrevistas a agentes del sector; análisis IDAE y BCG

6.4.3.4 Hipótesis de desarrollo del entorno y tecnológicas para la evolución de costes de generación esperada

Alcanzar la evolución de costes propuesta asume el cumplimiento de una serie de hipótesis de trabajo y de evolución de la potencia eólica instalada mundial, necesaria para el desarrollo de las curvas de experiencia. A continuación se enumeran las hipótesis de trabajo principales:

- La potencia *onshore* total mundial instalada alcanza ~700 GW_{el} en 2020 y ~1.400 GW_{el} en 2030 frente a los 136 GW en 2009.
- La potencia mundial instalada *offshore* alcanza 40 GW_{el} en 2020 y 150 GW_{el} en 2030, frente a los 4 GW en 2009.
- Se mantienen los factores de experiencia históricos (*progress ratio*) en la tecnología *onshore*.
- Las cimentaciones *offshore* consideran el anclaje mediante monopilotes y hasta una profundidad máxima de ~40 metros.

6.4.4 Principales barreras al desarrollo de la tecnología

Las principales barreras identificadas al desarrollo de la tecnología han sido agrupadas en función de la tipología: tecnológicas, en la infraestructura, regulatorias, ambientales, sociales y en el aprovechamiento del recurso.

Barreras tecnológicas

- La imposibilidad de gestionar la generación eólica en un entorno de creciente capacidad eólica y peso en el mix de generación tendrá un doble impacto: 1) riesgo de que en las horas de poca demanda la potencia generada por los parques eólicos no pueda ser vertida a la red, lo que obliga a desconectar los parques y 2) necesidad de instalar capacidad de generación de apoyo para momentos de menor recurso eólico.
- La falta de evolución de cimentaciones *offshore* para profundidades superiores a ~40 metros reduce el potencial de desarrollo de la tecnología *offshore* en España donde las principales zonas desarrollables se encuentran a una profundidad superior a 50 metros.

- La dificultad para la predicción temporal del recurso eólico, para entender los niveles de viento de forma precisa y con la suficiente antelación, dificulta la casación de la oferta y la demanda en el mercado eléctrico.
- Los procedimientos de medición de viento para alturas superiores a 100 metros (LIDAR, SODAR, torres meteorológicas especiales, etc.) son diferentes a los procedimientos “tradicionales”.

Barreras en la infraestructura

- La distancia entre las principales zonas de generación eólica (Galicia, Delta del Ebro y la zona del Estrecho de Gibraltar) y los principales núcleos de consumo eléctrico (Madrid y Barcelona) requiere unas mayores infraestructuras para el transporte de la energía generada, y supone un incremento de las pérdidas eléctricas⁴⁸.

Barreras regulatorias

- Los crecientes requerimientos tecnológicos de las instalaciones eólicas con respecto a la potencia activa y reactiva, contenido de armónicos, estabilidad frente a huecos de tensión, etc. implican mayores costes de inversión.
- Falta de armonización administrativa entre comunidades autónomas.
- La complejidad administrativa para realizar proyectos de repotenciación es la misma que para desarrollar nuevas instalaciones, lo cual aumenta el tiempo y el coste.

Barreras ambientales

- Los impactos visual, sonoro y sobre aves y quirópteros limitan las dimensiones y la velocidad de punta de pala del rotor.
- El impacto sobre el patrimonio cultural limita las ubicaciones donde pueden ubicarse instalaciones de generación eólica.

Barreras sociales

- La contestación social ante la implantación de parques eólicos, especialmente *offshore*, obliga al desarrollo de proyectos en zonas alejadas de la población, lo que incrementa significativamente el coste de interconexión a la red eléctrica.

⁴⁸En cualquier caso, se prevé que el plan de inversiones futuro de REE cubra las necesidades de transmisión

Barreras en el aprovechamiento del recurso

- La vida útil actual de diseño de los aerogeneradores, estimada en veinte años, requerirá la repotenciación de cada vez más parques. Mantener el crecimiento en la capacidad total instalada requerirá proyectos adicionales o permitir instalar mayor potencia en los proyectos repotenciados.
- Incremento del coste de los nuevos parques al agotarse paulatinamente los emplazamientos de mayor recurso eólico.

Barreras operativas

- De forma análoga al resto de tecnologías no gestionables (fotovoltaica, termosolar sin almacenamiento, etc.) la FV conlleva imprevisibilidad del suministro en un entorno de penetración creciente de las energías renovables en España. La falta de capacidad de almacenamiento supondrá un reto cada vez mayor para el sistema eléctrico.

6.4.5 Tendencias tecnológicas principales

Los siguientes cuadros resumen las principales tendencias tecnológicas en tecnología eólica

Tendencias del sector eólico (I)

	Innovación	Descripción	Impacto
Aumento en el número de horas anuales equivalentes	Mayor longitud de las palas	La mayor longitud de las palas permite barrer un mayor área	↑ Optimización de la curva de potencia, especialmente para zonas de recurso eólico de baja intensidad, aumentando el número de horas anuales Combinando todos los efectos el número de horas anuales podría alcanzar un 33% más para parques nuevos y un 50% para parques antiguos
	Optimización del diseño de las palas	Desarrollo de los diseños y de los materiales utilizados para construir las palas de forma que sean más resistentes y más ligeras	↓ Menor utilización de materiales ↑ Mayor rendimiento eólico La ley de Betz fija el límite de rendimiento eólico en el 59% y el máximo tecnológico actual se estima en el 50%²
	Mayor altura de la torre	Mayor altura de la torre permite alcanzar zonas de viento más potente y constante	→ Incremento de la potencia nominal del aerogenerador ↓ Incremento de las tensiones estructurales sobre la torre, pudiendo disminuir la vida útil de la torre
	Optimización de los sistemas de control	Mejora en la medición del recurso eólico y la adaptación del aerogenerador al mismo	↑ Optimización de la curva de potencia y de las horas anuales equivalentes Combinando todos los efectos el número de horas anuales podría alcanzar un 33% más para parques nuevos y un 50% para parques antiguos
	Sistemas de almacenaje masivo de energía	Baterías que carguen energía eléctrica aerogenerada cuando la demanda es menor que la producción	↑ Crecimiento de la potencia de energías renovables instalada no implicaría una disminución en el número de horas anuales y menores rentabilidades
Aumento de la potencia eléctrica neta	Configuración de generación eléctrica	Tendencia hacia generadores síncronos con multiplicadores pequeños (ratio 1:10) o sin multiplicador PMSG + 1G, PMSG + DD, EESG + DD¹	↓ Menores pérdidas térmicas en la generación o mayor generación eléctrica → Menor número de averías por la simplificación o supresión del multiplicador → Mayor coste de inversión en la configuración de electrónica de potencia en el corto plazo (aerogenerador + 10% en precio)

↓ Bajo
 → Medio
 ↑ Alto

¹ Generador síncrono de imanes permanentes y multiplicador planetario de 1 etapa (PMSG+1G), generador síncrono de imanes permanentes con conexión directa (PMSG+DD) y generador síncrono excitado eléctricamente con conexión directa (EESG+DD)

² Aerogeneradores de Enercon, según datos del fabricante

Fuente: entrevistas a agentes del sector; análisis y experiencia BCG

Tendencias del sector eólico (II)

	Innovación	Descripción	Impacto
Reducción directa de costes	Facilidad de transporte, montaje y mantenimiento	Diseños modulares, grúas de montaje acopladas a la góndola, plataformas autoestabilizadas	↓ Reducción de tiempos de reparación ↑ Incremento del nivel de disponibilidad de parques <i>offshore</i>
	Utilización de materiales más resistentes y en menor cantidad	Desarrollo de materiales con mayor resistencia por unidad de peso y por unidad de coste	→ Reducción de pesos y costes mejorando la rentabilidad de las inversiones
Incremento de la vida útil	Reducción de vibraciones	Diseños del aerogenerador que disminuyan las tensiones vibratorias estructurales y/o el número de ciclos de vibración así como el ruido	↓ Reducción de la fatiga mecánica de los elementos, disminuyendo el número de averías y alargando la vida útil ↓ Reducción del ruido
Generación <i>offshore</i>	Desarrollo de cimentaciones	Modelos de cimentación más baratos y menos complejos de construir e instalar especialmente para altas profundidades	↑ Mayor rentabilidad de los parques eólicos <i>offshore</i> ↑ Potencial de desarrollo <i>offshore</i> en zonas de profundidad superior a 30 metros
	Desarrollo de cableado marino	Tecnologías que reduzcan los costes de compra e instalación del cableado marino así como las pérdidas de transmisión • P.e. sistemas HVDC	↑ Menor coste de instalación del cableado en el corto plazo pero menor en el largo → Menor requerimiento de materia prima → Menores pérdidas de transmisión eléctrica
Diseños alternativos	Desarrollo de la generación eólica de media potencia y micropotencia	Utilización de aerogeneradores de tamaño más reducido para zonas de menor viento, áreas industriales o urbanas	↑ Tendencia hacia generación distribuida ↑ Reducción de costes de suministro eléctrico para industrias u hogares ↓ Mayor estabilidad de tensión de la red
	Evolución del estándar en el modelo de aerogenerador	Desarrollo a nivel económicamente competitivo en el modelo tecnológico de aerogeneración • Modelos Maglev, de cometas, Maggenn o de globos y girorotor	↑ Potencial cambio disruptivo en el modelo de costes, ubicaciones idóneas, empresas líderes, etc.

- ↓ Bajo
 → Medio
 ↑ Alto

Fuente: entrevistas a agentes del sector; análisis y experiencia BCG

En cualquier caso, no son previsibles grandes cambios tecnológicos o disruptivos en la generación eólica. Los propios agentes de mercado consideran que las mejoras futuras vendrán determinadas por mejoras incrementales sobre la base de la tecnología actual, tal y como muestran las opiniones de algunos de los tecnólogos principales:

- “Los cambios en el diseño de la turbina para aerogeneración offshore son triviales; la tecnología es básicamente la misma que la que se desarrolló hace 18 años. No investigamos en nuevos diseños porque sólo implicaría más problemas” – Siemens.
- “No es factible desarrollar diseños radicalmente diferentes para 2020. Los modelos teóricos olvidan que los nuevos diseños estarían muy retrasados en la curva de aprendizaje de costes” – Vestas.
- “Existen estudios académicos que buscan el diseño “perfecto” pero olvidan toda la experiencia basada en la práctica. Estos modelos no tendrán ninguna repercusión antes de 2020” – Clipper.
- “El coste y la fiabilidad son dos palancas clave del diseño. Esto significa realizar pequeñas mejoras en la tecnología y los materiales que conocemos. Sólo tenemos que trabajar mejor con lo que ya utilizamos” – LM Glasfiber.

No obstante, algunos centros de investigación trabajan en el desarrollo de nuevas tecnologías de generación eólica que, en cualquier caso, no parece razonable que puedan alcanzar su madurez comercial en los próximos 10 años:

- Maglev: aerogenerador de gran tamaño y potencia (1 GW) de eje vertical. Actualmente sólo existe en fase de prototipo.
- Cometas: las cometas transmiten la fuerza del viento mediante un cable a un generador situado en el suelo. Existe un prototipo de pequeña escala de la universidad de Delft si bien no hay fecha para la continuación del desarrollo comercial.
- Globos: globos de helio que contienen un rotor y un generador eléctrico y que transmiten la energía al suelo mediante un cable que también sirve de anclaje al suelo. Existen planes de realizar una apuesta comercial a medio plazo aunque, de nuevo, podría interferir con las normas de aviación civil.
- Giro-rotor: sistema de rotores de eje vertical que se autosustentan y generan electricidad. Google apostó por esta tecnología pero no existe un prototipo operativo ni planes de comercialización.

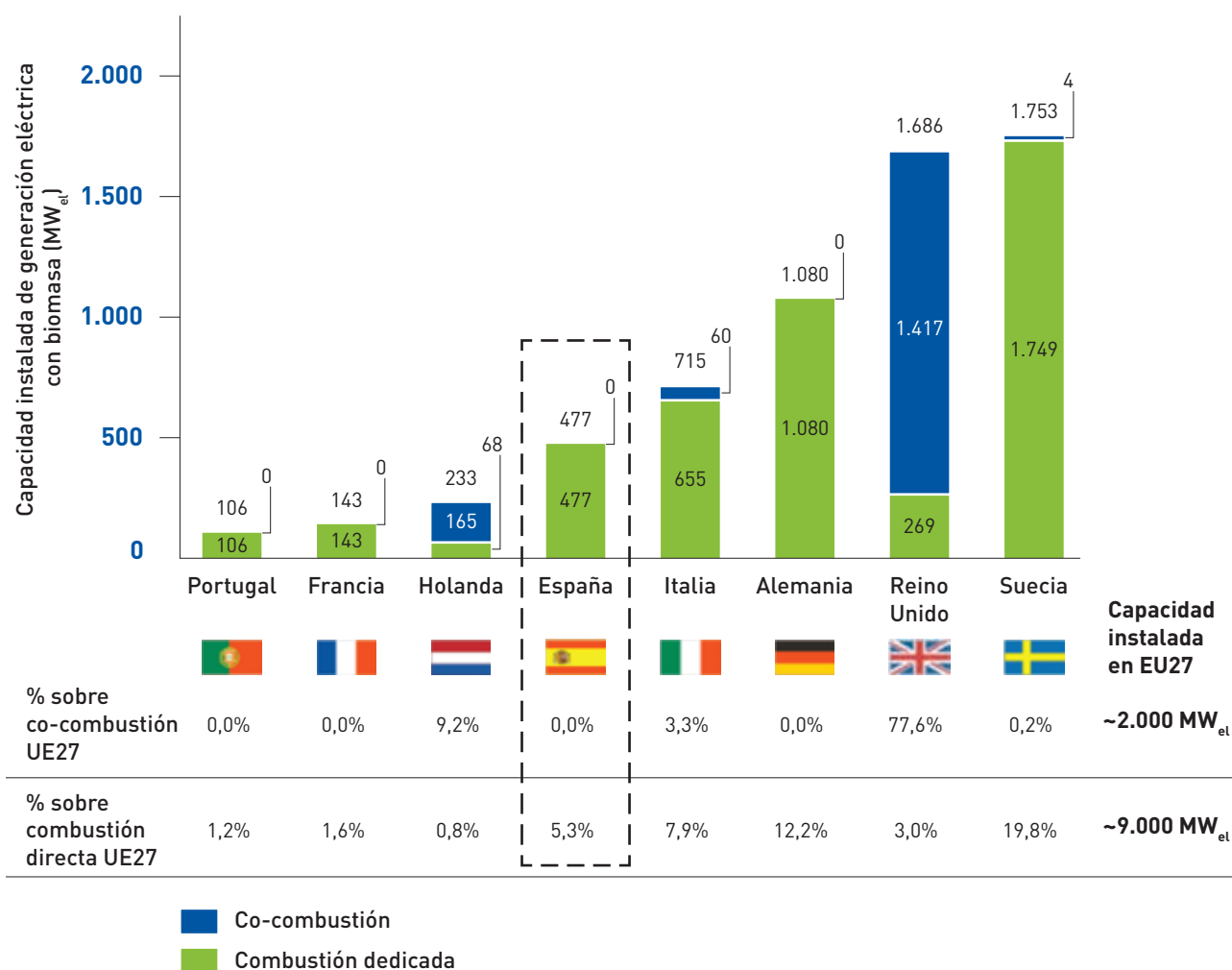
6.5 ENERGÍA DE LA BIOMASA: GENERACIÓN ELÉCTRICA Y COGENERACIÓN

6.5.1 Descripción general de la tecnología

La generación eléctrica con biomasa se puede realizar bien en plantas de generación dedicada y/o en plantas de co-combustión. Las tecnologías de generación dedicada comprenden instalaciones cuya único combustible es la biomasa, tanto en forma sólida como gasificada, mientras que las tecnologías de co-combustión consisten en la sustitución de parte del combustible fósil por biomasa en una central térmica convencional.

La potencia eléctrica con biomasa ha crecido en los países de la OCDE un ~10% entre 2004 y 2007, hasta alcanzar ~23.285 MW. En España, la potencia de generación con biomasa creció 8% anual desde 2004 hasta 2009, y llegó a los 477 MW eléctricos de potencia instalada y una venta estimada de 1.959 GWh en 2009. El crecimiento en España ha estado asociado a la instalación de nueva potencia de generación eléctrica a partir de residuos forestales y de cultivos energéticos agrícolas.

Como se puede observar por el gráfico adjunto, España se encuentra muy por detrás de otros países de la UE, en lo que respecta a capacidad instalada de biomasa, tanto en plantas de combustión directa como en co-combustión en plantas de generación térmica. Cabe destacar que España sólo supone un 5,3% de la capacidad de generación dedicada con biomasa, lo que contrasta con países como Alemania con un 12,2% y más de 1 GW de potencia instalada o Suecia con ~1,8 GW de potencia dedicada instalada y un 19,8% de la capacidad instalada en Europa a finales de 2009.



Nota: para co-combustión se ha considerado una potencia eléctrica aproximada de biomasa igual al 5% de la potencia total de la planta térmica

Nota 2: un tercio de la capacidad instalada de generación dedicada se encuentra situada en Finlandia (~3.000 MW_{el})

Fuente: UDI; Departamento Estadounidense de Energía (DOE)

Para la generación eléctrica dedicada existen en la actualidad dos tecnologías diferenciadas: la combustión directa con caldera y turbina y la gasificación.

La tecnología más extendida consiste en la combustión de biomasa en una caldera de parrilla que cede el calor a un ciclo de vapor. Este vapor actúa sobre un grupo turbogenerador que produce electricidad. Se trata de una tecnología simple y madura con un rendimiento eléctrico entre 20 y 28%, y que permite combinar diferentes tipos de combustibles (biomasas). Como norma general, estas instalaciones tienen una potencia nominal entre 2 y 20 MW_{el}. Una potencia inferior tiene efectos de escala excesivamente negativos mientras que una

potencia superior requeriría el aprovisionamiento de un volumen elevado de biomasa que a su vez incrementaría el coste de aprovisionamiento de la biomasa, debido a que ésta proviene de distancias más lejanas e incrementaría el riesgo de desabastecimiento de la biomasa. Las plantas de turbina más caldera constituyen la tecnología mayoritaria. De hecho, a finales de 2009, 470 de los 477 MW de generación eléctrica con biomasa se encontraba en plantas de caldera y turbina.

La tecnología de gasificación consiste en la gasificación de la biomasa y combustión del gas en un motor-generador de combustión interna. Se trata de una tecnología muy compleja que tiene como principal ventaja un potencial de alto rendimiento

eléctrico entre el 28 y el 32%, superior por tanto al rendimiento de plantas de caldera y turbina. Se trata de plantas con altos costes de inversión y que requieren un aprovisionamiento de biomasa muy homogéneo. Las plantas de tamaño medio oscilan entre 1 y 10 MW_{el}, siendo por tanto planta de menor escala. En España, las plantas de gasificación alcanzan 7 MW en total a finales de 2009, muy por debajo de los 470 MW de plantas de turbina y caldera.

La co-combustión de biomasa en centrales térmicas de carbón puede ser una solución económicamente rentable fundamentalmente de generación eléctrica con biomasa, si bien dependerá de los precios relativos del carbón más el CO₂ o respecto al coste de la biomasa. Las plantas de co-combustión generalmente realizan una sustitución de entre el 5 y el 15% de la potencia eléctrica total de la central térmica.

6.5.2 Costes actuales de generación

Para los costes de generación eléctrica dedicada con biomasa en España existe un rango muy amplio de precios en función de 1) la escala o potencia de las plantas 2) el tipo y coste de la biomasa empleada y 3) la tecnología empleada.

De este modo, el coste actual de generación eléctrica a partir de biomasa en España se estima entre 10,51 y 19,96 c€/2010/kWh para instalaciones de potencia comprendidas entre 10 y 20 MW, y entre 21,15 y 27,57 c€/2010/kWh para instalaciones de combustión dedicada de 2 MW de ciclo de vapor o de gasificación.

Coste de generación (c€/2010/kWh) – 6.000 horas anuales			
Generación dedicada	Mínimo	Máximo	Comentarios
Escala – 10/20 MW Grupo b.6.1	17,7	20,0	Máximo ~10 MW Mínimo ~20 MW
Escala – 10/20 MW Grupos b.6.2, 6.3, 8.1	13,6	15,5	Máximo ~10 MW (b.6.2) Mínimo ~20 MW (b.8.1)
Escala – 10/20 MW Grupo b.8.2	10,5	11,5	Máximo ~10 MW Mínimo ~20 MW
Escala – 2 MW Grupo b.6.1	25,2	27,6	Máximo ~ciclo de vapor Mínimo ~gasificación
Escala – 2 MW Grupos b.6.2, 6.3, 8.1	20,8	21,9	Máximo ~ciclo de vapor (b.6.2) Mínimo ~gasificación (b.8.1)
Escala – 2 MW Grupo b.8.2	16,9	17,5	Máximo ~ gasificación Mínimo ~ciclo de vapor

En cualquier caso existen multitud de variaciones posibles en la configuración y diseño en las plantas de generación dedicada de ciclo de vapor, y que tendría un significativo impacto en los costes de generación. Entre las opciones posibles destacan las siguientes:

- Sustitución de la caldera de parrilla convencional por una caldera de lecho fluido, lo que permite aumentar el rendimiento eléctrico neto en ~4% pero aumenta el coste de la caldera en ~25%.
- Utilización de una etapa de recalentamiento en el ciclo de vapor, lo que implica un coste de inversión

total un 10% superior, pero que permite aumentar el rendimiento eléctrico neto un 18%:

- Actualmente no existen calderas comerciales que permitan el recalentamiento para potencias inferiores a 15 MW_{el}.
- Sustitución del agua/vapor por un líquido orgánico con menor punto de ebullición en lo que se denominan ciclos ORC (*Organic Rankine Cycle*). Esta solución permite reducir la temperatura de trabajo de la caldera y, teóricamente, los costes, aumentando así el rendimiento neto, si bien en la práctica estos resultados no se han observado.

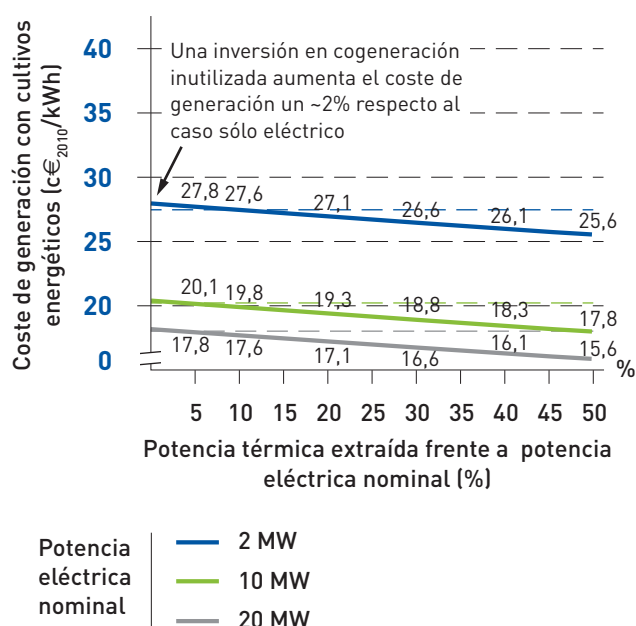
- Empleo de aeroventiladores para la refrigeración del ciclo, lo que evita la utilización de agua y reduce el impacto medioambiental, pero incrementa el coste de la planta y reduce el rendimiento eléctrico neto.

Por otra parte, la extracción de calor del ciclo permite la utilización del calor bien para ciclos industriales bien para *district heating* para uso doméstico. El empleo de cogeneraciones permite aumentar el

rendimiento energético total de la planta, y generar calor a partir de una fuente renovable.

El mayor coste de inversión requerido se ve compensado por el valor de la potencia térmica extraída. Se puede observar la reducción, que será mayor al incrementar el calor extraído. Cabe destacar que el calor extraído se está valorando a precio de mercado del gas natural.

La cogeneración de electricidad y calor puede implicar un ahorro de hasta ~10% en el coste de generación



Nota 1: se asume un precio del gas natural de 46 €/MWh

Nota 2: se asumen 6.000 horas de utilización de la potencia eléctrica y térmica

Para el análisis anterior se han asumido 6.000 horas equivalentes de funcionamiento de la planta.

Por otra parte, las instalaciones de gasificación de biomasa ofrecen la oportunidad de aprovechar el calor de refrigeración y/o escape como fuente de calor útil sin que ello reduzca el rendimiento eléctrico, como sucede en instalaciones de ciclo de vapor.

Así, la cogeneración con gasificación de biomasa en plantas que utilicen una red de calor pequeña

Descripción del coste diferencial

Componente	Descripción
Inversión adicional	~5% de coste adicional de inversión por la instalación de los equipos de extracción y gestión del calor
Ahorro en operación	Se estima el ahorro que la planta realiza al evitar el consumo de gas natural para producir el calor
Coste diferencial en biomasa	No aplica porque se considera un consumo homogéneo de biomasa

(~1 km de tuberías), cuya instalación anfitriona haga una utilización óptima del calor en todas sus formas (gas, vapor, líquido), durante 4.500 horas anuales equivalentes térmicas y considerando el ahorro equivalente en gas natural para fines térmicos, supone que el coste actual de generación podría alcanzar una reducción máxima teórica del ~30% en 2010, ~40% en 2020 y ~50% en 2030⁴⁹, todos ellos calculados respecto de los valores de generación eléctrica única con gasificación de biomasa en cada

⁴⁹ Asumiendo unos precios de gas natural en 2010, 2020 y 2030 de 46, 58 y 66 € reales de 2010 por MWh primario respectivamente y valores para biomasa b.6.1 (cultivos energéticos)

año. Es decir, y poniendo un ejemplo, la cogeneración con gasificación de biomasa permite alcanzar un coste actual de generación mínimo teórico de ~13 c€/kWh en 2020 frente a los 22 c€/kWh sin cogeneración en instalaciones de 2 MWe de potencia eléctrica nominal.

En el caso de considerar una instalación que utilice una red de calor mediana (~5 km de tuberías), cuya instalación anfitriona haga una utilización del 50% del calor máximo disponible en todas sus formas (gas, vapor, líquido), durante 4.500 horas anuales equivalentes térmicas y considerando el ahorro equivalente en gas natural para fines térmicos, supone que el coste actual de generación podría alcanzar una reducción máxima teórica del ~12% en 2010, ~18% en 2020 y ~25% en 2030, todos ellos calculados respecto de los valores de generación eléctrica única con gasificación de biomasa en cada año. Es decir, y poniendo un ejemplo, la cogeneración con gasificación de biomasa permite alcanzar un coste actual de generación mínimo teórico de ~18 c€/kWh en 2020 frente a los 22 c€/kWh sin cogeneración en instalaciones de 2 MWe de potencia eléctrica nominal.

Volviendo a la generación de electricidad dedicada, se ha contemplado también la posibilidad de emplear la combustión de la biomasa gasificada en un grupo motor-generator. Esta opción está actualmente restringida a proyectos de escala reducida, en el entorno de 2 MW en el caso de España. La menor escala incrementa los costes de generación, debido a la pérdida del efecto escala. Las razones por las que no es posible desarrollar plantas de gasificación de biomasa de mayor tamaño se resumen a continuación:

- Los gasificadores son poco flexibles a variaciones sobre la tipología de la biomasa. Para proyectos de mayor escala, aumenta el volumen y la heterogeneidad de la biomasa, lo que limita la posibilidad de plantas de mayor escala.
- El rendimiento neto es competitivo respecto de los ciclos de vapor de pequeña escala (~24-25% para gasificaciones de 2 MW frente a ~18-20% para ciclos de vapor de 2 MW) pero es parecido para plantas de 10/20 MW, lo que limita su aplicación práctica en esos casos.
- Adicionalmente, las dificultades operativas de las gasificaciones (en particular en lo que respecta a la limpieza de gases) aumentan el riesgo percibido de la tecnología, lo cual dificulta el acceso al capital y limita el tamaño total de la planta.

- Finalmente, existe una oferta reducida de gasificadores comerciales de gran escala en España, lo que en cualquier caso dificultaría el desarrollo de plantas de mayor potencia eléctrica en España.

Para el caso de planta de co-combustión nos encontramos con un rango de entre -1,0 y 5,3 c€₂₀₁₀/kWh de coste diferencial al introducir la co-combustión respecto a la planta térmica convencional sin co-combustión. Las instalaciones de co-combustión consideradas corresponden a centrales térmicas de 600 MW de potencia total. El amplio rango depende de la tecnología empleada. El límite superior (5,3 c€₂₀₁₀/kWh) corresponde a centrales en las que se utiliza como combustible cultivos energéticos, los cuales son gasificados y quemados mediante un quemador de gas en la caldera. El límite inferior (-1,0 c€₂₀₁₀/kWh) corresponde a centrales de carbón en las que se utiliza como combustible residuos forestales, los cuales son pulverizados y quemados en los mismos equipos que el carbón.

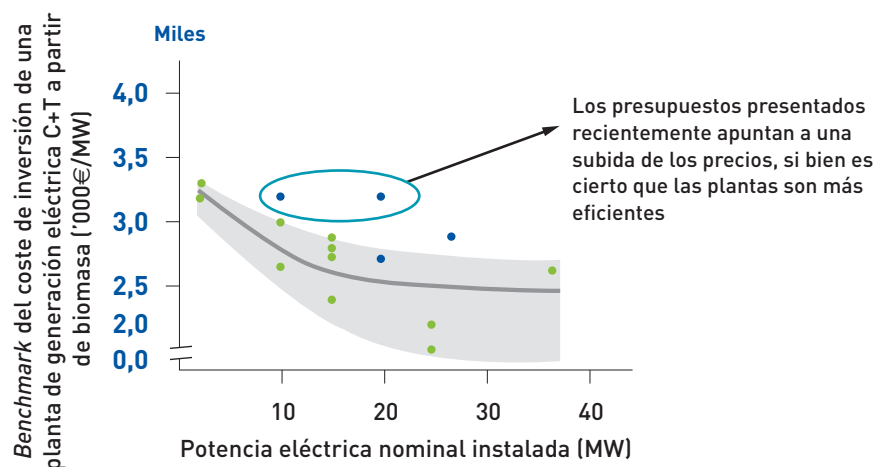
6.5.2.1 Detalle de las hipótesis de costes y parámetros de funcionamiento

Generación eléctrica dedicada en instalaciones de ciclo de vapor

Las instalaciones de ciclo de vapor suponen una inversión inicial de entre ~2,8 y ~3,6 M€₂₀₁₀/MW en función de la escala y de la tecnología. Para los cálculos se ha considerado un coste de la inversión de 3,2 M€₂₀₁₀/MW para instalaciones de 2 MW y de 3 M€₂₀₁₀/MW para instalaciones de 10/20 MW. Estos costes de inversión se consideran representativos en 2010 para plantas "convencionales" e incluyen el coste del terreno y la conexión eléctrica a una distancia cercana.

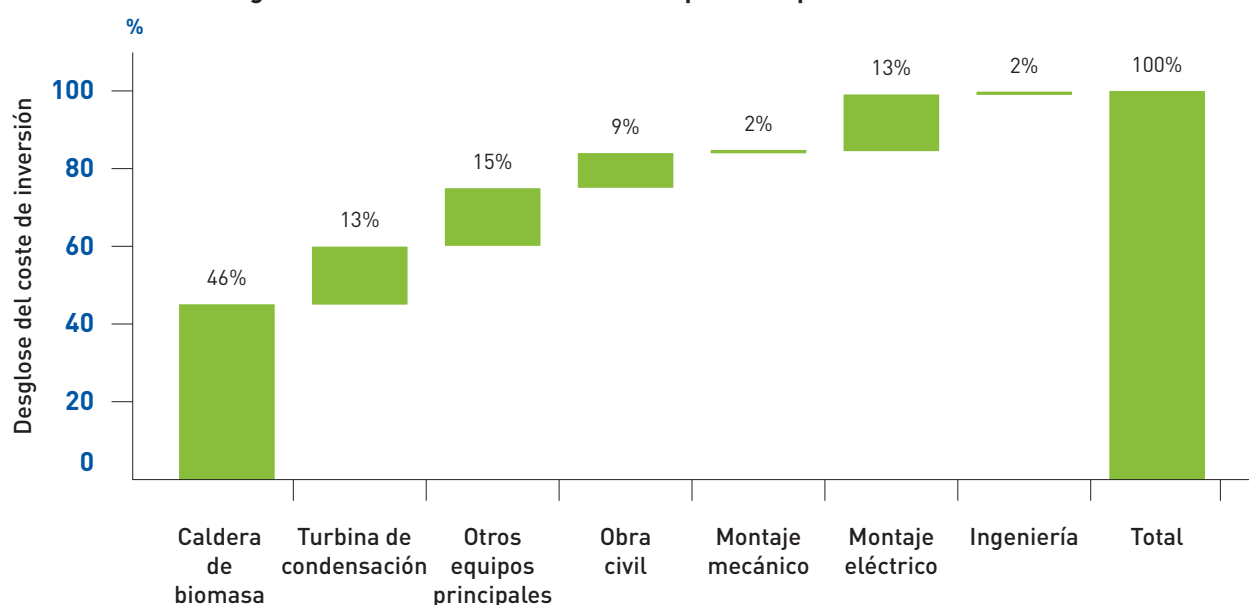
En la gráfica adjunta se puede observar el desglose de costes de inversión de una planta típica en sus principales partidas. Asimismo se presenta un *benchmark* de costes de inversión en función de la escala de planta, en el que se observa el efecto escala. Se observan también algunas inversiones recientes con mayor coste de inversión, si bien es cierto que se trata de plantas con una mayor eficiencia, compensando el incremento de los costes de inversión.

Benchmark de la inversión total para una planta de generación eléctrica C+T de biomasa



¹ Planta de pretratamiento 100% automatizada para biomasa bruta

Desglose estimado de la inversión total para una planta de 10-20 MW



Fuente: AE&E; Bioener; Kvarner; entrevistas a agentes del sector; análisis y experiencia BCG

El coste de operación anual de ciclos de vapor se estima en 440.000 €/2010/MW para instalaciones de 2 MW, en 170.000 €/2010/MW para las de 10 MW y en 120.000 €/2010/MW para las de 20 MW. La palanca principal de costes es el número de empleados que, según la ley, no puede ser inferior a tres personas por turno y que se traduce en unos costes de personal muy elevados en plantas de escala reducida.

La hipótesis de rendimiento de plantas “convencionales” en 2010 asume un rendimiento eléctrico neto de ~20% para plantas de 2 MW, de ~22% para

plantas de 10 MW y de ~24% para plantas de 20 MW. Cabe destacar que la mejor tecnología disponible en plantas de 20 MW permite alcanzar valores superiores al ~30% en el caso de ciclos de alta presión y con recalentamiento, si bien a un coste un 10-20% superior. Además, se considera una utilización de 7.500 horas anuales equivalentes.

En un escenario menos conservador con una utilización algo mayor en torno a 7.500 horas anuales de funcionamiento equivalentes, el coste de generación asociado sería algo inferior, tal y como se refleja en la tabla adjunta a continuación:

Coste de generación (c€/2010/kWh) – 7.500 horas anuales			
Generación dedicada	Mínimo	Máximo	Comentarios
Escala – 10/20 MW Grupo b.6.1	16,1	18,1	Máximo ~10 MW Mínimo ~20 MW
Escala – 10/20 MW Grupos b.6.2, 6.3, 8.1	11,9	13,7	Máximo ~10 MW (b.6.2) Mínimo ~20 MW (b.8.1)
Escala – 10/20 MW Grupo b.8.2	8,8	9,7	Máximo ~10 MW Mínimo ~20 MW
Escala – 2 MW Grupo b.6.1	22,2	24,8	Máximo ~ciclo de vapor Mínimo ~gasificación
Escala – 2 MW Grupos b.6.2, 6.3, 8.1	17,7	19,1	Máximo ~ciclo de vapor (b.6.2) Mínimo ~gasificación (b.8.1)
Escala – 2 MW Grupo b.8.2	14,1	14,5	Máximo ~ gasificación Mínimo ~ciclo de vapor

Generación eléctrica dedicada en instalaciones de gasificación

Las instalaciones de gasificación suponen un inversión inicial de ~3,1 M€/2010/MW para plantas de 2 MW. El factor de escala en la inversión se estima en ~4,0 M€/2010/MW para plantas de 1,25 MW y en ~2,7 M€/2010/MW para plantas de 4 MW.

El coste de operación de plantas de gasificación se sitúa actualmente en ~0,52 M€/2010/MW. Cerca del 70% de este coste se debe a los elevados gastos de mantenimiento actuales, más propios de tecnologías en fase precomercial.

El rendimiento eléctrico neto de plantas de gasificación “convencionales” se calcula en un ~25%. Este valor es el resultado de un rendimiento del 78% en el gasificador, del 35% en el motor y de unos autoconsumos del ~10%. Adicionalmente, se considera una utilización de 6.000 horas anuales equivalentes.

Instalaciones de co-combustión

Las instalaciones de co-combustión suponen una inversión inicial de entre 0,3 y 0,9 M€/2010/MW⁵⁰. El rango inferior corresponde a plantas que pulverizan

la biomasa y el carbón al mismo tiempo y utilizan los quemadores de carbón para la biomasa. El rango superior corresponde a plantas de carbón gasificado, que deben gasificar la biomasa y, por tanto, instalar quemadores específicos del gas de la biomasa en la caldera.

El coste diferencial de operación por MW de carbón que se sustituye por biomasa es igual a la suma del coste de aprovisionamiento de la biomasa y de gestión de la misma (logística, astillado, secado, G&A) menos la suma de los ahorros en el coste de carbón y los derechos de emisiones de gases de efecto invernadero, ambos corregidos por el factor de evolución del rendimiento de la planta como consecuencia de la co-combustión de biomasa. Para los cálculos se ha tomado como referencia unos costes de gestión de la biomasa de 45.000 €/2010/MW, un coste del carbón de 80 €/2010/t y un coste del CO₂ de 20 €/2010/t.

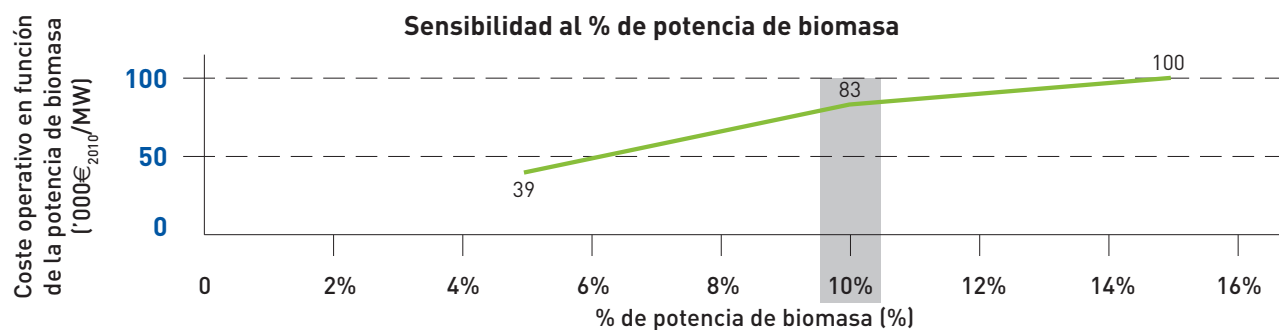
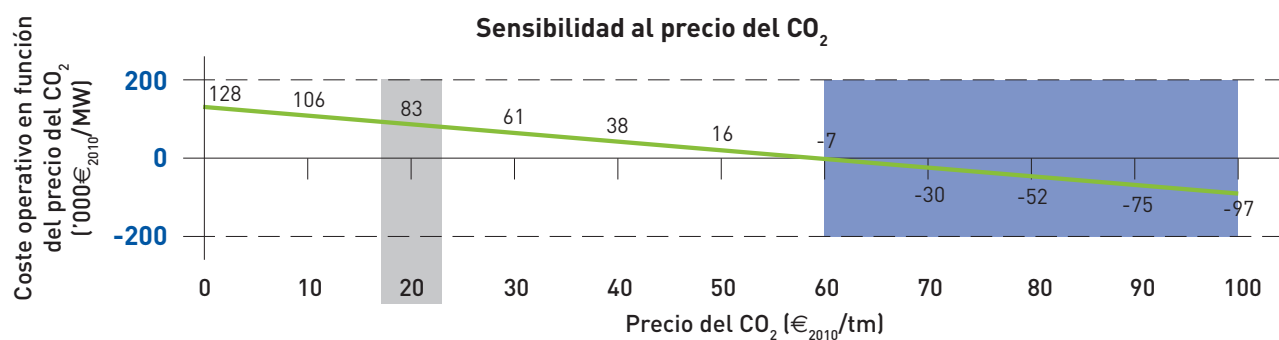
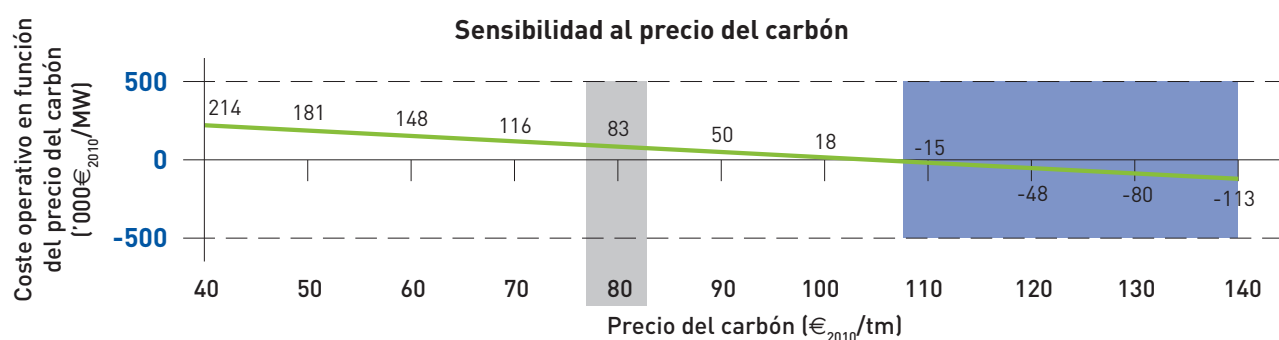
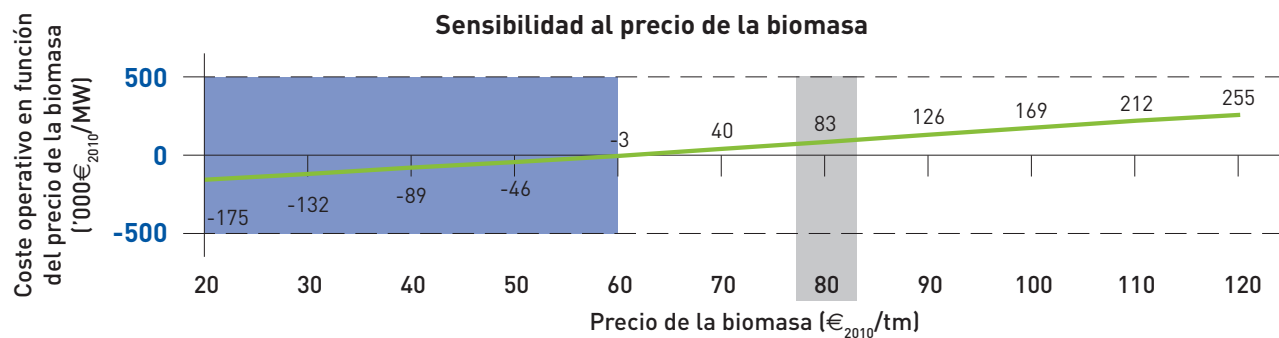
El rendimiento eléctrico neto de la central térmica sin co-combustión se ha estimado en 35%⁵¹. Además, se considera una utilización de 5.000 horas anuales equivalentes.

⁵⁰Por MW_{el} de potencia de biomasa, no se debe confundir con la potencia total de la planta térmica

⁵¹Se estima que las plantas de última generación no optan por la co-combustión. La reducción del rendimiento eléctrico es proporcional al cuadrado del porcentaje de la potencia total de la central que se sustituye por biomasa. De este modo, para una central de 600 MW, la sustitución de 30 MW reduce el rendimiento a 34,8%, de 60 MW a 34,2% y de 90 MW a 33,6%

Para calcular los costes de generación se ha empleado una tasa de descuento para el proyecto del 9,4%.

Por otra parte el diferencial de costes de generación de la co-combustión respecto a una planta convencional dependerá del coste del carbón, del coste del CO₂ y del coste de la biomasa. Como se puede observar en la gráfica adjunta a continuación, la competitividad de la co-combustión respecto a la combustión térmica tradicional será mayor a mayores precios del carbón o del CO₂ o menores costes de la biomasa. La zona rayada en las tablas de sensibilidad adjunta representa los valores a partir de los cuales la sustitución de carbón por biomasa supone un ahorro económico.



■ La sustitución de carbón por combustión de biomasa supone un ahorro económico

6.5.3 Evolución esperada de los costes de generación

La evolución esperada de los costes de generación eléctrica con biomasa durante las próximas décadas experimentará una reducción en términos reales, tal y como se ve en la tabla adjunta.

Tecnología	Coste de generación (c€ ₂₀₁₀ /kWh) -6.000 horas		
	2010	2020	2030
Escala – 10/20 MW Grupo b.6.1	17,7/20,0	16,8/18,7	16,0/17,7
Escala – 10/20 MW Grupos b.6.2, 6.3, 8.1	13,6/15,5	12,9/14,6	12,4/13,9
Escala – 10/20 MW Grupo b.8.2	10,5/11,5	10,0/11,0	9,7/10,6
Escala – 2 MW Grupo b.6.1	25,2/27,6	22,0/25,7	19,2/24,3
Escala – 2 MW Grupos b.6.2, 6.3, 8.1	20,8/21,9	18,0/20,6	15,5/19,6
Escala – 2 MW Grupo b.8.2	16,9/17,5	16/15	15,6/12,8

En un escenario con 7.500 horas de funcionamiento la evolución esperada de costes sería:

Tecnología	Coste de generación (c€ ₂₀₁₀ /kWh) – 7.500 horas		
	2010	2020	2030
Escala – 10/20 MW Grupo b.6.1	16,1/18,1	14,9/16,6	13,9/15,4
Escala – 10/20 MW Grupos b.6.2, 6.3, 8.1	11,9/13,7	11,1/12,6	10,5/11,9
Escala – 10/20 MW Grupo b.8.2	8,8/9,7	8,3/9,1	8,0/8,7
Escala – 2 MW Grupo b.6.1	22,2/24,8	19,4/22,5	17,0/20,7
Escala – 2 MW Grupos b.6.2, 6.3, 8.1	17,7/19,1	15,4/17,6	13,3/16,5
Escala – 2 MW Grupo b.8.2	14,1/14,5	12,4/13,3	10,6/12,7

6.5.3.1 Principales palancas de reducción del coste de generación en ciclos de vapor

La principal palanca para la reducción de costes de generación con biomasa es la mejora de la eficiencia, responsable del ~80% de la bajada del coste de generación.

Se espera que el rendimiento de la planta tipo aumentará un promedio 40 puntos básicos anualmente desde 2010 hasta 2030, en línea con las estimaciones históricas y futuras de Siemens para plantas térmicas, situado entre 35 y 50 puntos básicos anuales.

Respecto a los costes de inversión, se espera una reducción de tan sólo el ~5% cada 10 años en términos reales, al tratarse de una tecnología madura. Las razones de esta reducción son la bajada de precios de los equipos principales y la estandarización de las tecnologías punteras.

El coste de operación se reducirá un 8% entre 2010 y 2020 y otro 5% adicional entre 2020 y 2030. Esta evolución tendrá lugar como consecuencia fundamentalmente de un menor coste de los seguros y asumiendo un coste constante de la biomasa:

- Menor coste de los seguros como consecuencia de una reducción de las primas de riesgo medias, desde el 1,0 hasta el 0,5% de la inversión, y de una menor inversión.
- Coste constante de la biomasa, de acuerdo con el estudio del IDAE: *“La biomasa: potencial y límites”*, del que se desprende que la oferta de biomasa en España a los precios actuales es muy superior al volumen comercializado hoy en día.

6.5.3.2 Principales palancas de reducción del coste de generación en plantas de gasificación

La reducción esperada del coste de inversión en plantas de gasificación se puede estimar gracias a una mayor experiencia en la construcción de estas plantas y de acuerdo con una curva de aprendizaje del 96%, propia de instalaciones de generación eléctrica. El resultado es un ahorro del 7% hasta 2020 y del 13% hasta 2030 en términos reales, frente a los valores de 2010.

El coste de operación se reducirá un ~20% entre 2010 y 2020 y otro ~20% adicional entre 2020 y 2030. Esta evolución tendrá lugar como consecuencia de un menor coste de mantenimiento, de seguros y asumiendo un coste constante de la biomasa:

- El coste de mantenimiento se reduce al 15% hasta 0,045 M€₂₀₁₀/MW, en línea con los valores de plantas de ciclo de vapor: ~0,01 €₂₀₁₀/MW correspondería al mantenimiento de los motores y el resto al mantenimiento del gasificador y otros.
- Reducción de las primas medias de riesgo de los seguros, desde el 1,0 hasta el 0,5% de la inversión, y de una menor inversión.
- Coste constante de la biomasa, de acuerdo con el estudio del IDAE: *“La biomasa: potencial y límites”*, del que se desprende que la oferta de biomasa en España a los precios actuales es muy superior al volumen comercializado hoy en día.

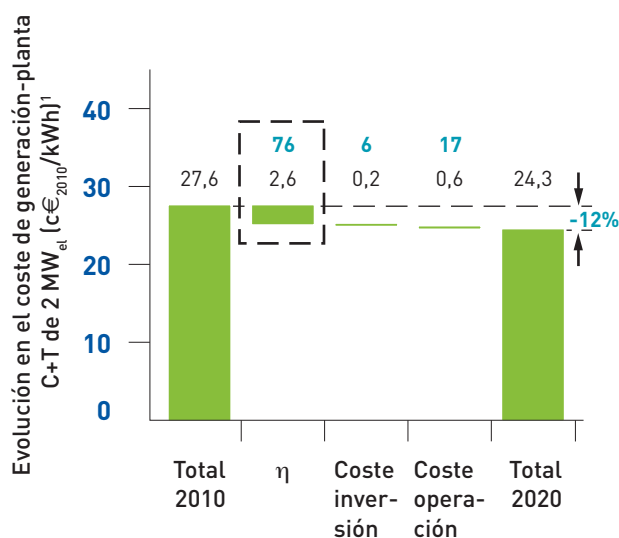
El rendimiento de la planta tipo de gasificación aumentará 25 puntos básicos cada año desde 2010 hasta 2030, en línea con las estimaciones realizadas por los agentes del sector.

La gráfica que se presenta a continuación ilustra el impacto de las diferentes palancas en la evolución de los costes de generación.

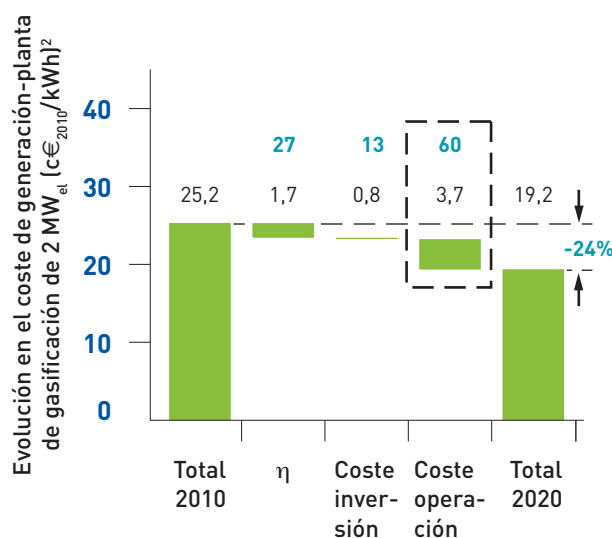
6.5.3.3 Hipótesis de desarrollo del entorno y tecnológicas para la evolución de costes de generación esperada

La potencia total mundial instalada alcanzará ~41 GWel en 2020 y ~67 GWel en 2030, a partir de la estimación de la evolución de potencia instalada para biomasa, biogás y residuos en países de la OCDE prevista por la IEA.

El ~75% del potencial de reducción en el coste de generación mediante caldera y turbina se debe a las mejoras en el rendimiento



El ~60% del potencial de reducción en el coste de generación mediante gasificación se debe principalmente al coste de operación



% Porcentaje de la reducción en el coste de generación

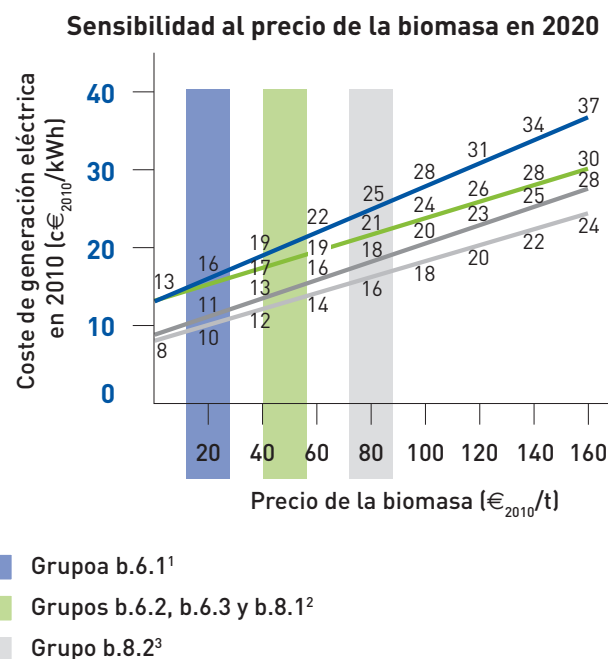
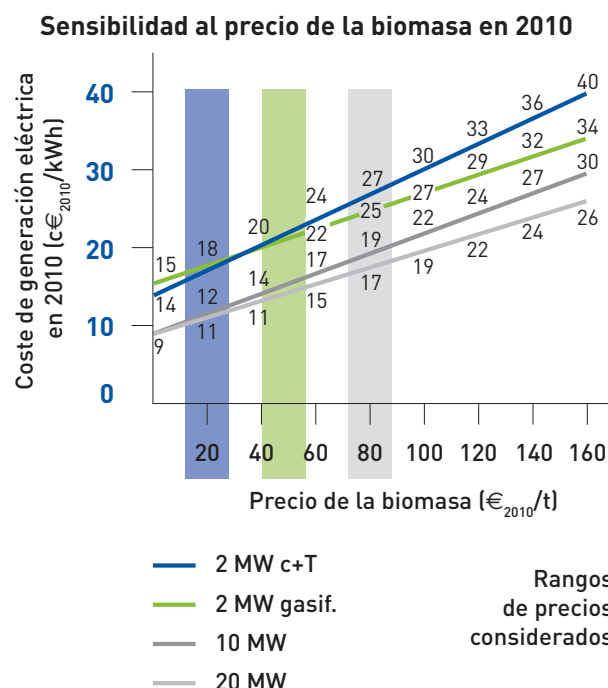
¹ Planta de caldera y turbina de 2 MW en la hipótesis de crecimiento base del rendimiento. ² Planta de gasificación de 2 MW bajo la hipótesis de crecimiento base

Nota: para escalas diferentes se obtienen unos valores similares

6.5.3.4 Sensibilidad a los precios de la biomasa

Como se observa en la gráfica, la sensibilidad de las plantas de generación dedicada respecto del precio de la biomasa es aproximadamente de 1 c€₂₀₁₀/kWh por 10 €₂₀₁₀/t de variación en el precio de la biomasa.

Es por tanto más fácil reducir los costes de generación a través de un acceso a biomasa más barata que reducirlos limitando los costes de inversión.



¹ Cultivos energéticos. ² Biomasa residual agrícola, residual forestal y agroindustrial. ³ Biomasa industrial forestal
Nota: se estima un PCI de la biomasa de ~3.000 kcal/kg

Fuente: análisis BCG

6.5.4 Principales barreras al desarrollo de la tecnología

Las principales barreras para el desarrollo de la generación eléctrica con biomasa han sido identificadas y clasificadas como barreras en el aprovechamiento del recurso, barreras normativas y barreras tecnológicas.

Barreras en el aprovechamiento del recurso

- La falta de apoyo a los cultivos energéticos desde las administraciones públicas tiene como resultado una menor seguridad de aprovisionamiento de la biomasa. Este escaso apoyo se debe a la inexistencia de una tarifa que cubra todos los gastos así como al riesgo derivado del tiempo que el cultivo tarda en crecer, a la heterogeneidad del tratamiento legal por parte de las comunidades autónomas y a la falta de una definición transparente de qué se considera cultivo energético (especies, plantaciones ya existentes, etc.).
- El rechazo a la cosecha de cultivos energéticos por parte de los agricultores implica que existe un desarrollo muy limitado de este tipo de cultivos.

– Los obstáculos administrativos para convertir un terreno forestal en agrícola y viceversa reducen los incentivos de los agricultores para probar los cultivos energéticos y, por lo tanto, reduce la oferta de biomasa.

- Falta de impulso desde las comunidades autónomas para la puesta en aprovechamiento de los montes, tanto públicos como privados.

Barreras normativas

- La limitación de las dimensiones de los camiones (en España los camiones no pueden superar las 44 t de carga y los 17 metros de longitud frente a 60 t y 24 metros en Suecia) implica unos mayores costes logísticos, especialmente en el caso de la biomasa de baja densidad.
- El nivel tarifario no refleja las diferencias reales de escala en los costes de inversión y operación de las plantas, y limita el desarrollo de plantas de pequeña escala.
- Las limitaciones a la hibridación con la tecnología solar termoelectrica (limitación al 50% de cada tecnología).
- No se contabilizan las posibles externalidades positivas de la biomasa, como son la creación de

empleo rural, la valorización de los bosques, la eliminación de residuos de los bosques, etc.

- La falta de homogeneización y transparencia en los criterios de conexión a la red eléctrica, unida al escaso desarrollo de la disposición adicional decimotercera del Real Decreto 661 reducen la rentabilidad y la certidumbre de las inversiones.

Barreras tecnológicas

- La escasa demanda en horas valle reduce el número de horas anuales equivalentes por debajo de las horas de diseño, lo cual disminuye la rentabilidad de las inversiones.
- La heterogeneidad de la biomasa residual y de las ubicaciones en las que se recoge la dificulta la utilización de procesos estandarizados y de coste reducido.

6.5.5 Tendencias tecnológicas principales

Se han identificado tres tendencias tecnológicas significativas que podrían reducir los costes de generación en el futuro, si alcanzaran su madurez comercial. En concreto se trata de plantas de gasificación de mayor escala, desarrollo comercial de los ciclos ORC y calderas de biomasa asociadas a motores Stirling. En cualquier caso en el presente estudio el desarrollo de dichas tecnologías se encuentra fuera del caso base.

El desarrollo comercial de los procesos con gasificación de pequeña escala y la experiencia acumulada podría dar lugar a: a) mayor flexibilidad de los gasificadores en cuanto a la tipología de la biomasa, y b) procesos de limpieza de gases más evolucionados.

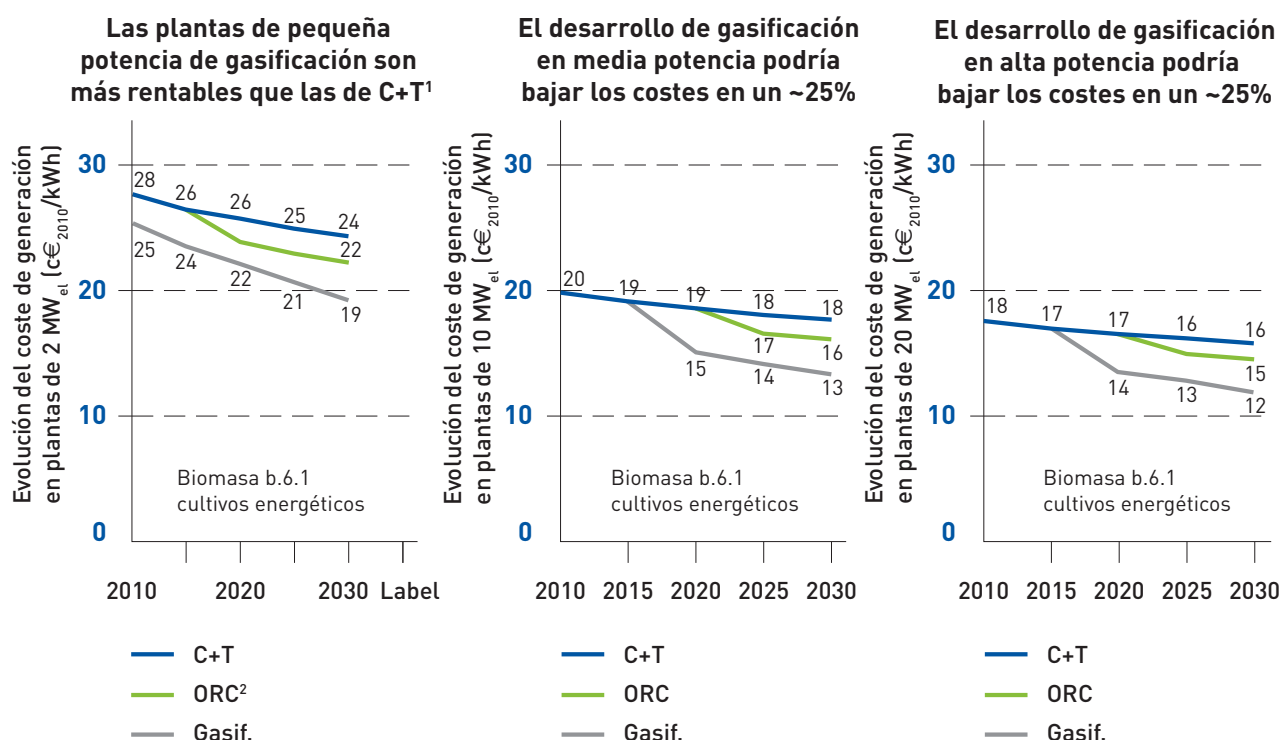
En esta situación podría producirse un desarrollo de **plantas de gasificación de mayor escala**, cuyo coste de generación sería aproximadamente un 14% menor que el coste estimado para plantas de ciclo de vapor en 2020, y hasta un ~25% en 2030.

En segundo lugar, se podría producir el **desarrollo comercial de los ciclos ORC**, los cuales aportarían flexibilidad en la tipología de biomasa, mayores rendimientos eléctricos y menores costes de inversión, de tal forma que podrían suponer un ahorro del ~20% en el coste de generación a largo plazo para plantas de pequeña escala. Si este proceso tiene lugar, podría producirse una extensión de estos ciclos hacia escalas mayores, reduciendo el coste

de generación alrededor del 15% con respecto al coste futuro de los ciclos de vapor.

Finalmente, el **desarrollo comercial de las calderas de biomasa asociadas a motores Stirling** permitiría la cogeneración de calor y electricidad para pequeñas potencias. Esta tecnología sería adecuada para un modelo de generación distribuida en el que estas instalaciones podrían ser instaladas en edificios residenciales y terciarios. En cualquier caso, la tecnología se encuentra en fase de prototipo y su desarrollo comercial no parece probable a corto y medio plazo.

Impacto de las posibles mejoras tecnológicas sobre los costes de generación con biomasa



El desarrollo comercial de ciclos ORC² podría reducir en ~10% el coste de generación respecto de los ciclos de vapor

¹ Ciclos de vapor con caldera y turbina. ² Organic Rankine Cycle: ciclo de caldera y turbina que sustituye la utilización de agua/vapor por un líquido orgánico, lo que teóricamente permite obtener rendimientos parecidos o superiores a temperaturas inferiores y reduciría el coste de inversión

Nota: costes de generación utilizando cultivos energéticos provisionados a un precio de 85 €/t (30% de humedad)

Nota 2: la utilización de otras biomasa de diferente precio tendría una evolución análoga pero a costes inferiores

6.6 ENERGÍA DE LA BIOMASA: GENERACIÓN TÉRMICA

6.6.1 Descripción general de la tecnología

La generación térmica con biomasa consiste en la combustión de biomasa como fuente de calor para calefacción o agua caliente sanitaria (ACS).

La generación térmica con biomasa en España se estima actualmente en ~40 TWh anuales, habiendo permanecido constante en los últimos años.

Cabe distinguir entre instalaciones residenciales (entre 25 y 500 kW_{th}) e instalaciones industriales (entre 500 y 2.000 kW_{th}). En el caso de instalaciones residenciales, se contempla la posibilidad adicional de incluir unos equipos de absorción para generación de frío a partir de la caldera de biomasa.

6.6.2 Costes actuales de generación

La evaluación de costes se centra en la combustión de biomasa en calderas asociadas a ciclos de agua, tanto de calefacción como de ACS. La biomasa considerada incluye biomasa astillada, pellets a granel, pellets en bolsas grandes y pellets en bolsas de 15 kg, así como huesos de aceitunas y cáscara de almendra. Por lo tanto, quedan excluidas las estufas de leña "tradicionales".

El coste actual de generación térmica a partir de biomasa en España puede ser muy variable en función de las características de la instalación, tal y como muestra la siguiente tabla:

Tecnología	Coste de generación (c€ ₂₀₁₀ /kWh)		
	Residencial calor	Residencial calor y frío	Industrial calor
25 kW	16,0 (12,0/23,5)	13,2 (9,2/17,2)	-
200 kW	7,5 (3,5/8,6)	8,1 (4,1/8,8)	-
500 kW	6,8 (2,8/7,6)	7,7 (3,7/8,3)	3,9 (1,7/5,9)
1.000 kW	-	-	3,7 (1,5/5,6)
2.000 kW	-	-	3,6 (1,5/5,5)

El valor medio estimado equivale a 1.500 horas en el caso residencial y 4.500 horas en el caso industrial, siendo el combustible pellets a granel.

Respecto de los rangos (mostrados entre paréntesis), en el caso de generación residencial, el valor mínimo corresponde a 1.500 horas anuales equivalentes y el valor máximo corresponde a 1.000 horas anuales equivalentes. En el caso de generación industrial, el mínimo corresponde a 5.000 horas anuales equivalentes y el máximo corresponde a 4.000 horas anuales equivalentes. Para el combustible, el valor mínimo corresponde a cáscara de almendra a granel y el máximo a pellets a granel, salvo en el caso residencial de 25 kW, cuyo valor máximo corresponde a pellets en bolsas de 15 kg.

6.6.2.1 Detalle de las hipótesis de costes y parámetros de funcionamiento

El coste de inversión para calderas de biomasa tiene un fuerte factor de escala, como muestra la siguiente tabla:

Tecnología	Coste de inversión incluyendo instalación (€ ₂₀₁₀ /kW _{th})
25 kW	837
200 kW	219
500 kW	172
1.000 kW	132
2.000 kW	93
Equipos de absorción de frío	300

El coste de inversión de calderas residenciales refleja los precios actuales de mercado de kits que incluyen caldera, alimentador y silo. El coste de inversión de calderas industriales se ha obtenido mediante la suma de precios actuales de mercado de calderas, alimentadores y silos industriales.

El coste de operación se estima en ~1.400 €/año para instalaciones residenciales y en ~3.300 €/año para instalaciones industriales. Este coste incluye los costes de seguros, reparaciones y mano de obra de operación y mantenimiento de las calderas.

El coste de la biomasa bruta dependerá del grupo de biomasa⁵². Adicionalmente se consideran los

⁵²Para el grupo b.6.1 se estima un precio medio de ~85 €/t, para el grupo b.6.2, de ~50 €/t, para el grupo b.6.3, de ~48 €/t, para el grupo b.8.1, de ~47 €/t y para el grupo b.8.2, de ~19 €/t

siguientes costes extra asociados al tratamiento de la biomasa para calefacción:

- La biomasa astillada a granel añade un sobrecoste del 10% con respecto al precio de la biomasa bruta.
- La biomasa pelletizada y comprada a granel añade un sobrecoste del 30%.
- La biomasa pelletizada y comprada en bolsas grandes un 50% y biomasa pelletizada y comprada en bolsas pequeñas un 60%.
- El coste de transporte de astillas o pellets a granel es de 50 €/t₂₀₁₀ y de pellets en bolsas de 90 €/t₂₀₁₀.

El rendimiento térmico neto considerado para las calderas nuevas de biomasa es del 90%.

Para calcular los costes de generación se ha empleado una tasa de descuento para el proyecto del 9,4%.

6.6.3 Evolución esperada de los costes de generación

La evolución esperada de los costes de generación térmica con biomasa durante las próximas décadas permanecerá aproximadamente constante en términos reales, salvo en el caso de generación de calor y frío. La siguiente tabla muestra el coste de generación medio estimado para 2020:

Tecnología	Coste de generación (c€/t ₂₀₁₀ /kWh)		
	Residencial calor	Residencial calor y frío	Industrial calor
25 kW	15,7	12,8	-
200 kW	7,4	7,9	-
500 kW	6,8	7,5	3,9
1.000 kW	-	-	3,7
2.000 kW	-	-	3,6

6.6.3.1 Principales palancas de reducción del coste de generación

La mayor reducción de costes podría tener lugar como consecuencia de una tendencia hacia la utilización de combustibles de menor coste, si bien dentro de los rangos de costes ya observados en 2010. En este sentido, el desarrollo de cadenas logísticas que fomenten el aprovisionamiento a granel podrían fomentar una tendencia hacia el límite inferior de costes en todas las escalas. Por el contrario existe una tendencia hacia las calderas de pellets debido a la calidad del producto final, que es más caro que otros combustibles como la cáscara de almendra, el orujillo o el hueso de aceituna.

6.6.4 Principales barreras al desarrollo de la tecnología

Las principales barreras para el desarrollo de la generación térmica con biomasa han sido identificadas y clasificadas como barreras, económicas y sociales, en el desarrollo del sector y normativas:

Barreras económicas y sociales

- El coste de las calderas de biomasa es superior al coste de las calderas de otras tecnologías (si bien es cierto que el coste del combustible por unidad de energía térmica útil puede ser menor en el caso de la biomasa).
- La escasez de conocimiento de la tecnología y la falta de un mercado desarrollado inducen una resistencia al cambio por parte de los demandantes de calor.

- La necesidad de realizar un mayor número de tareas de operación y mantenimiento que en otras tecnologías implica un mayor coste de operación así como una mayor molestia para el usuario.
- El alto nivel de urbanización en España eleva el coste de establecimiento de redes de *district heating*.

Barreras en el desarrollo del sector

- El mercado logístico de biomasa hasta el hogar está poco desarrollado lo que implica altos costes de transporte por tonelada de combustible.
- El escaso desarrollo de las ESCOs, a pesar del apoyo del programa Biomcasa del IDAE para el sector residencial, impide que los demandantes de calor elijan calderas de biomasa frente a otras tecnologías (principalmente por el mayor coste de inversión inicial y por la falta de seguridad en el suministro de biomasa).

Barreras normativas

- La falta de un estándar único de las características de los pellets adaptado al mercado español reduce la seguridad de aprovisionamiento para el usuario y dificulta la comparación de precios.

6.6.5 Tendencias tecnológicas principales

Las calderas de biomasa son una tecnología muy extendida en algunos países europeos, lo que implica que la curva de experiencia tecnológica y de costes está muy avanzada actualmente, con altos rendimientos y precios ajustados. Por lo tanto, no se esperan cambios tecnológicos significativos en las calderas de biomasa.

Respecto a la oferta de biomasa, el desarrollo de procesos comerciales de torrefacción de biomasa permitiría aumentar el volumen de biomasa disponible para fines térmicos (especialmente para el mercado residencial) en el rango inferior de coste por unidad de energía y volumen.

6.7 ENERGÍA DE BIOMETANIZACIÓN: GENERACIÓN ELÉCTRICA

6.7.1 Descripción general de la tecnología

La tecnología de generación eléctrica mediante biometanización consiste en la combustión de biogás en un grupo motogenerador. Adicionalmente el biogás obtenido en la biometanización se podría emplear para la generación de calor/frío si éste es purificado hasta alcanzar un contenido en metano superior al 90% e inyectado en la red de gas natural mediante equipos de alta presión.

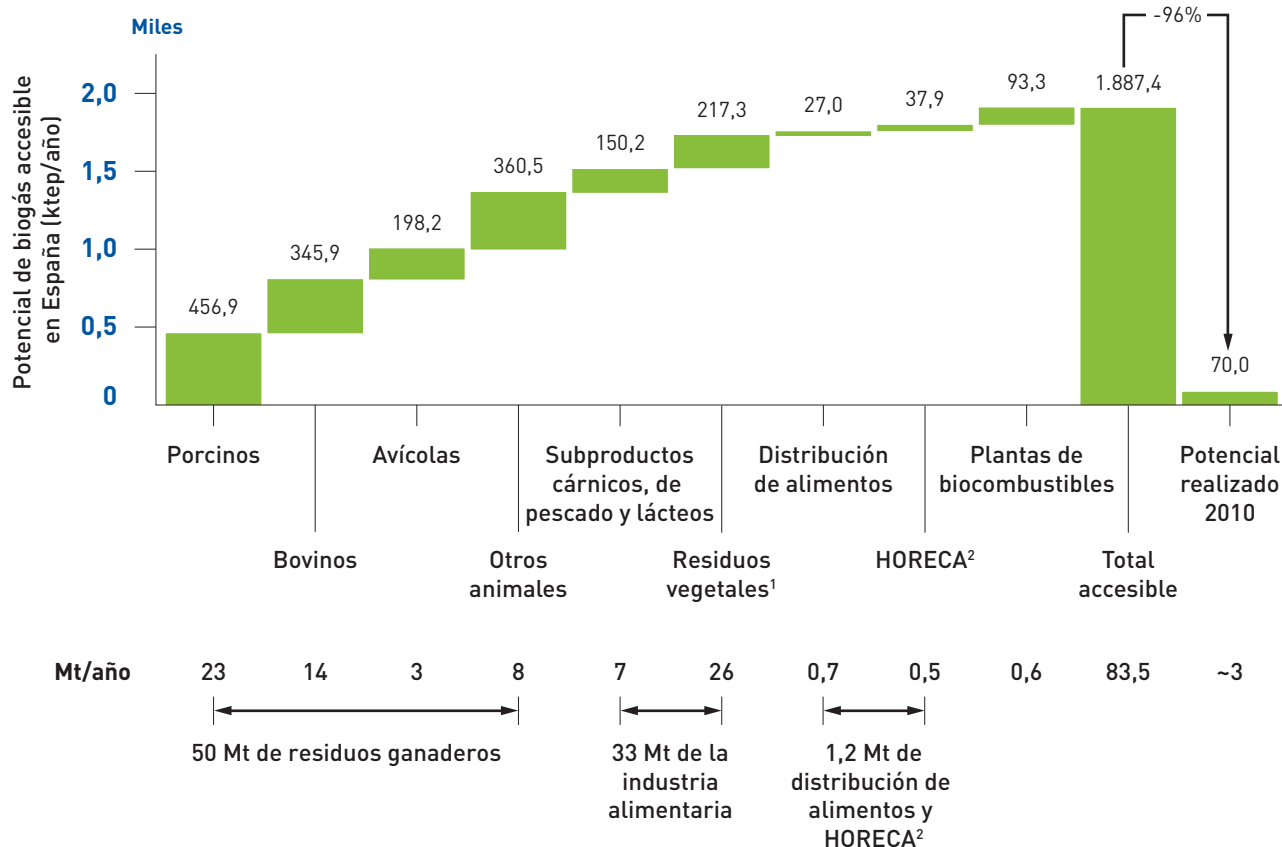
El biogás se genera mediante la digestión de materia orgánica en espacios anaerobios, habitualmente vertederos, estaciones de depuración de aguas residuales o digestores agroindustriales.

La generación de biogás en vertederos está significativamente extendida pero se espera una tendencia decreciente debido a las políticas de la UE respecto de la cantidad y contenido de los residuos depositados en los vertederos, de acuerdo con la Directiva Europea 1999/31/CE y la Decisión 2003/33/CE. Así, la producción primaria de biogás en los países de la UE-27 se situó en casi 6.000 ktep en el año 2007, de los cuales aproximadamente la mitad se produjeron en vertederos y la otra mitad en estaciones de depuración (EDAR) y digestores agroindustriales.

La capacidad de generación eléctrica con biogás en España alcanzó 150 MW_{el} en 2007, de los que solamente el 20% se correspondía con EDAR y digestores agroindustriales. La producción de electricidad alcanzó en 2007 los 608 GWh_{el}, de los que aproximadamente 100 GWh_{el} fueron producidos en digestores.

En cualquier caso, el potencial de crecimiento del biogás agroindustrial en España es significativo, según muestran estudios recientes. De hecho, según el estudio Probiogas, solamente el 4% del residuo biometanizable y accesible de España está siendo tratado en la actualidad (ver gráfico adjunto). Destaca especialmente las partidas de residuos porcinos y bovinos, con un potencial de biogás de 800 ktep anuales (37 Mt de residuo). De

hecho, según EurObserv'ER en España se produce una media de 70 ktep/año de biogás frente a la media de 194 ktep/año por país en la EU-15, es decir hasta tres veces menos. Por contraste, Alemania se encuentra a la cabeza de la producción de biogás en Europa, con 1.967 ktep/año en 2007.



¹ Incluye lodos de depuradora de industria alimentaria. ² Hoteles, restaurantes y cafeterías

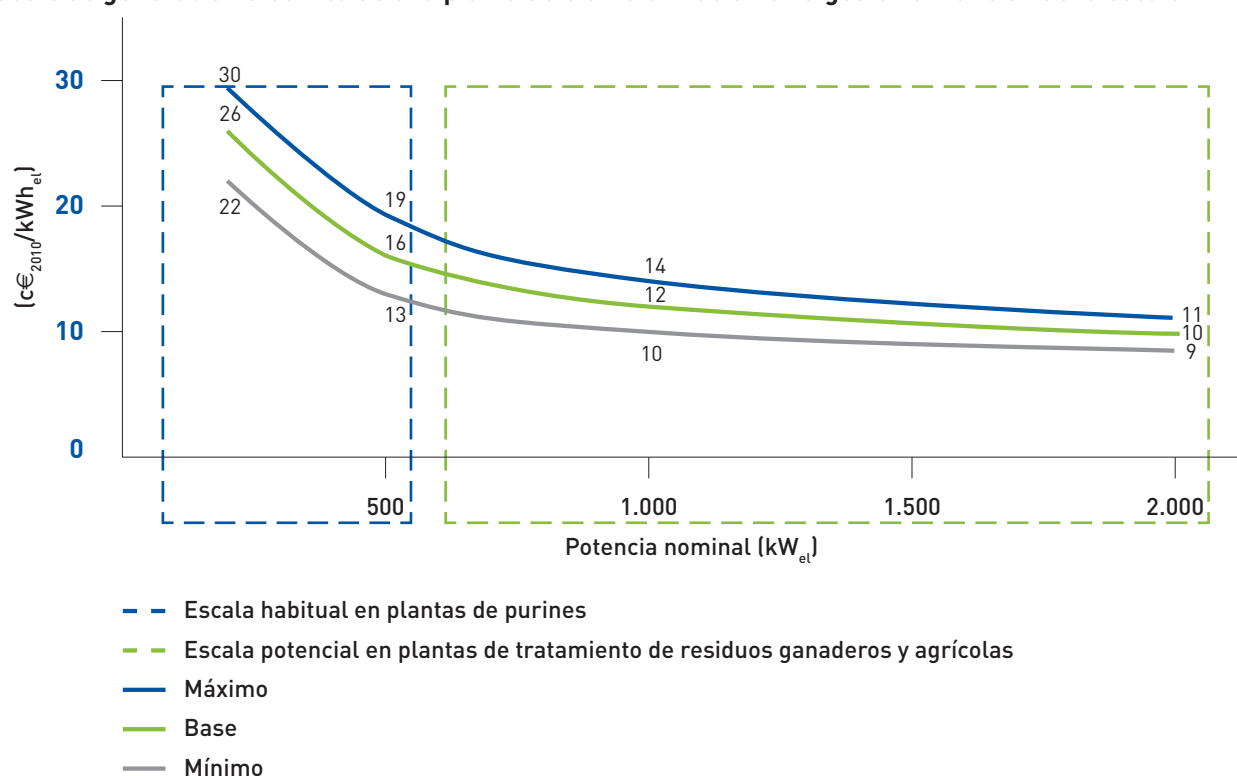
Nota: el potencial accesible es todo aquel que puede ser susceptible de un uso posterior

Fuente: AINIA-Probiogás

6.7.2 Costes actuales de generación

El coste de generación eléctrica en plantas de biometanización es muy dependiente tanto de la potencia nominal de la planta como del potencial energético de la alimentación al digestor. En la siguiente gráfica se puede observar la gran dispersión de los costes de generación según la potencia nominal de las plantas.

Coste de generación eléctrica de una planta de biometanización en digestor en función de la escala



Merece destacar la escala relativamente pequeña de las plantas de generación de biogás respecto a otras plantas de energías renovables como por ejemplo biomasa. La razón principal se encuentra en el bajo potencial energético de determinados residuos (deyecciones ganaderas), el elevado coste del transporte de los residuos y la necesidad de construir plantas de pequeño tamaño para reducir la distancia a las fuentes de aprovisionamiento de los residuos. Es preciso destacar también el menor tamaño en potencia, a igual cantidad tratada, de las plantas de purines frente a los residuos agrícolas. Esto es debido al menor contenido energético de los primeros (20 Nm³ de

biogás/t) respecto de los segundos (pe. 60 Nm³ de biogás/t para el caso de los residuos de tubérculos)

De hecho, el coste de generación eléctrica mediante biometanización en digestores agroindustriales en España en 2010 se sitúa dentro de un amplio rango, que depende tanto del volumen de residuo tratado como del potencial energético de la alimentación al digestor, medido en Nm³⁵³ de biogás por m³ de materia fresca.

A modo de síntesis hemos desarrollado una serie de plantas tipo en función de ambos parámetros, tal como se puede ver en la tabla adjunta:

Nm ³ biogás/m ³	Volumen de residuos tratados (t anuales)		
	30.000 (c€/ ₂₀₁₀ /kWh)	90.000 (c€/ ₂₀₁₀ /kWh)	150.000 (c€/ ₂₀₁₀ /kWh)
12 (purines)	29,5	21,4	19,3
30	18,3	12,4	11,0
50	13,9	9,8	8,9

⁵³Normal metro cubo: volumen ocupado por el gas en condiciones de 1.013 milibares y 15 °C

El límite superior de costes corresponde a una planta de biometanización de 30.000 t anuales de purines (~12 Nm³ de biogás/m³ de materia fresca) y el límite inferior corresponde a una planta de 150.000 t anuales de restos frutales (~50 Nm³ de biogás/m³ de materia fresca).

Por otra parte, el efecto de añadir un co-sustrato en el proceso puede reducir el coste de generación en instalaciones cuyo residuo tenga un muy bajo potencial de generación de biogás. El ejemplo muestra el coste actualizado de generación en instalaciones que se aprovisionen de un 10% de co-sustrato (se muestran los resultados para tres valores de potencial de generación de biogás del co-sustrato: 30/50/70 Nm³/m³ respectivamente).

Nm ³ biogás/m ³	Volumen de residuos tratados (t anuales)		
	30.000 (c€ ₂₀₁₀ /kWh)	90.000 (c€ ₂₀₁₀ /kWh)	150.000 (c€ ₂₀₁₀ /kWh)
12	40,3/34,8/30,8	23,7/20,9/19,5	20,0/18,4/16,5
30	21,2/20,2/19,3	13,3/12,7/12,1	11,6/11,4/10,9
50	15,3/15,0/15,0	10,4/10,1/10,1	9,3/9,1/9,1

En cualquier caso, la alta variabilidad en la casuística de este tipo de instalaciones (incluido instalaciones de FORSU y EDAR, no valoradas económicamente en este informe) hace necesario un análisis individualizado para determinar la rentabilidad de cada inversión.

6.7.2.1 Detalle de las hipótesis de costes y parámetros de funcionamiento

Las instalaciones de biometanización suponen una inversión inicial de entre 2,6 y 9,3 M€₂₀₁₀/MW_{el}. Se trata de un rango bastante amplio, que refleja la elevada variabilidad en la configuración y la gran heterogeneidad posible en las plantas de biometanización, en función del volumen y del potencial energético de los residuos tratados. Para los escenarios que estamos manejando los costes de inversión a día de hoy serían los siguientes:

Nm ³ biogás/m ³	Volumen de residuos tratados (t anuales)		
	30.000 (M€ ₂₀₁₀ /MW)	90.000 (M€ ₂₀₁₀ /MW)	150.000 (M€ ₂₀₁₀ /MW)
12 (purines)	9,3	7,7	7,3
30	5,7	4,1	3,7
50	4,6	3,0	2,6

Ampliando la visión al posible coste de inversión en una planta de biometanización en España en 2010, nos encontramos con una amplia casuística (ver figura adjunta).

Inversión total estimada (M€ ₂₀₁₀ /MW _{el})							
Cantidad de residuo anual tratado (miles de t por año)							
Potencial energético del residuo (m³ de biogás por t de residuo)		10	50	100	150	200	Ejemplo del potencial
	10	13,7	9,6	8,8	8,4	8,2	Lodos EDAR¹
	20	10,7	6,0	5,2	4,9	4,7	Purín de cerdo
	30	9,6	4,8	3,9	3,7	3,5	Estiércol de vaca
	40	9,0	4,1	3,3	3,0	2,8	Restos frutales no cítricos
	50	8,6	3,7	2,9	2,6	2,5	Restos frutales cítricos
	60	8,3	3,4	2,6	2,4	2,2	Tubérculos
	70	8,1	3,2	2,4	2,2	2,0	Bagazo
	80	7,9	3,0	2,3	2,0	1,8	Residuos de pescado
	90	7,8	2,9	2,2	1,9	1,7	Transformación cítricos
	100	7,6	2,8	2,1	1,8	1,6	Restos HORECA²

¹ Estación depuradora de aguas residuales industriales. ² Hoteles, restaurantes y cafeterías

Nota: se estima una densidad media del residuo de 0,85 kg/m³

Fuente: GIRO; entrevistas agentes del sector

Es importante destacar la significativa influencia que tiene el tipo de residuo a emplear en los costes de inversión de una planta.

Los costes de operación se estiman entre 0,33 y 1,03 M€₂₀₁₀/MW, como detalla la siguiente tabla:

Volumen de residuos tratados (t anuales)			
Nm ³ biogás/m ³	30.000 (M€ ₂₀₁₀ /MW)	90.000 (M€ ₂₀₁₀ /MW)	150.000 (M€ ₂₀₁₀ /MW)
12 (purines)	1,03	0,63	0,52
30	0,67	0,41	0,36
50	0,46	0,35	0,33

Para el estudio se ha asumido que estas plantas trabajan durante 7.500 horas anuales equivalentes.

Para calcular los costes de generación se ha empleado una tasa de descuento para el proyecto del 9,4%.

6.7.3 Evolución esperada de los costes de generación

Esperamos que los costes de generación eléctrica mediante biometanización permanezcan

relativamente constantes o experimenten una ligera reducción de apenas un ~3% en términos reales durante los próximos años. La siguiente tabla muestra la evolución de los costes de generación esperados entre 2010 y 2020 (2010→2020). Tal y como vimos anteriormente, hemos analizado 9 escenarios diferentes en función del potencial energético de la alimentación al digestor (medido en Nm³ de biogás por m³) y del volumen de residuos tratados por la planta.

Nm ³ biogás/m ³	Volumen de residuos tratados (t anuales)		
	30.000 (c€ ₂₀₁₀ /kWh)	90.000 (c€ ₂₀₁₀ /kWh)	150.000 (c€ ₂₀₁₀ /kWh)
12 (purines)	29,5 → 28,6	21,4 → 20,8	19,3 → 18,7
30	18,3 → 17,8	12,4 → 12,0	11 → 10,7
50	13,9 → 13,5	9,8 → 9,5	8,9 → 8,6

6.7.3.1 Principales palancas de reducción del coste de generación en instalaciones de biometanización

El limitado recorrido a la baja en los costes de generación se debe al limitado efecto experiencia en costes de inversión y mantenimiento y las dificultades para aprovechar el potencial efecto escala de las plantas. Existiría una opción adicional no incluida en el caso base de reducir los costes de generación a través de una reducción del coste de capital, tal y como veremos a continuación.

Respecto al coste de inversión, éste permanecerá estable entre 2010 y 2030. Si bien es cierto que esperamos una reducción de costes asociada a una curva de experiencia, ésta tiene un *progress ratio* relativamente bajo del 96%⁵⁴ en un entorno en el que no se esperan grandes desarrollos de capacidad a nivel mundial, dando por tanto pocas oportunidades de recorrer la curva de experiencia. En este sentido las hipótesis de trabajo consideran una potencia total instalada de generación eléctrica con biomasa, biometanización y RSU en los países de la OCDE de ~41 GW_{el} en 2020 y ~67 GW_{el} en 2030, frente a los 23 GW en 2009, en línea con la previsión realizada por la IEA. La resultante es una reducción de costes del 4% entre 2010 y 2030 atendiendo a las mejoras derivadas de la curva de experiencia. Por otra parte, esperamos una subida de costes del 4% en el periodo derivado de una subida del precio de acero en términos reales del 30% en el periodo (ver apéndice III, sección 8.3.1).

El coste de operación experimentará una reducción del 5% entre 2010 y 2020 y otro 3% adicional entre 2020 y 2030. Esta evolución tendrá lugar como consecuencia de un menor coste de los seguros por una reducción de las primas de riesgo medias, al 50% del valor inicial, así como un menor coste de personal esperado en términos reales.

Nuestro análisis muestra las dificultades existentes para aprovechar el potencial efecto escala en las plantas de biometanización a futuro, bien vía el aumento de volumen de los residuos tratados o vía el incremento del potencial energético de los residuos:

- Aumentar el volumen de residuo tratado requiere o bien el desarrollo de fuentes de sustratos de mayor tamaño (por ejemplo granjas de mayor tamaño) o bien el tratamiento centralizado de residuos para incrementar el volumen tratado. Respecto al primero podría ocurrir como consecuencia de tenencias en el negocio principal, pero es poco influenciable por el sector de biometanización. Respecto al segundo no se observan mejoras significativas de costes por el incremento del coste de transporte de residuos para tratamiento integral centralizado o al coste de la red de transporte de biogás para generación eléctrica centralizada.
- Aumentar el potencial energético de los residuos, potenciando así un modelo de co-digestión, con la consiguiente necesidad de resolver de un modo económicamente razonable el transporte de los residuos hasta la planta.

Por último, una mejora de las condiciones de financiación de las plantas podría tener un impacto significativo en los costes de generación, que si bien no está incluida en el caso base, sí se trata de un palanca accionable por parte de los diferentes *stakeholders* del sector. Reducir en 2 puntos porcentuales el coste de capital de una planta de biometanización, podría suponer una reducción próxima al 20% en los costes de generación. En general las plantas de biometanización cuentan con mayores costes de capital que otras energías renovables debido a un menor apalancamiento inicial (65% vs. 80% en eólica) y mayor coste asociado a los fondos propios.

⁵⁴ Correspondiente a tecnologías maduras. Fuente: IEA

6.7.3.2 Hipótesis de desarrollo del entorno y tecnológicas para la evolución de costes de generación esperada

La potencia total instalada de generación eléctrica con biomasa, biometanización y RSU en los países de la OCDE alcanza ~41 GW_{el} en 2020 y ~67 GW_{el} en 2030, frente a los 23 GW en 2009, en línea con la previsión realizada por la IEA. En otras palabras, la capacidad instalada hasta 2030 apenas se triplicará en el periodo, con lo que no se alcanzarán siquiera dos ciclos completos de la curva de experiencia de la tecnología.

6.7.4 Principales barreras al desarrollo de la tecnología

Las principales barreras para el desarrollo de la generación eléctrica mediante biometanización han sido identificadas y clasificadas como barreras normativas respecto de las tarifas y los costes, barreras normativas respecto del desarrollo regulatorio y barreras financieras.

Barreras normativas respecto de las tarifas y los costes

- El sistema tarifario español es menos generoso que otros sistemas europeos para la biometanización agroindustrial, lo cual repercute en un menor desarrollo del sector.
- El sistema tarifario español es un sistema no progresivo o acumulativo, lo que provoca desequilibrios tarifarios. Por ejemplo, una planta de 501 kW obtiene una menor rentabilidad que una planta de 499 kW.
- La aplicación de un valor de rendimiento eléctrico muy restrictivo para percibir la tarifa de plantas de cogeneración reduce el incentivo para realizar una mayor inversión que permita cogenerar electricidad y calor.
- Los altos costes de conexión a la red eléctrica limitan o eliminan la rentabilidad de algunos proyectos.
- La metodología de comparación de costes de las tecnologías de energías renovables no permite contabilizar las externalidades positivas de la biometanización, como la eliminación de residuos.
- Ausencia de un incentivo económico continuado que reconozca los impactos medioambientales positivos (reducción de emisiones de gases de efecto invernadero) de la biometanización de deyecciones ganaderas y su contribución al desarrollo rural.

Barreras normativas respecto del desarrollo regulatorio

- La falta de integración de las políticas energéticas, medioambientales y agroganaderas reduce el desarrollo de iniciativas que acarrearían beneficios para las tres áreas.
- La utilización de un cupo único para el biogás de digestor y el biogás de vertedero provoca que dicho cupo pueda ser fácilmente agotado con pocos proyectos de vertedero, excluyendo el desarrollo de proyectos de biometanización de digestor.
- Los requerimientos sobre la distancia de balsas de purines a zonas urbanizadas eliminan la posibilidad geográfica de realizar algunos proyectos.
- La ausencia de incentivos para utilizar co-sustratos que mejoren el potencial energético de los residuos tratados reduce la rentabilidad de las inversiones.
- Falta de respaldo normativo al uso de digestatos como abonos o enmiendas orgánicas.

Barreras financieras

- La falta de desarrollo y de conocimiento de la industria limita el acceso al capital de las inversiones en biometanización.

6.7.5 Tendencias tecnológicas principales

Una alternativa de futuro para la valorización de las plantas de biometanización consiste en la venta del biogás purificado (hasta contenidos de metano cercanos al 100%) inyectándolo directamente en la red de gas natural o como combustible de vehículos de transporte.

La inyección del biogás en la red de gas natural es la opción más eficiente desde el punto de vista energético, ya que permite la utilización con fines térmicos del biogás mediante su combustión en el lugar de consumo, lo cual permite mayores rendimientos térmicos que la generación de electricidad.

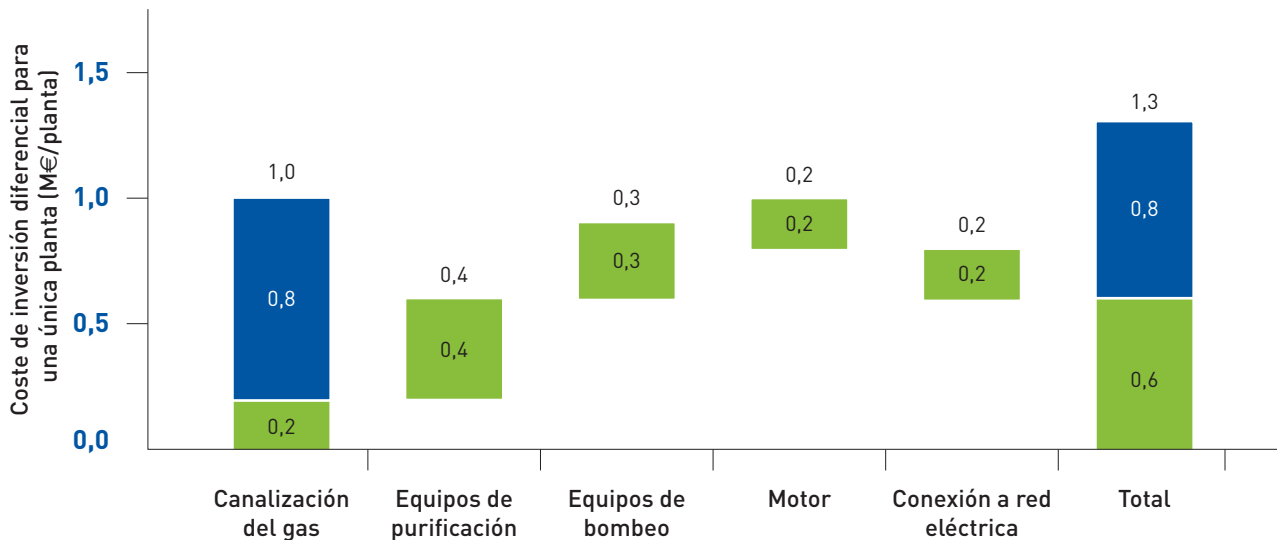
Respecto al uso del biogás como carburante de vehículos se requiere adicionalmente el despliegue o penetración de vehículos propulsados con gas natural.

En cualquier caso las instalaciones de inyección de biogás en la red o de un dispensador de biogás para transporte requiere una mayor inversión que una instalación para generación eléctrica. La reducción de los

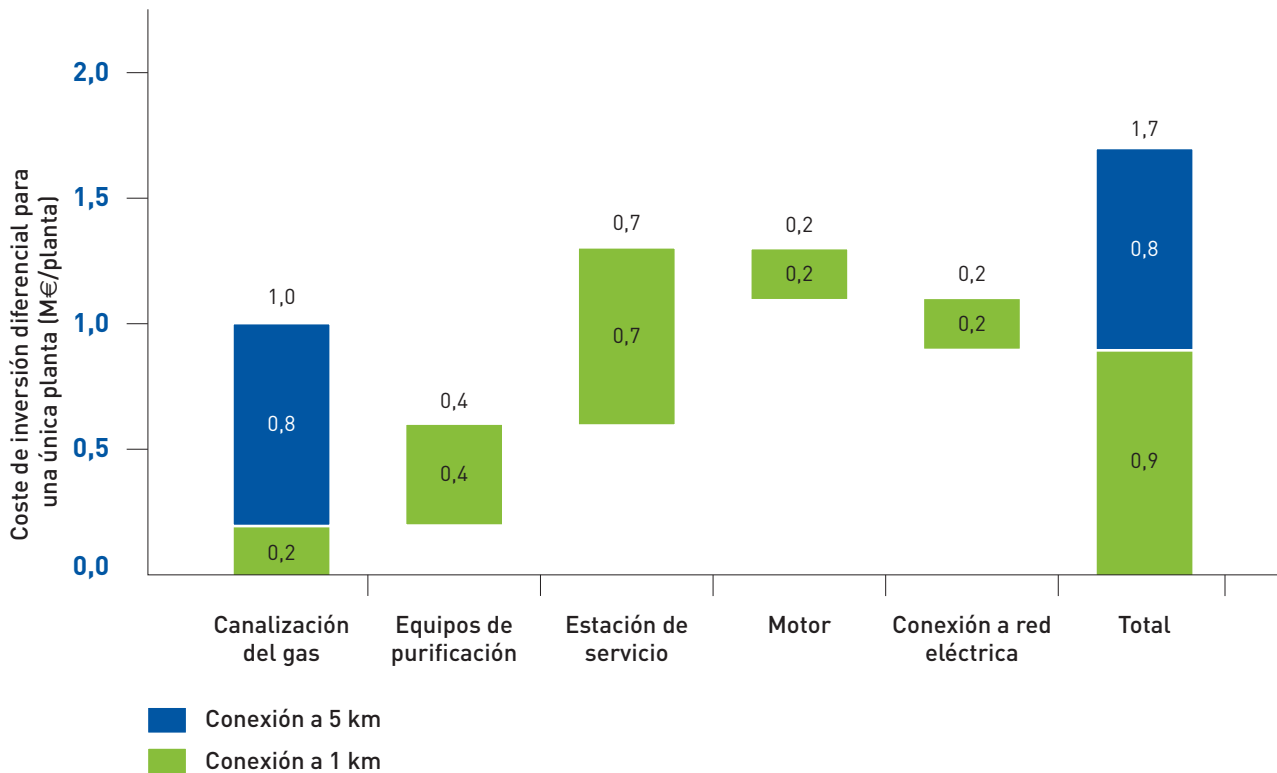
costes de inversión por la eliminación del grupo motogenerador y de la conexión eléctrica se ven más que compensados por los costes adicionales de los equipos de canalización de gas, purificación del mismo y de bombeo para la inyección en red o la estación de servicio en el caso del gas natural vehicular. Mientras

el ahorro de costes supone cerca de 400.000 €/MW, los costes adicionales superan el millón de euros por MW en función de la distancia de canalizado. Las gráficas siguientes muestran las diferencias en los costes de generación en ambos casos, en diferentes escenarios en la distancia de canalizado requerida.

Ilustrativo: coste de inversión diferencial para una planta que produce ~0,5 M Nm³ de biogás limpio por año y lo inyecta en la red de gas natural



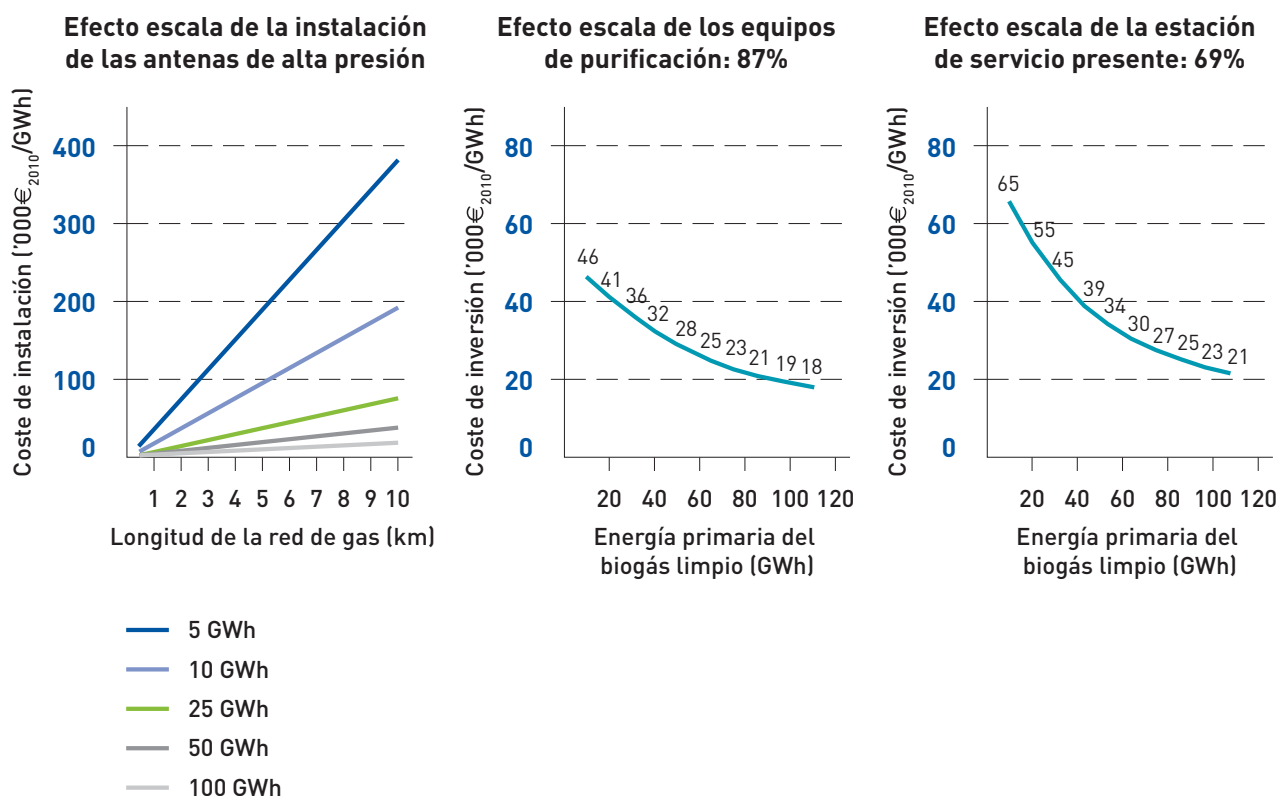
Ilustrativo: coste de inversión diferencial para una planta que produce ~0,5 M Nm³ de biogás limpio por año y lo vende como carburante de vehículos



Fuente: AEBIOM; análisis BCG

Adicionalmente existen diferencias significativas en los costes de inversión atendiendo a la distancia de canalización, y el efecto escala de las plantas de

purificación y la estación de servicio en el caso del gas natural vehicular. Estas diferencias se describen en la gráfica adjunta:



Nota: se estiman 10,8 kWh/Nm³ de gas natural

Fuente: AEBIOM; experiencia y análisis BCG

Las curvas de efecto escala han sido construidas a partir de datos de AEBIOM y de entrevistas a empresas del sector. Así, para la instalación de las antenas de alta presión se ha considerado un coste de ~190 €/metro. Para los equipos de inyección de gas en la red se estima un coste de 0,5 M€ para un equipo de 1 M Nm³ y un factor de escala del 87% cada vez que la capacidad se dobla⁵⁵. Para la estación de servicio se estima un coste de 0,7 M€ para una estación de servicio de 1 M Nm³ y un factor de escala del 69% cada vez que se dobla la capacidad.

En cualquier caso, la rentabilidad de las diferentes opciones y por tanto los incentivos a la inversión dependerán no sólo de los costes de inversión y operación sino también de la retribución de cada una de las formas de suministrar la energía. Así por

ejemplo en Alemania existe un bono adicional sobre la tarifa base de biogás en el caso de purificar el biogás y convertirlo en biometano para su inyección en la red de gas del país. Este bono oscila entre 1 y 3 c€₂₀₁₀/kWh.

⁵⁵Es decir, el coste unitario se incrementa en un 87% cada vez que se dobla la capacidad

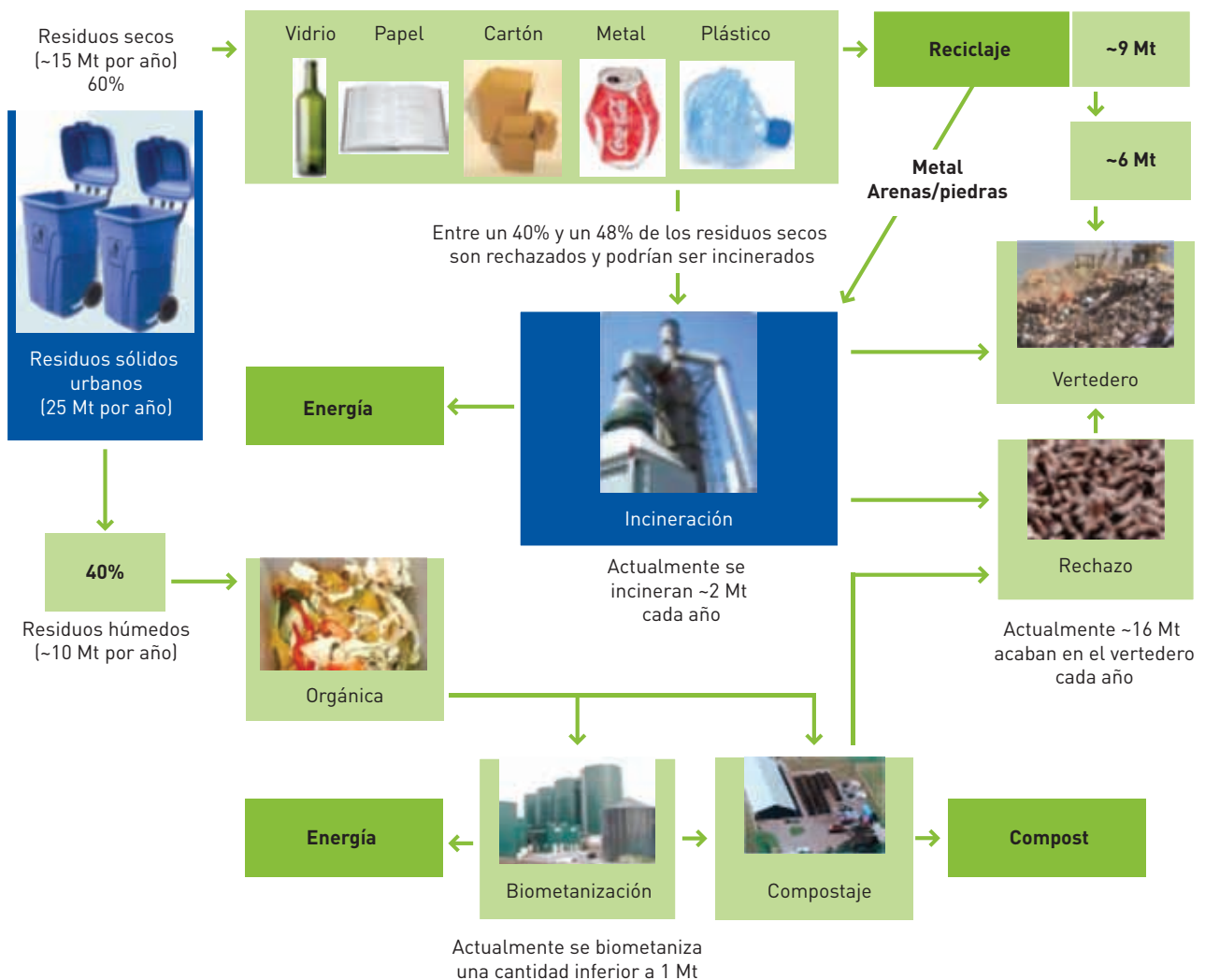
6.8 ENERGÍA DE RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS

6.8.1 Descripción general de la tecnología

Los residuos forman parte de la cadena de consumo natural de las sociedades modernas, siendo su ciclo de vida aprovechable como input para la generación de energía.

La tecnología más extendida de generación eléctrica con residuos sólidos urbanos consiste en la incineración de una fracción de los residuos (principalmente rechazos de la fracción seca de los residuos) en un horno-caldera que cede el calor a un ciclo de vapor. Este vapor actúa sobre un grupo turbogenerador que produce electricidad. Como norma general, estas instalaciones incineran entre 150.000 y 450.000 t de basura al año, si bien en España existen algunas plantas de menor capacidad. La potencia eléctrica de una planta nueva de incineración con tecnología “convencional” se estima entre 16 y 47 MW_{el} respectivamente para las capacidades de incineración mencionadas.

Sistema integrado de tratamiento de RSU



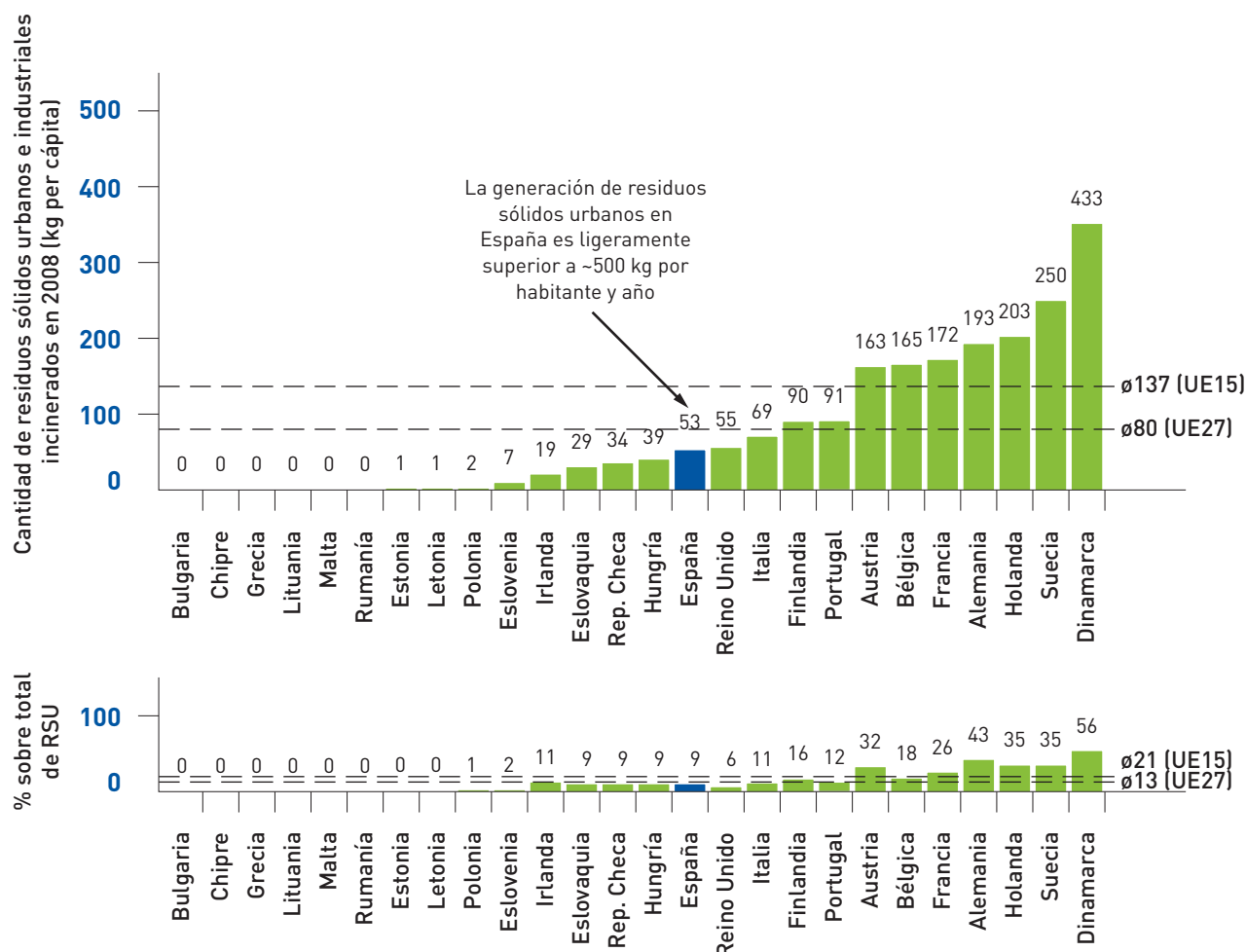
Adicionalmente, existen tecnologías que utilizan ciclos combinados de gas natural y residuos. Éste es el ejemplo de la planta de Zabalgardi en Bilbao, cuyo rendimiento eléctrico neto es muy superior al de una planta convencional, resultando en una potencia total de $\sim 100 \text{ MW}_{\text{el}}$ (la potencia de los residuos es el $\sim 20\%$ de la potencia total).

En 2009, el número de plantas incineradoras en Europa superaba las 420 instalaciones de las cuales en España sólo había 10, con una potencia equivalente de $190 \text{ MW}_{\text{el}}$. De hecho, el número de plantas en España, contrasta con las plantas existentes en países como Francia, Alemania o Dinamarca, donde a finales de 2009 había 130, 51 y 34 plantas de generación eléctrica a partir de RSU respectivamente. En cualquier caso el número, tanto en Europa como en España contrasta con las ~ 2.500 plantas de incineración existentes en el mundo repartidas entre 31 países, de las cuales ~ 1.800 se encuentran en Japón.

Las plantas europeas anteriormente mencionadas fueron responsables de una generación eléctrica y térmica con residuos de 70 TWh en 2006, con un objetivo de generación estimada de 120 TWh en 2020, es decir, se espera un crecimiento del 71% para dicho año. España, en concreto, generó en 2006 1,4 TWh, que supusieron el 0,5% de la generación eléctrica total de España y se estima que en 2020 esta cifra alcance los 3,7 TWh, lo que implicará un crecimiento del 166%. Es importante mencionar que la generación de los últimos años ha tenido lugar no sólo con 190 MW procedentes de RSU, sino con 270 MW totales, lo que incluye la generación con gas natural en Zabalgardi.

A diferencia de lo que ocurre en otros países europeos, las plantas españolas de incineración de residuos se sitúan en zonas alejadas de núcleos urbanos, lo cual dificulta el aprovechamiento del calor del ciclo como agua caliente sanitaria (ACS) y calefacción. Sin embargo, como se explica más adelante con mayor detalle, los requisitos europeos de eficiencia energética para las plantas incineradoras podrían dar lugar a una tendencia hacia plantas de cogeneración también en España. Cabe destacar también en este sentido el esfuerzo significativo que se ha venido realizado en la reducción de emisiones de las incineradoras en los últimos años, lo cual por un parte incrementa significativamente los costes de inversión, pero por otra puede favorecer la integración de estas plantas cerca de núcleos urbanos lo que favorecería su integración en *district heating*.

La generación anteriormente descrita se basa en un volumen de residuos incinerados que en la UE-15 se sitúa en 137 kg por habitante, frente a una media española cercana a 53 kg por habitante. Aunque la distancia con Europa conlleva que España debe crecer más de un 100% para alcanzar la media de la UE15, cabe destacar que en términos de porcentaje sobre los residuos sólidos urbanos generados por país, el volumen incinerado en España apenas alcanza el 9% frente a países como Dinamarca, donde se incinera el 56% de los residuos sólidos urbanos, lo que muestra un amplio potencial no aprovechado.



Fuente: Eurostat; análisis BCG

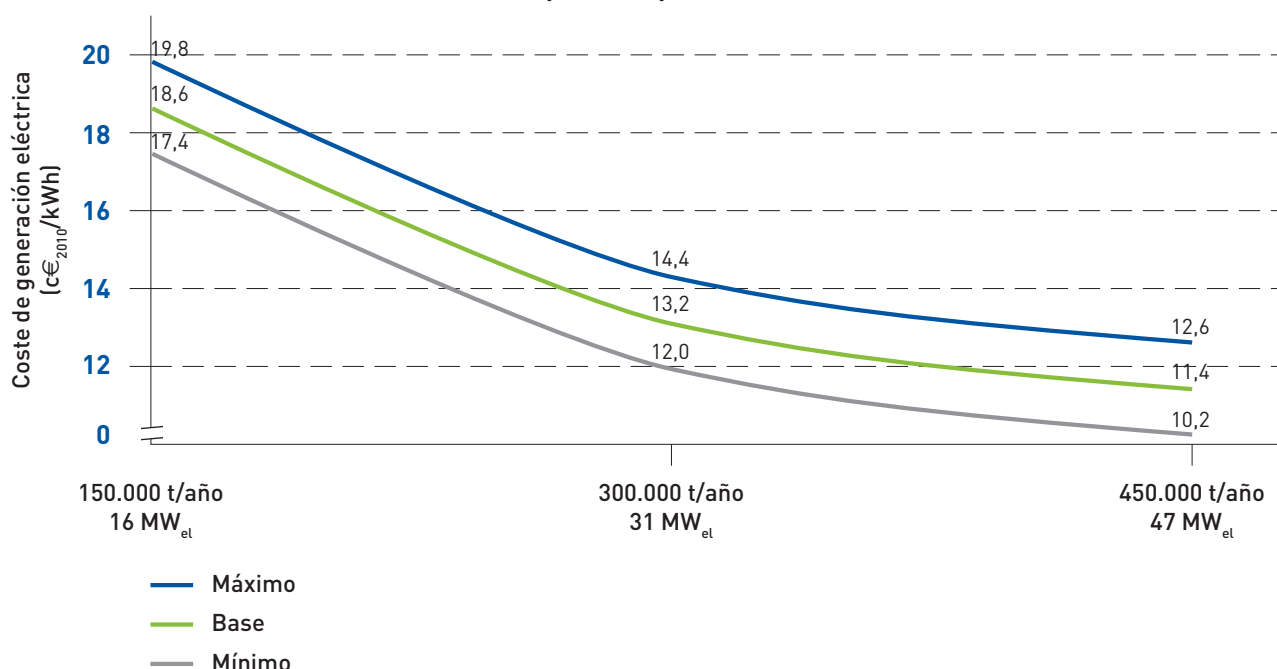
Es más, el potencial de recurso incinerable en España indica que de un total de 25 M t de residuos sólidos urbanos anuales, se incineran ~2 Mt en la actualidad y se estima que existe un potencial superior a 7 Mt, es decir más del triple del actual.

6.8.2 Costes actuales de generación

Generación eléctrica

El rango de costes de generación eléctrica a partir de residuos en España en 2010 se estima entre 10,2 y 19,8 c€/kWh para instalaciones de tecnología "convencional", como se aprecia en la gráfica adjunta a continuación.

Coste de generación eléctrica en función del volumen de residuos incinerados anualmente para una planta construida en 2010



El límite superior (19,8 c€/2010/kWh) corresponde a instalaciones de 150.000 t anuales de capacidad y ~16 MW de potencia eléctrica, asumiendo costes altos de inversión y operación en el rango alto. El límite inferior (10,2 c€/2010/kWh) corresponde a instalaciones de 450.000 t anuales de capacidad y ~47 MW de potencia eléctrica, asumiendo unos costes de inversión y operación en el rango bajo.

Existen multitud de factores que influyen en el nivel de costes finales y que son específicos de cada planta concreta, como por ejemplo el nivel de flexibilidad de la planta, el nivel de complejidad de la fase de pretratamiento, el nivel de automatización o incluso el nivel de complejidad arquitectónica.

En cualquier caso, el principal diferencial de costes de generación viene determinado por la escala de las plantas. Siendo el tamaño óptimo de las plantas de RSU aquellas con capacidad de incineración superior a las 300.000 t por año, equivalentes a ~31 MW de potencia eléctrica.

Cogeneración de electricidad y calor

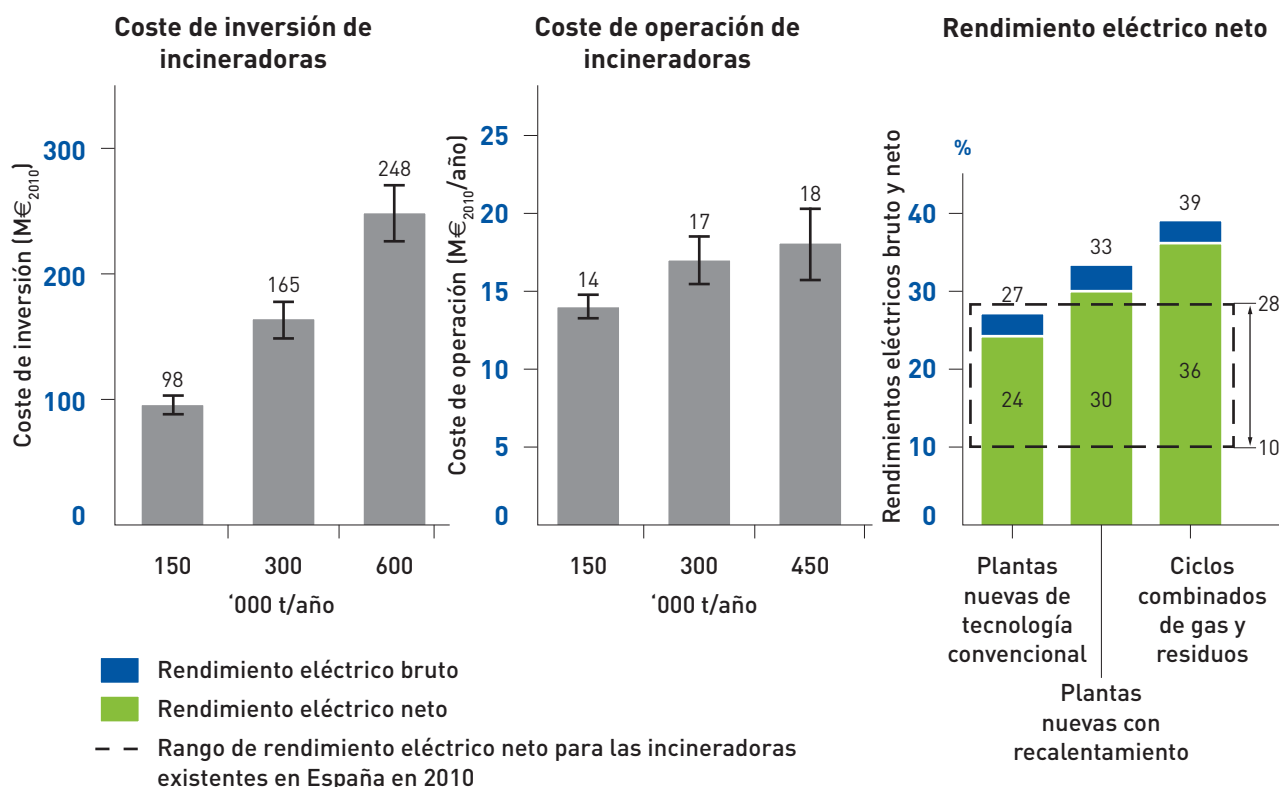
La cogeneración de electricidad y calor debería permitir la reducción del coste de generación eléctrica debido a la venta del agua caliente a hogares e industrias.

Sin embargo, el análisis de sensibilidad del coste de generación realizado respecto de la longitud de la red de *district heating* y de la potencia térmica extraída del ciclo indica que la cogeneración apenas varía el coste de generación, debido a que el coste de inversión adicional y el ahorro en los costes de operación no son significativos respecto de la inversión inicial y los costes de operación sin cogeneración.

En cualquier caso el desarrollo de cogeneración de electricidad y calor permite incrementar la eficiencia energética total del sistema y generar energía térmica a partir de RSU. Es importante destacar en ese sentido que se ha estimado la venta de calor generado en la cogeneración a precios de mercado.

6.8.2.1 Detalle de las hipótesis de costes y parámetros de funcionamiento

La estimación de los costes de generación de las plantas de RSU en España en 2010 ha sido obtenida a partir de entrevistas a agentes del sector y de datos de AEVERSU (Asociación Empresarial de Valorización de RSU) y de la Comisión Europea. Para estimar el coste de generación hemos tenido en cuenta los costes de inversión, operación y mantenimiento y el rendimiento eléctrico neto esperado, tal y como se muestra en la gráfica adjunta, con los rangos de costes esperables en función del tamaño de la planta:



Fuente: AEVERS; Comisión Europea; RESA; entrevistas a agentes del sector; análisis BCG

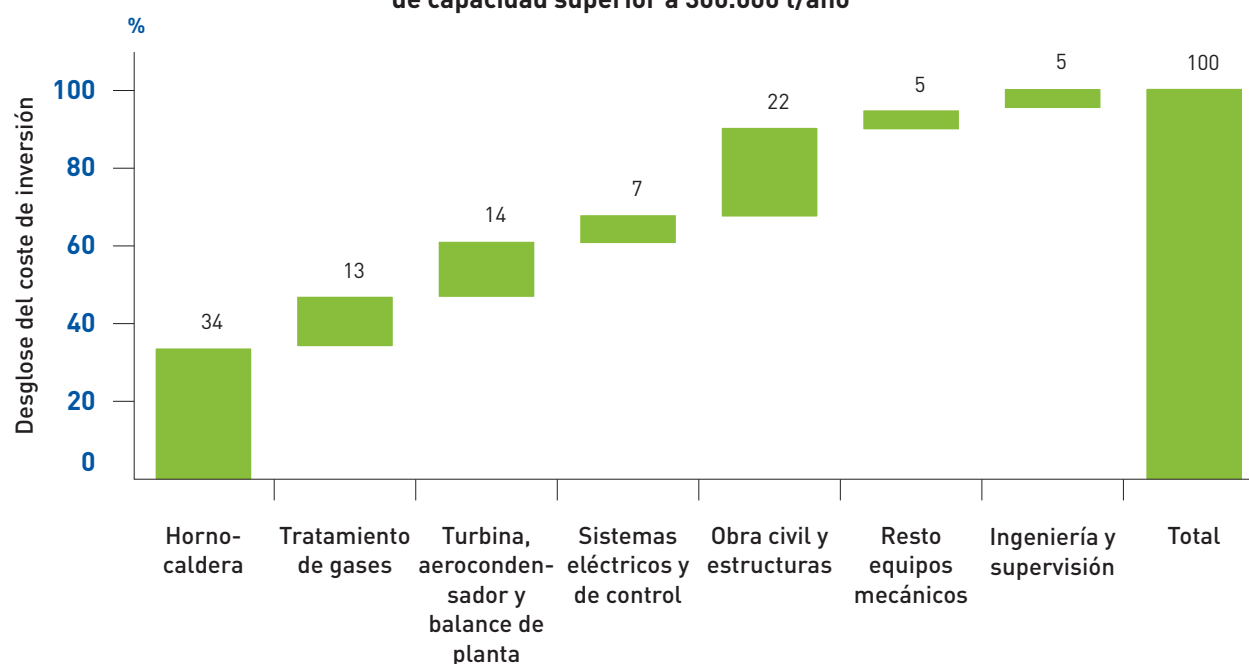
Las instalaciones de incineración de residuos suponen una inversión inicial de entre 90 y 100 M€₂₀₁₀ para plantas de 150.000 t anuales de capacidad, entre 150 y 180 M€₂₀₁₀ para plantas de 300.000 t anuales de capacidad y entre 225 y 270 M€₂₀₁₀ para plantas de 450.000 t anuales de capacidad.

El coste de operación se estima entre ~13 y ~14 M€₂₀₁₀/año para plantas de 150.000 t anuales de capacidad, entre ~15 y ~18 M€₂₀₁₀ para plantas de 300.000 t anuales de capacidad y entre ~16 y ~20 M€₂₀₁₀ para plantas de 450.000 t anuales de capacidad.

La hipótesis de rendimiento para plantas “convencionales” en 2010 asume un rendimiento eléctrico neto de ~24% en plantas de potencia superior a 15 MW. Cabe destacar que la mejor tecnología disponible (sin ciclo combinado) permite alcanzar valores superiores al 30% en el caso de ciclos de alta presión y con recalentamiento, si bien a un coste un 10 o un 20% superior. Adicionalmente, se estima una utilización de 7.500 horas anuales equivalentes.

Con el fin de completar la información, adjunta a continuación el desglose de costes típico de una planta de generación a partir de RSU:

Desglose del CAPEX para la construcción de una planta de pretratamiento e incineración de residuos de capacidad superior a 300.000 t/año



Desglose orientativo de los costes de operación y mantenimiento

Concepto	Descripción	Rango de costes
Logística	Gestión de residuos tratables y tratados	33-42%
Mano de obra	Mano de obra para pretratamiento de residuos entrantes (~80 personas) y para gestión de la planta de incineración (~50 personas)	25-29%
Consumibles	- Consumibles para optimizar el proceso y reducir las emisiones - Por ejemplo carbón activo, urea, etc.	13-25%
Mantenimiento	Mantenimiento predictivo, preventivo y por averías	7-13%

Fuente: entrevistas a agentes del sector; AEVERSU: Comisión Europea

En los costes de operación y mantenimiento cabe destacar el peso significativo de la logística y la mano de obra en los mismos.

Respecto a las plantas de cogeneración, se estima un coste estimado de inversión incremental del 5% a lo que habría que añadir 150 €₂₀₁₀ por metro de tubería calorifugada instalada. El rendimiento térmico neto se estima en 85%, asumiendo 1.500 horas anuales equivalentes de calefacción y ACS, y se han descartado los efectos de la cogeneración en el rendimiento eléctrico. El precio de venta de la potencia térmica se estima en ~55 €₂₀₁₀/MWh_{th}, equivalente al coste de generación térmica residencial con gas natural.

Para calcular los costes de generación se ha empleado una tasa de descuento para el proyecto del 7,8%.

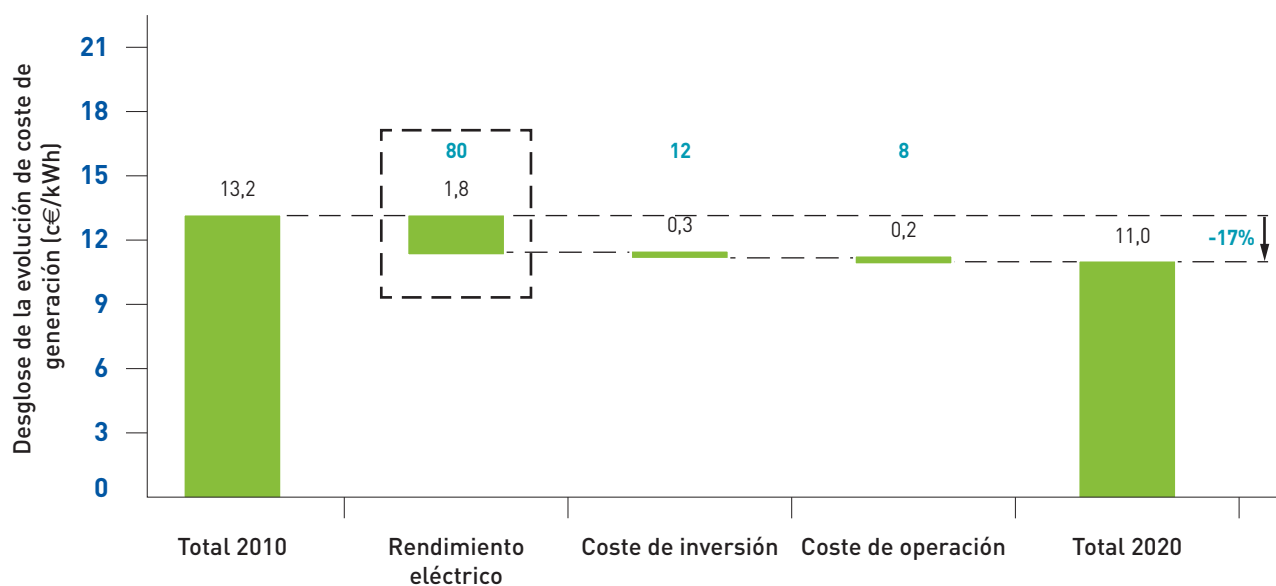
6.8.3 Evolución esperada de los costes de generación

Esperamos que los costes de generación eléctrica con residuos sólidos urbanos experimenten una reducción del 15% en términos reales entre 2010 y 2020, llegando hasta un 29% en 2030. La tabla adjunta a continuación muestra la evolución esperada en función de la capacidad de incineración de la planta. De este modo, para una planta de generación con RSU que incinere 300.000 t anuales, esperamos que el coste de generación actual que se encuentra en torno a los 13,2 c€/kWh, se vea reducido a 11,0 c€/kWh en 2020 y 9,2 c€/kWh en 2030. Los valores entre paréntesis representan los rangos optimistas y pesimistas de evolución de costes.

Capacidad de incineración (t anuales)	Coste de generación (c€ ₂₀₁₀ /kWh)		
	2010	2020	2030
150.000	18,6 (17,4/19,8)	15,5 (14,3/16,9)	13,1 (11,1/15,6)
300.000	13,2 (12,0/14,4)	11,0 (10,1/12,1)	9,2 (7,8/11,1)
450.000	11,4 (10,2/12,6)	9,5 (8,6/10,4)	7,9 (6,6/9,6)

6.8.3.1 Principales palancas de reducción del coste de generación

La reducción esperada de los costes de generación vendrá determinada fundamentalmente por la mejora esperada en el rendimiento eléctrico de las plantas. De hecho, la mejora de dicho rendimiento eléctrico es responsable del 80% de la reducción del coste. El 20% restante es debido a la reducción en los costes de inversión y operación y mantenimiento de las plantas.



% Porcentaje sobre la reducción total en el coste de generación

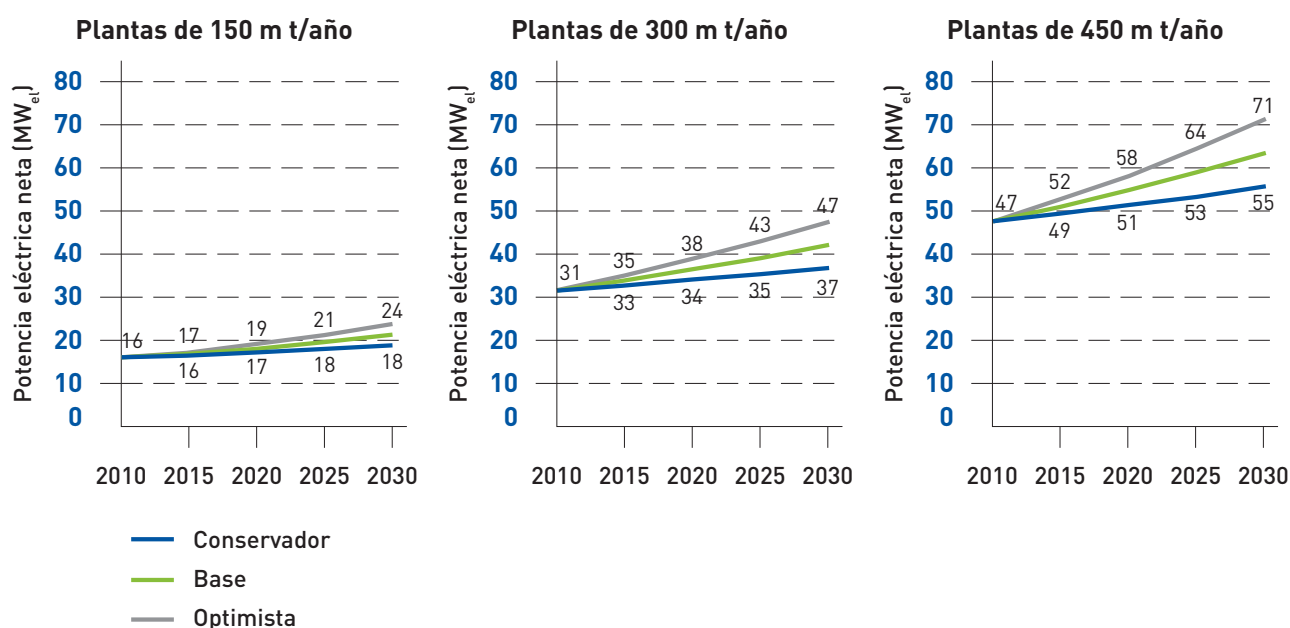
Respecto al coste de inversión experimentará, en el caso base, una reducción del ~5% cada 10 años en términos reales según estimaciones de los agentes de la industria. Las razones de esta reducción de costes son la reducción de los precios de los equipos principales y la estandarización de ciertas tecnologías punteras. En el caso conservador se asume incluso un mantenimiento constante de los costes y el caso optimista asume una reducción del ~10% cada 10 años. La madurez de la tecnología hace difícil esperar una reducción de costes significativa.

El coste de operación se reducirá ~9% entre 2010 y 2020 y hasta ~18% hasta 2030. Esta evolución tendrá lugar principalmente como consecuencia de un menor coste de seguros (como consecuencia de una reducción de las primas de riesgo y de una menor inversión) y de personal.

Esperamos que el rendimiento de la planta tipo aumentará un promedio de 40 puntos básicos anualmente desde 2010 hasta 2030. Esta evolución se encuentra en línea con la evolución histórica y las estimaciones futuras para plantas térmicas, cuyo promedio se sitúa entre 35 y 50 puntos básicos anuales. En el caso conservador se ha estimado un promedio anual de 20 puntos básicos, lo cual supondría alcanzar rendimientos del 28% en 2030 y que equivale a la mejor práctica operativa en España de ciclos convencionales en plantas de biomasa de acuerdo con los agentes de mercado. En

el caso optimista se ha estimado un promedio anual de 60 puntos básicos hasta alcanzar rendimientos eléctricos netos de 36% en 2030, lo que estaría en línea con las centrales de ciclo combinado de residuos y gas actuales o con las centrales térmicas de carbón. Como consecuencia de dicha mejora del rendimiento será posible incrementar la potencia eléctrica neta para una misma cantidad de residuo incinerado, tal y como se muestra en la figura adjunta a continuación.

Evolución esperada de la potencia eléctrica neta



6.8.3.2 Hipótesis de desarrollo del entorno y tecnológicas para la evolución de costes de generación esperada

Las proyecciones realizadas se basan en la hipótesis de que la capacidad total mundial instalada alcanza ~2.900 plantas en 2020 y ~3.600 plantas en 2030 vs. ~2.500 plantas en 2009. Estos datos se han tomado para calcular la evolución de costes mediante las curvas de experiencia.

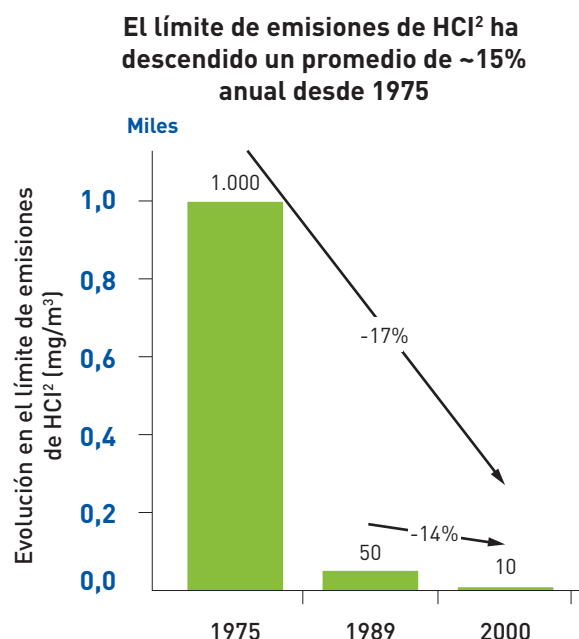
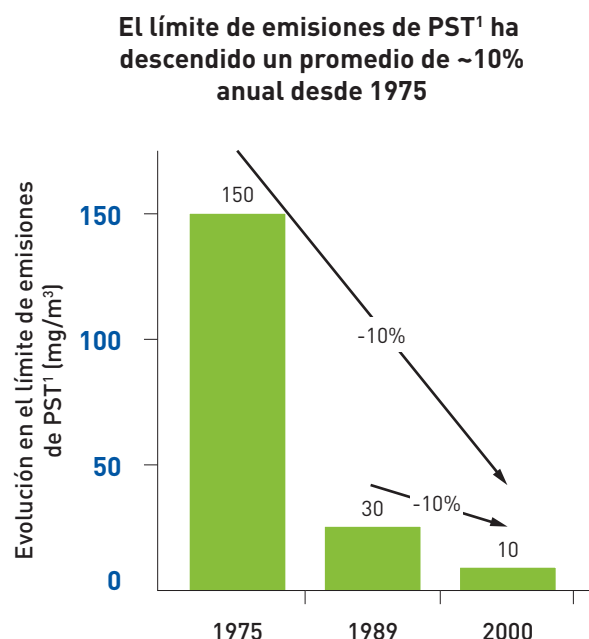
Adicionalmente, la proyección se basa en la hipótesis de evolución de potencia instalada para biomasa, biogás y residuos en países de la OCDE realizada por la IEA y aplicada a todos los países salvo Japón, donde se estima un número constante de plantas.

6.8.4 Principales barreras al desarrollo de la tecnología

Las principales barreras para el desarrollo de la generación eléctrica con residuos sólidos urbanos han sido identificadas y agrupadas como barreras normativas y barreras tecnológicas.

Barreras normativas

- La ubicación de las incineradoras en emplazamientos alejados de núcleos urbanos dificulta la cogeneración, reduciendo la eficiencia energética de las plantas.
- Las fuertes limitaciones sobre el contenido de los gases de escape exigen instalar la mejor tecnología disponible para medir (en continuo cuando sea posible) y reducir las emisiones, lo que aumenta los costes de inversión y operación. Los límites sobre emisiones de partículas suspendidas y ácido clorhídrico han disminuido un promedio de 10-15% anual compuesto en los últimos 35 años. En este sentido los requisitos de emisiones son más restrictivos que en otras tecnologías comparables. En este sentido la fijación de límites como emisiones instantáneas y no medias encarece aún más las plantas.



¹ Partículas suspendidas totales. ² Ácido clorhídrico

Nota: límite de emisiones de acuerdo a la legislación española o europea que aplicase a plantas de incineración de RSU

- Los crecientes requisitos europeos para alcanzar la calificación de valorización energética implican que algunas plantas españolas no conseguirán esta calificación, otras deberán realizar nuevas inversiones y las nuevas deberán buscar soluciones más eficientes y costosas.
- La duración de las primas energéticas no está alineada con la vida útil de la planta, lo cual reduce el acceso a capital y la rentabilidad de las inversiones.
- La limitación del cupo de generación eléctrica a partir de incineración de residuos a 350 MW_{el} restringe el potencial de la tecnología en España.

Barreras sociales

- La tecnología sufre un alto nivel de contestación social, incluso desde plataformas ecologistas, y está asociada a altos costes políticos, lo cual se traduce en retrasos e incluso bloqueos de los planes de desarrollo de nuevas plantas.

6.8.5 Tendencias tecnológicas principales

La principal tendencia tecnológica está influenciada por los requisitos energéticos europeos. Estos

requisitos dificultan la obtención de la calificación de valorización energética para plantas de tecnología convencional ubicadas en climas cálidos y sin cogeneración, lo cual dará lugar a plantas de mayor rendimiento eléctrico a partir de los residuos y a un mayor número de plantas con cogeneración.

Tecnologías alternativas como la gasificación o la pirólisis de RSU se encuentran todavía por encima de los costes de generación con tecnologías convencionales.

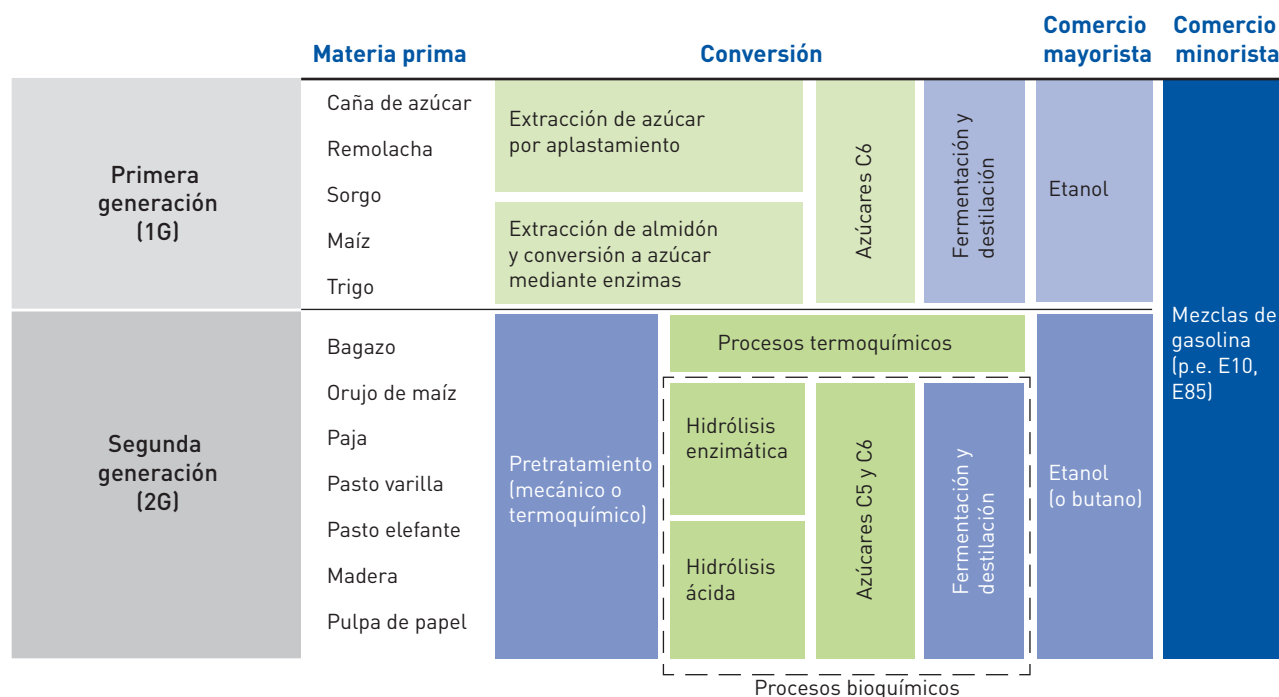
6.9 BIOCARBURANTES

6.9.1 Descripción general de la tecnología

La producción de biocarburantes consiste en la obtención de carburantes de origen biomásico y/o biogénico para motores de combustión interna, incluyendo residuos (aceite de fritura, grasas animales, residuos agrícolas o forestales, residuos de papel, etc.). Para el caso de sustitutivos de gasolina, en la actualidad el producto más común es el

etanol, que se puede mezclar directamente en la gasolina o como ETBE⁵⁶. Otros biocarburantes sustitutos de la gasolina incluyen el biobutanol. En el caso de sustitutos de diésel nos encontramos con biodiésel, diésel renovable, como producto de la hidrogenación de aceites vegetales o synfuel en el caso de proceso Fisher-Tropsch.

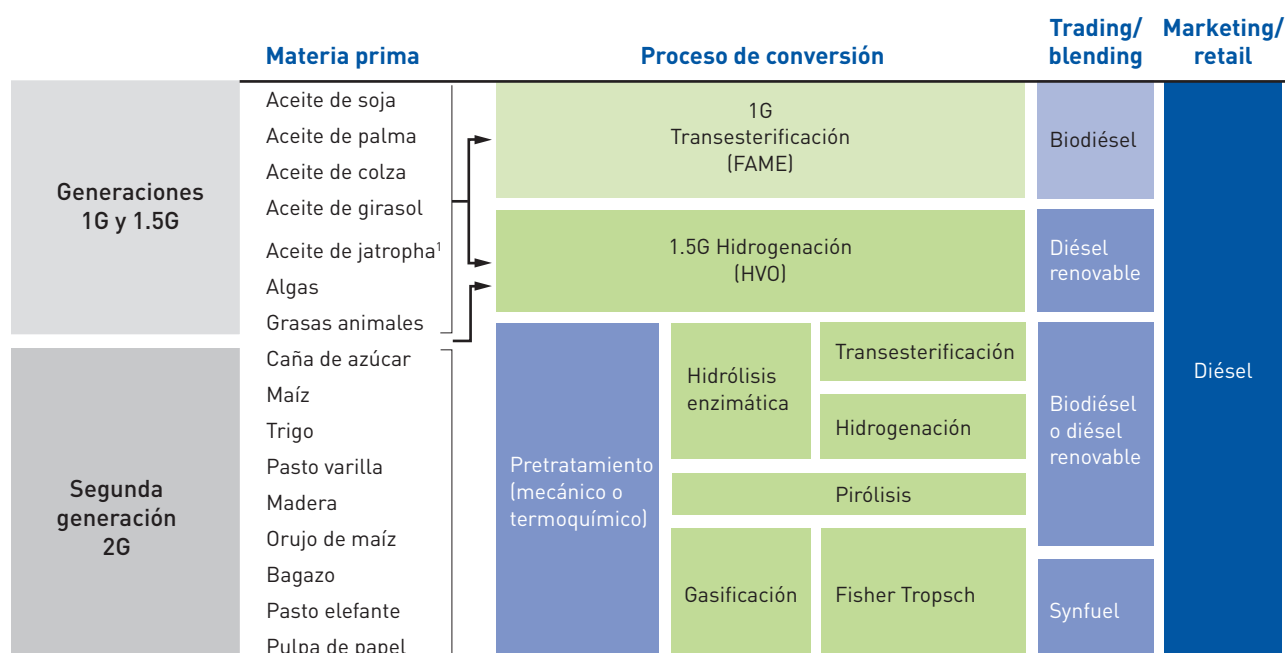
El etanol se produce a partir de la fermentación de azúcares. Según la CNE, en 2009, para la producción de etanol en España se emplea fundamentalmente el trigo, el maíz la cebada y el alcohol vínico. Por otra parte, del etanol producido importado a España, éste se produce fundamentalmente a partir de caña de azúcar, maíz, remolacha y trigo.



Fuente: Avisión for 2030 and beyond –Biofuels Research Advisory Council; análisis BCG

En el caso del biodiésel, en la actualidad éste se produce principalmente mediante la transesterificación de aceites vegetales o grasas animales. Existen otras alternativas comercialmente viables para la producción de biocarburantes sustitutos del diésel, como la hidrogenación de aceites vegetales. Según la CNE, para el biodiésel producido en España se emplea como materia prima fundamentalmente palma, soja y aceite de fritura, y en menor medida, colza, girasol, grasas animales y aceite de oliva. Para el caso del biodiésel importado a España, éste se produce fundamentalmente a partir de palma y soja. Por otra parte, se está avanzando en el desarrollo de materias primas como las algas o la jatropha.

⁵⁶En la actualidad, la Directiva 2009/30/CE (Fuel Quality Directive) Europea permite un máximo de 10% de contenido de Etanol en volumen en gasolina convencional. El ETBE (Ethyl Tertiary Butyl Ether, o Éter Etil Tert-Butílico en español) es un aditivo de la gasolina, realizado a partir de etanol y isobutileno y se puede mezclar con un máximo de 22% en volumen en las gasolinas. Adicionalmente es posible incrementar la mezcla con vehículos especiales



Fuente: Avisión for 2030 and beyond –Biofuels Research Advisory Council; análisis BCG

El desarrollo tecnológico permite introducir nuevas rutas para la producción de biocarburantes, que permiten ampliar el tipo de materias primas. En el caso del bioetanol, la segunda generación pasa fundamentalmente por la producción a partir de materia prima lignocelulósica, empleando procesos bioquímicos como la hidrólisis enzimática y la hidrólisis ácida o partir de procesos termoquímicos. En el caso de los biocarburantes sustitutivos del gasóleo, la segunda generación pasa por la conversión de azúcares en sustitutivos del diésel o bien por un proceso de gasificación de la biomasa para luego aplicar un proceso Fisher-Tropsch. Finalmente, existen tecnologías a más largo plazo a partir de algas. A día de hoy, no existen plantas comerciales de segunda generación, si bien es cierto que las plantas de 2G de etanol lignocelulósico se encuentran en una fase avanzada de desarrollo en EE.UU., con plantas proyectadas⁵⁷ y en avanzado proceso de financiación, con capacidad por encima de 20 millones de litros.

La capacidad de producción en España ascendía a 456 mil toneladas de etanol en 2009, y 4,8 millones de toneladas de biodiésel. En cualquier caso, el

entorno competitivo internacional hace que la capacidad de producción haya tenido una utilización en 2008 del 60% en el caso de etanol y de sólo el 15% para el biodiésel.

6.9.2 Costes actuales de producción

Para la estimación de los costes actuales de producción se han realizado consultas al sector y se ha realizado un análisis comparativo de plantas tanto a nivel nacional como internacional, para obtener valores medios de los costes de inversión y operación esperables en este tipo de instalaciones.

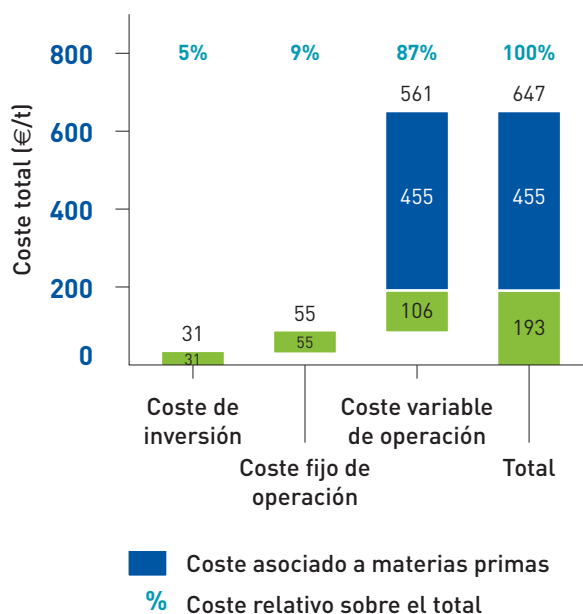
Cabe destacar el peso significativo del coste de la materia prima en el coste total de producción tanto de bioetanol como biodiesel. De hecho para un precio de la materia prima de etanol (como maíz o trigo) de 150 €/t, el coste del bioetanol alcanzaría 647 €/t, donde el 70% es atribuible directamente a la materia prima, y el resto a costes de operación y capitalización⁵⁸ de costes de inversión. Para el caso

⁵⁷En el momento de la conclusión del informe no existían planes públicos para el desarrollo de plantas de producción de etanol lignocelulósico a escala comercial

⁵⁸Incluye tanto amortización como retornos esperados a la inversión, para lo que se ha asumido una tasa de descuento del 7,8%

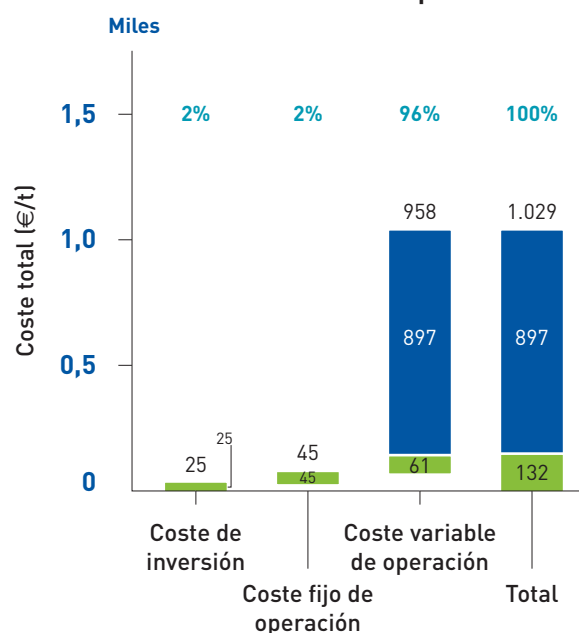
del biodiesel, para un aceite de colza con un precio de 800 €/t, el coste de producción alcanzaría los 1.029 €/t, siendo la materia prima responsable del 81% del coste total.

Coste actual de producción de bioetanol 1G a partir de cereales en España



La siguiente gráfica ilustra el peso significativo de la materia prima en los costes totales de producción. El detalle de los costes de inversión y operación empleados se encuentra desarrollado en las secciones siguientes.

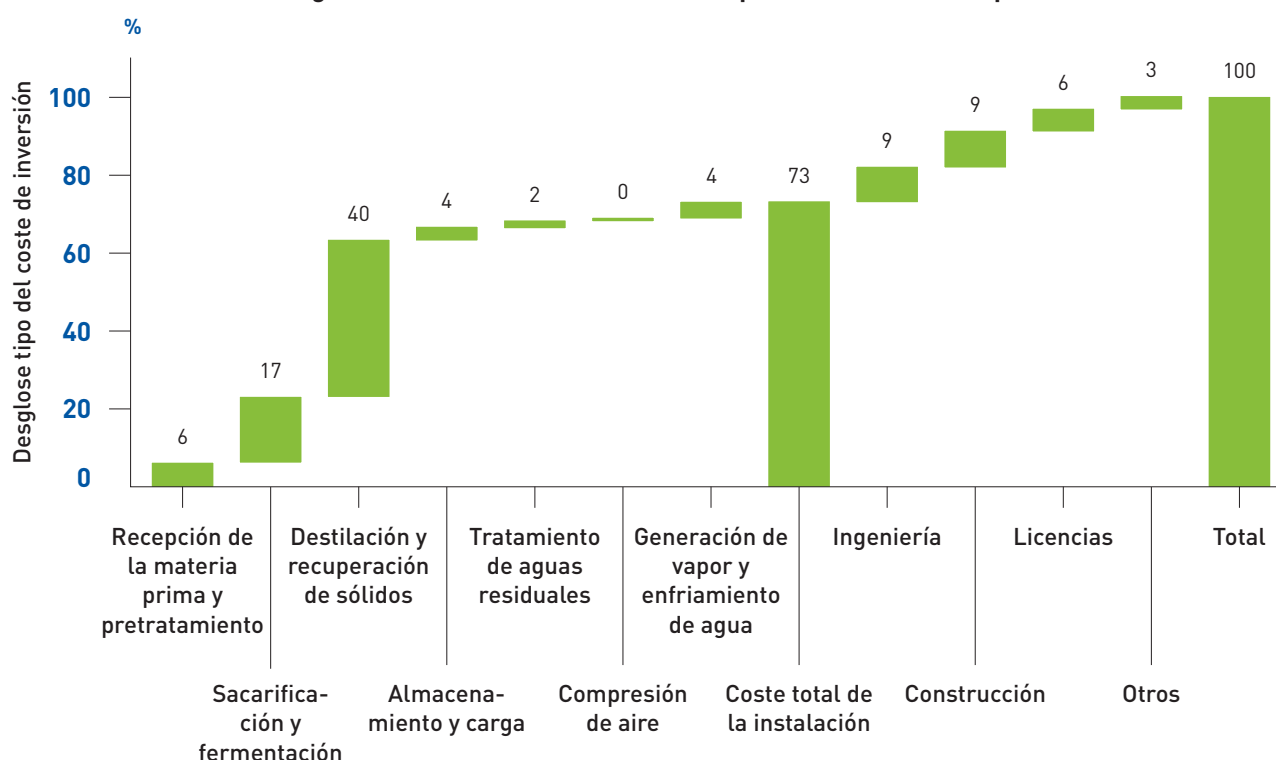
Coste estimado actual de producción de biodiésel 1G en España



6.9.2.1 Detalle de las hipótesis de costes y parámetros de funcionamiento para plantas de bioetanol

Para plantas de bioetanol se han considerado unos costes de inversión medios de 500 €/t $\pm$ 120 €/t de etanol por año. Se ha estimado el número a partir de un *benchmark* de 14 plantas, incluyendo cinco a nivel nacional y el resto a nivel internacional. Para los costes de operación se asumen unos costes fijos de 44 €/t. Asimismo, hemos asumido un nivel de utilización de las plantas del 80% de su capacidad. Obviamente el coste de producción aumentaría en caso de una bajada de los niveles de utilización.

Los principales elementos del coste de inversión son la propia instalación (fundamentalmente las unidades de destilación y recuperación de sólidos y de sacarificación y fermentación), que supone un 73% del coste de inversión y los costes de ingeniería (9%), construcción (9%) así como licencias y otros (9%).

Desglose del coste de inversión de una planta de bioetanol tipo¹

¹ Asume una planta con capacidad para producir 100 toneladas de biocombustible/año

Fuente: NREL

Para los costes operativos hemos tenido en cuenta las siguientes hipótesis en función de entrevistas realizadas al sector y de datos de entidades internacionales como NREL:

- Costes operativos fijos: mano de obra equivalente a un 3,75% del coste total de la instalación (CTI⁵⁹) y costes de mantenimiento de un 3% del CTI. Para los gastos generales se ha asumido un 65% de los anteriores. Por último el coste de los seguros se estima en un 0,5% del CTI.
- Costes operativos variables: la principal hipótesis se centra en asumir 0,33 toneladas de etanol a partir de cada tonelada de materia prima. Respecto a los costes energéticos asumimos un consumo de gas de 11,100 GJ por t de etanol⁶⁰ y un consumo de electricidad de 262,2 kWh por t de etanol.

Para calcular los costes de producción se ha empleado una tasa de descuento para el proyecto del 7,8%.

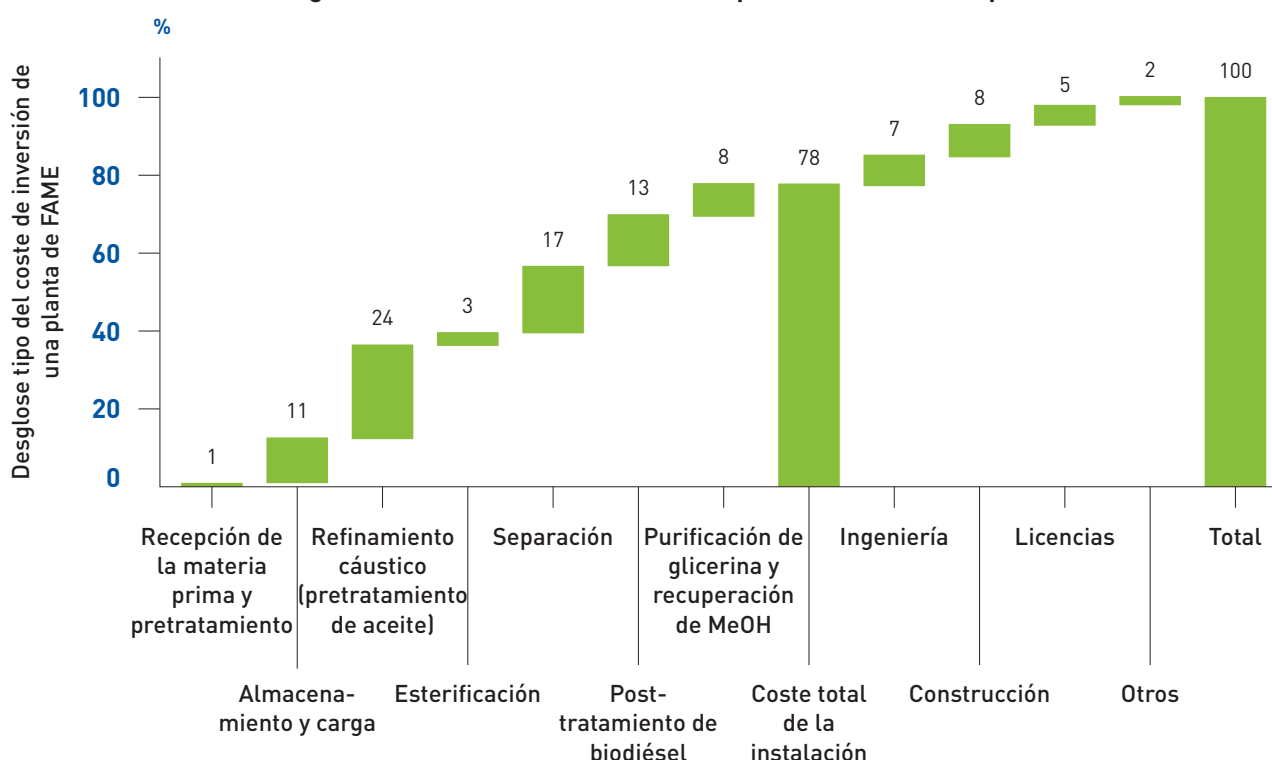
6.9.2.2 Detalle de las hipótesis de costes y parámetros de funcionamiento para plantas de biodiésel

Para plantas de biodiésel los costes de inversión ascienden a ~290 €/t, lo que equivaldría a un coste de ~25 €/t/año teniendo en cuenta una amortización lineal de 20 años y un nivel medio de utilización del ~60%. Los costes de operación fijos se estiman en torno a 26 €/t, en base al mismo nivel de utilización de la capacidad del 60%.

El desglose de los costes de inversión es similar al caso del bioetanol, con el coste de la instalación suponiendo algo más del 75% del coste total.

⁵⁹CTI= coste total de la instalación. Equivale al coste de inversión, los costes de ingeniería, licencias, dirección de obra y licencias. Se encuentra en el entorno de 75% del coste total de inversión (73% en plantas de bioetanol y 78% en plantas de biodiésel-FAME)

⁶⁰Precio del gas natural estimado en 8,3 €/GJ y precio de la electricidad estimada en 7c€/kWh

Desglose del coste de inversión de una planta de biodiésel tipo¹

¹ Asume una planta con capacidad para producir 50.000 toneladas de biocarburante/año

Fuente: NREL

Al igual que para el análisis de una planta de etanol típica, para los costes operativos de una planta de biodiésel hemos tenido en cuenta las siguientes hipótesis en función de entrevistas realizadas al sector y de datos de entidades internacionales como NREL:

- Los costes operativos fijos siguen las mismas hipótesis que para las plantas de bioetanol: mano de obra equivalente a un 3,75% del coste total de la instalación (CTI⁶¹) y costes de mantenimiento de un 3% del CTI. Para los gastos generales se ha asumido un 65% de los anteriores. Por último el coste de los seguros se estima en un 0,5% del CTI.
- Costes operativos variables: Se estima un rendimiento de ~0,89 t de FAME por cada t de aceite procesada (que equivale ~0,14 y 0,32 t FAME por t de materia prima –en forma de cultivos–, dependiendo de la materia prima concreta). Para

el resto de costes variables se estiman 27 € de catalizadores por cada t de FAME. otros costes operativos variables ascienden a 15 €/t de FAME.

Para calcular los costes de producción se ha empleado una tasa de descuento para el proyecto del 7,8%.

6.9.3 Evolución esperada de los costes de producción

La palanca clave para la reducción de costes en la producción de biocombustibles se encuentra en el desarrollo comercial de plantas de biocombustibles de segunda generación (2G), capaces de utilizar nuevas materias primas. En este sentido, el grado de avance tecnológico y madurez de nuevas tecnologías es muy diferente para el caso de sustitutivos

⁶¹CTI= coste total de la instalación. Equivale al coste de inversión, los costes de ingeniería, licencias, dirección de obra y licencias. Se encuentra en el entorno de 75% del coste total de inversión (73% en plantas de bioetanol y 78% en plantas de biodiésel-FAME)

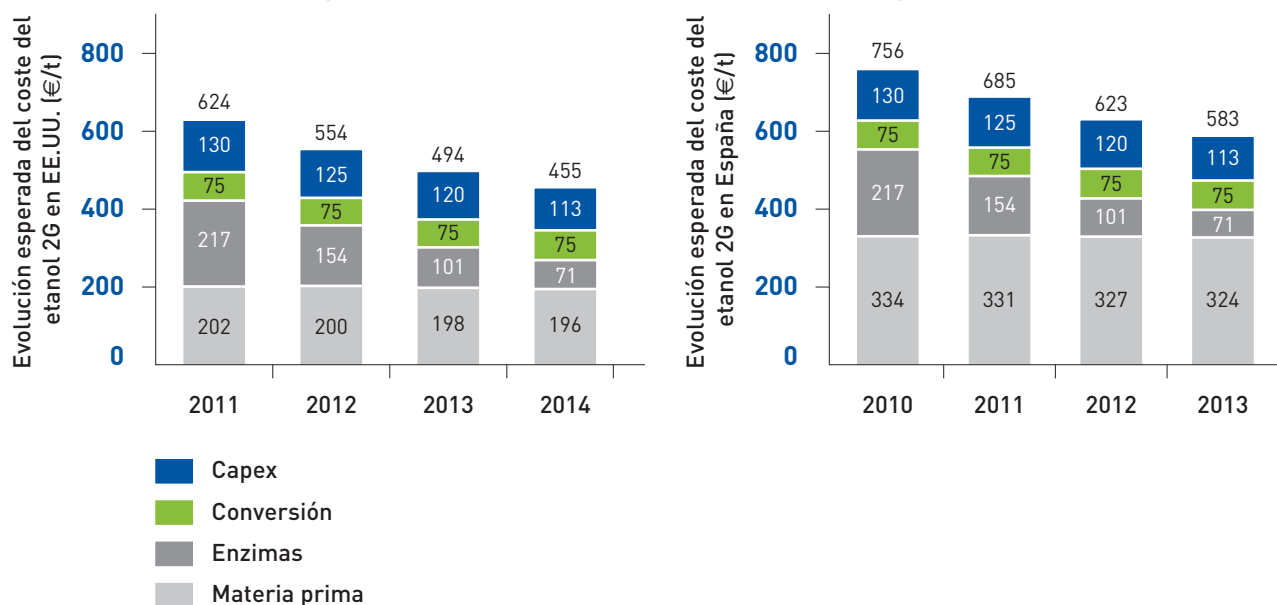
de gasolina y gasóleo de automoción. Mientras que la tecnología de producción de etanol lignocelulósico⁶² se espera pueda ser competitiva en costes a partir de 2014-2015, la tecnología de producción de diésel a partir de procesos de gasificación y Fisher-Tropsch está aún más lejos.

Para el caso del bioetanol, si bien es cierto que a día de hoy los costes de producción de una planta de etanol lignocelulósico en España se encontraría por encima de los costes de producción de plantas de etanol de primera generación, podemos esperar que en el medio plazo (a partir de 2014-2015) sea posible lograr una reducción significativa de los costes de producción aproximándose o situándose por debajo de los costes de 1G según los escenarios de materias primas. Este escenario requiere una reducción de los costes de inversión y en el coste de las enzimas, sin duda el mayor coste operativo después de la materia prima. Esta reducción de costes sólo será posible con el desarrollo de nuevas plantas que permitan recorrer la curva de experiencia. En este sentido, el desarrollo de la segunda generación se verá favorecido por la

legislación estadounidense que requiere una penetración creciente de etanol lignocelulósico en gasolinas (tal y como se contempla en el Renewable Fuel Standards). De hecho a día de hoy en EEUU el etanol lignocelulósico cuenta con un subsidio de ~0,2 €/litro, superior al subsidio de ~0,1 €/litros para el etanol convencional.

Con las estimaciones actuales, se estima que el coste de producción de bioetanol lignocelulósico en España podría alcanzar los ~689 €/t a partir de 2014-2015 asumiendo un coste de materia prima de 70 €/t. En cualquier caso, el coste de producción actual sería muy superior, alcanzando valores de 987 \$/t. Cabe destacar la relevancia del precio de la materia prima (biomasa en este caso) en los costes de producción. En este sentido el precio en EEUU podría alcanzar 455 €/t en 2014-2015, asumiendo un coste de materia prima de 45 \$/t y un 100% de utilización de la capacidad. La siguiente gráfica ilustra la evolución esperable en los costes de producción. Es importante destacar la diferencia de costes de producción entre EEUU y España, atribuible a la diferencia de costes de la biomasa.

Comparativa de la evolución de los costes de producción de etanol lignocelulósico en EE.UU. y España asumiendo un 100% de utilización de la capacidad



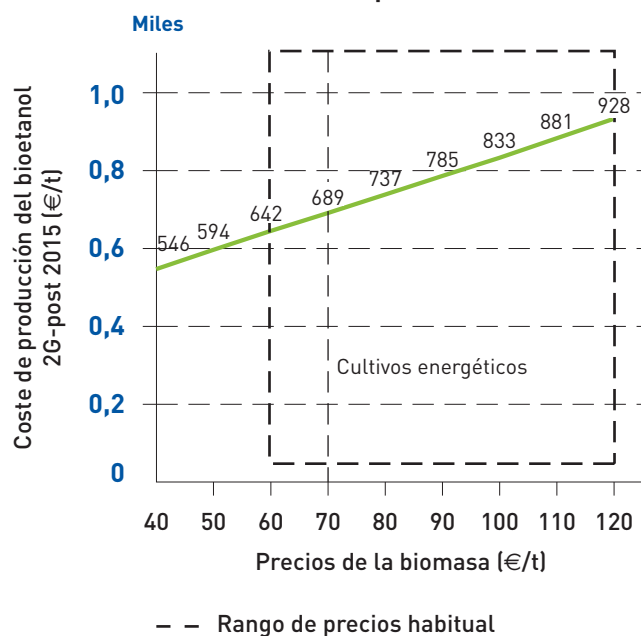
Nota: asumiendo un tipo de cambio de 1,3 \$/€

Nota 2: asumiendo un factor de utilización del 100% y un Capex inicial de 2.600 €/t; asume un precio de materia prima en EE.UU. de 45 €/t y en España de 70 €/t

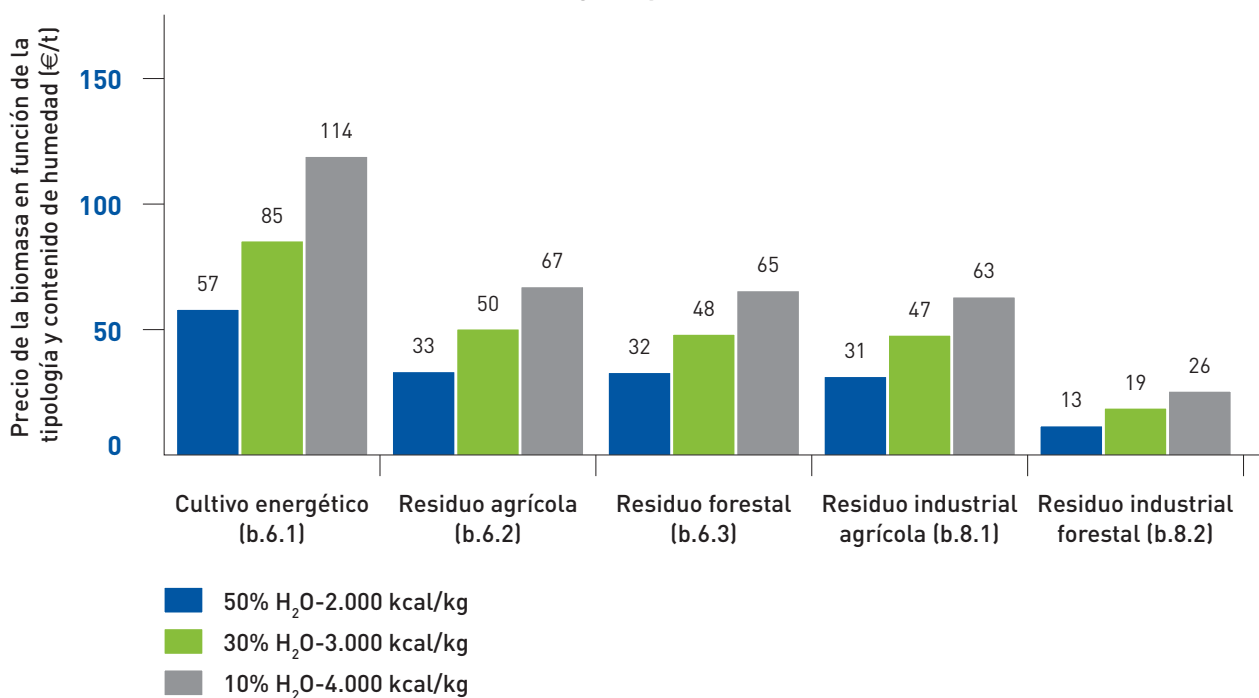
⁶²A partir de material celulósico e incluye diversas rutas tecnológicas a partir de procesos termoquímicos o bioquímicos como la hidrólisis enzimática o la hidrólisis ácida

De hecho, el acceso a biomasa a menor coste reduciría significativamente el coste de producción de bioetanol 2G, tal y como se puede observar en la gráfica siguiente:

Alta variabilidad del coste de producción del bioetanol 2G



Estimación del rango de precios de la biomasa



Para el caso del BTL no existe todavía visibilidad exacta de los costes. De hecho no es esperable el desarrollo de plantas de biodiésel BTL⁶³ antes de 2020. Los costes de producción con hidrogenación de aceites vegetales (HVO) se encuentran en línea con los costes de 1G, si bien es cierto que el producto final, el diésel renovable, es de mayor calidad y puede ser mezclado con diésel sin las limitaciones inherentes en el biodiésel (FAME).

6.9.3.1 Sensibilidad al precio de las materias primas

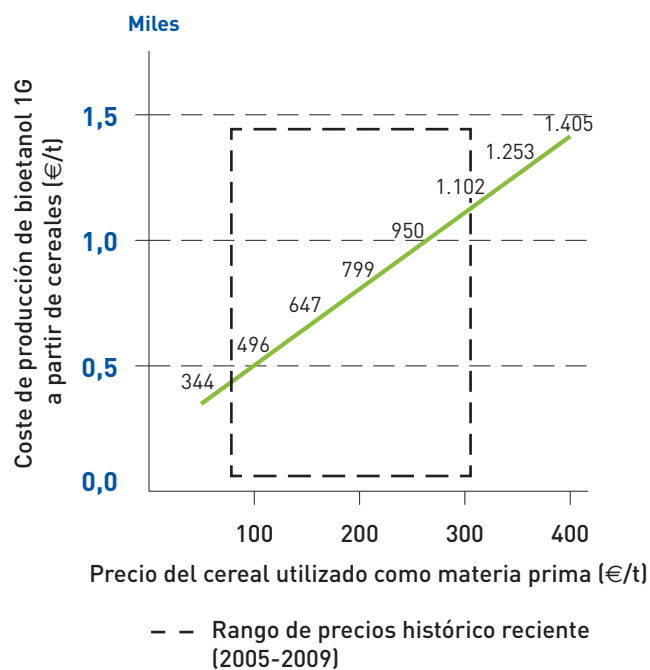
Como se ha indicado anteriormente el precio de producción de los biocarburantes de primera generación depende en gran medida del coste de la materia prima. Los siguientes cuadros, muestran la evolución histórica del precio de dichas materias primas así como la relación histórica con el precio del crudo⁶⁴.

⁶³ BTL = *Biomass to Liquids*

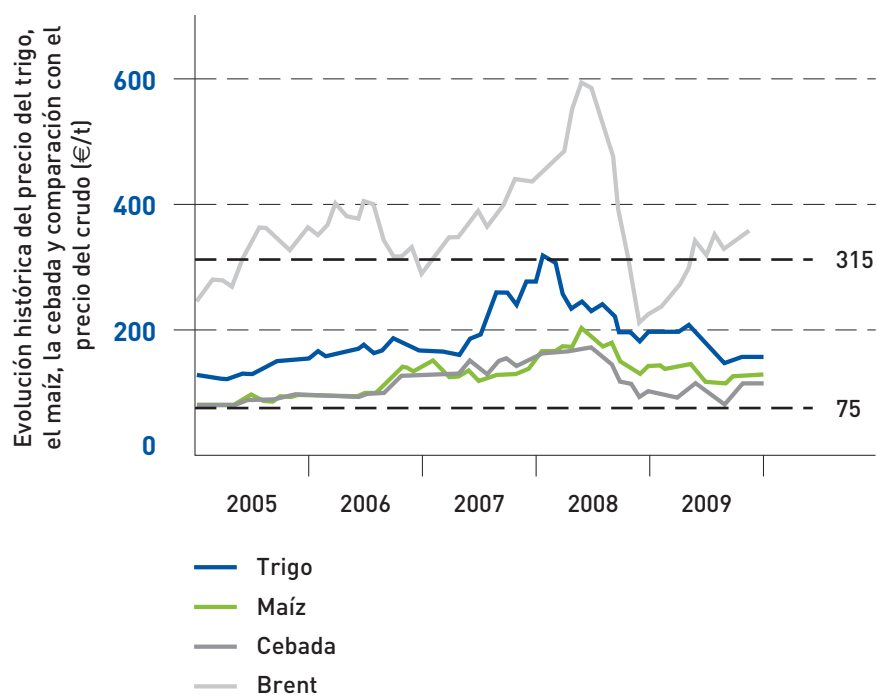
⁶⁴ En ambos casos se consideran costes de inversión y operación medios y niveles de utilización del 80% para bioetanol y 60% para biodiésel

Sensibilidad al coste de producción del bioetanol

Alta variabilidad del coste de producción del bioetanol 1G de cereales

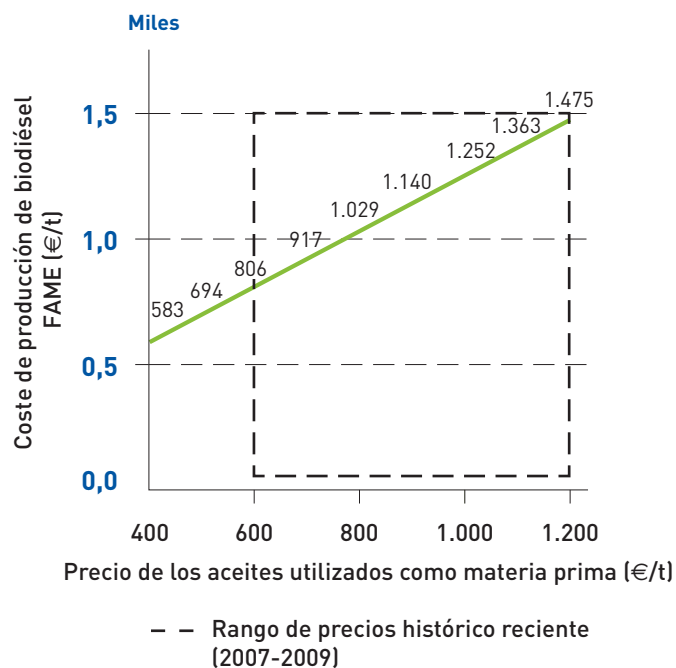


Evolución histórica de los cereales utilizados para producir bioetanol

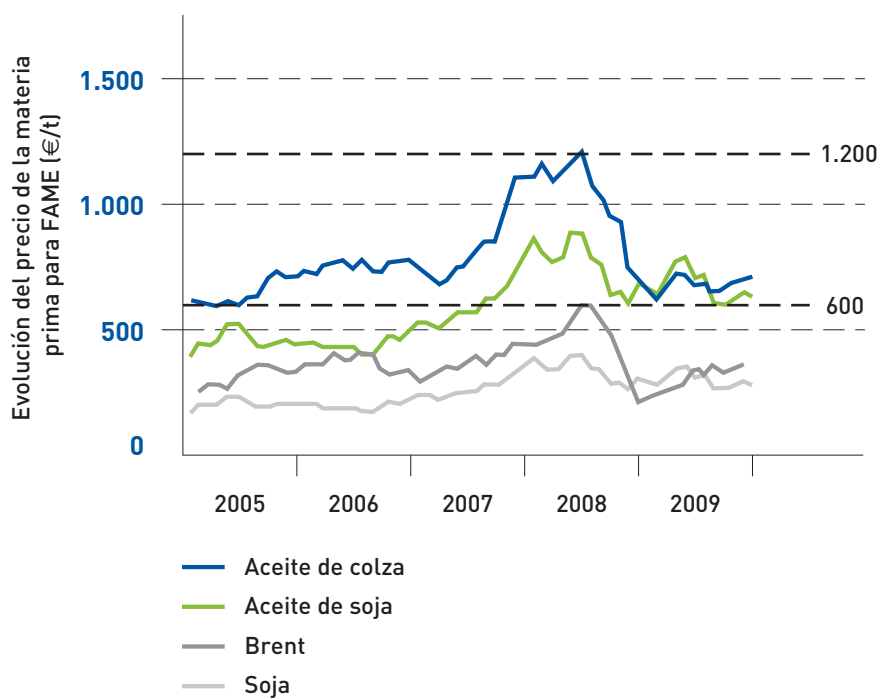


Sensibilidad del coste de producción del biodiésel

Alta variabilidad del coste de producción del biodiésel 1G (FAME)



Evolución histórica de los aceites utilizados para producir biodiésel



6.9.4 Principales barreras al desarrollo de la tecnología

En cuanto a las barreras que limitan el desarrollo de los biocarburantes en España, podemos encontrar barreras económicas, barreras en el aprovechamiento del recurso y barreras tecnológicas.

Barreras económicas

- Una de las principales barreras para la penetración de biocarburantes es la competitividad en precios frente a combustibles de origen fósil, debido al alto precio de las materias primas, especialmente en el caso de biodiésel.
- En el caso de España existe una barrera adicional para el etanol lignocelulósico dado el elevado precio de la biomasa respecto a otros países de la UE o incluso EE.UU. Desarrollar un programa de incentivos que permita reducir los costes de producción del cultivo energético permitiría incrementar significativamente el atractivo del bioetanol lignocelulósico en España.

Barreras en el aprovechamiento del recurso

- Disponibilidad de tierra de cultivo para suministrar materia prima a las plantas, sin perjudicar la superficie de cultivo destinada a la alimentación.
- Competencia con la biomasa para generación eléctrica en el caso de desarrollarse la tecnología de etanol lignocelulósico para el caso de etanol o BTL para el caso de sustitutivos del gasóleo de automoción.

Barreras tecnológicas

- Incertidumbre tecnológica respecto a la viabilidad comercial de las plantas que emplean nuevas tecnologías especialmente el BTL o algas. Para el caso de la tecnología de etanol lignocelulósico la tecnología se encuentra en fase más avanzada.
- Para el caso de etanol y biodiésel es necesario adaptar la flota de vehículos para soportar mayor contenido energético de bioetanol o biodiésel. Esta barrera no sería tal para el caso de diesel

renovable producido a partir del proceso de hidrogenación de aceites vegetales.

- Impacto de otras tecnologías para el transporte de bajo contenido en CO₂, tales como el vehículo eléctrico, los coches de gases licuados del petróleo y los coches de gas natural vehicular.

6.9.5 Tendencias tecnológicas principales

El primer reto en el *roadmap* tecnológico para los biocarburantes se centra en el desarrollo a nivel comercial de plantas de bioetanol lignocelulósico. De hecho, el desarrollo de plantas de etanol lignocelulósico a escala comercial es inminente en EE.UU. donde se han identificado 7 proyectos diferentes con una producción agregada de ~190 millones de galones⁶⁵ (~720 millones de litros), lo que contrasta con la capacidad actual de apenas 7 millones de galones, en plantas piloto, como la que tiene Abengoa Bioenergía en Salamanca. La industria y los principales centros de investigación barajan el plazo 2014-2018 como el más probable para el desarrollo de la nueva tecnología a costes competitivos con la primera generación.

El segundo reto se centraría en el desarrollo de plantas de BTL (*Biomass to Liquids*) a escala comercial y costes competitivos.

El tercer reto consiste en el desarrollo de algas como materia prima para generación de sustitutivos de diésel o gasolina. Diversas compañías (incluyendo compañías petroleras) están desarrollando programas de investigación para la elaboración de biocarburantes a partir de algas. En cualquier caso el nivel de incertidumbre en estas tecnologías se mantiene alto.

Por último, desde el punto de vista de usos del biocarburante como el etanol o el biodiésel, es necesario el desarrollo de una flota de vehículos capaz de absorber mayor cantidad de biocarburante. A día de hoy las especificaciones de motores reflejadas en la Directiva 2009/30/CE permite un nivel de mezclado de hasta un 7% en volumen en el caso de biodiésel y un 10% en el caso de etanol. Alternativamente es posible desarrollar la demanda

⁶⁵Proyectos identificados con escala comercial y promovidos por Coskata, Abengoa, Range Fuels, Iogen, Mascoma, Bluefire o Poet

de biocombustibles a partir de vehículos flexibles capaces de consumir mezclas de hasta un 85% de etanol en volumen (E85). Un ejemplo exitoso de esto último es el caso de Brasil. Por otra parte, el sector de la aviación se plantea como objetivo voluntario alcanzar un 10% de *biojet* en 2017. De cumplirse este objetivo se desarrollaría una vía adicional para el consumo de biocarburantes. El objetivo es un reto significativo, si bien es cierto que ya se han desarrollado con éxito pruebas piloto.

6.10 ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

6.10.1 Descripción general de la tecnología

La energía solar térmica de baja y media temperatura se utiliza para la producción de calor y de frío. Este tipo de instalaciones utilizan la energía solar para calentar un fluido que se hace circular por unos captadores de calor.

- Dentro de las aplicaciones de generación de calor podemos resaltar la producción de agua caliente sanitaria (ACS), apoyo a la calefacción y *district heating* o sistema urbano de calefacción.
- Respecto a la generación de frío se están comenzando a implantar en España las primeras instalaciones de calor y frío industrial que utilizan las máquinas de absorción o de adsorción. En estas instalaciones de producción de frío, la temperatura de entrada del fluido en la máquina de absorción o adsorción se sitúa en torno a los 100 °C.

La principal aplicación de la energía solar térmica de media y baja temperatura en el mundo es la producción de ACS. En cuanto a las aplicaciones finales de la energía solar térmica en España, el 98% de las instalaciones se dedican a la producción de ACS y solamente el 2% se utilizan para el apoyo a la calefacción.

El captador es uno de los componentes clave en una instalación de energía solar térmica ya que tiene bastante influencia en la eficiencia y el coste de la instalación. El captador que se utiliza principalmente en España para la generación de calor es el captador plano con recubrimiento, que supone el 90% del total del mercado. El captador plano sin

recubrimiento representa un 5% del mercado y el captador de tubo de vacío supone el 5% restante.

El captador plano sin recubrimiento se utiliza para aplicaciones muy poco sofisticadas y con poca demanda térmica como puede ser mantener la temperatura de confort de las piscinas. En la actualidad tiene un uso cada vez más marginal. La temperatura de salida del fluido en estas aplicaciones es de 20-40 °C.

El captador plano con recubrimiento es el más utilizado en la actualidad y se utiliza en zonas de alta irradiación para la generación de ACS y apoyo a la calefacción. Este captador consigue temperaturas de salida del fluido entre 60-100 °C.

El captador de tubo de vacío es el segundo más utilizado en la actualidad y se utiliza en zonas de media irradiación para la producción de ACS y apoyo a la calefacción. Este captador consigue temperaturas de salida del fluido entre 90-100 °C por lo que es más utilizado en soluciones de apoyo a la calefacción.

El captador de tubo de concentración tiene un coste más elevado que los anteriores y se utiliza para soluciones de apoyo a la calefacción y de *district heating*. Este captador consigue temperaturas de salida del fluido mayores de 150 °C.

	Generación de calor				Generación de frío	
Tipo de captador	Captador plano sin recubrimiento	Captador plano con recubrimiento	Captador de tubo vacío	Captador de tubo de concentración	Máquina de absorción	Máquina de adsorción
						
Temperatura de salida del fluido (°C)	20-40	60-110	90-110	>150	80-110	80-110
Rendimiento del captador ² (%)	~40-50	~70-75	~75-80	~75-80	~45-50	~45-50
Rendimiento de la instalación (%)	~40-50	~65-70	~70-75	~70-75	~40-45	~40-45
Aplicaciones	Piscinas	ACS ¹ y calefacción	ACS y calefacción	Calefacción y <i>district heating</i>	ACS, calefacción, aire acondicionado y frío industrial	ACS, calefacción, aire acondicionado y frío industrial
Clima adecuado	Muy alta irradiación	Muy alta y alta irradiación	Alta y media irradiación	Media irradiación	Alta irradiación	Alta irradiación
Madurez tecnológica						
% de cuota de mercado en España	~5	~90	~5	~0	~0	~0

■ Baja temperatura ■ Media temperatura

¹ Agua caliente sanitaria. ² Rendimiento del captador = energía aprovechada en el captador sobre el total de la irradiación total solar

Fuente: análisis BCG: entrevistas con el sector: ASIT

A nivel mundial la capacidad solar térmica de media y baja temperatura instalada ha crecido un ~14% anual, pasando de ~46 GW en 1998 a ~176 GW de potencia instalada en 2009. China, con 98 GW, es el país con mayor potencia instalada, y supone el 55% del total instalado en el mundo. Europa es el segundo mercado mundial de energía solar térmica de media y baja temperatura con capacidad instalada de ~21 GW, un 12% de la capacidad instalada en el mundo.

Estados Unidos comparte con Europa la segunda posición mundial con otros ~21 GW de potencia instalada en 2008 y un ~12% de la capacidad instalada

mundial. Se puede decir que China, Europa y Estados Unidos concentran el 80% del mercado mundial de energía solar térmica de media y baja temperatura.

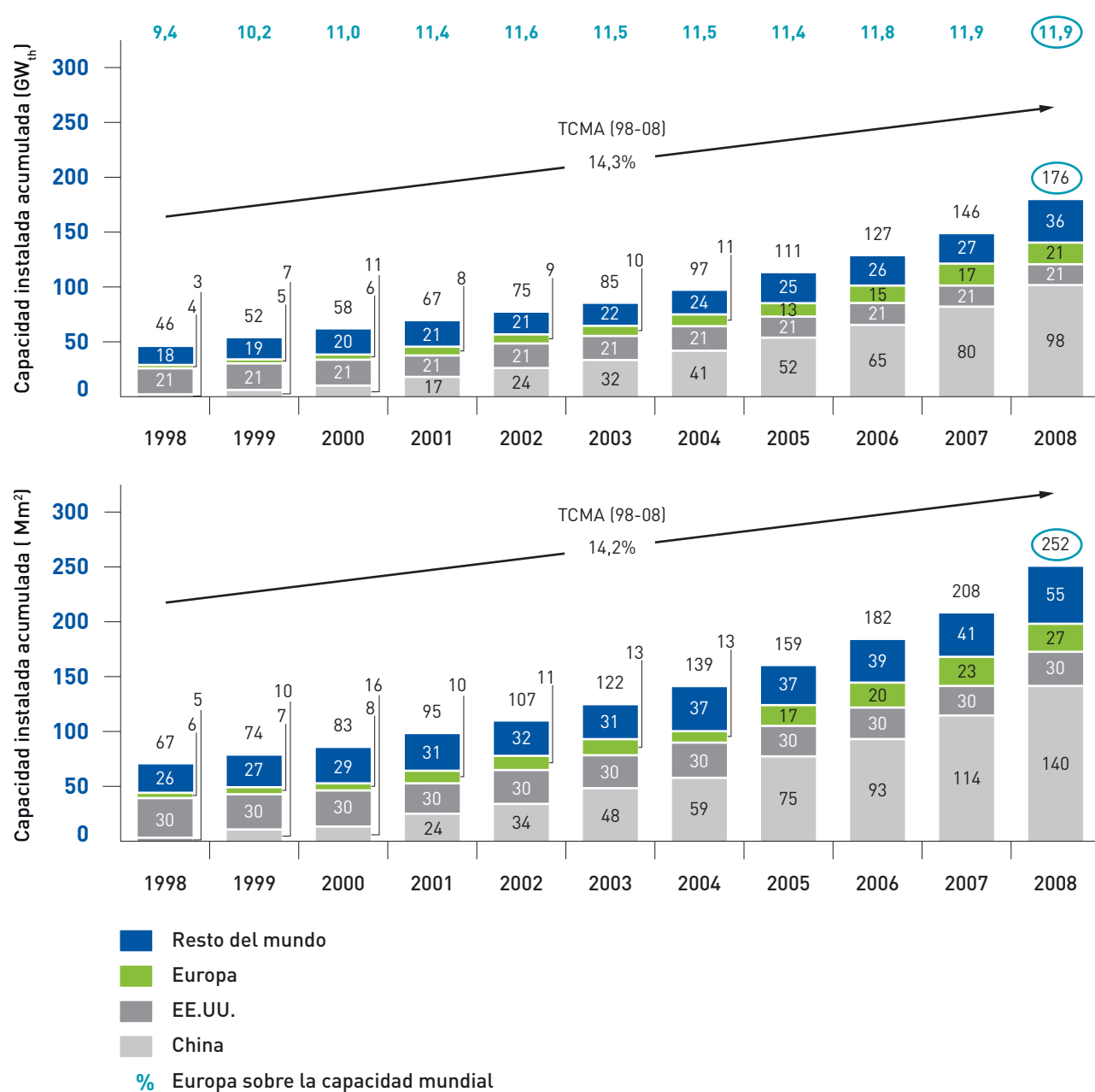
El mercado en China tiene un desarrollo tecnológico bajo y se basa en captadores planos sin recubrimiento mientras que el desarrollo tecnológico más importante de la energía solar térmica de media y baja temperatura se produce en Europa tanto en el desarrollo de los captadores y equipos de almacenamiento e intercambio como en el diseño de las instalaciones.

Dentro de Europa, la capacidad instalada en España es de ~1,2 GW, lo que representa casi un 6% del

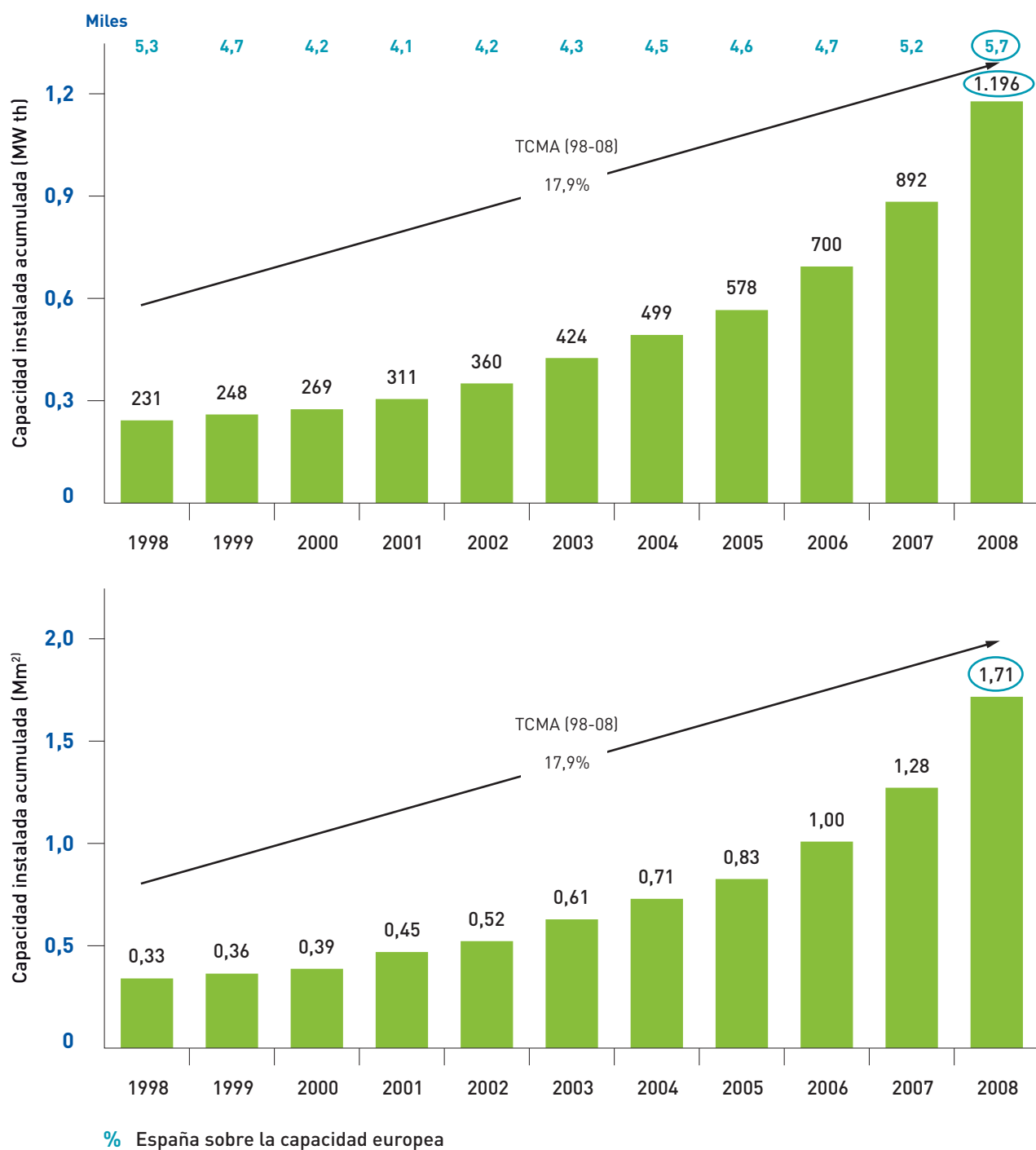
mercado europeo. En cualquier caso, la capacidad instalada en España de energía solar térmica de baja y media temperatura se ha multiplicado por 5 en los últimos diez años, ya que en 1998 la capacidad de energía solar térmica de media y baja temperatura en España era de tan solo ~0,23 GW.

El principal mercado europeo es Alemania que concentra más del 30% del mercado de Europa con una capacidad instalada de más de ~5 GW y España está en un segundo grupo de países con una cuota de mercado en torno al 5% que componen Grecia, Austria, Italia, Francia y España.

La capacidad instalada acumulada ha crecido un 14% anual en 98-08



El peso de España en 2008 supone el 6% del mercado europeo



Fuente: ESTIF (Solar Thermal Markets in Europe 2008); IEA (Solar Heat Worldwide 2007); ASIT (Mercado en España en 2009)

A pesar del importante crecimiento que ha experimentado el sector de la energía solar térmica en la última década, ésta sólo cubre el 0,1% de la demanda de energía en el mundo. Así, la energía térmica generada con energía solar de media y baja temperatura ha sido de 107 TWh en 2008 a nivel mundial, y España ha representado un 1% de la generación mundial de energía térmica con ~1,1 TWh.

La energía solar térmica de media y baja temperatura cubre en la actualidad en España apenas un 0,3% de la demanda de energía final térmica que se encuentra en ~465 TWh en 2008. El potencial de la energía solar térmica de media y baja temperatura en España es muy alto ya que es un país de alta irradiación en comparación con los países del resto de Europa.

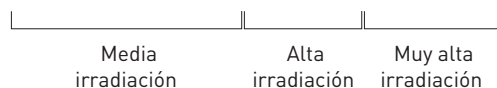
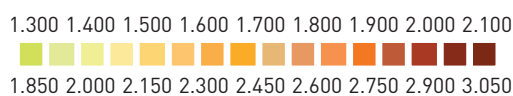
Si analizamos la potencia instalada de energía solar térmica por cada mil habitantes nos encontramos con países con irradiación solar baja como Austria con un ratio de 275 kW por cada mil habitantes. Por encima de España vemos países como Grecia con un ratio de 245, Alemania con 99, China con 60, Australia con 51 y Japón con 38. España tiene un grado de penetración muy bajo con un ratio de 26 kW por cada mil habitantes.

Sin embargo, el recurso solar en España es muy superior al resto de países en Europa encontrándose España en las zonas de alta y muy alta irradiación europeas. Esto hace que España sea un país apropiado para instalaciones de energía solar no sólo en el sector residencial y en el pequeño comercio sino también en la pequeña industria.

Irradiación global anual en España

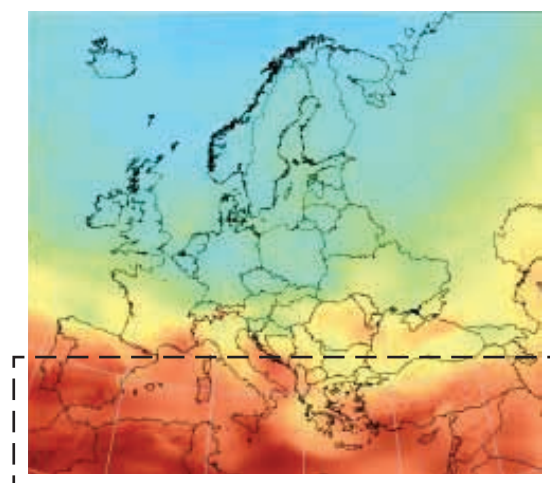


Irradiación (kWh/m²)

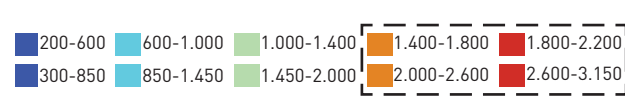


Número de horas de sol

Irradiación global anual en la Unión Europea



Irradiación (kWh/m²)



Número de horas de sol

Nota: irradiación teniendo en cuenta posición óptima de los módulos

Fuente: http://www.loster.com/ml/solar_land_area

6.10.2 Costes actuales de generación

El coste medio de producción de energía solar térmica en España varía significativamente en función del tamaño y del diseño de la instalación y de las aplicaciones de calor y frío que, a su vez, dependen de las horas de aprovechamiento del recurso solar.

El coste medio de producción también depende del tipo de captador que se utilice para la producción de calor y frío, siendo el captador plano con recubrimiento el más eficiente en costes en un país de alta o muy alta insolación como es España.

En las instalaciones de producción de calor las dos grandes partidas de la inversión son el campo de captadores con un peso de entre el 30-50% del coste total de la inversión y el sistema de acumulación que suele pesar entre un 20-25%. El coste del sistema de regulación suele ser entre 4-7% del total de la inversión.

Dentro del campo de captadores los principales componentes son el captador y la estructura de los captadores y del campo. El captador que se implanta en España es el captador plano con recubrimiento (90%) siendo la mayor componente del coste del captador el absorbedor (> 60%) por lo que el coste del captador es poco sensible al precio de las materias primas y es bastante sensible al coste del proceso de fabricación.

El sistema de acumulación se compone de acumulador, bombas y tuberías. Las materias primas

principales del sistema de acumulación son cobre y acero siendo el coste del sistema de acumulación sensible a la variación de los precios del cobre y el acero.

La tele-gestión o gestión energética a través del sistema de regulación es clave para la optimización del aprovechamiento energético de las instalaciones de energía solar térmica. Supone un sobre coste adicional pero es clave para la óptima operación de la planta.

En las instalaciones de producción de calor y frío las tres grandes partidas de la inversión son el campo de captadores con un peso de entre el 20-30% del coste total de la inversión, el sistema de acumulación que suele pesar entre un 15-20% y el sistema de frío que puede pesar entre un 20-25%.

El sistema de frío se compone de una máquina de absorción o adsorción y de una torre de refrigeración.

El coste de producción también varía entre el tipo de aplicaciones para la producción de calor y frío. Existe un amplio espectro de instalaciones posibles de energía solar térmica, que puede variar desde 10 kW hasta 1.000 kW.

Como podemos ver el coste anualizado de producción varía entre 10-20 €/MWh en función del tipo y del tamaño de la instalación.

Para las aplicaciones de producción de ACS y apoyo a la calefacción el coste anualizado de producción varía entre 8-19 €/MWh siendo las instalaciones más eficientes en costes las que utilizan el captador plano con recubrimiento.

Aplicaciones dedicadas

Potencia térmica	Coste de generación (c€ ₂₀₁₀ /kWh)		
	Plano con recubrimiento	Tubo de vacío	Tubo de concentración
10 kW	13,8/17,5	15,6/18,6	
100 kW	11,1/--	12,9/--	
300 kW	9,5/12,7	11,3/13,9	13,0/14,7
1.000 kW	8,3/--	10,0/--	11,7/--

Para las aplicaciones de *district heating* el coste anualizado de producción varía entre 17-21 €/MWh siendo las instalaciones más eficientes en costes las que utilizan el captador plano con recubrimiento.

District heating

Potencia térmica	Coste de generación (c€ ₂₀₁₀ /kWh)		
	Plano con recubrimiento	Tubo de vacío	Tubo de concentración
500 kW	18,0	19,7	20,6
1.000 kW	16,9	18,6	19,8

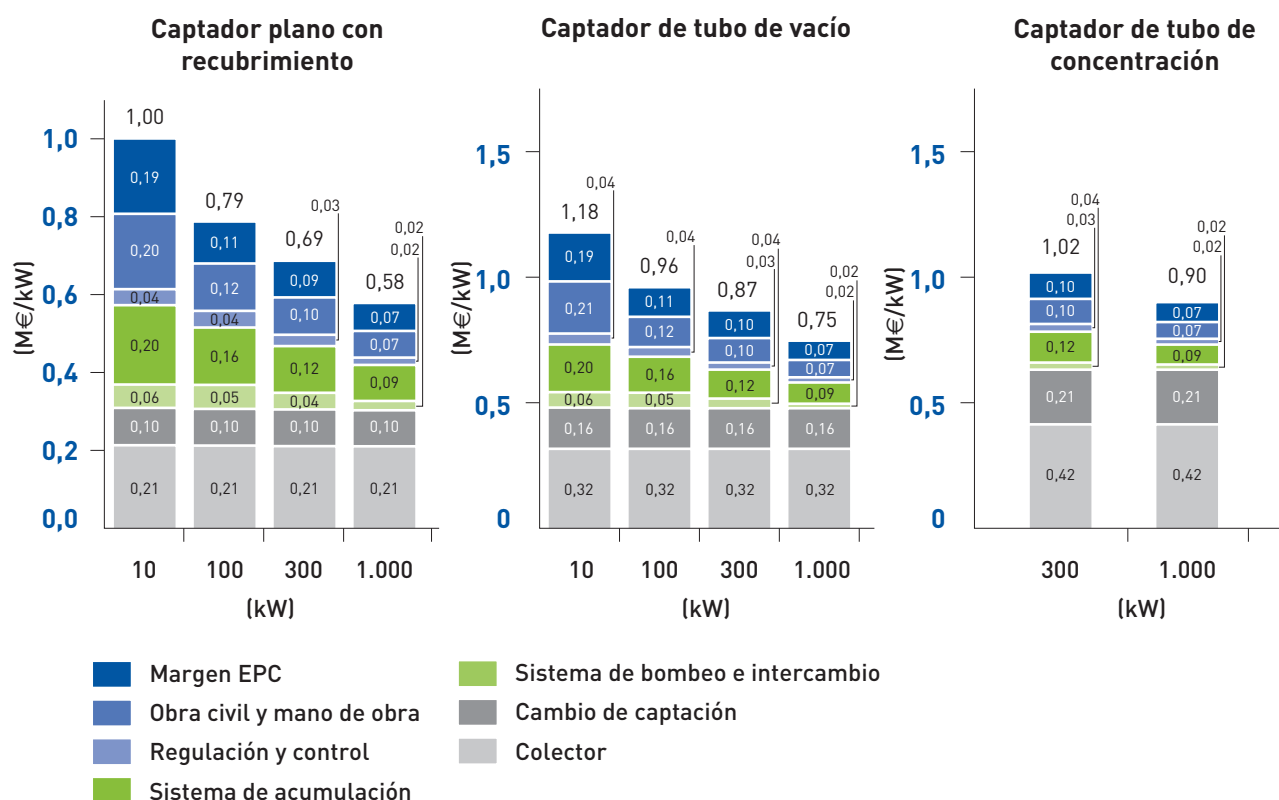
6.10.2.1 Detalle de las hipótesis de costes y parámetros de funcionamiento

Las dos grandes componentes del coste anualizado de producción son el coste de inversión y el coste de operación y mantenimiento.

El coste de inversión para viviendas con una potencia inferior a 10 kW, que normalmente utilizan el recurso solar para la producción de ACS, está entre 1.000 y 1.200 €/kW. Esta variación depende en

gran medida del tipo de captador utilizado en la instalación y del diseño de la misma.

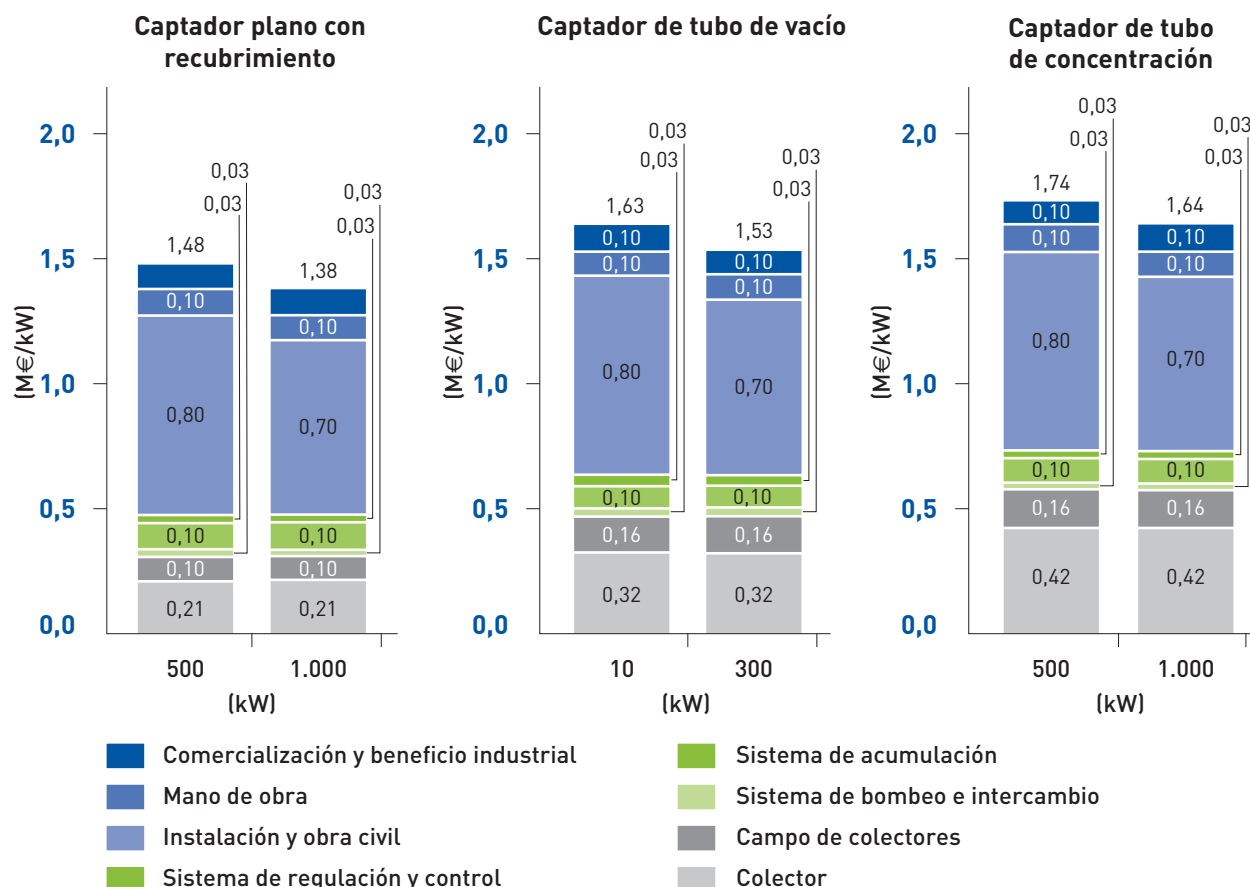
En instalaciones de mayor potencia el coste de inversión decrece por el efecto de escala de los sistemas de acumulación y bombeo y por la obra civil y la mano de obra. Por tanto, para instalaciones de 100 kW que se pueden implantar en viviendas más grandes, para la producción de ACS y apoyo a la calefacción, el coste de inversión está entre 800 y 950 €/kW en función del tipo de captador utilizado.



Fuente: modelo de costes BCG; ASIT; entrevistas con el sector

Para instalaciones de *district heating* el coste de inversión es más elevado debido a las inversiones que hay que acometer en las redes de distribución de calor. En este caso, el coste de inversión se encuentra entre 1.500 y 1.600 €/kW₂₀₁₀. El *district heating* puede ser la aplicación más económica de

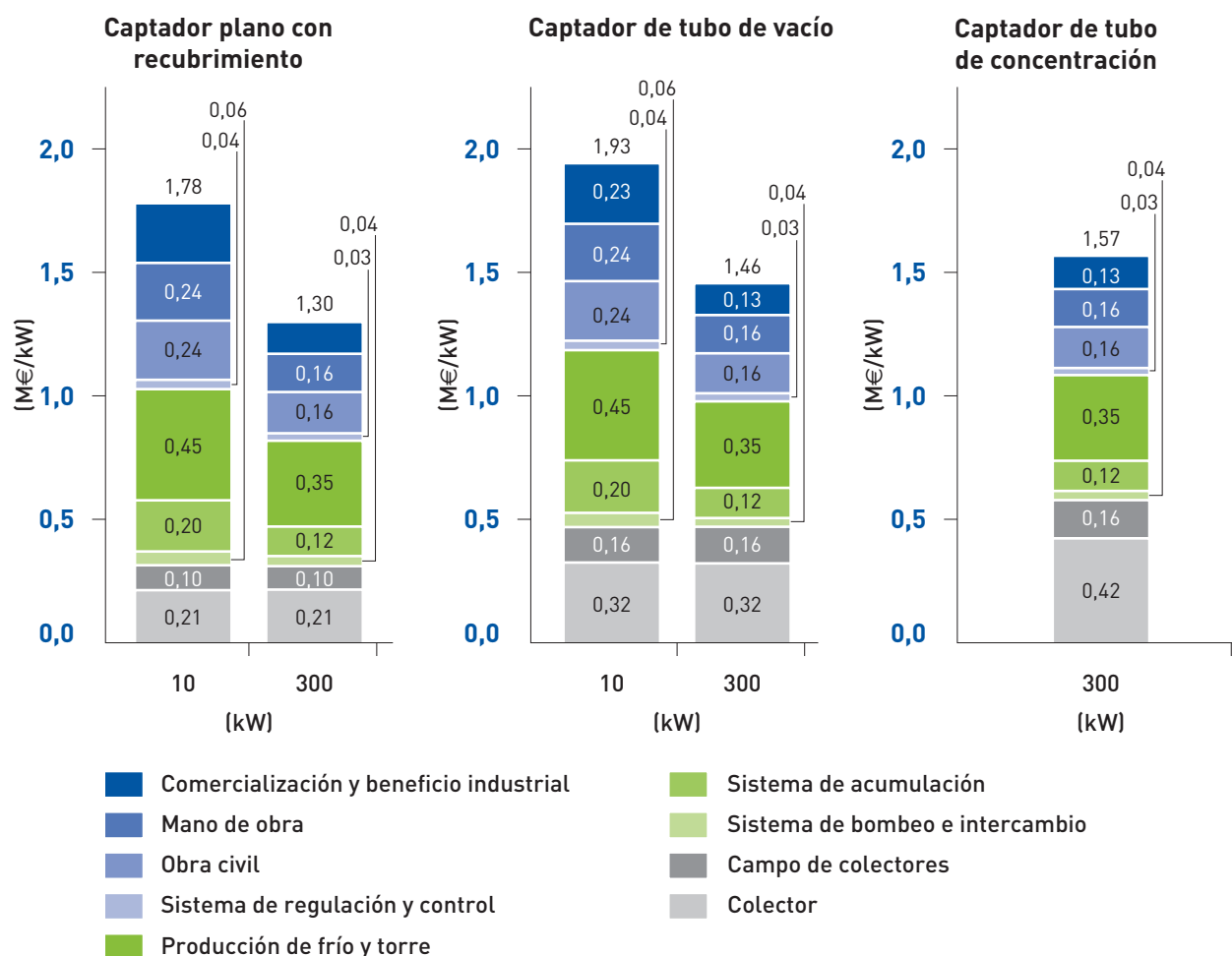
la energía solar térmica si se optimiza el aprovechamiento del recurso solar térmico, aunque existe el riesgo de sobreinversión en sistemas de distribución de calor y frío que puede alejar a las instalaciones del umbral de la rentabilidad.



Fuente: modelo de costes BCG; ASIT; entrevistas

Completar el ciclo de generación de frío y calor es un importante reto para la industria en un país con una elevada irradiación solar como es España. En cualquier caso, las instalaciones para la producción de calor y frío industrial todavía están en una fase incipiente en nuestro país y es necesario abordar retos tecnológicos relacionados con la compatibilidad de equipamientos para la producción de calor y frío.

Los costes de inversión para instalaciones enfocadas a calor más aire acondicionado son de 2.000 €/kW₂₀₁₀ y los costes de las instalaciones para la producción de frío industrial son más reducidos por el efecto de escala, estando los precios en torno a 1.500 €/kW₂₀₁₀.



Fuente: modelo de costes BCG; entrevistas; Solair

El coste de operación y mantenimiento de las instalaciones para la producción de calor se sitúa entre 20 y 35 €/kW/año. En el caso de instalaciones de producción de calor y frío el coste se sitúa entre 50 y 70 €/kW/año. Si bien este coste es reducido, la actividad de operación y mantenimiento de las instalaciones de energía solar térmica es clave para el correcto funcionamiento de las instalaciones y para el óptimo aprovechamiento del recurso solar térmico. Los principales componentes del coste de operación y mantenimiento son la reparación de averías, ya que muchas de estas instalaciones no requieren de personal fijo para su operación.

Se estiman 1.000 horas anuales equivalentes de generación de calor y 1.500 horas anuales equivalentes de generación combinada de calor y frío. España tiene una gran ventaja competitiva con otros países europeos en este campo ya que las horas anuales equivalentes para producción de calor están en el entorno de 570 en Austria y 540 en Alemania.

Para calcular los costes de generación se ha empleado una tasa de descuento para el proyecto del 7,8%.

Las principales materias primas que se utilizan en una instalación solar térmica de media y baja temperatura son el cobre, el acero y el aluminio. El peso de las materias primas en los costes de inversión de una instalación solar térmica de media y baja temperatura puede oscilar entre un 7-18% en función del coste de la materia prima por lo que una subida del 100% en el precio del acero, del cobre o de aluminio puede tener un impacto de un ~10% en la inversión de la instalación.

También se utiliza fibra de vidrio en estas instalaciones aunque la cantidad es muy pequeña comparada con el resto de materias primas.

Ejemplo de una planta de 10 kW con 10.000 € de inversión

	Materia prima	Peso (kg)	Rango de precios (€/kg)	Rango de costes (€)	% sobre inversión
Campo de captadores (500 kg)	Cobre	20	2-7	40-140	~5-10
	Acero	250	0,5-1	125-250	
	Aluminio	150	1,5-3	225-450	
	Fibra de vidrio	~5	30-50	150-250	
Sistema de intercambio (100 kg)	Acero	80	0,5-1	40-80	~0,6-1,5
	Cobre	10	2-7	20-70	
Sistema de acumulación (200 kg)	Acero	140	0,5-1	70-140	~1,3-3,5
	Cobre	30	2-7	60-210	
Instalación eléctrica (50 kg)	Cobre	25	2-7	50-175	~0,5-2
				~650-1.750	~7-18

Fuente: entrevistas BCG; Sonnerkraft; Viessman; Fagor

6.10.3 Evolución esperada de los costes de generación

En la tecnología solar térmica se espera una reducción de los costes de generación de entre un 20 y un 25% en 2010-2030, dependiendo del escenario de reducción de costes que a su vez depende en gran medida del grado de desarrollo del sector.

Para la producción de calor se espera una disminución de los costes de entre el 10-20% desde un abanico de 8-16 c€/₂₀₁₀/kWh hasta 7-13 c€/₂₀₁₀/kWh.

Producción de calor

Tamaño de la instalación	Coste medio de la producción (c€/₂₀₁₀/kWh)		
	2010	2020	2030
10 kW	13,8-15,6	11,1-12,5	8,8-9,9
100 kW	11,1-12,9	8,9-10,3	7,1-8,1
300 kW	9,5-13,0	7,7-10,3	6,1-8,0
1.000 kW	8,3-11,7	6,7-9,3	5,4-7,3

En el caso de producción de calor y frío se espera una reducción de costes más importante de un 20-25% desde 13-19 c€/₂₀₁₀/kWh hasta 10-15 c€/₂₀₁₀/kWh.

Producción de calor y frío

Tamaño de la instalación	Coste medio de la producción (c€ ₂₀₁₀ /kWh)		
	2010	2020	2030
10 kW	17,5-18,6	14,3-15,1	11,5-12,1
300 kW	12,7-14,7	10,4-11,8	8,3-9,4

Por último, para instalaciones de *district heating*, se espera una reducción de costes en el entorno de un 20% desde 17-21 c€₂₀₁₀/kWh hasta 13-16 c€₂₀₁₀/kWh.

District heating

Tamaño de la instalación	Coste medio de la producción (c€ ₂₀₁₀ /kWh)		
	2010	2020	2030
500 kW	18,0-20,6	14,1-16,2	10,9-12,5
1.000 kW	16,9-19,8	13,2-15,4	10,2-11,9

Las principales palancas para la reducción de costes en el sector de la energía solar térmica están muy relacionadas con el desarrollo del mercado y la capacidad de fabricantes e instaladores de ser más eficientes en costes.

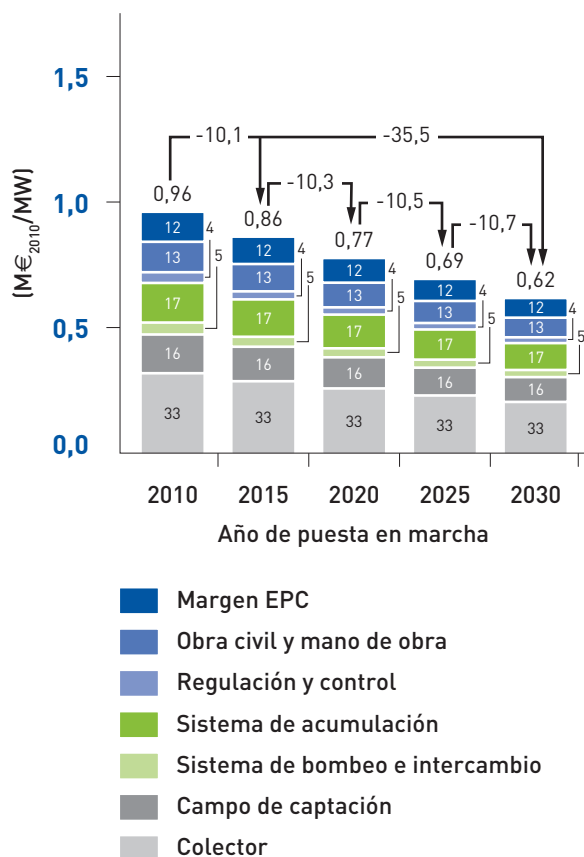
Las principales palancas son:

- Aumento del tamaño de las instalaciones con la consiguiente disminución del coste de inversión por efecto de la escala.
- Reducción del coste de los captadores y del campo de captación por ajuste de márgenes, desarrollo tecnológico y mejoras en el diseño.
- Reducción del coste del sistema de bombeo e intercambio y de regulación y control por la bajada de márgenes debido al desarrollo del mercado y al desarrollo tecnológico.

Se espera que el coste de inversión de las instalaciones de energía solar de media y baja temperatura disminuya entre un 25-45% en 2030 respecto a 2010 debido principalmente a un mayor desarrollo del mercado que llevará a un descenso en los márgenes de los equipos, a una mejora en el proceso de fabricación y en el diseño de las instalaciones y a mejoras tecnológicas en los captadores y en los sistemas de captación, de acumulación y de bombeo e intercambio.

El sector de la energía solar térmica en España considera que puede ser posible llegar a una reducción del coste de inversión del 50% en 2030 si existe un desarrollo real del mercado, una mejora importante en el diseño de las instalaciones e importantes mejoras en la eficiencia y en los materiales.

Evolución del coste de inversión de instalación de calor de 100 kW con captador de tubo de vacío 2020-2030 (escenario medio)



Fuente: entrevistas con el sector; modelo de costes BCG

En el periodo 2010-2030 se esperan reducciones del 20% del coste del captador y del campo de captación.

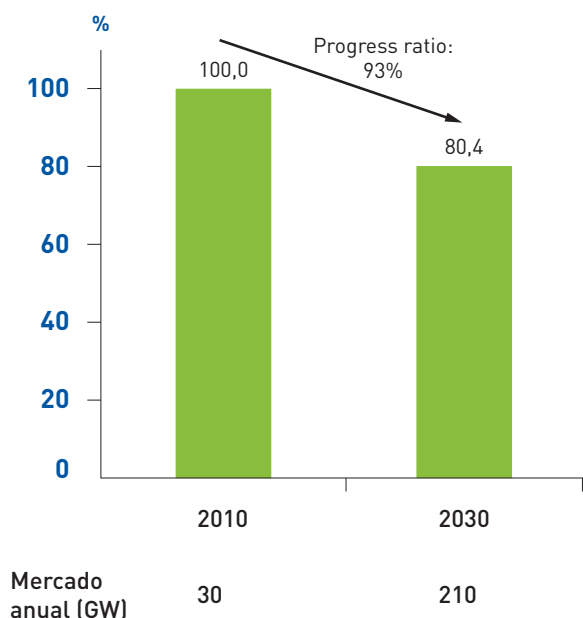
También se esperan reducciones de entre el 10-20% en el sistema de acumulación de las instalaciones, siendo esta reducción de un 10% para instalaciones más pequeñas (~10 kW) y de un 20% para instalaciones más grandes (~100 kW).

También se esperan reducciones de entre el 10-20% en el sistema de bombeo e intercambio de las instalaciones, siendo esta reducción de un 10% para instalaciones más pequeñas (~10 kW) y de un 20% para instalaciones más grandes (~100 kW).

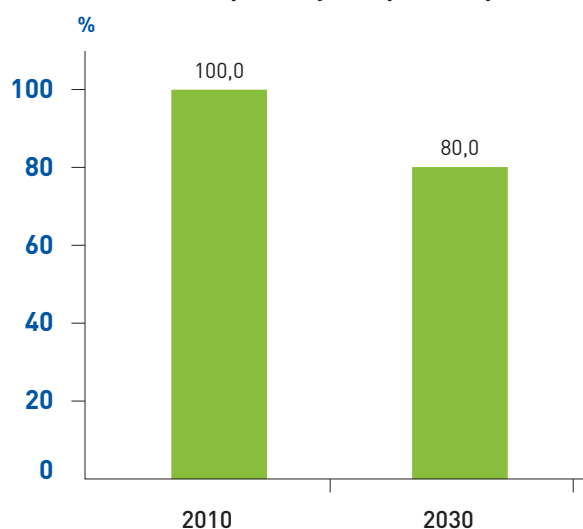
Se esperan reducciones de entre el 5-15% en el coste de la obra civil de las instalaciones, siendo esta reducción de un 5% para instalaciones más pequeñas (~10 kW) y de un 15% para instalaciones más grandes (~100 kW).

Por último se esperan reducciones del ~5% en los sistemas de regulación y control.

Evolución estimada del coste del captador solar de media temperatura con el desarrollo del mercado



Evolución estimada por el sector en España en el coste de captador y campo de captación



Fuente: Sargent & Lundy, pag. 113; ASIT; entrevistas BCG

6.10.4 Principales barreras al desarrollo de la tecnología

En cuanto a las barreras que limitan el desarrollo de la tecnología solar térmica en España, podemos encontrar barreras económicas, operativas, tecnológicas y de oferta.

Barreras económicas

- La ausencia de un marco retributivo estable y la ausencia de retribución no fomenta la producción de calor y frío mediante la tecnología solar térmica.
- La ayuda actual para las instalaciones de energía solar térmica se centra en la inversión de la instalación y no hay una retribución por energía térmica producida. Esto está provocando una falta de incentivación a la operación eficiente de las instalaciones solares térmicas y la maximización de la producción de calor.
- Instalación del equipamiento de energía solar térmica para cumplir con la reglamentación seguida, en muchos casos, de un descuido primero de la operación y el mantenimiento y finalmente el abandono de los mismos.

Barreras operativas

- Ausencia de gestión energética en las instalaciones solares térmicas debido al incumplimiento de la regulación que obliga a la gestión energética de las instalaciones de energía solar térmica, lo

cual provoca el abandono o una explotación incorrecta de las instalaciones. Esto último deriva en una mala imagen del sector ante la sociedad y un rendimiento de las instalaciones inferior al estimado en el diseño.

Barreras tecnológicas

- En la actualidad existen problemas para el desarrollo de soluciones de calor y frío por el bajo desarrollo de equipos estandarizados de frío y la reducida compatibilidad que existe entre las soluciones de calor y las soluciones de frío.

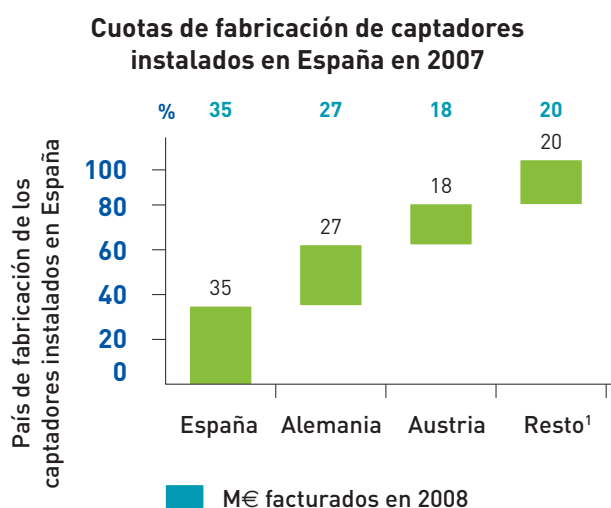
Barreras de oferta

- Existen empresas de instalación e ingeniería poco cualificadas, con escasa formación comercial y técnica de los instaladores y que no cuentan con ofertas sofisticadas y de soluciones energéticas a medida. Esto produce un escaso desarrollo en el mercado de vivienda ya construida y un escaso desarrollo de ofertas de calor, calefacción y frío. Es necesario hacer más sofisticada la cadena de valor del sector en España.

Cadena de valor de la producción de calor y frío con solar térmica de baja y media temperatura

	Fabricación			Instalación	Explotación
	Captadores	Sistema de almacenamiento	Sistema de frío	Instalador	Operación y mantenimiento
Facturación en 2008 (M€)	100 M€ (35% nacional y 65% importación)		5 M€	300 M€	10 M€
Margen bruto promedio	15%	15%	20%	15%	20%
Participantes en el mercado	• 200 fabricantes - Viessman - Sonnenkraft - Chomagen - Wagner - Termicol - Unisolar - Promasol - Isofotón - 9REN - ...	• Los fabricantes producen o comercializan los sistemas de almacenamiento - Fagor - Vaillant - Lapesa - Mecalia	• ~10 fabricantes - Climate Well - Carrier - Yazuki - Fagor	• Entre 500-1.000 especializados en solar térmica - Remica - GN Sol - Dalkia - Elyo - Proyecta - Fagor - Acciona instal. - Ocho17	• ~50 empresas - Remica - GN Sol - Dalkia - Elyo - Proyecta - Acciona Instal. - Ocho17
Alcance geográfico	• Global para los productores internacionales y para productoras nacionales si existe un mercado de 0,7-1 GW/año		• Limitado por el momento	• Regional/local	• Regional
Tendencias del mercado	• Desarrollo de soluciones de calor industrial • Desarrollo de soluciones de calefacción y ACS		• Desarrollo comercial de primeros prototipos y desarrollo del ciclo calor-frío	• Mayor desarrollo comercial • Instalación en vivienda existente	• Gestión energética y telecontrol

El tejido industrial de la energía solar térmica de media y baja temperatura en España debe ser cada vez más competitivo y cada vez más sofisticado tecnológicamente para ser capaz de poner en valor el recurso solar que existe en España.



¹ Israel, Grecia, Turquía, China

Fuente: ASIT

6.10.5 Tendencias tecnológicas principales

En primer lugar, se espera que durante el periodo 2010-2020 comience a desarrollarse más la aplicación de energía solar térmica como apoyo a la calefacción, lo que podría suponer el 25% del total del mercado en 2020. Esto va a suponer la entrada en el mercado de empresas más sofisticadas tecnológicamente capaces de desarrollar una tecnología cada vez más competitiva.

A nivel industrial, se podría desarrollar el mercado de producción de calor para los procesos industriales ya que España cuenta con un recurso solar que permite el desarrollo de grandes instalaciones de calor para el uso industrial.

En relación con la tecnología de captadores se prevé la desaparición del captador plano sin recubrimiento, la consolidación del captador con recubrimiento, que supondrá el 80% del mercado en 2030, y la entrada emergente del captador de tubo de vacío (15% en 2030) y del tubo de concentración (5% en 2030).

Según el sector de la energía solar térmica de media y baja temperatura, las empresas que fabrican en España captadores y sistemas para las instalaciones solares térmicas de media y baja temperatura tendrían recursos para aumentar su cuota de mercado de un 35% en la actualidad a un 60-70% en 2020 duplicando su capacidad de producción en el país.

La fabricación de 0,7-1,0 GW en 2011-2020 potenciaría el mercado nacional

16 fabricantes con producción en España en la actualidad con capacidad para desarrollar mercado

- 9REN, Andater, Astersa, Baxiroca, Constante Solar, Diunisolar, Ese, Isofoton, OCV, Promasol, Nagaterm, Solaris, Termicol, Grupo Unisolar, Wagner Solar, Solaria



Según el sector, existe potencial para incrementar la cuota de fabricación en España, pasando del 35% al 60-70% en 2020

- Aumento de la capacidad de producción en un 200%

Finalmente, también se espera que se vayan consolidando las aplicaciones de calor y frío industrial con el objetivo de cerrar el ciclo completo de generación de calor y frío. Cabe hacer hincapié en que el recurso solar de España es muy adecuado para soluciones de calor y frío que requieran una importante demanda de radiación, ya que en estas instalaciones se aprovecha de manera más eficiente el tipo de recurso solar que tiene España.

6.11 ENERGÍA HIDRÁULICA

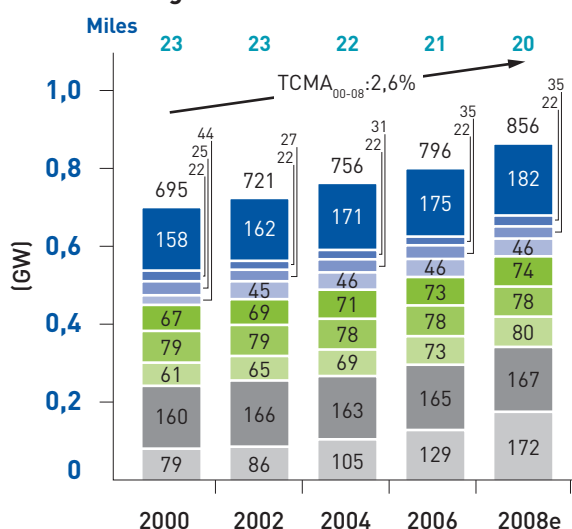
6.11.1 Descripción general de la tecnología

La tecnología hidráulica se basa en el aprovechamiento de saltos de agua para la generación de electricidad.

Las centrales hidráulicas de pequeña potencia (< 10 MW) se suelen denominar centrales mini hidráulicas y la energía producida se suele denominar energía mini hidráulica.

La capacidad instalada en el mundo de energía hidráulica de potencia inferior a 10 MW ha crecido un 2,6% anual, desde ~78 GW en 2000 hasta ~96 GW en 2007. El principal mercado mundial de energía hidráulica es China con ~55 GW instalados, seguido de Europa con ~16 GW instalados. En el ámbito europeo, el principal mercado de energía mini-hidráulica es Italia con ~2,6 GW instalados, seguido de Francia con ~2,5 GW y de España con 1,9 GW.

Evolución de la capacidad instalada de energía hidráulica en el mundo



- Resto del mundo
- Japón
- India
- Rusia
- Canadá
- EE.UU.
- Brasil
- Europa
- China
- % Europa en el mundo

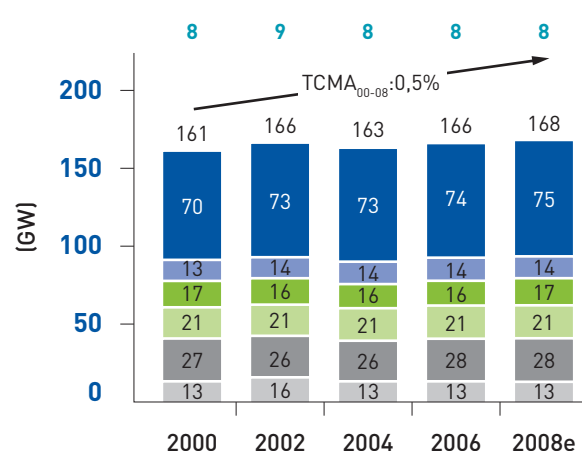
Fuente: EIA; IEA; análisis BCG

La producción de energía hidráulica de pequeña potencia está estancada en Europa y en España. En Europa la producción ha pasado de 51,8 TWh en 2000 a 52,6 TWh en 2008 y en España ha pasado de 4,4 TWh en 2000 a 4,6 TWh en 2008.

La energía hidráulica tiene un potencial de aprovechamiento limitado. Se estima que existe un potencial adicional de otros 400 GW de instalaciones

En cuanto a la producción de electricidad a nivel mundial con energía hidráulica de potencia inferior a 10 MW, ésta ha aumentado un 2,6% anual en el periodo 2000-2008 pasando de ~270 a ~335 TWh. La producción en Europa se ha mantenido estable en el periodo 2000-2008 en ~50 TWh y en España también está estabilizada entre 4 y 4,5 TWh en función de la hidroclimaticidad.

Evolución de la capacidad instalada en España y Europa

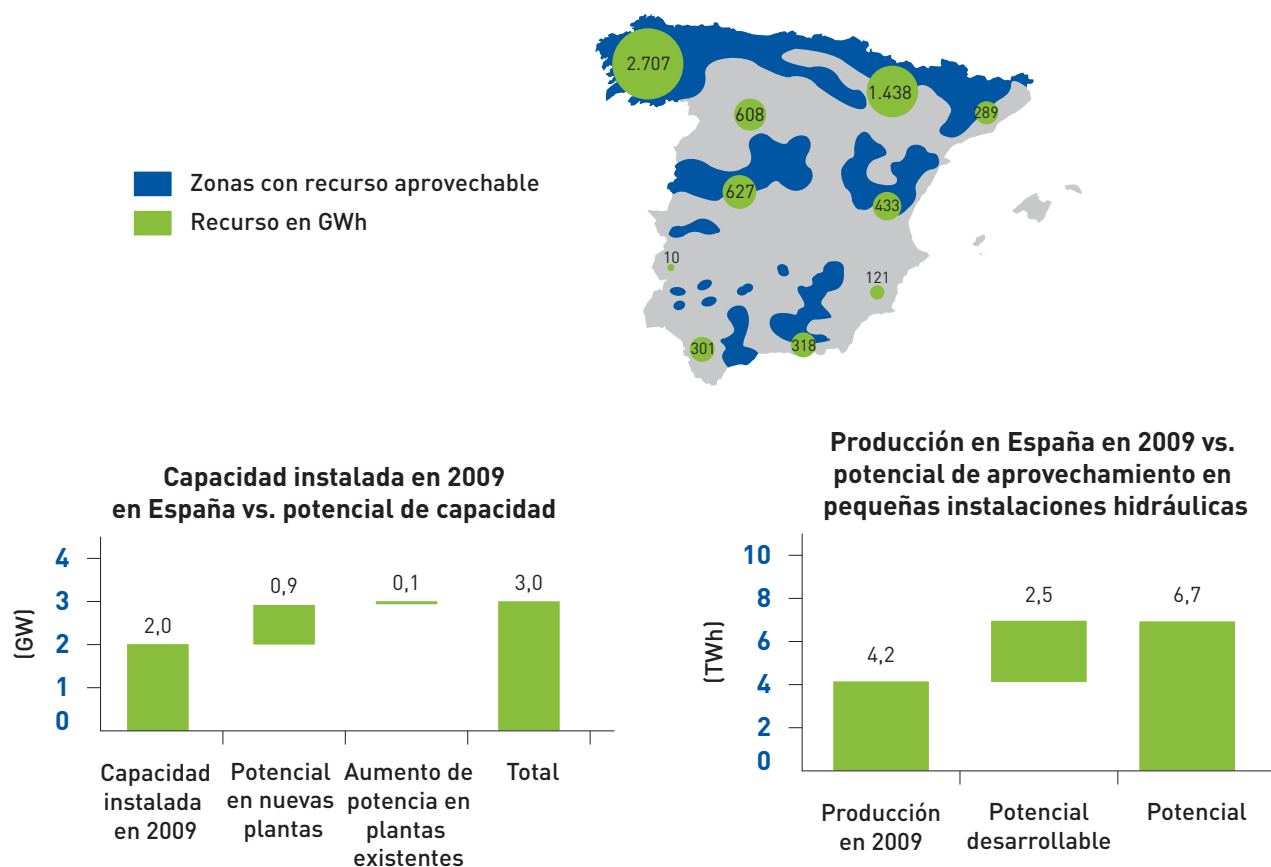


- Resto del mundo
- Italia
- Suecia
- Francia
- Noruega
- España
- % España en Europa

de generación eléctrica con energía hidráulica, de los cuales 40 GW corresponden a instalaciones hidráulicas de menos de 10 MW.

En España existe un potencial adicional de 1 GW y ~2,5 TWh de energía hidráulica de menos de 10 MW. El recurso está concentrado en la parte norte del país, principalmente en Galicia y Aragón.

Recurso aprovechable en minicentrales hidráulicas en España



Fuente: MITYC; análisis BCG

Existen cuatro tipologías de instalaciones de energía hidráulica:

Centrales de agua fluyente

Se construyen en una derivación de un río a través de un canal que acaba en una cámara de carga y que, mediante tubería forzada, conduce el agua hasta la turbina. El agua turbinada se devuelve al cauce del río. Este tipo de centrales se mueve en rangos de potencia bajos (normalmente inferiores a 5 MW) y tiene una cuota en España del ~75% del mercado.

Centrales de pie de presa

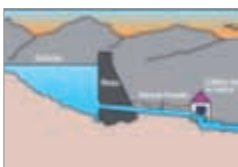
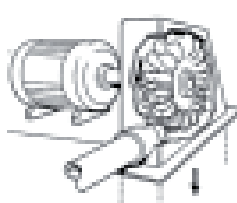
Se construyen pequeños embalses para retener el agua. El agua retenida se conduce a las turbinas a través de una tubería y se devuelve al río. Estas centrales suelen tener unos niveles de potencia superior (5-10 MW) y suponen el ~20% del mercado en España.

Centrales de canal de riego

Utilizan el desnivel del agua en los canales de riego para producir electricidad. El rango de potencia de las centrales utilizadas es de 1-5 MW y pueden suponer el 5% del mercado en España.

Centrales reversibles

Realizan bombeo en las horas valle y turbinan en las horas punta. El rango de potencia instalada es de 1-5 MW y la cuota de mercado en España es muy pequeña (~1%).

Tipos de instalación	Central de agua fluyente	Central a pie de presa	Central en canal de riego	Central reversible
Diseño/esquema				
Características de instalación	• La central se construye en una derivación de un río a través de un canal • El canal acaba en una cámara de carga que mediante tubería forzada lleva el agua a la turbina • El agua turbinada se devuelve al cauce del río	• Se construye un pequeño embalse para retener el agua • El agua retenida se conduce a las turbinas a través de una tubería • El agua turbinada se devuelve al río	• Uso del desnivel del agua en los canales de riego para producir electricidad	• Bombeo de agua en las horas de valle y turbinación de agua en las horas punta
Radio de potencia (MW)	<5	5-10	1-5	1-5
% de instalación en España	~75	~20	~5	~1
Madurez tecnológica				
Elementos clave en la inversión	• Canal de derivación • Tubería forzada • Cámara de carga • Turbina • Generador	• Presa • Obra civil • Tubería forzada • Turbina • Generador	• Obra civil • Turbina • Generador	• Obra civil • Turbina reversible • Generador

— — Foco del estudio

Fuente: Investigación BCG

La energía hidráulica es una energía altamente gestionable y es muy importante para la regulación del sistema eléctrico en España y para el casamiento de la oferta y la demanda.

De hecho el 50% de la capacidad que participa en el mercado de banda de regulación secundaria en España es energía hidráulica. Este mercado de banda de regulación secundaria es clave para el funcionamiento del sistema eléctrico.

Con el aumento progresivo de la generación eólica y solar en España, la energía hidráulica va a jugar un

papel muy importante en garantizar la estabilidad del sistema de generación eléctrica.

El presente estudio se enfoca en las centrales de agua fluyente y de pie de presa que suponen más del 90% del total de las instalaciones existentes en España.

6.11.2 Costes actuales de generación

El coste anualizado de generación para plantas eléctricas varía entre 6-8 c€/kWh₂₀₁₀ siendo muy similar para centrales de agua fluyente y centrales a pie de presa.

La siguiente tabla muestra los costes de generación para diferentes tipos de plantas.

Potencia y antigüedad	Coste de generación (c€/kWh ₂₀₁₀)	
	Centrales de agua fluyente	Centrales pie de presa
< 10 MW (nueva)	7-8	7-8
25 MW (nueva)	6-7	6-7
<10 MW (rehabilitación)	5,5-7,5	5,5-7,5
<10 MW (aprovechamiento de presa)	n.a	5-7

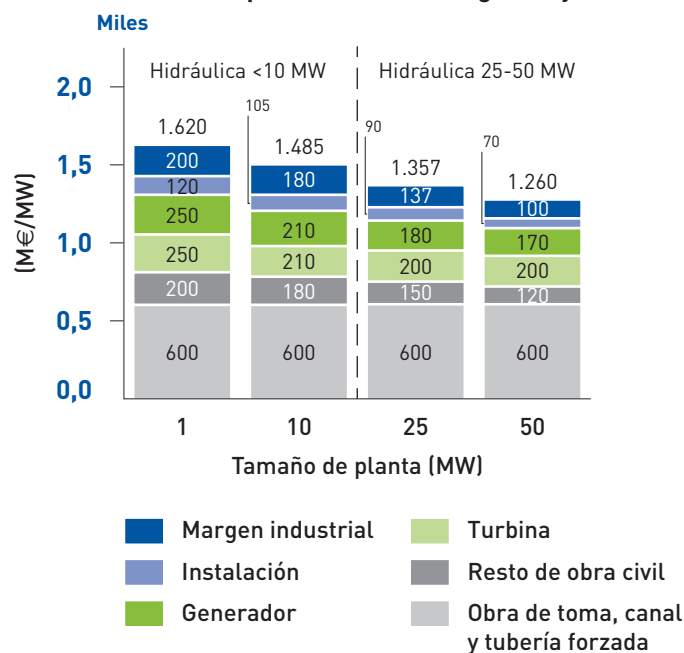
6.11.2.1 Detalle de las hipótesis de costes y parámetros de funcionamiento

El coste de inversión de una instalación de energía hidráulica de nueva construcción varía entre 1,3 y 1,6 M€/MW₂₀₁₀ para una instalación de agua fluyente y entre 0,7 y 1,0 M€/MW₂₀₁₀ para una instalación de pie de presa. En España los costes actuales de

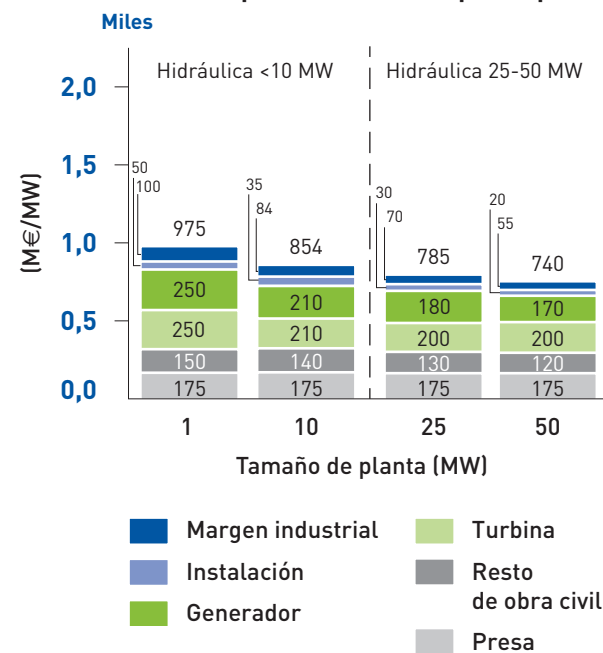
inversiones se encuentran en la parte alta de este rango, tanto para instalaciones de agua fluyente como para instalaciones de pie de presa, ya que las instalaciones que se están poniendo en marcha en los últimos años se encuentran en el rango de 1-5 MW.

Los principales componentes del coste de la inversión son la obra civil, la turbina hidráulica y el generador.

Coste de inversión para centrales de agua fluyente



Coste de inversión para centrales de pie de presa



Nota: el margen industrial incluye el coste del proyecto (1,5% del total de la inversión)

Fuente: entrevistas con el sector

Para centrales de rehabilitación el coste de inversión es de 0,9-1,1 M€₂₀₁₀/MW para centrales de agua fluyente y de 0,6-0,9 M€₂₀₁₀/MW para centrales de pie de presa.

La inversión es inferior por el menor gasto en la obra civil que suele tener un coste un 75% inferior a la construcción de una nueva obra de toma, canal o tubería o de una presa.

Las principales materias primas que intervienen en la construcción de las centrales hidráulicas son el acero que se utiliza en las tuberías forzadas, eje de la turbina, tubo de aspiración y rodete y el clinker que se utiliza en la presa y obra civil.

El coste de acero puede suponer un ~4% de la inversión y el coste del clinker puede ser un 2% de la inversión.

El rango medio del coste de operación y mantenimiento es de 40-50 €/kW. Los principales componentes del coste de operación y mantenimiento son el coste de la concesión, el mantenimiento, la operación y gestión de la planta y los seguros.

El promedio de horas de funcionamiento de una central de agua fluyente se estima en 2.600 y para una central de pie de presa se estima en 1.800.

Para calcular los costes de generación se ha empleado una tasa de descuento para el proyecto del 7,8%.

6.11.3 Evolución esperada de los costes de generación

Debido a la madurez tecnológica, se espera una reducción muy limitada del coste de producción, de entre 1 y 7% en el periodo 2010-2030.

En el caso de hidráulica de agua fluyente de nueva construcción se espera que el coste de producción se sitúe en 7 c€/kW₂₀₁₀ en 2030 respecto a los 7,4 c€/kW₂₀₁₀ en 2010. En el caso de hidráulica de agua fluyente de rehabilitación se espera que el coste de producción varíe de 5,5 c€/kW₂₀₁₀ en 2010 a 5,3 c€/kW₂₀₁₀ en 2030.

Para las centrales de pie de presa de nueva construcción, se espera que el coste de producción se sitúe en 6,9 c€/kW₂₀₁₀ en 2030 respecto a los 7,2 c€/kW₂₀₁₀ en 2010. En el caso de rehabilitación, se prevé un coste de 6,5 c€/kW₂₀₁₀ en 2030 respecto a los 6,8 c€/kW₂₀₁₀ en 2010 y en el caso de aprovechamiento de presa se espera un coste de generación de 6 c€/kW₂₀₁₀ en 2030 respecto a los 6,3 c€/kW₂₀₁₀ en 2010.

Tipo de instalación de nueva construcción	Coste medio de la producción (c€/kW ₂₀₁₀)		
	2010	2020	2030
Agua fluyente	~7,5	~7,3	~7,1
Pie de presa	~7,3	~7,2	~7,0

Tipo de instalación de rehabilitación	Coste medio de la producción (c€/kW ₂₀₁₀)		
	2010	2020	2030
Agua fluyente	~6,0	~5,5	~5,4
Pie de presa	~6,9	~6,8	~6,6

Las principales palancas para la reducción de costes en el sector de la energía minihidráulica son:

- El aumento del número de proyectos de rehabilitación y de aprovechamiento de presa con la consiguiente reducción del coste de inversión.
- La disminución del coste de inversión en la construcción de la instalación de la presa y del canal de derivación por el uso de equipos de países de bajo coste y por la reducción de márgenes al desarrollarse proyectos en Europa del este y China.

6.11.4 Principales barreras al desarrollo de la tecnología

Para el desarrollo de la tecnología hidráulica de pequeña potencia en España, tan necesaria para los mercados de regulación eléctrica, encontramos barreras de recurso hidráulico y barreras administrativas.

Barreras de recurso hidráulico

- La falta de conocimiento en detalle del potencial de recurso hidráulico de pequeña potencia que dificulta o ralentiza la realización de proyectos.
- Aunque existe un conocimiento del recurso de energía hidráulica en España, sería conveniente desarrollar un conocimiento en detalle del recurso por emplazamientos.

Barreras administrativas

- Dificultad a la hora de obtener los permisos para el uso del agua y dificultad en la obtención del permiso medioambiental para acometer las inversiones.
- Renovar el periodo de concesión de aguas en las instalaciones existentes. La no renovación de las concesiones puede derivar en el abandono y una inversión deficiente de las plantas existentes durante los últimos años de explotación de las mismas.

Barreras operativas

- Existe una fuerte dependencia tecnológica del exterior sobre todo en la fabricación de turbinas y hay una falta de capacidad de “lobby” en la industria de la energía hidráulica en España. El sector tiene capacidades pero hay que ser capaz de desarrollar más mercado.

	Fabricantes de turbinas	Fabricantes de tuberías	Resto de bienes de equipo	Promoción y desarrollo	Ingeniería	Construcción	Operación y mantenimiento
Volumen de mercado (M€)	~5	~5	~2-3	~2-3	~1-2	~30	~10
Principales empresas	Voith (Dinamarca)	Tubacex	Indar	GN-UF		Elecnor	GN-UF
	Alstom Hydro (Francia)	Tubos reunidos	Alconza	Iberdrola Renovables	Iberinco		Iberdrola Renovables
	Andryzt (Austria)		Alstrom				Endesa
	Lito-Strok (Eslovenia)					Abengoa	
	Rain Power (Noruega)					Cobra	
	Baliño						
	Ignisa						
	~100 empresas adicionales			~100 empresas adicionales	~100 empresas adicionales		~80 empresas adicionales

- Empresas españolas
- Empresas extranjeras
- Empresas extranjeras con fabricación en España

El sector tiene capacidad para desarrollar más mercado dentro y fuera de España

6.11.5 Tendencias tecnológicas principales

La energía minihidráulica es una tecnología madura y no se esperan cambios tecnológicos a medio plazo.

Sin embargo, el aumento de potencia de generación eólica y solar requiere aumentar la capacidad de almacenamiento energético en España para cubrir las horas de baja producción. En este sentido, la energía hidráulica de bombeo puede ser una solución que supla en parte la necesidad de almacenamiento energético bombeando con los excedentes de producción y turbinando en los momentos de pico de demanda eléctrica.

6.12 ENERGÍA GEOTÉRMICA

6.12.1 Descripción general de la tecnología

El objetivo de la energía geotérmica es la producción de calor o electricidad aprovechando el recurso térmico que se encuentra bajo el suelo.

El recurso geotérmico se caracteriza por la temperatura, la profundidad y el gradiente térmico. Así podemos tener diferentes tipos de recursos:

- Recurso geotérmico somero o de muy baja temperatura con una profundidad menor de 250 metros y una temperatura de salida del fluido menor de 30 °C.
- Recurso geotérmico de baja temperatura con una profundidad de 1.500 a 2.500 metros para un gradiente térmico normal y una profundidad menor de 1.000 metros para un gradiente térmico elevado y con una temperatura de salida del fluido entre 30 y 100 °C.
- Recurso geotérmico de media temperatura con una profundidad de 2.000 a 4.000 metros en cuencas sedimentarias y una profundidad menor de 1.000 metros para un gradiente térmico elevado y con una temperatura de salida del fluido entre 100 y 150 °C.
- Recurso geotérmico de alta temperatura con una profundidad de 1.500 a 3.000 metros con gradiente térmico elevado y una profundidad de 4.000

a 6.000 metros con gradiente térmico normal y una temperatura de salida del fluido de más de 150 °C.

Las principales aplicaciones de la energía geotérmica varían en función de la temperatura del recurso que se encuentra bajo el suelo.

- Para un recurso de muy baja temperatura o un recurso geotérmico somero la principal aplicación es la generación de calor con bomba de calor. Esta aplicación de la bomba de calor supone el 76% del mercado de producción de calor a nivel mundial.
- Para un recurso de baja temperatura que supone el 24% del total del mercado de producción de calor las aplicaciones más importantes dentro del sector industrial y terciario, suponen el ~22% del total de aplicaciones en el mundo (~12% en invernaderos, ~5% en piscifactorías, ~5% en procesos industriales) y se utiliza un ~2% en soluciones de *district heating*.
- Para un recurso de alta y media temperatura la aplicación principal es la generación de electricidad a través de plantas flash (~60%), plantas de vapor seco (~30%) y plantas de ciclo binario (~10%).

Recurso	Aplicación		Temperatura de salida del fluido (°C)	Rango de perforación (m)	Aplicaciones	Madurez tecnológica	% de mercado mundial		
Baja temperatura y geotérmica somera	Generación de calor	Sector industrial	Procesos industriales	30-100	<2.000	- Procesos de calefacción, evaporación, secado, esterilización, destilación, lavado... - Industrias: procesos químicos, papel, cemento, textil,...		~5	
			Invernaderos	30-100	<2.000	Geotérmico de baja temperatura – Combinación de calefacción del suelo con el regadío		~12	
			Piscifactorías	30-100	<1.000	Engorde de los peces		~5	
		Sector residencial y servicios	District heating	100-150	1.000-2.500	- El sistema cerrado tiene un círculo de calefacción con tubería de impulsión y de retorno - El sistema abierto se usa para ACS		~2	
			Bomba de calor	25-40 >150	<250 1.500-3.000	ACS y apoyo a calefacción		~76	
						Conven- cional	Estimu- lada		
Alta y mediana temperatura	Generación eléctrica	Plantas de vapor seco		100-150	1.000-4.000	El vapor se dirige a una turbina de capor para producir electricidad			~30
		Plantas flash		100-150	1.000-4.000	El fluido geotérmico es una turbina de vapor para producir electricidad			~60
		Plantas de ciclo binario		100-150	1.000-4.000	Recurso geotérmico con alta salinidad por lo que utiliza un cambiador de calor con otro fluido de bajo punto de ebullición para producir electricidad			~10

■ Cuota de mercado en producción de calor
 ■ Cuota de mercado en producción de electricidad

Fuente: análisis BCG; Geoplat

En España el desarrollo de tecnologías de energía geotérmica somera para la producción de calor, se basa en la utilización de cuatro tecnologías principales:

- Circuito cerrado con intercambiador horizontal, que se basa en captadores a muy baja profundidad (< 1 metro). La cuota de este mercado en geotérmica somera en España es de ~10% y no se espera un desarrollo en el periodo 2010-2020.
- Circuito cerrado con intercambiador vertical, con profundidades de perforación entre 60 y 200 metros. La cuota de mercado de esta tecnología en

España es de un ~55-60% y en la UE es de ~45% sobre el total de geotérmicas. Se espera que este tipo de aplicación sea la que más se desarrolle en el periodo 2010-2020.

- Circuito abierto, que consiste en la captación directa y posterior restitución de agua de subsuelo. Esta aplicación tiene una cuota en España de ~30-35% pero no se espera un fuerte desarrollo en el futuro ya que el potencial de nuevas instalaciones de este tipo es reducido.
- Por último, sistemas tierra-aire, que cuentan con una cuota muy reducida en la UE y España, menor del 5%.

El mercado de producción de electricidad a partir del recurso geotérmico de alta y media temperatura cuenta con tres tipos de tecnologías de generación de electricidad (vapor seco, flash y ciclo binario). Las características de cada central geotérmica vendrán condicionadas por el fluido geotérmico que se pueda explotar en el yacimiento.

La tecnología de vapor seco permite utilizar directamente el fluido geotérmico que llega a la superficie en estado de vapor saturado o bien ligeramente recalentado a turbina. El tamaño medio de las plantas instaladas en el mundo es de ~45 MW y tienen una temperatura de salida del recurso geotérmico de más de 180 °C.

Las plantas flash se caracterizan por el aprovechamiento de mezcla de vapor y agua. El vapor primero se separa del líquido y posteriormente se expande en una turbina. El tamaño medio de las plantas es de ~29 MW y la temperatura de salida del recurso geotérmico es de más de 180 °C.

Por último, las plantas de ciclo binario se caracterizan por el uso de un fluido secundario con un comportamiento termodinámico mejor que el fluido térmico. El fluido geotérmico entrega el calor al fluido secundario a través de un intercambiador de calor. La temperatura de salida del fluido geotérmico es de 120-180 °C y el tamaño medio de las plantas es reducido (~3 MW), si bien existen plantas de 40-50 MW en el mercado. Esta tipología de plantas son las que más encajan con el recurso geotérmico en España.

En la actualidad la gran mayoría de las instalaciones son de energía geotérmica convencional con plantas flash (5,6 GW), geotérmica convencional con planta de vapor seco (2,6 GW) y plantas de ciclo binario que utilizan geotérmica convencional y cuencas sedimentarias profundas (0,8 GW).

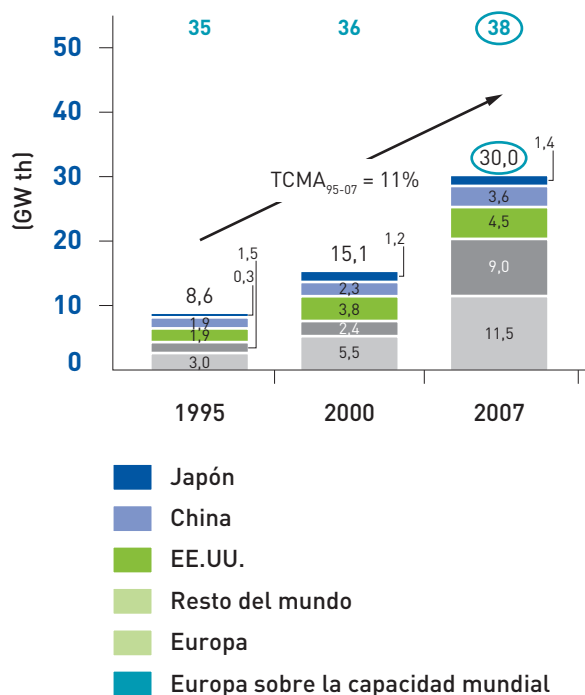
Desde el año 1995 la capacidad instalada de energía geotérmica para la producción de calor en el mundo ha crecido un 11% anual, pasando de 8,6 GW en 1995 hasta ~30 GW en 2007. El principal mercado de energía geotérmica para la producción de calor es Europa, que representa más de un tercio del mercado mundial con ~11,5 GW instalados, seguido de Estados Unidos, Japón y China. El principal mercado europeo de producción de calor a partir de la energía geotérmica es Suecia que, con 2,3 GW instalados, supone casi una cuarta parte del mercado europeo. En España el desarrollo de la energía geotérmica para la producción de calor

es todavía muy reducido y, en la actualidad hay ~0,14 GW instalados, lo que supone un 1,5% del mercado europeo.

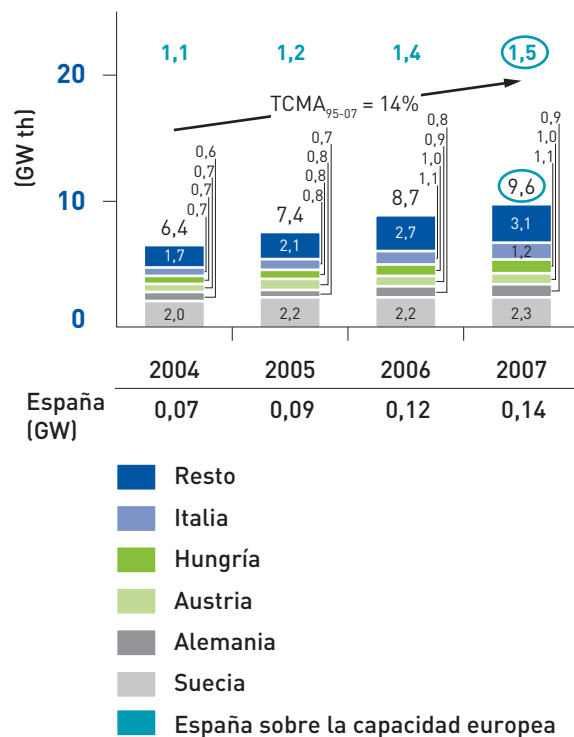
La capacidad instalada para la producción de electricidad ha crecido un 6% anual en el periodo 2004-2008, pasando de ~8,5 GW hasta ~10,4 GW en la actualidad. El principal mercado mundial de generación eléctrica es Estados Unidos que, con 3,2 GW instalados, supone casi el 30% del mercado mundial. Europa tiene instalados ~1,4 GW eléctricos y los países dominantes en Europa son Italia e Islandia, que suman más del 90% de la capacidad instalada del continente. En España no hay ninguna planta de producción de electricidad con energía geotérmica. A pesar del crecimiento que ha experimentado el sector de la energía geotérmica para la producción de calor y electricidad en los últimos años, ésta sólo cubre el 0,05% de la demanda de energía en el mundo.

Los primeros datos para el año 2009 hablan de una capacidad instalada mundial de ~10,7 GW, lo que supone un aumento de 0,3 GW respecto a 2009.

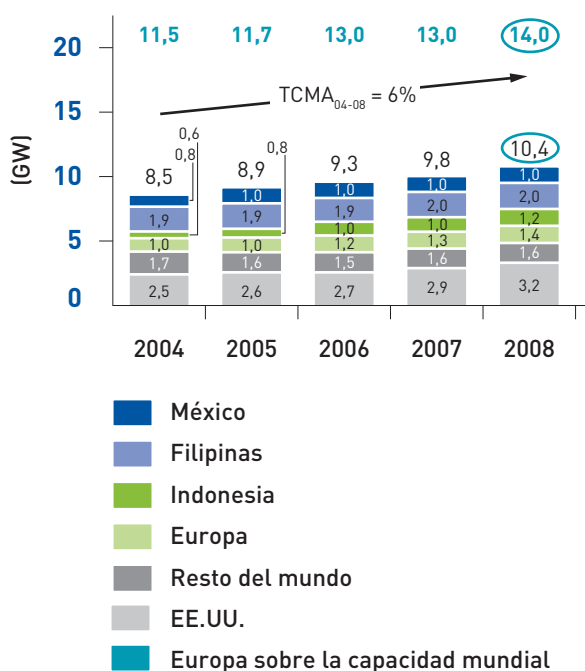
La capacidad térmica instalada acumulada ha crecido un 11% anual en 95-07



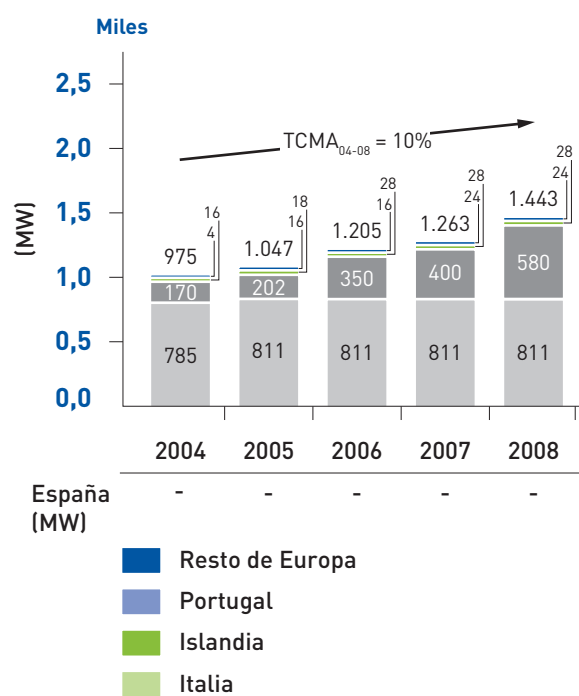
La capacidad térmica instalada en España es el ~1,5% de la UE



La capacidad eléctrica instalada acumulada ha crecido un 6% anual en 04-08



Italia domina el mercado europeo de capacidad eléctrica instalada en geotérmica



Fuente: EGEN (European Geothermal Energy Council); IEA; EIA; Análisis BCG

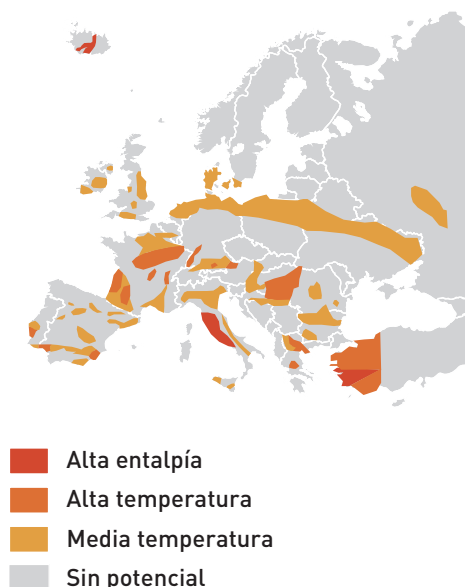
En cuanto a la producción de calor con energía geotérmica ésta ha crecido un 11% anual en el periodo 1995-2007. La producción mundial de calor con energía geotérmica ha sido de 76 TWh en 2007. En España la producción de calor con energía geotérmica ha sido de 0,13 TWh en 2007, prácticamente despreciable respecto a la demanda de calor en España de 465 TWh en 2008.

En cuanto a la producción eléctrica con energía geotérmica ésta ha crecido un 3% anual en el periodo 2004-2008. La producción mundial de electricidad con energía geotérmica ha sido de 59 TWh en 2008. En España en la actualidad no hay plantas eléctricas con recurso geotérmico.

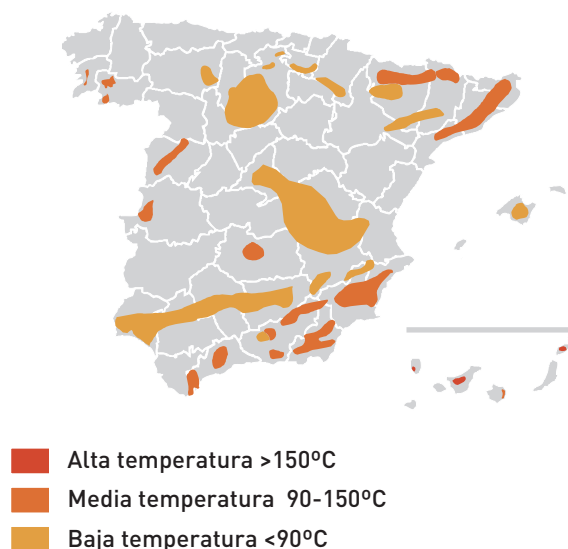
La potencia instalada para la producción de calor y electricidad con energía geotérmica supone aproximadamente un 10% del potencial energético de este recurso. Existe, por tanto, un importante recurso geotérmico en el mundo que aún está sin explotar.

España tiene un recurso geotérmico medio dentro de Europa que puede permitir el desarrollo de instalaciones de producción de calor en gran parte del territorio y de soluciones de producción de electricidad en Canarias y en ciertas zonas de Andalucía.

Potencial de energía geotérmica en Europa



Los recursos de energía geotérmica en España se concentran en las Islas Canarias y Andalucía



Fuente: EGEC (European Geothermal Energy Council); IGME

6.12.2 Costes actuales de generación-producción de calor

Los dos principales componentes del coste anualizado de generación de energía térmica con recurso geotérmico son el coste de inversión y el coste de operación y mantenimiento de las plantas.

Los costes de inversión de las instalaciones para la producción de calor dependen de dos factores principales:

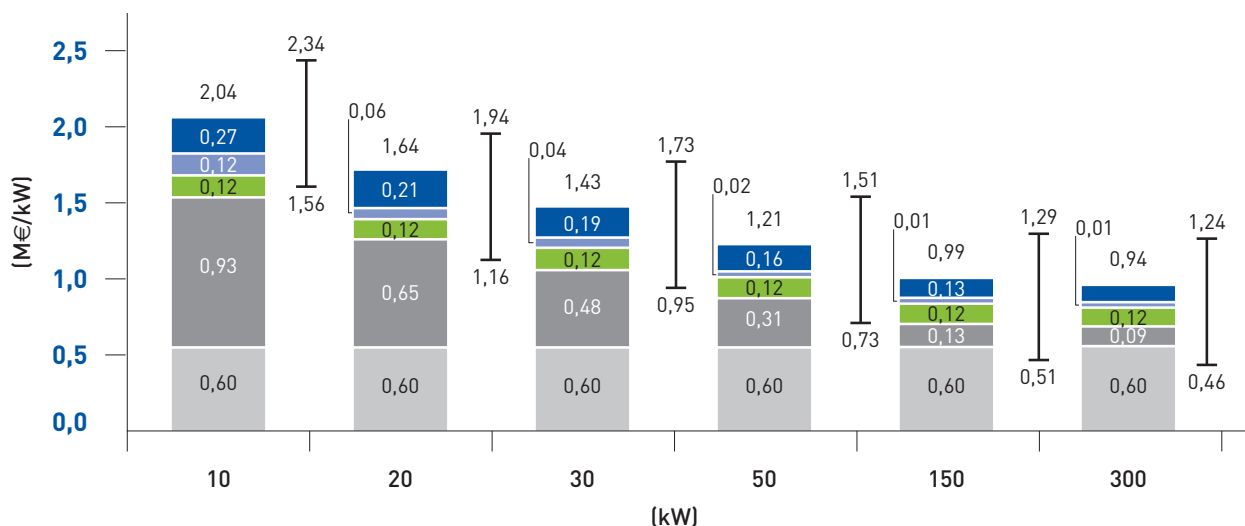
- Tamaño de la instalación: cuanto más grande es la instalación se produce un mayor efecto de escala en el coste de la bomba de calor o del sistema de intercambio, en el coste de la instalación y en el margen industrial.
- Coste de la perforación: los costes de perforación pesan en el entorno del ~50% sobre el coste total de inversión y tienen una gran variabilidad (~50%) en función de la tipología del terreno y del recurso geotérmico.

En las soluciones de instalaciones de pequeña potencia con bomba de calor el coste de inversión de la instalación varía entre 1.000-2.200 €/kW. Los

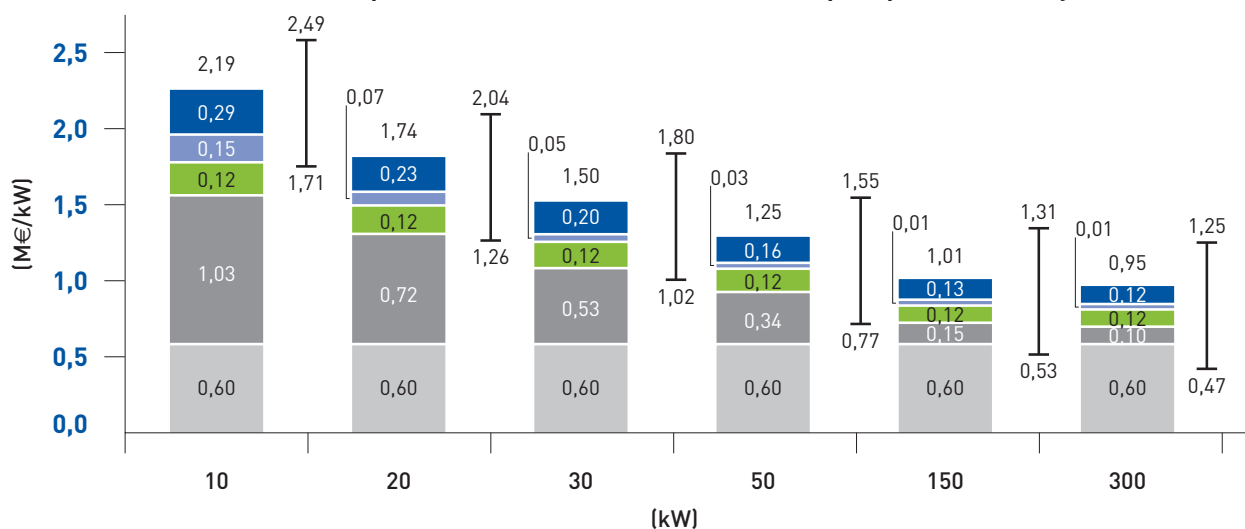
principales componentes del coste de inversión son los costes de perforación, los costes de la bomba de calor y el coste de los colectores. El coste de perforación pesa más cuanto más grande es la

instalación ya que la perforación no tiene efecto de escala y la bomba de calor sí tiene un efecto de escala importante en función del tamaño de la instalación.

Coste de inversión para instalaciones con bomba de calor para producción de calor



Coste de inversión para instalaciones con bomba de calor para producir calor y frío



- Margen industrial
- Instalación
- Colectores
- Bomba de calor
- Perforación

+ 50% del coste de perforación
Rango de variación de la inversión
- 80% del coste de perforación (pilotes geotérmicos)

Nota: el margen industrial incluye el coste de realizar el proyecto (1,5% del total de la inversión)

Fuente: EGECE, entrevistas en el sector; análisis BCG

En las soluciones con bomba de calor, el principal coste de operación de la instalación es el consumo eléctrico de dicha bomba, necesario para la generación de calor. En la actualidad, con unos *Coefficient of Performance* (COP) de 3-4, el coste de la electricidad consumida está en torno a 3-4 c€₂₀₁₀/kWh. Se está haciendo un esfuerzo por aumentar el COP de las bombas de calor al 7-8 y, por lo tanto, reducir el coste de electricidad a 1,5-2 c€₂₀₁₀/MWh.

El resto del coste de operación y mantenimiento, del orden de 0,2-1,0 c€₂₀₁₀/kWh, es pequeño en comparación con el coste de inversión y el coste eléctrico.

En estas instalaciones con potencia inferior a 500 kW y que utilizan bomba de calor el coste anualizado de generación en 2010 varía entre 7-20 c€/kWh en función del tamaño de la instalación y de las aplicaciones.

Para calcular los costes de generación se ha empleado una tasa de descuento para el proyecto del 7,8%.

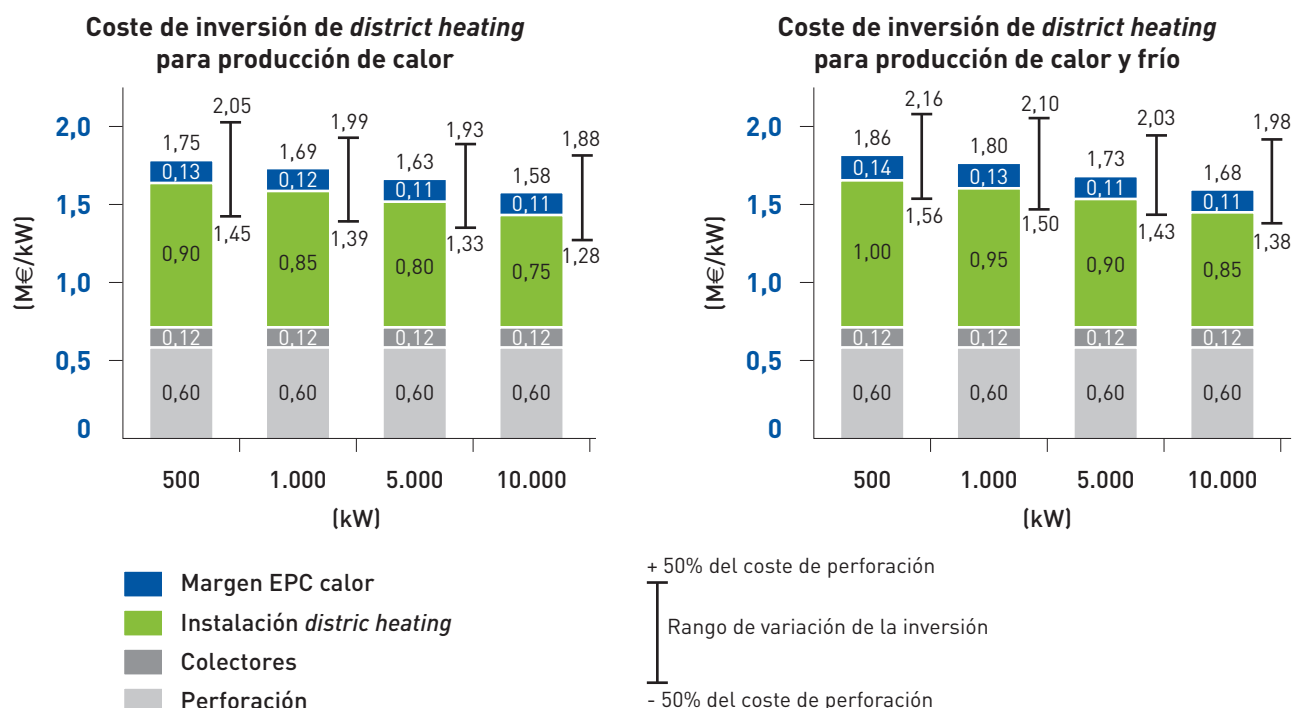
El coste medio de producción de energía térmica con energía geotérmica en España está calculado sobre la hipótesis de que las instalaciones de potencia igual o superior a 500 kW se utilizan para *district heating*.

El coste de inversión en las instalaciones con *district heating* varía entre 1.400-1.900 €/kW en función del tamaño de la instalación. Los principales componentes de la inversión son el coste de perforación y la instalación de *district heating*.

El coste de perforación pesa más cuanto más grande es la instalación ya que la perforación no tiene efecto de escala y el *district heating* si tiene un efecto de escala en función del tamaño de la instalación.

Instalaciones de pequeña potencia

Tamaño de la instalación	Coste de generación (c€ ₂₀₁₀ /kWh)	
	Calor	Calor y frío
10 kW	20,1	12,7
20 kW	17,0	10,6
30 kW	15,4	9,5
50 kW	13,8	8,5
150 kW	12,7	7,7
300 kW	11,6	7,0



Nota: el margen EPC incluye el coste de realizar el proyecto (1,5% del total de la inversión)

Fuente: EGEC; entrevistas en el sector; análisis BCG

En las instalaciones de *district heating* el coste anualizado de generación en 2010 varía entre 7-9 c€/kWh en función del tamaño de la instalación y de las aplicaciones.

Instalaciones de media y gran potencia con *district heating*

Tamaño de la instalación	Coste de generación (c€/2010/kWh)	
	Calor	Calor y frío
500 kW	7,6	7,9
1.000 kW	7,4	7,7
5.000 kW	7,0	7,3
10.000 kW	6,8	7,1

El coste de producción de las grandes instalaciones de "*district heating*" de más de 500 kW se sitúa cerca del umbral de costes de producción con instalaciones de gas natural.

Existe un efecto limitado del coste de las materias primas en el coste de inversión de la energía geotérmica somera ya que entre un 50-60% del coste de inversión depende de actividades de perforación, obra civil e instalación que no incluyen materias primas y en los componentes principales (colectores y bomba de calor) el valor añadido del proceso de fabricación es superior al coste de la materia prima (polietileno para colectores y cobre y acero para la bomba de calor).

Puede existir una dependencia con los costes del sector de la construcción ya que las empresas de perforación trabajan en el ámbito de la construcción y de la geotérmica. El coste total de proyectos se verá influenciado por el nivel de actividad del sector de la construcción si bien es cierto que el desarrollo de nuevos proyectos de soluciones con energía geotérmica a nivel residencial dependerá de un nivel elevado de actividad del sector de la construcción.

6.12.3 Costes actuales de generación-producción de electricidad

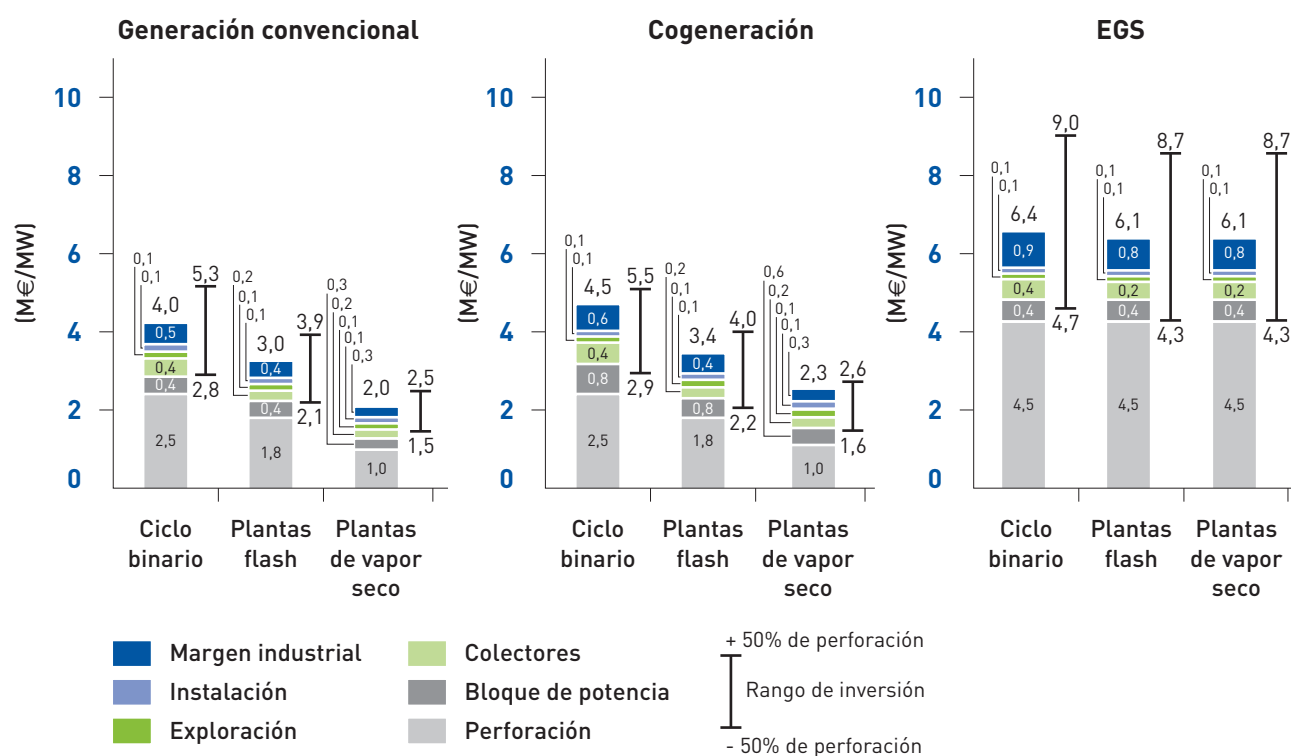
Los dos principales componentes del coste anualizado de generación de energía eléctrica con recurso geotérmico son el coste de inversión y el coste de operación y mantenimiento de las plantas.

Los costes de inversión de las instalaciones para la producción de electricidad dependen fundamentalmente del coste de perforación.

Los costes de perforación pesan entre ~30-60% sobre el coste total de inversión y tienen una gran

variabilidad (~50%) en función de la tipología del terreno y del recurso geotérmico. Los costes de perforación son menores en las tecnologías convencionales (1-2 M€/MW) y son más elevados en la geotérmica estimulada (4-5 M€/MW).

El coste de inversión en la tecnología de ciclo binario convencional se sitúa en ~4 M€₂₀₁₀/MW que puede variar en un 30% debido a la variabilidad del coste de perforación. En el caso de España estaríamos en el rango alto del coste de inversión ya que para llegar al recurso geotérmico tenemos que llegar a profundidades mayores. El coste de inversión de una planta de geotérmica estimulada se estima en ~7 M€₂₀₁₀/MW, con una variabilidad de más de 50% debido a la gran variación de costes de perforación posibles.



Nota: el margen industrial incluye el coste de realizar el proyecto (1,5% del total de la inversión)

Fuente: EGECE; entrevistas en el sector; análisis BCG

El coste de operación y mantenimiento de las plantas se sitúa entre 1,5 y 2,5 c€₂₀₁₀/kWh para las plantas de generación convencional y es de ~4,5 c€₂₀₁₀/kWh para las plantas de energía geotérmica estimulada debido al coste del autoconsumo eléctrico.

El coste medio de producción de energía eléctrica mediante energía geotérmica con ciclo binario con recurso de cuenca sedimentaria profunda varía entre 6,4 y 19,1 c€₂₀₁₀/kWh.

En cualquier caso, no existe recurso identificado en España para la generación eléctrica geotérmica convencional. El potencial geotérmico en España para generación eléctrica reside en el desarrollo de las instalaciones de generación estimulada. Por ello los costes de generación eléctrica en España se encuentran en el rango de la geotérmica estimulada (entre 11,4 y 19,1 c€₂₀₁₀/kWh.)

Para calcular los costes de generación se ha empleado una tasa de descuento para el proyecto del 7,8%.

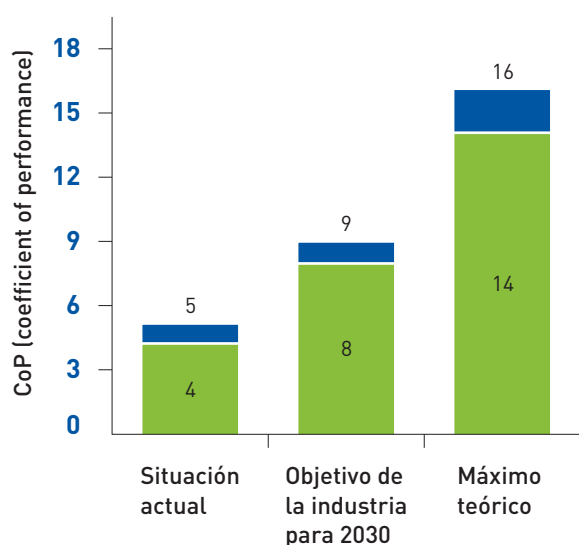
El precio del petróleo puede influir de forma importante en el coste de proyectos de energía geotérmica estimulada. A elevados precios del crudo aumentan las inversiones en sondeos profundos (4-6 km) por parte de las compañías petroleras y aumenta el coste de perforación para la energía geotérmica estimulada de forma proporcional al precio del petróleo, debido a la mayor competencia. Además, los tubos de acero incrementan su coste de manera proporcional al precio del crudo, ya que los sistemas de captación del calor tienen un contenido en acero que supone un 10-15 % del coste de perforación y captación.

6.12.4 Evolución esperada de los costes de generación de calor

Las principales palancas para la reducción de costes de generación de calor en el sector de la energía geotérmica son:

- En el caso de producción de calor con bomba de calor, que es la tecnología con mayor cuota de mercado (~80%), reducción del coste de autoconsumo por el aumento del COP de la bomba de calor que puede pasar de 4-5 en la actualidad a niveles de 8-9 en 2020.

Evaluación esperada del COP de las bombas de calor



Fuente: análisis BCG; entrevistas en el sector

- Disminución del coste de perforación debido al desarrollo de la curva de experiencia y a un mejor diseño de las instalaciones.
- Reducción del coste de las sondas de captación y del relleno por el desarrollo de la curva de experiencia y la disminución de los márgenes debido a un mayor desarrollo del mercado.

Se espera una reducción de los costes de generación para pequeñas instalaciones de calor con bomba de calor entre un 10-25% en 2010-2030.

Instalaciones de pequeña potencia

Tamaño de la instalación	Coste de generación (c€ ₂₀₃₀ /kWh)	
	Calor	Calor y frío
10 kW	17,3	11,0
20 kW	14,3	9,0
30 kW	12,7	7,9
50 kW	11,2	6,9
150 kW	10,2	6,2
300 kW	9,2	5,6

Se espera una reducción de los costes de generación para instalaciones de *district heating* de 10% en 2010-2030.

Instalaciones de media y gran potencia con *district heating*

Tamaño de la instalación	Coste de generación (c€ ₂₀₃₀ /kWh)	
	Calor	Calor y frío
500 kW	6,9	7,1
1.000 kW	6,7	7,0
5.000 kW	6,3	6,5
10.000 kW	6,1	6,4

6.12.5 Evolución esperada de los costes de generación de electricidad

La principal palanca para la reducción de costes en el sector de la energía geotérmica es la disminución del coste de perforación debido al desarrollo de la curva de experiencia y a un mejor diseño de las instalaciones. Esto se ha demostrado en sectores análogos al geotérmico como puede ser el sector del petróleo con curvas de aprendizaje en el entorno del 80%.

Se espera una reducción de entre un 10-20% de los costes de generación de electricidad con energía geotérmica en 2010-2030.

Tamaño de la instalación	Coste de generación (c€ ₂₀₁₀ /kWh)		
	2010	2020	2030
Ciclo binario convencional	9,4 (7,3-11,5)	8,8 (7,0-10,7)	8,2 (6,6-9,9)
Ciclo binario con cogeneración	8,5 (6,4-10,6)	7,9 (6,0-9,8)	7,3 (5,7-8,9)
Ciclo binario (EGS)	15,3 (11,4-19,1)	14,3 (10,9-17,7)	13,3 (10,3-16,3)

6.12.6 Principales barreras al desarrollo de la tecnología

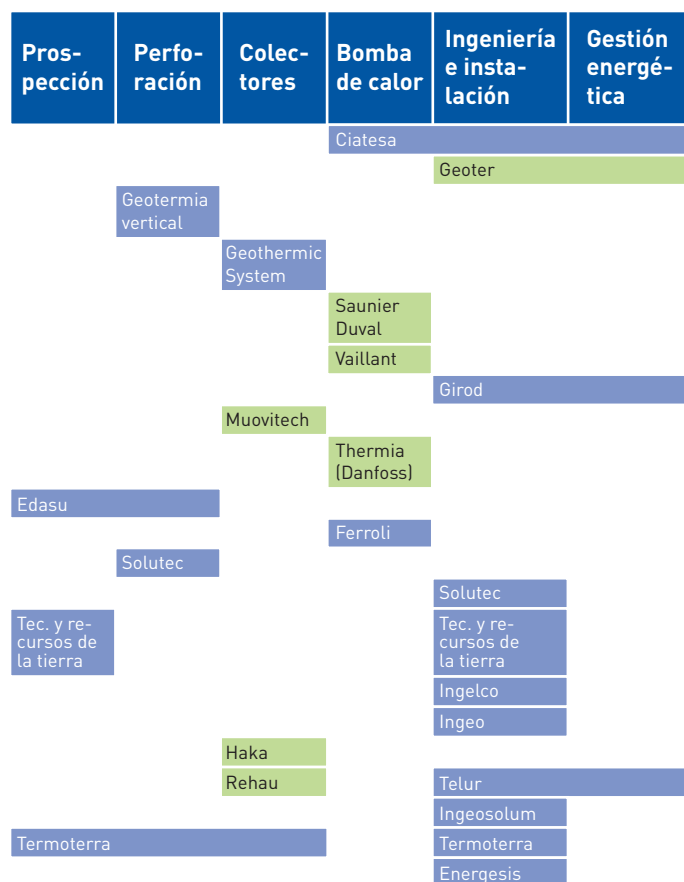
Se han identificado barreras económicas, operativas y de oferta para el desarrollo de la tecnología geotérmica en España, que afectan en mayor o menor medida tanto a la producción de calor como a la producción de electricidad.

Barreras económicas

- Falta de apoyo financiero a los sondeos, la prefactibilidad y la perforación:
 - La inversión en los proyectos de energía geotérmica es muy elevada en la fase inicial debido a los altos costes de sondeos y perforación, y actualmente no existen modalidades de financiación adecuadas para este tipo de inversiones.
- Falta de apoyo al desarrollo del I+D+i.

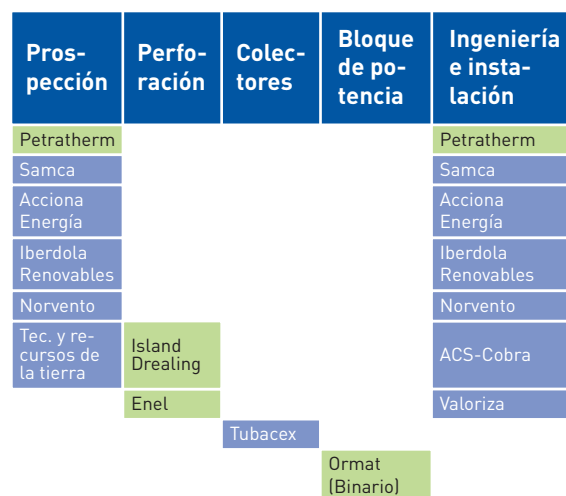
Barreras operativas

- Dificultad para conseguir permisos administrativos para sondeos y perforación, debido a que no existe un proceso claro y conciso para la obtención de las licencias. Como resultado, los procesos para la obtención de las licencias son largos, con trámites administrativos de 3-5 años en geotérmica de media y baja temperatura y trámites de 3-8 meses en geotérmica de baja y muy baja temperatura.
- El bajo desarrollo del sector de la energía geotérmica en España hace que en la actualidad no existan suficientes empresas especializadas ni cualificadas en nuestro país. El mercado de la energía geotérmica en España es en la actualidad de ~30 M€/año y no existe un tejido empresarial para el desarrollo de soluciones competitivas en términos de costes y de disponibilidad de la mejor tecnología. Apenas existen 30 empresas con cierto desarrollo tecnológico en España de las cuales más de un tercio son filiales de empresas extranjeras.

Soluciones térmicas: 25 M€ en 2009

■ Empresas españolas

■ Empresas extranjeras

Energía eléctrica: ~5 M€/año en programas de I+D

Fuente: entrevistas BCG

Barreras de oferta

- Bajo desarrollo de soluciones de gestión energética que puedan integrar la energía geotérmica.
- Bajo desarrollo de proyectos de hibridación de la energía geotérmica con otras energías renovables.
- Mala imagen o miedo de la sociedad ante este tipo de energía.
- Presencia en el sector de empresas poco cualificadas que no están ayudando al desarrollo de un sector altamente cualificado en la instalación y la operación de estas instalaciones.

6.12.7 Tendencias tecnológicas principales

Dentro de las mejoras tecnológicas que podrían reducir el coste de la generación de calor con geotérmicas destacan la mejora del rendimiento y eficiencia de la bomba de calor, la mejora de la transmisividad de las sondas geotérmicas y del relleno del sondeo, la mejora de la eficiencia de las instalaciones y equipos y las mejoras en el comportamiento de los materiales.

También se pueden realizar mejoras en el modelo de negocio del sector mediante el desarrollo de más proyectos de hibridación con otras energías renovables y la potenciación del calor de distrito.

Dentro de las mejoras tecnológicas que podrían reducir el coste de la generación de electricidad con recursos geotérmicos destacan la mejora tecnológica de las técnicas de perforación y la mejora de la transmisividad de las sondas geotérmicas y del relleno del sondeo. Por último, se puede trabajar en optimizar la modelización de reservas de manera que se conozca con más exactitud el potencial real de energía geotérmica en cada emplazamiento.

6.13 ENERGÍAS DEL MAR

6.13.1 Descripción general de la tecnología

El recurso marino es uno de los más abundantes y con mayor potencial de generación eléctrica. Sin embargo, la capacidad de generación comercial instalada a nivel mundial se ha mantenido prácticamente constante desde los años noventa, con un valor registrado en 2008 de 261 MW, según la IEA. Asimismo, la generación comercial de electricidad con este tipo de recurso, se ha mantenido prácticamente constante en el mismo periodo con un valor que ha oscilado entre 600 y 540 GWh al año.

Las tecnologías del mar aprovechan la energía contenida en los mares y los océanos para generar energía eléctrica y pueden ser clasificadas en función del recurso marino que aprovechen:

- Utilizando la oscilación creada por las **olas**.
- Aprovechando el movimiento natural de ascensos (pleamar) o descensos (bajamar) de las **mareas**.
- Aprovechando el movimiento de las **corrientes marinas**.

Los tres tipos de tecnologías referenciados, olas, mareas y corrientes, suponen los casos con un mayor grado de madurez. Así, en el primer caso, las olas creadas por el viento suponen el mejor recurso marino para la generación de electricidad ya que pueden viajar miles de kilómetros sin pérdidas importantes de energía. Así, al contener tanto energía cinética (movimiento) como potencial (altura), se puede hacer uso de ellas para generar electricidad. En cuanto a la tipología de sistemas que existen dentro de esta tecnología (olas), se podría distinguir entre sistemas *onshore* y *offshore*, diferenciando para el último tipo entre sistemas cercanos a la costa y lejanos a la costa.

Los sistemas *onshore*, suelen consistir en plantas incorporadas en infraestructuras de tipo “rompiente de mar” construidos habitualmente en nuevas infraestructuras. Las ventajas que implican este tipo de sistemas consisten principalmente en su fácil instalación cuando se incluyen en el proyecto inicial, el mantenimiento moderado, la ausencia de anclajes de profundidad así como de interconexión a través de cable marino. En contra, cabe decir que son sistemas que aprovechan un régimen de olas menor que el resto y que entrañan cierta dificultad de instalación cuando se trata de sistemas que necesitan modificar infraestructuras existentes.

En cuanto a los sistemas *offshore* cercanos a la costa, es importante resaltar que suelen construirse en aguas con una profundidad moderada (20-25 m) y a una distancia a la costa entre 30 y 100 m. Las ventajas de este tipo de sistemas son la dificultad media para su construcción y la explotación de un régimen de olas moderado. Esta última característica es una ventaja, en lo que se refiere al sufrimiento del propio sistema pero es, a su vez, una desventaja en cuanto a que no aprovecha un régimen de olas potentes. Adicionalmente, es una tecnología que demanda la utilización de cable de conexión marino.

Por su parte, los sistemas *offshore* lejanos a la costa, son sistemas que se construyen en aguas de mayor profundidad (> 25 m) con diseños centrados en aparatos modulares que permiten alta producción de electricidad. La ventaja de este tipo de sistema es que es capaz de aprovechar los regímenes más potentes de olas, aunque demandan una instalación complicada, un mantenimiento dificultoso y precisan de ubicaciones que pueden ocasionar impactos negativos a la navegación.

En el caso de la tecnología de mareas, se aprovecha este recurso causado por la interacción de los campos gravitacionales de la tierra, el sol y la luna, para generar movimiento en turbinas que generan electricidad en base a las subidas y bajadas en los niveles del mar. El concepto de funcionamiento es parecido al de la mini-hidroeléctrica. Esta tecnología permite la utilización de turbinas con un grado de madurez mayor que las utilizadas en el resto, permitiendo un uso comercial y un mantenimiento relativamente fácil. Sin embargo, demanda la utilización de un tipo de infraestructuras que son difíciles de aprovechar si no han sido diseñadas incluyendo la tecnología (alto coste de modificación) y que sólo es aprovechable comercialmente con mareas de alta intensidad (> 6 m).

Por último, la tecnología de corrientes, aprovecha el recurso generado principalmente por el movimiento de rotación terrestre, las mareas y la configuración de las costas, para generar movimiento en turbinas con los flujos de agua generados. En cuanto a la tipología de las turbinas utilizadas se pueden distinguir entre turbinas horizontales y verticales, si bien las dificultades tecnológicas de ambas son similares ya que se encuentran en fase piloto. Como inconvenientes cabe resaltar la dificultad de instalación, el potencial impacto en la navegación y la escasez de resultados con garantía comercial.

Asimismo, existen otras tecnologías, como el gradiente térmico y el salino, con distintos grados de madurez. Por ejemplo, para la primera tecnología, el gradiente térmico, existen algunos prototipos funcionando mientras que, para la segunda, la tecnología se encuentra en una fase de desarrollo más temprana.

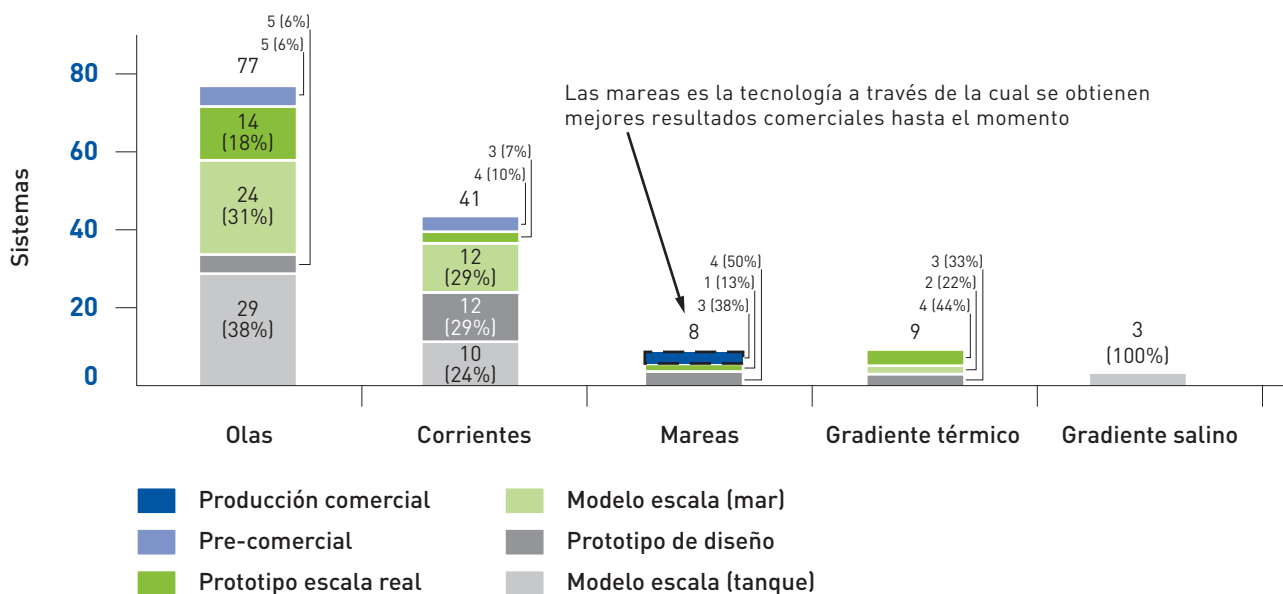
• **Gradiente térmico:** aprovecha la diferencia de temperatura entre el agua de superficie calentada por el sol y el agua más fría de las profundidades. Así, la energía maremotérmica es la energía basada en el gradiente térmico oceánico definido por la diferencia entre la superficie del mar y las aguas profundas. El aprovechamiento de este tipo de energía requiere que el gradiente térmico sea de al menos 20 °C. En estas plantas se transforma

la energía térmica en energía eléctrica utilizando el ciclo termodinámico denominado “ciclo de Rankine” en el que se emplea calor para evaporar un líquido, que posteriormente se utiliza en el accionamiento de una turbina, la cual se acopla a un generador eléctrico para producir energía eléctrica.

• **Gradiente salino:** hace uso de las diferencias de salinidad entre el agua de mar y el agua dulce, mediante un proceso de ósmosis separadas por una membrana. A través de este proceso el agua dulce fluye hacia el agua salada aumentando la presión y transformándose en energía eléctrica a través de una turbina.

A pesar de que en estos momentos la capacidad instalada para el aprovechamiento del recurso marino es reducida, la energía del mar para generar electricidad podría suponer uno de los recursos con mayor potencial del mundo. De hecho, se estima que el potencial de generación con recurso marino supera en cinco veces la producción eléctrica mundial actual⁶⁶. Sin embargo se encuentra en una fase muy temprana tecnológicamente y sin grandes proyectos comerciales hasta la fecha. Tanto es así, que de toda la generación de electricidad comercial obtenida con energías del mar, una gran parte (519 GWh al año) corresponde a una única planta de marea situada en Rance, Francia y el resto prácticamente a plantas situadas en Canadá.

Sistemas de energías del mar (2009)



⁶⁶ IEA; American Electric Power Research Institute; National Renewable Energy Laboratory

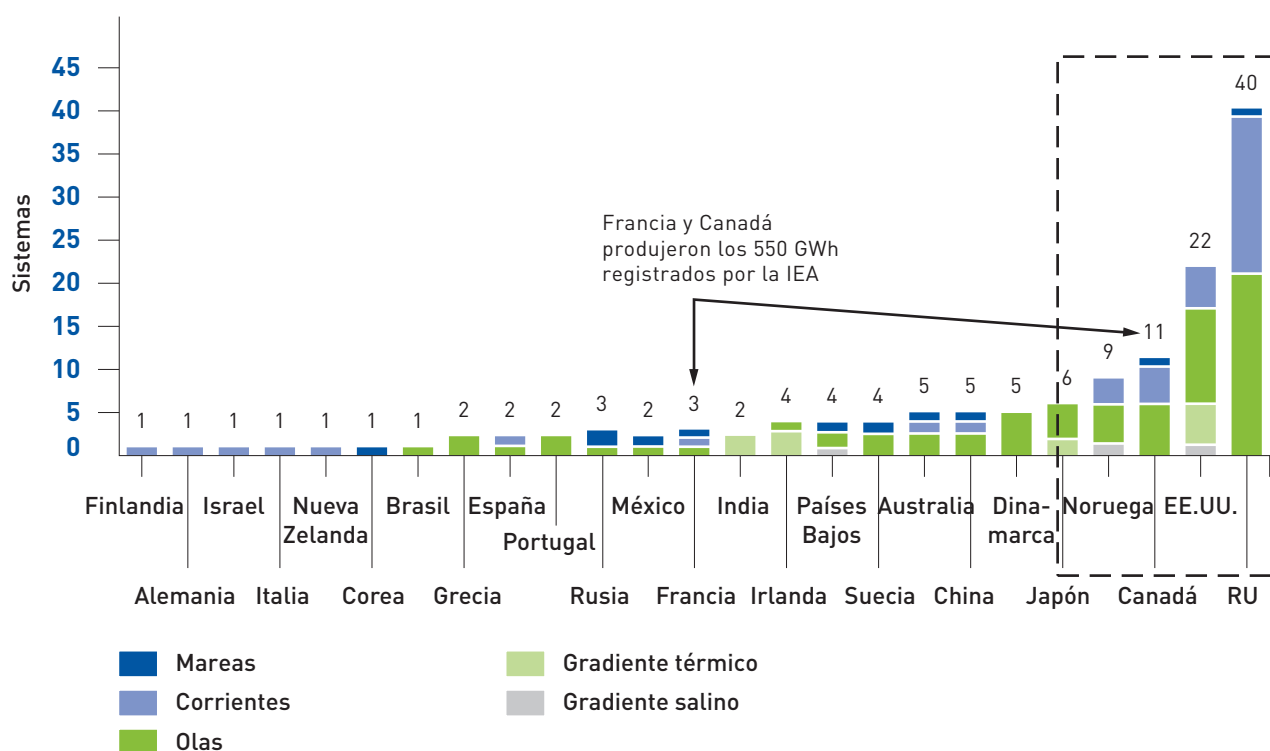
Según la IEA⁶⁷, existen en la actualidad 138 instalaciones de energía marina de las que sólo 3 se encuentran en fase comercial y 9 en fase pre-comercial. Por tecnologías, la mayoría de los modelos son o bien modelos a escala para tanques, que suponen el 38% de los sistemas de olas actualmente contabilizados en el mundo, o modelos a escala en pruebas en el mar que son, en este caso, el 31% de los sistemas de este tipo de tecnología.

En cuanto a la tecnología de corrientes, la gran mayoría son o bien modelos a escala para tanques (24%) o modelos a escala para el mar (29%), mientras que en mareas, el número de modelos es más reducido, si bien es la tecnología que ha obtenido los mejores resultados, con 3 sistemas en producción

comercial. Por último, en lo que se refiere a las tecnologías de gradiente térmico y salino cabe decir que existen 9 sistemas reconocidos por la IEA para el primer caso y 3 para el gradiente salino.

En cuanto a la distribución de estos sistemas por países, es importante constatar que sólo cuatro países, Reino Unido, EE.UU., Canadá y Noruega, concentran la mayoría de los sistemas. En particular, de los 138 sistemas en funcionamiento reconocidos por la IEA, 82 se encuentran en estos países (60%). En cuanto a la importancia individual en el desarrollo de esta tecnología por país, destaca tanto el papel que está desempeñando Reino Unido como EE.UU., con un total de 40 y 22 sistemas, respectivamente.

Panorama de los sistemas de energías del mar por países (2009)



En lo que se refiere a España existen, en estos momentos, dos proyectos piloto en marcha y algunos proyectos anunciados adicionales:

- Santoña Wave Energy Project, participado, entre otros, por Iberdrola e IDAE, con una capacidad en primera fase de 40 kW ampliables a 150 kW.

- Rompiente de olas en Mutricó, participado por el EVE. Consiste en una rompiente de olas con potencia total de 296 kW.

⁶⁷ IEA, Status Technology Report 2009

6.13.2 Costes actuales de generación

Los costes de generación reales de las tecnologías del mar son muy elevados y se encuentran fuera del rango comercial, debido a la inmadurez de la tecnología. En particular, la tecnología se encuentra pendiente de demostrar la factibilidad de estas instalaciones, de los equipos y de su funcionamiento en condiciones reales durante periodos de tiempo extensos, ya que:

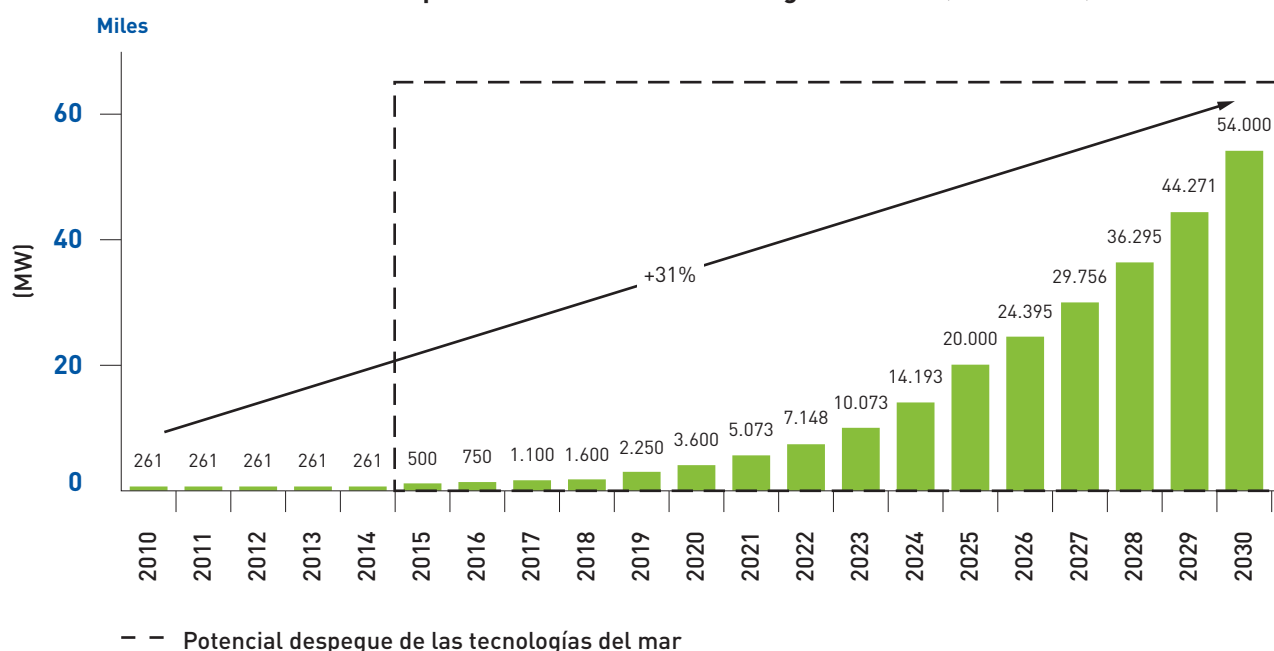
- El coste de inversión final es mayor de lo previsto en la mayoría de los casos.
- Las horas de funcionamiento reales no se cumplen por problemas de mantenimiento.
- El régimen de funcionamiento suele ser inferior a los parámetros de diseño. Por ejemplo, la potencia esperada de la planta de Pico Power en las Azores (Portugal) era de 400 kW, cuando en la realidad sólo obtuvo potencias entre 20-70 kW.
- Los dispositivos no sobreviven en el mar en condiciones reales (por ejemplo, la planta de Wavegen en Osprey (Reino Unido) quedó destruida durante el proceso de instalación).

Los costes teóricos de una planta de olas se encontrarían entre 3,9 y 6,7 M€₂₀₁₀/MW mientras que en la de corrientes se situarían entre 4,9 y 5,6 M€₂₀₁₀/MW. El coste de operación se encontraría entre 30 y 52 M€₂₀₁₀/MW/año⁶⁸. Dentro del coste de operación, cerca de un 75% está asociado con costes de mantenimiento y reparaciones. En cuanto a las horas de funcionamiento podría oscilar entre 2.200 y 3.100 horas anuales⁶⁹.

6.13.3 Evolución esperada de los costes de generación

El futuro de las tecnologías del mar estará condicionado por diversos factores referentes a fiabilidad, despegue y consolidación de la tecnología. Al igual que en otras tecnologías, la curva de aprendizaje a recorrer dependerá, entre otras variables, del ritmo de capacidad instalada en los próximos años. En este sentido, los escenarios para la capacidad instalada a nivel mundial en los próximos años, predicen un crecimiento del 31% anual, que permitirá alcanzar ~50.000 MW instalados en el año 2030, según la Asociación Europea para las Energías del Mar.

Evolución de la capacidad instalada de las energías del mar (2010-2030)



⁶⁸ Cálculo de costes de generación con tasa de descuento para el proyecto de 9,4%

⁶⁹ Es importante resaltar que todos los valores son teóricos, ya que el rendimiento real de los prototipos no ha alcanzado hasta la fecha los valores esperados

Aunque el punto de despegue real de estas tecnologías es aún incierto, cabe esperar una fase de despegue inicial en 2015. Esta previsión, a pesar de indicar la dificultad para un crecimiento importante de plantas comerciales a corto plazo, permite vislumbrar un medio plazo en el que estas tecnologías puedan comenzar a tener una mayor importancia en el panorama de las energías renovables.

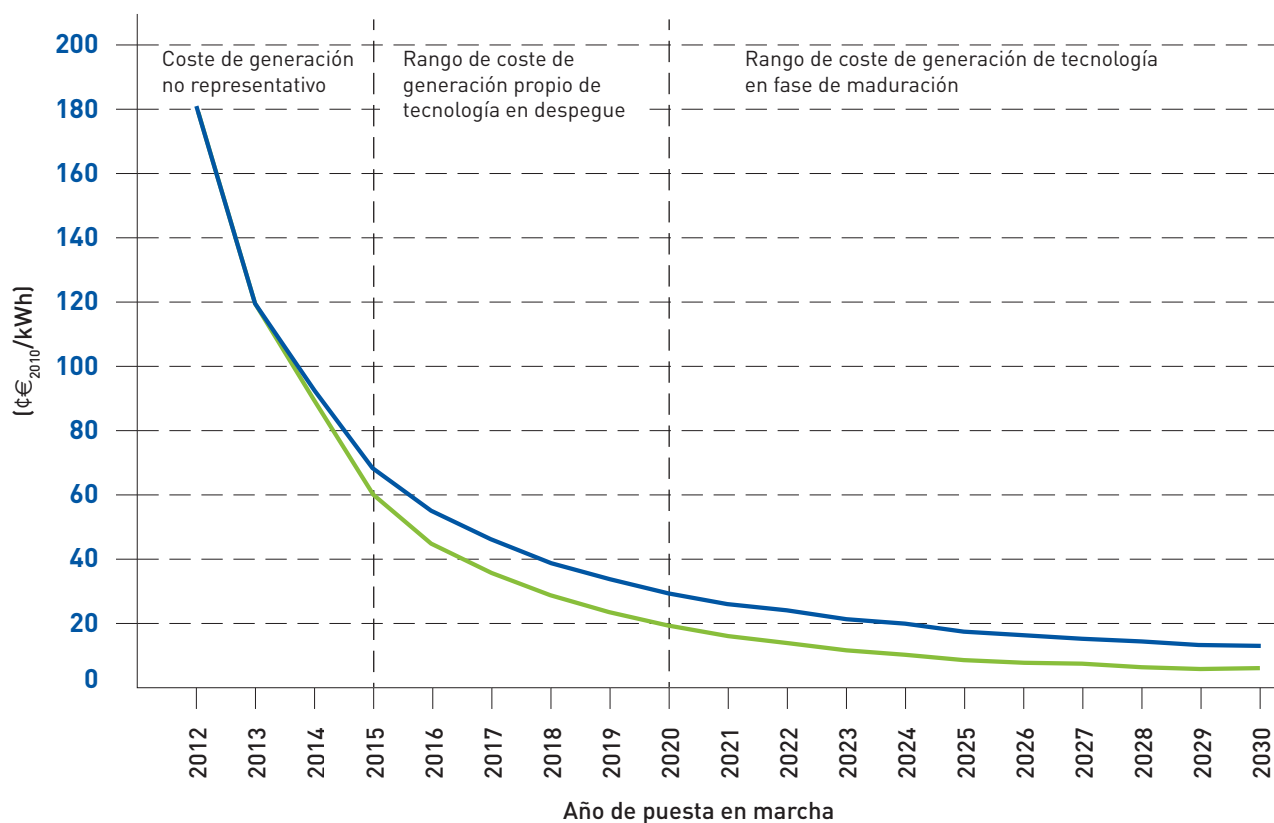
En este sentido consideramos la existencia de tres periodos o fases:

- **Confirmación de la fiabilidad (2010-2015):** será clave lograr avances en la tecnología, los modelos de simulación y los prototipos que permitan desarrollar sistemas con capacidad comercial.

Durante este periodo las tecnologías no tendrán costes viables comercialmente.

- **Despegue de la tecnología (2016-2020):** de alcanzarse modelos viables, se espera que éstos pudieran desarrollarse en este periodo. Si es así, podríamos encontrar en dicho periodo costes de generación de electricidad en el entorno de 20 y 30 c€/kWh, en función de las horas de funcionamiento de las plantas.
- **Fase de consolidación de la tecnología (2021-2030):** el despliegue comercial permitiría a la tecnología recorrer la curva de experiencia. Se podría alcanzar costes de generación del orden de 7 a 15 c€/kWh, dependiendo del grado de solidez de la curva de experiencia.

Evolución del coste de generación para plantas de olas (2020-2030)



Fase de confirmación de la fiabilidad

- La tecnología no permite asegurar ni la vida útil ni los rendimientos teóricos
- El coste de generación no permite conclusiones consistentes

Fase de despegue de la tecnología

- La tecnología comienza a aumentar su vida útil y los rendimientos reales
- El coste de generación se asemeja al de otras tecnologías conocidas en fase de despegue

Fase de consolidación de la tecnología

- La vida útil y los rendimientos son acordes a las previsiones de los diseñadores
- El coste de generación mantiene una senda de descenso que lo equipara al resto de las renovables

En cualquier caso, será necesario que las plantas a nivel pre-comercial y comercial tengan éxito para lanzar sin problemas la fase de consolidación de la tecnología. En caso contrario, no será posible recorrer la curva de experiencia y, en consecuencia, consolidar la reducción de costes.

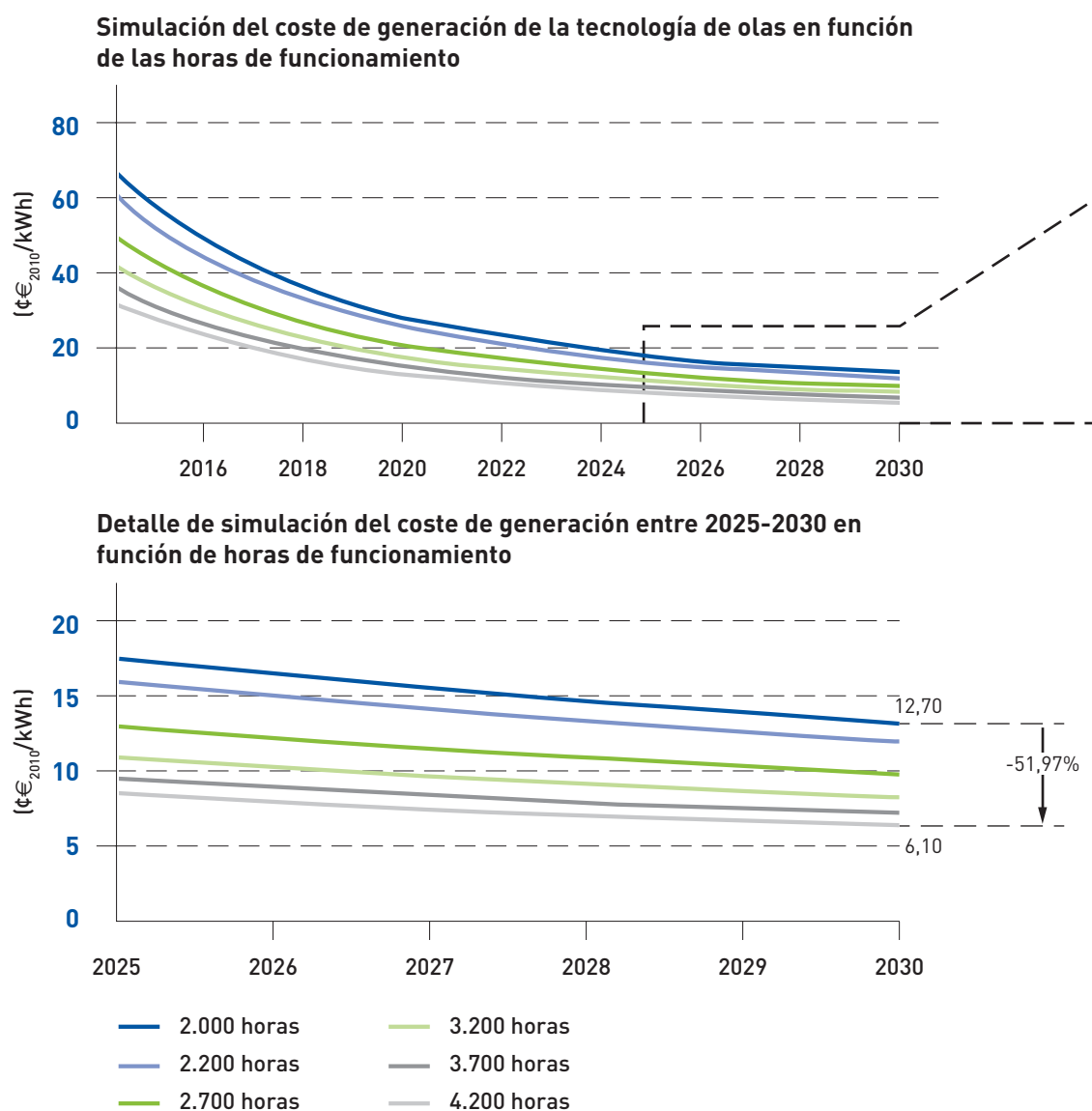
Asimismo, es importante destacar la elevada importancia que en estos sistemas tiene el número de horas de funcionamiento. Como se ha comentado previamente, actualmente esta variable es difícilmente cuantificable para el conjunto de las tecnologías existentes, ya que los sistemas adolecen de consistencia que permitan su supervivencia en el mar. Dado que cabe esperar que a partir de 2015 la supervivencia de los sistemas mejore, se puede realizar un ejercicio de sensibilidad al número de horas de funcionamiento para las etapas tanto de despegue de la tecnología como de maduración de la misma.

Tomando como ejemplo la tecnología de Olas, se estima que aumentar el número de horas útiles de funcionamiento de un sistema desde 2.000 a 4.000 horas/año tiene un importante efecto de reducción en el coste de generación. Así, en un entorno en el que el coste de generación de un sistema estuviera cercano a los $70 \text{ c}\text{€}_{2010}/\text{kWh}$, como se estima que ocurra en 2015, se podría, en base a este aumento en el número de horas de funcionamiento del sistema, reducir este coste hasta el entorno de los $30 \text{ c}\text{€}_{2010}/\text{kWh}$. En el caso de estar considerando los valores de coste de generación para el año 2030, supondría pasar de costes de $12 \text{ c}\text{€}_{2010}/\text{kWh}$ con 2.000 horas/año de funcionamiento a $6 \text{ c}\text{€}_{2010}/\text{kWh}$ con 4.000 horas/año.

Este ejemplo de sensibilidad, muestra la importancia de conseguir aumentar la supervivencia de los sistemas en el mar, dado que todo el potencial de costes y de aprovechamiento del recurso marino sólo puede ser alcanzado si los sistemas consiguen superar un número de horas de funcionamiento razonable que permita poner la tecnología en comparación con el resto de tecnologías de energías renovables⁷⁰.

⁷⁰El grado de sensibilidad mostrada en la simulación para la tecnología de olas es similar a la estimación para la tecnología de corrientes

Sensibilidad del coste de generación a las horas de funcionamiento



6.13.3.1 Principales palancas de reducción del coste de generación

Una vez que los sistemas entren en la fase de consolidación de la tecnología, la principal palanca para reducir los costes de inversión será la reducción de los costes de inversión (67% del impacto total) y, en menor medida, la reducción de los costes de operación de las plantas, que contribuirán a reducir en aproximadamente un 33% el coste de generación.

Reducción del coste de inversión

El coste de inversión podría alcanzar los 2-3 M€₂₀₁₀/MW en 2020 y 0,75-2 M€₂₀₁₀/MW en 2030. Así, se espera una reducción de los costes de inversión en base a curva de experiencia en el entorno de 5-10% (cada vez que se duplique la capacidad instalada), similar a la curva de experiencia de la energía eólica (4-6%). Entre las mejoras tecnológicas esperables en el periodo se incluyen:

- Diseño e ingeniería: ligado al desarrollo de diseños más fiables y una ingeniería más especializada en base a nuevos modelos de simulación.

- Estructura: uso de materiales compuestos como resinas y mejor interacción de la estructura con otros materiales.
- Sistemas mecánicos y eléctricos: mejora de los sistemas de fricción que alargarán la vida útil de las plantas.
- Conexionado: mejoras en cables tipo HVDC y desarrollo de *clusters* de plantas marinas que abaratan el coste total.
- Desarrollo de técnicas de fondeo e instalación de plantas.

Adicionalmente, algunos componentes clave verán reducidos significativamente los costes al desarrollarse la industria y aumentar la escala de la plantas de producción.

Reducción del coste de operación y mantenimiento

Los costes de operación y mantenimiento se presentan como un coste difícil de reducir ante la dificultad de trabajar en el medio marino. Sin embargo, se espera una reducción total de ~25% del coste de operación en función de:

- Desarrollo de componentes especializados y potenciales sinergias con eólica *offshore*.
- Desarrollo de sistemas de seguimiento y monitorización que facilitarán el mantenimiento preventivo.
- Incremento de la fiabilidad de las plantas.
- Otros ahorros derivados de los menores costes de seguros al reducir el coste de inversión.

6.13.3.2 Hipótesis de desarrollo del entorno y tecnológicas para la evolución de costes de generación esperada

Alcanzar la evolución de costes propuesta, requiere el cumplimiento de una serie de hipótesis de trabajo, que se enumeran a continuación:

- Inversión en I+D por parte de empresas y entidades públicas durante el periodo 2010-2015 que permita alcanzar con éxito un modelo comercialmente viable. Dicha inversión se debe realizar no sólo en España sino en otros países para asegurar masa crítica.
- Despliegue de nueva capacidad de generación marina que impulse la curva de experiencia, teniendo en cuenta que:
 - Hasta 2015 no se desarrollarán modelos comerciales de alta garantía.
 - Entre 2015-2020 la potencial mundial instalada aumenta de 261 a 3.600 MW.
 - Despegue de las tecnologías del mar alcanzando los 54.000 MW en 2030.

Es importante destacar, que la falta de apoyo privado y público a la I+D no permitiría posicionar a la tecnología en una situación competitiva comparable al resto de tecnologías, ya que un despliegue tardío de la tecnología comercial, por ejemplo, más allá de 2015, ralentizaría la disminución de los costes de tal forma que pondría en peligro su desarrollo.

6.13.4 Principales barreras al desarrollo de la tecnología

A continuación se resumen las principales barreras al desarrollo e implantación de las tecnologías del mar.

Barreras tecnológicas

El principal reto tecnológico es la supervivencia del sistema en el medio marino. Por ello, los esfuerzos deben concentrarse en aquellos aspectos que permitan mejorar las modelizaciones de tal forma que tanto la interacción del sistema con el medio, como la interacción entre las distintas piezas del sistema, permitan alcanzar los rendimientos que potencialmente se estiman para esta tecnología. Sin embargo, existen tres barreras fundamentales que están dificultando el desarrollo tecnológico general.

- La multitud de tecnologías y prototipos existentes (más de 130 prototipos diferentes detectados por la IEA): dificulta que los esfuerzos se centren en un desarrollo tecnológico concreto con garantías de futuro. Se trata de una situación similar a la que se produjo en la tecnología eólica antes de que se impusiera el diseño tripala de eje horizontal.
- La dificultad de lanzar modelos a escala real: que permitan corroborar las simulaciones iniciales.
- Reducido apoyo a la I+D, necesario para alcanzar un nivel tecnológico que permita la supervivencia del sistema. En su estado actual, las primas no permiten potenciar eficazmente la tecnología.

Además, a nivel particular, existen algunos aspectos técnicos que deben seguir siendo mejorados para el desarrollo competitivo de estas tecnologías. Así, debe mejorarse el proceso de instalación del cableado, el desarrollo comercial de los cables HVDC, la estandarización de los cables de conexión, el impacto de la corrosión en las partes móviles del sistema y el desarrollo de sistemas de baja fricción entre componentes.

Barreras de entorno

Adicionalmente a las barreras tecnológicas mencionadas, la puesta en marcha de los sistemas de generación con energías del mar están especialmente sujetos a una importante carga administrativa. Esta carga se deriva del gran número de organismos con autoridad de los que es necesario obtener la aprobación por tener competencias en el entorno marino. Asimismo, el desarrollo de estas tecnologías se encuentra limitado por tres importantes barreras:

- Percepción negativa sobre el impacto visual de las instalaciones en el medio marino.
 - Si bien es cierto que el impacto visual suele ser bajo y será inferior al de la tecnología eólica *offshore*.
- Escasez de estudios de impacto medioambiental de las diferentes tecnologías.
- Competencia con los diversos usos del mar como pesca y navegación.

Barreras industriales

Por último, el propio grado de inmadurez de esta industria está limitando, por el momento, el desarrollo de condiciones favorables para el despegue de estas tecnologías. Así, los distintos agentes de este mercado se están enfrentando a una cadena de valor poco desarrollada y una falta de personal cualificado en las diferentes fases de los proyectos (diseño, ingeniería, instalación, gestión) que reducen la capacidad de esta industria de competir con el resto.

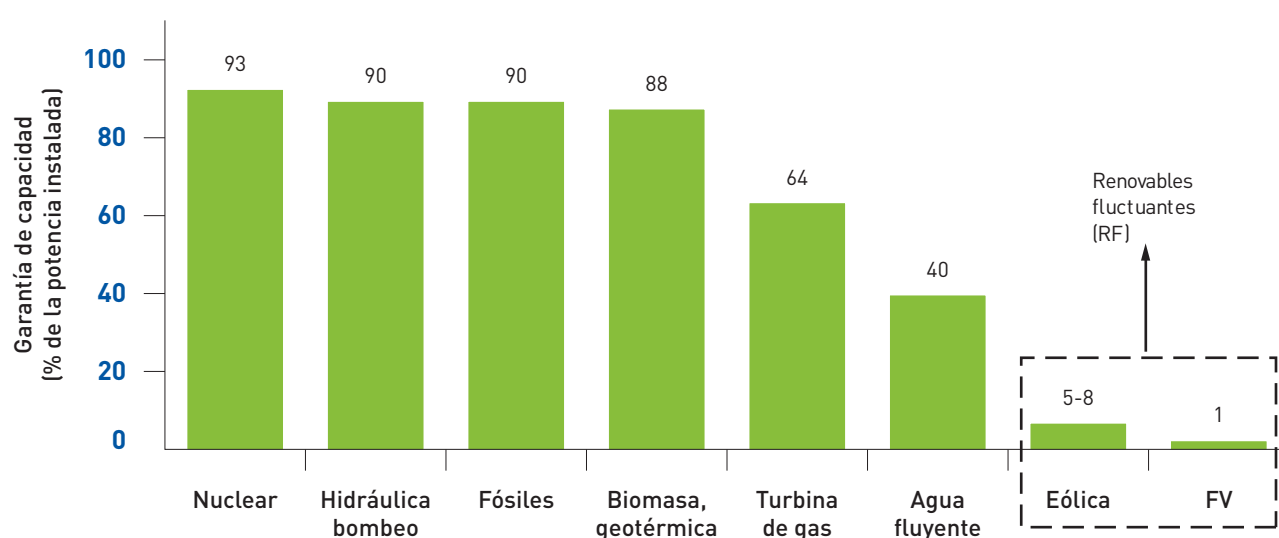
7 Tecnologías de almacenamiento energético

7.1 EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA COMO OPCIÓN DE FUTURO

Las energías renovables están situándose como un instrumento eficaz para el uso racional de los recursos energéticos de nuestro país. Sin embargo, debido a su naturaleza intermitente y las fluctuaciones del propio recurso energético⁷¹, algunas energías renovables ofrecen escasas

garantías de capacidad⁷² frente a las energías más tradicionales.

Dentro de las energías convencionales, las centrales nucleares y de combustibles fósiles mantienen una garantía de capacidad de > 90% de la potencia instalada, y por tanto, comparativamente una elevada garantía de capacidad, mientras que las centrales con turbina de gas y agua fluyente se ven limitadas por sus elevados costes operativos y por la fluctuación del nivel de agua de los ríos, reduciendo con ello su fiabilidad hasta el 64 y 40%, respectivamente.



Por su parte la energía eólica y la fotovoltaica, denominadas energías Renovables Fluctuantes (RF), mantienen una garantía de capacidad < 10% debido a que su generación es altamente variable. En particular, sólo un 5-8% de la potencia eólica instalada podría sustituir las centrales convencionales actuales, lo que implica que el crecimiento de las renovables fluctuantes no está actualmente en condiciones de asegurar la sustitución de aquellas energías basadas en los combustibles fósiles.

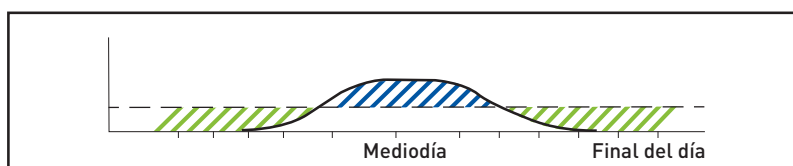
Esta limitación actual de las energías renovables fluctuantes, deriva en la necesidad de mantener un parque convencional con elevada garantía de

capacidad mientras que se establecen parques de energías renovables que puedan sustituir con seguridad las centrales eléctricas que funcionan con combustibles fósiles.

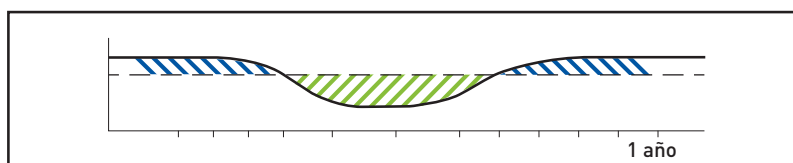
⁷¹El análisis de las fluctuaciones ha sido realizado principalmente para las energías solares y la eólica, por ser las tecnologías más maduras expuestas a fluctuaciones del recurso

⁷²Garantía de capacidad es la capacidad de un sistema que puede ser intercambiado por una tecnología a la vez que se mantiene el mismo nivel de seguridad de suministro

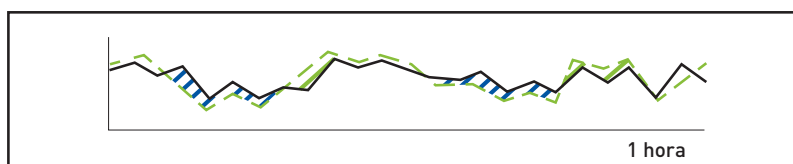
1 Fluctuación día-noche



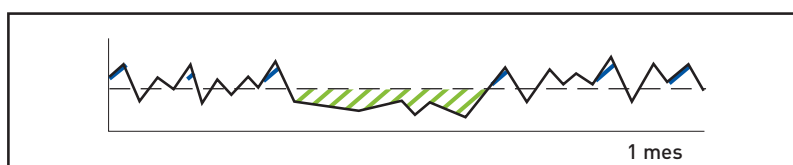
2 Fluctuación de clima anual-estacional



3 Fluctuación de corto plazo



4 Fluctuación de medio plazo



El origen de la reducida garantía de capacidad de las renovables fluctuantes proviene de las variaciones del propio recurso natural en el que están basadas y que se pueden caracterizar a través de cuatro grupos:

- Fluctuaciones de día-noche, que afectan principalmente a las tecnologías fotovoltaica (FV) y solar termoeléctrica (CSP).
- Fluctuaciones anuales-estacionales, que intervienen en la FV, CSP y la eólica.
- Fluctuaciones de corto plazo, que afectan mayoritariamente a la energía eólica.
- Fluctuaciones de medio plazo, que fundamentalmente influyen en la energía eólica.

Las fluctuaciones de día-noche y las anuales-estacionales son fluctuaciones recurrentes. Esto implica que son predecibles y que, por lo tanto, se puede actuar frente a ellas. Sin embargo, en el caso de las fluctuaciones de corto y medio plazo, básicamente por el viento, se trata de fluctuaciones erráticas, difíciles de predecir, y cuya forma de contrarrestar implica métodos de mejoras en la previsión difíciles de conseguir actualmente. Sin embargo, independientemente de cual sea el carácter de la fluctuación, es posible establecer

tres enfoques para hacer frente a las mismas y aumentar la garantía de capacidad de las energías renovables.

- Compensaciones interregionales: ampliación de la potencia de la red de transporte para equilibrar la fluctuación entre regiones.
- Compensación intermodal: adaptación del parque convencional de centrales eléctricas para ajustarse mejor a la generación de las RF.
- Compensación intertemporal: uso de instalaciones de almacenamiento de energía y/o gestión de la demanda para equilibrar la fluctuación entre periodos.

Respecto a las compensaciones interregionales, pueden equilibrar varios tipos de fluctuaciones transportando el excedente de energía a otras regiones a través del uso de nuevas tecnologías, como los cables de HVDC⁷³, que permite transmitir la electricidad de una forma flexible y cuya utilización está prevista en unas 30 líneas de este tipo para los próximos años.

No obstante, a pesar de los planes de ampliación de redes y optimización de centrales previstos, es importante resaltar que las dos primeras modalidades

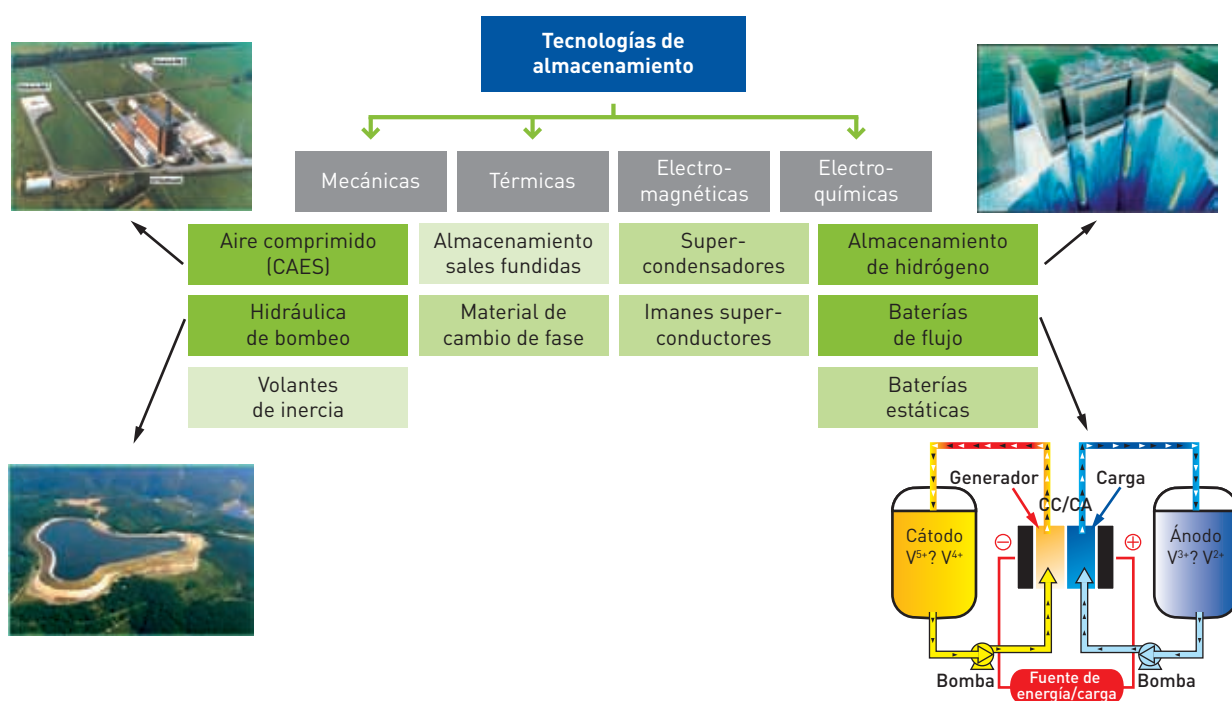
⁷³HVDC: High Voltage Direct Current

de compensación conllevan la puesta en marcha de mecanismos con altas implicaciones de carácter técnico y político, que deben superar posiciones contrapuestas respecto a su idoneidad como solución a la fluctuación de las energías renovables.

Por ello, el reto futuro para garantizar la viabilidad competitiva de un parque global instalado con un peso relevante de energías renovables se centra en la compensación intertemporal, esto es, el almacenamiento de energía. La compensación intertemporal se basa en la premisa de que si la energía de las renovables fluctuantes no se necesita directamente en el momento de la producción, se almacena para su posterior consumo. Para ello,

se están desarrollando un conjunto de tecnologías de almacenamiento que se basan en una serie de principios mecánicos, térmicos, electroquímicos o electromagnéticos, que determinan, a su vez, su clasificación en diez tipologías:

- Tecnologías de almacenamiento en base a principios mecánicos:
 - Aire comprimido (CAES)⁷⁴.
 - Hidráulica de bombeo.
 - Volantes de inercia.
- Tecnologías de almacenamiento basadas en principios térmicos:
 - Sales fundidas.
 - Materiales de cambio de fase.



- Tecnologías de almacenamiento en base a principios electromagnéticos:
 - Supercondensadores.
 - Imanes superconductores.
- Tecnologías de almacenamiento basadas en principios electroquímicos:
 - Hidrógeno.
 - Baterías de flujo.
 - Baterías estáticas.

⁷⁴Compressed Air Energy Storage

7.2 ANÁLISIS DE LAS PRINCIPALES TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Actualmente, las tecnologías de almacenamiento se encuentran en distintas fases de maduración y conllevan una serie de ventajas, desventajas y costes asociados que las convierten en alternativas potencialmente viables a gran escala en función de las circunstancias y las demandas de generación.

	Madurez tecnológica	Coste de la energía	Limitaciones del emplazamiento	Oposición pública	Apoyo político
(A)-CAES	Parcialmente madura	Superior en la mayoría de las aplicaciones	La mayoría de países desarrollados pueden construir cisternas de almacenamiento subterráneo	Se espera que la oposición sea leve	La mayoría de países desarrollados están financiando proyectos de I+D en todas las tecnologías
Hidrógeno	Debe demostrarse a gran escala	Superior sólo a gran escala y largo plazo		Posibles objeciones sobre seguridad, pero los proyectos de referencia son seguros	EE.UU.: proyecto de ley presentado al Congreso que define un 20% de créditos fiscales a la inversión para instalaciones de almacenamiento
Baterías de flujo	Debe demostrarse a gran escala	Superior sólo a pequeña escala y corto plazo	Sin requisitos geológicos concretos	Pocas objeciones medioambientales, excepto el vertido de productos químicos	UE: Alemania eliminó la tarifa por uso de la red para las instalaciones de almacenamiento
Hidráulica de bombeo	Madura	Competitiva en costes según la ubicación	Europa dispone de emplazamientos (barreras ambientales entre países)	Pocas objeciones medioambientales, profundo impacto en el paisaje	OM: sin medidas conocidas

 /  = des-/ventaja relativa a la tecnología

Así, las tecnologías CAES y (A)-CAES⁷⁵ implican sistemas, en principio, potencialmente aptos para la nivelación de la carga a gran escala. Su funcionamiento se basa en el uso de bombas para el almacenamiento de aire comprimido en tanques o emplazamientos. Es decir, la energía se almacena como energía mecánica en forma de aire presurizado, en el caso del CAES, o de calor en la (A)-CAES, que posteriormente se descarga sobre turbinas para generar electricidad.

Las ventajas de esta tecnología son la escalabilidad total de la capacidad energética y su potencial como solución económica para el almacenamiento a corto plazo. Sin embargo, su eficiencia en el ciclo, esto es, la diferencia entre la energía almacenada y producida es baja (40-55% CAES vs 60-70% (A)-CAES) lo

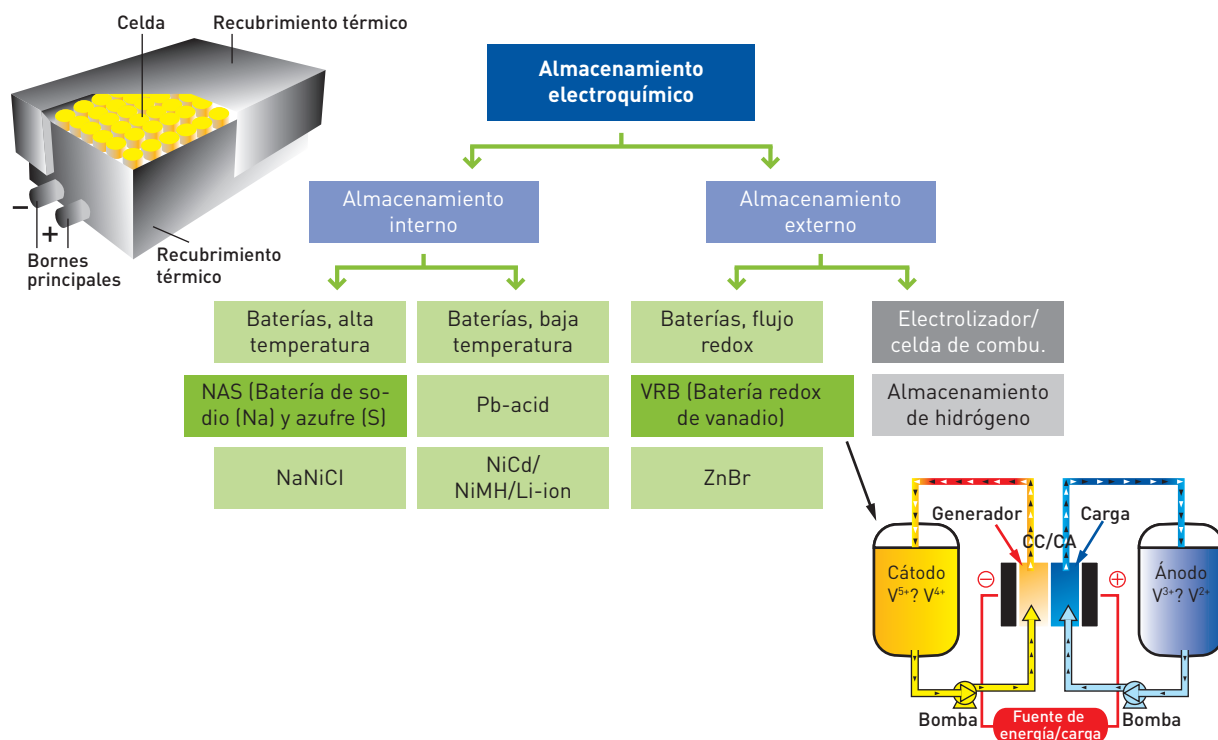
que conlleva que los principales retos tecnológicos futuros se centren en la mejora de la compresión de calor y el almacenamiento de calor presurizado.

La valoración general es que se trata de una tecnología comercial con I+D en curso, preferida para la nivelación de carga a gran escala con bajos niveles de eficiencia.

Por su parte, las baterías de flujo, que comprenden una gran variedad, han llevado a cabo su desarrollo principalmente en base a una apuesta por dos tecnologías, las Baterías Redox⁷⁶ de Vanadio (VRB) y las de sodio y azufre (NAS), que son actualmente los sistemas de esta tipología con una mayor evolución tecnológica.

⁷⁵Semejante a la A-CAES solo que implica un proceso adiabático, es decir, un proceso en el que el sistema no intercambia calor con su entorno

⁷⁶Procesos de reducción-oxidación



La batería redox de vanadio es considerada como una opción con futuro para el almacenamiento a gran escala. Su funcionamiento se basa en el almacenamiento químico en diferentes formas iónicas de vanadio en electrolitos de ácido sulfúrico. Los electrolitos son oxidados y reducidos creando una corriente, que se recoge a través de electrodos en una reacción reversible que permite a la batería cargarse, descargarse y recargarse.

Las ventajas de esta tecnología son su potencial de escalabilidad energética, y su alta eficiencia, 75-85%, que contrastan con la necesidad de grandes cantidades de químicos ácidos que implican altos costes.

La valoración general de esta tecnología es la de un sistema con un grado medio de madurez, del que ya se han realizado sistemas comerciales menores, y que promete ser una opción consistente para dispositivos con escala media. Sin embargo, se debe seguir investigando en lo relativo a la escalabilidad de sus celdas de combustibles.

En contraste, las baterías de NaS, suponen una tecnología que ya se ha instalado a gran escala con resultados aceptables. Su funcionamiento se basa en el almacenaje químico en diferentes formas iónicas de sodio y azufre como electrodos líquidos, formando reacciones reversibles que permite que

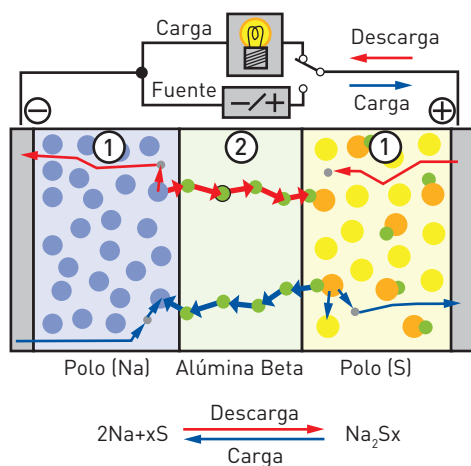
la batería se cargue, se descargue y se recargue, como en el caso de las VRB.

Las ventajas clave de esta tecnología son que las materias primas como el azufre y el sodio están altamente disponibles y no son tóxicas, que mantiene una eficiencia de ciclo elevada, 75-85% y que es posible obtener escala en las grandes instalaciones. Sin embargo, tiene como desventaja que el acumulador de alta temperatura necesita aislamiento y que el exceso de calentamiento requiere energía (capacidad de batería de 15-30 kW/MW). Además, en estos momentos sólo existe un fabricante en todo el mundo (NGK Insulators Ltd. Japón).

La evaluación general es que se trata de una tecnología prometedora y relativamente madura para capacidades de tamaño medio o grandes, con variedad de proyectos operativos de referencia, gran eficiencia y sin problemática de materias primas. Actualmente, el mayor sistema de almacenamiento de NaS tiene una capacidad de 34 MW.

Las baterías NaS almacenan la energía de forma electroquímica

Detalles del funcionamiento



- ① Secciones de electrodos (Na y S)
- ② Tubo de alúmina beta de cerámicos de ión sodio
- Na
- Na⁺
- S
- Na₂S_x
- e⁻

Por otra parte, la hidráulica de bombeo es el almacenamiento con mayor base instalada global. Su funcionamiento es muy simple, ya que se basa en la utilización de bombas para transportar agua desde el nivel base hasta un depósito elevado. La energía almacenada como energía potencial de agua se conserva en un depósito elevado, que se recupera dejando que el torrente de agua vuelva al nivel de base a través de generadores de turbina.

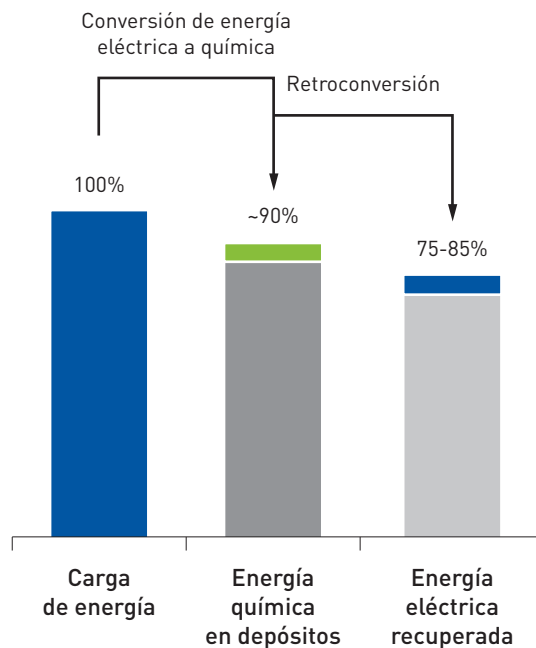
Las ventajas de esta tecnología son su escalabilidad total y su alta eficiencia de ciclo del ~80%. Sin embargo, su potencial se encuentra limitado por las barreras de expansión de la capacidad energética debido a la disponibilidad limitada de emplazamientos adecuados en muchos países.

La valoración general es que se trata de una tecnología madura y fiable pero con un alcance real limitado para nuevos proyectos y con dificultad de funcionamiento en emplazamientos cálidos (evaporación).

Alternativamente, los emplazamientos de hidrógeno son una buena solución para el almacenamiento a largo plazo. Su funcionamiento se basa

Los sistemas de NaS alcanzan una eficiencia de ciclo del 75-85%

Eficiencia de ciclo



en la electrolisis para la generación del H₂ (y O₂) y el posterior almacenamiento del H₂, bien en emplazamientos o tanques, lo que permite una posterior generación eléctrica (y calorífica) en turbinas o celdas de combustible.

Las ventajas de esta tecnología son la mayor densidad energética entre las grandes soluciones de escala (~65 veces mayor que el A-CAES) y que supone la solución más económica para el almacenamiento a largo plazo de energía. Sin embargo, es una tecnología que en la actualidad mantiene bajas eficiencias (< 40%) y que demanda la construcción de grandes emplazamientos.

La valoración general es la de una tecnología que podría suponer una solución potencial para la potencia de la carga base a partir de parques eólicos a gran escala, pero que todavía está en una etapa conceptual, en las que sólo se han probado soluciones parciales.

Asimismo, existen dos tecnologías alternativas, la de volante de inercia y la de sales fundidas. En cuanto al volante de inercia, supone una buena opción tecnológica para el almacenamiento de

electricidad a corto plazo. En el modo de carga, un motor eléctrico impulsa un volante de acero o materiales compuestos, normalmente soportado por rodamientos magnéticos, hasta una velocidad de 20.000 rpm (hasta 100.000 en vacío), el cual se mantiene rotando permanentemente. En el modo descarga, el volante de inercia impulsa un generador para producir energía eléctrica.

Las ventajas de esta tecnología son que pueden utilizarse en ciclos frecuentes con poco o ningún efecto sobre la vida del volante de inercia y que supone un método de recarga rápida y con potencia eléctrica relativamente alta. Sin embargo, implica la desventaja de que tiene tiempos de descarga muy cortos lo que implica almacenajes de poca energía.

La evaluación general es que en la actualidad los volantes de inercia se utilizan principalmente como sistemas de potencia ininterrumpida (UPS) como un sustituto para grandes baterías y que en el futuro podría suponer una solución para equilibrar a corto plazo los picos de electricidad en la red. Se trata de una tecnología totalmente madura.

Por último, se puede destacar el almacenamiento térmico para CSP a través de las sales fundidas. Esta tecnología se basa en la utilización de la energía solar concentrada para calentar sales fundidas de forma indirecta (a través de petróleo sintético en CSP de cilindro parabólico) o directamente (en las configuraciones de torre de potencia). Para la descarga, el calor almacenado se transfiere a electricidad a través de una turbina de vapor. El sistema de dos tanques es la solución moderna más típica por la cual las sales fundidas son bombeadas del tanque “frío” al intercambiador de calor y después hasta el tanque caliente.

La principal ventaja de esta tecnología es que no hay conversión a energía eléctrica antes del almacenamiento, lo que favorece la eficiencia del ciclo. Sin embargo, se trata de una opción no apta para las soluciones descentralizadas, ya que la sal puede congelarse durante los periodos de baja radiación.

Por tanto, nos encontramos frente a una tecnología madura con I+D en curso que se limita principalmente a las plantas de energía solar de concentración, con un potencial uso en otras tecnologías que todavía está siendo evaluado (en particular, se está estudiando para el contexto de las tecnologías de CAES).

En conclusión, el problema de la fluctuabilidad del recurso energético renovable plantea retos

importantes para poder posicionar a las energías renovables como sustitutas fiables de las energías tradicionales en el corto plazo. De entre todas las palancas que podrían paliar dichas fluctuaciones, las tecnologías de almacenamiento se han situado como una alternativa futura razonable. Sin embargo, debido a su falta de madurez, la mayoría de ellas están pendientes del avance de una I+D que demanda mayores niveles de inversión y de la posterior confirmación en su fase comercial.

8 Apéndices

8.1 APÉNDICE I: RELACIÓN DE ESTUDIOS MONOGRÁFICOS SOBRE LA EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA Y PROSPECTIVA DE COSTES POR TECNOLOGÍAS DE ENERGÍAS RENOVABLES A 2020-2030

Se han realizado los siguientes estudios monográficos sobre la evolución y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020-2030.

- Estudio sobre la evolución de la tecnología y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020-2030: resumen por tecnologías.
- Estudio sobre la evolución de la tecnología y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020-2030: energía solar fotovoltaica.
- Estudio sobre la evolución de la tecnología y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020-2030: energía solar termoeléctrica.
- Estudio sobre la evolución de la tecnología y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020-2030: energía eólica.
- Estudio sobre la evolución de la tecnología y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020-2030: generación eléctrica y térmica con biomasa.
- Estudio sobre la evolución de la tecnología y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020-2030: biometanización.
- Estudio sobre la evolución de la tecnología y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020-2030: generación eléctrica y térmica con residuos.
- Estudio sobre la evolución de la tecnología y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020-2030: biocarburantes.
- Estudio sobre la evolución de la tecnología y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020-2030: energía solar térmica de media y baja temperatura.
- Estudio sobre la evolución de la tecnología y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020-2030: energía hidráulica.
- Estudio sobre la evolución de la tecnología y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020-2030: energía geotérmica.
- Estudio sobre la evolución de la tecnología y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020-2030: energías del mar.
- Análisis y proyección de los precios del petróleo y del gas en España - Visión 2011-2030.
- Escenarios de evolución de las materias primas no energéticas.
- Escenarios de evolución del precio del CO₂.
- Tecnologías de almacenamiento energético.
- Perspectivas sobre el vehículo eléctrico.

8.2 APÉNDICE II: DETALLE DE LA EVOLUCIÓN DE COSTES POR TECNOLOGÍAS

A continuación se adjuntan en formato tabla las evoluciones de costes previstas para cada una de las tecnologías contempladas en el estudio. Ante la multitud de configuraciones posibles se han seleccionado aquellas consideradas más representativas en el ámbito español.

En ese sentido para cada tecnología se han elegido varios escenarios que dependen de:

- 1) Tecnología específica (por ejemplo, *thin film* vs. cristalino para FV).
- 2) Horas de funcionamiento.
- 3) Efecto escala.
- 4) Tipo de materia prima empleada (para biomasa, biogas, RSU,...).
- 5) Configuración y otros (con o sin cogeneración; rehabilitación vs. primera construcción, etc.).

Características	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Solar FV	Coste de generación (c€ ₂₀₁₀ /kWh)																				
Thin Film suelo	24,1	22,2	20,5	18,9	17,6	16,3	15,1	14,3	13,5	12,7	12,0	11,6	11,2	10,8	10,5	10,1	9,8	9,4	9,1	8,8	8,6
Cristalino suelo	20,6	19,0	17,6	16,3	15,1	14,0	12,9	12,2	11,5	10,8	10,2	9,9	9,6	9,3	9,1	8,8	8,6	8,3	8,1	7,9	7,1
Thin Film tejido	26,9	24,7	22,7	20,9	19,4	17,9	16,6	15,5	14,6	13,7	12,9	12,5	12,0	11,6	11,2	10,8	10,4	10,0	9,7	9,3	9,0
Cristalino tejido	23,2	21,4	19,8	18,3	16,9	15,6	14,4	13,5	12,7	11,9	11,2	10,7	10,4	10,0	9,6	9,3	8,9	8,6	8,3	8,0	7,7
Solar termoelectrica	Coste de generación (c€ ₂₀₁₀ /kWh)																				
Torre con tecnología disruptiva	28,4	27,8	27,0	25,1	23,7	17,0	16,0	15,3	13,4	11,6	9,8	9,3	9,0	8,8	8,6	8,3	8,0	7,8	7,6	7,4	7,2
Cilindro parabólica escenario base pero escala a 100 MW en 2016 y a 200 MW en 2020	24,8	24,3	23,7	22,3	21,0	20,3	16,4	15,8	15,0	14,5	12,7	12,4	12,0	11,7	11,4	11,2	11,0	10,8	10,6	10,4	10,2
Eólica	Coste de generación (c€ ₂₀₁₀ /kWh)																				
Instalación onshore de 50 MW en ubicación de 2.000 horas en 2010	8,9	8,7	8,6	8,4	8,3	8,2	8,1	8,0	7,9	7,8	7,8	7,7	7,7	7,6	7,6	7,5	7,5	7,5	7,5	7,4	7,4
Instalación onshore de 50 MW en ubicación de 2.400 horas en 2010	7,1	6,9	6,7	6,5	6,4	6,2	6,1	5,9	5,8	5,7	5,6	5,5	5,4	5,3	5,3	5,2	5,2	5,1	5,1	5,0	5,0
Instalación onshore de 50 MW en ubicación de 2.900 horas en 2010	5,9	5,7	5,6	5,4	5,3	5,2	5,0	4,9	4,8	4,7	4,6	4,5	4,5	4,4	4,4	4,3	4,3	4,2	4,2	4,2	4,1
Instalación onshore de 150 MW situada a 100 km de la costa	17,3	16,4	15,8	15,3	14,9	14,5	14,1	13,8	13,5	13,2	12,9	12,6	12,3	12,1	11,8	11,6	11,4	11,2	11,0	10,9	10,7
Instalación onshore de 150 MW situada a 50 km de la costa	13,2	12,5	12,0	11,6	11,3	11,0	10,7	10,5	10,2	10,0	9,8	9,6	9,4	9,2	9,0	8,9	8,7	8,6	8,4	8,3	8,2
Instalación onshore de 150 MW situada a 10 km de la costa	9,9	9,4	9,0	8,7	8,5	8,3	8,0	7,8	7,7	7,5	7,3	7,2	7,0	6,9	6,8	6,6	6,5	6,4	6,3	6,2	6,1

(Continuación)

Características	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Instalación onshore de 150 MW situada a 2 km de la costa	9,2	8,7	8,4	8,1	7,9	7,7	7,5	7,3	7,1	7,0	6,8	6,7	6,5	6,4	6,3	6,2	6,1	6,0	5,9	5,8	5,7
Biomasa	Valores de LEC (c€/2010/kWh) – 6.000 horas																				
Biomasa en ciclo de vapor 2 MW b.6.1	27,57	27,26	27,04	26,81	26,58	26,42	26,26	26,11	25,96	25,81	25,66	25,51	25,36	25,22	25,07	24,93	24,79	24,66	24,52	24,38	24,25
Biomasa mediante gasificación 2 MW b.6.1	25,22	24,85	24,51	24,17	23,83	23,51	23,20	22,89	22,59	22,29	21,99	21,69	21,40	21,11	20,82	20,54	20,26	19,98	19,70	19,42	19,15
Biomasa en ciclo de vapor 2 MW b.6.2	21,92	21,67	21,50	21,33	21,15	21,05	20,95	20,85	20,75	20,65	20,55	20,45	20,36	20,27	20,17	20,08	19,99	19,90	19,81	19,72	19,64
Biomasa mediante gasificación 2 MW b.8.2	17,54	17,25	16,98	16,71	16,44	16,20	15,95	15,71	15,48	15,24	15,00	14,77	14,54	14,31	14,08	13,86	13,63	13,41	13,19	12,97	12,75
Biomasa en ciclo de vapor 10 MW b.6.1	19,96	19,79	19,65	19,51	19,37	19,26	19,15	19,04	18,94	18,83	18,73	18,62	18,52	18,42	18,32	18,22	18,12	18,03	17,93	17,83	17,74
Biomasa en ciclo de vapor 20 MW b.6.1	17,74	17,60	17,49	17,38	17,27	17,18	17,09	17,01	16,92	16,84	16,75	16,67	16,59	16,51	16,43	16,35	16,27	16,19	16,11	16,03	15,96
Biomasa en ciclo de vapor 10 MW b.6.2. – b.6.3. – b.6.4	15,49	15,35	15,25	15,15	15,04	14,97	14,89	14,82	14,75	14,68	14,61	14,54	14,47	14,40	14,33	14,27	14,20	14,13	14,07	14,01	13,94
Biomasa en ciclo de vapor 20 MW b.6.2. – b.6.3. – b.6.4	13,91	13,80	13,71	13,63	13,54	13,48	13,42	13,36	13,30	13,24	13,18	13,12	13,07	13,01	12,95	12,90	12,84	12,79	12,74	12,68	12,63
Biomasa en ciclo de vapor 10 MW b.8.2	11,53	11,42	11,35	11,28	11,21	11,17	11,12	11,08	11,04	11,00	10,96	10,92	10,88	10,84	10,80	10,76	10,72	10,69	10,65	10,61	10,58
Biomasa en ciclo de vapor 20 MW b.8.2	10,51	10,42	10,37	10,30	10,24	10,20	10,17	10,13	10,09	10,06	10,02	9,98	9,95	9,91	9,88	9,85	9,81	9,78	9,75	9,72	9,69
Biometanización	Coste de generación (c€/2010/kWh)																				
30.000 t de 12 Nm³/m³	29,5	29,4	28,9	28,9	28,8	28,8	28,7	28,7	28,6	28,6	28,6	28,5	28,5	28,5	28,4	28,4	28,3	28,3	28,2	28,2	28,2
90.000 t de 12 Nm³/m³	21,4	21,3	21,0	21,0	21,0	20,9	20,9	20,9	20,8	20,8	20,8	20,7	20,7	20,7	20,6	20,6	20,6	20,5	20,5	20,4	20,4
150.000 t de 12 Nm³/m³	19,3	19,2	19,0	19,0	18,9	18,9	18,8	18,8	18,8	18,7	18,7	18,7	18,7	18,6	18,6	18,6	18,5	18,5	18,5	18,4	18,4
30.000 t de 30 Nm³/m³	18,3	18,3	18,0	18,0	17,9	17,9	17,9	17,9	17,8	17,8	17,8	17,8	17,7	17,7	17,7	17,7	17,6	17,6	17,6	17,6	17,5
90.000 t de 30 Nm³/m³	12,3	12,3	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,8	11,8	11,8

(Continuación)

Características	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
150.000 t de 30 Nm³/m³	11,0	11,0	10,9	10,9	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
30.000 t de 50 Nm³/m³	13,9	13,9	13,7	13,7	13,7	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,3
90.000 t de 50 Nm³/m³	9,8	9,7	9,6	9,6	9,6	9,6	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
150.000 t de 50 Nm³/m³	8,9	8,8	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
Residuos	Coste de generación (c€/2010/kWh)																				
Planta de incineración de 300.000 t/año	13,2	12,9	12,7	12,4	12,2	12,0	11,8	11,6	11,4	11,2	11,0	10,8	10,6	10,4	10,2	10,1	9,9	9,7	9,5	9,4	9,2
Planta de incineración de 450.000 t/año	11,4	11,2	11,0	10,7	10,5	10,4	10,2	10,0	9,8	9,6	9,5	9,3	9,1	9,0	8,8	8,7	8,5	8,4	8,2	8,1	7,9
Energías del mar	Coste de generación (c€/2010/kWh)																				
Evolución de costes base	LEC no representativo										29,1	25,8	23,2	20,9	19,0	17,3	16,2	15,2	14,3	13,5	12,7
Evolución de costes agresiva											18,9	15,9	13,6	11,7	10,2	8,9	8,1	7,4	6,8	6,3	5,8
Hidráulica	Coste de generación (c€/2010/kWh)																				
Nueva construcción	7,5	7,5	7,5	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
Rehabilitación	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
Nueva construcción	7,3	7,3	7,3	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,0	7,0	7,0	7,0
Rehabilitación	6,9	6,9	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,6	6,6	6,6	6,6
Aprovechamiento de presa	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
Geotérmica	Coste de generación (c€/2010/kWh)																				
Sin cogeneración	9,4	9,4	9,3	9,3	9,2	9,1	9,1	9,0	9,0	8,9	8,8	8,8	8,7	8,6	8,6	8,5	8,5	8,4	8,4	8,3	8,2
Con cogeneración	8,5	8,5	8,4	8,4	8,3	8,2	8,2	8,1	8,0	8,0	7,9	7,8	7,8	7,7	7,7	7,6	7,5	7,5	7,4	7,4	7,3
Costes de perforación 50% superiores sobre valor de referencia	19,1	19,1	18,9	18,8	18,6	18,5	18,3	18,2	18,0	17,9	17,7	17,6	17,4	17,3	17,1	17,0	16,8	16,7	16,5	16,4	16,3
Costes de perforación 50% inferiores sobre valor de referencia	11,4	11,4	11,4	11,3	11,2	11,2	11,1	11,0	11,0	10,9	10,9	10,8	10,7	10,7	10,6	10,6	10,5	10,4	10,4	10,3	10,3

8.3 APÉNDICE III: ESCENARIOS DE EVOLUCIÓN DE LAS MATERIAS PRIMAS NO ENERGÉTICAS EN ESPAÑA

Como parte del estudio sobre evolución de los costes de generación de las principales tecnologías renovables se incluyó el análisis de la evolución esperable del precio de las principales materias primas a futuro por la incidencia que éstas pueden tener sobre los costes de inversión de las diferentes tecnologías.

En este sentido, el estudio incluyó las siguientes materias primas no energéticas:

- Metales: acero y cobre.
- Polisilicio.
- Nitratos.
- Materias primas para biocombustibles.

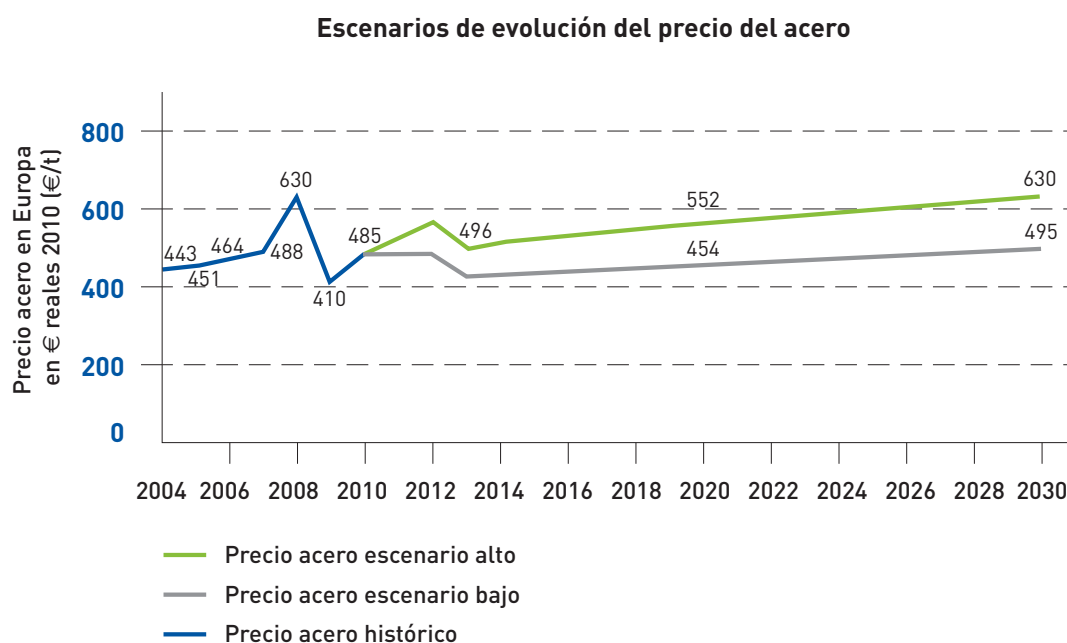
8.3.1 Acero y cobre

Para analizar la posible evolución de precios de los metales hemos seguido dos metodologías diferentes para el medio y largo plazo:

- En el medio plazo se tiene en cuenta el balance oferta-demanda para estimar los escenarios de evolución del precio del acero y cobre.
- Para el largo plazo el análisis se basa en los costes de producción de la capacidad marginal.

Escenarios de evolución del precio del acero

En cuanto a los precios del acero se estiman cifras en torno a 630 €/t en 2030 para el escenario de alto, mientras que para el escenario bajo nos estaríamos situando en el entorno de 495 €/t, hablando siempre en términos reales. El escenario alto supondría alcanzar el precio máximo del acero que se alcanzó en 2008, mientras que en el escenario bajo estaríamos en el valor de ciclo medio.



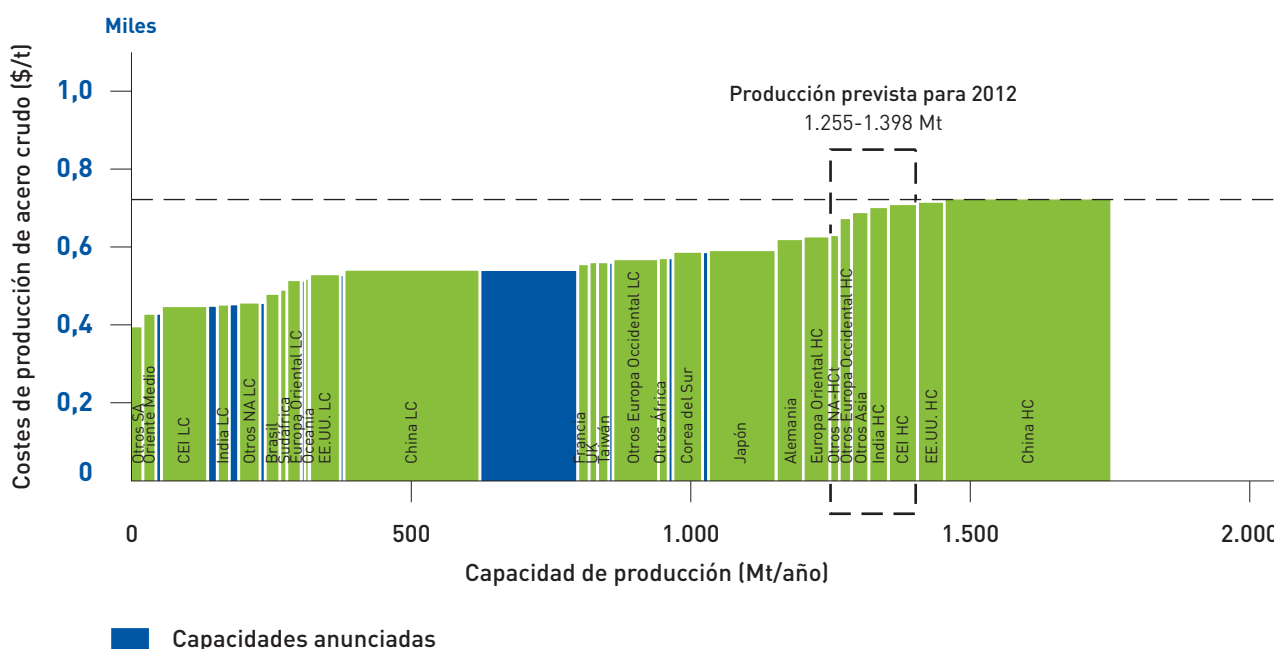
Fuente: Datastream, Morgan Stanley

El análisis de los escenarios parte de la hipótesis de que en el medio plazo aumentarán los costes de producción de acero, fundamentalmente por incremento del coste de materias primas (mineral de hierro y coque) aunque aún se estará lejos de los precios máximos alcanzados en 2008. A largo plazo, los costes se situarán en el entorno del coste de producción marginal, ya que se espera que el mercado de mineral de hierro tendrá exceso de oferta hasta 2012.

En otra palabras, independientemente de que el incremento de las materias primas eleve el precio

en el corto plazo, a largo plazo no se espera que el precio del mineral de hierro vuelva a los valores previos a la crisis, dado que la curva de costes del sector no soportaría los precios por encima de los máximos previos a la crisis, en una situación de oferta-demanda normal, que es lo que se puede esperar en el largo plazo. De hecho, como se puede observar en la curva de costes del sector adjunta, no se espera que éste soporte precios por encima de los máximos previos a la crisis.

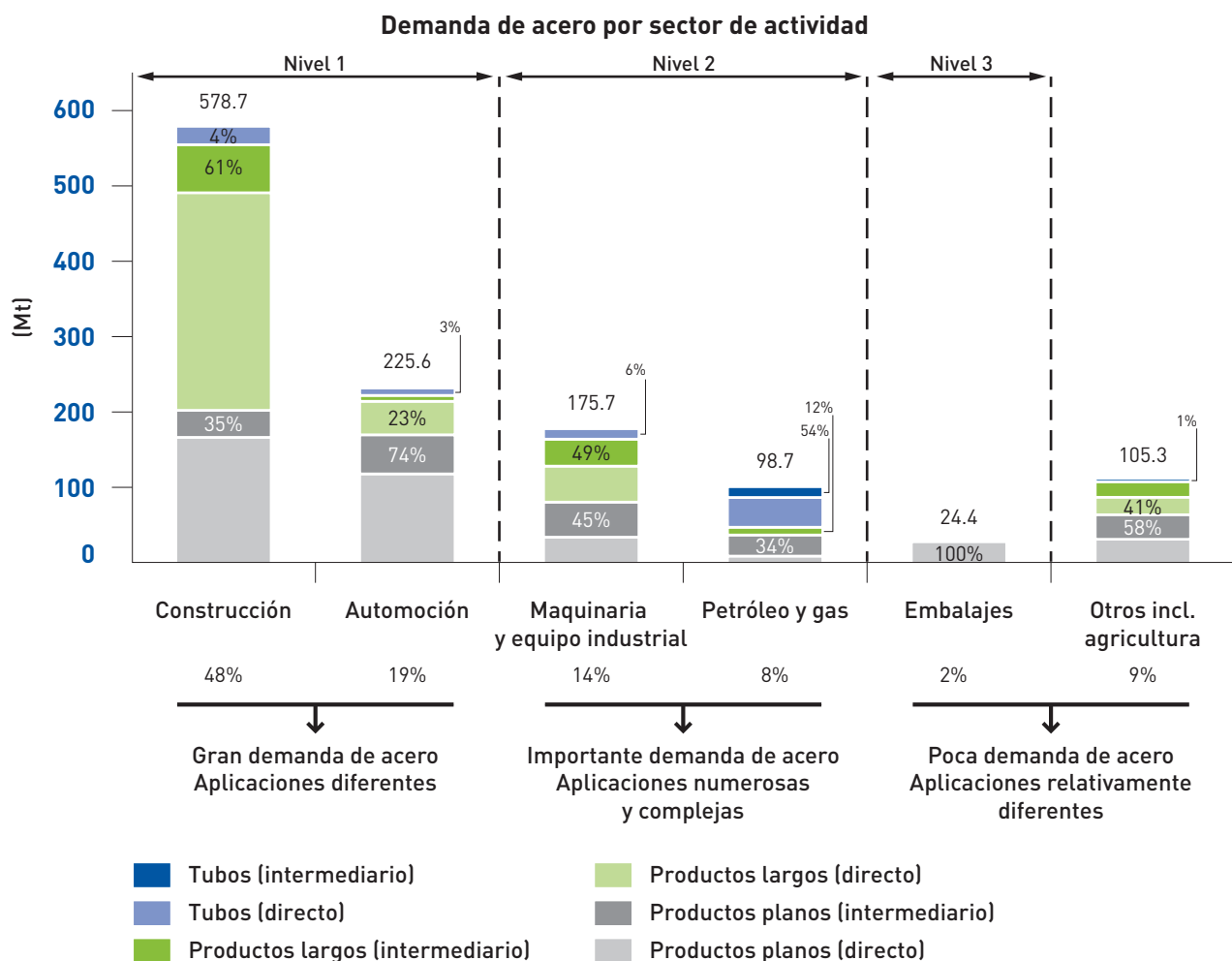
Curva mundial de suministro de acero bruto estimada para 2012, incluyendo las capacidades anunciadas



Nota: la previsión de capacidad excluye la capacidad adicional y se calcula asumiendo una tasa de utilización del 95% (capacidad práctica)

Fuente: WSD 2008; análisis BCG

Es importante resaltar que, en la marcha del mercado del acero, habrá que tener en cuenta que la construcción y automoción suponen el 57% de la demanda, mientras que el sector del petróleo "sólo" representa el 8%, lo que refuerza la hipótesis que en ausencia de otro boom inmobiliario los precios no aumentarán a los valores previos a la crisis. La figura adjunta muestra los principales sectores demandantes de acero.



Fuente: WSD 2007; análisis BCG

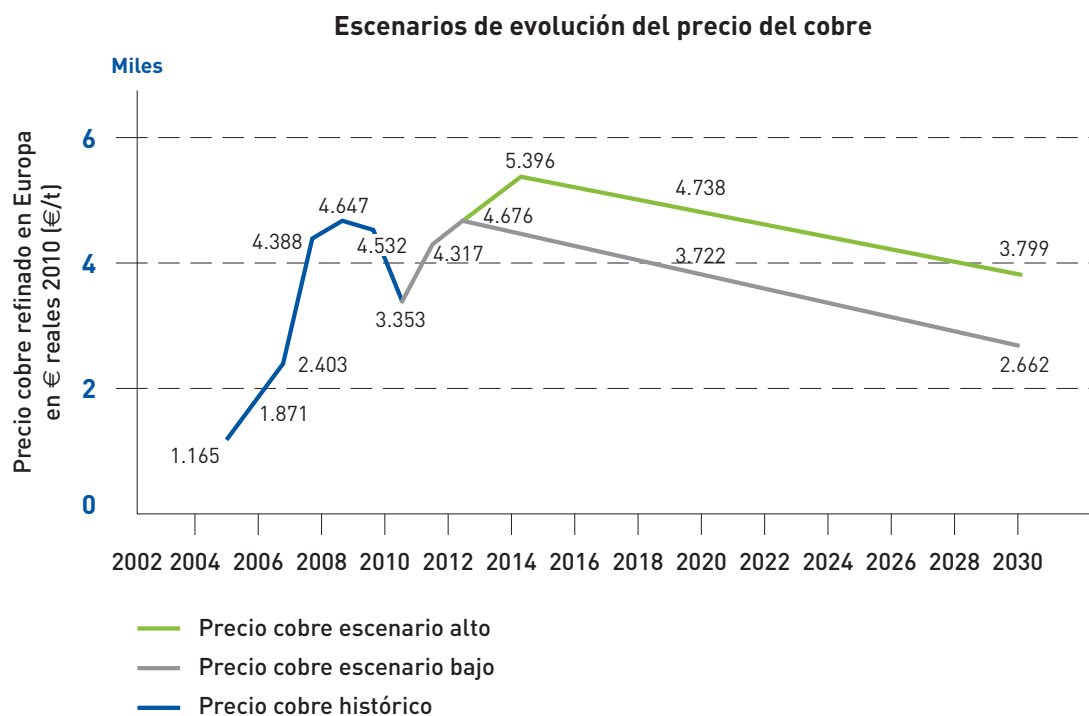
Escenarios de evolución del precio del cobre

Respecto al cobre, en el medio plazo se espera que aumenten las tensiones entre oferta y demanda incrementando por tanto el precio, debido al déficit estructural de cobre que ha existido hasta el momento.

Por tanto mientras que en el medio plazo se puede esperar un aumento del precio del cobre, a partir de ~2013 la nueva capacidad de producción de cobre volverá a una situación de exceso de oferta, lo que hará que el precio del cobre retorne por tanto a precios históricos. Esto se traducirá en que los precios de cobre estimados para los escenarios alto y bajo se situarán en el entorno de los 3.799 y los

2.662 €/t en 2030, con unos precios intermedios en 2020 de 4.738 y 3.722 €/t, para cada uno de los escenarios en términos reales.

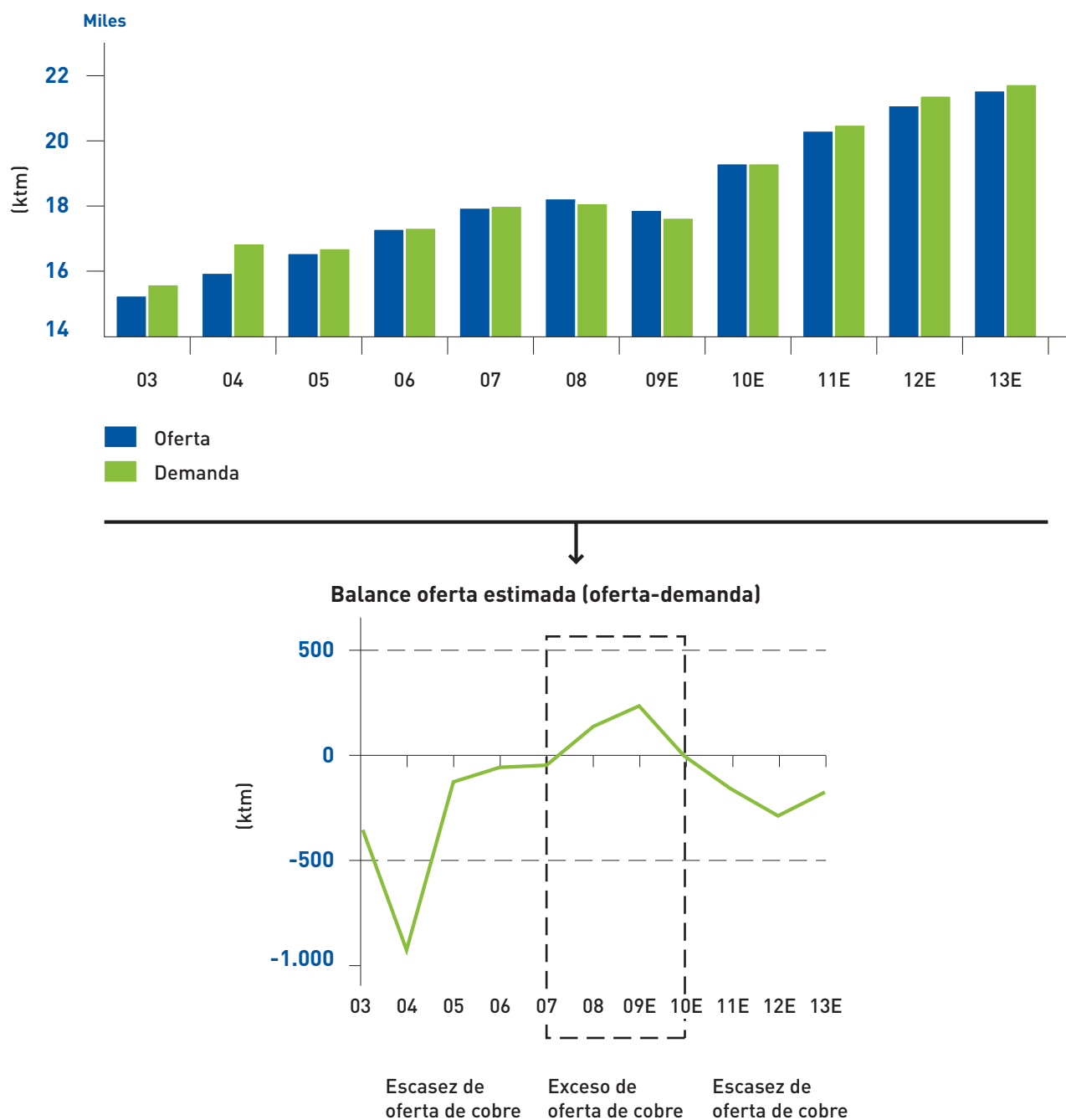
La evolución prevista de los precios del cobre se encuentra en la gráfica adjunta.



Fuente: Datastream; Morgan Stanley; RBC

Al igual que lo observado en el acero, el sector de la construcción acumula un 37% de la demanda total de cobre, siendo el 26% los productos electrónicos y el 15% la maquinaria industrial.

A modo ilustrativo adjuntamos asimismo la visión a largo plazo con el balance oferta-demanda de cobre que explica la evolución prevista al alza del precio del cobre en el medio plazo.

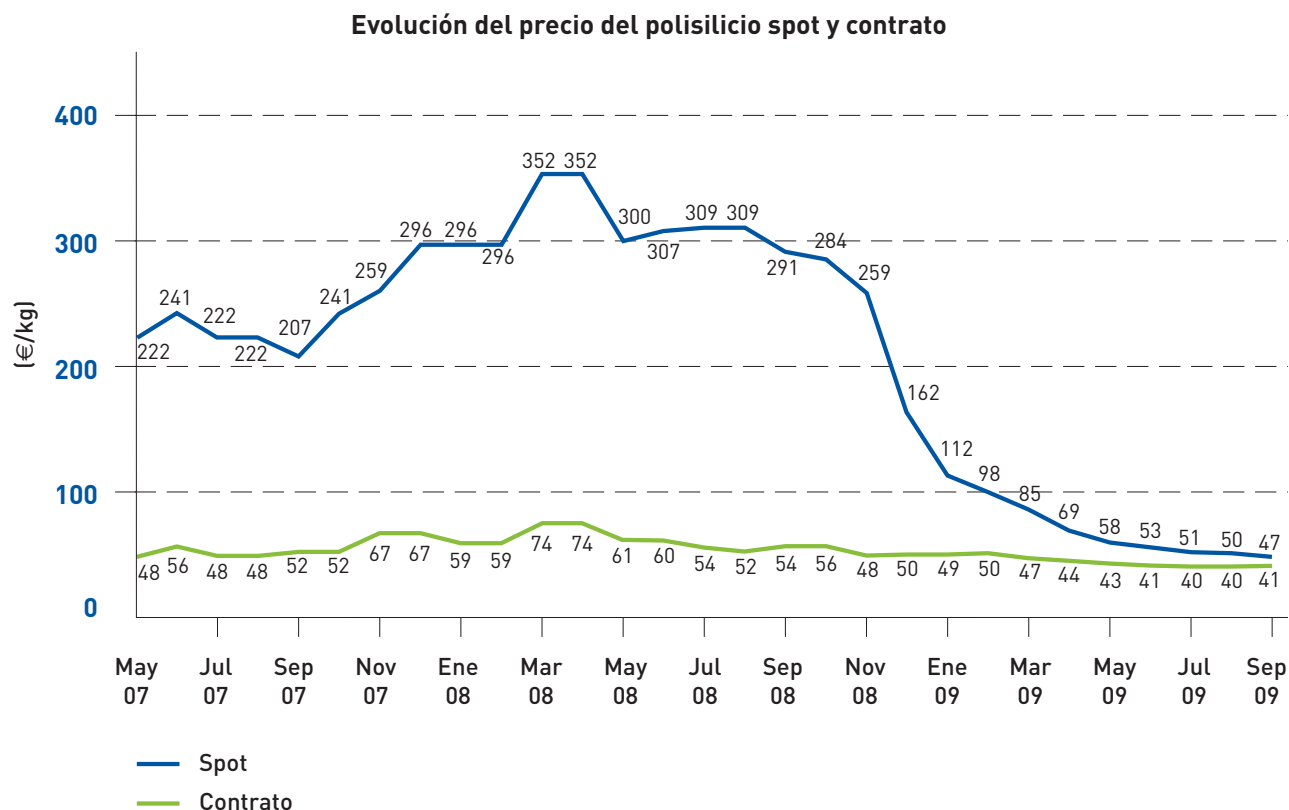


Fuente: RBC Capital Markets estimates; Brook Hunt; ICSG

8.3.2 Polisilicio

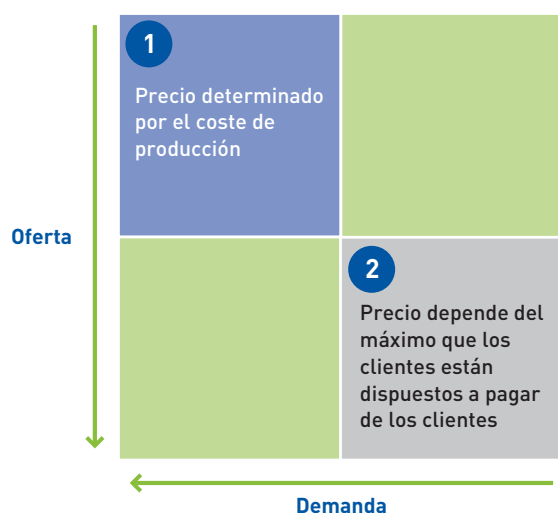
Históricamente el precio del polisilicio ha venido determinado por el balance oferta-demanda del mismo. En los años previos a 2004, con exceso de oferta, el precio se situó en el entorno del coste marginal del productor. A partir de 2004, con un exceso de

demanda en el mercado los precios del polisilicio alcanzaron a valores tan altos como los clientes estaban dispuestos a pagar. Tal y como se muestra en el gráfico adjunto, la evolución de los precios spot del polisilicio acompañó al déficit de oferta del mercado, para empezar a reducirse una vez se volvió a un escenario de equilibrio o exceso de oferta.



Fuente: Deutsche Bank “Solar Photovoltaics Technology and Economics” (2007); Informes de compañías; JP Morgan “Solar Strategy (2009)”; HSBC “European solar sector” (2009); Needham “Solar Photovoltaic Industry Update” (2009); UBS “Photovoltaic Industry” (2007); Citibank “European Solar Power Industry” (2008); análisis BCG

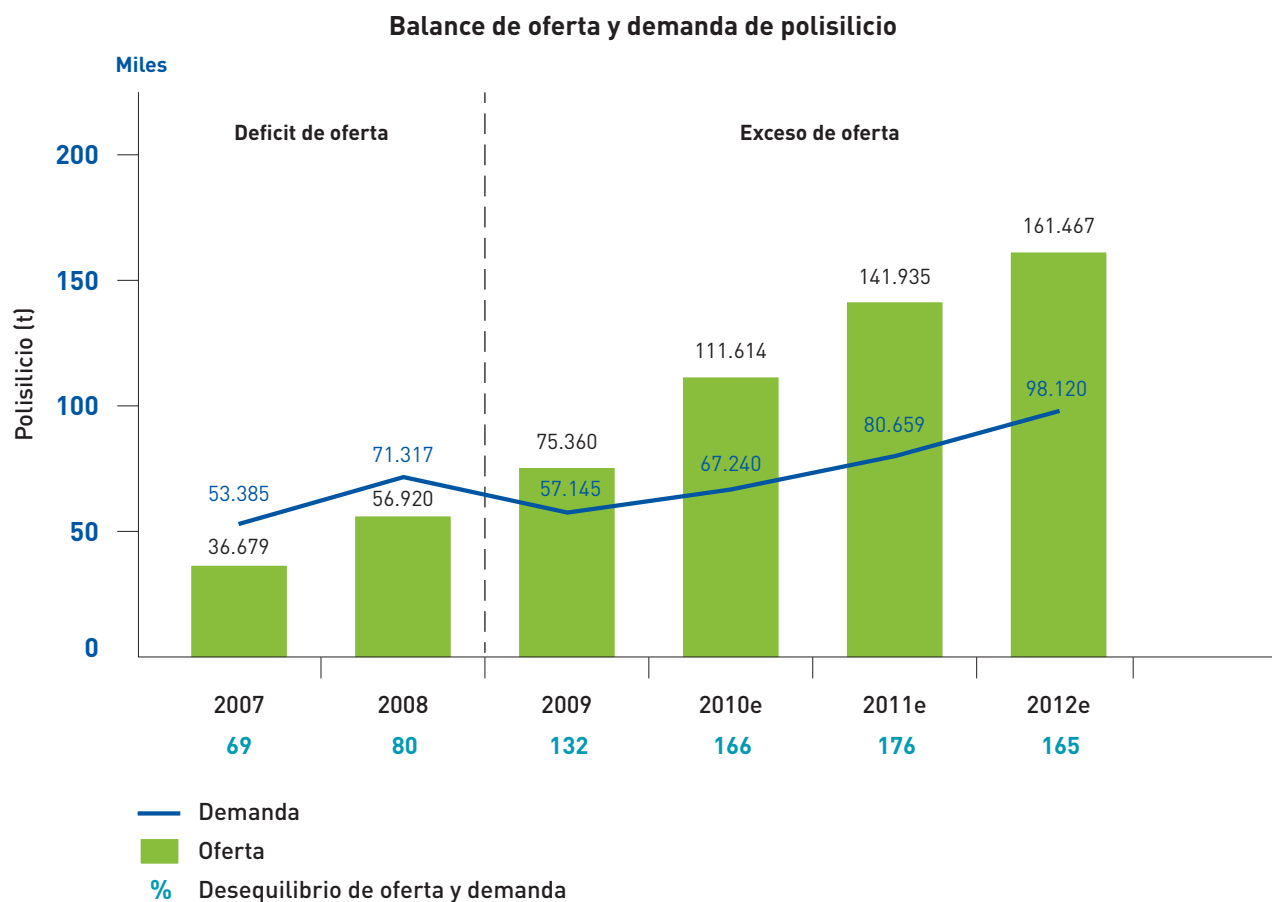
A futuro el precio del polisilicio vendrá determinado por el escenario demanda-oferta, tal y como ilustra el gráfico adjunto.



En el largo plazo, se espera que exista un mayor equilibrio en el mercado que permita disipar la variabilidad observada en los últimos años en este mercado. A precios elevados los clientes pasarían a tecnologías alternativas (por ejemplo, *thin film*) y alternativamente existirían incentivos para desarrollar capacidad de producción adicional que devuelva la situación de equilibrio. En cualquier caso es cierto que pueden existir “picos” puntuales de exceso de demanda.

Por tanto en nuestro escenario base el precio del polisilicio vendrá marcado por los costes de producción. Adicionalmente, se espera que a futuro las mejoras tecnológicas y el efecto de escala reduzcan los costes de producción del polisilicio, lo que en un entorno de mercado equilibrado debería llevar a una reducción del precio de esta la materia prima.

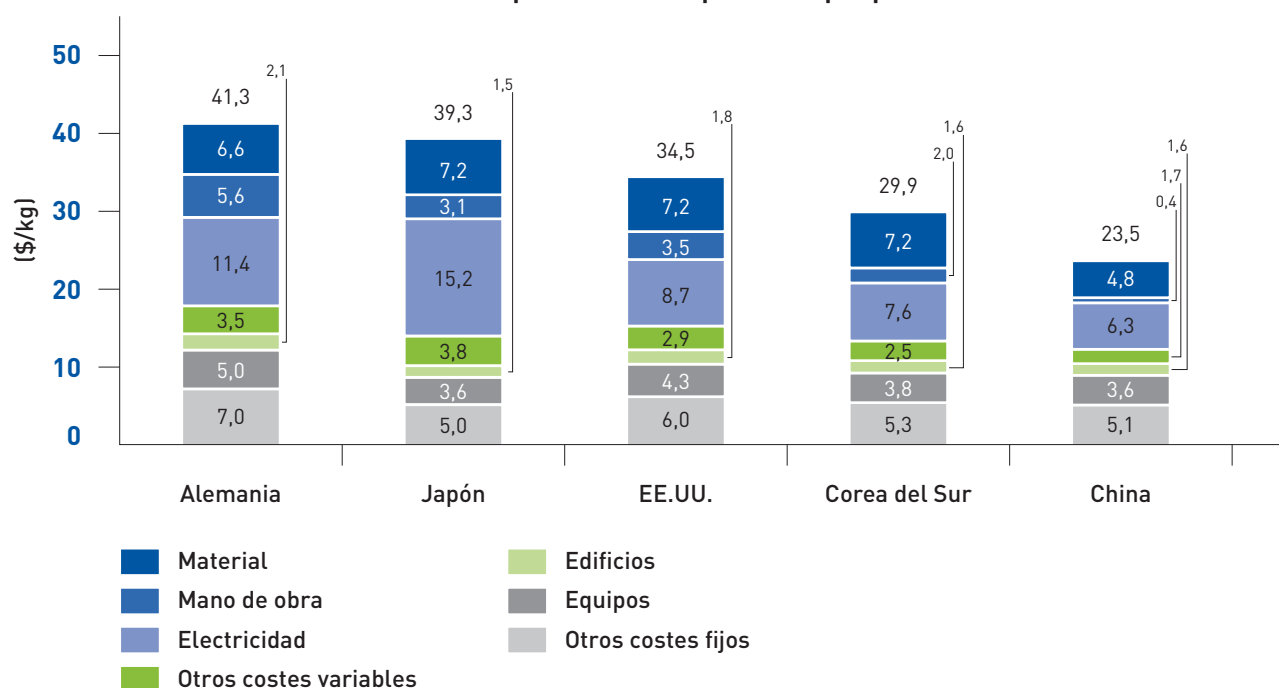
En el medio plazo las estimaciones existentes apuntan a una situación de exceso de oferta de polisilicio en el medio plazo, lo que aproximará el coste del polisilicio a los costes de producción.



Fuente: “Deutsche Bank-Solar Photovoltaics Industry Update (2009)”

En este escenario es necesario entender los escenarios de costes de producción del polisilicio, ya que éstos marcarán el precio esperable del polisilicio.

Estructura de costes de productores de polisilicio por país–Costes 2008



Nota: planta de 3.000 t al año. Tecnología Siemens

Fuente: Economist Intelligence Unit; Energy Information Administration (EIA); Entrevistas a clientes; Experiencia BCG

8.3.3 Nitratos

En lo relativo a los precios de los nitratos de sodio (NaNO_3) y potasio (KNO_3) no esperamos que se incremente el precio experimentado en 2008. El estudio de la evolución del precio de los nitratos tiene sentido en este estudio como materia prima empleada en los sistemas de almacenamiento térmico en plantas CSP. En cualquier caso es conveniente recalcar que la demanda de nitrato para plantas termoeléctricas es sólo una fracción de la demanda mundial, generada fundamentalmente por el mercado de fertilizantes y abonos.

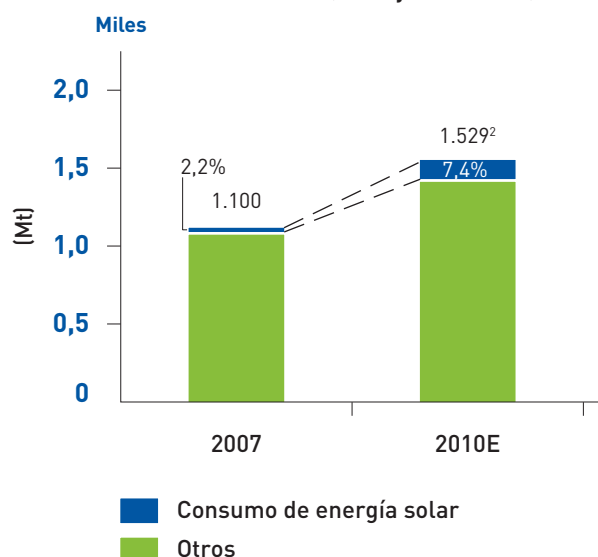
Los precios de la urea, un sustituto de los nitratos para fertilizantes, ya ha caído drásticamente

Evolución de precios de la urea 2000-2010



La mayor demanda de sales en CSP no parece determinar el aumento del precio¹

Capacidad estimada de KNO₃ y cuota del mercado solar (excluyendo China)

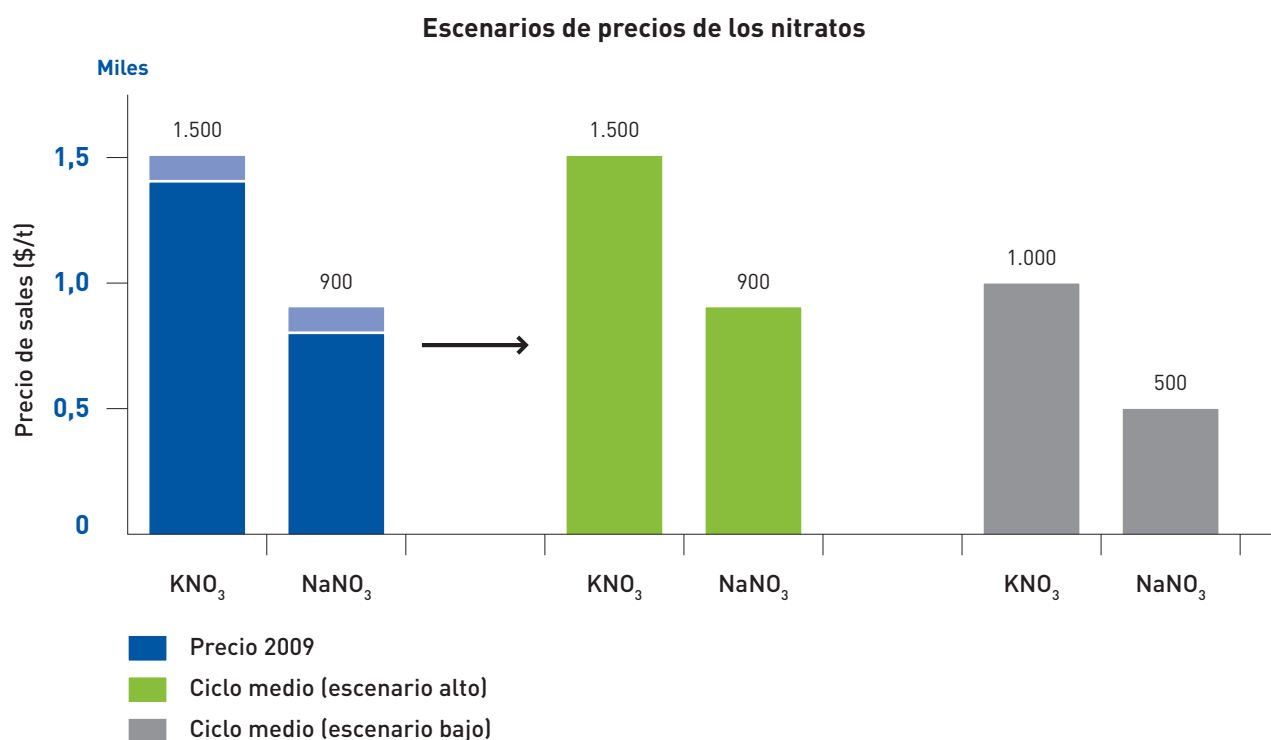


¹ Mercado total estimado por SQM; el consumo de energía solar supone 2 centrales como Andasol en 2007.

² Contando con los proyectos anunciados de SQM (40.000 Mt en 2009 y 300.000 Mt en 2010)

Fuente: precios de la urea de Datastream; SQM; Análisis BCG

Nuestros escenarios contemplan una situación en la que se mantienen los elevados precios de los nitratos debido a la demanda por parte de fertilizantes y abonos, mientras que en un escenario bajo, volvería a valores de ciclo medio. La realidad es que no parece probable un incremento adicional de los precios. Por una parte, productos para usos similares como la urea ya ha bajado significativamente. Por otra parte, los propios productores de nitratos, como por ejemplo la chilena SQM ya han anunciado planes para incrementar la capacidad de producción de nitrato de sodio. Así mismo ante precios sostenidamente elevados del precio de los nitratos es realista pensar que se invertirá en el desarrollo de sales sintéticas como las que la compañía química BASF.

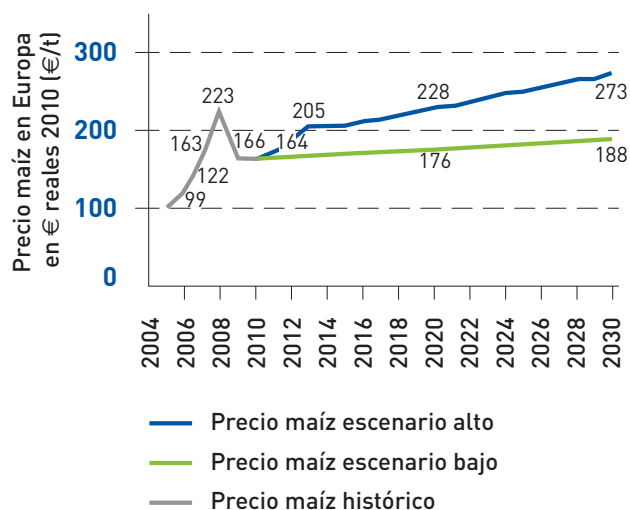


8.3.4 Materias primas de biocarburantes

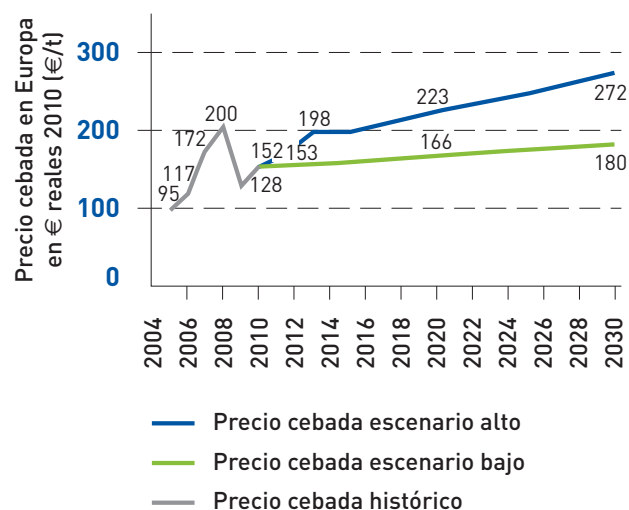
En cuanto a la materias primas de biocarburantes de primera generación se pueden diferenciar escenarios de precios tanto para las materias primas de etanol (maíz, cebada y trigo) como para las de biodiésel (colza y soja).

En cuanto al maíz, los precios estimados para 2030 se encuentran en el entorno de 273 y 188 €/t para los escenarios de crudo alto y bajo, respectivamente. En estos mismos escenarios, los precios en 2020 se situarían en 228 y 176 €/t. De la misma forma, los precios estimados para cebada estarían en el entorno de 272 y 180 €/t en 2030 para los escenarios alto y bajo, y en 223 y 166 €/t para los mismos escenarios en 2020. Por último, en referencia a los precios del trigo los precios se situarían en 2030 en el entorno de 414 y 283 €/t en el escenario alto y bajo, respectivamente, mientras que en 2020 se habrían situado entre 344 y 263 €/t, también en los mismos escenarios.

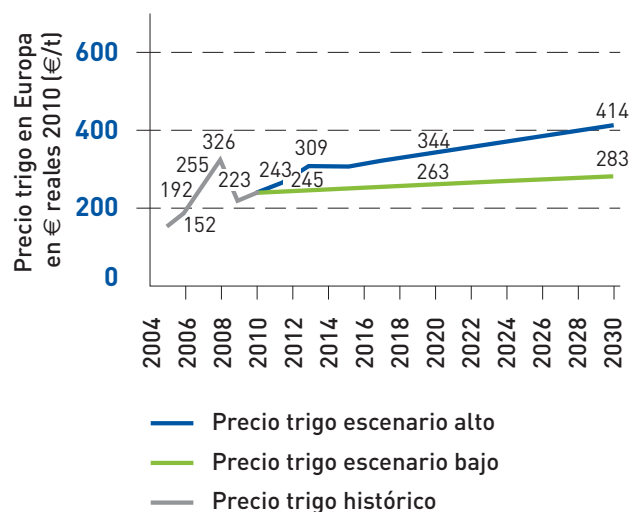
Escenarios de evolución del precio del maíz



Escenarios de evolución del precio de la cebada



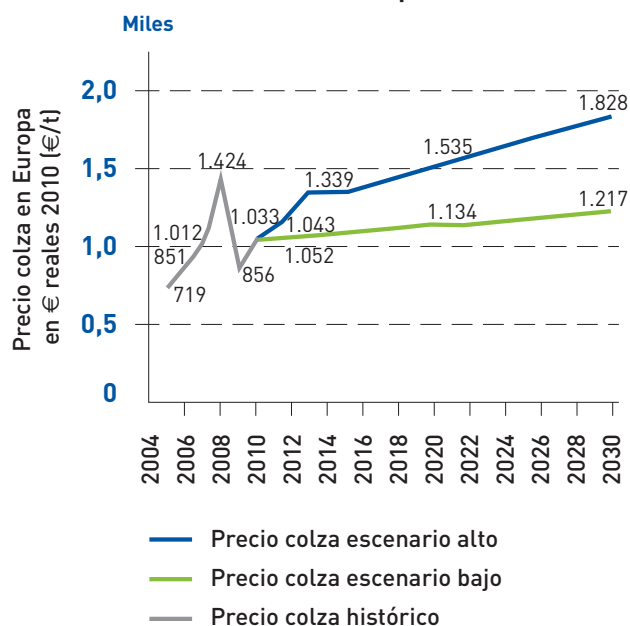
Escenarios de evolución del precio del trigo



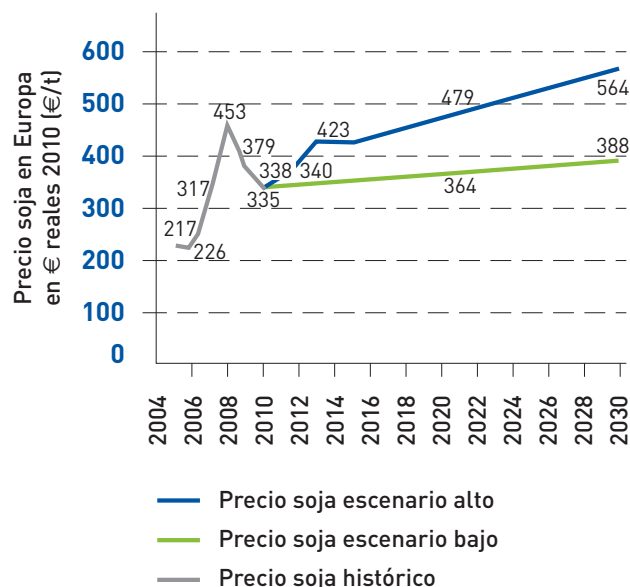
Fuente: Datastream; Morgan Stanley, Análisis BC

Para las materias primas de biodiésel, como colza y soja, se ha llevado a cabo el mismo ejercicio. En el caso del escenario alto de crudo, la colza se situaría en 2030 en 1.828 €/t, mientras que en el bajo lo haría en 1.217 €/t. Por otro lado, la colza se situaría en 2030 entre 388-564 €/t en el escenario de crudo alto mientras que en el escenario de crudo bajo lo haría entre 364-479 €/t.

Escenarios de evolución del precio de la colza



Escenarios de evolución del precio de la soja



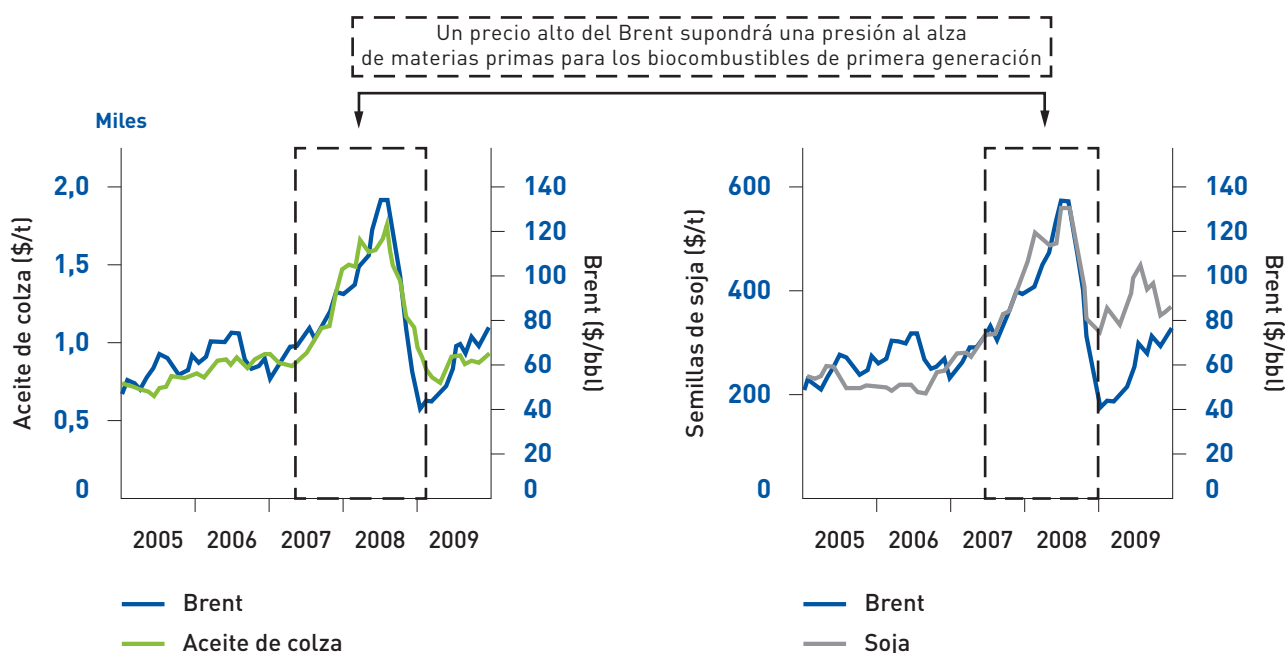
Fuente: Datastream; Morgan Stanley, Análisis BC

Como detalle ilustrativo, se incorpora la siguiente figura en la que se muestra la alta correlación de los precios de la colza, la soja y el petróleo, indicando que precios muy altos de crudo elevan la cotización de la materia prima.

Feedstocks de biocombustibles de primera generación: precios influenciados por los precios del crudo (I)

Precios muy altos de crudo elevan la cotización de la materia prima

Ilustrativo: Feedstocks de biodiésel



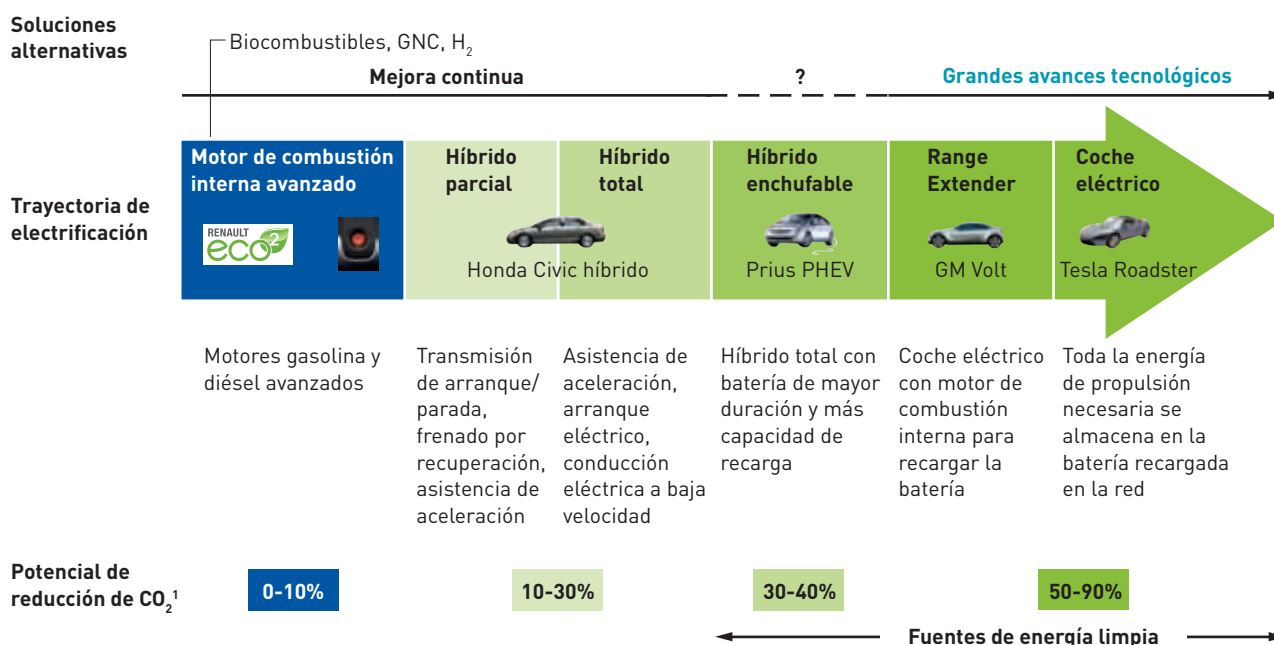
Sin embargo, se debe tener en cuenta que, además de la interrelación hallada, un modelo de precios más complejo debería tener en cuenta otros factores que afectan a la demanda de los aceites o cereales empleados como materia prima para biocombustibles, tales como:

- Aumento de los precios de la energía y el incremento de los costes de producción agrícolas y del coste del comercio mundial.
- Reducción del stock mundial de alimentos (inventarios):
 - La oferta no ha logrado cubrir la demanda en los últimos 10 años.
 - Las nuevas tierras de cultivo solo pueden considerarse a largo plazo.
- Restricciones/aranceles a la exportación de alimentos:
 - Disminución del comercio de suministro mundial.
 - Emisión de señales de precio erróneas.

- Debilitamiento del dólar:
 - Reducción real del coste relativo de las materias primas denominadas en dólares.
- Crecimiento de la renta mundial en los países en desarrollo:
 - Aumento de la demanda de alimentos de mayor calidad, por ejemplo, almidones y carnes.

8.4 APÉNDICE IV: PERSPECTIVAS SOBRE EL VEHÍCULO ELÉCTRICO

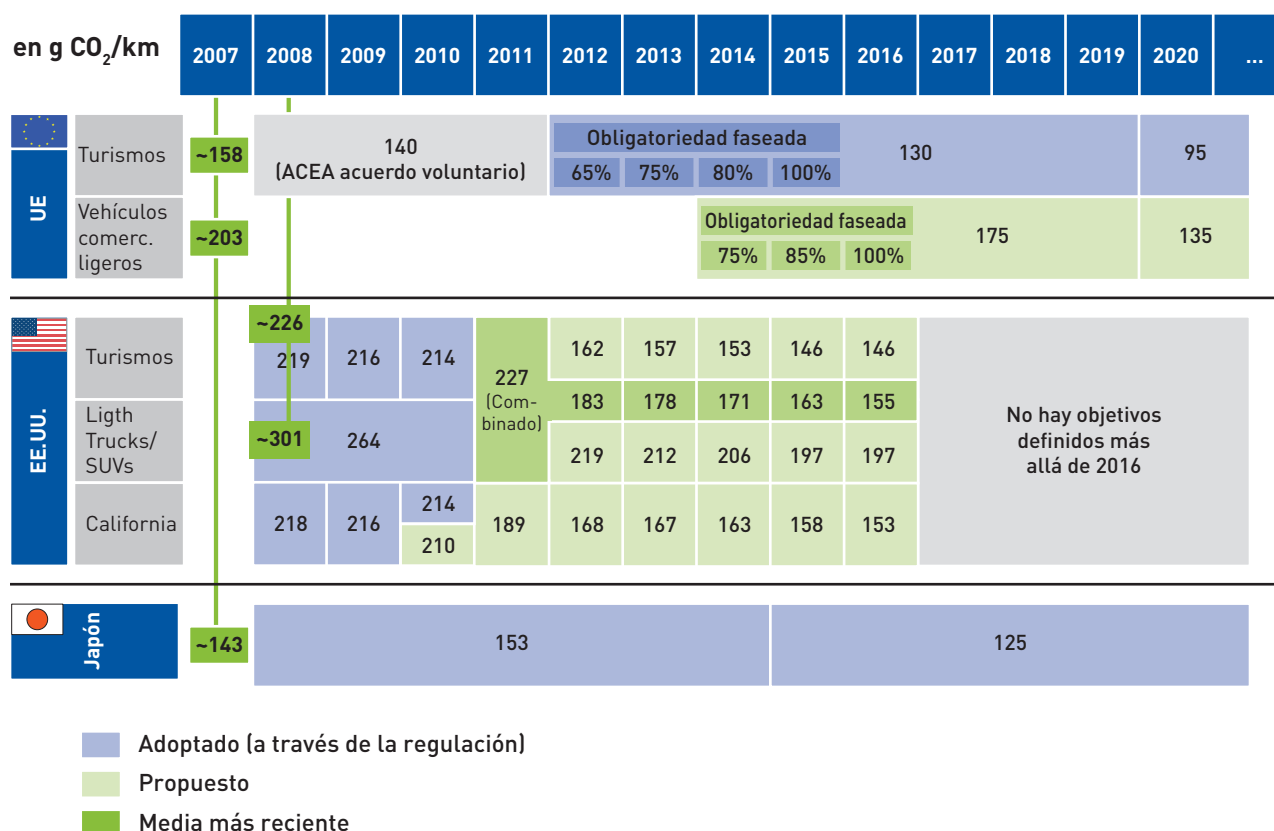
La electrificación del vehículo se realizará a partir de varios pasos intermedios tal y como muestra la figura adjunta:



El gran impulsor de la electrificación del vehículo se centra en los cada vez mayores esfuerzos por incrementar la eficiencia del transporte por carretera y reducir las emisiones. Así, en Europa, según lo estipulado por el reglamento (EC) No 443/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo del 23 de abril 2009, la flota de nuevos turismos vendidos deberá alcanzar una eficiencia de 130 g CO₂/km en 2015 y 90 g CO₂/km en 2020, desde los 158 g CO₂/km medidos en 2007. En este sentido, el VE puro y otras soluciones de electrificación intermedias como el *range extender* y el híbrido enchufable competirán

con otras soluciones más convencionales (mejoras sobre el motor de combustión interna, transición hacia flota de vehículos de menor tamaño, etc.) de cara a lograr el objetivo de incremento de la eficiencia de los nuevos vehículos vendidos.

La figura adjunta muestra el detalle de los ambiciosos objetivos de reducción de emisiones para la Unión Europea, EE.UU. y Japón. Cabe destacar los ambiciosos objetivos para EE.UU., después de años en los que no ha habido reducciones en la eficiencia de los turismos.



Fuente: T&ECO₂-Informe sobre emisiones 2008, ICCT informe 2007, ICCT Actualización global enero 2009; búsqueda en prensa; "EPA Ligth-Duty Automotive Technology and Fuel Economy Trend" 2007 y 2008; AEA

A futuro, la penetración del vehículo eléctrico dependerá fundamentalmente de tres factores: el coste total de propiedad, la autonomía del vehículo, los beneficios adicionales percibidos por los usuarios y la velocidad de adopción esperable para una nueva tecnología.

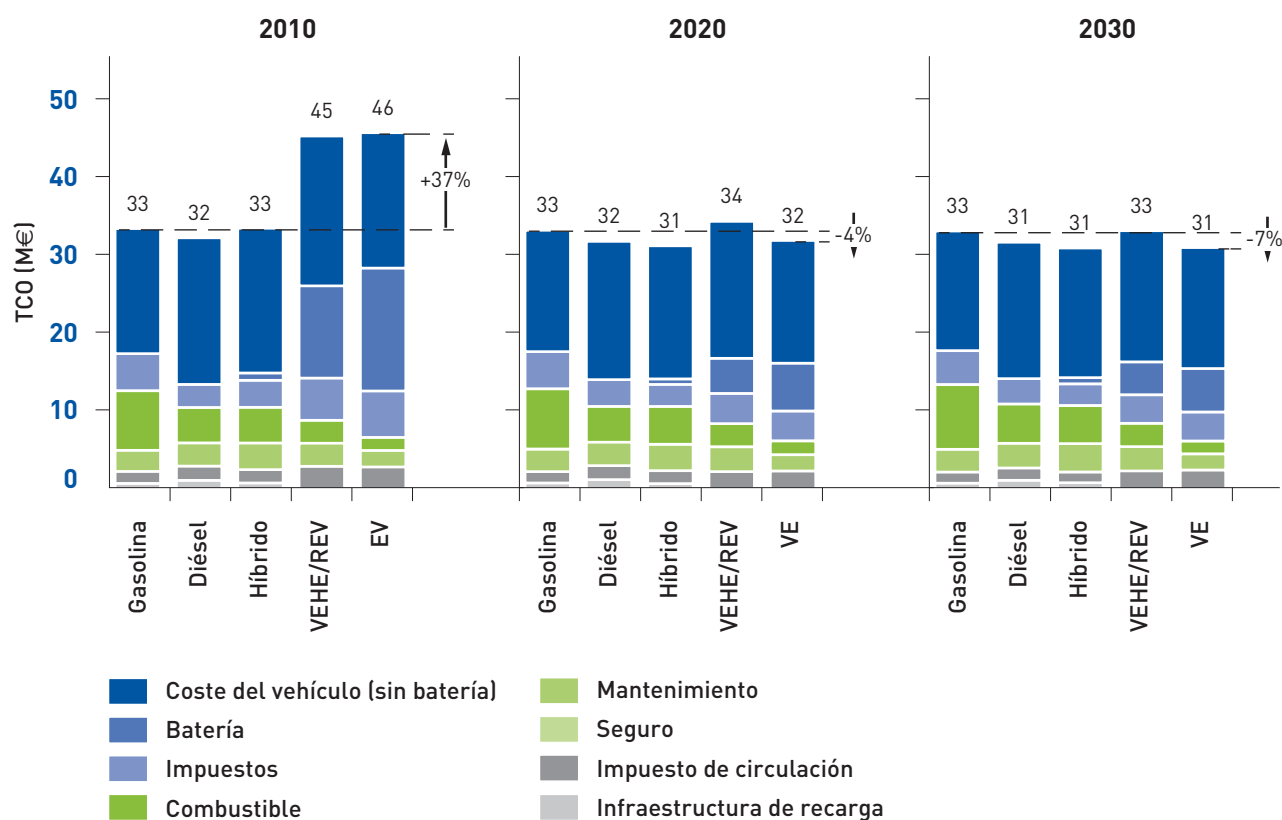
Respecto al coste total de propiedad para el dueño del vehículo se deben incluir subsidios. En la actualidad el coste total de propiedad (TCO⁷⁷) del vehículo eléctrico es superior al de los vehículos de combustión interna tanto de gasolina como de diésel. Para 2020 se espera que el TCO de los vehículos eléctricos sea ya menor que el del vehículo de combustión interna⁷⁸. Adicionalmente y desde el punto de vista del usuario final se debe diferenciar entre usuarios particulares y empresas o flotas respecto a su forma de evaluar el coste total de propiedad. En general, a los usuarios particulares les cuesta más tomar una decisión de adquisición

de un nuevo vehículo si el tiempo para amortizar la inversión es superior a dos o tres años, lo que complica más la adopción del vehículo eléctrico por criterios exclusivamente económicos.

A modo de ejemplo a continuación se muestra la evolución del coste total de propiedad de vehículos de segmento medio-bajo. Como se puede observar se espera alcanzar la paridad de TCO en 2020 para el vehículo híbrido (VH) y el vehículo eléctrico (VE), mientras que el híbrido enchufable y el *range extender* VEHE/RE seguirán siendo más caros.

⁷⁷TCO o Coste total de propiedad en sus siglas en inglés (*Total Cost of Ownership*)

⁷⁸Asumiendo un coste de petróleo de 100\$/bbl



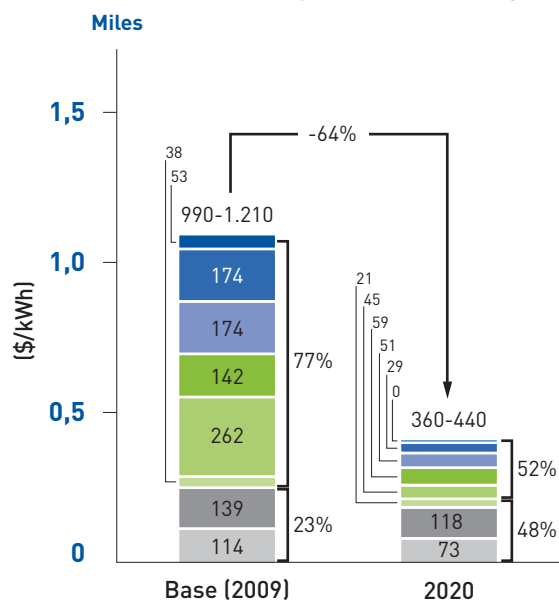
¹ Los datos corresponden al ejemplo de diferentes costes para un Golf dependiendo de si era de gasolina, diésel, híbrido, VEHE o VEB

Fuente: análisis BCG

Como se puede observar en la evolución de costes, el mayor diferencial respecto al vehículo de combustión interna se encuentra en la batería. En ese sentido se ha realizado un análisis detallado de la evolución esperable de la batería de ion-litio, adjunta a continuación. Como se puede observar se espera una reducción de costes superior al 60% desde los 999-1.210 \$/kWh hasta los 360-440 \$/kWh en 2020.

Evolución esperable del coste de baterías para el coche eléctrico y explicación

El modelo BCG pronostica una bajada en coste de ~60-70% hasta 2020



Reducción de coste 2009-2020 por tipo de componente

		% reducción
Depende del uso del VE	Reciclaje: rendimiento más alto debido a mejoras de proceso y más altos niveles de automatización	99
	I&D: mejora continua en vez de desarrollo a primera vez; amortización con volúmenes elevados	83
	Depreciación: coste más bajo de maquinaria con aprendizaje y escala; amortización con volúmenes altos	71
	Proceso: más alto nivel de automatización; sin aprendizaje	59
	Componentes comprados: 87% con experiencia, 13% con escala	83
Independiente	Materiales: cátodos disminuyen con exp.	45
	Componentes comprados: incluyendo electrolito, Al/Cu, conectores, etc., independiente de volumen	15
	Material activo: ánodo de grafito no depende del volumen de la batería	36
Total		64

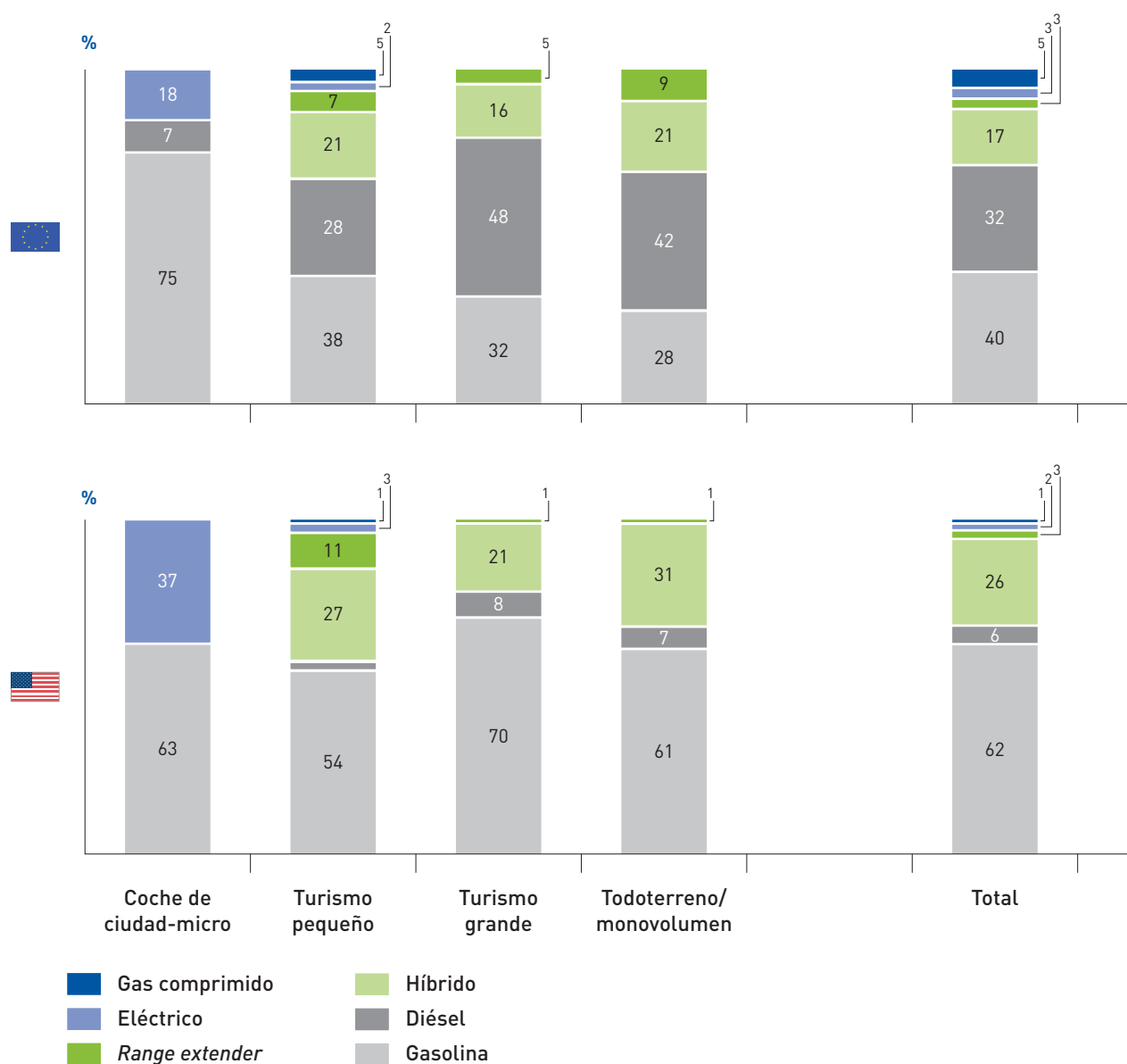
1 Contiene costes de materia prima y proceso; costes de materia prima cambian según los precios pronosticados, mientras costes de proceso disminuyan con experiencia

Fuente: análisis BCG

La autonomía del vehículo eléctrico será otro factor clave para facilitar la penetración del mismo. No se espera que en los próximos diez años la autonomía del vehículo eléctrico puro supere los 100-150 km. De este modo la penetración del coche eléctrico puro en coches urbanos con rutas entre el hogar y el centro de trabajo será mayor que la penetración

del mismo en turismos grandes, todoterrenos y vehículos monovolumen, que típicamente tienen mayores requisitos de autonomía.

De hecho, haciendo un desglose de la penetración de los distintos tipos de vehículos eléctricos e híbridos, se puede observar que se espera una penetración muy diferente en función de la tipología de los mismos.

División de mercados por segmentos de coches (2020)^{1,2}

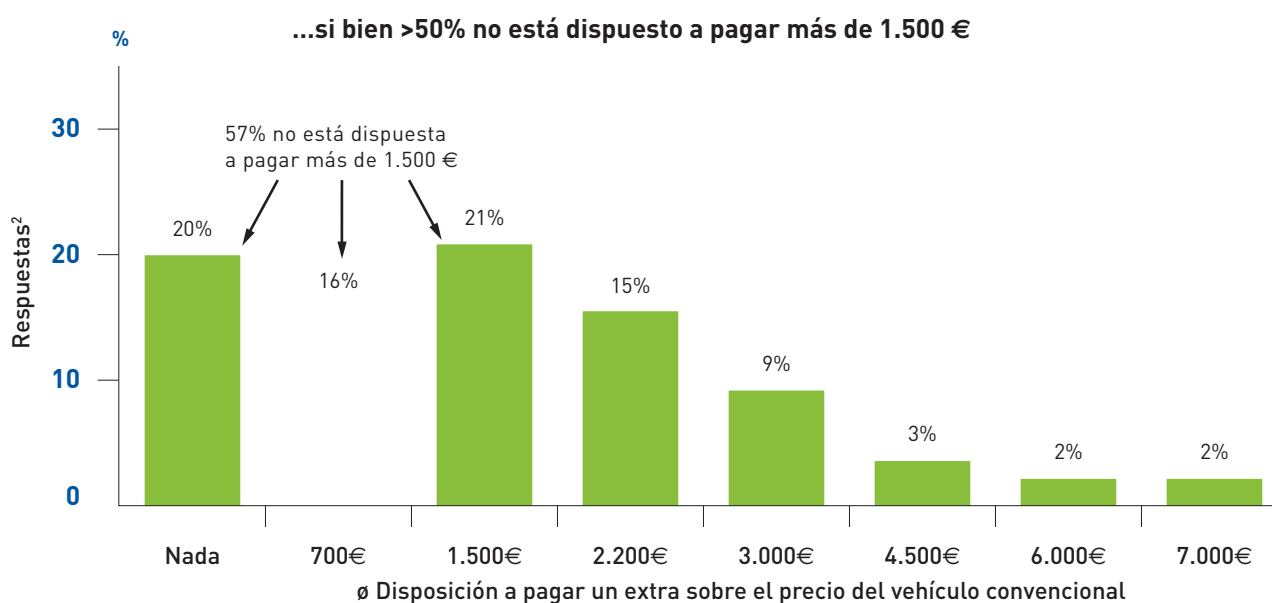
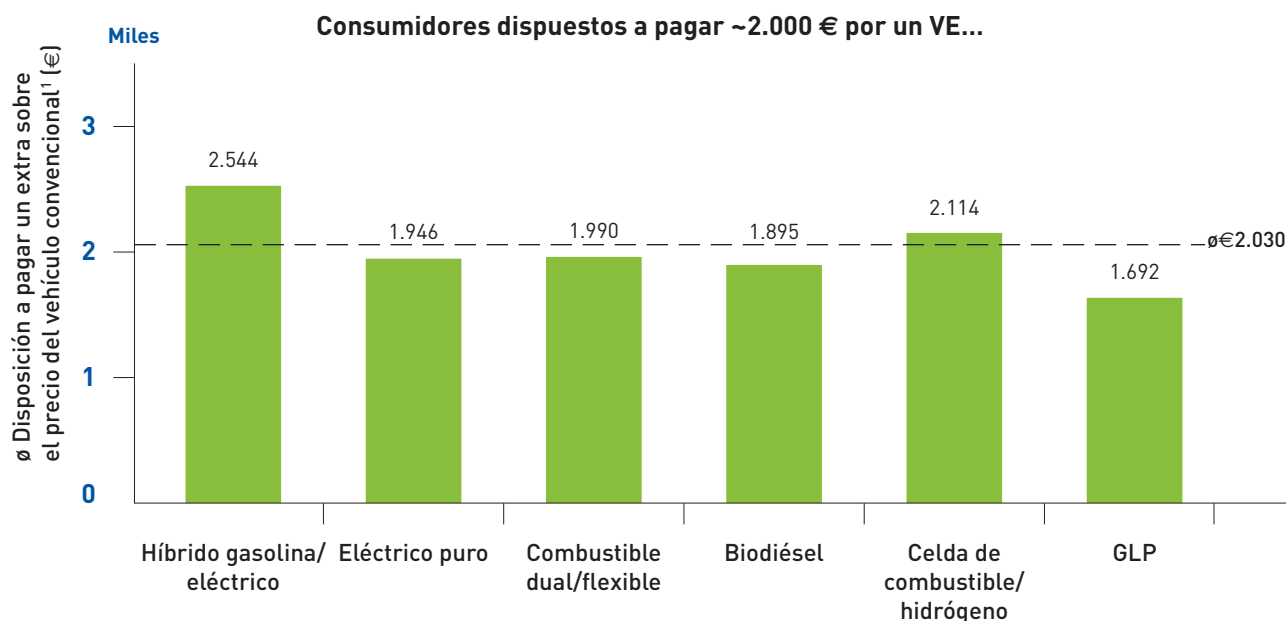
¹ Los datos mostrados reflejan los resultados del escenario de crecimiento sostenido. ² La segmentación de coches sigue los criterios de Global Insight: vehículos urbanos (A), minicoches (B+C), vehículos grandes (D+E+F), todoterreno/monovolumen (CDV+MPV+PUB+SUV)

Fuente: investigación BCG, análisis BCG

El gráfico anterior muestra cómo la penetración del vehículo eléctrico puro se concentrará fundamentalmente en los pequeños vehículos de ciudad, donde la autonomía de 100-150 km cubre sus necesidades de movilidad.

Por último, los usuarios buscarán beneficios adicionales en el vehículo eléctrico tales como ventajas

de uso (por ejemplo, acceso a parking, glamour, etc.) o el valor de ser "verde". Se asume que los primeros en adoptarlo estarán dispuestos a pagar hasta 10-12% de más por un VE (~2.000 € por coches de ciudad), basado en un estudio de mercado.



La actitud positiva de los consumidores hacia los coches eléctricos ayudará a aumentar su competitividad

¹ Encuesta a 1.350 personas que consideran la compra de un vehículo híbrido en Francia, Alemania, RU, Italia, España. ² Encuesta a 1.250 compradores de un coche nuevo en Alemania, RU, Francia, Italia y España

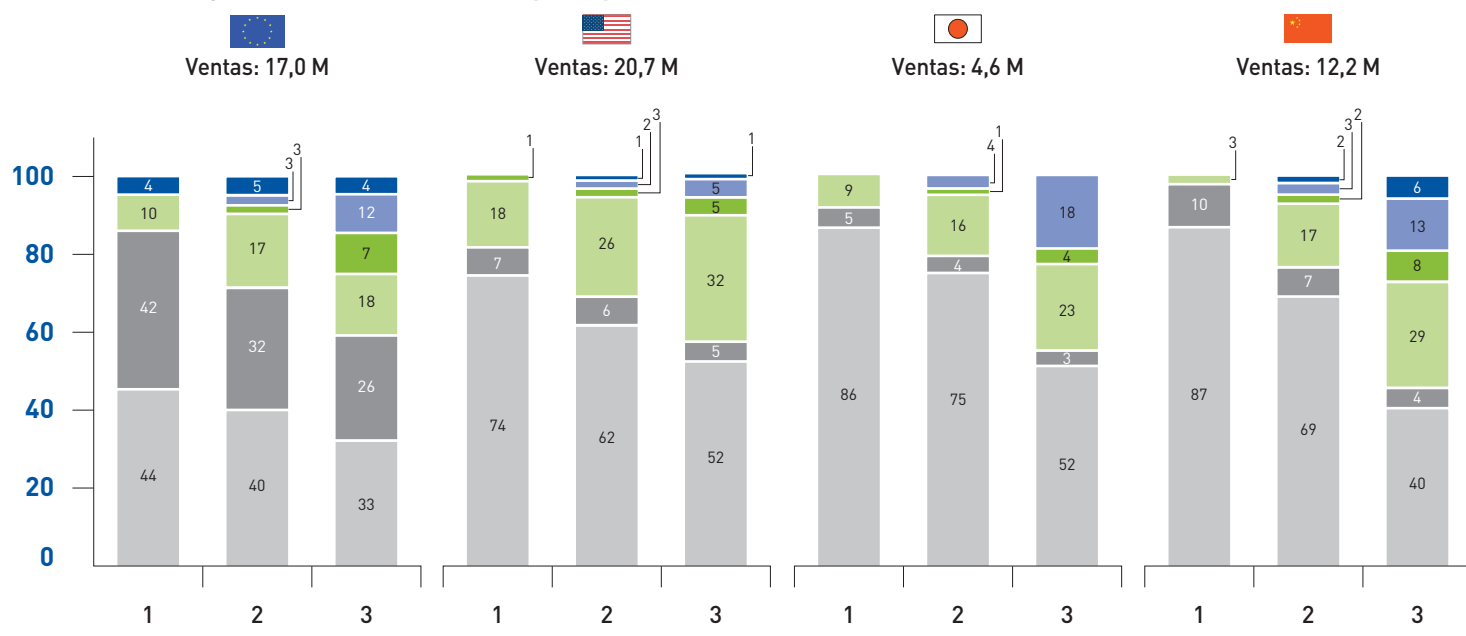
Fuente: Estudio de Maritz research (izquierda); Frost & Sullivan (derecha); análisis BCG

A partir de estos factores, y en base a nuestras estimaciones, se espera una penetración a nivel mundial sobre nuevas ventas del 3% para el vehículo eléctrico y del 3% para el *range extender*. En este periodo la penetración del vehículo híbrido alcanzaría el 20% sobre nuevos vehículos.

A nivel europeo y para el caso base, esperamos unos rangos de penetración similares del 3% para vehículo eléctrico puro, 3% para el *range extender* y 17% para el vehículo híbrido. Dichas estimaciones se pueden observar en la figura adjunta:

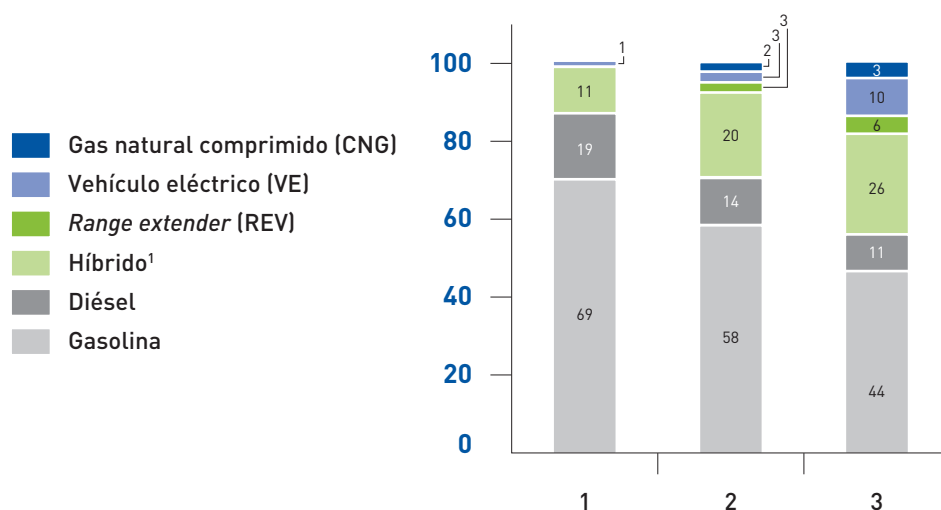
Escenarios de penetración de ventas de vehículos en 2020

Porcentaje de ventas nuevas en los principales mercados 2020 (%)



Total en 2020 (%)

Ventas totales: 54,4 M



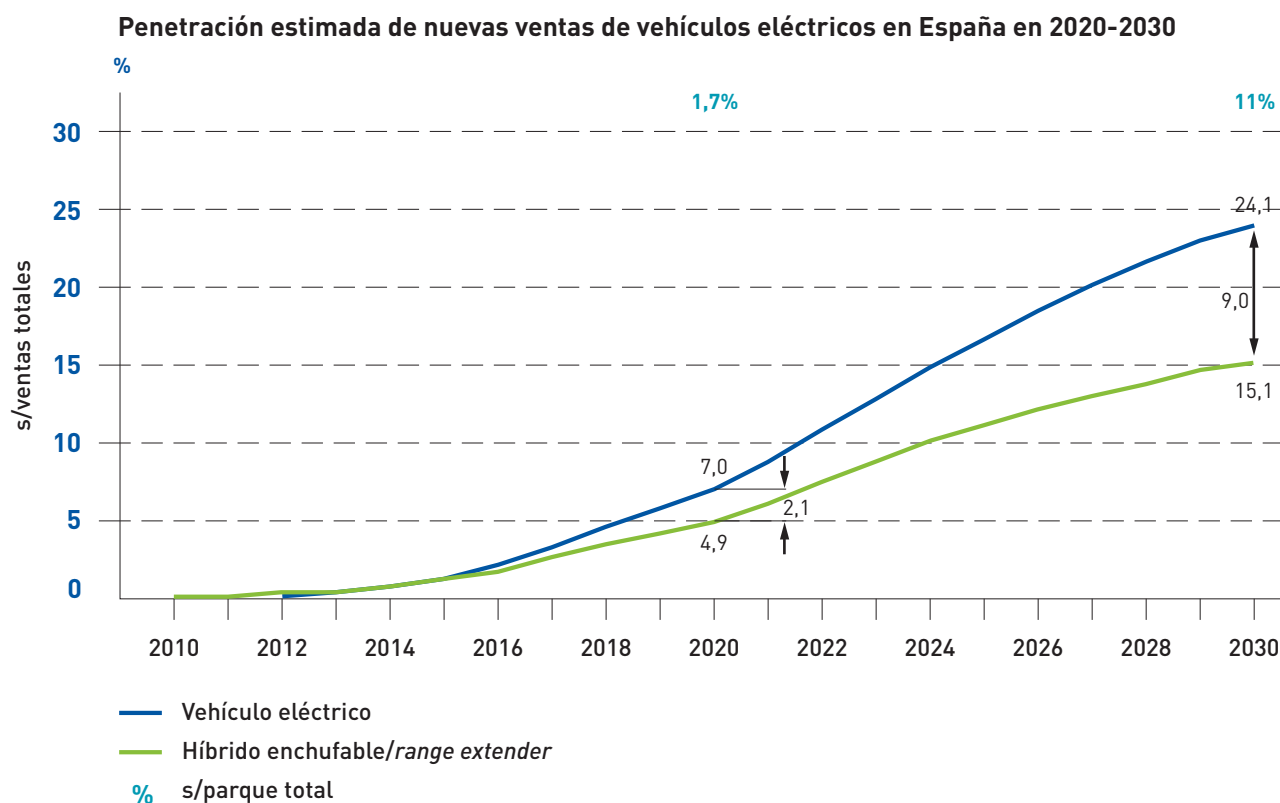
Escenarios

- 1 Desaceleración: el apoyo político disminuye y el precio del petróleo baja
- 2 Escenario moderado: continúa la preocupación por el cambio climático; el petróleo permanece elevado
- 3 Aceleración: el petróleo vuelve a precios récord; la regulación se vuelve mas restrictiva

¹ Híbrido no recargable

Fuente: Análisis BCG

Los niveles de penetración en España estarían alineados con los valores para Europa alcanzando el vehículo eléctrico un 2,1% de la cuota de nuevos vehículos vendidos en España en 2020, con un 4,5% de *range extender* y/o híbrido enchufable.



Tal y como hemos indicado antes, si distinguimos por tipo de vehículo, la penetración del vehículo eléctrico puro alcanzará el 18% en turismos pequeños/micro, mientras que apenas tendrá presencia en los turismos grandes y monovolúmenes, que en cambio alcanzarán una penetración del vehículo híbrido (incluyendo el enchufable) del 16% y 21% respectivamente.

Por otra parte, respecto al desarrollo del vehículo eléctrico en España hemos desarrollado un escenario de penetración en función del tipo de vehículo y uso del mismo, distinguiendo entre tres etapas: corto plazo (hasta 2012), medio plazo (2013-2016) y largo plazo (después de 2016).

En el corto plazo el coste total de propiedad (TCO) del coche eléctrico es mayor que el del coche convencional. Esperamos que las administraciones públicas (por necesidad y por imagen) y algunas empresas (por imagen) desarrollen pilotos y nuevos mercados para las primeras unidades de coches eléctricos.

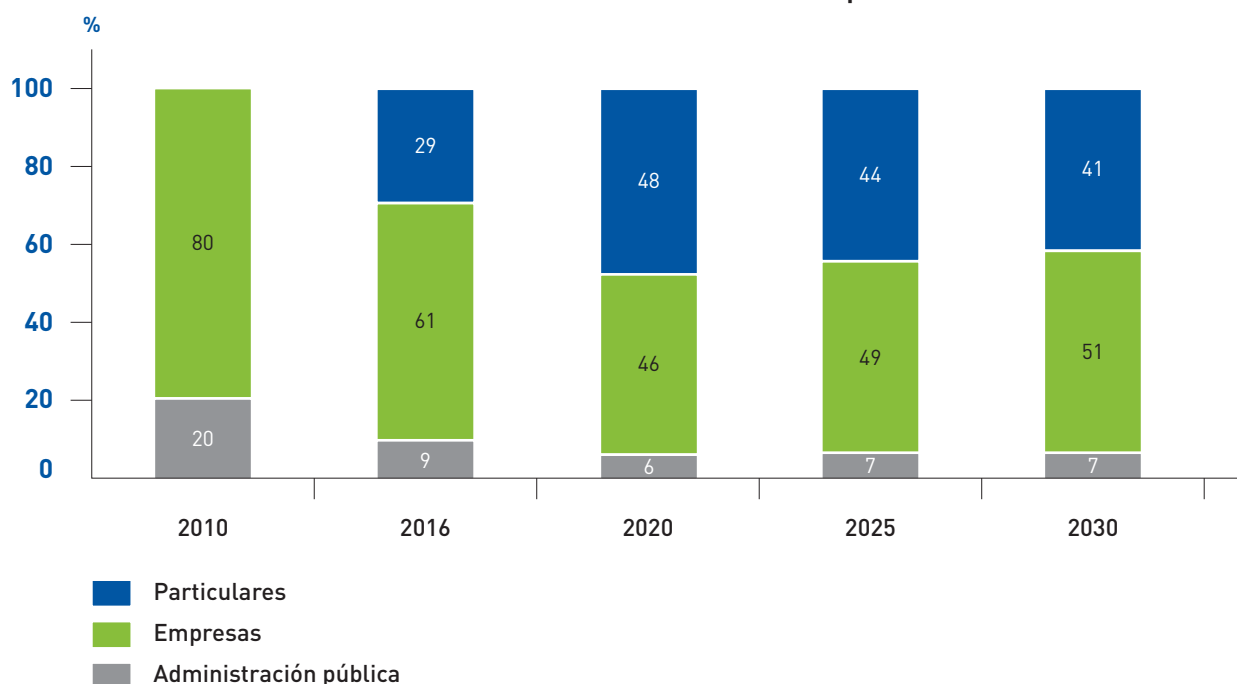
En el medio plazo se va reduciendo la desventaja en TCO del VE y se desarrollan simultáneamente el

VEH y el VEB (mayor TCO pero mayor autonomía). Los OEMs lanzan modelos de VE. Las administraciones públicas pueden fijar cupos de VE para sus propias flotas gracias a su oferta estructurada o que favorezca su penetración. Asimismo asumimos que se mantienen subsidios (en el entorno de 6.000 €) lo que permite que las empresa con flotas urbanas accedan al mercado.

Finalmente, en el largo plazo la desventaja en TCO desaparece en todos los modelos de automóvil. Las ventajas en TCO, infraestructura y uso generan demanda de VE para particulares y empresas.

La siguiente gráfica muestra la evolución anteriormente descrita en la que se observa cómo en el segmento de automóviles, administración pública y empresas serán las primeras en adoptar el vehículo eléctrico.

Ventas anuales de vehículos eléctricos en España



8.5 RELACIÓN DE ACRÓNIMOS EMPLEADOS

1G: Primera Generación

2 G: Segunda Generación

A-CAES: Adiabatic Compressed Air Energy Storage

ACS: Agua Caliente Sanitaria

AIE: Agencia Internacional de la Energía (IEA en inglés)

BOS: Balance of System

BTL: Biomass to Liquids

CAES: Compressed Air Energy Storage

CMP: Coste de la Materia Prima (para precios del gas en España hasta 2008)

CPV: Concentrated Photovoltaic

CRC: Cold Rolled Coil

CSP: Concentrated Solar Power

EDAR: Estación depuradora de aguas residuales

EIA: Energy Information Administration

EPIA: European Photovoltaic Industry association

ESCO: Energy Service Company

ETS: Emissions Trading Scheme

GN: Gas Natural

GW: Gigawatio

HoReCa: Hoteles, Restaurantes y Cafeterías

HTF: Heat Transfer Fluid

HRC: Hot Rolled Coil

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

IEA: International Energy Agency

KNO₃: Nitrato de potasio

kW: Kilowatio

kWh: Kilowatio hora

MW: Megawatio

MWh: Megawatio hora

NaNO₃: Nitrato de sodio

Nm³: Normal metro cubo

LEC: Levelized Energy Cost

LC: Lignocelulosa
 OCDE: Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico
 OEM: Original Equipment Manufacturer
 ORC: Organic Rankine Cycle
 Ppm: partes por millón
 PV: Photovoltaic
 RE: Range Extender
 RFS: Renewable Fuel Standards
 RSU: Residuos Sólidos Urbanos
 SEGS: Solar Energy Generation System
 TCO: Total Cost of Ownership
 Tep: Tonelada Equivalente de Petróleo
 TUR: Tarifa de Último Recurso
 VE: Vehículo Eléctrico
 VEH: Vehículo Híbrido Enchufable
 Wp: Watio Pico

8.6 BIBLIOGRAFÍA

- AEBIOM (European Biomass Association). *European Biomass Statistics 2007*. H. Kopetz. 2007.
- AEE (Asociación Empresarial Eólica). *Análisis y diagnóstico de la generación eólica en España*. 2006.
- APPA (Asociación de Productores de energías renovables). *Inventario de plantas de biomasa, biogás y pellets*. 2008.
- APPA (Asociación de Productores de energías renovables). *Estudio del Impacto Macroeconómico de las energías renovables en España*. 2009.
- APPA (Asociación de Productores de energías renovables). *Potencial geotérmico en España. Planes de apoyo necesarios para su desarrollo*. 2010.
- ASIF (Asociación de la Industria Fotovoltaica). *Informe anual*. 2006-2009.
- ASIT (Asociación solar de la industria térmica). *Energía solar térmica en España*. 2009.
- Asociación Empresarial Eólica. *Estudio macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España*. 2009.
- BTM Consult. *Global Wind Energy Development. 2030 Scenario*. 2009.
- CAM (Comunidad Autónoma de Madrid). *Guía de la energía geotérmica*. 2009.
- BTM Consult. *World market updates and forecast 2009-2013*. 2004-2009.
- Cantor. *Thin film solar*. 2008-2009.
- Carbon Trust. *Offshore wind power. Delivering at scale and cutting costs*. 2008.
- Carbon Trust. *Future Marine Energy*. J. Callaghan, R. Boud. 2007.
- CENER. *Calefacción y biomasa*. 2007.
- CEWEP (Confederation of European waste to energy). *Waste-to-energy and the revision of the waste framework directive*. C. Wielenga. 2008.
- CEWEP (Confederation of European waste to energy). *New waste-to-energy projects in Europe and Worldwide*. E. Fleck. 2010.
- Citibank. *European Solar Power Industry*. 2008.
- Clixoo. *Wave and tidal energy*. 2010.
- Credit Suisse Research. *Solar sector*. 2008-2009.
- CSP Today. *An overview of CSP in Europe, North Africa and the Middle East*. C. Márquez. 2009.
- CSP Today. *Global Concentrated Solar Power Industry Report 2010-2011*. JM. Martín, N. Garzas, C. Márquez. 2009.
- Deutsche Bank. *The CSP industry. An awakening giant*. 2009.
- Deutsche Bank. *Solar photovoltaic industry*. 2007-2009.
- DOE (US Department of Energy). *Biomass program*. 2010.
- DOE (US Department of Energy). *Geothermal tomorrow*. 2008.
- DOE (US Department of Energy). *Ocean Energy Technology Overview*. 2009.
- EBTP (European Biofuels Technology Platform). *Strategic Research Agenda & Strategy Deployment Document*. 2008.
- EEA (European Environment Agency). *How much bioenergy can Europe produce without harming the environment?* 2006.
- EGEC (European Geothermal Energy Council). *Research Agenda for Geothermal Energy Strategy 2008-2030*. 2008.
- EGEC (European Geothermal Energy Council). *EGEC Brussels declaration*. 2009.

- EPIA (European Photovoltaic Industry Association). *Global market outlook for photovoltaics until 2012*. 2008.
- EPIA (European Photovoltaic Industry Association). *Annual Report*. 2007-2008.
- EPIA (European Photovoltaic Industry Association). *Solar electricity for over one billion people and two billion jobs by 2020*. 2008.
- ESSTP (European Solar Thermal Technology Platform). *Solar Heating and Cooling for Sustainable Energy Future in Europe*. 2008.
- ESSTP (European Solar Thermal Technology Platform). *Solar Thermal Vision 2030*. 2006.
- ESHA (European Small Hydropower Association). *Strategy study for development of small hydropower in the European Union*. 2008.
- ESHA (European Small Hydropower Association). *State of the art of Small Hydropower in EU-25*. 2006.
- Estela (European Solar Thermal Electricity Association). *Concentrating Solar Power. Global Outlook 2009*. C. Richter, S. Teske, R.Short. 2009.
- EU (European Commission). *Ocean energy conversion in Europe*. 2007.
- EU (European Commission). *Biofuels in the European Context. Facts and uncertainties*. 2008.
- EUBIONET (European Bioenergy Networks). *Innovative solutions for solid, gaseous and liquid biomass production and use*. 2003.
- Euroobserver. *Geothermal barometer*. 2007.
- Euroobserver. *Wind energy barometer*. 2008.
- Euroobserver. *Biomass barometer*. 2008.
- Euroobserver. *Biogas barometer*. 2007.
- Euroobserver. *Small hydraulic barometer*. 2006.
- Euroobserver. *Biofuels barometer*. 2007.
- European Climate Foundation. *Biomass for heat and power. Opportunity and economics*. 2010.
- EVE (Ente Vasco de la Energía). *Minihidráulica en el País Vasco*. 1995.
- GEA (Geothermal Energy Association). *US Geothermal power production and development update*. 2009.
- GL Garrad Hassan. *Offshore market report*. 2009.
- Global Wind Energy Council. *Global Wind Energy Outlook 2008*. 2005-2008.
- Gottstein Trust. *Energy from wood. Policies, logistics and economics of bioenergy in Nordic Countries*. 2008.
- HM Government. *Marine Energy Action*. 2009.
- HSBC (Solar power). 2007-2009.
- IDAE. *Estimación de costes de inversión, operación y mantenimiento de instalaciones solares*. 2007.
- IDAE. *La energía solar termoeléctrica. Situación actual*. A. Fresneda. 2009.
- IEA (International Energy Agency). *Determination of the efficiencies of Automatic Biomass Combustion Plants*. 2006.
- IEA (International Energy Agency). *Solar heat Worldwide*. 2007.
- IEA (International Energy Agency). *World energy outlook*. 2007-2009.
- IEA (International Energy Agency). *Renewables Information*. 2007-2009.
- IEA (International Energy Agency). *Status technologies report*. 2007-2009.
- IEA (International Energy Agency). *Wind Energy Technology roadmap*. 2009.
- IEA (International Energy Agency). *Informe anual de la energía oceanica*. 2008-2009.
- IEA (International Energy Agency). *IEA implementation agreement on ocean energy systems*. 2008.
- IEA (International Energy Agency). *From 1G to 2G generation biofuel technologies*. 2008.
- IEA (International Energy Agency). *Biofuels for transport- Part of a sustainable future?* 2008.
- IEA (International Energy Agency). *Ocean energy opportunity, present status and challenges*. 2008.
- IEA (International Energy Agency). *Geothermal Energy. 12th annual report*. 2008.
- IGME (Instituto Geológico y Minero de España). *La energía geotérmica*. 2006.
- IHS Herold Inc. *Global Upstream Performance Review*. 2009.
- ISTAS (Instituto sindical de trabajo, ambiente y salud). *Energías renovables y generación de empleo en España, presente y futuro*. 2008.
- Jacob Securities. *Marine energy primer*. 2009.
- Janice Larson. *Tidal Power Generation for a Remote, Off-Grid Community on the British Columbia Coast*. 2007.
- JP Morgan (Solar strategy). 2009.
- Korea Ocean Research & Development Institute. *Annual Report*. 2006.

- Macquiere Research. *Thin film Silicon PV*. 2008.
- Make Consulting. *WTG OEM Market shares 2009*. 2010.
- Make Consulting. *The wind offshore report*. 2007.
- Needham. *Solar PV technology*. 2008-2010.
- NREL (National Renewable Energy Laboratory). *Energy from Offshore Wind*. W. Musial, S. Butterfield and B. Ram. 2006.
- NREL (National Renewable Energy Laboratory). *World biofuels assessment*. R.L.Bain. 2007.
- OECD (Organization for Economic Cooperation and Development). *Biofuel support policies*. 2008.
- Pernille Høltedahl. *A European Market Study*. 2009.
- Sandia National Laboratories. *Heliostat Cost Reduction Study*. G. Kolb, S. Jones, M. Donnelly, D. Gorman, R. Thomas, R. Davenport, R. Lumia. 2007.
- Societe Generale. *Rediscovering geothermal power*. 2009.
- Sustainable Development Commision UK. *Turning the Tide*. 2007.
- The European Wind Energy Association. *The Economics of Wind Power*. S. Krohn, P. Morthorst, S. Awerbuch. 2009.
- The European Wind Energy Association. *Wind Energy targets for 2020 and 2030*. 2009.
- The Ocean Renewable Energy Group. *The Path Forward*. 2006.
- UBS. *Photovoltaic industry*. 2007.
- Waveplam. *Non-technological Barriers to Wave Energy Implementation*. 2009.
- WEC (World Energy Council). *Biofuels: Policies, standards and technologies*. 2010.

www.idae.es

IDAE: Calle Madera 8, 28004, Madrid, Tel.: 91 456 49 00, Fax: 91 523 04 14
mail: comunicacion@idae.es

