

3. Análisis y prospectiva de costes

3. Análisis y prospectiva de costes

Los costes asociados a la generación con energías renovables es uno de los aspectos de principal preocupación al considerar esta opción tecnológica. La tendencia generalizada es pensar que estas tecnologías son, *por definición*, más caras que las “convencionales”. Sin embargo, este pensamiento no es, en principio, más que una extrapolación no fundamentada de la situación actual, en la que las tecnologías renovables en efecto son o aparentan ser más caras que las “convencionales”. Pero no debe perderse de vista que el término “convencionales” tampoco está aparejado a ciertas tecnologías *por definición*, sino que más bien es una etiqueta que nos debe servir de recordatorio de un hecho fundamental con grandes repercusiones sobre los costes: se trata de tecnologías que ya han recorrido su curva de aprendizaje alcanzando volúmenes de producción que les han permitido alcanzar la zona asintótica de su curva de costes.

Por otro lado, en la estructura de costes actuales, y especialmente para las tecnologías “convencionales” actuales, a menudo no están internalizados todos los elementos de coste real asociados a esa tecnología, lo cual constituye otro elemento de distorsión al comparar tecnologías.

De cara a desarrollar una planificación energética que nos permitiera evolucionar hacia la sostenibilidad, las comparaciones de coste relevantes son aquellas realizadas asumiendo que todas las tecnologías se han convertido ya en “convencionales”, es decir, que han recorrido completamente su curva de aprendizaje, y que todos los costes asociados al

uso de esa tecnología están adecuadamente internalizados. En efecto, el volumen de producción asociado a cualquier tecnología que pasara a formar una parte relevante de la nueva configuración energética, sería más que suficiente para garantizar que hubiera recorrido su curva de aprendizaje.

En este punto vamos a presentar análisis de costes de las distintas tecnologías consideradas. Para ello, hemos realizado un exhaustivo barrido bibliográfico para definir tanto la estructura actual de costes como las tasas de progreso barajadas para recorrer las curvas de aprendizaje. Algunos de los datos de coste actual provienen de la base de datos SETRIS (EC, 2004), y el resto de la bibliografía específica de cada tecnología reseñada al final del informe.

El indicador principal que vamos a emplear para valorar los costes es el coste normalizado de la electricidad (LEC: Levelized Electricity Cost), pues en un único parámetro nos agrupa el efecto de los costes de inversión y de los de operación a lo largo del ciclo de vida de la tecnología. Adicionalmente, y por constituir una referencia muy adecuada en el contexto actual de comercio de emisiones, presentaremos resultados económicos en términos de costes de eliminación de CO₂.

De cara a tener una base común que nos permita comparar los costes de las distintas tecnologías, a principios del desarrollo del proyecto (2003) adoptamos unos valores de referencia para las evaluaciones económicas, entre los que figuraban el interés del dinero y la tasa de inflación, que adoptamos

en un inicio como $i = 8\%$ y $f = 2,6\%$. Sin embargo, y dado el desarrollo posterior que ha tenido la tasa de inflación, nos ha parecido adecuado modificar la tasa de inflación hasta $f = 3,5\%$. Por tanto, en el informe se presentan resultados con ambos valores.

3.1. Centrales de referencia

Antes de entrar a analizar las distintas tecnologías renovables, nos ha parecido conveniente hacer un análisis en los mismos términos de las tecnologías "convencionales", a fin de tener un patrón de comparación evaluado con los mismos métodos de cálculo.

Por otro lado, aunque coincidimos con (Illum, K., 2006) en que un escenario energético BAU (business as usual) para el 2050 carece completamente de sentido por no disponer ni de recursos ni de capacidad del medio para soportarlo, nos ha parecido interesante desarrollar algunos estudios de coste paramétricos de las tecnologías convencionales que permitiera ubicarlas correctamente en el contexto en el que estamos considerando las tecnologías renovables para el 2050.

En efecto, la evolución de costes que cabe esperar para las tecnologías renovables es hacia menores costes a medida que evolucionen por su curva de aprendizaje. Pero simultáneamente la evolución de costes que cabe esperar de las tecnologías "convencionales" es hacia un incremento de costes ocasionado por el encarecimiento de los combustibles de recursos limitados que emplean, por la reducción del volumen de producción al compartir el mercado con otras tecnologías, así como por la internalización de los costes que actualmente no están

computándose a estas tecnologías posponiendo su pago en el tiempo para que "otros" se hagan cargo de ellos.

Conviene resaltar aquí la condición diferencial respecto a las externalidades de las tecnologías renovables respecto a las "convencionales". Las primeras no pueden esconder en su estructura de costes prácticamente ninguna externalidad, puesto que el coste está dominado por la inversión (no gastos de combustible) y si se implantan correctamente su impacto ambiental es muy bajo. Por contra, en las tecnologías "convencionales", la gran mayoría de impactos ambientales asociados a su explotación permanecen todavía hoy sin una valoración económica, por lo que no aparecen reflejados en su LEC ni parámetros de rentabilidad. Este es un motivo adicional para la condición actual más favorable desde un punto de vista económico para las tecnologías "convencionales": ¡En ellas no se paga lo que cuestan!

Por último, otro aspecto relevante asociado a las centrales de referencia, es la definición de la tecnología de referencia para evaluar los costes de eliminación de CO_2 (CE_{CO_2}). A lo largo de este estudio hemos adoptado como referencia para la evaluación del CE_{CO_2} una central de ciclo combinado operando con gas natural, con un rendimiento del 52%, una estructura de costes del estilo de las que había en el 2003, y un modo de operación como los actualmente planificados para estas centrales. Asumiendo por tanto un coste de inversión de 435 €/kW.h_e (antes del multiplicador de costes indirectos de $\text{MCI} = 1,15$), unos costes de O&M de 0,20 c€/kW.h_e, un coste del combustible de 1,22 c€/kW.h_{PCI} y un factor de capacidad del

66 85%, obtenemos para la central de ciclo combinado de referencia un $LEC = 4 \text{ c€/kW.h.e.}$ Por tanto, para la evaluación de los CE_{CO_2} a lo largo de todo el proyecto hemos tomado $LEC_{ref} = 4 \text{ c€/kW.h.e.}$

El hecho de adoptar un LEC_{ref} constante a lo largo de todo el proyecto resulta conveniente para dar homogeneidad a los resultados presentados, pero conviene tener presente que esta referencia no es estática, sino que evoluciona a lo largo del tiempo al modificarse los costes y actuaciones ambientales de la tecnología de referencia en cada instante. Esto se ha hecho patente ya en los algo más de dos años que ha durado el proyecto, a lo largo de los cuales el precio del gas natural ha experimentado un incremento significativo y se han empezado a añadir los costes asociados a las emisiones de CO_2 , de tal forma que si seguimos adoptando la central de ciclo combinado con gas natural como tecnología de referencia, el LEC_{ref} ha aumentado significativamente, y por tanto los CE_{CO_2} de las tecnologías renovables son inferiores a los mostrados en este informe. De hecho, si proyectamos la central de ciclo combinado al año 2050, internalizando sus costes ambientales y teniendo en cuenta el incremento en el coste del combustible, el CE_{CO_2} del ciclo combinado del 2050 (evaluado adoptando como referencia el ciclo combinado del 2003), puede ser significativamente superior al CE_{CO_2} de muchas tecnologías renovables.

Por tanto, la información presentada en este informe en términos de CE_{CO_2} no debe entenderse de forma absoluta, sino tan sólo relativa entre tecnologías. Lo que sí que puede hacerse, dado que la tecno-

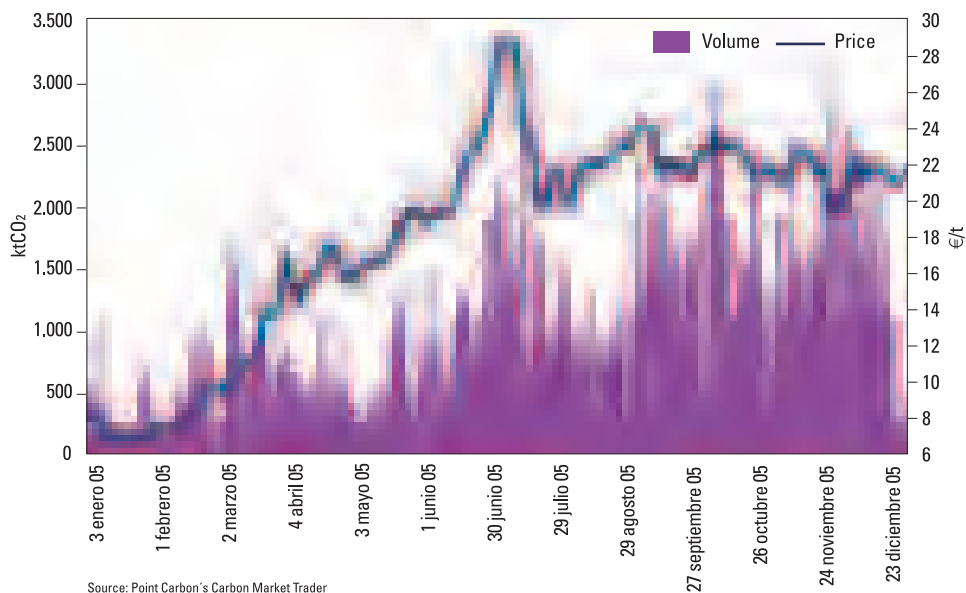
logía de referencia y el LEC_{ref} empleados son representativos de la época en la que se ha iniciado el mercado de emisiones de CO_2 , es comparar cuantitativamente los CE_{CO_2} presentados en este informe con el coste de los derechos de emisiones en el mercado de emisiones de CO_2 . Esta comparación nos puede proporcionar una clara indicación de cómo deberían evolucionar los derechos de emisiones de CO_2 en el mercado si ese incentivo económico tuviera que contribuir a activar la transición del sistema energético hacia la sostenibilidad. A modo de referencia, en la figura-38 mostramos la evolución de la tonelada de CO_2 en los mercados europeo y norteamericano durante el año 2005. [Ver Figura 38].

3.1.1. Ciclo combinado

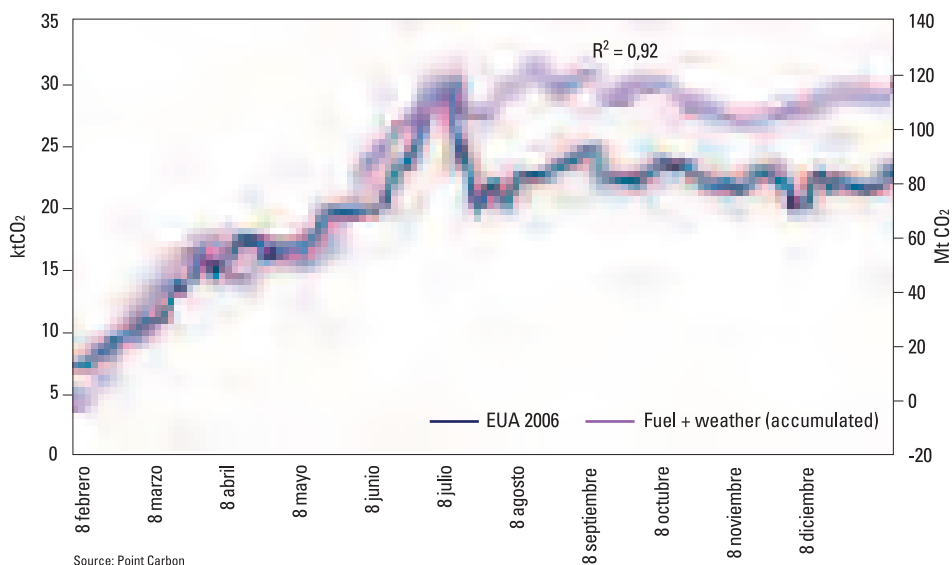
Uno de los principales factores que previsiblemente conducirá a un incremento del LEC asociado a la generación con una central de ciclo combinado que emplee gas natural como combustible es el incremento del coste del combustible a medida que se vayan agotando las reservas finitas del mismo. Este coste está además sometido a importantes fluctuaciones asociadas a la situación socio-política del momento. En los últimos años, ya hemos experimentado un incremento muy importante del coste de este combustible. El precio máximo de venta del gas natural como materia prima ha pasado de $1,2164 \text{ c€/kWh}_{PCI}$ en noviembre del 2003 a $2,0261 \text{ c€/kWh}_{PCI}$ en junio del 2006, lo cual representa un 19% de incremento anual, y con variaciones interanuales en el año 2006 que han llegado a ser superiores al 70% en algunos meses (<http://cepco.hispamat.com>).

Figura 38 Evolución de los precios de la tonelada de CO₂ en los mercados de emisiones europeo y norte americano a lo largo del año 2005.

Volumes and prices. Daily closing prices and traded volumes in EU ETS in 2005



Driven by fuel prices. EUA prices from 8 feb. to end nov. 2005, left axis in €/t, compared to the changes to Point Carbon's allowance demand indicator E-t-C from fuel prices and weather, accumulated throughout 2005, right axis in Mt CO₂



68 En la Figura-39 presentamos la evolución del LEC del ciclo combinado en función de la inflación media anual experimentada por el precio del gas natural a lo largo de la vida útil de la central. Se presentan dos casos: el caso-1 corresponde a una inversión (incluyendo multiplicador de costes indirectos: MCI) de 530 €/kW_e operando con CF = 90%, caso que podríamos considerar optimista de cara al 2050, pues el menor tamaño de las centrales conducirá a mayor inversión unitaria, y el requerimiento de regulación de un mix con mayor contribución renovable y la necesidad de limitar las emisiones conducirán a un menor CF. El caso-2 corresponde a una inversión (incluyendo MCI) de 650 €/kW_e operando con CF = 80%. El resto de parámetros económicos aparecen en el gráfico, y se corresponden con la situación en el 2003, mucho más favorable que la que cabe esperar en el 2050 y que exploraremos más adelante. [Ver Figura 39].

En la Figura-40 mostramos la evolución del LEC de una central de ciclo combinado con gas natural como función del precio del combustible el primer año de vida útil de la misma, e inflacionado posteriormente a la tasa de inflación general, que hemos considerado del orden de la actual ($f = 3,5\%$). El resto de condiciones económicas aparecen reflejadas en la figura. Como podemos ver en estas dos figuras, incluso con unas condiciones económicas favorables en relación a los demás factores, los incrementos que cabe esperar en el coste del gas natural, fácilmente conducirían para el 2050 a unos LEC de la central de ciclo combinado por encima de $LEC = 10 \text{ c€/kW.h}_e$, considerablemente superior al que varias tecnologías renovables pueden alcanzar ya en la actualidad, con bastante curva de aprendizaje industrial por delante. [Ver Figura 40].

Otro aspecto relevante es el modo de operación de la central. Para que una central de

Figura 39 Evolución del LEC de una central de ciclo combinado operada con gas natural con la inflación anual media del precio del combustible.

Ciclo combinado con gas natural

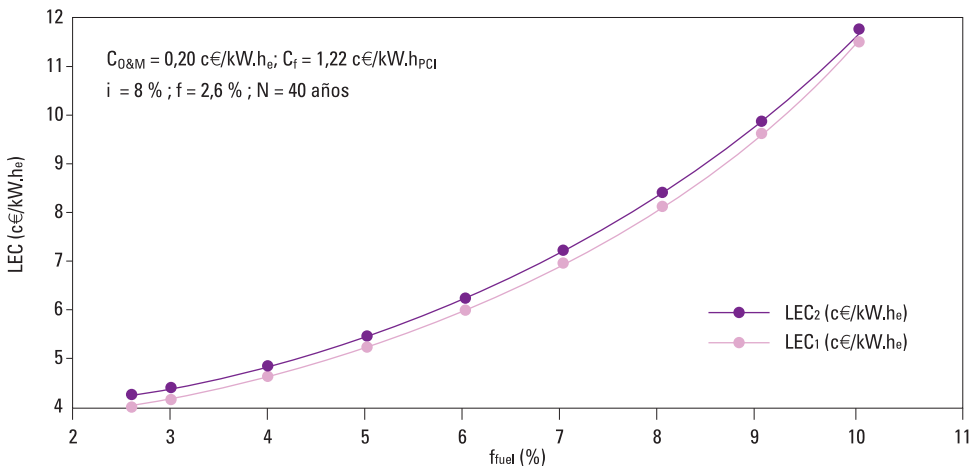
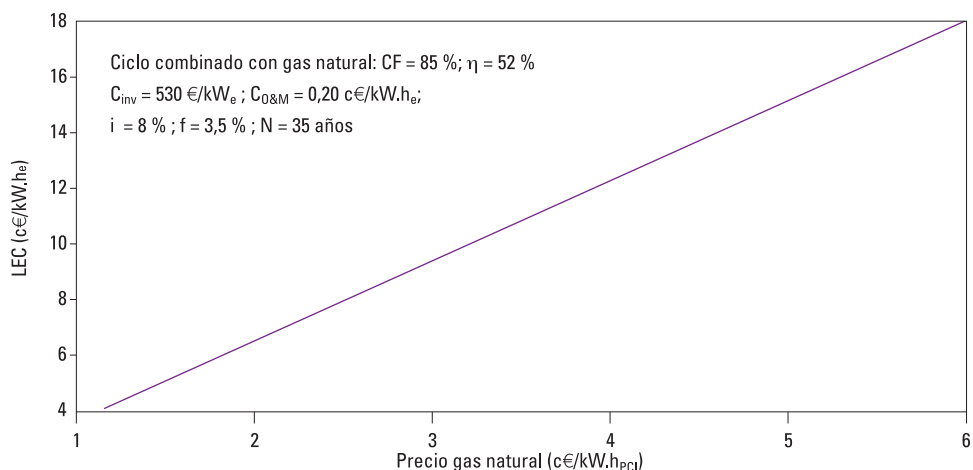


Figura 40 Evolución del LEC de una central de ciclo combinado operada con gas natural con el precio del combustible en el primer año de explotación de la central, asumiendo que posteriormente inflacione a la tasa de inflación general.

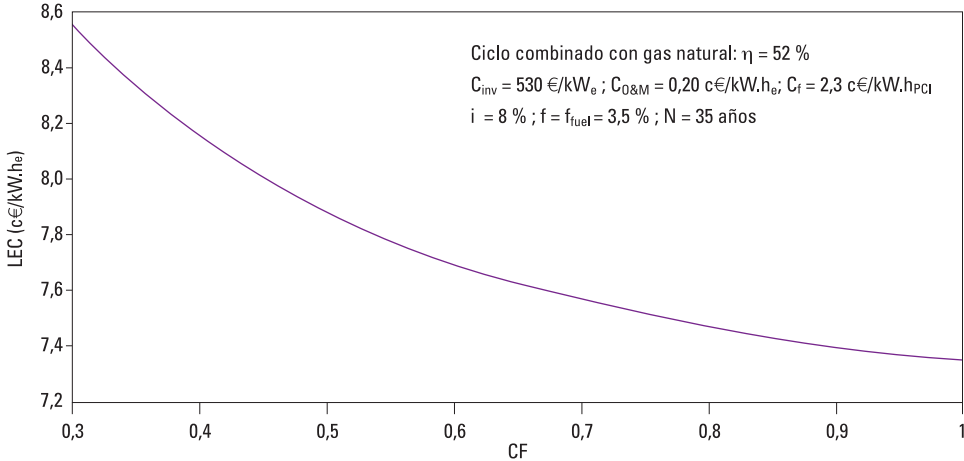


ciclo combinado en el año 2003 alcanzara el $LEC_{ref} = 4$ c€/kW.h_e, era necesario poder operarla muchas horas al año, es decir, emplear factores de capacidad elevados. Aún en el supuesto de que las centrales de ciclo combinado siguieran estando presentes en el mix de generación del 2050, su modo de operación sería radicalmente distinto al empleado en el 2003. En efecto, para el 2050 cabe esperar una participación muy superior a la actual de las tecnologías renovables. En estas condiciones, es decir, una vez hechas las inversiones, en la explotación del sistema de generación nos encontraríamos con una serie de centrales (la mayoría de las renovables instaladas) con costes de explotación tremendamente bajos en comparación a los costes de explotación de las centrales de ciclo combinado. Por tanto, la operación de los ciclos combinados pasaría de ser una operación en carga base a una operación en puntas cubriendo las puntas

del cociente entre demanda y capacidad de generación renovable. En esta situación el factor de capacidad de la central de ciclo combinado se reduciría significativamente, lo cual conduciría a un incremento del LEC de la electricidad generada con esta central tal y como observamos en la Figura-41. [Ver Figura 41].

Finalmente, en la Figura-42 mostramos la evolución del LEC de la central de ciclo combinado operada con gas natural en función de los costes de O&M, dentro de los cuales incluimos la valoración de externalidades (costes de emisión de CO₂,...). El resto de parámetros económicos aparecen indicados en la figura y constituyen un reflejo de lo anteriormente comentado. La flecha roja indica el rango en el que podríamos estar moviéndonos en el año 2050. Es preciso recalcar aquí que los costes debidos a la internalización de externalidades de la

70 **Figura 41** Evolución del LEC de una central de ciclo combinado operada con gas natural al variar el factor de capacidad con el que se opera la central.



tecnología de ciclo combinado van a ir creciendo a medida que retrasemos la transición hacia un modelo de desarrollo sostenible, tanto por el incremento en las tasas de cambio requeridas para respetar las condiciones de contorno ambientales, como por la acumulación de externalidades no cubiertas por la tecnología en el pasado.

Como ya hemos comentado anteriormente, carece de sentido plantearse un escenario BAU de cara al 2050, en el cual nuestro parque de generación eléctrica estuviera basado mayoritariamente en centrales de ciclo combinado operando con gas natural. En ese supuesto, habría que admitir que también el parque de generación del resto de países actualmente menos desarrollados estuvieran basados en esta misma tecnología, y ni la disponibilidad del recurso (gas natural), ni la capacidad del medio de absorber el impacto, permiten que esta hipótesis se sustente por sí misma. Pero incluso haciendo el ejercicio intelectual de aceptar

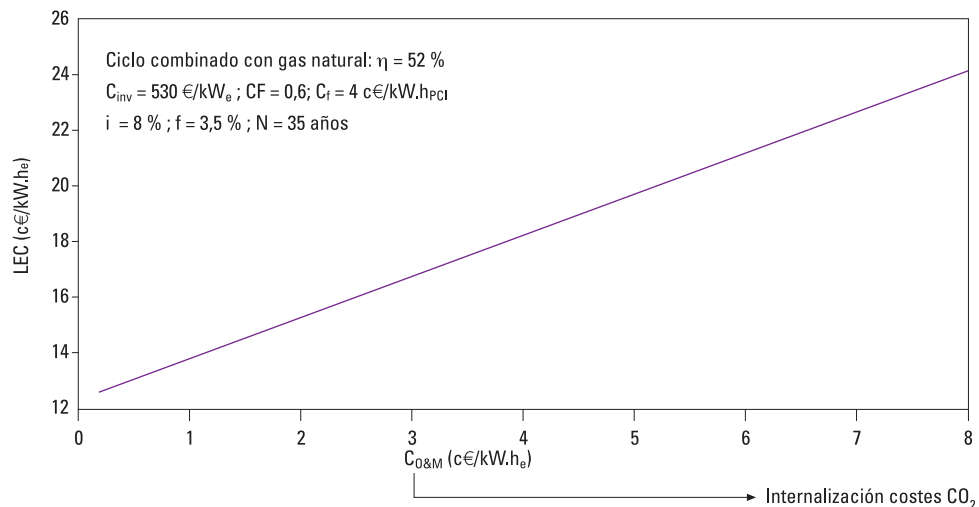
este supuesto, fácilmente cabría esperar LEC de esta tecnología iguales o superiores a 15 c€/kW.h_e , en cuyas condiciones muchas tecnologías renovables resultarían más favorables. [Ver Figura 42].

3.1.2. Nuclear

Dado que en la actualidad, y en el contexto de buscar la reconversión del sistema energético hacia la sostenibilidad, todavía se escuchan voces proponiendo la opción nuclear como alternativa a las renovables en base al argumento de sus reducidas emisiones de CO_2 , nos ha parecido conveniente incluir aquí algunas reflexiones sobre las opciones de esta tecnología, así como considerar sus costes bajo la misma óptica empleada en este estudio para evaluar los costes de las tecnologías renovables.

Existen varios motivos de peso que aconsejan no emplear la tecnología nuclear de fisión para basar nuestro modelo de generación

Figura 42 Evolución del LEC de una central de ciclo combinado operada con gas natural en función de los costes de operación y mantenimiento (incluyendo la valoración de externalidades).



eléctrica. Respecto a la tecnología nuclear de fusión, no tiene ninguna opción de estar disponible antes de que ya hayamos tenido que resolver la encrucijada energético-ambiental en la que nos encontramos sumidos, y por tanto no puede contarse con ella como una herramienta válida para resolver dicho problema. Por otro lado, algunos de los inconvenientes asociados a la tecnología de fisión podrían seguir estando presentes en la de fusión.

Sin pretender ser exhaustivos pasamos a citar algunos argumentos que desaconsejan el uso de la tecnología nuclear de fisión desde el punto de vista de la sostenibilidad:

- Costes elevados. Al incluir los requerimientos de seguridad, tener en cuenta la limitación del recurso y valorar sus externalidades, los costes de la electricidad nuclear caen significativamente por encima de los

que pueden alcanzar muchas tecnologías renovables para el 2050.

- Limitación recursos energéticos. En el caso de adoptar esta tecnología como herramienta para resolución del problema energético-ambiental, su uso debería extenderse a todos los países, y especialmente a los países actualmente menos desarrollados en los que se va a localizar el término principal del incremento de la demanda, haciendo crecer exponencialmente la demanda de uranio, un recurso limitado y escaso, anulando la sostenibilidad del esquema energético.

- Gestión de residuos. A fecha de hoy sigue sin estar correctamente resuelto el problema de la gestión de los residuos radiactivos, y sin internalizar el coste asociado a tener una seguridad absoluta de que no se está trasladando un problema ambiental de

grandes dimensiones hacia las generaciones futuras. Adoptar la tecnología nuclear como parte del modelo energético del futuro, extendiendo su uso a todos los países, haría crecer también de forma exponencial tanto la cantidad de residuos generados, como la dificultad de garantizar que en todos los casos se les aplicara el tratamiento adecuado (una vez definido éste). En oposición a las tecnologías renovables que tienen todos sus costes desplazados al inicio de la vida útil de la instalación, el coste asociado a la gestión de los residuos nucleares es un coste "a posteriori", y por lo tanto es mucho más fácil que acabe "cayendo en el olvido" hipotecando a las generaciones futuras para costear y resolver técnicamente el problema.

- Seguridad de operación. Los requerimientos de seguridad sobre las hipotéticas centrales nucleares del futuro deberían ser evidentemente mucho más elevados que los del pasado, y esto tiene importantes repercusiones sobre los costes de la tecnología. Otra complejidad y coste adicional en esta línea son los asociados a garantizar que estos standard de seguridad se satisfacen en cualquier lugar del mundo (caso Chernobyl), pues evidentemente debería haber centrales nucleares en todo el mundo si la tecnología fuera parte de la solución al problema energético-ambiental.
- Prevención atentados. Un elemento adicional de seguridad a tener en cuenta en la situación actual es la prevención de atentados sobre centrales nucleares. Anular cualquier posibilidad de atentado contra un reactor nuclear (incluso asumiendo que fuera posible alcanzar un 100% de fiabilidad, lo cual es cuestionable), representaría

un coste adicional de O&M a computar con el resto de costes de la tecnología, y encarecería por tanto el LEC de la electricidad nuclear.

- Prevención proliferación armamento nuclear. Los aspectos de seguridad, además de la operación de la central y la protección contra atentados en la propia central, deberían extenderse a la prevención de proliferación de armamento nuclear, abarcando todo el ciclo del combustible nuclear y llevando los requerimientos de seguridad a una localización geográfica superior a la de las propias centrales. Esta exigencia, una vez más, conduciría a un coste adicional a computar para valorar el coste de la electricidad nuclear.
- Limitación transferencia tecnológica. Una de las características principales de las herramientas a emplear para abordar la problemática energético-ambiental actual, dado que la mayoría del incremento de la demanda se localizará en los países actualmente menos desarrollados, es su facilidad para la transferencia tecnológica. La tecnología nuclear es probablemente el mejor ejemplo de una tecnología absolutamente limitada para su transferencia tecnológica. El ejemplo más cercano lo tenemos en el reciente revuelo internacional en el año 2006 al anunciar Irán que tenía capacidad para enriquecer uranio, según ellos con fines de generación de electricidad (civiles), pero la cercanía del proceso tecnológico al de fabricación de armamento nuclear ha llevado los niveles de alarma al máximo. La sostenibilidad a nivel planetario requiere una transferencia tecnológica a gran escala, tanto para acercar el proceso al elevado ritmo de cambio requerido, como para evitar

dependencias tecnológicas. La tecnología nuclear no tiene capacidad de cumplir este condicionante.

- Dificultad de regulación. Asumiendo que la tecnología nuclear en cualquier caso no podría ser la única tecnología empleada en el mix de generación eléctrica del futuro, debería integrarse en un mix de generación con una elevada contribución renovable. La regulación de un mix de generación con elevada contribución renovable, como veremos más adelante, requiere que las tecnologías con mayores costes de O&M, y la nuclear sería una de ellas por consumir combustible, tengan capacidad de cubrir el déficit entre demanda y generación con las tecnologías renovables. La tecnología nuclear, con sus elevadas inercias y dificultades de contribuir a la regulación (limitada velocidad de respuesta, limitación modulación potencia, envejecimiento equipos en modo regulación,...) sería la opción tecno-

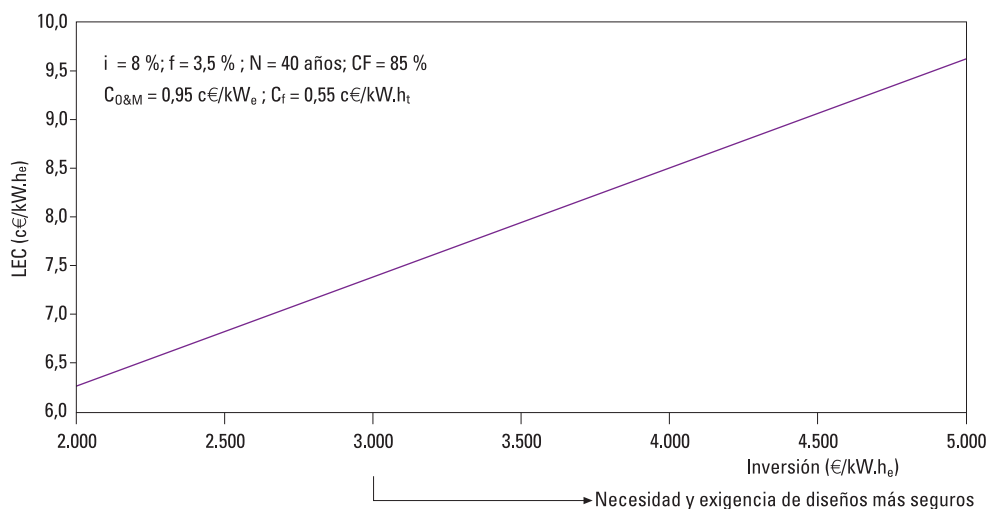
lógica menos apropiada para complementar un mix de generación con elevada contribución renovable.

A continuación pasamos a reflejar algunos de estos aspectos en los costes de la electricidad nuclear.

En la Figura-43 mostramos la dependencia del LEC nuclear con los costes de inversión. A pesar de la gran incertidumbre asociada a los costes de inversión actuales para centrales nucleares, parece difícil permanecer por debajo de los 3000 €/kW_e cumpliendo con los requisitos de seguridad exigibles. [Ver Figura 43].

En la Figura-44 mostramos el efecto de los costes de operación y mantenimiento sobre el LEC nuclear. Existe muy poca información relativa a todos los conceptos incluidos dentro de los costes de O&M (reflejados en la figura), y de hecho, algunos de estos costes

Figura 43 Dependencia del LEC nuclear con los costes de inversión.



74 **Figura 44** Dependencia del LEC nuclear con los costes de O&M.

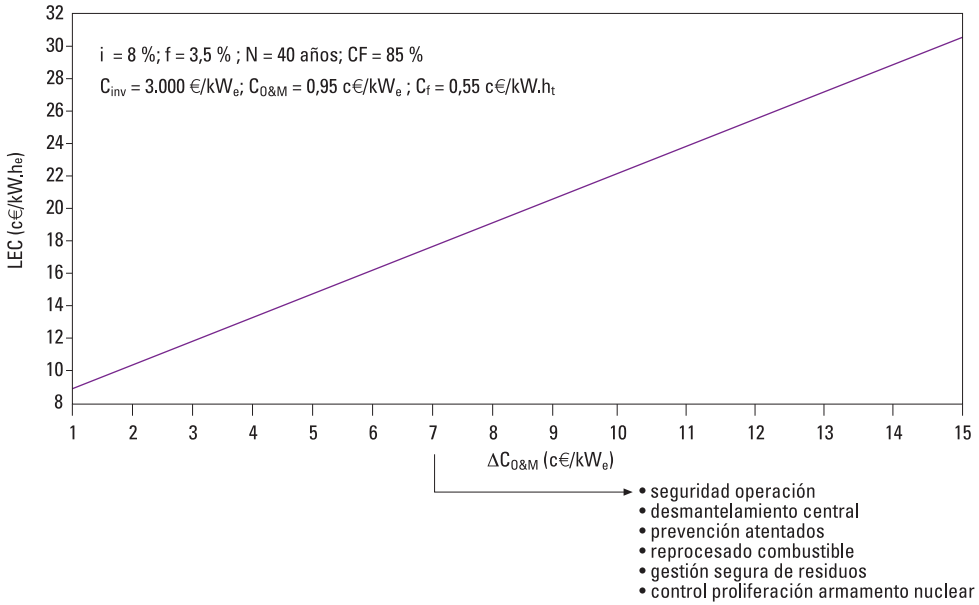
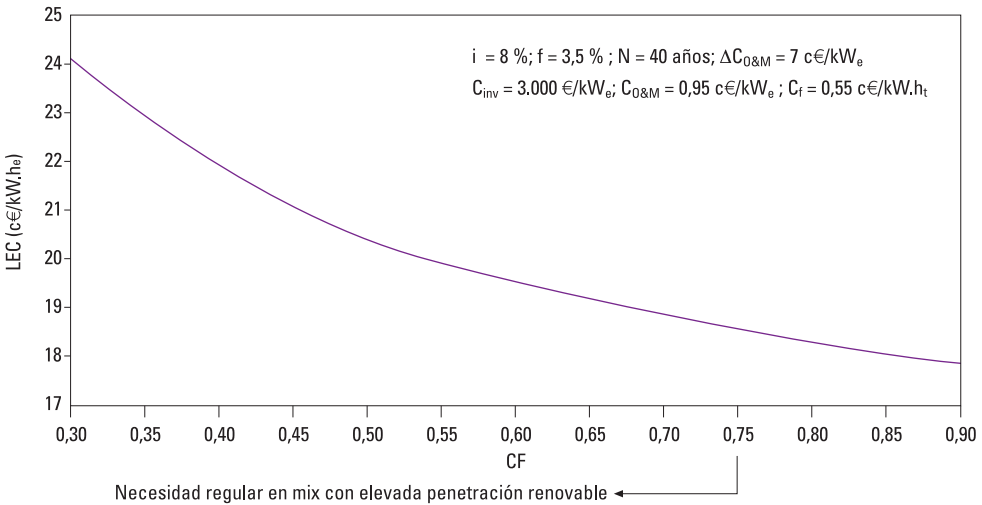


Figura 45 Dependencia del LEC nuclear con el factor de capacidad.



son prácticamente imposibles de valorar por desconocer las soluciones técnicas requeridas, pero de la información disponible se concluye que parece difícil que estos costes se sitúen por debajo de $7 \text{ c€/kW}\cdot\text{h}_e$, pasando a ser mucho más importantes que el propio coste del combustible (al menos con los ritmos de explotación actual). [Ver Figura 44].

En la Figura-45 mostramos el efecto de la necesidad de contribuir a la regulación en un sistema con elevada contribución renovable. En un mix con elevada penetración renovable, el papel de las tecnologías con elevado coste de O&M y que consumen combustible sería cubrir el déficit entre demanda y capacidad de generación con el resto de tecnologías renovables. Esto como veremos, conduce en la práctica a exigencias de elevadas potencias en cortos períodos de duración, por lo que la tecnología nuclear estaría incapacitada desde un punto de vista técnico. Pero aún asumiendo que pudiera realizar esa regulación, el efecto final sería una

reducción de su factor de capacidad anual, y por tanto un incremento del coste de la electricidad nuclear. [Ver Figura 45].

En la Figura-46 mostramos la dependencia del LEC nuclear con el precio del combustible. En la actualidad el combustible nuclear tiene un coste muy bajo, pero dado que se trata de un combustible escaso, en el caso de una elevada implementación nuclear en el planeta, resulta evidente que el combustible nuclear iría incrementando su coste a medida que creciera la demanda. [Ver Figura 46].

Por último, en la Figura-47 mostramos la dependencia del LEC nuclear con el interés del préstamo. Debe tenerse en cuenta que en la situación actual la construcción de nuevas centrales nucleares no podría apoyarse en el capital público como hizo en el pasado, y que los elevados plazos de construcción e incertidumbre asociadas conducirían a préstamos con tipos de interés elevados. [Ver Figura 47].

Figura 46 Dependencia del LEC nuclear con el precio del combustible.

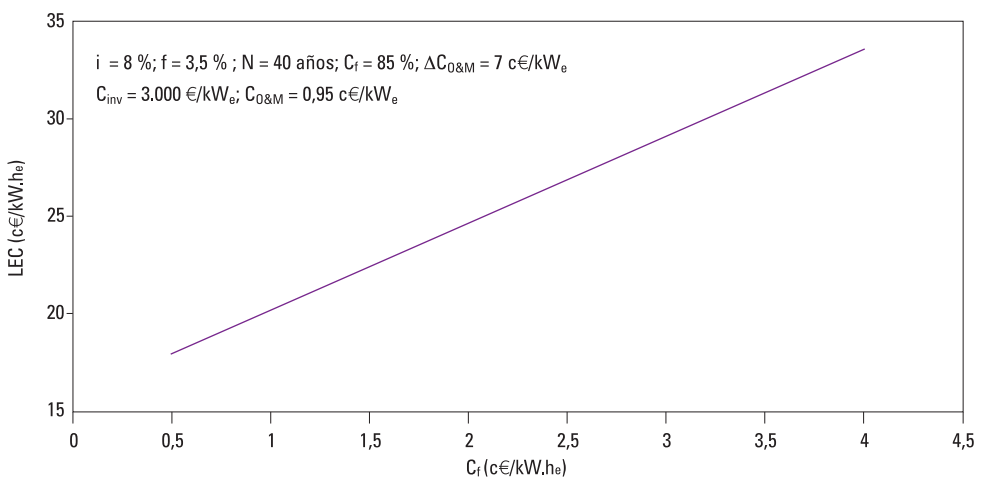
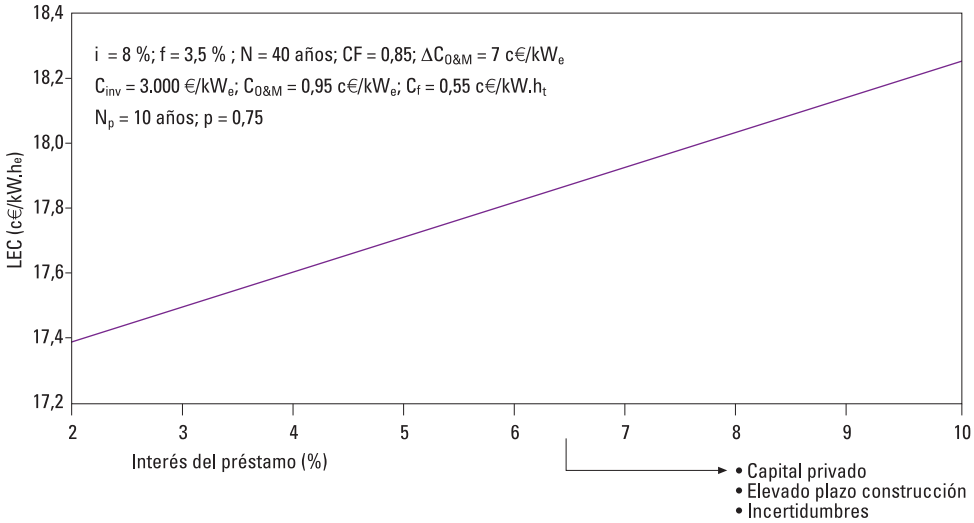


Figura 47 Dependencia del LEC nuclear con el interés del préstamo.



3.2. Costes actuales y perspectiva por tecnologías

A continuación pasamos a presentar información de costes para las distintas tecnologías renovables consideradas en este estudio. El análisis de costes desarrollado consiste en recopilar estructuras de coste actual y generar curvas de aprendizaje que nos permitan valorar el coste que cabe esperar en la tecnología para el 2050, donde asumimos que las tecnologías ya han evolucionado hacia la región asintótica de su curva de aprendizaje. Presentamos también información de costes asociada a la distribución geográfica (nivel provincial) de las actuaciones energéticas de las distintas tecnologías.

La información de costes se presenta en forma de evolución de los principales componentes de coste de cada tecnología a lo largo de las curvas de aprendizaje, de coste

normalizado de la electricidad generada (LEC) con cada tecnología en los distintos emplazamientos considerados, y de coste de eliminación de CO₂ asociado a la tecnología de referencia (Ciclo combinado con gas natural y LEC_{ref} = 4 c€/kW.h.e).

Las curvas de aprendizaje están asociadas a la evolución con el tiempo de las tasas de aprendizaje y de crecimiento de las distintas tecnologías. Para especificar dichas tasas hemos recurrido a la bibliografía disponible en la medida de lo posible, y cuando no se han localizado datos adecuados, hemos procedido a estimar dichas tasas de forma coherente con la evolución seguida en otras tecnologías.

En la medida de lo posible hemos aprovechado para incluir información sobre el efecto que tiene sobre el coste de la electricidad generada las distintas opciones de diseño o características del emplazamiento.

3.2.1. Eólica terrestre

Como ya comentamos en (IIT, 2005), para determinar el techo de tecnología eólica consideramos una optimización del espaciamiento entre máquinas eólicas, buscando un equilibrio entre los incrementos de potencia instalada y de pérdidas por interferencias aerodinámicas al ir aumentando la densidad de instalación.

Sin embargo, tal y como mostramos en la Figura-48 para emplazamientos de distinta rugosidad superficial (z_0) y con un rotor ubicado a 70 m s.n.s., el espaciamiento entre máquinas, o de forma equivalente la densidad de potencia instalada, también tiene un importante efecto sobre el coste de la electricidad generada. Por tanto, para la selección de densidad de potencia óptima para cada emplazamiento, modulamos el criterio principal de obtención de máxima potencia

instalada con la información de costes, lo cual, tal y como se muestra en la Figura-49 tiende a desplazar la densidad de potencia hacia valores inferiores a los que proporcionarían un máximo del techo de generación. Los resultados presentados en estas dos figuras son para la estructura actual de costes de la tecnología eólica ($C_{mv} = 900 \text{ €/kW}_e$; $C_{O\&M} = 1,25 \text{ €/kW.h}_e$; $C_{terreno} = 0,2 \text{ €/kW.h}_e$) y los parámetros económicos los introducidos al principio de este capítulo ($i = 8\%$; $f = 2,6\%$; $N = 20$ años). [Ver Figuras 48 y 49].

Para una máquina eólica y estructura de costes dadas, el potencial eólico de un emplazamiento es evidentemente un factor de gran importancia sobre el coste de la electricidad eólica generada, al modificar el factor de capacidad con el que opera la inversión realizada. En la Figura-50 mostramos el LEC eólico de un aerogenerador "convencional" y uno "nuevo" en los términos introducidos

Figura 48 Efecto del espaciamiento relativo al diámetro (e/D) o de la densidad de potencia instalada (P_0/A_s) sobre el coste de la electricidad producida por un aerogenerador de 2,05 MW de potencia nominal, altura de buje de 70 m y diámetro de 71 m en un emplazamiento con parámetros de Weibull de $c = 9 \text{ m/s}$ y $k = 2$, y con distintas rugosidades relativas asociadas a distintos tipos de terreno (mar: $z_0 = 0,005 \text{ m}$; campo abierto / cultivo herbáceo: $z_0 = 0,05 \text{ m}$; Dehesa: $z_0 = 0,2 \text{ m}$; bosque: $z_0 = 1 \text{ m}$). Estructura de costes actual.

$D = 71 \text{ m}$; $P = 2,05 \text{ MW}$; $c = 9 \text{ m/s}$; $k = 2$

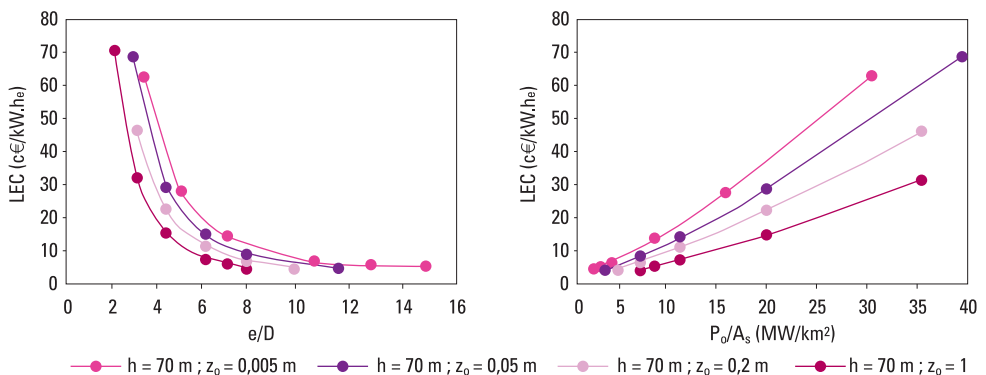
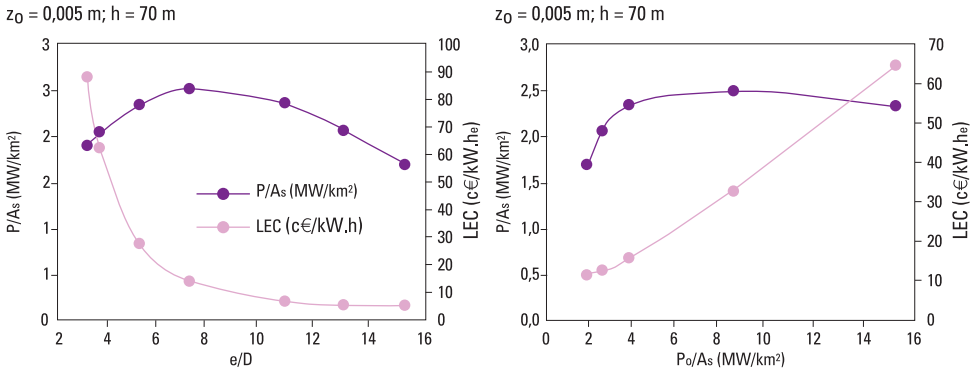


Figura 49 Efecto del espaciamiento relativo al diámetro (e/D) o de la densidad de potencia instalada (P_0/A_s) sobre la densidad de potencia efectiva (P/A_s) y el coste de la electricidad producida por un aerogenerador de 2,05 MW de potencia nominal, altura de buje de 70 m y diámetro de 71 m en un emplazamiento con parámetros de Weibull de $c = 9$ m/s y $k = 2$. $C_{inv} = 900$ €/kW_e; $C_{O\&M} = 1,25$ €/kW.h_e; $C_{terreno} = 0,2$ €/kW.h_e; $i = 8\%$; $f = 2,6\%$; $N = 20$ años.



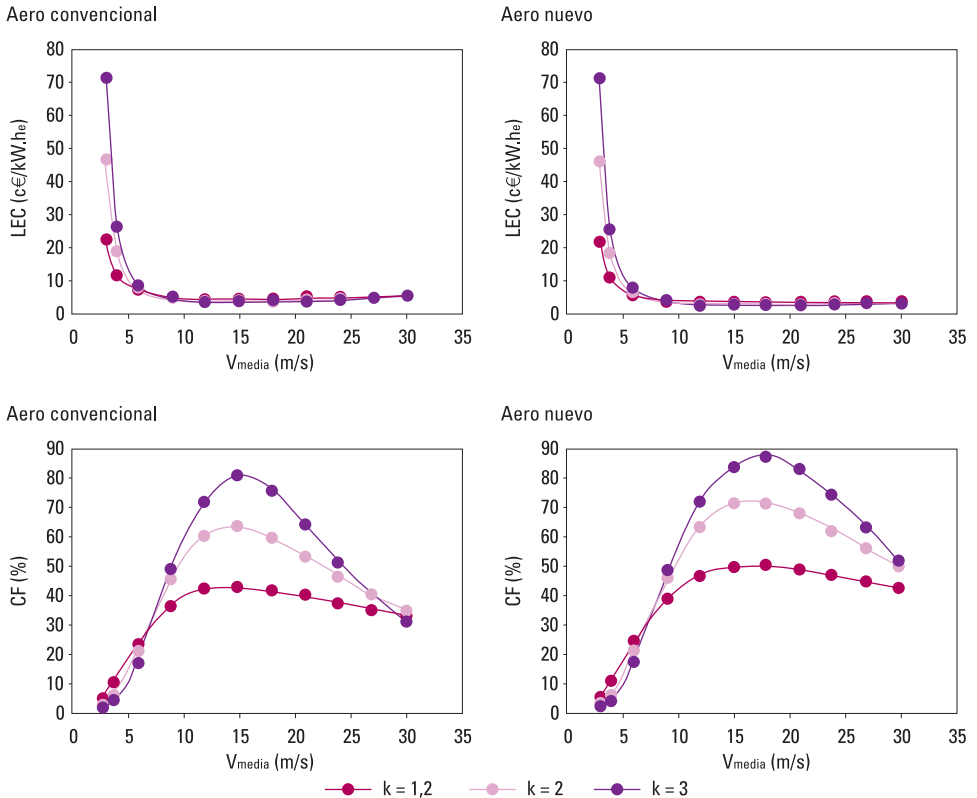
en (IIT, 2005) como función de la velocidad media del emplazamiento y el factor de forma de la distribución de Weibull. La estructura de costes es la actual ($C_{inv} = 900$ €/kW_e; $C_{O\&M} = 1,25$ €/kW.h_e; $C_{terreno} = 0,2$ €/kW.h_e) y los parámetros económicos los introducidos al principio de este capítulo ($i = 8\%$; $f = 2,6\%$; $N = 20$ años). Para mejor comprensión de la figura añadimos los factores de capacidad alcanzados por una máquina aislada en las condiciones de potencial eólico señaladas.

Como podemos observar en la Figura-50, el factor de capacidad para un aerogenerador dado alcanza un máximo al ir aumentando la velocidad media de un emplazamiento. A partir de ese valor máximo, emplazamientos de mayor velocidad media tienen la mayoría de su recurso energético para velocidades del viento superiores a las que puede manejar el aerogenerador considerado, por lo que los factores de capacidad van disminuyendo. El aerogenerador “nuevo”,

al tener una reducción progresiva de potencia en la zona de corte, permite acceder a mayores factores de capacidad localizados a mayores velocidades medias del emplazamiento. Sin embargo, tal y como vemos en las curvas del LEC, el coste de la electricidad presenta un mínimo muy llano, de tal forma que una vez alcanzada una velocidad mínima del emplazamiento (en torno a 7 m/s) el LEC ya experimenta variaciones relativamente pequeñas hasta llegar a alcanzar un mínimo a la velocidad que proporciona máximo factor de capacidad. [Ver Figura 50].

Este es el motivo de que a pesar de que la introducción del aerogenerador “nuevo” presenta ventajas respecto al “convencional” en términos de factor de capacidad para emplazamientos de elevada velocidad media, en términos de LEC las diferencias entre ambos aerogeneradores son prácticamente nulas, tal y como puede apreciarse en la Figura-51. [Ver Figura 51].

Figura 50 Coste normalizado de la electricidad eólica y factor de capacidad para un aerogenerador convencional y otro "nuevo" en los términos introducidos en (IIT, 2005) como función de la velocidad media y factor de forma de Weibull del emplazamiento considerado. Comparativa emplazamientos (factor forma Weibull).



Para la evolución de los costes de inversión de la eólica en función del tiempo hemos adoptado los resultados presentados en (BTM Consult, 2003), en donde se realizaba un análisis de las tasas de progreso y crecimiento de la tecnología. En la Figura-52 mostramos la evolución prevista del coste de inversión eólica que partiendo de 879 €/kW_e en el año 2001 evoluciona para colocarse en la región asintótica en torno al año 2025 con un coste de inver-

sión de 481 €/kW_e. Este es el valor que hemos considerado para la eólica terrestre en terreno llano. Sin embargo, para la eólica terrestre en terreno accidentado, teniendo en cuenta la mayor dificultad de instalación y el uso de máquinas de menor tamaño, hemos asumido un valor asintótico de 520 €/kW_e. En la Figura-53 también mostramos la evolución presentada en (BTM Consult, 2003) para el LEC eólico. [Ver Figuras 52 y 53].

Figura 51 Coste normalizado de la electricidad eólica y factor de capacidad para un aerogenerador convencional y otro "nuevo" en los términos introducidos en (IIT, 2005) como función de la velocidad media y factor de forma de Weibull del emplazamiento considerado. Comparativa aerogenerador "nuevo" y "convencional".

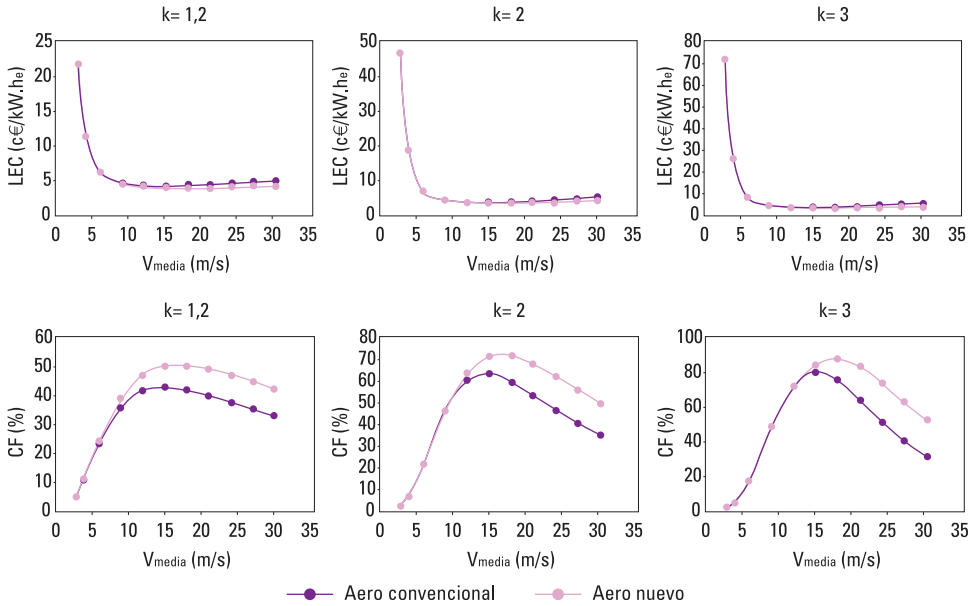


Figura 52 Evolución del coste de inversión eólico según (BTM Consult, 2003).

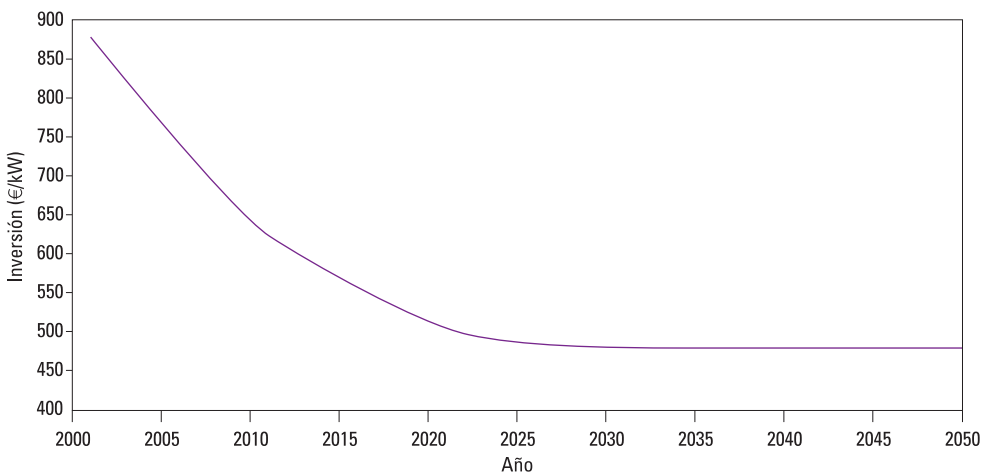
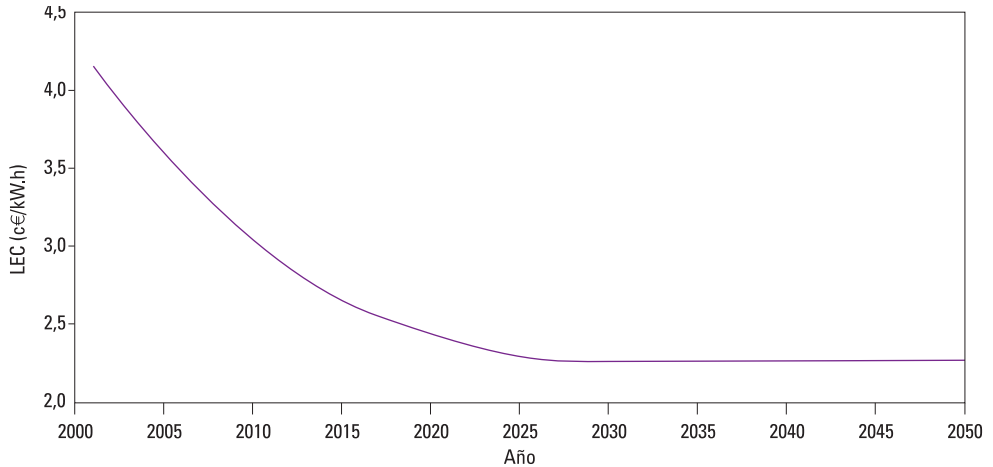


Figura 53 Evolución del LEC eólico según (BTM Consult, 2003).

Sin embargo, tal y como hemos comentado anteriormente, el LEC eólico presenta en el rango de bajas velocidades medias del viento una fuerte dependencia del emplazamiento, por lo que no es suficiente con una única curva para mostrar la evolución del LEC eólico con el tiempo. Además, de cara al desarrollo del proyecto es preciso conocer el reparto espacial de los LEC eólicos en la España peninsular. En las Figuras-54 a 57 mostramos la distribución provincial de los LEC eólicos y de los CE_{CO_2} tanto con la estructura de costes actual como con la proyectada para el 2050 para los emplazamientos en terreno llano. En las Figuras-58 a 61 mostramos la misma información para los emplazamientos en terreno accidentado. Para generar estas figuras se han empleado los factores de capacidad evaluados a partir de la serie temporal de velocidad del viento seleccionada para cada provincia. [Ver Figuras 54 a 61].

Como podemos observar en estas figuras, ya en la actualidad, pero especialmente en el año 2050, encontramos muchos empla-

zamientos con costes de la electricidad eólica significativamente por debajo de los que cabe esperar para las tecnologías "convencionales", alcanzando en algunos casos CE_{CO_2} incluso negativos (recordar que el LEC_{ref} adoptado es el correspondiente a un ciclo combinado en el pasado, considerablemente inferior al que cabe esperar para el año 2050 en la tecnología de ciclo combinado con gas natural).

En terreno llano, los costes de la electricidad eólica con la máquina seleccionada oscilan entre $LEC_{min} = 2,83$ c€/kW.h_e y $LEC_{max} = 12,91$ c€/kW.h_e. Para el año 2050, todos los emplazamientos llanos peninsulares (según series temporales seleccionadas) proporcionan costes entre $LEC_{min} = 1,51$ c€/kW.h_e y $LEC_{max} = 6,90$ c€/kW.h_e.

En terreno accidentado, los costes de la electricidad eólica con la máquina seleccionada oscilan entre $LEC_{min} = 2,99$ c€/kW.h_e y $LEC_{max} = 13,67$ c€/kW.h_e. Para el año 2050, todos los emplazamientos accidentados

82 peninsulares (según series temporales seleccionadas) proporcionan costes entre $LEC_{\min} = 1,77 \text{ c€/kW.h}_e$ y $LEC_{\max} = 8,09 \text{ c€/kW.h}_e$.

Estos resultados son un reflejo directo de la buena situación actual de la tecnología eólica, habiendo recorrido ya buena parte de su curva de aprendizaje. Sin embargo debemos recordar que estos resultados se corresponden al caso de que la tecnología eólica se

Figura 54 Distribución provincial del LEC eólico en emplazamientos llanos con la estructura de costes actual. Factor de capacidad evaluado a partir de la serie eólica temporal seleccionada para cada provincia. $C_{\text{inv}} = 880 \text{ €/kW}_e$; $C_{\text{O\&M}} = 15 \text{ €/kW}_e\text{-a}$; $i = 8\%$; $f = 2,6\%$; $N = 20$ años.

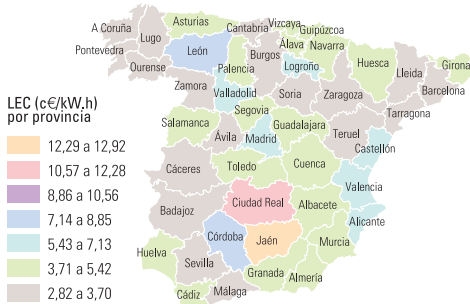
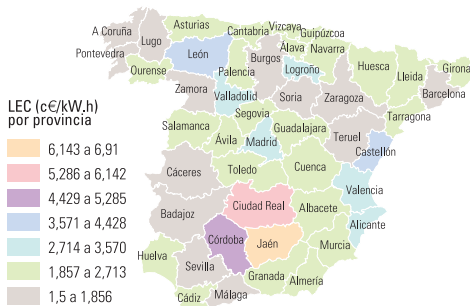


Figura 55 Distribución provincial del LEC eólico en emplazamientos llanos con la estructura de costes del año 2050. Factor de capacidad evaluado a partir de la serie eólica temporal seleccionada para cada provincia. $C_{\text{inv}} = 481 \text{ €/kW}_e$; $C_{\text{O\&M}} = 10 \text{ €/kW}_e\text{-a}$; $i = 8\%$; $f = 2,6\%$; $N = 25$ años.



opere en modo de máxima potencia (MPPT) como en la actualidad. Tan pronto como la tecnología eólica deba empezar a contribuir en la regulación, bajará su factor de capacidad y aumentarán su LEC y CE_{CO_2} . Pero la gran diferencia de costes con la tecnología "convencional" proporciona a la eólica un amplio margen de regulación manteniendo costes inferiores a los que no proporcionaría un escenario BAU.

Figura 56 Distribución provincial del CE_{CO_2} eólico en emplazamientos llanos con la estructura de costes actual. Factor de capacidad evaluado a partir de la serie eólica temporal seleccionada para cada provincia. $C_{\text{inv}} = 880 \text{ €/kW}_e$; $C_{\text{O\&M}} = 15 \text{ €/kW}_e\text{-a}$; $i = 8\%$; $f = 2,6\%$; $N = 20$ años; $LEC_{\text{ref}} = 4 \text{ c€/kW.h}_e$.

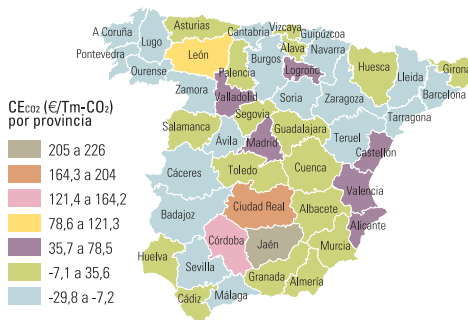


Figura 57 Distribución provincial del CE_{CO_2} eólico en emplazamientos llanos con la estructura de costes del año 2050. Factor de capacidad evaluado a partir de la serie eólica temporal seleccionada para cada provincia. $C_{\text{inv}} = 481 \text{ €/kW}_e$; $C_{\text{O\&M}} = 10 \text{ €/kW}_e\text{-a}$; $i = 8\%$; $f = 2,6\%$; $N = 25$ años; $LEC_{\text{ref}} = 4 \text{ c€/kW.h}_e$.

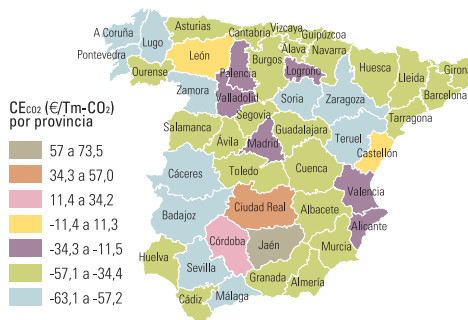


Figura 58 Distribución provincial del LEC eólico en emplazamientos accidentados con la estructura de costes actual. Factor de capacidad evaluado a partir de la serie eólica temporal seleccionada para cada provincia. $C_{inv} = 950 \text{ €/kW}_e$; $C_{O\&M} = 20 \text{ €/kW}_e\text{-a}$; $i = 8\%$; $f = 2,6\%$; $N = 20$ años.

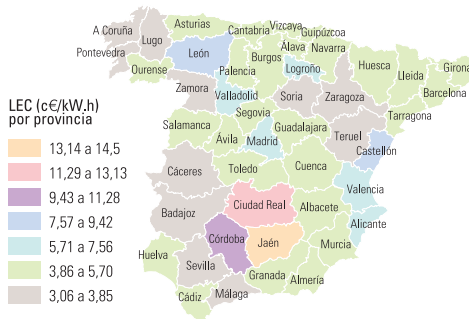


Figura 60 Distribución provincial del CE_{CO_2} eólico en emplazamientos accidentados con la estructura de costes actual. Factor de capacidad evaluado a partir de la serie eólica temporal seleccionada para cada provincia. $C_{inv} = 950 \text{ €/kW}_e$; $C_{O\&M} = 20 \text{ €/kW}_e\text{-a}$; $i = 8\%$; $f = 2,6\%$; $N = 20$ años; $LEC_{ref} = 4 \text{ c€/kW.h.e.}$

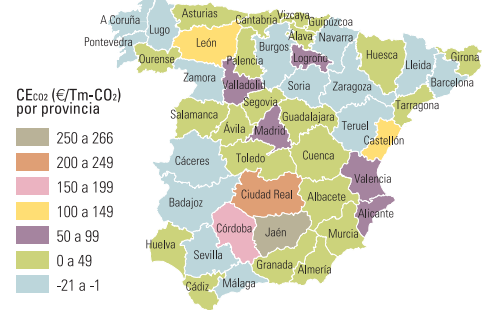
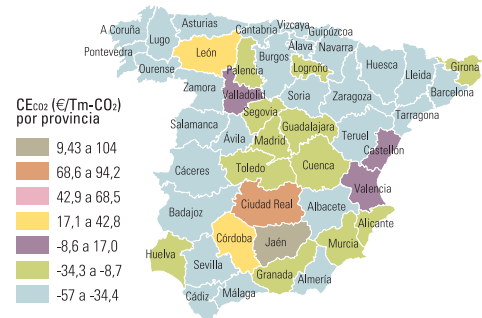


Figura 59 Distribución provincial del LEC eólico en emplazamientos accidentados con la estructura de costes del año 2050. Factor de capacidad evaluado a partir de la serie eólica temporal seleccionada para cada provincia. $C_{inv} = 520 \text{ €/kW}_e$; $C_{O\&M} = 15 \text{ €/kW}_e\text{-a}$; $i = 8\%$; $f = 2,6\%$; $N = 25$ años.



Figura 61 Distribución provincial del CE_{CO_2} eólico en emplazamientos accidentados con la estructura de costes del año 2050. Factor de capacidad evaluado a partir de la serie eólica temporal seleccionada para cada provincia. $C_{inv} = 520 \text{ €/kW}_e$; $C_{O\&M} = 15 \text{ €/kW}_e\text{-a}$; $i = 8\%$; $f = 2,6\%$; $N = 25$ años; $LEC_{ref} = 4 \text{ c€/kW.h.e.}$



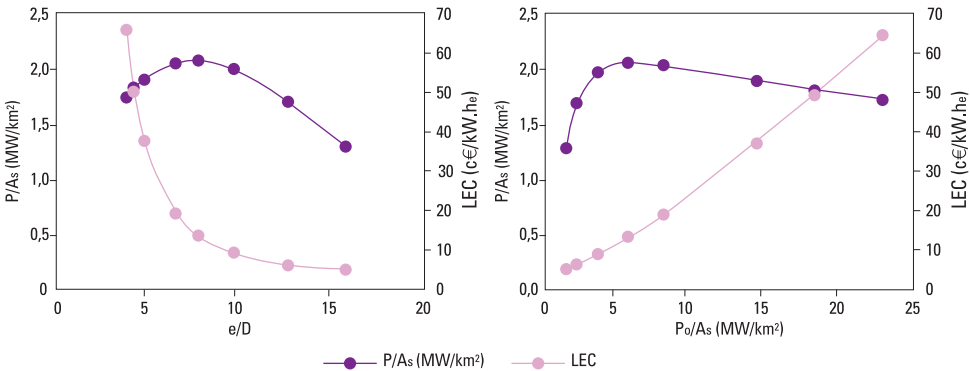
3.2.2. Eólica marina

Al igual que en la eólica terrestre, para la eólica marina procedimos en (IIT, 2005) a optimizar el espaciamiento entre máqui-

nas de cara a la obtención del techo de generación, modulando el efecto del espaciamiento sobre la potencia efectiva con el correspondiente efecto sobre el LEC de la electricidad producida, de tal

Figura 62 Efecto del espaciamento relativo al diámetro (e/D) o de la densidad de potencia instalada (P_0/A_s) sobre la densidad de potencia efectiva (P/A_s) y el coste de la electricidad producida por un aerogenerador de 4,5 MW de potencia nominal, altura de buje de 120 m y diámetro de 114 m en un emplazamiento con parámetros de Weibull de $c = 12$ m/s y $k = 3$, representativos de las aplicaciones off-shore. Estructura de costes actual con $C_{inv} = 1600$ €/kW_e, $C_{O\&M} = 1,6$ c€/kW.h_e; $i = 8\%$; $f = 2,6\%$; $N = 20$ años.

$P = 4,5$ MW ; $h = 120$ m ; $D = 114$ m ; $c = 12$ m/s ; $k = 3$



forma que el punto seleccionado para los techos de generación off-shore se encuentra a la izquierda del espaciamento que proporciona máxima potencia efectiva. [Ver Figura 62].

Para la evolución de los costes de la tecnología eólica off-shore, hemos asumido los valores de las tasas de crecimiento de la potencia mundial instalada y de las tasas de progreso que mostramos en las siguientes tablas. Debemos recordar que puesto que nuestro objetivo es exclusivamente analizar la situación en el año 2050, y este año está suficientemente alejado como para poder asumir que cualquier tecnología llamada a desempeñar un papel relevante en el nuevo modelo energético ya haya recorrido completamente su curva de aprendizaje para esas fechas, la evolución temporal para alcanzar el valor asintótico de la curva de aprendizaje es irrelevante de cara a los

resultados de este estudio. En la Figura-63 mostramos la evolución de potencia instalada y costes de inversión asociada a estas tasas de crecimiento y de progreso por la curva de aprendizaje. Partiendo de unos costes de inversión actuales de 1600 €/kW_e, en 2050 esta tecnología podría proporcionarnos unos costes de inversión de 864 €/kW_e. [Ver Tablas 1, 2 y 3 y Figura 63].

Tabla 1 Tasas de crecimiento de la potencia eólica off-shore mundial.

Período	Tasa de crecimiento mundial (%)
2006 - 2010	40
2011 - 2015	30
2016 - 2020	25
2021 - 2025	20
2026 - 2030	15
2031 - 2035	10
2036 - 2050	0

Tabla 2 Potencia unitaria de las máquinas instaladas (curva aprendizaje asociada a número de unidades instaladas) en eólica off-shore.

Período	Potencia unitaria máquinas instaladas (MW _e)
- 2005	2
2006 - 2010	3
2011 - 2015	5
2016 - 2020	6
2021 - 2025	6,5
2026 - 2030	7
2031 - 2035	7
2036 - 2050	7

Tabla 3 Evolución de la tasa de progreso en curva aprendizaje para la tecnología eólica off-shore.

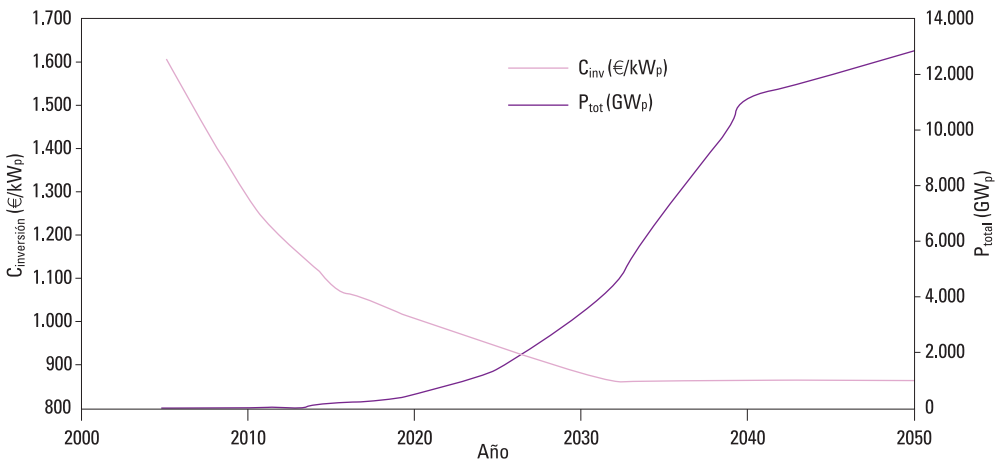
Período	Tasa de progreso (%)
2006 - 2015	90
2016 - 2032	95
2033 - 2050	100

En base a estos costes, y teniendo en cuenta los factores de capacidad del aerogenerador considerado operando en emplazamientos con las series temporales seleccionadas para representar el recurso eólico marino en cada una de las provincias, en las Figuras-64 a 67 mostramos el reparto provincial de los LEC y CE_{CO_2} tanto con la estructura de costes actual como con la estructura de costes del año 2050. [Ver Figuras 64 a 67].

En aplicaciones off-shore, los costes actuales de la electricidad eólica con la máquina seleccionada oscilan entre $LEC_{min} = 6,14 \text{ c€/kW.h}_e$ y $LEC_{max} = 14,39 \text{ c€/kW.h}_e$. Para el año 2050, todos los emplazamientos off-shore peninsulares (según series temporales seleccionadas) proporcionan costes entre $LEC_{min} = 3,05 \text{ c€/kW.h}_e$ y $LEC_{max} = 6,86 \text{ c€/kW.h}_e$.

Figura 63 Evolución de la potencia off-shore instalada en el mundo y del coste de inversión correspondiente asociada a las tasas de crecimiento y progreso presentadas en las tablas anteriores.

Escenario evolución costes eólica marina



86 Estos resultados nos muestran cómo la eólica marina, para el año 2050 y operando en modo máxima potencia (MPPT), proporciona costes de la electricidad significativamente inferiores a los que cabría esperar para un escenario BAU con tecnologías “convencionales”. Esto le proporciona a la tecnología eólica marina un importante colchón de capacidad de regulación manteniendo costes por debajo de los de un escenario BAU.

Figura 64 Distribución provincial del LEC eólico en emplazamientos off-shore con la estructura de costes actual. Factor de capacidad evaluado a partir de la serie eólica temporal seleccionada para cada provincia. $C_{inv} = 1600 \text{ €/kW}_e$; $C_{O\&M} = 60 \text{ €/kW}_e\text{-a}$; $i = 8\%$; $f = 2,6\%$; $N = 20$ años.

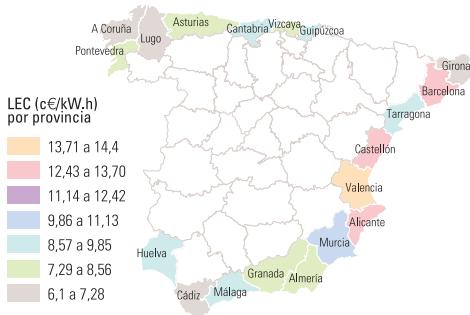


Figura 65 Distribución provincial del LEC eólico en emplazamientos off-shore con la estructura de costes del año 2050. Factor de capacidad evaluado a partir de la serie eólica temporal seleccionada para cada provincia. $C_{inv} = 864 \text{ €/kW}_e$; $C_{O\&M} = 25 \text{ €/kW}_e\text{-a}$; $i = 8\%$; $f = 2,6\%$; $N = 25$ años.

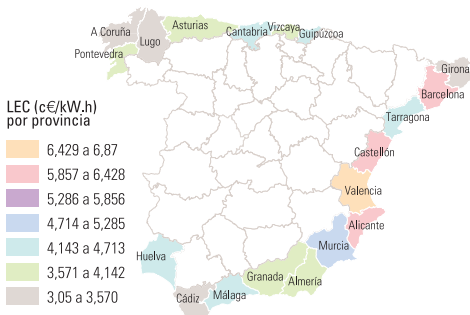


Figura 66 Distribución provincial del CE_{CO_2} eólico en emplazamientos off-shore con la estructura de costes actual. Factor de capacidad evaluado a partir de la serie eólica temporal seleccionada para cada provincia. $C_{inv} = 1600 \text{ €/kW}_e$; $C_{O\&M} = 60 \text{ €/kW}_e\text{-a}$; $i = 8\%$; $f = 2,6\%$; $N = 20$ años; $LEC_{ref} = 4 \text{ c€/kW.h.e.}$

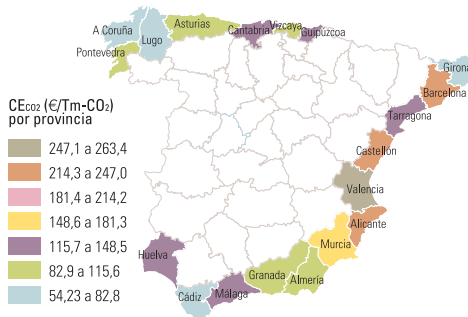
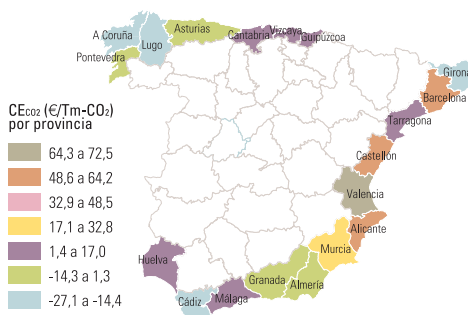


Figura 67 Distribución provincial del CE_{CO_2} eólico en emplazamientos accidentados con la estructura de costes del año 2050. Factor de capacidad evaluado a partir de la serie eólica temporal seleccionada para cada provincia. $C_{inv} = 864 \text{ €/kW}_e$; $C_{O\&M} = 25 \text{ €/kW}_e\text{-a}$; $i = 8\%$; $f = 2,6\%$; $N = 25$ años; $LEC_{ref} = 4 \text{ c€/kW.h.e.}$



3.2.3. Fotovoltaica

Tal y como comentamos en (IIT, 2005) la tecnología fotovoltaica es para la que se encuentra una mayor abundancia de información relativa a costes actuales y proyecciones de crecimiento y costes. De hecho, a lo largo del desarrollo del proyecto se han publicado múltiples informes proporcionando actualizaciones de esta información.

Para la tecnología fotovoltaica, una vez seleccionadas las características de los equipos a considerar, las prestaciones económicas quedan determinadas por la disponibilidad de recurso solar, la orientación del campo solar, y los costes de inversión de los equipos.

En la Figura-68 podemos ver la modificación del factor de capacidad mensual de instalaciones fotovoltaicas emplazadas en distintas provincias peninsulares, para colectores orientados al sur e inclinados 30° respecto a la horizontal. En nuestro caso, al estar considerando instalaciones que van desde el seguimiento azimutal a la integración en cubiertas y fachadas con múltiples orientaciones (S, E, W, SE, SW), todavía encontramos una variación muy superior de factores de capacidad, de tal forma que una instalación en cubierta emplazada en Vizcaya puede tener unas prestaciones comparables a las de una fachada SW en Granada.

En la Figura-69 podemos ver el LEC de la electricidad fotovoltaica de las instalaciones orientadas al sur e inclinadas 30° en tres de las provincias anteriores y como función del coste de inversión de los módulos fotovoltaicos. En la misma figura indicamos el valor de la tarifa de compra de la

electricidad fotovoltaica en el Régimen Especial para el año 2004.

En la Figura-70 añadimos la información relativa a los CE_{CO_2} de estas instalaciones en función del coste de inversión de los módulos fotovoltaicos. Se presentan resultados para distintas provincias y para los dos casos de tener en cuenta o no la energía almacenada en los módulos fotovoltaicos durante el proceso de fabricación de los mismos.

Como podemos ver en estas figuras, tanto el LEC como el CE_{CO_2} de la tecnología fotovoltaica, incluso en esta orientación favorable, son muy elevados a menos que el coste de inversión de los módulos se reduzca muy significativamente, pero esta es precisamente la dirección en la que apuntan todas las perspectivas sobre la tecnología fotovoltaica. *[Ver Figuras 68 a 70].*

En la Figura-71 mostramos la dependencia del LEC, el CF y la TIR (Tasa Interna de Retorno) con la inclinación de los módulos orientados al sur y emplazados en Madrid. Se muestran los resultados para dos niveles de costes de inversión total, el actual (7 €/W_p) y lo que como veremos cabría esperar en la región asintótica de la curva de aprendizaje ($0,83 \text{ €/W}_p$). *[Ver Figura 71].*

Figura 68 Factores de capacidad mensuales de instalaciones fotovoltaicas orientadas al sur e inclinadas 30° en distintas provincias peninsulares.

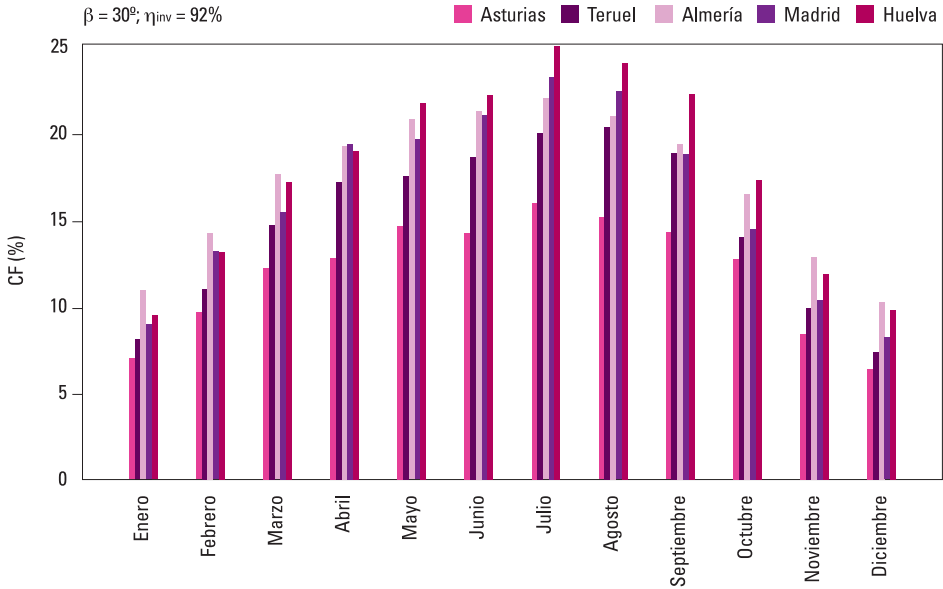


Figura 69 LEC de la electricidad fotovoltaica de instalaciones orientadas al sur e inclinadas 30° en distintas provincias peninsulares como función del coste de inversión en los módulos fotovoltaicos. Se muestra también la tarifa regulada de compra de electricidad fotovoltaica según el RE en el año 2004.

$\beta = 30^\circ; \eta_{inv} = 0,92; \mu_p = -0,5\%/K; MCI = 1,4; i = 8\%; f = 2,3\%$

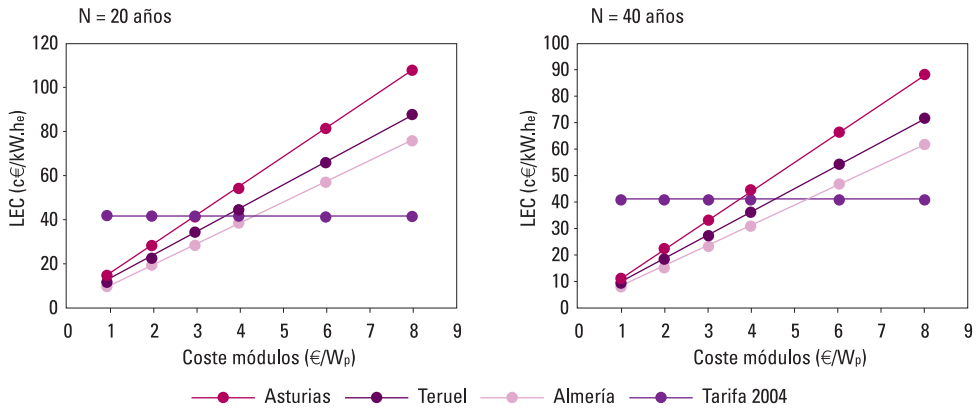


Figura 70 CE_{CO_2} de la electricidad fotovoltaica de instalaciones orientadas al sur e inclinadas 30° en distintas provincias peninsulares como función del coste de inversión en los módulos fotovoltaicos. Se muestran resultados sin tener en cuenta la energía almacenada en los módulos durante su proceso de fabricación (embodied energy), y teniendo en cuenta dicha contribución energética (figura derecha).

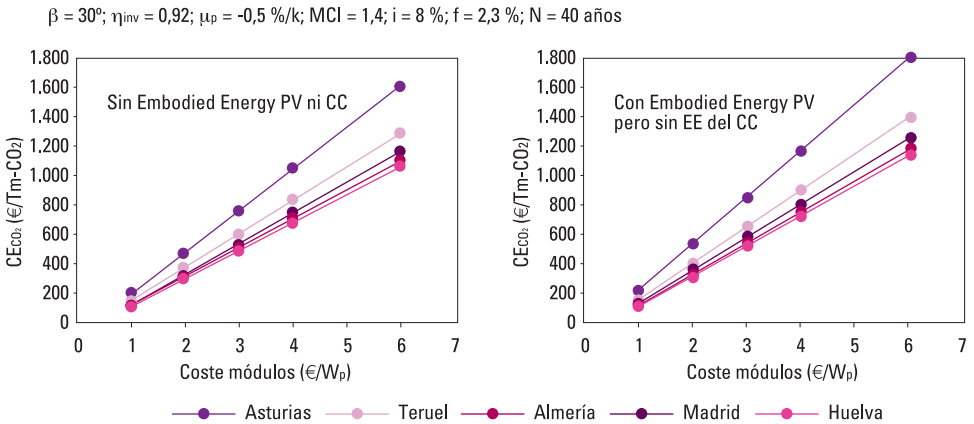
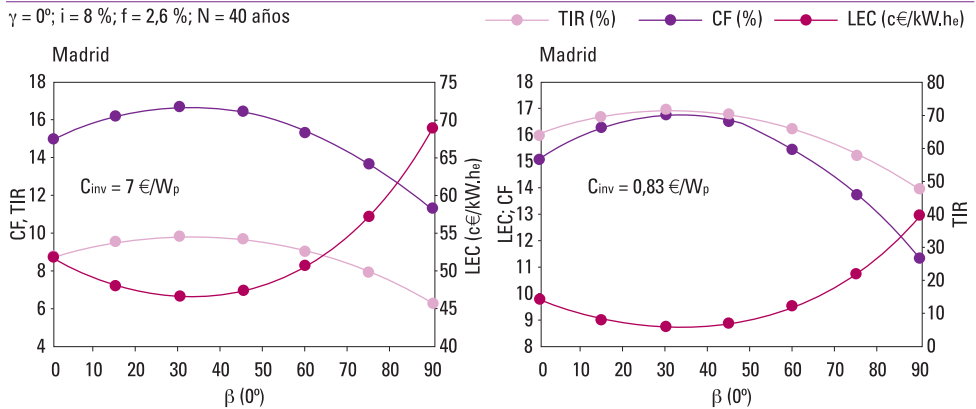


Figura 71 LEC, CF y TIR de la electricidad fotovoltaica de instalaciones orientadas al sur en Madrid como función del ángulo de inclinación. Se muestran resultados para el nivel de coste de inversión actual (izquierda) y el esperado en 2050 (derecha).



La TIR está evaluada teniendo en cuenta la tarifa regulada del año 2004 para la solar fotovoltaica, conduciendo por tanto a TIR elevadísimas en la situación de costes asintóticos de la fotovoltaica, pero evidentemente las primas a la fotovoltaica deberían reducirse proporcionalmente (y eventualmente retirarse) a los costes de inversión de la tecnología

con el objetivo de mantener rentabilidades razonables que permitieran proseguir el avance por la curva de aprendizaje de esta tecnología al mismo tiempo que constituyeran una gestión óptima de los recursos disponibles para incentivar el progreso de otras tecnologías renovables. En la figura-72 se muestran los CE_{CO_2} correspondientes.

90 Para las otras orientaciones consideradas en el proyecto (seguimiento azimutal e integración en fachadas) los resultados de LEC, TIR y

CE_{CO_2} , en función del coste de inversión total de la tecnología, quedan como mostramos en las Figuras-73, 74 y 75. [Ver Figuras 72 a 75].

Figura 72 CE_{CO_2} de la electricidad fotovoltaica de instalaciones orientadas al sur en Madrid como función del ángulo de inclinación. Se muestran resultados para el nivel de coste de inversión actual (izquierda) y el esperado en 2050 (derecha).

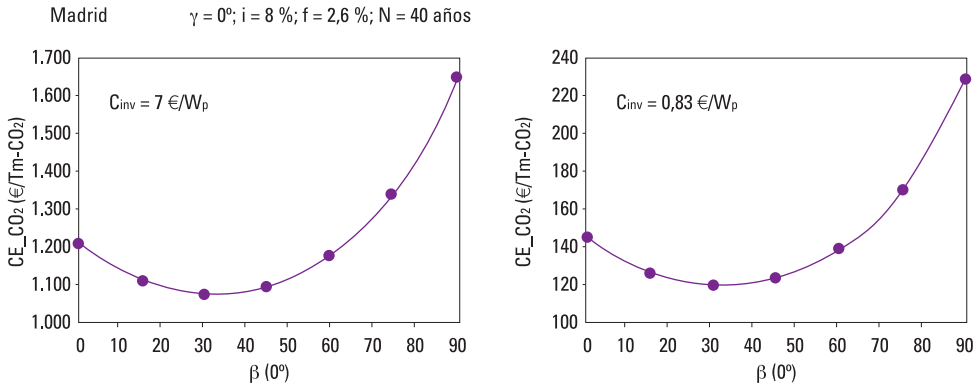


Figura 73 LEC de la electricidad fotovoltaica de instalaciones en Madrid para distintas orientaciones del campo solar en función del coste de inversión total de la tecnología.

