

Potencial de energía eólica terrestre y marina de Europa

Evaluación de las restricciones ambientales y económicas



Potencial de energía eólica terrestre y marina de Europa

Evaluación de las restricciones ambientales y económicas



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
DE AGRICULTURA, ALIMENTACIÓN
Y MEDIO AMBIENTE

Madrid, 2012

Aviso legal

El contenido de la presente publicación no refleja necesariamente las opiniones de la Comisión Europea o de otras instituciones de la Comunidad Europea. Ni la Agencia Europea de Medio Ambiente, ni ninguna persona o empresa que actúe en nombre de la Agencia es responsable del uso que se haga de la información contenido en este informe.

Derechos de autor

© AEMA, Copenhague, 2009

Reproducción autorizada, con indicación de la fuente bibliográfica, salvo indicación de lo contrario. Información acerca de la Unión Europea disponible en Internet. Se puede acceder a través de la página: www.europa.eu

Revisión científica de la edición en español:

Este trabajo ha sido realizado por TAU Consultora Ambiental por encargo de la Subdirección General de Calidad del Aire y Medio Ambiente Industrial (Punto Focal Nacional de la AEMA), Dirección

General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA).

Supervisión, coordinación y control (MAGRAMA):
Marta Muñoz Cuesta

Coordinación (TAU Consultora Ambiental):
Laura Romero Vaquero

Título original en Inglés:

Europe's onshore and offshore wind energy potential. An assessment of environmental and economic constraints

Equipo de revisión:

Manuel Álvarez-Arenas Bayo, TAU Consultora Ambiental
Francisco Díaz Pineda, Catedrático de Ecología, Facultad de Biológicas, UCM
José Luis Sotelo Sancho, Catedrático de Ingeniería Química, Facultad de Ciencias Químicas, UCM.



MINISTERIO DE AGRICULTURA, ALIMENTACIÓN Y MEDIO AMBIENTE

Edita:

© Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente
Secretaría General Técnica
Centro de Publicaciones

Distribución y venta

Paseo de la Infanta Isabel, 1
Teléfono: 91 347 55 51 - 91 347 55 41
Fax: 91 347 57 22

Maquetación:

Diadeis, AEMA/Henriette Nilsson
Cubierta de la edición española: TAU Consultora Ambiental
Fotografías de la cubierta de la edición Española: Luis Yngüanzo

Tienda virtual: www.magrama.es
e-mail: centropublicaciones@magrama.es

Impresión y Encuadernación:

Solana e Hijos Artes Gráficas, S.A.U.

NIPO (edición papel): 280-12-125-9

ISBN (edición papel): 978-84-491-1212-6

Depósito Legal (edición papel): M-33354-2012

NIPO (edición Cd): 280-12-124-3

ISBN (edición Cd): 978-84-491-1215-7

Déposito Legal (edición Cd): M-33355-2012

Catálogo General de publicaciones oficiales de la Administración General del Estado:

<http://publicacionesoficiales.boe.es>

Datos técnicos: Formato 21 x 29,7 cm. Caja de texto: 17,5 x 25 cm. Composición: dos columnas. Tipografía: Palatino Linotype, Verdana a cuerpos 7, 9, 8,5, 10 y 20. Encuadernación: Rústica. Papel: Interior en couché reciclado 100% de 115 grs. Cubierta en cartulina gráfica de 300 grs. Tintas: 4/4. Impreso en papel reciclado al 100% totalmente libre de cloro.



Impreso sobre papel 100% reciclado

Índice

| | |
|--|-----------|
| Agradecimientos | 4 |
| Resumen | 5 |
| 1 Introducción | 8 |
| 1.1 Contexto | 8 |
| 1.2 Enfoque y definiciones | 9 |
| 1.3 Estructura del informe | 9 |
| 2 Metodología para determinar el potencial técnico | 10 |
| 2.1 Enfoque | 10 |
| 2.2 Manejo de datos | 10 |
| 2.3 Resumen | 17 |
| 3 Potencial técnico | 18 |
| 3.1 Zonas terrestres disponibles para la energía eólica | 18 |
| 3.2 Zonas marinas | 20 |
| 4 Calibración de modelos - velocidad anual del viento en Europa | 25 |
| 4.1 Enfoque | 25 |
| 4.2 Comparación a nivel europeo | 26 |
| 4.3 Diferencias geográficas | 27 |
| 4.4 Evaluación de errores | 29 |
| 4.5 Conclusiones | 30 |
| 5 Potencial restringido | 32 |
| 5.1 Zonas terrestres | 32 |
| 5.2 Zonas marinas | 32 |
| 6 Competitividad de la energía eólica | 35 |
| 6.1 Evolución de los costes de la energía eólica | 35 |
| 6.2 Repercusiones para la red de una alta penetración de la energía eólica | 39 |
| 6.3 Distribución de costes con altos grados de penetración | 40 |
| 6.4 Coste adicional de los parques eólicos en zonas de montaña | 40 |
| 6.5 Análisis de la futura competitividad de la energía eólica | 41 |
| 7 Análisis del grado actual de penetración en Dinamarca y los Países Bajos | 50 |
| 7.1 Conclusiones | 55 |
| 7.2 Integración en la red | 55 |
| 8 Consideraciones para el futuro | 58 |
| 8.1 Incertidumbres en las variables físicas | 58 |
| 8.2 Incertidumbres en las variables tecnológicas y económicas | 58 |
| 8.3 Incertidumbres debidas a restricciones sociales y ambientales, y a decisiones políticas ... | 58 |
| 8.4 Incertidumbres relacionadas con las decisiones del modelo | 59 |
| 8.5 Pasos para abordar las incertidumbres | 59 |
| 8.6 Futuros retos | 59 |
| Referencias | 62 |
| Anexo 1 Lista de abreviaturas | 68 |
| Anexo 2 Clases Corine de cobertura y usos del suelo y ratio de conversión de la altura del buje | 69 |
| Anexo 3 Introducción a las restricciones ambientales y sociales | 71 |
| Anexo 4 Algoritmo para calcular los efectos de subescala en los reanálisis del ECMWF | 82 |

Agradecimientos

Este informe ha sido preparado por el Centro Temático Europeo sobre la Atmósfera y el Cambio Climático (CTE/ACC) de la Agencia Europea de Medio Ambiente. Hans Eerens se ha encargado de coordinar las aportaciones del CTE.

Entre los colaboradores de este informe se incluyen, por orden alfabético:

Chris Coppens, Hugo Gordijn, Maarten Piek, Paul Ruysenaars, Joost-Jan Schrandt, Peter de Smet y Rob Swart (PBL); Monique Hoogwijk, Marios Papalexandrou, Erika de Visser (Ecofys); Jan Horalek y Pavel Kurfürst (CHMI), Flemming Pagh Jensen y Bo Svenning Petersen (Orbicon); Michael Harfoot (AEA-T); Roger Milego (UAB); Niels-Erik Clausen y Gregor Giebel (Risø DTU).

Los mapas de este informe han sido elaborados por Pavel Kurfust, del Instituto Hidrometeorológico Checo (Český hydrometeorologický ústav).

El director de proyecto de la AEMA ha sido Ayla Uslu.

Al director de proyecto le gustaría dar las gracias a los siguientes empleados de la AEMA por su participación a la hora de elaborar el informe, mejorar sus mensajes, y editar y maquetar su contenido: Andre Jol, Eva Royo Gelabert, Ioannis Economides, Jeff Huntington, Markus Erhard, Mike Asquith, Pavel Stastny, Peder Jensen, Hans Vos, Pia Schmidt, Rania Spyropoulou, Anca-Diana Barbu y Thomas Klein.

Resumen

La energía eólica, una energía renovable en rápido crecimiento

La Unión Europea tiene unos objetivos ambiciosos en el campo de la política ambiental y energética. El nuevo «paquete legislativo clima-energía» establece como objetivo obligatorio, a nivel nacional, alcanzar una cuota del 20% de energías renovables en el consumo total de energía de la Comunidad Europea en 2020, y un objetivo mínimo obligatorio de alcanzar un 10% para la cuota de energía renovable en el consumo del transporte por todos los Estados miembros para el 2020.

Como fuente acreditada de energía limpia y asequible, los recursos eólicos tienen claramente que desempeñar un papel vital a la hora de hacer realidad estos objetivos. Así pues, no es de extrañar que el sector de la energía eólica haya crecido de forma exponencial en los últimos años. A finales de 2008, en la UE27 había instalados 65 GW de capacidad de energía eólica que producían 142 TWh de electricidad y que permitían satisfacer el 4,2% de la demanda de electricidad de la UE (EWEA, 2008a).

Las proyecciones de la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA) sugieren que el sector de la energía eólica seguirá creciendo rápidamente. Sin embargo, determinar dónde puede desarrollarse de forma más rentable la capacidad productiva de la energía eólica, su probable competitividad en relación con los costes energéticos medios y el papel de la energía eólica en la futura combinación de energías exige un análisis detallado basado en el uso del suelo.

Este informe responde a esa necesidad, proporcionando una evaluación de recursos del potencial eólico terrestre y marino de forma geográficamente explícita a nivel de toda Europa. Además de calcular el potencial bruto de los recursos eólicos, este estudio también presenta y analiza cuantitativamente las restricciones ambientales y sociales que afectan al desarrollo del sector eólico. Entre las cuestiones abordadas se incluyen el ruido y el impacto visual de la energía eólica, así como la muerte de aves y murciélagos provocada por las palas de los rotores. El informe también evalúa los futuros costes de la producción de energía eólica en toda Europa para calcular su potencial de producción a precios competitivos.

Metodología

El informe empieza con un análisis de los recursos eólicos locales en toda Europa, basado principalmente en los datos sobre la velocidad del viento. A continuación, los resultados obtenidos se utilizan junto con las proyecciones sobre el desarrollo de la tecnología de aerogeneradores para calcular la cantidad máxima de energía eólica que podría generarse (el potencial técnico) en 2020 y 2030.

Evidentemente, el potencial bruto es sólo una parte de la historia. En la práctica, es necesario que los responsables políticos sepan qué cantidad de energía eólica es viable producir, lo cual requiere la integración de otros factores en el análisis. Por este motivo, en el análisis posterior se utilizan varias variables sustitutivas para expresar tanto el «potencial restringido (social y ambientalmente)» para el desarrollo de la energía eólica como el «potencial económicamente competitivo».

Para calcular el «potencial restringido» se han excluido las zonas de la Red Natura 2000 y otras zonas protegidas de los cálculos para obtener el potencial de energía eólica. Aunque no es ilegal construir parques eólicos en emplazamientos de la Red Natura 2000, estas zonas proporcionan una variable sustitutiva muy útil sobre las restricciones que implica la protección de la biodiversidad. En el mar, el potencial restringido tiene en cuenta la oposición pública a la presencia de parques eólicos visibles desde la costa y las limitaciones impuestas por otros usos, como las rutas de navegación, las zonas militares, las prospecciones petrolíferas y de gas, y las zonas turísticas.

El «potencial económicamente competitivo» se calcula basándose en los costes previstos de desarrollo y explotación de los parques eólicos en 2020 y 2030 en relación con la proyección de los costes medios de generación de energía derivados del escenario base de la Comisión (CE, 2008a). Este escenario está basado en un precio del CO₂ de 22 EUR/t en 2020 y de 24 EUR/t en 2030 y en un precio del petróleo de 55 USD/barril en 2005 que aumenta hasta 63 USD/barril en 2030. Sin embargo, no se incluyen las políticas para reducir los gases de efecto invernadero conforme a los compromisos de Kioto y los posibles compromisos post-Kioto.

Tabla ES.1 Proyección del potencial técnico, restringido y económicamente competitivo para el desarrollo de la energía eólica en 2020 y 2030

| | | Año | TWh | Porcentaje de la demanda de energía en 2020 y 2030 (a) |
|--------------------------------------|--------------------------|------|--------|--|
| Potencial técnico | Terrestre | 2020 | 45.000 | 11-13 |
| | | 2030 | 45.000 | 10-11 |
| | Terrestre | 2020 | 25.000 | 6-7 |
| | | 2030 | 30.000 | 7 |
| | Total | 2020 | 70.000 | 17-20 |
| | | 2030 | 75.000 | 17-18 |
| Potencial restringido | Terrestre | 2020 | 39.000 | 10-11 |
| | | 2030 | 39.000 | 9 |
| | Terrestre | 2020 | 2.800 | 0,7-0,8 |
| | | 2030 | 3.500 | 0,8 |
| | Total | 2020 | 41.800 | 10-12 |
| | | 2030 | 42.500 | 10 |
| Potencial económicamente competitivo | Terrestre ^(b) | 2020 | 9.600 | 2-3 |
| | | 2030 | 27.000 | 6 |
| | Terrestre | 2020 | 2600 | 0,6-0,7 |
| | | 2030 | 3400 | 0,8-0,8 |
| | Total | 2020 | 12.200 | 3 |
| | | 2030 | 30.400 | 7 |

Nota: ^(a) Las proyecciones de la Comisión Europea para la demanda de energía en 2020 y 2030 (CE, 2008a, b) están se basandas en dos escenarios: un «escenario sin cambios» (4.078 TWh en 2020-4.408 TWh en 2030) y la «Propuesta CE con comercio de FER» (3.537 TWh en 2020-4.279 TWh en 2030). Las cifras que se muestran en la tabla representan la capacidad eólica en relación a estos dos escenarios. Por ejemplo, una capacidad eólica terrestre de 45.000 TWh en 2020 representa 11-12,7 veces el tamaño de la demanda prevista.

^(b) Estas cifras no excluyen las zonas de la Red Natura 2000.

Fuente: AEMA, 2008.

Resultados clave

Este estudio confirma que la energía eólica puede desempeñar un papel muy importante a la hora de alcanzar los objetivos europeos de energía renovable. Tal como queda patente en la tabla ES.1, los recursos de energía eólica en Europa son realmente considerables.

- Dejando de lado algunas de las consideraciones ambientales, sociales y económicas, el potencial bruto de la energía eólica en Europa es enorme. Las proyecciones sobre la tecnología de aerogeneradores sugieren que el potencial de energía eólica puede ser equivalente a casi 20 veces la demanda de energía en 2020.
- Gran parte del potencial de energía eólica terrestre se concentra en zonas agrícolas e industriales de Europa noroccidental. De la misma manera, el mayor potencial de energía eólica marina puede encontrarse en zonas poco profundas del mar del Norte, el mar Báltico y el océano Atlántico, con algunas oportunidades locales en zonas del mar Mediterráneo y el mar Negro. El potencial de energía eólica en alta mar es aún mayor, pero los costes que acarrea implican que es improbable que

contribuya de forma significativa mix energético dentro del horizonte temporal de este estudio.

- En el ámbito terrestre, las restricciones ambientales que se consideran parece que tienen un impacto limitado sobre el potencial de energía eólica. Cuando se excluyen las zonas de la Red Natura 2000 y otras áreas protegidas, el potencial técnico terrestre disminuye tan sólo un 13,7%, situándose en 39.000 TWh. Sin embargo, las restricciones sociales, sobre todo las preocupaciones relativas al impacto visual de los parques eólicos, pueden limitar aún más el desarrollo de la energía eólica terrestre.
- En el ámbito marino, las restricciones ambientales y sociales aplicadas tienen un mayor impacto sobre el potencial de energía eólica. Utilizando únicamente el 4% de la zona marina situada hasta 10 km de la costa, y teniendo en cuenta las restricciones impuestas por las rutas de navegación, las plataformas petrolíferas y de gas, las zonas militares, las zonas de la Red Natura 2000, etc., el potencial se reduce en más de un 90% (hasta 2.800 TWh en 2020 y 3.500 TWh en 2030).
- Cuando los costes de producción se comparan con el coste medio de generación de electricidad del modelo de partida PRIMES, el potencial de energía

eólica terrestre disminuye hasta 9.600 TWh en 2020, mientras que el potencial marino se reduce hasta 2.600 TWh. A pesar de ser una pequeña proporción del potencial técnico total, el potencial económicamente competitivo de energía eólica sigue representando más del triple de la demanda proyectada para 2020. Sin embargo, un alto grado de penetración de la energía eólica exigirá importantes cambios en la red, es decir, que con mayores grados de penetración es posible que se requieran ampliaciones o mejoras adicionales tanto en la red de transmisión como en la de distribución para evitar la congestión de la red existente.

Además, es necesario que exista un equilibrio continuo entre generación y consumo en el flujo de electricidad. Los requisitos totales dependerán de la interconexión aplicada, la dispersión geográfica y las técnicas de predicción de la energía eólica. Las cifras del potencial económicamente competitivo no incluyen estos aspectos ni los costes pertinentes.

- El hecho de que el potencial competitivo, incluso con un horizonte temporal relativamente corto, sea mucho mayor que la demanda de electricidad significa que los responsables políticos deberían concentrarse en facilitar la integración de la energía eólica en el sistema energético mediante la investigación y el desarrollo. Es necesario probar sobre el terreno estrategias de integración, junto con iniciativas destinadas a hacer que la demanda sea más sensible frente a fluctuaciones en el suministro. Una de estas posibles aplicaciones podría ser una mayor penetración de los vehículos eléctricos, aunque en este informe no se analiza ninguna de estas posibilidades.
- Los costes medios de producción de energía para determinar el potencial competitivo dependen

de los precios de los combustibles fósiles y del carbono. Estos variarán dependiendo del desarrollo de la economía global así como de la evolución en cuanto a escala y costes de los esfuerzos realizados para mitigar los gases de efecto invernadero.

Los supuestos que se utilizan en este informe se consideran bastante conservadores. Así pues, el potencial económicamente competitivo puede ser mayor que el que se presenta en este informe. Por otro lado, la aplicación de unos únicos costes medios de producción hace que no se tengan en cuenta las diferencias de precios entre las diferentes regiones (por ejemplo, la disponibilidad de energía hidroeléctrica en Europa septentrional) y su impacto en el precio de la electricidad. Debido a limitaciones de tiempo, estos posibles impactos no se evalúan en este estudio.

Incertidumbres y retos futuros

Este informe confirma que la energía eólica, junto con otras fuentes renovables como la biomasa, puede desempeñar un papel muy importante a la hora de alcanzar los objetivos de energía renovable en Europa. Aunque este mensaje es bastante claro, los resultados del análisis están sujetos a incertidumbres, sobre todo a nivel nacional, ya que en este informe se aplican datos de ámbito europeo sobre meteorología, cobertura del suelo, profundidad del mar, y tecnología de aerogeneradores y sus costes. El resultado de este estudio puede utilizarse como referencia para la evaluación del papel potencial de la energía eólica a escala europea. Para tomar decisiones relativas al desarrollo de parques eólicos son necesarias evaluaciones más detalladas a nivel regional, nacional o local.

1 Introducción

1.1 Contexto

La explotación de fuentes de energía renovables puede ayudar a la Unión Europea a alcanzar muchos de sus objetivos de política ambiental y energética, incluidos su obligación de reducir los gases de efecto invernadero según lo establecido en el Protocolo de Kioto (CE, 2002a) y el asegurar su suministro de energía (CE, 2002b; CE, 2005).

Ya en 1997, la Unión Europea fijó un ambicioso objetivo indicativo para 2010 del 12% para la contribución de fuentes de energía renovables al consumo interior bruto de energía de la UE15 (CE, 1997). En 2001, la UE adoptó la Directiva relativa a la promoción de electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de electricidad, que incluía como objetivo indicativo que un 22,1% del consumo eléctrico de la UE15 en 2010 fuera generado a partir de fuentes de energía renovables (CE, 2001).

En enero de 2008 la Comisión Europea publicó propuestas para un paquete de medidas legislativas sobre cambio climático y energía. En diciembre de 2008 el Parlamento y el Consejo Europeo llegaron a un acuerdo sobre dicho paquete de medidas que conservaba los principales elementos de la propuesta original de la Comisión. La versión final adoptada por el Consejo incluye objetivos nacionales para aumentar el porcentaje medio de energía renovable de la UE hasta el 20% del consumo final de energía en 2020, con al menos un 10% del consumo de energía en el sector del transporte de cada Estado miembro procedente de fuentes renovables.

Según la AEMA (2008a), la producción de energía y electricidad a partir de fuentes de energía renovables creció de forma constante entre 1992 y 2006, con un aumento especialmente importante de la electricidad eólica y solar. En 2006 la energía renovable representaba el 9,3% del consumo total de energía y el 14,5% del consumo bruto de electricidad en la UE27. Evidentemente, será necesario seguir aumentando de forma significativa esta cifra para cumplir el objetivo de la UE27 de generar como mínimo un 20% del consumo final de energía a partir de fuentes renovables en 2020.

Actualmente, la energía eólica satisface el 3,7% de la demanda total de electricidad de la UE. La EWEA considera que es factible alcanzar el objetivo de la Comisión Europea de aumentar ese porcentaje hasta el 12% en 2020 (2008a). De hecho, la EWEA prevé que en 2010 en la UE27 haya 80 GW de capacidad instalada,

incluidos 3,5 GW de energía eólica marina, y ha fijado para 2020 un objetivo de 180 GW de capacidad instalada, incluidos 35 GW de energía eólica marina, lo que equivale aproximadamente al 5% del suministro total de energía en 2010 y entre 11,6% y 14,3% en 2020, dependiendo de la demanda de electricidad. En su Programa de trabajo para la energía renovable, el Consejo Europeo de Energías Renovables calcula que la energía eólica llegará a los 477 TWh en 2020 (EREC, 2008). En su escenario más optimista, Greenpeace y el Consejo Mundial de la Energía Eólica prevén un crecimiento de la energía eólica en Europa desde alrededor de los 41 GW en 1990 hasta los 385 GW en 2020 (Greenpeace y GWEC, 2006). Este objetivo se basa en el crecimiento del mercado y en los avances tecnológicos y no en la disponibilidad de los recursos eólicos.

La mayor parte del material publicado que tiene en cuenta los recursos eólicos se centra en los países de la UE15. Como las metodologías utilizadas varían, los resultados de los estudios difieren de forma bastante significativa. Por ejemplo, Hoogwijk et al. (2004) calculan que el potencial técnico de energía eólica terrestre en Europa occidental es de 14.400 PJ/año (4.000 TWh), una cifra en la que se incluyen lugares con una velocidad del viento por encima de los 4 m/s a 10 m de altura. Hoogwijk et al. también calculan que la mitad de este potencial puede producirse por menos de 0,10 USD por kWh.

Otra evaluación llevada a cabo por el Consejo Mundial de la Energía (1994) se basa en el supuesto de que el 4% de las zonas con velocidades del viento superiores a 5,1 m/s a 10 m de altura son aptas para la generación de energía eólica. Este estudio también excluye las zonas que están a más de 50 km de la red eléctrica existente. Como consecuencia, se calcula que el potencial técnico es de aproximadamente 4.680 PJ/año (1.300 TWh).

En el caso de la energía eólica marina, la EWEA y Greenpeace (2003) restringen la zona marina a una profundidad de agua de 20 m y calculan un potencial de aproximadamente 1.500 PJ/año (417 TWh). Todas las estimaciones anteriores tienen en cuenta un período de tiempo que se extiende hasta 2050.

El Consejo Consultivo Federal Alemán sobre el cambio medioambiental global (WBGU, 2003) llega a estimar un potencial técnico global para la producción de energía eólica de instalaciones tanto terrestres como marinas de 278.000 TWh. A continuación, teniendo en cuenta que no se utilizarían ni las zonas urbanas ni las

zonas naturales protegidas, el informe asume que sólo el 10-15% de ese potencial podría producirse de forma sostenible. Así resulta una producción de energía eólica a largo plazo de aproximadamente 39.000 TWh por año.

Este informe calcula el potencial de energía eólica terrestre y marina para los países de la AEMA que se consideran en el informe (UE27 más Noruega, Suiza y Turquía) utilizando una metodología coherente y presentando resultados específicos de determinadas regiones geográficas. En él también se analizan de forma cuantitativa las restricciones ambientales, legislativas, sociales y económicas que reducen aún más el potencial real de la energía eólica.

1.2 Enfoque y definiciones

Los recursos de energía eólica de Europa ofrecen una energía renovable y limpia. Para establecer objetivos realistas de energía eólica a medio plazo son necesarias estimaciones fiables del potencial de energía eólica en Europa. Trazar un mapa de las zonas con alta probabilidad de que contengan importantes recursos eólicos también podría ser especialmente útil para aquellos países europeos en los que la energía eólica está en su fase inicial. Así pues, este informe tiene como objetivo identificar el potencial de energía eólica de los países miembros de la AEMA ⁽¹⁾ de forma geográficamente explícita.

En este estudio, el término «potencial técnico» se refiere al potencial más elevado de generación de energía eólica, basado en la disponibilidad total de recursos y en la máxima densidad posible de uso de aerogeneradores utilizando la tecnología o las prácticas existentes.

El término «potencial restringido» se refiere a la cantidad de potencial técnico total que puede producirse una vez que se han tenido en cuenta cuestiones como la protección de la biodiversidad, los límites normativos y las preferencias sociales. De la misma manera, el término «potencial económicamente competitivo» describe la porción de potencial técnico que puede desarrollarse de forma rentable considerando los costes energéticos medios proyectados en el futuro.

1.3 Estructura del informe

Este proyecto tiene los siguientes objetivos principales:

- Desarrollar y aplicar una metodología para evaluar el potencial técnico de energía eólica terrestre y marina en Europa de forma coherente y geográficamente explícita.
- Introducir varias restricciones relacionadas con la protección de la biodiversidad, el impacto visual del desarrollo de parques eólicos y cuestiones normativas para obtener el potencial restringido por factores ambientales y sociales.
- Introducir factores económicos para calcular el potencial económico.

En el capítulo 2 se describe la metodología aplicada en este estudio para determinar el potencial técnico. En él se presentan el cálculo de las horas de carga y las incertidumbres relativas al terreno.

El capítulo 3 presenta los resultados del potencial técnico de energía eólica tanto terrestre como marina.

En el capítulo 4 se comparan las proyecciones de datos del viento con observaciones empíricas para poner de manifiesto posibles incertidumbres.

En el capítulo 5 se analiza el «potencial restringido», que tiene en cuenta las restricciones ambientales y sociales.

El capítulo 6 evalúa el aspecto económico de la futura tecnología de aerogeneradores. Este capítulo también analiza el potencial económicamente competitivo que puede desarrollarse de forma rentable teniendo en cuenta la proyección de los costes energéticos medios en el futuro.

En el capítulo 7 se exponen los actuales grados de penetración de la energía eólica en Dinamarca y los Países Bajos para llegar a un «grado de penetración viable», que pueda utilizarse como variable sustitutiva para reflejar las restricciones sociales que afectan al suelo.

El capítulo 8 presenta las incertidumbres y futuros retos a los que se enfrenta la energía eólica.

(1) En esta evaluación no se incluyen Islandia ni Liechtenstein.

2 Metodología para determinar el potencial técnico

2.1 Enfoque

Este informe tiene como objetivo identificar los emplazamientos más aptos para generar energía eólica con unos costes concretos. La principal fuente de datos utilizada para obtener las velocidades del viento en Europa es el reanálisis de 40 años del Centro Europeo de Previsiones Meteorológicas a Medio Plazo (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts, ECMWF) (descrito con más detalle en la sección 2.2.1) ⁽²⁾.

Como las condiciones meteorológicas varían de un año a otro, se han utilizado las velocidades medias del viento del período 2000-2005. Estos datos se han vuelto a procesar para que reflejen la rugosidad de la superficie de los diferentes tipos de cobertura del suelo utilizando la base de datos Corine de cobertura y usos del suelo (CLC) que se describe en la sección 2.2.2.

Como los datos del ECMWF proporcionan las velocidades del viento a 10 m de altura, estos datos han sido recalculados para obtener las velocidades del viento esperadas a la supuesta altura de los bujes de los aerogeneradores para el período hasta 2020 y 2030.

El potencial de energía se ha calculado asumiendo el uso de aerogeneradores terrestres de 2 MW hasta 2030. También se ha asumido que los aerogeneradores marinos serán más grandes, con una capacidad de 8 MW hasta 2020 y de 10 MW para el período 2020-2030. La altura prevista de los bujes se ha establecido en 80 m para las instalaciones terrestres y 120 m para las instalaciones marinas.

En cuanto al potencial medio de producción de energía eólica por kilómetro cuadrado, se ha considerado que en tierra pueden ubicarse cinco aerogeneradores de 2 MW por kilómetro cuadrado. En el mar, se ha asumido que en 2020 podrán ubicarse 1,25 aerogeneradores de 8 MW por kilómetro cuadrado, mientras que en 2030 se ha asumido que la potencia nominal de los aerogeneradores será de 10 MW.

2.2 Manejo de datos

2.2.1 Datos del viento

Dependiendo del propósito de un estudio pueden emplearse diferentes fuentes de datos del viento con diferentes niveles de detalle y precisión. Las evaluaciones sobre recursos eólicos mundiales normalmente aplican datos de reanálisis, mientras que las evaluaciones sobre recursos eólicos nacionales y regionales utilizan datos sinópticos. Por otra parte, las mediciones del viento *in situ* a menudo se utilizan para predecir la producción de energía de un solo aerogenerador o parque eólico, o para establecer la curva de potencia de un aerogenerador (Monahan, 2006; Petersen et al., 1997).

Como este estudio se centra en una evaluación a escala europea, se han utilizado conjuntos de datos de reanálisis. Existen dos grandes conjuntos de datos de reanálisis: uno llamado ERA-40 ⁽³⁾ elaborado por el ECMWF y otro producido por el Centro Nacional de Predicción Ambiental (National Centre for Environmental Prediction, NCEP) y el Centro Nacional de Investigación Atmosférica (National Centre for Atmospheric Research, NCAR) de Estados Unidos ⁽⁴⁾.

El conjunto de datos ERA-40 inicialmente abarcaba el período 1958-2001, pero recientemente ha sido ampliado. En 2008 ya había sido ampliado hasta 2005, y se espera que en 2009 abarque hasta el año 2008. A partir de entonces seguirá elaborándose con un pequeño retraso de tiempo. Los datos de reanálisis del NCEP-NCAR están disponibles desde 1948 en adelante (Larsson, 2006). Este estudio utiliza como recurso principal los datos de reanálisis ERA-40 del ECMWF a 10 m de altura.

Los datos reales sobre los parámetros meteorológicos de las capas superficiales para los años 2000-2005 se han extraído del Sistema de Archivo y Recuperación de Información Meteorológica (Meteorological Archival and Retrieval System, MARS) ⁽⁵⁾ del ECMWF. Las especificaciones de los datos extraídos, incluidas

⁽²⁾ El ECMWF es una organización internacional financiada por dieciocho Estados europeos que cuenta con acuerdos de cooperación con otros estados europeos, la Organización Europea para la Explotación de Satélites Meteorológicos (EUMETSAT) y la Organización Meteorológica Mundial (OMM). Se encarga de elaborar análisis de datos operacionales mundiales y previsiones a medio plazo para sus Estados miembros, y cuenta con un completo programa de investigación para garantizar el continuo desarrollo y mejora de sus productos.

⁽³⁾ Se puede encontrar más información sobre el ERA-40 en: www.ecmwf.int/research/era.

⁽⁴⁾ Se puede encontrar más información sobre los datos de reanálisis del NCEP-NCAR en: www.cpc.ncep.noaa.gov/products/wesley/reanalysis.html

⁽⁵⁾ El MARS es la principal base de datos meteorológicos del ECMWF de la que los usuarios registrados pueden extraer libremente los datos archivados en él. Contiene varios terabytes de una amplia variedad de datos meteorológicos operacionales y de investigación así como datos de proyectos especiales.

Recuadro 2.1 Especificaciones de los datos extraídos del sistema MARS del ECMWF⁽⁶⁾

| Resolución espacial de la cuadrícula | 0,25 x 0,25 grados de latitud/longitud (aproximadamente 15 x 20 km) | | | | |
|--------------------------------------|---|------------|-------------|----------|--------------------|
| Ventana geográfica | Esquina inferior izquierda 34 x -42 grados de latitud/longitud; esquina superior derecha 72 x 59,5 grados de latitud/longitud (es decir, abarca la superficie de estudio de toda Europa). | | | | |
| Años | 2000-2005 | | | | |
| Resolución temporal | Media mensual, promedios de 6 horas (00:00, 06:00, 12:00, 18:00) | | | | |
| Parámetros | Nombre | Comentario | Abreviatura | Unidades | Código (tabla 128) |
| | 10 m viento U | (O → E) | 10U C: | m.s-1 | 165 |
| | 10 m viento V | (N → S) | 10V | m.s-1 | 166 |

las referencias de códigos de parámetros MARS, se muestran en el recuadro 2.1.

Las velocidades del viento utilizadas en los cálculos se han obtenido a partir de la velocidad del viento a 10 metros de altura en dirección U (10U) y V (10V) con la magnitud $\sqrt{(10U)^2 + (10V)^2}$. Los datos meteorológicos organizados en cuadrículas para los años 2000-2005 se han convertido al formato de cuadrícula utilizado por ESRI (una empresa especializada en software de información geográfica). Tanto los valores originales de seis horas como los diarios/mensuales de los parámetros meteorológicos han sido convertidos a medias anuales con la resolución de la cuadrícula dada. Como el software ArcGIS de ESRI tiene una capacidad de cálculo limitada, los valores de seis horas se han promediado para obtener valores de medio mes y los valores diarios se han promediado para obtener valores de dos meses. A su vez, estos valores medios intermedios se han utilizado para obtener medias anuales.

La topografía del terreno se ha tenido en consideración debido a que influye en gran medida sobre el viento que hay cerca de la superficie de la tierra. En consecuencia, los valores obtenidos de la velocidad del viento a 10 m de altura se han recalculado para que se correspondan con la altura de los bujes de los aerogeneradores, 80 m en tierra y 120 m en el mar.

La interacción entre el viento y la superficie tiene lugar en un amplio rango de escalas. En el ámbito de la meteorología de la capa límite, se han dedicado muchos esfuerzos para dividir este rango de escalas en varios ámbitos característicos que puedan describirse, parametrizarse y/o modelarse de forma sistemática. En relación con la meteorología que afecta a la energía eólica, que se ocupa principalmente del viento entre los 10 y los 200 m por encima del suelo, los efectos de la topografía pueden dividirse en dos categorías (Troen y Petersen, 1989):

- **Rugosidad:** el efecto conjunto de la superficie del terreno y de sus elementos de rugosidad, que conduce a una desaceleración general del viento cerca del suelo, se denomina rugosidad del terreno. El punto de interés debe estar «alejado» de los elementos de rugosidad individuales y normalmente a mucha más altura que ellos para evitar que se vea afectado por la rugosidad.
- **Orografía:** cuando la escala habitual de las características del terreno es mucho mayor que la altura del punto de interés, esto influye en las velocidades del viento. Cerca de la cima de colinas, acantilados, crestas y escarpaduras, el viento se acelerará, mientras que cerca de la base y en los valles, el viento se desacelerará.

2.2.2 Base de datos Corine de cobertura y usos del suelo y factor de conversión a la altura del buje

Tal como se ha mencionado anteriormente, es necesario conocer la velocidad del viento a la altura del buje (que se asume que es de 80 m en tierra y de 120 m en el mar) en lugar de la que proporcionan los datos del ECMWF a 10 m de altura. Para obtener esta velocidad del viento a la altura del buje se ha utilizado la siguiente fórmula:

$$V_H = V_{10} \left(\frac{\ln(H/z_0)}{\ln(10/z_0)} \right)$$

En la que:

- H representa la altura del buje expresada en metros;
- V_H es la velocidad del viento a la altura del buje expresada en metros por segundo;
- V_{10} es la velocidad del viento a 10 m de altura expresada en metros por segundo;
- z_0 es la rugosidad expresada en metros.

Este es el perfil logarítmico del viento para condiciones neutras, en el que se han descartado los efectos térmicos (Hoogwijk *et al.*, 2004).

⁽⁶⁾ Debería tenerse presente que la resolución espacial de 0,25 grados de la cuadrícula está justamente por debajo de la máxima resolución actual posible de 0,225 grados (13,5 minutos) de la cuadrícula del sistema MARS para la extracción de datos mediante interpolación. Se ha utilizado una resolución por debajo de la resolución máxima debido a un error tipográfico en la secuencia de comandos de extracción que se descubrió tras la finalización de las extracciones. Se decidió no repetir las extracciones debido a que la pérdida de resolución es aceptablemente pequeña y a que la extracción resulta muy costosa en términos de tiempo y recursos.

La base de datos Corine de cobertura y usos del suelo 2000 (CLC) se ha utilizado para explicar las diferencias en la rugosidad de las superficies (con una resolución de 250 x 250 m) de los diversos tipos de cobertura del suelo. Los datos del CLC están agrupados en 15 clases CLC, que reflejan tipos de cobertura del suelo similares con una rugosidad comparable. Los datos del ECMWF (2007) para la velocidad del viento y del Ecofys (Coelingh *et al.*, 2002) para la rugosidad (z_0) se han utilizado para determinar los valores mínimos y máximos de z_0 para cada clase del CLC. Los valores se han transformado mediante un factor de conversión a la altura del buje utilizando la fórmula anteriormente mencionada para cada clase del CLC. La *ratio* de conversión media para cada clase se muestra en el anexo 1 de este informe. Para determinar la *ratio* de conversión de las zonas marinas se ha utilizado un enfoque similar.

Cuando se estaba preparando este informe no había datos del CLC disponibles para Noruega, Suiza y Turquía. Por este motivo, este estudio utiliza la base de datos Cobertura de Suelo Mundial 2000 (GLC, 2000) del Centro Común de Investigación de la Comisión Europea,

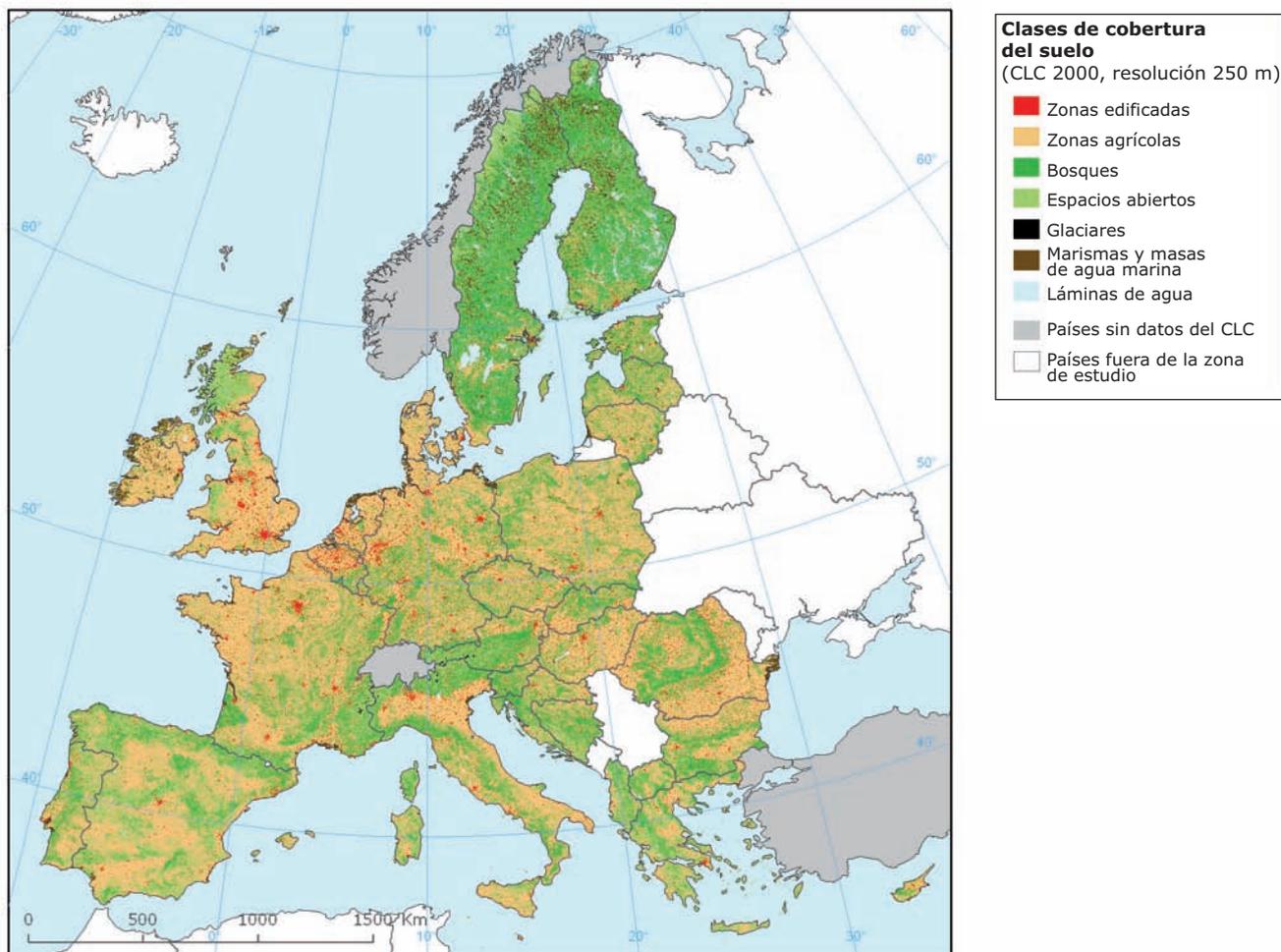
publicada en 2001 con una cuadrícula que presenta una resolución de 0,6 km. En el anexo 1 se muestra una tabla de conversión entre las clases del CLC y la base de datos GLC (Cobertura de Suelo Mundial) 2000.

Por motivos de presentación, las 15 clases del CLC se han agregado en siete clases de cobertura del suelo.

2.2.3 Incertidumbre relativa a los efectos aceleradores del terreno

La baja resolución de los datos del ECMWF puede crear incertidumbres en lo que se refiere a terrenos complejos. Aunque los datos del ECMWF pueden indicar una baja velocidad del viento para una celda específica de la cuadrícula, los efectos locales pueden hacer aumentar los recursos eólicos haciendo que sea posible la generación de energía. Un ejemplo de esta situación se da en los alrededores de La Muela, en el borde del valle del río Ebro, en España. El primer mapa de potencial eólico elaborado conforme a la metodología anterior indicaba que la zona no era apta para instalaciones de energía eólica, a pesar de que en dicha zona actualmente

Mapa 2.1 Distribución espacial de la cobertura del suelo



Nota: Cuando se estaba preparando este informe no había datos del CLC disponibles para Noruega, Suiza y Turquía.

Fuente: AEMA, 2008

ya hay en funcionamiento instalaciones de energía eólica a gran escala.

Las zonas de gran altitud suelen ser terrenos complejos. En Europa hay pocos altiplanos, por lo que la mayoría de las zonas por encima de 500 m se dividen en cadenas montañosas y valles. En los valles las velocidades del viento son bajas, mientras que en lo alto de las montañas las velocidades del viento pueden aumentar en más de un 70%. Este efecto de aceleración depende de la configuración de las laderas locales.

Tal como se ha mencionado anteriormente, el conjunto de datos sobre la velocidad del viento que se ha utilizado tiene una resolución de 0,25 x 0,25 grados. Los resultados preliminares mostraban que cuando el valor obtenido del análisis completo de la potencia del viento (número de horas de carga completa) quedaba por debajo del valor económico mínimo necesario para la instalación de aerogeneradores, se descartaba toda la celda de la cuadrícula. Sin embargo, es posible que en algunas zonas de una cuadrícula los efectos locales aumenten los recursos eólicos hasta niveles capaces de sustentar económicamente un parque eólico.

Para hacer frente a esta incertidumbre, el primer conjunto de cálculos (resultados preliminares) se calibra con respecto a la variación en la velocidad del viento en torno a la media de la cuadrícula que se traduciría en la misma distribución de horas de carga completa (los detalles de la metodología pueden consultarse en el anexo 2). A continuación, el factor de corrección obtenido para la velocidad del viento se utiliza para calcular las horas de carga completa de un modo sencillo que permite que se conserve la diferenciación en los datos Corine de cobertura y usos del suelo. Para alturas superiores a 50 m se aplica el siguiente factor de corrección:

$$V_i = V_{media} + 0,001508 \times (H_i - H_{media})^2$$

En el que:

- i indica las diferentes alturas de las subceldas dentro de una determinada celda de campo de viento de la ECMWF;
- V_{media} indica la velocidad media del viento (m/s).
- H_i indica la altura de las subceldas a diferentes alturas.
- H_{media} indica la altura media.

El mapa 2.2 ilustra la velocidad del viento en los países de la AEMA a la altura del buje basada en los datos del ECMWF corregidos para la rugosidad de la superficie.

2.2.4 Zonas marinas: profundidad del mar y selección de zonas económicas

La zona potencial para la generación de energía eólica marina se ha limitado a una profundidad del mar inferior a 50 m utilizando un modelo de elevación digital global del Centro Nacional de Datos Geofísicos (NGDC) de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA), que incluye datos batimétricos ⁽⁷⁾.

La Base de Datos Geográfica de Límites Marítimos (Maritime Boundaries Geodatabase) del VLIZ (Instituto Marino de Flandes), que define las zonas económicas exclusivas (ZEE) de cada país, se ha utilizado para atribuir zonas marinas a determinados países (véase el mapa 2.3). Además, las zonas marinas se han dividido en diferentes clases dependiendo de la distancia a la costa, en concreto, zonas a menos de 10 km de distancia de la costa, zonas a 10-30 km de distancia, zonas a 30-50 km de distancia y zonas a más de 50 km de distancia.

La zona económica exclusiva legal se extiende a 200 millas náuticas de la costa. Cuando la distancia entre dos países es inferior a 400 millas náuticas, el límite debería ser la línea mediana o debería prescribirse en un tratado multilateral ⁽⁸⁾.

2.2.5 Tecnología de los aerogeneradores

Para evaluar el potencial de energía eólica en 2020 y 2030 es necesario hacer proyecciones con respecto a los desarrollos tecnológicos y económicos de los aerogeneradores. Entre estos se incluyen factores como la potencia nominal ⁽⁹⁾, la altura del buje y los costes de la inversión llave en mano (es decir, los gastos incurridos antes de que una inversión esté lista para ser utilizada).

Tamaño de los aerogeneradores

La potencia de los aerogeneradores ha aumentado significativamente, creciendo desde una potencia nominal media de menos de 50 kW a principios de la década de 1980 hasta más de 1 MW en 2005 (DWIA, 2006). La potencia comercial de los aerogeneradores que se venden actualmente suele ser de 750-2.500 kW (GWEA, 2006). En este estudio hemos asumido que la potencia nominal de los aerogeneradores se estabilizará en torno a los 2 MW. Este supuesto concuerda con los resultados de otros estudios (EWEA, 2006a; Greenpeace y EWEA, 2005; Greenpeace y GWEC, 2006).

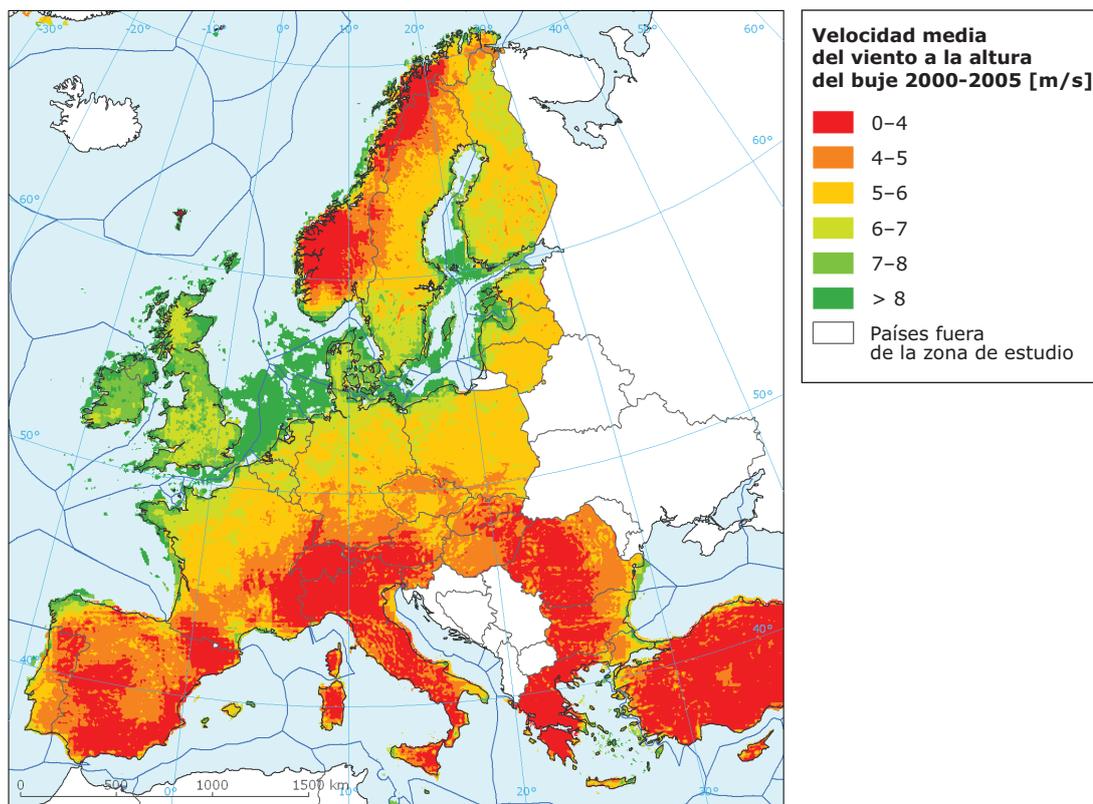
⁽⁷⁾ Para este fin se han utilizado datos de 30 x 30 segundos (1 km), incluidos datos de batimetría de Sandwell y Smith, y ETOPO5 en las zonas polares.

(Sistema de referencia espacial: grados decimales, GCS_Clarke_1866.)

⁽⁸⁾ En el sitio web del Convenio de Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar (CNUDM) se pueden encontrar documentos y tratados multilaterales que describen las líneas de base de los países.

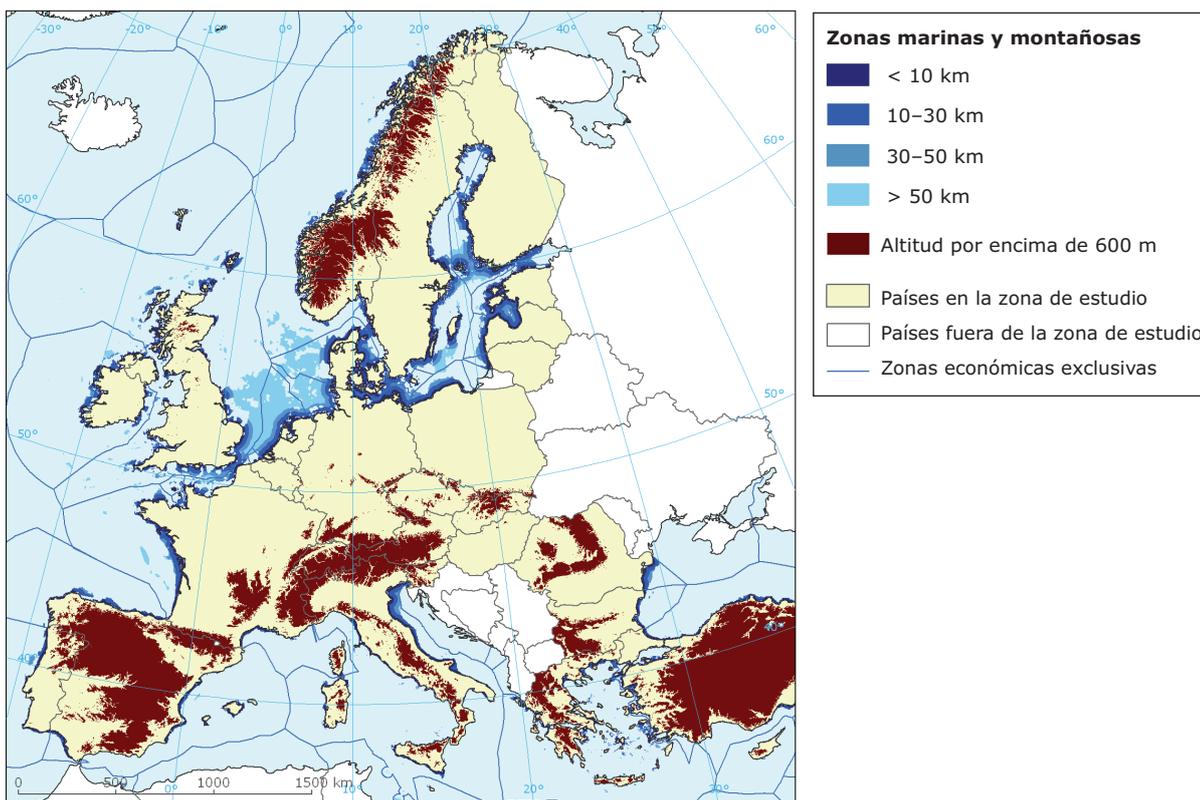
⁽⁹⁾ La potencia nominal es el rendimiento de un aerogenerador en condiciones operativas específicas, en este caso, la energía por hora de funcionamiento cuando funciona a rendimiento máximo (es decir, con altos niveles de viento).

Mapa 2.2 Datos del campo de viento del ECMFW tras las correcciones para la orografía y la rugosidad local (80 m en tierra, 120 m en el mar)



Fuente: AEMA, 2008.

Mapa 2.3 Zonas marinas con una profundidad del agua de menos de 50 m y zonas de montaña (por encima de 600 m) en Europa



Fuente: AEMA, 2008.

Diámetro del rotor

En estrecha relación con la potencia de los aerogeneradores, el diámetro de los rotores también ha aumentado desde alrededor de 15 m en la década de 1980 hasta 60-80 m en los aerogeneradores actuales con una potencia media de 1-1,5 MW (EWEA, 2003a). La EWEA muestra que hay una relación entre la potencia nominal de los aerogeneradores y el diámetro del rotor. La potencia nominal aumenta proporcionalmente al diámetro del rotor elevado a un exponente cercano a 2. Esto implica que un diámetro de 100 m se corresponde con una potencia nominal de alrededor de 3 MW, mientras que un aerogenerador de 70 m tendría una potencia nominal de aproximadamente 1,5 MW (EWEA, 2003a). Para un aerogenerador medio de 2 MW, el diámetro del rotor asociado sería de 80 m. La evolución histórica de la potencia nominal y el diámetro del rotor se muestra en la figura 2.1.

La altura del buje, sin embargo, está parcialmente relacionada con la potencia nominal. Existe un conflicto de intereses entre el aumento de potencia del viento a mayores alturas del buje y el coste adicional que suponen unos aerogeneradores más grandes. La EWEA (2003a) señala que para los aerogeneradores terrestres más grandes, la altura del buje es prácticamente igual al diámetro del rotor. Así pues, este estudio también asume que la altura del buje es igual al diámetro del rotor.

No existe mucha experiencia respecto a proyectos de energía eólica marina. La visión general sobre los parques eólicos marinos planificados o instalados

en Europa ha sido proporcionada por Van Hulle et al. (2004), la Agencia Internacional de la Energía (AIE, 2005) y Papalexandrou (2008). La mayoría de los aerogeneradores marinos tienen una potencia nominal de 2-3 MW, excepto en el proyecto DOWEC (Convertidor Holandés de Energía eólica marina) en los Países Bajos, donde los aerogeneradores tienen una potencia nominal de 6 MW.

Supuestos sobre las futuras características de los aerogeneradores

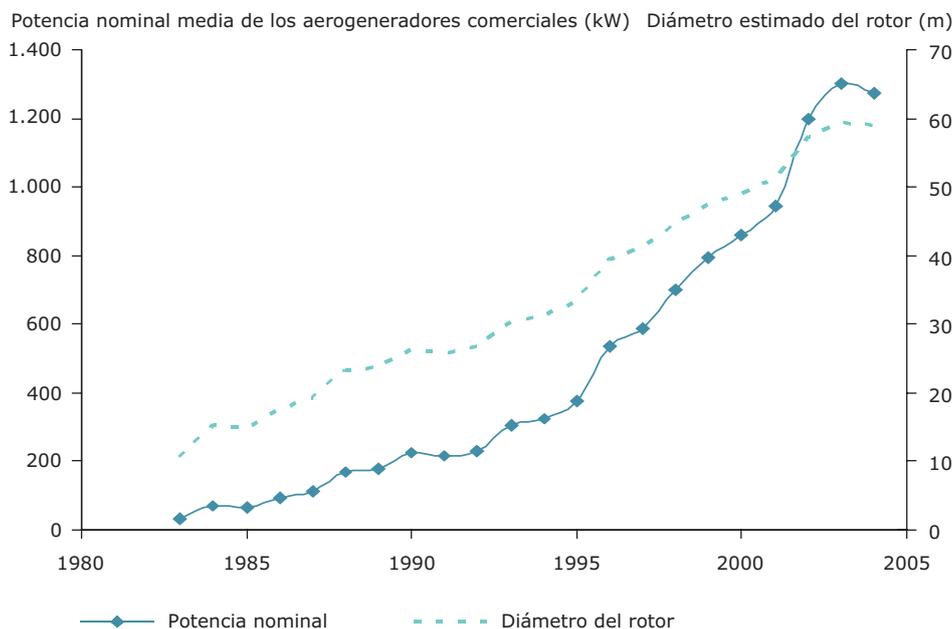
Los supuestos aplicados a la tecnología de los aerogeneradores se resumen en la tabla 2.1.

Debido a las economías de escala, la potencia de los aerogeneradores puede aumentar aún más. Por ejemplo, la EWEA asume una potencia media de 10 MW para los aerogeneradores en su informe «No Fuel» («Sin combustible»), (EWEA, 2006a). El diámetro del rotor de unos aerogeneradores tan grandes sería de unos 150 m. Sin embargo, tal como se ha indicado anteriormente, el diámetro del rotor también está relacionado con la altura del buje. Se espera que los grandes aerogeneradores marinos tengan una posible altura de torre inferior al valor del diámetro del rotor debido a la reducida perturbación en la velocidad del viento (bajo esfuerzo cortante del viento a poca altura).

2.2.6 Horas de carga completa

Dependiendo de la velocidad real del viento, un aerogenerador generará entre el 0% y el 100% de su

Figura 2.1 Evolución histórica de la potencia de los aerogeneradores terrestres en términos de potencia nominal y diámetro estimado del rotor



Fuente: DWIA, 2006.

Tabla 2.1 Resumen de los supuestos sobre las futuras características de los aerogeneradores

| | Terrestres | | | Marinos | | |
|------------------------|--------------|--------------|------|--------------|--------------|------|
| | Media actual | En el futuro | | Media actual | En el futuro | |
| | | 2020 | 2030 | | 2020 | 2030 |
| Potencia nominal (MW) | 1,5 | 2 | 2 | 2-6 | 8 | 10 |
| Diámetro del rotor (m) | 60-80 | 80 | 80 | 80-129 | 140 | 150 |
| Altura del buje (m) | 80 | 80 | 80 | 100 | 120 | 120 |

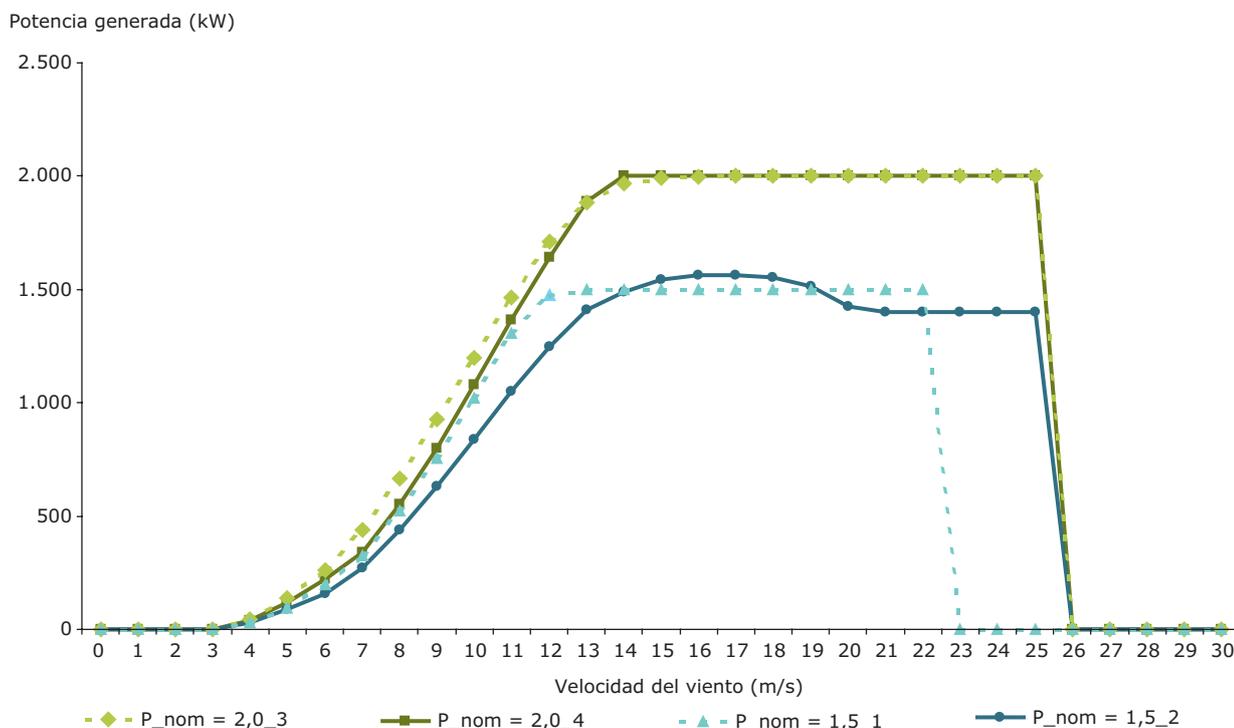
potencia nominal. La figura 2.2 muestra la producción energética de varios tipos de aerogeneradores actuales con diferentes velocidades medias del viento. En base a estas cifras de potencia (kW) se calcula una distribución de Weibull, con $k = 2$ ⁽¹⁰⁾, que describe la variación de las velocidades del viento a lo largo del año. La cantidad de horas de carga completa ⁽¹¹⁾ se calcula en función de las velocidades del viento a partir de los resultados y se trazan líneas de tendencias generales. A partir de estas líneas de tendencias se han obtenido funciones de regresión lineal para calcular las horas de carga completa a partir de la velocidad conocida del viento a la altura del buje.

Las horas de carga completa calculadas para aerogeneradores específicos son valores teóricos. En la práctica, la cantidad de horas de carga completa es inferior debido a dos factores: la «eficiencia del sistema»

y la «disponibilidad del parque eólico». El factor de eficiencia del sistema representa la eficiencia de todo el parque eólico, que disminuye cuanto menor es la distancia entre aerogeneradores debido a la interferencia entre ellos. En este estudio se ha asumido una eficiencia de las instalaciones de 0,925 para los parques eólicos terrestres y de 0,90 para los parques eólicos marinos teniendo en cuenta la colocación de los aerogeneradores con una distancia adecuada entre ellas.

El segundo factor de eficiencia, la disponibilidad, se refiere a la fracción de horas de carga completa durante un año en que el aerogenerador está disponible. Entre los motivos por los que un aerogenerador puede no estar disponible se incluyen las actividades de mantenimiento y reparación. El factor de disponibilidad se ha fijado en el 10% para los parques eólicos marinos, en el 3% para los parques eólicos terrestres

Figura 2.2 Curvas de potencia-velocidad de cuatro aerogeneradores específicos

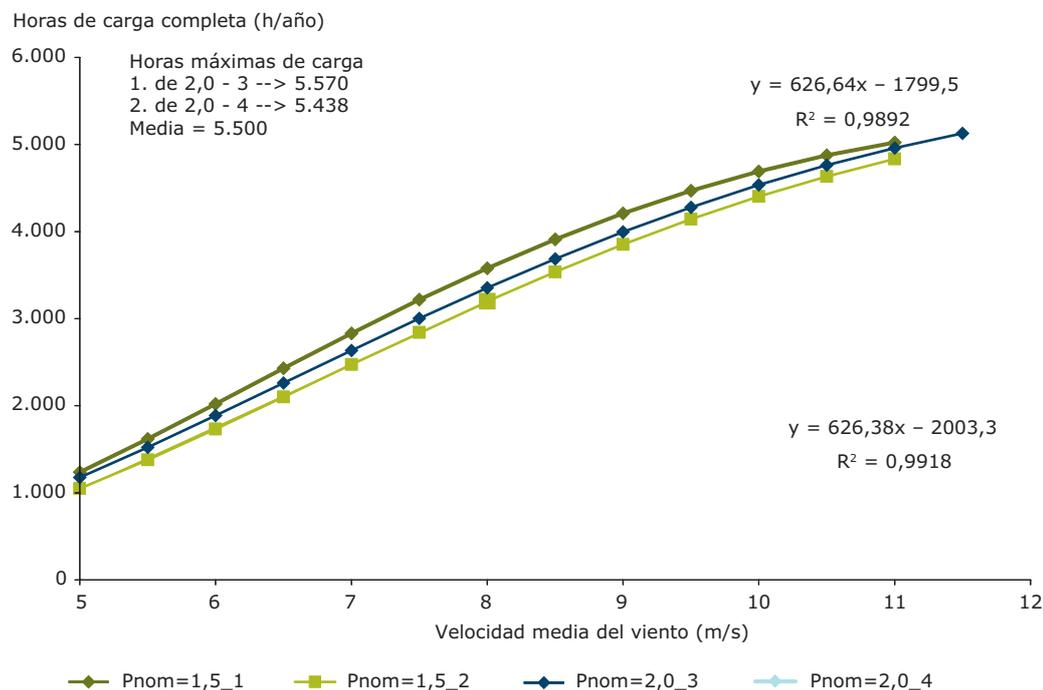


Fuente: Hoogwijk, 2008.

⁽¹⁰⁾ k es el factor de forma de Weibull (generalmente varía entre 1 y 3). El análisis de sensibilidad muestra que en el rango $k = 1,75-2,4$ los resultados para las velocidades anuales del viento entre 5 m/s y 11 m/s producen una varianza de no más del 10% en los resultados de horas de carga completa.

⁽¹¹⁾ Las horas de carga completa son el número de horas a lo largo de un año que el aerogenerador funciona a la potencia nominal $(\text{kWh/año})/(\text{kW})$.

Figura 2.3 Horas estimadas de carga completa basadas en las curvas de potencia-velocidad y la distribución de Weibull



Fuente: Hoogwijk, 2008.

situados a menos de 600 m de altitud y en el 10% para los aerogeneradores ubicados a mayores altitudes (Hoogwijk, 2004).

En resumen, es necesario multiplicar las horas teóricas de carga completa por 0,81 para los aerogeneradores marinos y por 0,83-0,90 para los aerogeneradores terrestres para obtener las horas prácticas de carga completa.

Las horas prácticas de carga completa por celda de cuadrícula se calculan en dos pasos:

1. Velocidad media del viento a la altura del buje = (datos de velocidad media del viento en el período 2000-2005) x (factor de escala que depende del tipo CLC).
2. Las horas prácticas de carga completa se calculan de acuerdo con la relación lineal entre la velocidad

media del viento y las horas de carga completa (figura 2.3):

- cuadrícula terrestre de horas prácticas de carga completa donde $H < 600$ m = (velocidad media del viento a la altura del buje x $626,51 - 1.901$) x 0,90;
- cuadrícula terrestre de horas prácticas de carga completa donde $H > 600$ m = (velocidad media del viento a la altura del buje x $626,51 - 1.901$) x 0,83;
- cuadrícula marina de horas prácticas de carga completa = (velocidad media del viento a la altura del buje x $626,51 - 1.901$) x 0,81.

2.3 Resumen

Conforme al análisis anterior, en la tabla 2.2 se presentan los principales supuestos sobre los futuros avances tecnológicos y limitaciones técnicas.

Tabla 2.2 Resumen del futuro desarrollo tecnológico de la energía eólica

| | 2005 | | | 2020 | | | 2030 | | | |
|---------------------------|--------------------|--------|--------------------|--------|---------------------|--------|---------------------|----|------|------|
| | Unidad | Marina | Terrestre Mont.(*) | Marina | Terrestre Mont. (*) | Marina | Terrestre Mont. (*) | | | |
| Potencia nominal | MW | 3 | 2 | 2 | 8 | 2 | 2 | 10 | 2 | 2 |
| Densidad de potencia | MW/km ² | 10 | 8 | 4 | 12 | 8 | 4 | 15 | 8 | 4 |
| Eficiencia del sistema | % | 90 | 92,5 | 92,5 | 90 | 92,5 | 92,5 | 90 | 92,5 | 92,5 |
| Disponibilidad | % | 90 | 97 | 90 | 90 | 97 | 90 | 90 | 97 | 90 |
| Pérdida de horas de carga | % | 19 | 10 | 17 | 19 | 10 | 17 | 19 | 10 | 17 |

Nota: (*) Mont. = Zonas de montaña

3 Potencial técnico

3.1 Zonas terrestres disponibles para la energía eólica

Tal como se ha mencionado anteriormente, la estimación sin restricciones del potencial técnico de energía eólica terrestre se basa en la densidad de potencia del viento y en el desarrollo tecnológico de los aerogeneradores por tipo de cobertura del suelo. Se han incluido todos los tipos de suelo, independientemente de su idoneidad para el desarrollo de aerogeneradores.

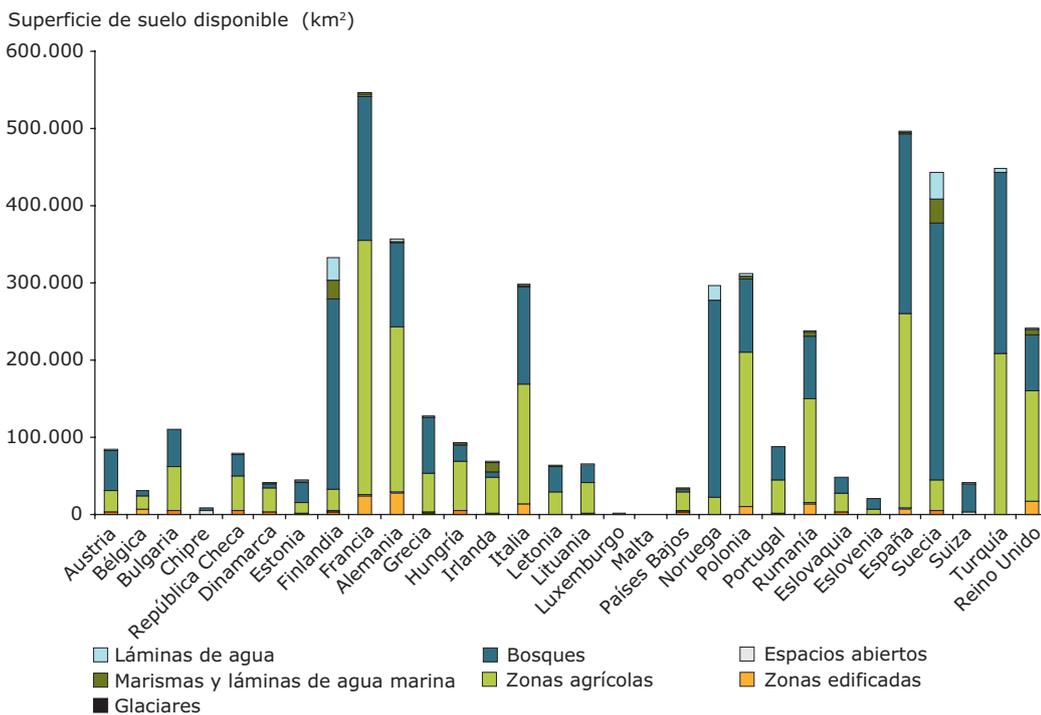
La figura 3.1 describe la superficie terrestre disponible, agrupando las 15 clases de cobertura y usos del suelo del CLC en 7 tipos. La superficie total de suelo en el conjunto de los países de la AEMA asciende a 5,4 millones de km². La clase agrupada «bosques» (clases del CLC 8 a 11), y la clase agrupada «zonas agrícolas» (clases CLC 4 a 7) abarcan alrededor del 90% del total del suelo disponible.

Francia y España cuentan con la zona agrícola más extensa, mientras que Suecia, Finlandia, Turquía y Noruega tienen la superficie forestal más grande. El grado de penetración viable de los aerogeneradores en las zonas agrícolas (CLC-4, CLC-6 y CLC-7) es mayor en comparación con el nivel medio de penetración

viable en todos los tipos de cobertura del suelo. De hecho, en países donde la utilización de la energía eólica es bastante alta (es decir, Dinamarca, Alemania y los Países Bajos), la zona agrícola ha sido la que ha resultado más atractiva para el desarrollo de la energía eólica. La instalación de aerogeneradores en zonas agrícolas puede combinarse muy bien con otros usos, como la producción de hortalizas o la cría de ganado (Pimentel et al., 1994). Además, las zonas agrícolas tienen relativamente pocos obstáculos, lo que implica una baja rugosidad. En dichas zonas los parques eólicos pueden diseñarse de forma óptima, sin que sea necesario disminuir su tamaño, cambiar su disposición o dejar una distancia inferior a la óptima entre los aerogeneradores.

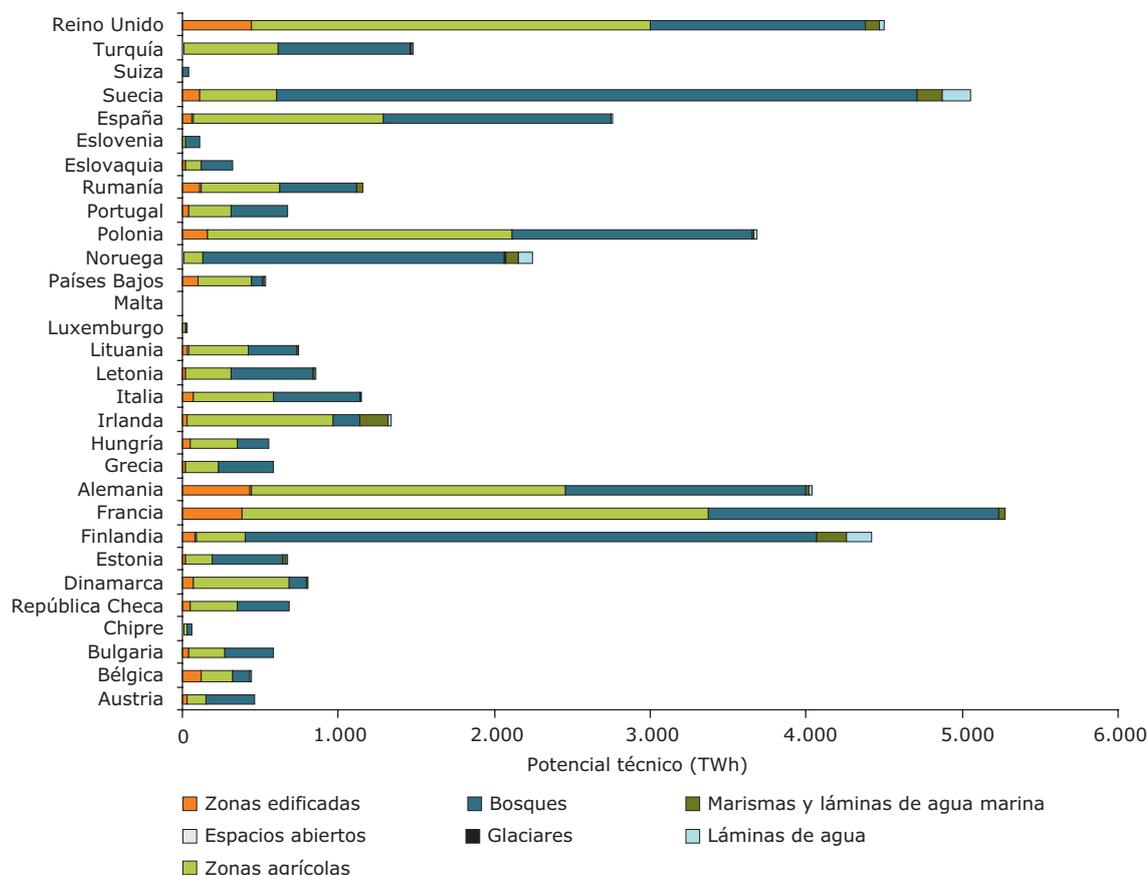
Para cada una de las siete clases agrupadas de cobertura del suelo se ha calculado el potencial técnico de energía eólica terrestre a nivel nacional. La figura 3.2 ilustra los resultados de este análisis. El potencial técnico estimado de la energía eólica terrestre en 2030 se calcula que es de alrededor de 45.000 TWh para el conjunto de todos los países de la AEMA. Más de la mitad del potencial técnico se genera en tipos de cobertura del suelo con velocidades medias del viento de 5,4 m/s y 5,7 m/s.

Figura 3.1 Superficie disponible por tipo de clase agrupada de cobertura del suelo (km²)



Fuente: AEMA, 2008.

Figura 3.2 Potencial técnico sin restricciones de energía eólica terrestre hasta 2030, basado en velocidades medias estimadas del viento a 80 m del suelo en el período 2000-2005



Fuente: AEMA, 2008.

3.1.1 Potencial de energía eólica en zonas de montaña

Existe un número limitado de parques eólicos instalados en zonas de montaña. Por ejemplo, a mediados de 2004, tan sólo el 1,5% de la capacidad de los aerogeneradores estaba instalado en países montañosos en Austria, Francia, Italia, Eslovenia y Suiza (Winkelmeier y Geistlinger, 2004). La menor accesibilidad de las zonas de montaña y el limitado número de carreteras y de conexiones de red se traducen en condiciones menos favorables para los parques eólicos. Sin embargo, se han instalado aerogeneradores a grandes altitudes. Por ejemplo, el parque eólico a gran escala situado a mayor altura se instaló en Suiza en 2004 a 2.330 m de altitud.

Debido a que sólo hay un número limitado de parques eólicos a gran altura, no se han llevado a cabo demasiadas investigaciones sobre el impacto que supone su menor accesibilidad. Sólo se ha identificado un proyecto de investigación de la UE que haya tenido en cuenta el impacto de los parques eólicos en las zonas alpinas: Alpine Windharvest (véase Winkelmeier y Geistlinger, 2004).

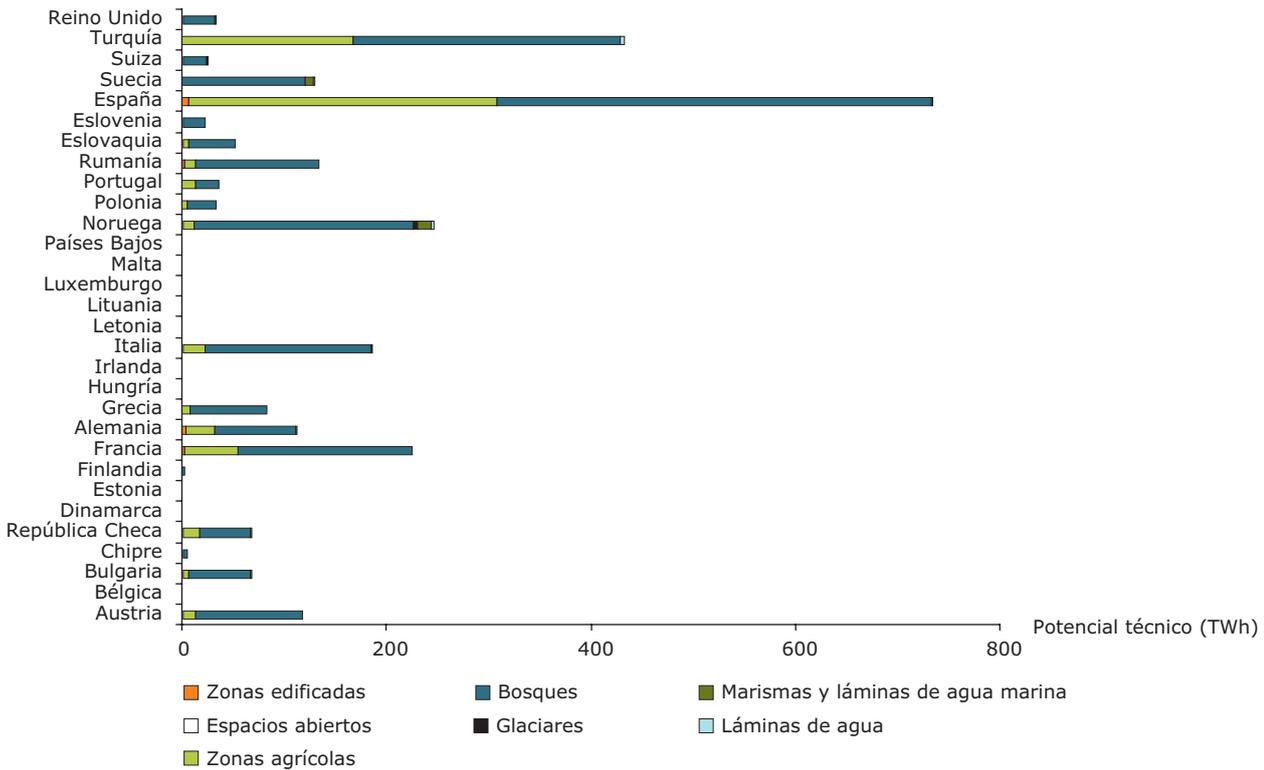
Los supuestos aplicados a las zonas de montaña son las siguientes:

- Los parques eólicos deberían situarse por debajo de 2.000 m sobre el nivel del mar.
- La densidad de potencia disminuye en los emplazamientos ubicados a más de 600 m sobre el nivel del mar.

Se asume que el acceso a carreteras y conexiones de red por encima de los 2.000 m es bastante limitado, por lo que la superficie apta para la energía eólica es muy reducida. El límite de 2.000 m es, en cierto modo, arbitrario, ya que el parque eólico a gran escala situado a mayor altura está instalado a 2.330 m (véase más arriba). Sin embargo, actualmente el resto de parques eólicos a gran escala se encuentran por debajo de los 2.000 m.

Se asume que entre 600 y 2.000 m algunas zonas pueden estar más aisladas, ya que el terreno es más complejo para instalar grandes parques eólicos. Como los aerogeneradores tienen que estar conectados a redes de baja tensión, la escala de los parques eólicos en zonas entre 600 y 2.000 m (y, por lo tanto, la densidad

Figura 3.3 Potencial de energía eólica en zonas de montaña en 2030 (TWh)



Fuente: AEMA, 2008.

de potencia máxima) se asume que es menor. Para evitar una sobreestimación, la densidad de potencia de los parques eólicos en zonas de montaña entre 600 y 2.000 m se ha reducido un 50% con respecto a los situados por debajo de 600 m. En el caso de este estudio, esto implica que la densidad de potencia de 8 MW/km² aplicada a todos los tipos de usos del suelo se reduce a 4 MW/km² para las zonas de montaña ⁽¹²⁾. Este supuesto sobre la densidad de potencia en las zonas de montaña está en consonancia con un estudio italiano que analizaba la densidad de potencia de una zona de muestra en los Apeninos. La densidad de potencia media a alturas de 800-1.000 m era de 4,2 MW/km² (CESI, 2003).

Reducción de la producción a mayores altitudes

Las condiciones meteorológicas a gran altura son más extremas. Esto puede provocar un aumento del cese temporal de operaciones, así como una reducción de la productividad debido a la acumulación de hielo. Sin embargo, el material publicado disponible indica que, en promedio, el cese temporal de operaciones debido a condiciones meteorológicas extremas no es mayor que el que hay en las zonas no montañosas. Únicamente en dos casos se menciona un cese temporal de operaciones de más de 10 días. La mayoría de las

veces la disminución de la productividad debido a la acumulación de hielo se sitúa por debajo del 10% o incluso por debajo del 2%.

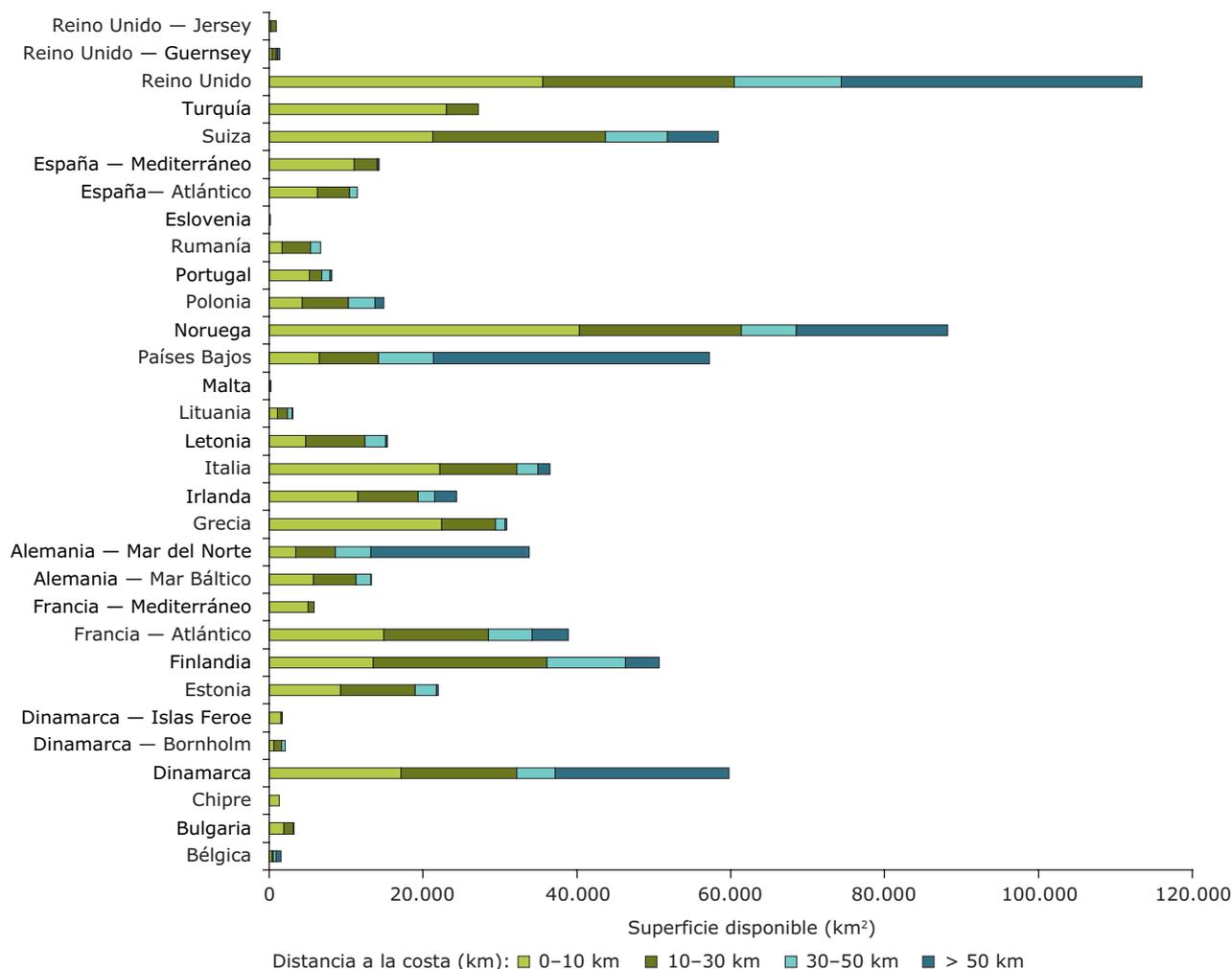
Cuando las zonas de montaña se definen como aquellas situadas por encima de 600 metros, el 33% de la superficie terrestre total de los países de la AEMA se encuadra en esta categoría. Suiza, Turquía, Austria y España presentan los mayores porcentajes de zonas de montaña en relación con su superficie terrestre. En Suiza, el 74% de la superficie terrestre total es montañosa. En el caso de Turquía, Austria y España, ese porcentaje es, respectivamente, del 71%, el 59% y el 57%. El potencial técnico de energía eólica en las zonas de montaña donde asumimos una menor densidad de potencia de 4 MW/km² asciende a poco más de 2.500 TWh en todos los países de la AEMA. El potencial de energía eólica en las zonas de montaña se muestra en la figura 3.3.

3.2 Zonas marinas

Tal como se ha explicado anteriormente, las zonas económicas exclusivas se han utilizado para determinar las jurisdicciones nacionales de diferentes países sobre zonas marinas. Como era de esperar, el Reino Unido

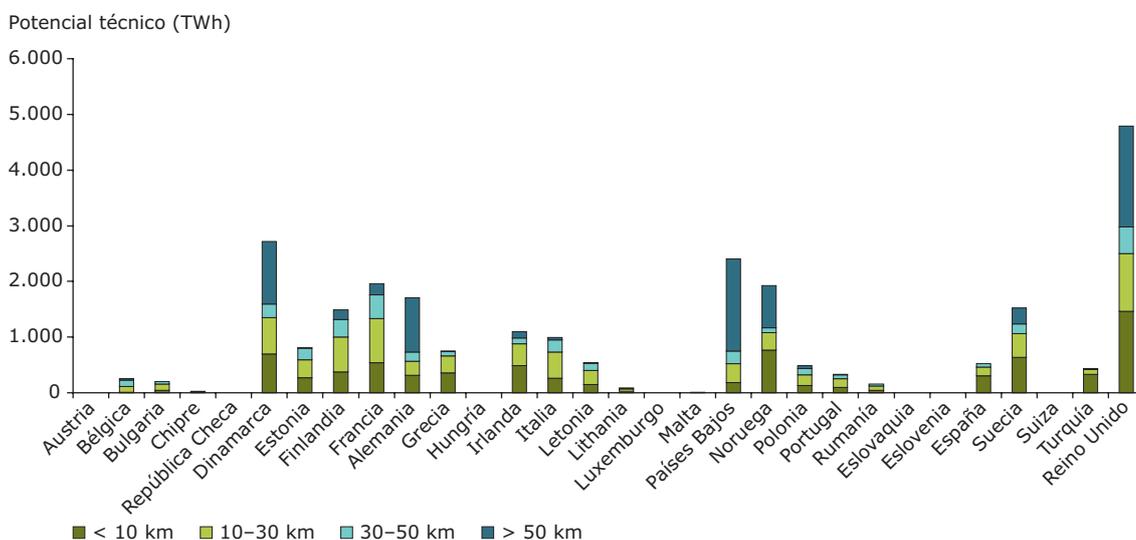
⁽¹²⁾ Noruega ha informado que en su territorio hay pendientes varias solicitudes de licencia relativas a ubicaciones situadas a más de 600 m sobre el nivel del mar.

Figura 3.4 Superficie marina disponible (km²) para parques eólicos dentro de los límites jurisdiccionales nacionales



Fuente: AEMA, 2008.

Figura 3.5 Potencial técnico sin restricciones de energía eólica marina en 2030 basado en datos de velocidad media del viento



Nota: Un reciente estudio noruego (NVE, 2008) calcula que la capacidad de energía eólica marina de Noruega es de alrededor de 55.300 MW (a profundidades máximas de 50 m y distancias mínimas a la costa de 1 km).

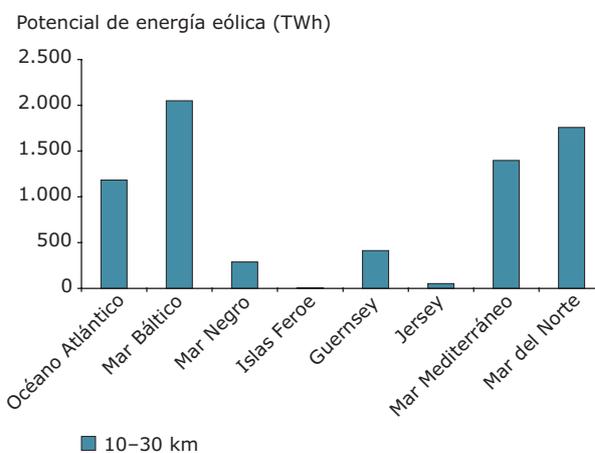
Fuente: AEMA, 2008.

(114.000 km²) y Noruega (88.000 km²) cuentan con el mayor porcentaje de zona marina disponible para la generación de energía eólica. Para aclarar la relación entre potencial de energía eólica y distancia a la costa, las zonas marinas se han dividido en categorías según su distancia a la costa: 0-10 km; 10-30 km; 30-50 km y > 50 km. El potencial en cada categoría se muestra en la figura 3.4.

Tanto la tecnología actual como la tecnología prevista en el futuro limitan el potencial de generación de energía eólica marina. En primer lugar, no se han recopilado datos sobre la velocidad del viento para zonas marinas con una profundidad de más de 50 metros. En segundo lugar, en este estudio se considera que los desarrollos de aerogeneradores para aguas de esta profundidad no tienen cabida dentro de los límites de la tecnología actual. Así pues, esas zonas quedan excluidas de las estimaciones del potencial técnico. Los parques eólicos actuales, con algunas excepciones, están situados en aguas poco profundas, en zonas con profundidades inferiores a 25 metros.

El potencial técnico marino en 2030 se calcula que será de 30.000 TWh para todos los países de la AEMA (figura 3.5). Esta cifra equivale a dos tercios del potencial técnico terrestre (sin restricciones) (45.000 TWh). Este estudio incluye una superficie terrestre de 5.000.000 de km² y una superficie marina de 750.000 km², lo que explica el menor potencial marino (sin restricciones). Como se ha mencionado anteriormente, se han utilizado las velocidades medias del viento del período 2000-2005 como datos de partida.

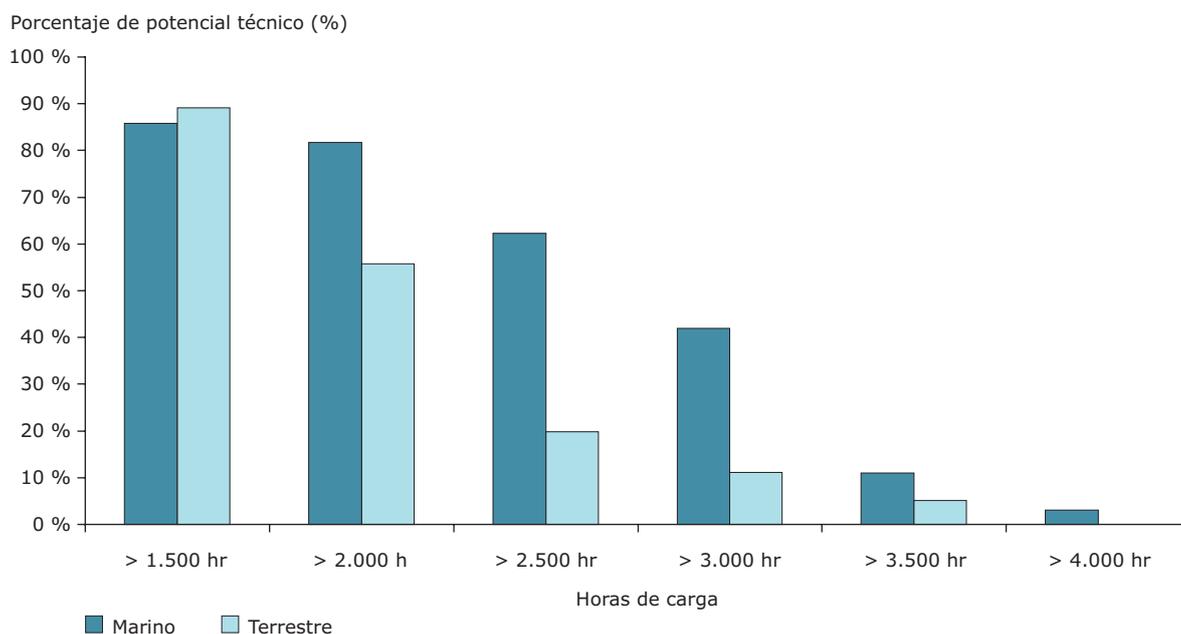
Figura 3.6 Potencial técnico sin restricciones de energía eólica marina en zonas marinas a 10-30 kilómetros de la costa



Fuente: AEMA, 2008.

A modo de análisis de sensibilidad, se ha recalculado el potencial eólico utilizando los datos de velocidad del viento de 2003 y 2004 por separado. Los resultados muestran que hay una gran variabilidad interanual en las estimaciones: los datos de 2004 arrojan un potencial estimado que es un 11% superior a los resultados obtenidos utilizando los datos de 2003 debido a las grandes diferencias que hubo en la velocidad del viento en esos dos años. Algunos países muestran una variabilidad interanual de casi el 30%, como por ejemplo Dinamarca (mar del Norte) y Alemania (mares Báltico y del Norte).

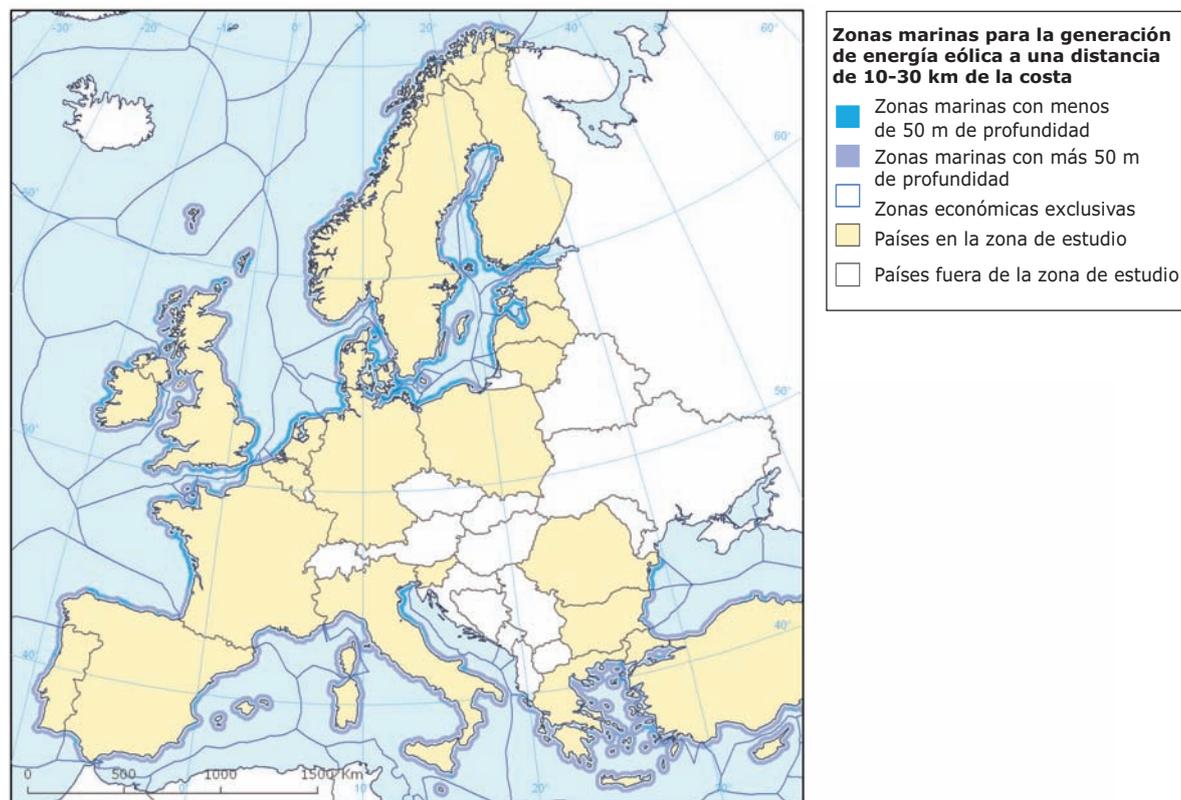
Figura 3.7 Porcentaje de potencial técnico desarrollado en diferentes clases de horas de carga completa



Nota: En este caso, «marino» incluye todos los tipos de distancia hasta la costa (0-50 km).

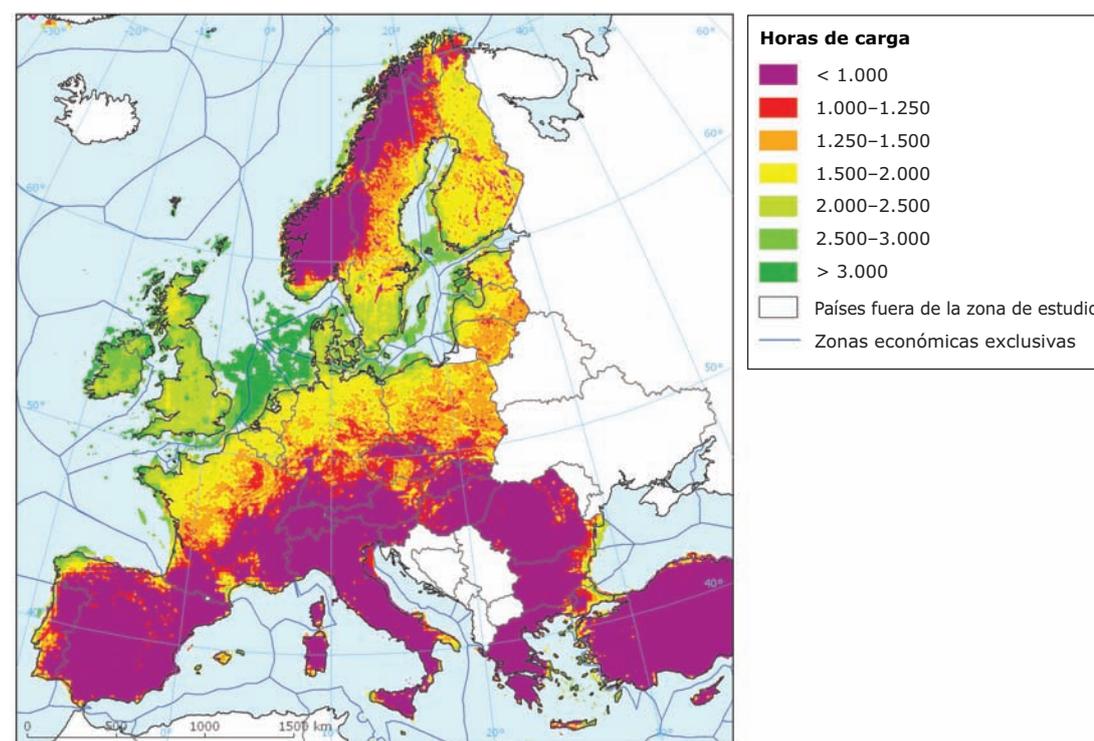
Fuente: AEMA, 2008.

Mapa 3.1 Zonas marinas para la generación de energía eólica a una distancia de 10-30 km de la costa



Fuente: AEMA, 2008.

Mapa 3.2 Distribución de las horas de carga completa en Europa (80 m de altura del buje en tierra, 120 m de altura del buje en el mar)



Fuente: AEMA, 2008.

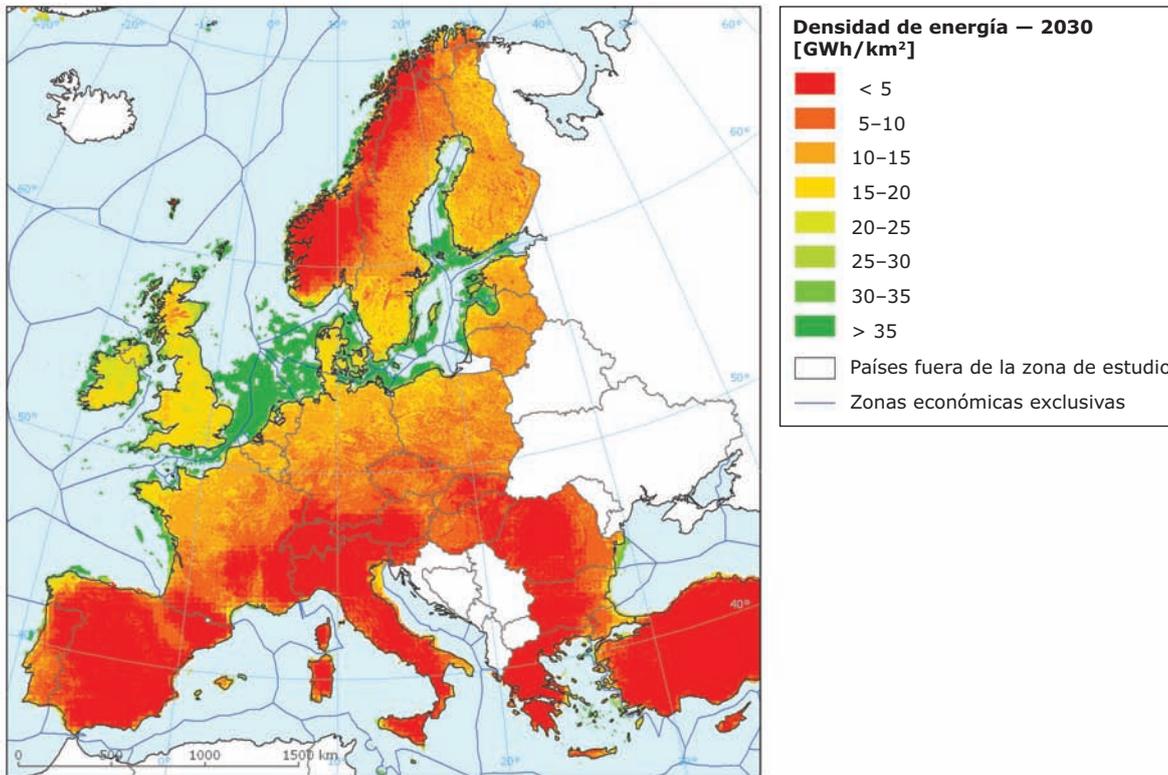
La figura 3.6 muestra que el potencial de energía eólica marina a entre 10 y 30 kilómetros de la costa se concentra en el Báltico, el mar del Norte (incluido el canal de la Mancha) y el Mediterráneo. Se calcula que en 2030 estas zonas pueden concentrar el 29%, el 25% y el 20%, respectivamente, del potencial total previsto de energía eólica marina en la zona situada entre 10 y 30 kilómetros de la costa (7.100 TWh). En el mapa 3.1, sin embargo, se ilustra que algunas de las zonas marinas a esa distancia de la costa tienen profundidades mayores de 50 metros y, por lo tanto, no son aptas para el desarrollo de la energía eólica.

En zonas más alejadas, entre 30 y 50 kilómetros de la costa, el Báltico, el mar del Norte (incluido el canal de La Mancha) y el Mediterráneo representan, respectivamente, el 30%, el 30% y el 20% del potencial eólico total. El potencial total para las zonas situadas a esa distancia se calcula que será de 3.300 TWh en 2030.

3.2.1 Distribución del potencial de energía eólica

Como la superficie del agua presenta menos rugosidad de la del suelo (sobre todo en aguas más profundas), las velocidades del viento en el mar son considerablemente más altas que en tierra. Así pues, los recursos eólicos marinos se caracterizan por un mayor número de horas de carga. La figura 3.7 ilustra este aspecto. En tierra sólo se desarrolla el 5% del potencial técnico de zonas con más de 3.000 horas de carga completa, mientras que en el mar ese porcentaje se eleva por encima del 40%. Las zonas terrestres con mucho viento se localizan principalmente en zonas de Irlanda y el Reino Unido (véanse los mapas 3.2 y 3.3). No hay zonas terrestres con un potencial de recursos eólicos que sobrepase las 4.000 horas de carga completa.

Mapa 3.3 Distribución de la densidad de energía eólica (GWh/km²) en Europa para 2030 (80 m de altura del buje en tierra, 120 m de altura del buje en el mar)



Fuente: AEMA, 2008.

4 Calibración de modelo - velocidad anual del viento en Europa

4.1 Enfoque

Como la evaluación del potencial de energía eólica depende en gran medida del reanálisis de los datos del viento, presenta una incertidumbre clave en lo relativo a la precisión con la que los resultados reflejan los valores reales observados. En las siguientes secciones se validan los resultados del modelo confrontándolos con observaciones de la velocidad del viento superficial realizadas en estaciones meteorológicas de toda Europa.

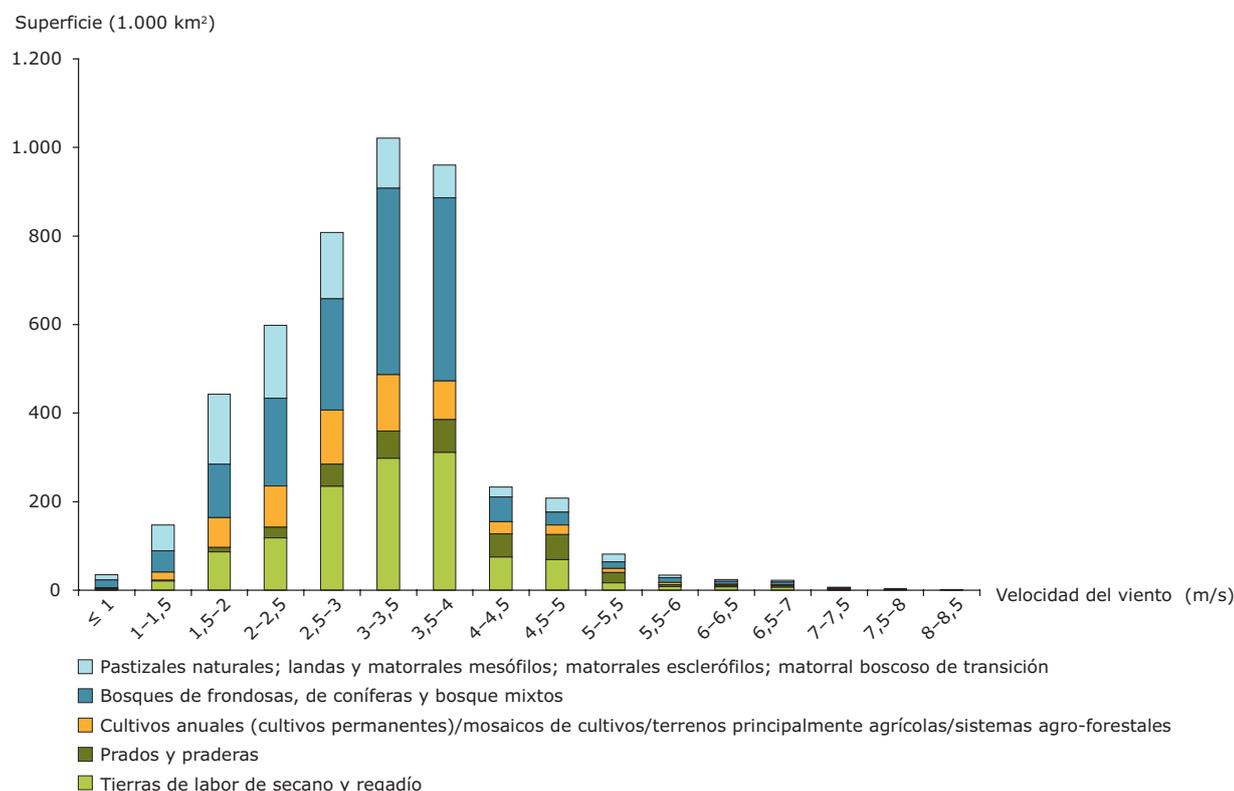
El valor de 4 m/s para la velocidad del viento resulta de especial interés para este estudio, ya que normalmente los aerogeneradores sólo pueden funcionar de forma eficiente a velocidades del viento por encima de ese umbral. Los cálculos del modelo (ECMWF, 2007) muestran que la velocidad del viento en la superficie (10 m por encima del nivel del suelo) en la mayor parte de Europa presenta un promedio inferior a 4 m/s. Pueden alcanzarse velocidades medias anuales del

viento superiores a 4 m/s en el 13,5% de la superficie terrestre europea.

La figura 4.1 muestra que hay una reducción significativa de la superficie cuando la franja de velocidades del viento aumenta de 3,5-4 m/s a 4-4,5 m/s. La figura 4.1 también refleja las clasificaciones del suelo más importantes para Europa, en términos de superficie, según la base de datos Corine de cobertura y usos del suelo. Estas clasificaciones son:

- Tierras de labor de secano, regadíos y arrozales (CL-4).
- Prados y praderas (CL-6).
- Cultivos anuales asociados con cultivos permanentes, mosaico de cultivos, terrenos principalmente agrícolas con importantes espacios de vegetación natural entremezclados con importantes espacios de vegetación natural y sistemas agro-forestales (CL-7).
- Bosques de frondosas, de coníferas y bosque mixto (CL-8).

Figura 4.1 Superficie terrestre distribuida entre las diferentes clasificaciones Corine de cobertura y usos del suelo en relación con la modelización de la velocidad del viento superficial en 2001



Fuente: AEMA, 2008.

- Pastizales naturales, landas y matorrales mesófilos, matorrales esclerófilos y matorral boscoso de transición (CL-9).

El método utilizado en este estudio genera información organizada en cuadrículas sobre la velocidad del viento basada en los datos promediados espacialmente del ECMWF.

Para las estaciones meteorológicas europeas se ha calculado la media anual de la velocidad superficial diaria del viento utilizando el conjunto de datos del Global Surface Summary of the Day (NCDC, 2007) del Centro Nacional de Datos Climáticos (NCDC). Las observaciones de la velocidad del viento superficial que ofrece este conjunto de datos están recogidas aproximadamente a 10 m sobre el nivel del suelo.

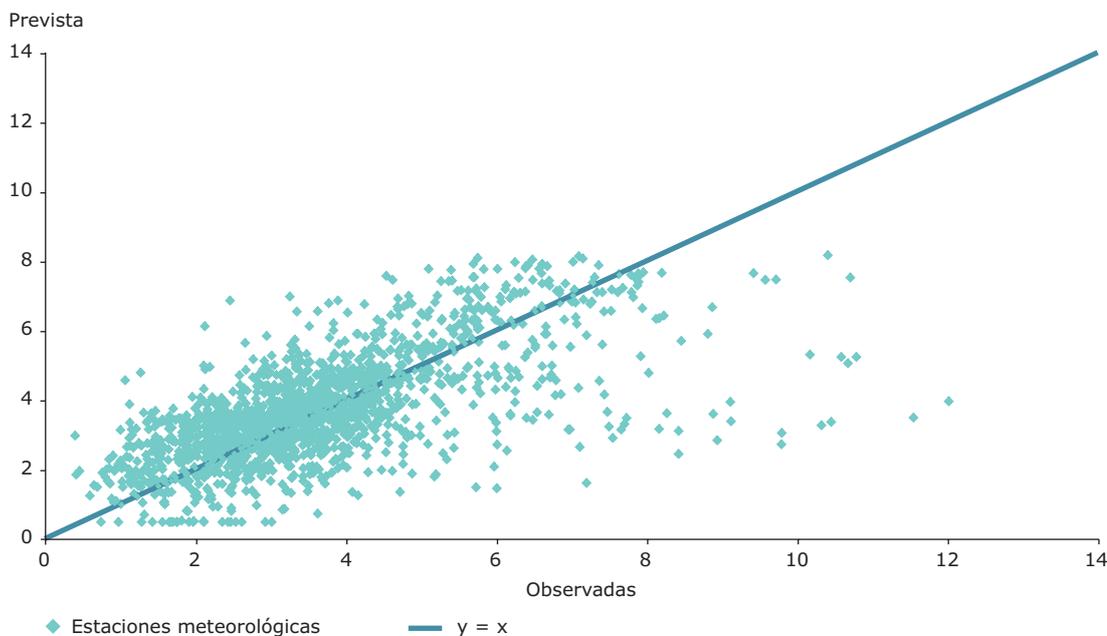
Para validar los resultados de los cálculos del SIG, la media anual observada de la velocidad del viento se comparó a continuación con las velocidades del viento calculadas a 10 m sobre el nivel del suelo para cada ubicación y elevación de las estaciones meteorológicas. Debido a las limitaciones de tiempo a la hora de descargar la información del portal web del NCDC, sólo se han obtenido los datos anuales para el año 2001, por lo que la evaluación se basa en ese año.

4.2 Comparación a nivel europeo

La velocidad media del viento en todas las estaciones meteorológicas de Europa, en las que se realizaron observaciones sobre la velocidad del viento más de dos veces al día de media y durante más del 75% del año, fue de 3,63 m/s en 2001, con una desviación estándar (σ) de 1,66. La predicción de la velocidad media del viento para 2001 en esas estaciones utilizando la metodología del SIG fue de 3,74 m/s ($\sigma = 1,51$).

La figura 4.2 muestra que para las velocidades del viento inferiores a 5 m/s el modelo presenta una concordancia razonable con las observaciones realizadas en la superficie. El coeficiente de determinación (r^2) para toda la población estudiada sugiere que el 12% de la variabilidad en las velocidades del viento previstas puede asociarse a la variabilidad en las observaciones ⁽¹³⁾ si se tiene en cuenta que la línea de regresión se expresa por $y = x$. El error estándar de predicción, es decir, la distancia estándar de la predicción desde la línea $y = x$, es de 1,35 m/s. Sin embargo, hay varias ubicaciones, especialmente en zonas en las que se han medido velocidades anuales del viento más elevadas, en las que el modelo subestima la velocidad en una cantidad significativamente mayor que dicho valor. Como las ubicaciones con una

Figura 4.2 Relación entre las velocidades medias diarias del viento observadas y previstas para todas las estaciones meteorológicas europeas en 2001



Fuente: AEMA; AEAT, 2008.

⁽¹³⁾ Aquí, r^2 se refiere a la proporción de la variabilidad de las predicciones que puede explicarse comparando la regresión con las observaciones, en este caso en la línea de regresión $y = x$. Si se tiene un valor de r^2 igual a 0,4, entonces puede decirse que la variabilidad de los valores de la predicción en torno a la línea $y = x$ es de 1-0,4 veces la varianza original. Si no, r^2 permite que la línea $y = x$ explique el 40% de la variabilidad original, dejando un 60% de variabilidad residual. Lo ideal sería que la metodología del SIG predijera a la perfección la velocidad del viento en las estaciones meteorológicas, en cuyo caso la línea $y = x$ explicaría toda la varianza original. El valor r^2 es un indicador de la bondad del ajuste del modelo a los datos, donde $r^2 = 1,0$ indica que el modelo tiene en cuenta toda la variabilidad mediante las variables especificadas.

Tabla 4.1 Estadísticas de la velocidad del viento prevista observada en cuatro regiones geográficas de Europa

| Región | Velocidad media anual del viento (m/s) | | | | Error (m/s) | | Coeficiente de determinación, r^2 (para $y = x$) | Error estándar de predicción (m/s) |
|--|--|----------|----------|----------|-------------|----------|--|------------------------------------|
| | Observada | | Prevista | | Media | σ | | |
| | Media | σ | Media | Σ | | | | |
| A: Dinamarca, Alemania y Países Bajos | | 1,495 | 4,573 | 1,336 | 0,114 | 0,798 | 0,636 | 0,812 |
| B: Finlandia, Noruega y Suecia | 3,832 | 1,881 | 3,839 | 1,878 | 0,007 | 1,450 | 0,999 | 1,455 |
| C: Francia, Portugal y España | 3,825 | 1,437 | 3,637 | 1,307 | - 0,189 | 1,309 | N/A | 1,329 |
| D: Austria y Suiza | 2,538 | 1,594 | 2,081 | 0,995 | - 0,456 | 1,451 | N/A | 1,534 |

velocidad del viento elevada resultan de gran interés para la generación de energía eléctrica, es importante seguir analizando esta divergencia.

4.3 Diferencias geográficas

La topografía y la meteorología varían significativamente a lo largo de Europa. Así pues, es importante tener en cuenta si existe alguna diferencia en la relación entre las velocidades del viento previstas y observadas. La tabla 4.1 muestra varias estadísticas para las estaciones meteorológicas de cuatro bloques diferentes de países europeos. En la región A (Dinamarca, Alemania y Países Bajos), la velocidad media del viento prevista por el modelo es un 2,5% superior a la media observada. El error medio es de 0,11 m/s para toda la población estudiada, con una desviación estándar de 0,798 m/s. Un gráfico de la velocidad del viento prevista por el modelo en relación con las observaciones en las estaciones meteorológicas de la región A muestra una muy buena concordancia (figura 4.3). Prácticamente dos terceras partes de la variabilidad en las predicciones del modelo pueden explicarse mediante la variabilidad en las observaciones, y la distancia estándar de las predicciones desde la línea de regresión $y = x$ es de 0,812 m/s.

El modelo también soporta bien la comparación para la región B (Finlandia, Noruega y Suecia), con una velocidad media del viento prevista menos de un 1% superior a la velocidad media del viento observada. Según las estadísticas, casi el 100% de la variabilidad de las predicciones del modelo se explican por la variabilidad de las observaciones. Sin embargo, a partir de los gráficos de regresión y la desviación estándar de error se puede ver que hay una importante dispersión.

En la región C (Francia, Portugal y España), la velocidad media del viento prevista es alrededor de un 5% inferior a la velocidad media observada. Para las regiones B y C, el error estándar de predicción es, respectivamente, de 1,46 m/s y 1,33 m/s.

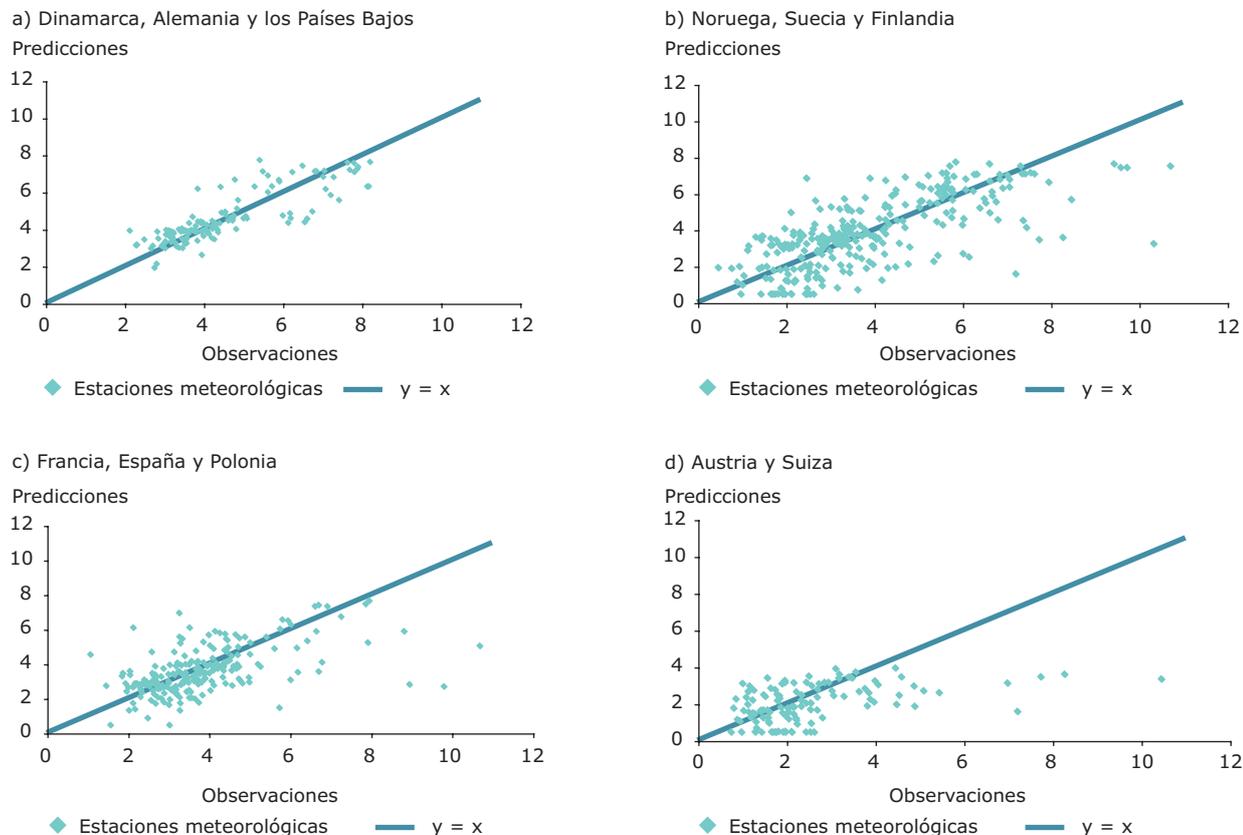
Las diferencias aumentan aún más entre la velocidad del viento prevista por el modelo y las observadas para la región D (Austria y Suiza). La velocidad media del viento pronosticada es un 18% inferior a la media observada, mientras que el error medio entre las dos poblaciones es de - 0,46 m/s, siendo la desviación estándar de este error similar a la de la región B (1,45 m/s). Tal como deja claro la figura 4.3d, la relación entre las velocidades del viento observadas y prevista queda un poco alejada de la línea de regresión $y = x$, especialmente para las velocidades del viento más elevadas.

Tanto Austria como Suiza están en los Alpes, por lo que abarcan algunas zonas muy montañosas. Tal como se ha mencionado en el capítulo 2, las velocidades del viento prevista por el modelo se han obtenido de los análisis del ECMWF con una resolución de $0,25^\circ \times 0,25^\circ$. Los análisis del ECMWF presentan unos valores espacialmente promediados y, por lo tanto, incluyen algunos errores en lo relativo a ubicaciones puntuales. En las zonas de montaña hay una variación significativa en la topografía, y la topografía promediada espacialmente del ECMWF no detecta la elevación de los picos de las montañas.

Algunas estaciones meteorológicas en zonas montañosas están ubicadas en las cimas de montañas, donde las velocidades del viento suelen ser elevadas, ya que normalmente las velocidades del viento aumentan con la altitud en la atmósfera inferior. Como resultado, las velocidades del viento pronosticadas por el modelo basadas en los valores medios espaciales del ECMWF subestiman las velocidades del viento en estas ubicaciones puntuales. A efectos ilustrativos, la figura 4.4 muestra el cociente entre las velocidades del viento previstas y observadas en las estaciones meteorológicas con una velocidad media anual del viento superior a 5 m/s en relación con la elevación de la estación meteorológica.

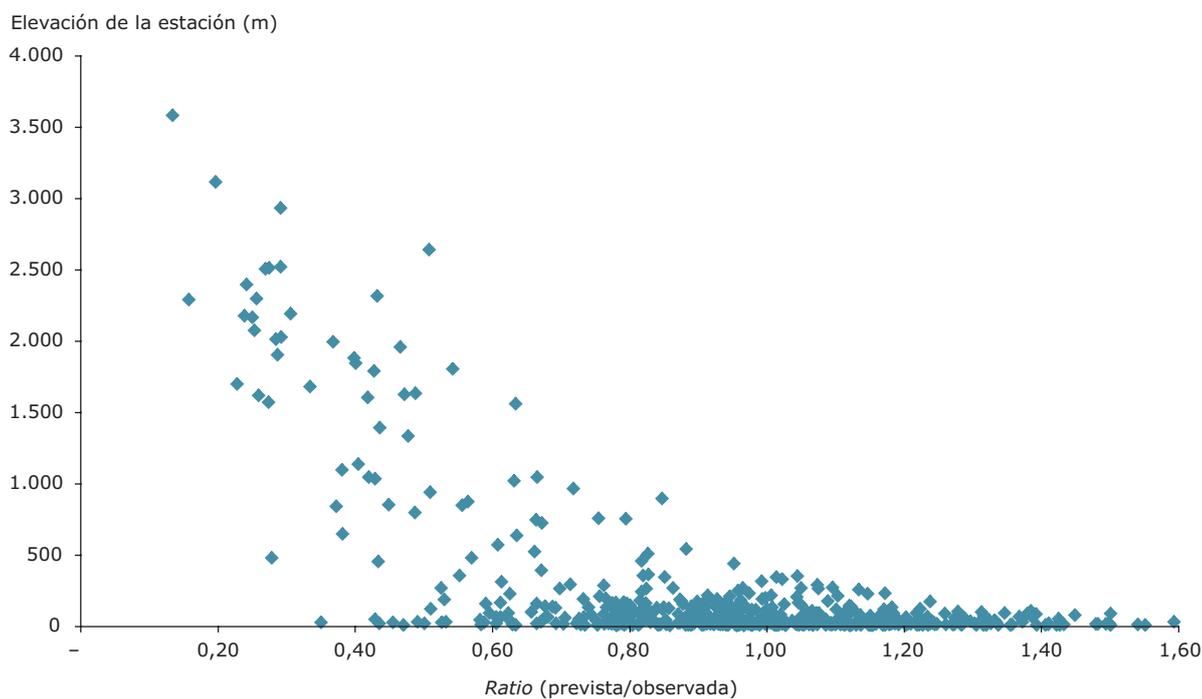
Por debajo de una elevación de aproximadamente 250 m hay un grupo de puntos situados entre los valores de cociente de 0,6 y 1,4. Sin embargo, a medida

Figura 4.3 Relación entre las velocidades medias diarias del viento observadas y previstas por el modelo en 2001 para las cuatro regiones geográficas listadas en la tabla 4.1



Fuente: AEMA; AEAT, 2008.

Figura 4.4 Ratio entre velocidades del viento previstas y observadas en relación con la elevación de las estaciones meteorológicas



Fuente: AEMA; AEAT, 2008.

que aumenta la elevación de la estación, el cociente disminuye a valores de entre 0,2 y 0,4, mostrando cierta subestimación de las velocidades del viento por parte del modelo en las estaciones correspondientes.

La figura 4.5 muestra la relación entre las velocidades del viento observadas y las calculadas mediante el SIG para las estaciones meteorológicas ubicadas en los dos tipos de clasificación Corine de cobertura y usos del suelo más abundantes en Europa: CL-4 (tierras de labor de secano, regadíos y arrozales) y CL-8 (bosques de frondosas, de coníferas y bosque mixto). A partir de la figura 4.5 se deduce que existe una correlación mucho mejor entre las velocidades del viento previstas y observadas en las estaciones meteorológicas situadas en las zonas CL-4, con un 33% de la variabilidad en el error de predicción asociado a la variabilidad de las velocidades del viento observadas en esas estaciones. Por el contrario, para las estaciones ubicadas en las zonas CL-8, la distribución de las velocidades del viento previstas y observadas es mucho más amplia.

De nuevo, los resultados del modelo en estas zonas con diferente tipo de suelo es probable que sean consecuencia de las velocidades del viento superficial, promediadas espacialmente, utilizadas para obtener los valores previstos en las ubicaciones de las estaciones meteorológicas en combinación con la representatividad de dichas cantidades medias para cada ubicación puntual. En zonas donde la rugosidad de la superficie

y, en consecuencia, la turbulencia, es baja, los valores promediados espacialmente proporcionan normalmente una buena representación de las ubicaciones puntuales dentro de esa zona. Esto resulta cierto para la clasificación Corine de cobertura y usos del suelo CL-4, que presenta una rugosidad de la superficie de 0,03-0,17 m. Sin embargo, para la clasificación del suelo CL-8, la rugosidad de la superficie varía entre 0,75 y 1,0 m. Así pues, para las mediciones superficiales en estaciones meteorológicas de zonas forestales (CL-8) existe una mayor probabilidad de que la velocidad del viento observada se aleje más de la media de la zona.

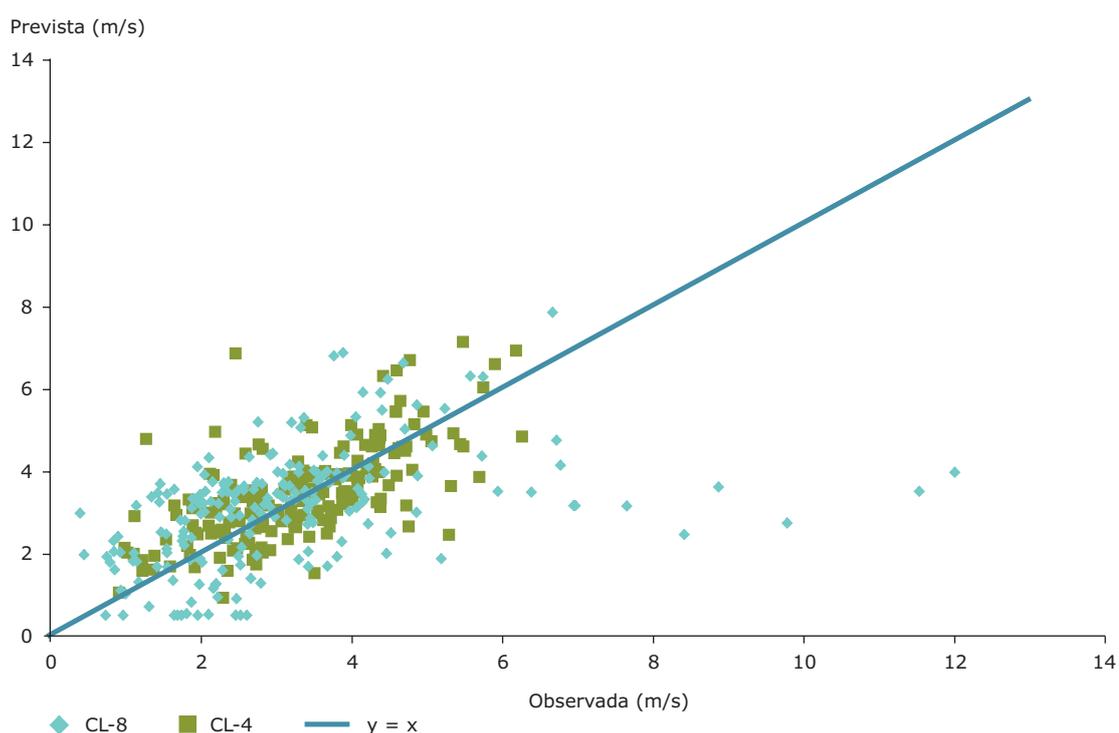
4.4 Evaluación de errores

Mientras que en las secciones anteriores se ha analizado la concordancia del modelo general con las velocidades del viento observadas, esta sección tiene como objetivo evaluar los niveles de incertidumbre en el modelo que pueden afectar al cálculo del potencial de energía eólica en toda Europa.

4.4.1 Velocidades del viento altas y bajas

Una posible causa de incertidumbre es la sobreestimación por parte del modelo de las velocidades del viento en las zonas donde las observadas son bajas; otra es la posible subestimación allí donde las velocidades del viento observadas son

Figura 4.5 Relación entre las velocidades medias diarias del viento previstas y observadas en 2001 para las estaciones meteorológicas situadas en las zonas de clasificación Corine de cobertura y usos del suelo CL-4 y CL-8



Fuente: AEMA; AEAT, 2008.

altas. Este concepto se ilustra en la figura 4.6. Tomando el valor de 4 m/s como velocidad umbral del viento para la generación de energía, ¿para cuántas estaciones con una velocidad del viento observada inferior a 4 m/s predecirá el modelo una velocidad del viento superior a 4 m/s (zona sombreada de la figura 4.6a)? Y, por el contrario, ¿para cuántas estaciones con una velocidad del viento observada superior a 4 m/s predecirá el modelo una velocidad inferior a 4 m/s (zona sombreada de la figura 4.6b)?

Expresándolo como porcentaje de todas las estaciones meteorológicas de Europa consideradas en este estudio, para el 11% de las estaciones con una velocidad del viento observada inferior a 4 m/s el modelo predice velocidades del viento superiores al umbral, mientras que para el 9% de las estaciones con una velocidad del viento observada por encima del umbral el modelo predice una velocidad inferior a dicho valor. En cierta medida, estos dos errores de predicción deberían contrarrestarse de forma que las predicciones sobre la velocidad media del viento en toda Europa sean razonables. Sin embargo, otro efecto de estos errores es la reducción del rango de velocidades del viento previstas en comparación con las observadas; esto se traduce en una mayor extensión de Europa asignada a la zona central de la distribución de velocidades del viento estimadas y una menor superficie asignada a valores altos o bajos.

4.4.2 Intervalos superior e inferior de la velocidad del viento e implicaciones para las horas de carga completa

La figura 4.7 muestra la relación entre las velocidades del viento previstas y observadas para las estaciones meteorológicas en las zonas CL-4, así como los límites superior e inferior de las predicciones sobre la

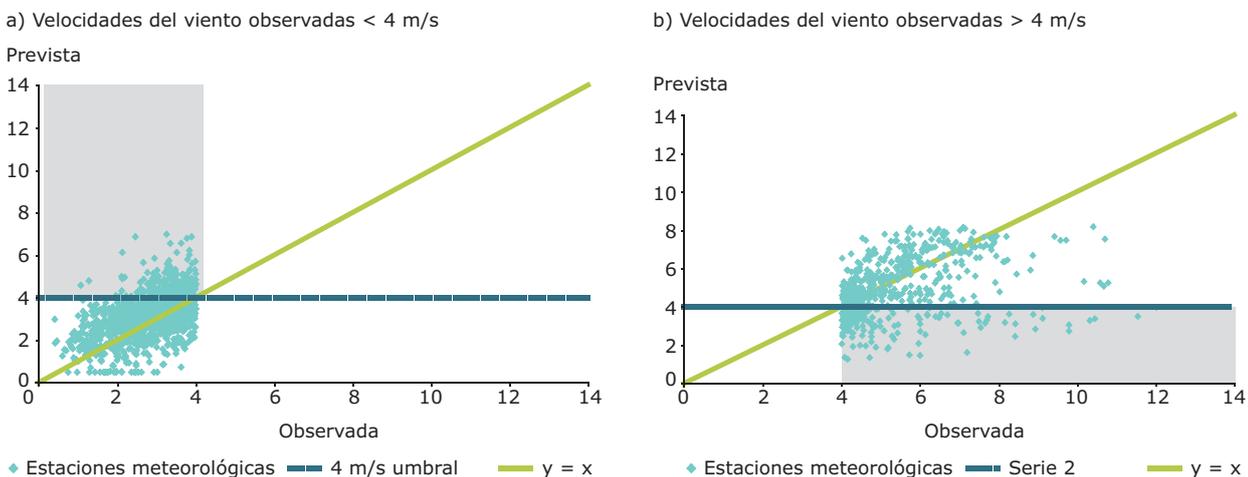
velocidad del viento basados en la estimación del error estándar respecto a la línea de regresión $y = x$. El error estándar para estas estaciones es de 0,95 m/s, lo que se traduce en un intervalo de confianza del 95% de ± 1.88 m/s. La trascendencia de este margen de error aumenta cuando este se escala para obtener el error de las horas de carga; para el ejemplo de las zonas CL-4, el error de la velocidad del viento de 1,89 m/s se traduce en ± 1.120 horas de carga completa. Como el error es lineal, ya que está expresado como porcentaje, el margen de error se estrecha cuando aumenta la velocidad del viento prevista.

El error de horas de carga calculado para las estaciones meteorológicas dentro de las zonas CL-8 es mucho mayor que para las zonas CL-4, lo que sugiere una mayor incertidumbre en las predicciones de energía eólica del modelo en dichas regiones. Sin embargo, debería señalarse que la metodología para calcular las horas de carga completa tiene en cuenta la rugosidad de la superficie a la hora de calcular las velocidades del viento a 80 m por encima de la superficie. A esa altura, que posiblemente está por encima de la turbulencia de la capa límite asociada a la rugosidad de la superficie, cabría esperar una mejor correlación entre las velocidades del viento previstas y observadas. Una mayor validación del modelo a esa altura por encima del nivel del suelo sería una excelente vía de información para un futuro estudio y podría suponer el uso de torres o radiosondas para realizar mediciones.

4.5 Conclusiones

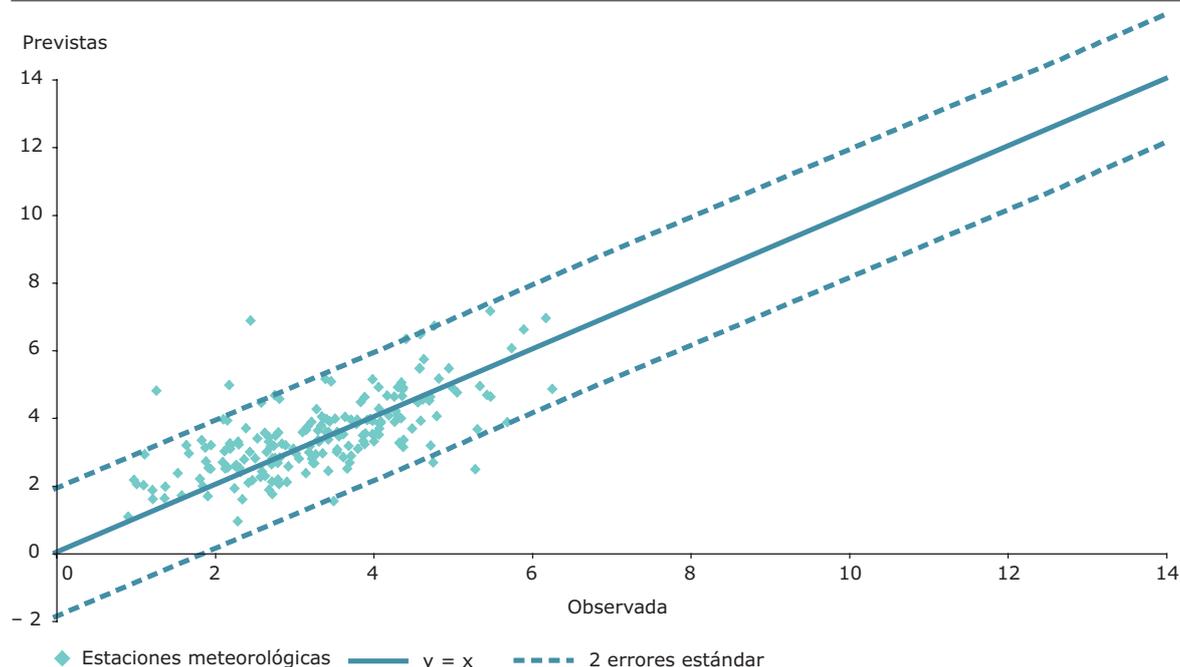
En este capítulo se ha establecido que las velocidades del viento previstas con la metodología utilizada en este estudio generalmente guardan correlación con las observaciones de la velocidad del viento superficial en las

Figura 4.6 Ilustración de la sobreestimación y la subestimación (zonas grises) de las velocidades del viento en el modelo en relación con velocidades del viento observadas altas y bajas



Fuente: AEMA; AEAT, 2008.

Figura 4.7 Relación entre las velocidades medias diarias del viento previstas y observadas en 2001 para las estaciones meteorológicas dentro de las zonas de clasificación Corine de cobertura y usos del suelo CL-4



Fuente: AEMA; AEAT, 2008.

estaciones meteorológicas europeas. Se ha descubierto que existe una buena correlación entre los valores observados y previstos en las regiones geográficas relativamente planas con una baja rugosidad de la superficie, como Dinamarca, Alemania y los Países Bajos.

A nivel de la superficie, se ha descubierto que existe una correlación un poco mejor en las zonas CL-4 (zonas agrícolas) que en las zonas CL-8 (bosques). Esto probablemente se debe a la baja rugosidad de la superficie del suelo CL-4, lo que significa que las velocidades del viento promediadas espacialmente que se han utilizado para obtener las predicciones del modelo ofrecen una representación razonablemente buena de la velocidad del viento en ubicaciones puntuales dentro de esa zona. La incertidumbre asociada a los valores de las zonas CL-4 se ha evaluado para un intervalo de confianza del 95% en $\pm 1,88$ m/s.

Las velocidades del viento previstas por el modelo muestran una baja correlación en las estaciones meteorológicas que no son representativas del valor medio de la cuadrícula de 15 km por 20 km proporcionado por los datos del ECMWF en el que se sustenta el modelo, por ejemplo, en las zonas forestales (CL-8) y las regiones montañosas. Claramente, existe una incertidumbre mucho mayor asociada a las predicciones sobre la velocidad del viento superficial en dichas zonas en comparación con las zonas CL-4. Sin embargo, sería posible obtener una mejor

correlación para una altura del buje de 80 m que para las lecturas en la superficie, y debería incluirse un análisis más exhaustivo de esta incertidumbre en cualquier futura investigación que utilice esta metodología.

En resumen, se ha constatado que las incertidumbres más pequeñas corresponden a las zonas que generalmente son más aptas para la instalación de parques eólicos, es decir, las zonas relativamente llanas situadas a poca altura. Las incertidumbres son mayores en el caso de las zonas de montaña y otras zonas con una mayor rugosidad de la superficie. En muchos casos, aunque las velocidades del viento sean altas, estas zonas son menos aptas para los aerogeneradores debido al paisaje, la biodiversidad y otras consideraciones (véanse los capítulos siguientes).

En futuros estudios, para evaluar la incertidumbre asociada a la velocidad del viento, puede que se llegue a elaborar un modelo del error estadístico en la predicción de las velocidades del viento teniendo en cuenta la sobreestimación del modelo con bajas velocidades del viento, la subestimación con altas velocidades del viento y los errores asociados a la elevación. Este análisis podría utilizarse para modificar las velocidades del viento previstas utilizando esta metodología, o para proporcionar una estimación de la incertidumbre a la hora de convertir esas velocidades del viento en valores del potencial de generación de energía.

5 Potencial restringido

Este capítulo ofrece un breve análisis cuantitativo de la medida en que los factores ambientales (biodiversidad) y las preferencias sociales pueden limitar el potencial de energía eólica en Europa. Para evaluar las restricciones ambientales terrestres se ha calculado el potencial eólico excluyendo las zonas de la Red Natura 2000 y los emplazamientos de la Base de datos común sobre áreas protegidas (CDDA). Desgraciadamente, la lenta implementación de la Red Natura 2000 significa que actualmente no se dispone de un mapa detallado de las zonas marinas sensibles de toda Europa. Sin embargo, se han evaluado las restricciones sobre la energía eólica marina considerando los aspectos de ordenación territorial y visibilidad que pueden limitar las zonas marinas disponibles para el desarrollo de la energía eólica.

El anexo 3 de este informe ofrece información adicional sobre las restricciones ambientales y sociales para el desarrollo de parques eólicos y los posibles modos de minimizar los efectos adversos tanto sobre los seres humanos como sobre la fauna y la flora. El análisis que allí se lleva a cabo podría servir para marcar el camino hacia un análisis más detallado de esas cuestiones en estudios posteriores.

5.1 Zonas terrestres

Los parques eólicos mal ubicados pueden tener un importante impacto negativo sobre ciertas especies, sobre todo aves y murciélagos. Como punto de partida para analizar la cuestión, se ha recalculado el potencial de energía eólica excluyendo las zonas de la Red Natura 2000 y otras áreas protegidas. Aunque la legislación no impide dichos desarrollos, y de hecho hay ejemplos de proyectos que han sido integrados en estas zonas, se trata de zonas sensibles que exigen una cuidadosa gestión. Estas zonas constituyen una variable sustitutiva muy útil para evaluar las restricciones ambientales sobre el potencial de energía eólica.

En total, las zonas de la Red Natura 2000 y de la CDDA en Europa abarcan en 2006 el 12,5% de su superficie total. Como proporción de la superficie donde se supera la velocidad media mínima del viento (4 m/s), dicho porcentaje aumenta hasta el 13,7%. Sin embargo, en algunas regiones, las áreas protegidas presentan una velocidad del viento mucho más alta. En Rumanía, por ejemplo, el 96% de las áreas protegidas tienen una velocidad del viento superior a los 4 m/s, lo que indica que una completa exclusión del desarrollo de la energía eólica en las zonas protegidas afectaría gravemente al desarrollo de la energía eólica.

El mapa 5.1 muestra las zonas de la Red Natura 2000 y de la CDDA en dos regiones de Europa y los lugares donde ambos tipos de zonas se solapan. Una zona relativamente grande donde las zonas de la Red Natura 2000 y de la CDDA se solapan se encuentra a lo largo de la costa de los Países Bajos, Alemania y Dinamarca. En el mapa 5.2 se muestran las mismas zonas junto con información sobre las horas de carga completa.

Si las zonas agregadas de la Red Natura 2000 y de la CDDA se protegen contra el desarrollo de la energía eólica, el suelo disponible disminuye un 13,7%. Si asumimos que las zonas protegidas se extienden por igual para todas las clases de cobertura del suelo, el potencial técnico se reduce hasta 39.000 TWh.

5.2 Zonas marinas

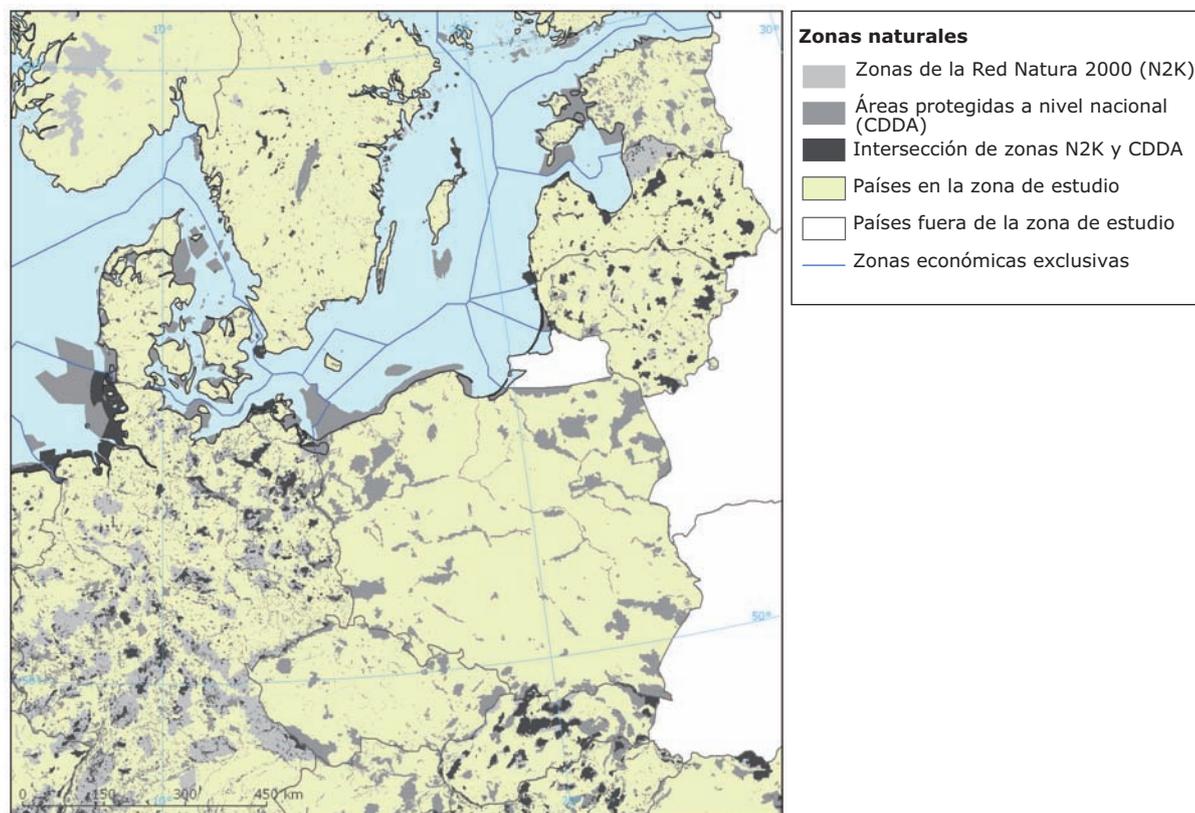
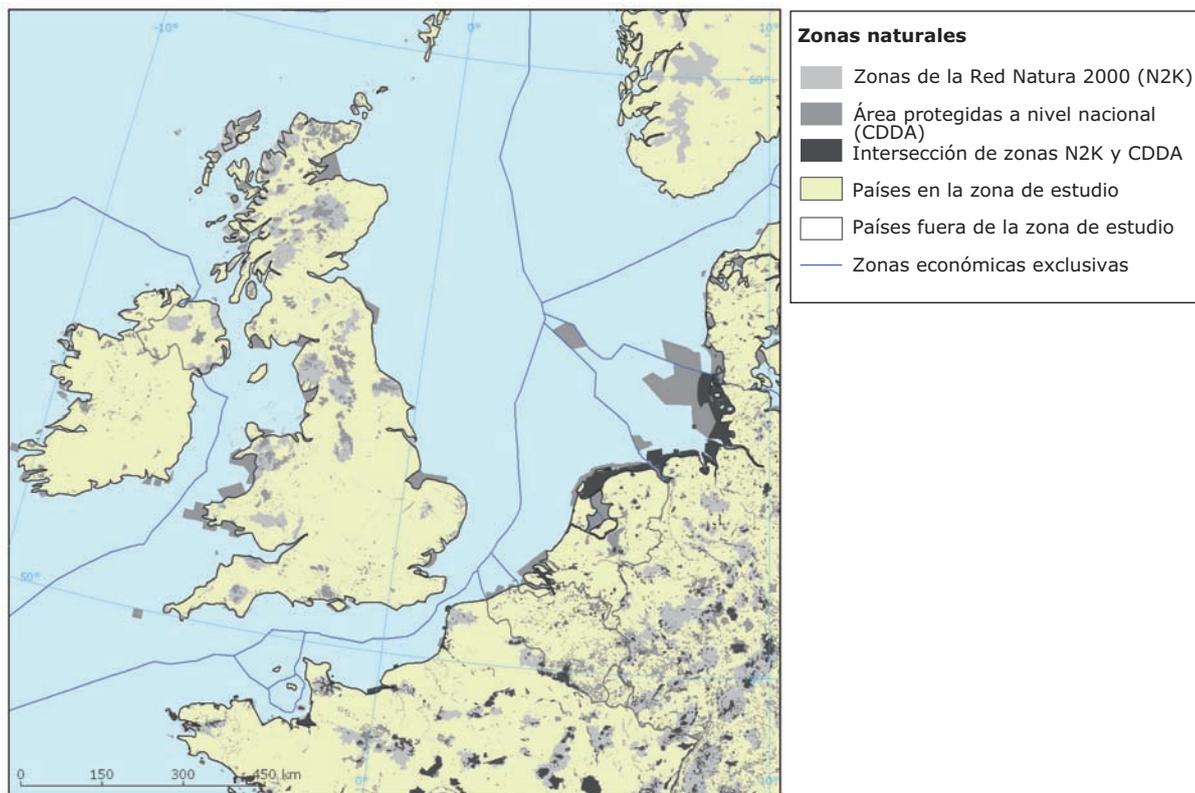
El potencial técnico de la energía eólica marina no tiene en cuenta el hecho de que otros usos del mar pueden limitar el potencial de desarrollo de la energía eólica marina. Entre tales usos se incluyen, por ejemplo, las rutas de navegación, el uso militar de zonas marinas, las prospecciones petrolíferas y de gas, y las zonas turísticas.

La política de ordenación territorial es muy importante para guiar el uso adecuado de la superficie marina disponible. Las funciones relativamente nuevas del mar, como los parques eólicos, son una parte integral de las políticas de ordenación territorial.

En la zona situada hasta 10 kilómetros de la costa, el impacto visual de los aerogeneradores es considerable, ya que los parques eólicos pueden verse desde la costa. En algunos países, como en los Países Bajos, está prohibido construir parques eólicos dentro de una zona de 12 millas náuticas (unos 22 km) desde la costa, sobre todo debido al impacto visual. En el Reino Unido, la evaluación estratégica ambiental para la tercera ronda de licitaciones de parques eólicos publicada en enero de 2009 (UK, 2008) también propone dar preferencia a emplazamientos situados más allá de la zona de 12 millas náuticas.

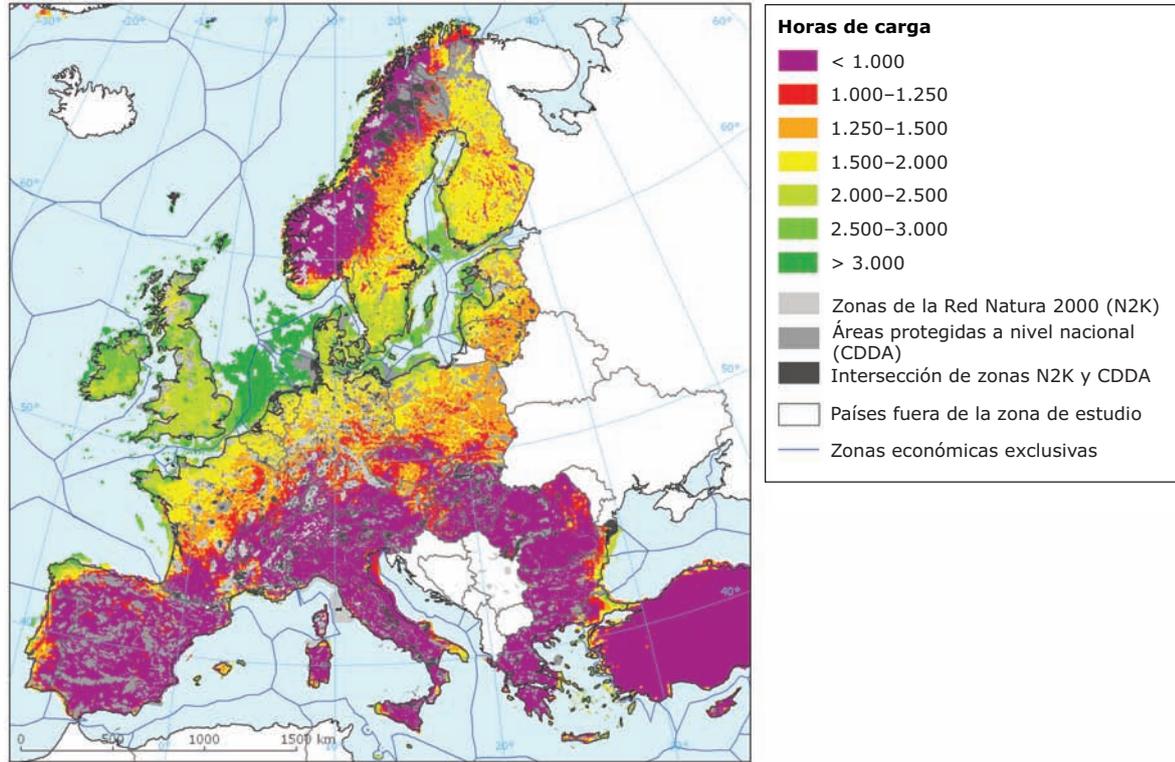
Con estas premisas, se asume que en la práctica tan sólo el 4% de la zona marina situada a 0-10 km de la costa podría estar disponible para el desarrollo de parques eólicos. Como las restricciones sociales y de ordenación territorial serán relativamente más pequeñas, se asume que el 10% de las zonas situadas a 10-30 km y a 30-50 km de la costa pueden utilizarse para el desarrollo de

Mapa 5.1 Zonas de la Red Natura 2000 y de la CDDA en Europa noroccidental y nororiental



Fuente: AEMA, 2008.

Mapa 5.2 Zonas de la Red Natura 2000 y de la CDDA en Europa y potencial de horas de carga completa



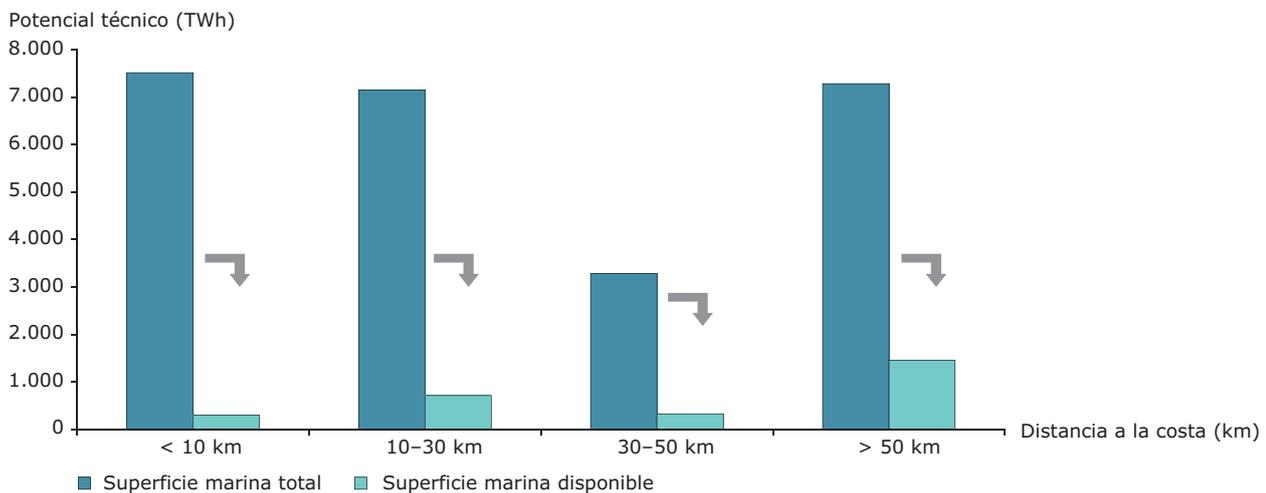
Fuente: AEMA, 2008.

parques eólicos. Para zonas situadas a más de 50 km de la costa, el porcentaje que podría utilizarse sería mayor debido a que esas zonas son relativamente grandes y a que otras funciones, como la navegación, están menos concentradas en las mismas. Por tanto, se asume que el 25% de las zonas situadas a más de 50 km de la costa pueden utilizarse para el desarrollo de parques eólicos.

de 30.000 TWh a 3.500 TWh en los años que van hasta 2030 (véase la figura 5.1). Para poner esta cifra en perspectiva, basta señalar que esa cantidad de electricidad procedente de la energía eólica sería suficiente para satisfacer alrededor del 78% de la demanda de electricidad prevista en Europa en 2030 (5.100 TWh). El potencial restringido de energía eólica marina en 2020 se calcula que será de 2.800 TWh.

Si se aplican estas limitaciones, el potencial técnico sin restricciones de energía eólica marina se reduce

Figura 5.1 Potencial técnico estimado de energía eólica marina en Europa con zonas marinas restringidas disponibles (profundidad del mar < 50 m)



Fuente: AEMA, 2008.

6 Competitividad de la energía eólica

6.1 Evolución de los costes de la energía eólica

Los principales parámetros que determinan el coste de la energía eólica son los costes de inversión (es decir, los costes de los aerogeneradores, la cimentación, las instalaciones eléctricas, las conexiones a la red eléctrica, los gastos de consultoría, el coste del suelo, la financiación, la seguridad y la construcción de carreteras) y los costes de operación y mantenimiento (O&M). Como los costes dependen de varios factores, estos también varían de forma significativa entre diferentes países. En este proyecto, los costes de inversión y de O&M se obtienen principalmente a partir de estudios de ámbito internacional.

6.1.1 Costes de inversión históricos y actuales

Los costes actuales de la energía eólica llave en mano se calcula que son de unos 1.000 EUR/kW para los parques eólicos terrestres y de 1.200-2.000 EUR/kW para los parques eólicos marinos (Junginger, 2005; ECN 2004). La tabla 6.1 ofrece una visión general de los costes estimados para parques eólicos terrestres y marinos obtenidos a partir de varios estudios. Es evidente que los costes de la energía eólica terrestre están dominados por los costes de los aerogeneradores. En el caso de la energía eólica marina, los costes de cimentación y conexión a red pueden suponer un importante porcentaje de los costes de inversión. Los costes de inversión de la energía eólica marina actualmente son significativamente más elevados,

y en los últimos años han aumentado considerablemente debido al elevado precio del acero y a la escasez de aerogeneradores marinos. En este estudio se ha asumido que los elevados precios actuales de los aerogeneradores se deben tan sólo a una subida a corto plazo y que el mercado se ajustará a unos niveles de precios que representen mejor los costes reales. La situación puede mejorar incluso a partir de 2010 con la entrada en el mercado de nuevos fabricantes (Papalexandrou, 2008).

Los costes de los aerogeneradores suponen la mayor parte de los costes de inversión de la energía eólica terrestre, por lo que el foco de atención se ha centrado en esos costes. La figura 6.1 muestra el marcado descenso del precio medio de los aerogeneradores. El principal factor histórico que se esconde detrás de esta reducción de precios ha sido el aumento de la potencia de los aerogeneradores (Junginger, 2005; Coulomb y Neuhoff, 2006). A comienzos de siglo el coste de los aerogeneradores se situaba entre 750 y 1.000 EUR/kW (Junginger, 2005; Neij *et al.*, 2005).

6.1.2 Costes de inversión futuros

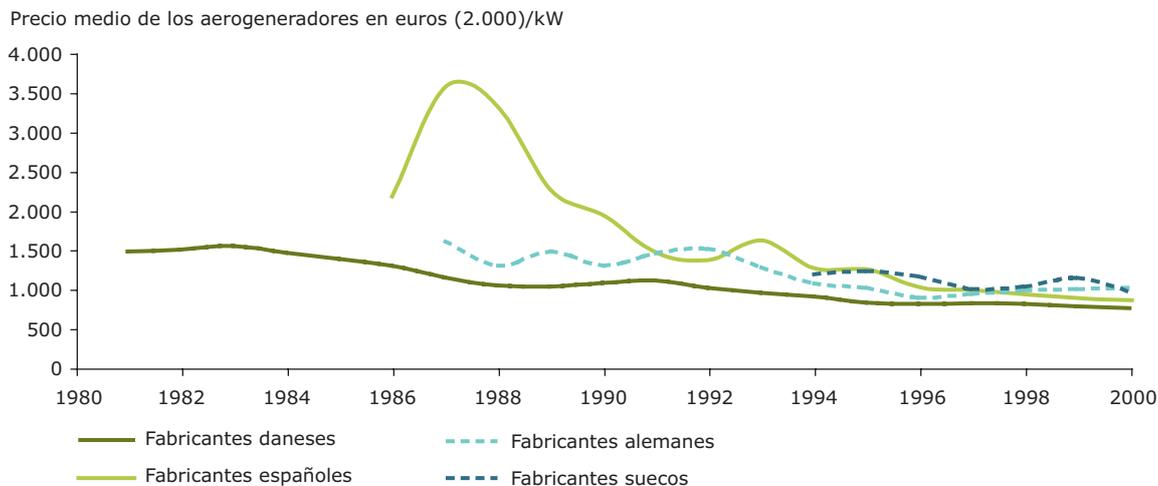
Se espera que los costes de inversión de los aerogeneradores sigan disminuyendo con el paso del tiempo. Por regla general, los fabricantes de aerogeneradores estiman que los costes de producción de energía eólica disminuirán entre un 3% y un 5% por cada nueva generación de aerogeneradores (EWEA, 2003a). Otra estimación más conservadora aplicada por Garrad Hassan en su estudio sobre el potencial de energía

Tabla 6.1 Visión general de los costes estimados para parques eólicos terrestres y marinos

| | Terrestres (a) | Terrestres (a) | Terrestres (b) |
|---|---|---|---|
| | Porcentaje de los costes totales de inversión (%) | Porcentaje habitual de otros costes (%) | Porcentaje de los costes totales de inversión (%) |
| Aerogenerador | 74-82 | | 30-50 |
| Cimentación | 1-6 | 20-25 | 15-25 |
| Instalación | 1-9 | 10-15 | 0-30 |
| Conexión a red | 2-9 | 35-45 | 15-30 |
| Consultoría | 1-3 | 5-10 | |
| Suelo | 1-3 | 5-10 | |
| Costes financieros | 1-5 | 5-10 | |
| Construcción de carreteras | 1-5 | 5-10 | |
| Otros | | | 8 |
| Costes totales de inversión llave en mano | 800-1.100 EUR/kW (b) | | 1.200-2.000 EUR/kW (b,c) |

Nota: (a) EWEA, 2003b Basado en datos de Alemania, Dinamarca, España y el Reino Unido para un aerogenerador de potencia media típico (850 kW-1.500 kW) en 2001/2002.
(b) Junginger, 2005.
(c) ECN, 2004.

Figura 6.1 Evolución histórica de los costes de inversión de los aerogeneradores en varios países



Fuente: Neij *et al.*, 2005.

eólica mundial conduce a una disminución de los costes de inversión del 1-2,2% por año (Fellows, 2000).

Mientras que la disminución de los costes de generación de energía eólica en el pasado fue consecuencia principalmente del aumento de la capacidad de los aerogeneradores, las futuras reducciones de costes se espera que sean resultado del incremento de producción y de las mejoras de diseño (Junginger, 2005; EWEA, 2003a). También se espera que el aumento de experiencia y la producción a mayor escala reduzcan otros costes, como los relacionados con las conexiones a la red, la cimentación y la planificación. Estos costes ya han disminuido significativamente a lo largo de los últimos años (EWEA, 2003a).

Las curvas de aprendizaje o experiencia proporcionan un método para comprender y conceptualizar la continua reducción de los costes de producción unitarios a medida que crece la producción (por ejemplo, EWEA, 2003a; Junginger, 2005; Neij *et al.*, 2005). Dicha reducción es resultado del aprendizaje acumulado por parte de los trabajadores y, en el caso de las curvas de experiencia, de otras mejoras relacionadas con la experiencia, como la eficiencia laboral, la estandarización y la especialización, la mejora de la tecnología y los nuevos diseños basados en la investigación y el desarrollo. Las tasas de progreso habituales ⁽¹⁴⁾ de los aerogeneradores son del 80-95% (Junginger, 2005; Neij *et al.*, 2005), lo que significa que los costes de los aerogeneradores disminuyen un 5-20% cuando la capacidad eólica total instalada se duplica.

Varios estudios señalan que el análisis de los futuros costes de la energía eólica o de los aerogeneradores utilizando curvas de aprendizaje o de experiencia resulta más eficaz cuando se realiza a escala mundial. El mercado de aerogeneradores es un mercado internacional

dominado por un número reducido de fabricantes de aerogeneradores (Coulomb y Neuhoff, 2006; Junginger, 2005). Así pues, en este estudio se tienen en cuenta los futuros desarrollos de la energía eólica a nivel mundial en lugar de centrarse en la penetración de la energía eólica en Europa.

La tabla 6.2 presenta una visión general de la capacidad de energía eólica en tres escenarios energéticos mundiales para los años objetivo 2020 y 2030. Además, también se indica el número de veces que se ha duplicado la capacidad de dicha energía (capacidad acumulada instalada para esos años objetivo). Utilizando una tasa de progreso del 80-95%, los costes disminuyen un 5-20% por cada duplicación de la capacidad. Los rangos de reducción de costes más elevados se consideran teóricos. A los efectos de este estudio, se aplican unas estimaciones moderadas de la reducción de costes del 25% para 2020 y del 40% para 2030. Este estudio asume una tasa de progreso del 89% y un aumento de la capacidad (asumiendo un descenso gradual del crecimiento hasta llegar al 12% anual a partir de 2020) a nivel mundial hasta llegar a los 630 GW en 2020 (2,4 duplicaciones de la capacidad en comparación con 2007) y los 2.000 GW en 2030 (4,0 duplicaciones en comparación con 2007) para la energía eólica terrestre.

Como se ha mencionado anteriormente, los costes de los aerogeneradores representan alrededor del 80% de los costes totales de inversión llave en mano de los parques eólicos terrestres. El resto de costes también se puede esperar que disminuyan a medida que aumente la experiencia. Debido a la falta de datos, se asume la misma reducción relativa para el resto de costes que para los de los aerogeneradores. Además, se asume que el porcentaje que suponen los costes de los aerogeneradores permanecerá constante a lo largo del tiempo.

⁽¹⁴⁾ La tasa de progreso es una medida de la reducción relativa de los costes de inversión por unidad de capacidad cuando se duplica la producción.

Tabla 6.2 Visión general de la contribución de la capacidad de energía eólica en varios escenarios energéticos mundiales

| Referencia | Nombre del escenario | Capacidad acumulada instalada (GW) | | | | | Número de duplicaciones | |
|-------------------------|----------------------|------------------------------------|------|------|-------|-------|-------------------------|------|
| | | Current ^(*) | 2010 | 2015 | 2020 | 2030 | 2020 | 2030 |
| Greenpeace y GWEA, 2006 | Referencia | 59 | | | 231 | 364 | 2 | 2,5 |
| | Moderado | 59 | | | 560 | 1.129 | 3,2 | 4,3 |
| | Avanzado | 59 | | | 1.073 | 2.107 | 4,2 | 5,2 |
| AIE, 2006 | Referencia | 48 | | 168 | | 430 | 1,8 (2015) | 3,2 |
| | Política alternativa | 48 | | 174 | | 538 | 1,9 (2015) | 3,5 |
| Greenpeace, EWEA, 2004 | | 51 | 198 | | 1.245 | | 4,6 | |

Nota: (*) «Actual» significa entre 2003 y 2005.

Para los escenarios marítimos no se puede realizar ninguna curva de experiencia porque no hay suficientes datos. Junginger (2005) calculó la reducción de costes para el año 2020 basándose en los costes previstos de las diferentes partes de un parque eólico (por ejemplo, la cimentación, la conexión a red, el cableado, la instalación) y llegó a la conclusión de que los costes de la electricidad procedente de parques eólicos marinos podrían reducirse casi un 40% para el año 2020. Asumiendo unos costes llave en mano medios actuales de 1.800 EUR/kW, esto daría como resultado unos costes de 1.080 EUR/kW para 2020. Para el período que va hasta 2030, se ha utilizado una estimación conservadora de reducción de costes del 1% anual, lo que daría como resultado unos costes llave en mano de unos 975 EUR/kW. Así pues, en este estudio se aplica una tasa de progreso del 91% y un aumento de la capacidad hasta llegar a los 63 GW en 2020 (4,8 duplicaciones de la capacidad en comparación con 2008) y los 164 GW en 2030 (6,2 duplicaciones en comparación con 2008) para la energía eólica marina. Esto implica un crecimiento anual del 15-19% hasta 2020 y del 9% a partir de entonces.

6.1.3 Costes de operación y mantenimiento

Basándose en las experiencias de Dinamarca, Alemania, España y el Reino Unido, la EWEA (2003b) se estima que los costes de O&M, en general, sean de aproximadamente 0,012-0,015 EUR/kWh de energía eólica producida a lo largo de toda la vida útil de un parque eólico. Así, los costes de O&M representan el 2-3% de los costes totales de inversión llave en mano en los primeros años de vida de un parque eólico y alrededor del 5% al final de su vida útil (EWEA, 2003b). Los costes de O&M de los parques eólicos marinos se estima que suponen el 2-4,4% de los costes de inversión llave en mano (Junginger, 2005). En este estudio se asumen unos costes medios de O&M a lo largo de la vida útil del 4% tanto para los parques eólicos terrestres como para los marinos. Debido a la falta de datos, se asume que estos costes relativos de O&M seguirán representando un porcentaje constante de los costes de inversión a lo largo del tiempo. Por ello,

estos costes disminuyen en términos absolutos con el paso del tiempo al mismo ritmo que los costes de los aerogeneradores.

6.1.4 Estimación de los costes de inversión de la energía eólica marina en función de la profundidad del agua y la distancia a la costa

Una revisión del material publicado demuestra claramente que los costes de inversión en parques marinos están dominados por los costes de los aerogeneradores (30-50%), la conexión a red (15-30%) y la cimentación (15-25%). Los elevados niveles actuales de precios de los aerogeneradores crean un panorama diferente a la hora de separar los diferentes componentes del coste. La construcción de parques eólicos marinos en ubicaciones más alejadas de la costa implica a menudo la instalación en aguas más profundas y un cambio de las condiciones meteorológicas. En esta sección se analiza cómo pueden cambiar los costes de inversión de los parques eólicos marinos cuando aumenta la distancia a la costa y la profundidad de las aguas. El escenario base incluye un parque eólico de 200 MW que utiliza aerogeneradores de 2 MW y que está situado a 5 km de la orilla con una profundidad del agua de 15 metros.

De las partidas de costes mencionadas, los costes de instalación y de conexión a red son los que se ven más afectados cuando los parques eólicos marinos se ubican a más distancia de la costa. A mayor distancia, los costes de instalación aumentan porque se necesita un mayor tiempo de viaje para ir desde el puerto base hasta el emplazamiento del parque. Además, las condiciones meteorológicas normalmente empeoran al adentrarse en el mar, lo que hace que la instalación sea más difícil. El «paro técnico por mal tiempo», un concepto utilizado para representar el tiempo adicional necesario para realizar una instalación marítima, suele ser del 20-30%. En el caso de los aerogeneradores y la cimentación, el efecto sobre los costes de instalación es mínimo, ya que el porcentaje de los costes que supone viajar hasta la ubicación del parque es bajo en comparación con los costes totales de instalación. Dentro de los costes totales

Tabla 6.3 Aumento de los costes de inversión en parques marinos como función de la distancia a la costa

| | | Distancia a la costa (km) | | | | | | | |
|----------------|-----------------------------|---------------------------|-------|-------|-------|-------|--------|---------|-------|
| | | 0-10 | 10-20 | 20-30 | 30-40 | 40-50 | 50-100 | 100-200 | > 200 |
| Coste (EUR/kW) | Aerogenerador | 772 | 772 | 772 | 772 | 772 | 772 | 772 | 772 |
| | Cimentación | 352 | 352 | 352 | 352 | 352 | 352 | 352 | 352 |
| | Instalación | 465 | 476 | 488 | 500 | 511 | 607 | 816 | 964 |
| | Conexión a la red | 133 | 159 | 185 | 211 | 236 | 314 | 507 | 702 |
| | Otros | 79 | 81 | 82 | 84 | 85 | 87 | 88 | 89 |
| | Coste total (EUR/kW) | 1.800 | 1.839 | 1.878 | 1.918 | 1.956 | 2.131 | 2.534 | 2.878 |
| | Factor de escala | 1 | 1.022 | 1.043 | 1.065 | 1.086 | 1.183 | 1.408 | 1.598 |

Fuente: AEMA, 2008.

de instalación eléctrica, los costes más afectados por la distancia a la costa son los costes de instalación del cableado. Herman et al. (2003) analizaron la influencia de la distancia a la costa sobre los costes de transporte e instalación. Se obtuvo una relación de costes basada en la duración de los ciclos programados para las instalaciones llevadas a cabo con el buque «Svanen». Esta relación de costes muestra que los costes de instalación prácticamente se duplican cuando la distancia hasta el punto de conexión a la red terrestre varía de cero a 60 kilómetros.

Otro coste que se ve afectado cuando aumenta la distancia a la costa es el del cable de exportación, que conecta el parque eólico a un punto de conexión apropiado en tierra. Los factores que influyen en los costes del cable son el tamaño del cable, las condiciones del lecho marino y la posible necesidad de estaciones transformadoras. Los expertos calculan que los costes de los cables marinos (excluyendo las estaciones transformadoras) están entre 500.000 y 1 millón de euros por kilómetro (International Association of Engineering Insurers, 2006). Otro estudio estima los costes de suministro e instalación del cable de exportación en 1 millón de euros por kilómetro de cable marino (Papalexandrou, 2008). El porcentaje de los costes de conexión a red respecto a los costes totales de inversión disminuye a medida que aumenta el tamaño del parque eólico.

Los costes de inversión de los parques eólicos marinos también se ven influidos por la distancia terrestre hasta la red. Según Papalexandrou (2008), el coste del cable terrestre es de 0,65 millones de EUR por cable marino utilizado (cable de exportación) por km de cable terrestre.

Así, considerando la información anterior, se asume que:

- el paro técnico por mal tiempo ⁽¹⁵⁾ es del 25%.

- el cable de exportación cuesta 1 millón de euros por km, incluida la instalación, y la relación entre la distancia a la costa y el coste de conexión a red es lineal.
- los costes de instalación son lineales.

En la tabla 6.3 se muestra el aumento general de costes de los costes de inversión con las distancia a la costa de acuerdo con estos supuestos. Dicha tabla muestra que los costes de inversión en parques marinos pueden aumentar de 1.800 a 2.878 EUR/kW a medida que aumenta la distancia a la costa.

La distancia a la costa afecta a la profundidad del agua, que en este análisis se trata como un factor independiente. A medida que nos desplazamos a aguas más profundas, los costes de cimentación de los aerogeneradores tienden a aumentar. Según Nikolaos (2004), en aguas más profundas la cimentación puede suponer hasta el 30% de los costes totales. La relación entre la profundidad del agua y los costes de cimentación se obtiene a partir de un informe publicado por Greenpeace (2000). Para los aerogeneradores marinos con una capacidad de entre 1 y 1,5 MW, se calcula que los costes de cimentación aumentan desde los 317.000 EUR a ocho metros de profundidad hasta los 352.000 EUR a 16 metros de profundidad, lo que supone un aumento de los costes del 11%. Por último, según Papalexandrou (2008), los costes de suministro de la cimentación pueden variar desde los 300.000 EUR/MW a 15 metros de profundidad hasta 1.000.000 EUR/MW a 40 metros de profundidad utilizando monopilotes.

Actualmente aún no se han construido parques eólicos marinos en aguas con una profundidad superior a 30 metros, pero en el futuro esto cambiará. Las restricciones de costes y de diseño exigen nuevos diseños diferentes de los monopilotes para profundidades de agua de más de 30-35 metros. Por eso, se está considerando la posibilidad de utilizar trípodes, cuadrípodes, jackets y

⁽¹⁵⁾ El paro técnico por mal tiempo es un factor que refleja el porcentaje de tiempo durante el que las condiciones meteorológicas no permiten que el barco opere de forma segura. En otras palabras, es un factor adicional relacionado con el tiempo real necesario para instalar parques eólicos marinos (Papalexandrou, 2008).

Tabla 6.4 Aumento de los costes de instalación marina como función de la profundidad del agua

| | | Profundidad del agua (m) | | | |
|------------------|-----------------------------|--------------------------|--------------|--------------|--------------|
| | | 10-20 | 20-30 | 30-40 | 40-50 |
| Coste (EUR/kW) | Aerogenerador | 772 | 772 | 772 | 772 |
| | Cimentación | 352 | 466 | 625 | 900 |
| | Instalación | 465 | 465 | 605 | 605 |
| | Conexión a red | 133 | 133 | 133 | 133 |
| | Otros | 79 | 85 | 92 | 105 |
| | Coste total (EUR/kW) | 1.800 | 1.920 | 2.227 | 2.514 |
| Factor de escala | | 1.000 | 1.067 | 1.237 | 1.396 |

Tabla 6.5 Factores de escala del aumento de costes en función de la profundidad del agua y la distancia a la costa

| | | Distancia a la costa (km) | | | | | | | |
|-----------------|-------|---------------------------|-------|-------|-------|-------|--------|---------|-------|
| | | 0-10 | 10-20 | 20-30 | 30-40 | 40-50 | 50-100 | 100-200 | > 200 |
| Profundidad (m) | 10-20 | 1 | 1,022 | 1,043 | 1,065 | 1,086 | 1,183 | 1,408 | 1,598 |
| | 20-30 | 1,067 | 1,090 | 1,113 | 1,136 | 1,159 | 1,262 | 1,501 | 1,705 |
| | 30-40 | 1,237 | 1,264 | 1,290 | 1,317 | 1,344 | 1,464 | 1,741 | 1,977 |
| | 40-50 | 1,396 | 1,427 | 1,457 | 1,487 | 1,517 | 1,653 | 1,966 | 2,232 |

Fuente: AEMA, 2008.

estructuras flotantes. El coste de estas estructuras sigue siendo incierto. Los costes de instalación aumentarán debido a la necesidad de utilizar barcos capaces de instalar aerogeneradores a mayores profundidades de agua así como aerogeneradores y palas más grandes.

Basándose en la información anterior, se asume que la estimación de costes de suministro de la cimentación en función de la profundidad del agua sigue la relación de costes establecida por Papalexandrou (2008). Se prevé que la relación de costes de suministro de la cimentación sea exponencial. Con esta premisa, la tabla 6.4 presenta los costes de instalación marina en función de la profundidad del agua basándose en el coste de referencia de 1.800 EUR/kW para las aguas menos profundas.

Así pues, los costes de instalación pueden aumentar debido tanto a la creciente distancia a la costa como a la creciente profundidad del agua. Es necesario un análisis estadístico más riguroso para averiguar cómo se correlacionan estos parámetros y cuál es su efecto combinado sobre los costes de inversión. Como primera aproximación, en este estudio se han utilizado los factores de escala que se presentan en las tablas 6.4 y 6.5 para obtener los costes de inversión de parques marinos en función tanto de la distancia a la costa como de la profundidad del agua. Los factores de escala combinados se exponen en la tabla 6.5. La adecuada combinación de los costes de escala para la distancia a la costa y la profundidad del agua, permite estimar que los costes actuales de inversión marítima pueden oscilar entre 1.800 y 4.000 EUR/kW. Estos costes pueden seguir disminuyendo hasta 890-2.200 EUR/kW en 2030.

6.2 Repercusiones para la red de una alta penetración de la energía eólica

Recientes estudios europeos han llegado a la conclusión de que en varios países puede conseguirse una alta penetración de la energía eólica, alcanzando incluso niveles del 40% de la demanda total de electricidad. Las limitaciones técnicas no parecen desempeñar un papel significativo (EWEA, 2006b). Sin embargo, para unos altos grados de penetración de la energía eólica se requieren importantes cambios en la red eléctrica (para mejorar y/o ampliar la red) y existen costes adicionales para equilibrar el sistema.

Aunque los costes adicionales pueden clasificarse de muchas maneras, a continuación se describen dos tipos de costes adicionales:

- de mejora y ampliación de las redes de distribución y transmisión.
- de equilibrio del sistema y de capacidad de reserva adicional para equilibrar el sistema.

Si nos centramos únicamente en estos aspectos, los costes relativos a la electricidad eólica desechada (exceso de producción de energía eólica debido a un desajuste entre la demanda y la oferta) no se tienen en cuenta. Este supuesto resulta razonable en el caso de este estudio, ya que, en primer lugar, se espera que esto no ocurra de forma generalizada en el marco de tiempo que se está estudiando y, en segundo lugar, las ampliaciones adicionales de la red se llevarán a cabo con anterioridad y reducirán aún más el riesgo de que se tenga que desechar electricidad eólica.

6.2.1 Mejora y ampliación de la red

Los aerogeneradores a menudo se instalan en regiones remotas alejadas de las zonas con un importante consumo eléctrico.

Así pues, una gran cantidad de la electricidad producida debe transportarse a grandes distancias hasta los centros de carga ⁽¹⁶⁾. Esto podría provocar una congestión de la infraestructura existente. Así pues, con mayores grados de penetración tanto la red de transmisión como la de distribución puede que requieran mejoras o ampliaciones adicionales. Estas mejoras puede que también se requieran a nivel transfronterizo. La publicación «Wind Energy – The Facts» ⁽¹⁷⁾ analizó varios estudios de países específicos y llegó a la conclusión de que, tanto a nivel terrestre como marino, los costes de ampliación de la red y/o de refuerzo provocados por la generación adicional de energía eólica serían del orden de 0,1-5 EUR/MWh para grados de penetración de hasta el 30%. Otras fuentes mencionan unos costes para la ampliación de la red de 1-10 céntimos de euro/kWh, o de 0-5 céntimos de euro/kWh para varios países y para diferentes grados de penetración de la energía eólica (GreenNet, 2004).

6.2.2 Equilibrio del sistema

Es necesario que exista un equilibrio continuo entre generación y consumo en el flujo de electricidad. Este equilibrio tiene lugar a nivel de segundos y se utilizan varios tipos de capacidad de reserva. Las estimaciones sobre los requisitos de reserva adicional debido a la

energía eólica son del orden del 2-8% de la capacidad de energía eólica instalada con una penetración del 10% del consumo bruto. Los requisitos totales dependerán de la interconexión aplicada, la dispersión geográfica y las técnicas de previsión de la energía eólica. Para mayores grados de penetración de la energía eólica, se requieren mayores porcentajes de reservas.

Se estima que los costes relacionados con esta reserva adicional son del orden de 2-4 céntimos de euro/kWh, asumiendo el uso adecuado de las técnicas de previsión (EWEA, 2006c). Los factores más importantes que determinan estos costes son la penetración de la energía eólica, la técnica de previsión, la interconexión, la distribución geográfica y el sistema de generación. Lange et al. (2006) muestran las técnicas de previsión actuales y las mejoras introducidas en ellas en Alemania. Como ilustra la figura 6.2, el error cuadrático medio (RMSE) en la previsión disminuyó desde cerca del 10% en 2001 hasta alrededor del 6% en 2006, estando previstas nuevas mejoras.

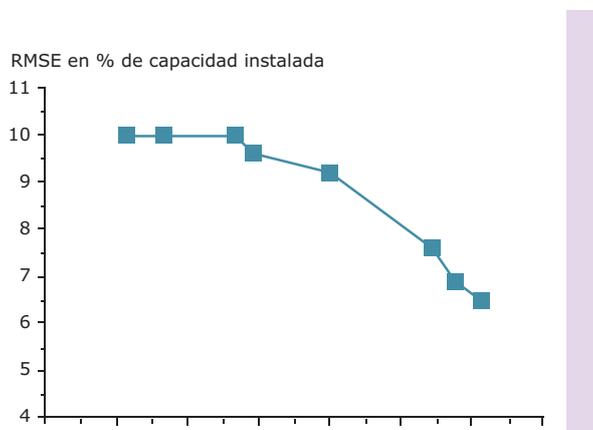
El resto de aspectos que influyen sobre los costes de equilibrio del sistema varían de forma significativa de un país a otro. Se espera que la interconexión en Europa aumente con el paso del tiempo, lo que mejoraría la capacidad de la red para acomodar una mayor proporción de energía eólica sin costes adicionales.

6.3 Distribución de costes con altos grados de penetración

En la sección anterior se han expuesto algunas indicaciones sobre los costes adicionales relacionados con unos mayores grados de penetración de la energía eólica. En resumen, dependiendo de la penetración de la energía eólica, la distribución geográfica y las técnicas de previsión, los costes adicionales para la ampliación de la red se calcula que son de 0-10 céntimos de euro/kWh, y de 2-4 céntimos de euro/kWh para la capacidad de reserva adicional.

Sin embargo, es cuestionable si todos los costes de ampliación de la red y de capacidad de reserva deberían atribuirse a la energía eólica, ya que los beneficios repercuten en todo el sistema de electricidad. En el debate que hay al respecto, a estos costes a menudo se les llama costes «totales» o «parciales» de conexión a red (Auer et al., 2007). En este informe nos hemos limitado a los costes de construcción de los aerogeneradores.

Figura 6.2 Reducción del error de predicción de la previsión de energía eólica en el período 2000-2006



Fuente: Lange et al., 2006.

⁽¹⁶⁾ Un centro de carga es un gran interruptor con interruptores más pequeños que sirven de cortacircuitos. Estos protegen los cables y el equipo de posibles cortocircuitos o sobrecargas.

⁽¹⁷⁾ Véase www.wind-energy-the-facts.org/en/part-2-grid-integration/chapter-7-economic-aspects-integration-costs-and-benefits/additional-balancing-and-network-costs/additional-network-costs.html.

6.4 Coste adicional de los parques eólicos en zonas de montaña

Los parques eólicos de las zonas de montaña, además de disponer de menos superficie apta para su instalación, presentan unos costes estimados bastante elevados. Sin embargo, hasta la fecha, la investigación sobre estos costes es limitada. Los datos que se presentan a continuación están basados en un estudio sobre promotores de proyectos de parques eólicos en zonas alpinas que aparece en el proyecto «Alpine Windharvest» (Winkelmeier y Geistlinger, 2004). Los costes más elevados de los parques eólicos en las zonas de montaña se deben a:

- los costes de inversión de los aerogeneradores y la cimentación
- los costes de construcción
- los costes de operación y mantenimiento

6.4.1 Aumento de los costes de inversión de los aerogeneradores y la cimentación

Los costes de los aerogeneradores aumentan debido a que las medidas para limitar la formación de hielo en las palas, la góndola o los equipos de control, como el anemómetro, pueden ser bastante caras. Además, los costes de cimentación y conexión a red pueden aumentar debido a la rugosidad del terreno. No todos los parques eólicos requieren inversiones adicionales para todos los factores anteriormente mencionados. Sin embargo, sí se puede esperar que los parques eólicos requieran como mínimo una de las medidas adicionales mencionadas más arriba. Winkelmeier y Geistlinger (2004) no cuantificaron los costes adicionales.

6.4.2 Aumento de los costes de construcción

Los costes de construcción pueden aumentar debido a que se requiere la construcción de nuevas carreteras o la ampliación de las ya existentes, o la utilización de vehículos especiales. De los trece promotores de proyectos incluidos en el estudio (Winkelmeier y Geistlinger, 2004), seis afirmaron haber tenido que afrontar unos costes adicionales de construcción entre moderados y extraordinarios. Dicho estudio no presenta ninguna otra cuantificación.

6.4.3 Aumento de los costes de operación y mantenimiento

Debido a las condiciones extremas, muchos aerogeneradores no son accesibles durante todas las estaciones del año a no ser que se utilicen vehículos especiales. También se requieren más medidas adicionales para garantizar la seguridad de los especialistas responsables del mantenimiento de los aerogeneradores. Tampoco se ofrece ninguna cuantificación de los costes adicionales.

Tal como se ha indicado anteriormente, el material publicado sobre el aumento medio de costes de los parques eólicos en zonas de montaña es limitado, y la mayoría de los datos proceden de un parque eólico en Austria (Parque eólico de Tauern). En base a ese estudio, se puede esperar que el aumento de costes sea moderado. Todas las cifras mencionadas suponen menos del 10% de los costes de inversión. Como los factores pueden acumularse, se estima que el aumento total de los costes de inversión sea del 10%. Los costes de O&M se prevé que aumenten tan sólo un 1%. Para los costes de inversión en parques marinos utilizados

Tabla 6.6 Principales supuestos relativos a los futuros costes de la energía eólica

| | Unidad | 2005 | | | 2020 | | | 2030 | | |
|-------------------------------------|---|----------------------|----------|-------|--------|----------|-------|--------|----------|-------|
| | | Marít. | Terrest. | Mont. | Marít. | Terrest. | Mont. | Marít. | Terrest. | Mont. |
| Costes llave en mano | EUR/kW | 1.800 ^(*) | 1.000 | 1.100 | 1.080 | 720 | 792 | 975 | 576 | 632 |
| Costes de O&M | % | 4 | 4 | 5 | 4 | 4 | 5 | 4 | 4 | 5 |
| Volumen de capital privado (al 15%) | % | 50 | 20 | 20 | 40 | 20 | 20 | 30 | 20 | 20 |
| Volumen de préstamos (al 6%) | % | 50 | 80 | 80 | 60 | 80 | 80 | 70 | 80 | 80 |
| Interés medio | % | 10,5 | 7,8 | 7,8 | 9,6 | 7,8 | 7,8 | 8,7 | 7,8 | 7,8 |
| 1.600 horas de carga | EUR/kWh | 0,175 | 0,097 | 0,12 | 0,10 | 0,07 | 0,082 | 0,099 | 0,056 | 0,065 |
| 2.500 horas de carga | EUR/kWh | 0,112 | 0,062 | 0,077 | 0,065 | 0,045 | 0,052 | 0,063 | 0,036 | 0,042 |
| F _{distancia} | Factor de escala de costes relativo a la distancia a la costa: $0,00285 \times \text{distancia (km)} + 0,972$ | | | | | | | | | |
| F _{profundidad} | Factor de escala de costes para profundidades de 15-50 m: $-0,0125 \times Fd + 0,812$ (la profundidad debe indicarse como número negativo por ejemplo - 25 m) | | | | | | | | | |

Nota: «Marít.» significa «marítima»; «Terrest.» significa «terrestre» y «Mont.» significa «zonas de montaña». ^(*) Costes dentro de una distancia de 10 km a la costa y con una profundidad del agua inferior a 15 m. Véanse las dos últimas filas de la tabla para calcular el aumento de costes en función de la distancia a la costa y la profundidad del agua.

Fuente: AEMA, 2008.

en este estudio, esto supone un aumento de 1.800 EUR/MW a 1.980 EUR/kW.

6.5 Análisis de la futura competitividad de la energía eólica

Basándose en el análisis de las secciones anteriores, la tabla 6.6 expone los principales supuestos sobre desarrollo de costes que se utilizan en el análisis del potencial económico. Los costes medios por kWh producido se presentan para un nivel de 1.600 horas de carga (referencia para las ubicaciones terrestres) y para un nivel de 2.500 horas de carga (referencia para las ubicaciones marinas). Los costes se deducen a partir de los costes medios llave en mano, los costes medios de O&M y los costes de financiación de la inversión necesaria en dos de sus variantes. En la variante de la inversión privada, los costes se reparten entre el rendimiento asumido de la inversión de capital privado (< 15%) y el precio de los préstamos (6%). Se asume que, a la larga, el volumen de capital privado frente al volumen de préstamos cambiará para los parques eólicos marinos y que los bancos estarán dispuestos a cubrir un mayor porcentaje del capital requerido (del 50% al 70% para el año 2030). Los costes de referencia para la energía eólica marina tienen que multiplicarse por un factor de distancia a la costa y por la profundidad media que se asume que hay en la ubicación del parque eólico. Es decir, a 30 km de la costa y con una profundidad de 20 m se asume que los costes llave en mano aumentan de 1.800 EUR/kW a 2.020 EUR/kW.

Los costes de generación de la energía eólica para toda Europa en 2020 y 2030 se calculan a partir de los datos presentados en la tabla 6.6. Las velocidades bajas del viento a la altura del buje (< 4 m/s para las zonas terrestres y < 5 m/s para las zonas marinas) se han excluido del análisis ya que se asume que la generación de electricidad a partir de velocidades del viento bajas no es económicamente explotable.

La segunda variante refleja la inversión pública frente a los costes de financiación del 4%. El mapa 6.1 muestra la distribución geográfica de los costes de la energía para los años 2020 y 2030. En el mapa se pueden observar dos zonas de producción a bajo coste: una que se extiende desde Vigo (España) hasta Gdansk (Polonia) y otra desde Tallin (Estonia) hasta Aberdeen (Escocia).

La figura 6.3a muestra los costes de producción de la electricidad con un tipo de interés uniforme del 4%, mientras que la figura 6.3b muestra los costes cuando se aplica un tipo de interés privado (más alto). Con unos costes medios de producción de electricidad de 5,9 céntimos de euro/kWh en 2005 ⁽¹⁸⁾, la energía eólica terrestre empieza a ser competitiva a partir de 2.300 horas de carga completa, mientras que la energía eólica marina requiere 3.700 horas de carga completa. Cuando se aplican mayores tasas de descuento, la energía eólica terrestre empieza a ser competitiva a partir de 2.800 horas de carga completa, mientras que la energía eólica marina necesita más de 4.500 horas de carga completa.

A partir de estas cifras, comparando 2030 con 2005 puede comprobarse que dicho «umbral» se reduce en aproximadamente 1.000 horas de carga. En 2030 los costes de producción de la energía eólica marina están prácticamente al mismo nivel que los costes de la energía eólica terrestre en 2005.

A continuación, los costes previstos para la generación de energía eólica se han comparado con las previsiones sobre precios de la electricidad de la Comisión Europea (CE, 2008a) para identificar el potencial rentable de generación de energía eólica hasta 2030.

La tabla 6.7 presenta los costes medios previstos de generación de electricidad que se utilizan en este estudio, que se han obtenido a partir de un estudio de referencia de la Comisión Europea (CE, 2008a). En 2020, los costes medios de generación de electricidad se prevé que sean de 6,3 céntimos de euro/kWh (a precios constantes de 2005), y de 6,5 céntimos de euro/kWh en 2030. El escenario de referencia se basa en los supuestos que se exponen a continuación.

Los precios del CO₂ en los sectores adscritos al RCCDE aumentan desde 20 EUR (2005)/t de CO₂ en 2010 hasta 22 EUR/t de CO₂ en 2020 y 24 EUR/t de CO₂ en 2030.

- Las proyecciones energéticas están basadas en un entorno de precios elevados para el petróleo, con unos precios de 55 USD/barril en 2005 que aumentan hasta 63 USD/barril en 2030.
- Se asume que los efectos relacionados con el calentamiento global y los riesgos geopolíticos que

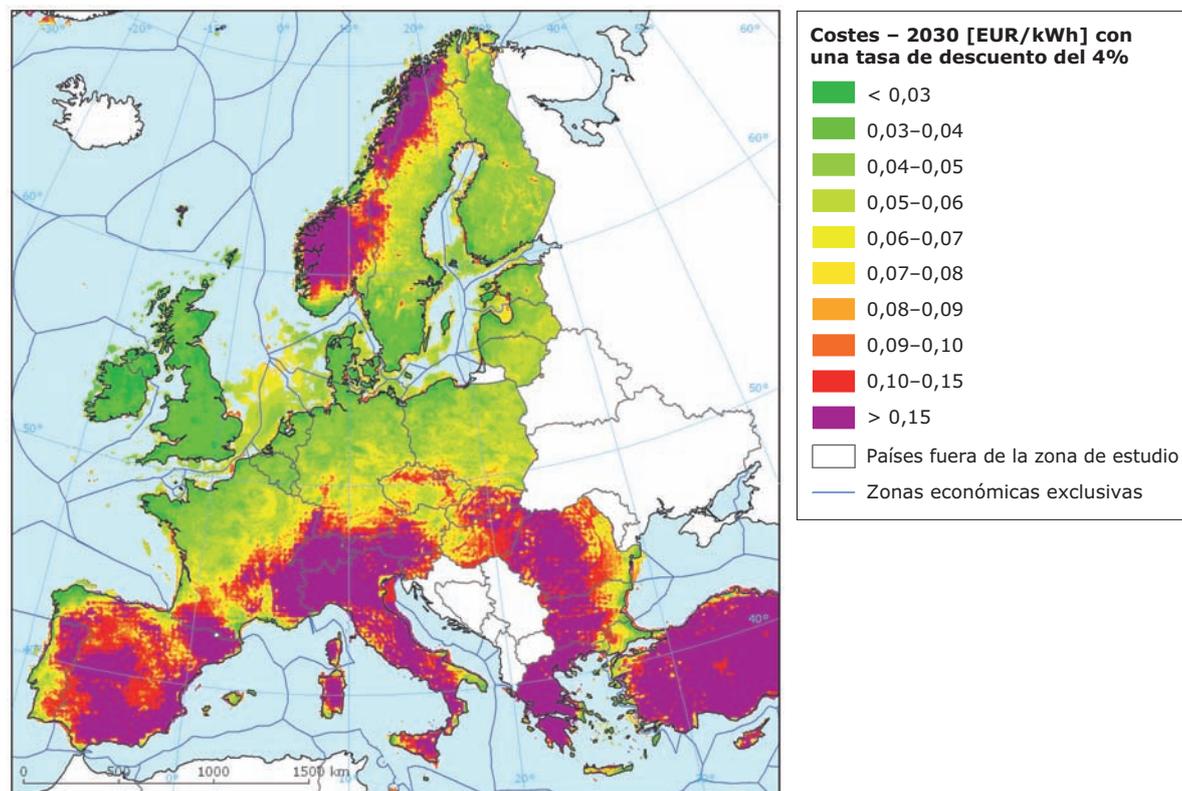
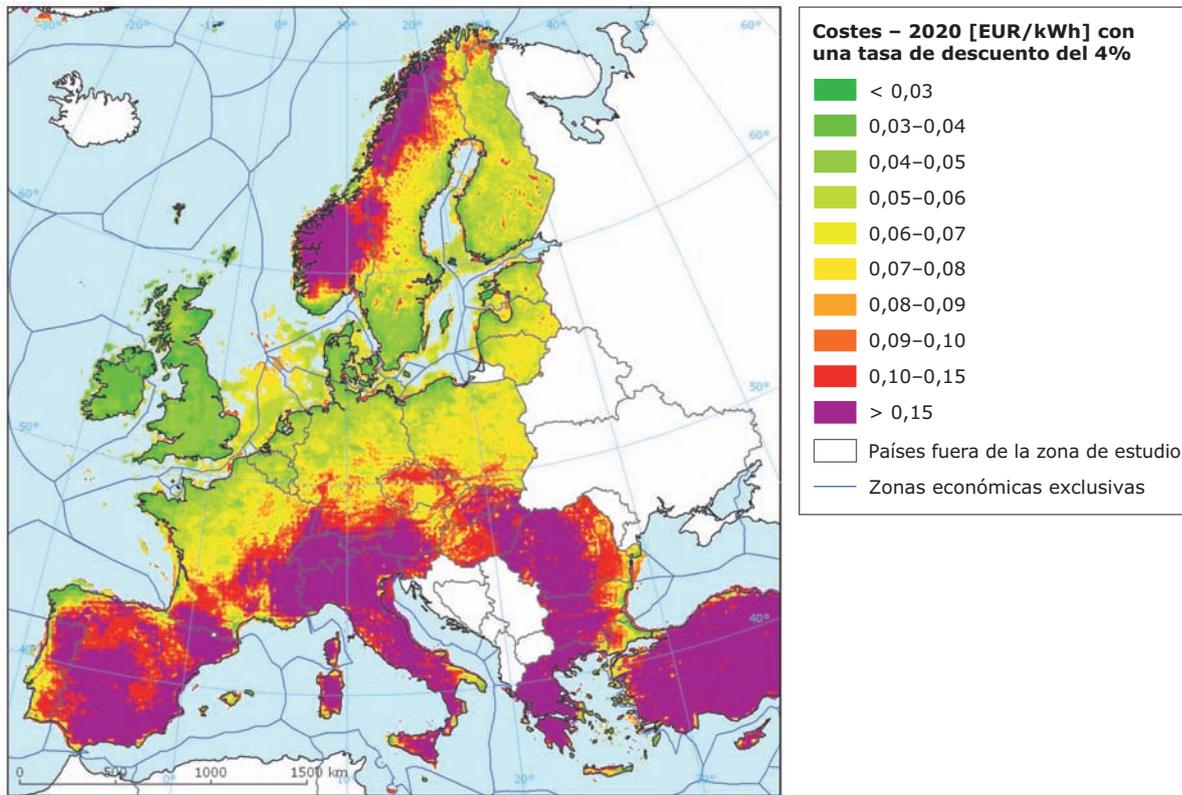
Tabla 6.7 Proyección de las tarifas medias de electricidad y los costes medios de producción utilizados en los cálculos del potencial de mercado de la energía eólica

| | 2005 | 2020 | 2030 |
|-----------------------------|--|--|--|
| | Céntimos de euro (precios de 2005)/kWh | Céntimos de euro (precios de 2005)/kWh | Céntimos de euro (precios de 2005)/kWh |
| Costes medios de producción | 5,9 | 6,3 | 6,5 |

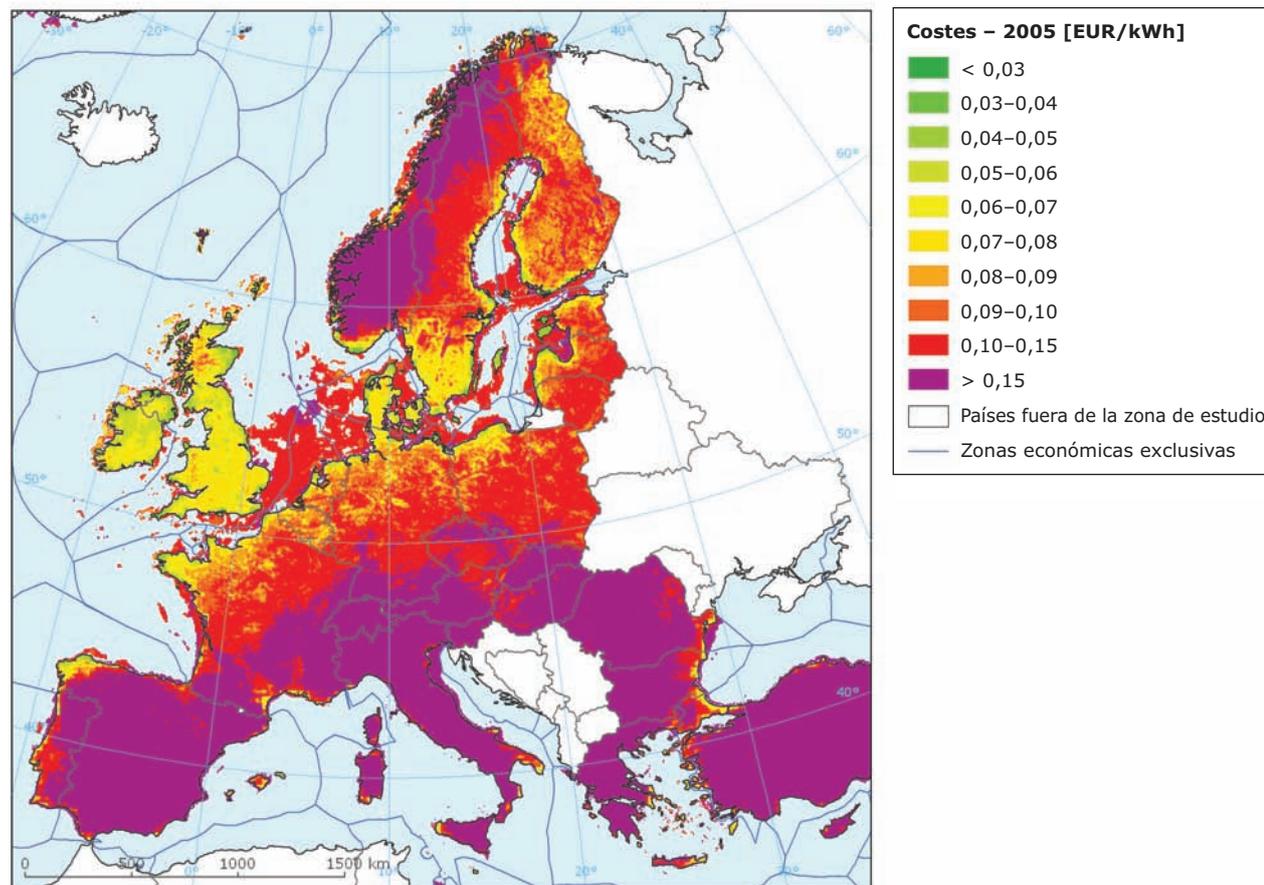
Fuente: CE, 2008a.

⁽¹⁸⁾ La CE (2008a) señala que los costes medios de generación en 2005 eran de 5,9 céntimos de euro/kWh.

Mapa 6.1 Costes de generación de la energía eólica en Europa (arriba 2020, abajo 2030) con un tipo de interés del 4% (variante que refleja la inversión pública frente a los costes de financiación del 4%)



Mapa 6.2 Costes de generación de la energía eólica en Europa en 2005



Fuente: AEMA, 2008.

afectan a la seguridad del suministro energético son despreciables.

- No se incluyen las políticas para reducir los gases de efecto invernadero derivadas de los compromisos de Kioto y los posibles compromisos post-Kioto.

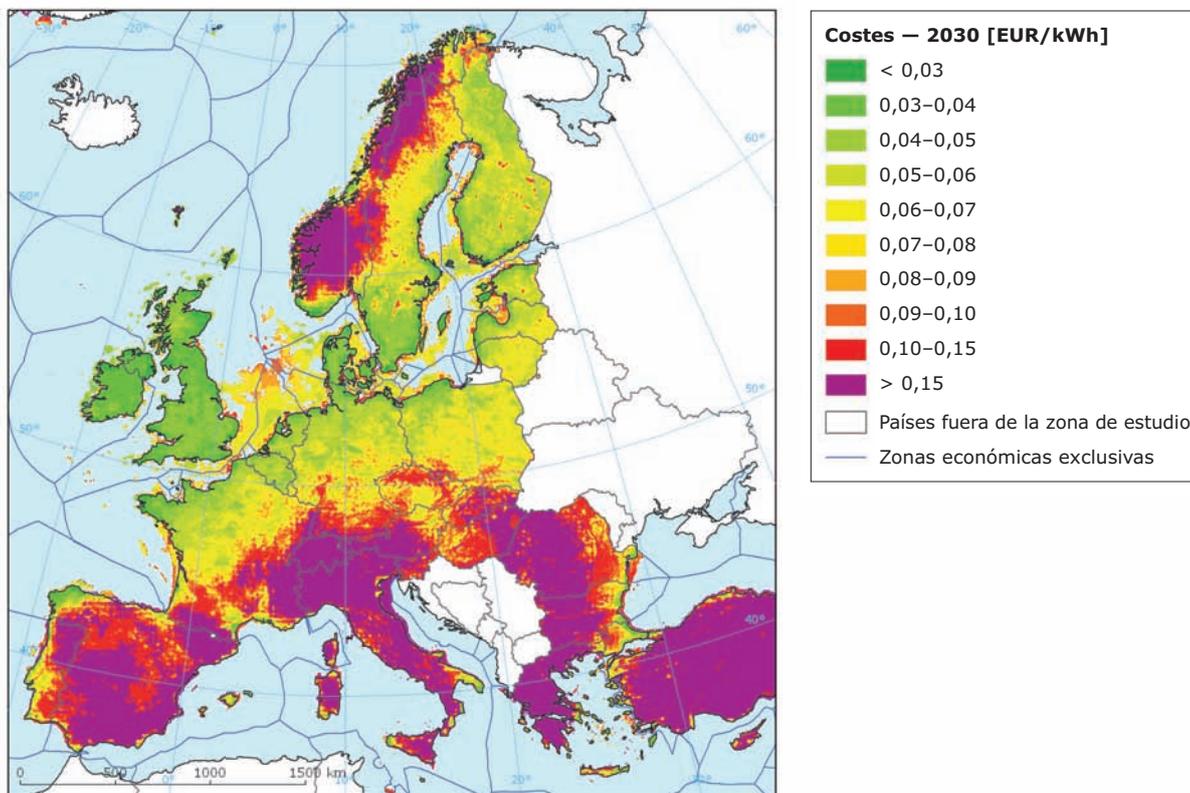
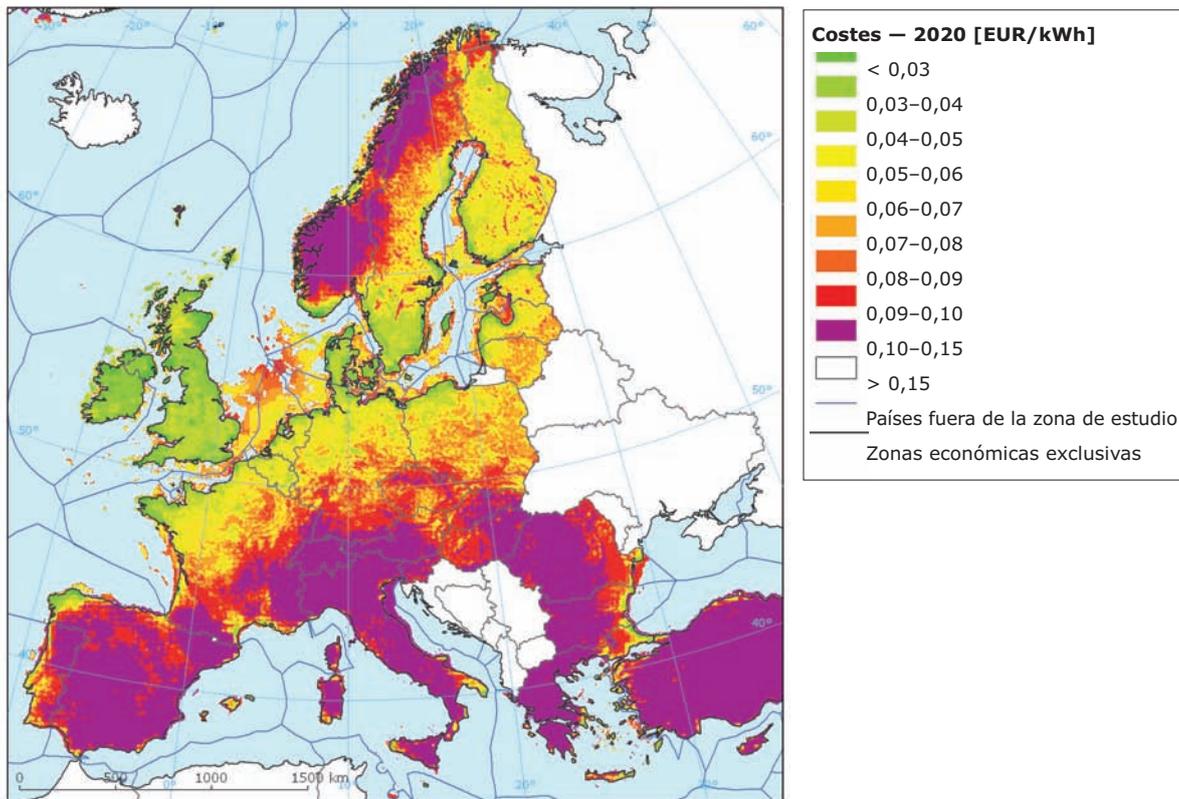
Los costes medios de producción de energía en el futuro dependen en gran medida de los factores anteriores. Estos variarán dependiendo del desarrollo de la economía mundial así como de la evolución en cuanto a escala y costes de los esfuerzos por mitigar la emisión de gases de efecto invernadero. Los supuestos que se utilizan en este informe se consideran bastante conservadores. Así pues, el potencial económicamente competitivo de la energía eólica realmente puede llegar a ser mayor que el que se presenta en las siguientes secciones. Incluso un modesto aumento de los precios de la energía y del carbono podría hacer que el potencial económicamente competitivo de la energía eólica se duplicara. Por otro lado, aplicar unos únicos costes medios de producción hace que no se tengan en cuenta las diferencias de precios entre las diferentes regiones (por ejemplo, la disponibilidad de energía hidroeléctrica en Europa septentrional) y su impacto en el precio de la electricidad. Debido a limitaciones de tiempo, estos posibles impactos no se evalúan en este estudio.

Tal como se ilustra en el mapa 6.2, en 2005 apenas hubo alguna zona de recursos eólicos con unos costes de generación por debajo de los 10 céntimos de euro/kWh. Sin embargo, tal como se representa en el mapa 6.3, los costes decrecientes de la tecnología de aerogeneradores se traducirán en unos menores costes para la energía eólica en 2020 y 2030. La zona coloreada de rojo, que representa unos costes de generación de electricidad por encima de los 10 céntimos de euro/kWh se reduce significativamente entre 2005 y 2030. Sin embargo, los países de Europa meridional, donde predominan unas velocidades del viento relativamente bajas, todavía presentan unos costes de generación dentro de la categoría más alta (por encima de 10 céntimos de euro/kWh) en 2030.

6.5.1 Potencial terrestre

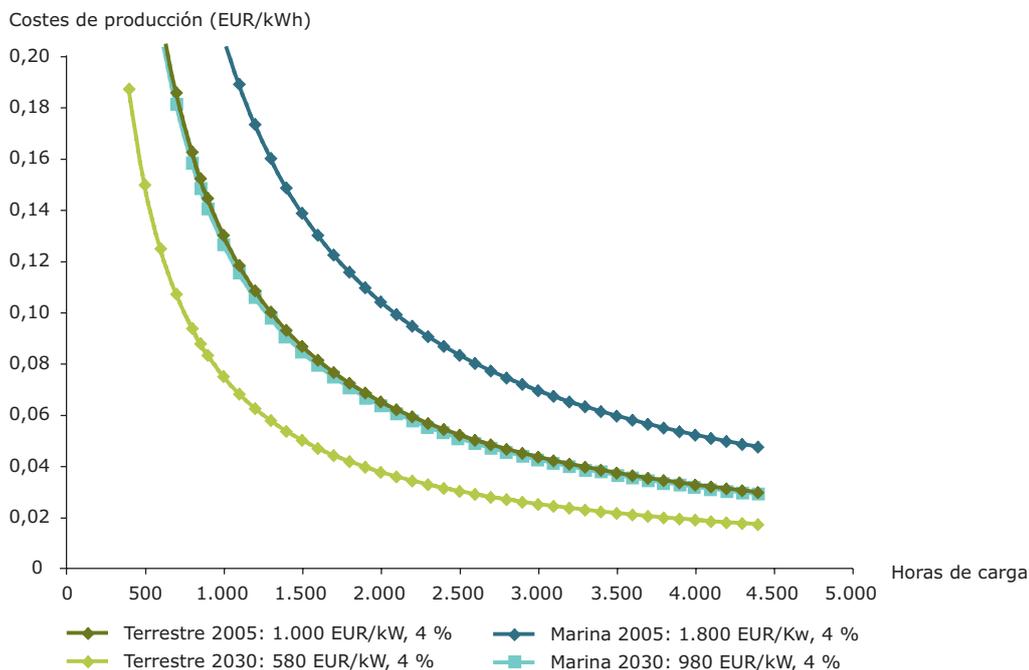
El potencial de energía eólica se clasifica en diferentes categorías de costes dependiendo del nivel de los costes de producción. La clase «competitiva» incluye el potencial de energía eólica que se generará con unos costes por debajo de 5,5 céntimos de euro (precios de 2005)/kWh en 2020, mientras que la clase «muy probablemente competitiva» incluye potenciales con unos costes de producción del orden de 5,5-6,7 céntimos

Mapa 6.3 Costes de generación de la energía eólica en Europa (arriba 2020, abajo 2030)



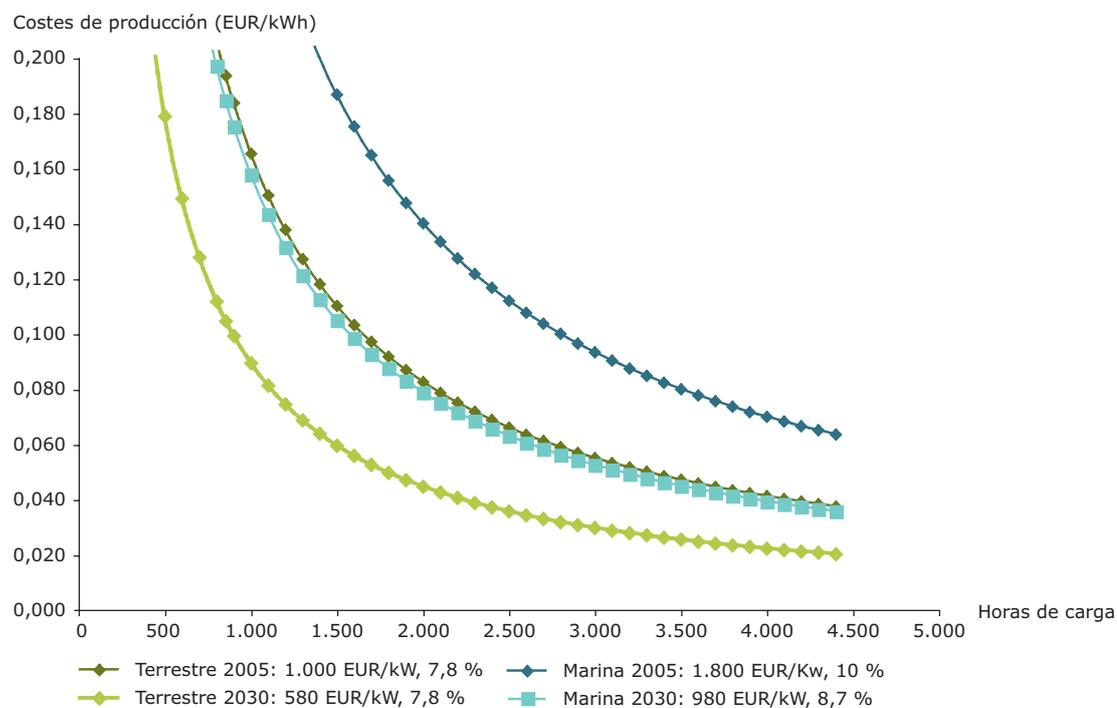
Fuente: AEMA, 2008.

Figura 6.3a Costes de generación de la energía eólica terrestre y marina en 2005 y 2030 con un tipo de interés del 4% (inversión pública frente a costes de financiación del 4%)



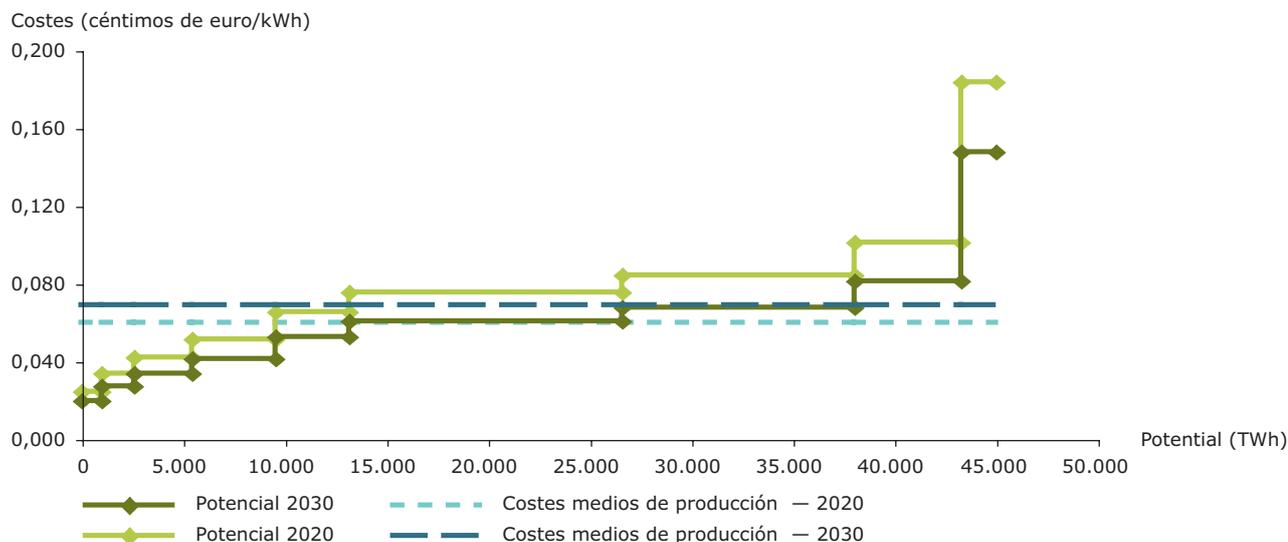
Fuente: AEMA, 2008.

Figura 6.3b Costes de generación de la energía eólica terrestre y marina en 2005 y 2030 con tipos de interés privados



Fuente: AEMA, 2008.

Figura 6.4 Curvas de suministro de la energía eólica terrestre europea proyectadas para 2020 y 2030



Fuente: AEMA y CE, 2008a.

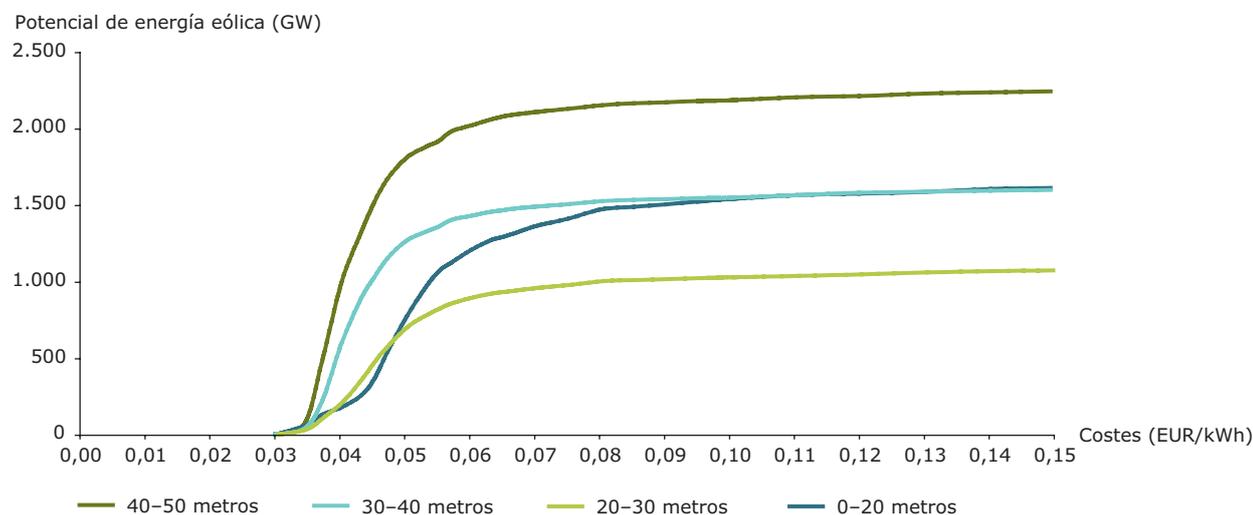
de euro (precios de 2005)/kWh (media de 6,3 céntimos de euro (precios de 2005)/kWh). El potencial de energía eólica generado con unos costes medios por encima de 6,7 céntimos de euro (precios de 2005)/kWh no será competitivo y se clasificará como clase «no competitiva».

La tabla 6.8 indica que el potencial competitivo en 2020 será de alrededor de 9.600 TWh, lo que representa el 20% del potencial técnico sin restricciones. Para el año 2030 el potencial competitivo de la energía eólica terrestre aumentará hasta más de 27.000 TWh. Esta cifra se corresponde prácticamente con el 60% del potencial total sin restricciones. Para poner estas cifras en perspectiva, baste decir que la producción de energía eólica (tanto terrestre como marina) de la UE27 en 2006

era de alrededor de 82 TWh (Eurostat, 2009), con una capacidad instalada de 48 GW. Esta capacidad llegó a los 56 GW en 2007. Según los resultados de los cálculos, la República Checa, Hungría, Austria y Eslovaquia no tienen potencial competitivo de energía eólica cuando la cifra de los costes de producción competitivos se fija en los 6 céntimos de euro (precios de 2005)/kWh.

El avance más destacado se produce en los países de la UE10, donde el potencial económicamente competitivo aumenta más de 10 veces (de 400 a 4.400 TWh) entre 2020 y 2030. La UE15 experimenta un aumento del potencial económicamente competitivo de casi el 250% (de 8.500 a 21.000 TWh).

Figura 6.5 Potencial de energía eólica a diferentes profundidades de agua en 2030



Fuente: AEMA, 2008.

Tabla 6.8 Potencial de generación de energía eólica terrestre según las diferentes clases de costes, en TWh

| TWh | Producción actual de electricidad (a) | No competitiva (b) | Muy probablemente competitiva (c) | Competitiva (d) | No competitiva | Muy probablemente competitiva | Competitiva | Total |
|-----------------|---------------------------------------|--------------------|-----------------------------------|-----------------|----------------|-------------------------------|-------------|--------|
| | 2006 | 2020 | 2020 | 2020 | 2030 | 2030 | 2030 | 2030 |
| Austria | 1,72 (e) | 463 | 3 | (f) | 199 | 211 | 56 | 466 |
| Bélgica | 0,36 | 371 | 53 | 12 | 0 | 12 | 425 | 436 |
| Bulgaria | 0,02 | 540 | 14 | 34 | 309 | 167 | 112 | 587 |
| Chipre | datos no disponibles | 48 | 8 | 4 | 20 | 14 | 25 | 59 |
| República Checa | 0,05 | 687 | 1 | 0 | 169 | 434 | 85 | 687 |
| Dinamarca | 6,11 | 0 | 65 | 687 | 0 | 0 | 751 | 751 |
| Estonia | 0,08 | 419 | 111 | 142 | 0 | 75 | 597 | 672 |
| Finlandia | 0,16 | 4.016 | 204 | 198 | 7 | 1.052 | 3.359 | 4.418 |
| Francia | 2,15 | 3.951 | 733 | 576 | 736 | 1.409 | 3.115 | 5.260 |
| Alemania | 30,71 | 3.376 | 384 | 258 | 344 | 1.206 | 2.467 | 4.017 |
| Grecia | 1,7 | 261 | 54 | 251 | 123 | 71 | 372 | 566 |
| Hungría | 0,04 | 557 | 0 | 0 | 343 | 213 | 1 | 557 |
| Irlanda | 1,62 | 0 | 7 | 1.308 | 0 | 0 | 1.315 | 1.315 |
| Italia | 2,97 | 983 | 57 | 112 | 571 | 247 | 334 | 1.152 |
| Letonia | 0,05 | 614 | 154 | 85 | 0 | 260 | 593 | 853 |
| Lituania | 0,01 | 703 | 13 | 30 | 0 | 305 | 442 | 746 |
| Luxemburgo | 0,06 | 30 | 0 | 0 | 0 | 20 | 10 | 30 |
| Malta | 0 | 0 | 0 | 7 | 0 | 0 | 7 | 7 |
| Países Bajos | 2,73 | 217 | 158 | 158 | 0 | 0 | 533 | 533 |
| Noruega (g) | 0,67 | 1.517 | 191 | 528 | 616 | 527 | 1.094 | 2.236 |
| Polonia | 0,26 | 3.437 | 134 | 112 | 39 | 1.035 | 2.609 | 3.682 |
| Portugal | 2,93 | 601 | 13 | 63 | 209 | 316 | 152 | 677 |
| Rumanía | 0,001 | 1.103 | 19 | 38 | 690 | 371 | 99 | 1.160 |
| Eslovaquia | 0,006 | 323 | 0 | 0 | 184 | 128 | 11 | 323 |
| Eslovenia | datos no disponibles | 106 | 0 | 0 | 87 | 17 | 2 | 106 |
| España | 23,02 | 2.316 | 170 | 263 | 1.050 | 1.018 | 682 | 2.749 |
| Suecia | 0,99 | 3.900 | 528 | 620 | 487 | 2.021 | 2.539 | 5.048 |
| Suiza | 0,02 | 42 | 0 | 0 | 39 | 3 | 1 | 42 |
| Turquía (h) | 0,13 | 1.264 | 89 | 123 | 757 | 296 | 421 | 1.475 |
| Reino Unido | 4,23 | 0 | 447 | 3961 | 0 | 0 | 4.409 | 4.409 |
| UE27 | 82 | 29.022 | 3.330 | 8.919 | 5.567 | 10.602 | 25.102 | 41.266 |
| Total | 82 | 31.845 | 3.610 | 9.570 | 6.979 | 11.428 | 26.618 | 41.266 |

Nota: (a) Datos de Eurostat.

(b) «No competitiva» se refiere a las clases de costes con unos costes medios de producción superiores a 6,7 céntimos de euro/kWh.

(c) «Muy probablemente competitiva» se refiere a la clase de costes con unos costes medios de producción de 6,3 céntimos de euro/kWh (intervalo 5,5–6,7).

(d) «Competitiva» se refiere a la clase de costes con unos costes medios de producción por debajo de 5,5 céntimos de euro/kWh.

(e) La capacidad actual instalada en Austria es de alrededor de 995 MW, con una producción de 2,1 TWh de electricidad (diciembre de 2008).

(f) La capacidad viable de energía eólica para 2020 se menciona que es de 3.500 MW, con una producción de 7,3 TWh de electricidad (Agencia Austriaca de Energía Eólica, 2008).

(g) Publicaciones pertinentes de la Dirección de Recursos Hidrológicos y Energía de Noruega señalan que el potencial de producción es de alrededor de 1.100 TWh, con un potencial económico condicionado de energía eólica de alrededor de 250 TWh (los cálculos están basados en los siguientes supuestos: densidad de 15 MW/km² y velocidad media del viento > 6m/s, con aerogeneradores de 2 MW). Se estima que el potencial marino de la costa noruega es de 55.300 MW (profundidad máx. de 50 m y distancia mínima a la costa de 1 km) (informe de la NVE, 2008).

(h) Según el estudio sobre la evaluación del potencial llevado a cabo por funcionarios turcos, Turquía puede producir 147 TWh de electricidad a partir de energía eólica.

La figura 6.4 muestra la curva de suministro para la energía eólica terrestre en 2020 y 2030 obtenida a partir de los datos de la tabla 3.2.

6.5.2 Potencial marino

El potencial de mercado de la energía eólica marina, al igual que el de la energía eólica terrestre, se ha calculado comparando las previsiones de costes de generación de energía eólica marina con la proyección de las tarifas de electricidad y los costes medios de producción de la electricidad en 2020 y 2030. El límite inferior de la velocidad del viento a la altura del buje se ha fijado en 5,0 m/s. Con velocidades del viento de 5,0 m/s o inferiores, el número de horas de carga completa disminuye por debajo de 1.000, una cantidad que no se considera económicamente viable.

Los costes de producción de la energía eólica marina se han calculado en función de la profundidad del agua y la distancia a la costa conforme a la metodología que se ha explicado anteriormente. El potencial de desarrollo de la energía eólica en las diferentes clases de profundidades de agua se muestra en la figura 6.5. Con unos costes medios de producción de 6,9 céntimos de euro (precios de 2005)/kWh en 2030 se podrían desarrollar 5.800 GW de energía eólica marina. Esta cifra, sin embargo, corresponde al potencial sin restricciones. Para poder establecer una comparación, baste decir que la EWEA (2009) calculó que la capacidad instalada de aerogeneradores en 2008 era de 1,4 GW. Las zonas marinas con profundidades de 40-50 metros cuentan con el mayor potencial (2.100 GW), seguidas de las zonas con 30-40 metros de profundidad (1.500 GW), las de 20-30 metros de profundidad (950 GW) y las de 0-20 metros de

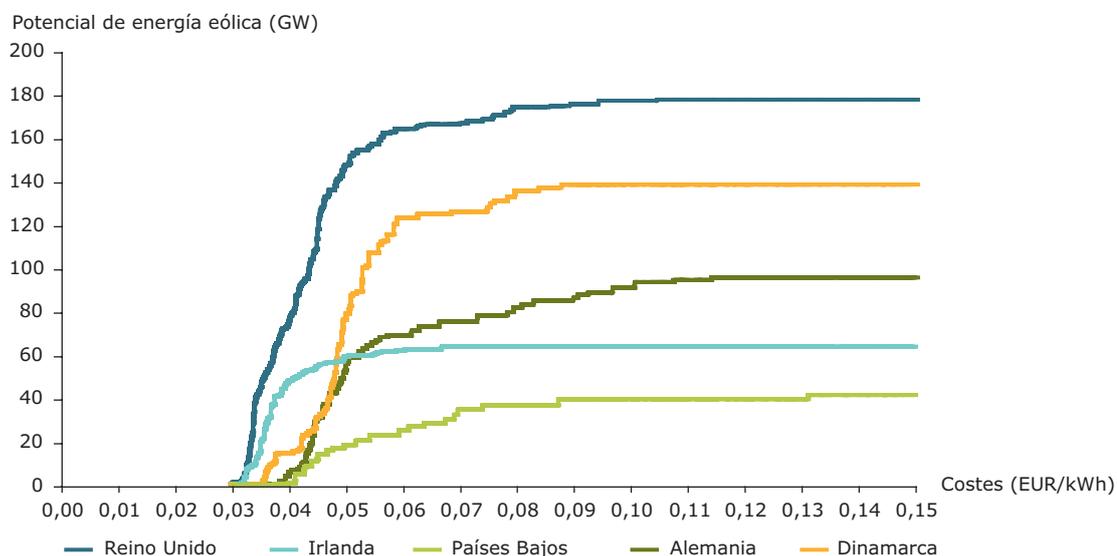
profundidad (1.300 GW). Con unos costes de producción de 5,0 céntimos de euro (precios de 2005)/kWh, las zonas con una profundidad de hasta 20 metros presentan un mayor potencial que las zonas con profundidades de 20-30 metros.

Si nos fijamos en los parques eólicos marinos en funcionamiento, queda patente que sólo un parque eólico en Escocia está ubicado en una profundidad de más de 40 m. La práctica actual suele limitarse a una profundidad máxima de 15 m. Las excepciones son principalmente nuevas construcciones en Dinamarca (Horns Rev II con una profundidad de agua de 10-18 m), el Reino Unido (Barrow con > 15 m y Beatrice con > 40 m), Bélgica (Thorntonbank, 12-28 m) y los Países Bajos (Egmons con 17-23 m y Q7 con 19-24 m).

En el Reino Unido e Irlanda pueden encontrarse ubicaciones con vientos óptimos en aguas de hasta 20 m de profundidad (véase la figura 6.6). Se estima que la capacidad de energía eólica marina competitiva del Reino Unido en 2030 será de unos 165 GW con unos costes medios de producción de 6,9 céntimos de euro (precios de 2005)/kWh. En Irlanda la mayor parte del potencial puede desarrollarse con unos costes de producción del orden de 3,0-5,0 céntimos de euro (precios de 2005)/kWh.

Por otro lado, cuando se tienen en cuenta los supuestos aplicados al potencial restringido, el potencial competitivo de la energía eólica marina disminuye hasta 2.600 TWh (630 GW) en 2020 y 3.400 TWh (820 GW) en 2030. Un 38% de este potencial puede ser aprovechado a una distancia de 10-50 km de la orilla.

Figura 6.6 Potencial de energía eólica en la zona del mar del Norte con profundidades de 0-20 m



Fuente: AEMA, 2008.

7 Análisis del grado actual de penetración en Dinamarca y los Países Bajos

Las limitaciones del potencial de energía eólica son de carácter físico (incluidos otros usos del suelo, aparte de la disponibilidad de recursos eólicos), económico y social. Algunas de las barreras sociales, como el recelo de los habitantes locales o la falta de conciencia, además de las barreras reguladoras, son difíciles de cuantificar a escala paneuropea. Así pues, se han analizado algunos de los países de la UE donde la introducción de la energía eólica ha sido suficientemente significativa como para representar un grado de penetración viable actualmente en Europa. Aplicando las variables contempladas en estos países a otras regiones europeas con ubicaciones geográficas similares, se ha estimado la capacidad futura de expansión de esta fuente de energía.

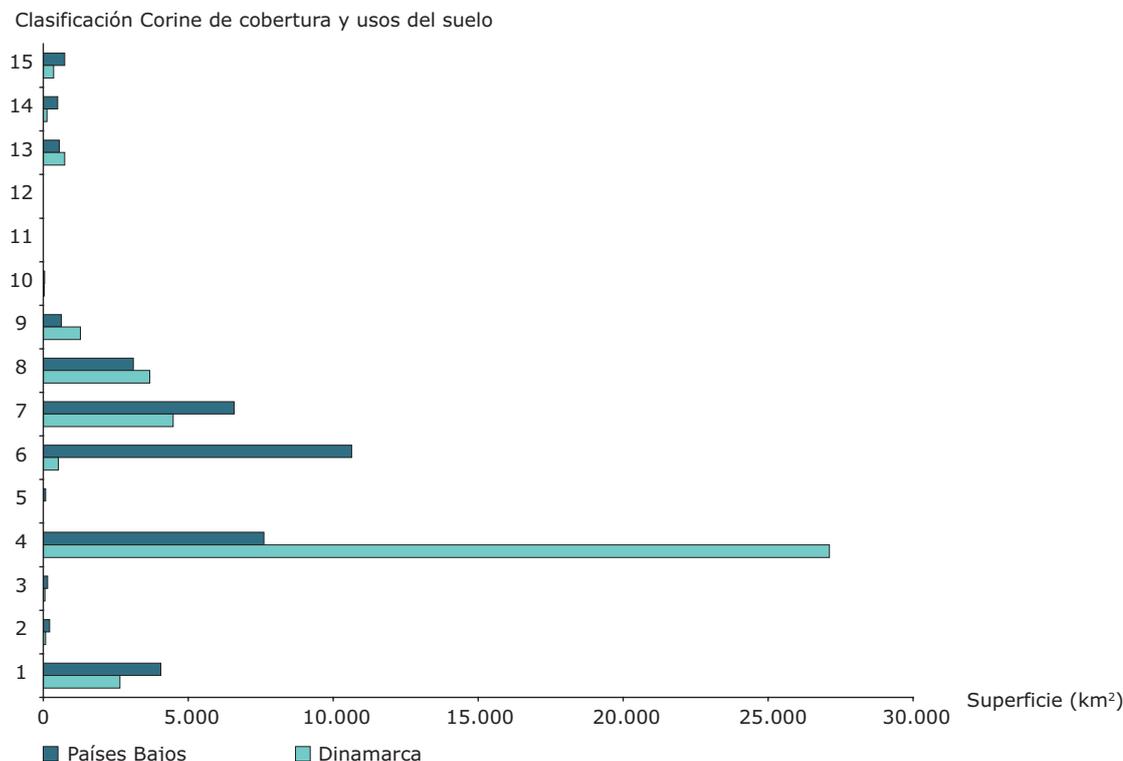
Por detrás de Alemania y España, Dinamarca cuenta con la tercera mayor capacidad instalada de aerogeneradores de Europa, con 3.122 MW de capacidad terrestre instalada a finales de 2005 ⁽¹⁹⁾ (EWEA, 2006). Siendo un país pequeño, Dinamarca

tiene la densidad de potencia eólica más elevada (EWEA, 2008b). La superficie total de Dinamarca es mayor que la de los Países Bajos. En términos de la clasificación Corine de cobertura y usos del suelo, Dinamarca es similar a los Países Bajos, con un amplio porcentaje de prados y praderas o tierras de labor que determinan una baja rugosidad de su relieve geográfico (figura 7.1).

Este capítulo tiene como objetivo analizar el grado de penetración de los aerogeneradores en Dinamarca, considerándose la superficie terrestre de los parques eólicos, así como conocer:

- el efecto que tendría en la capacidad energética eólica danesa el «repotenciar» todos los aerogeneradores de Dinamarca daneses hasta 2 MW.
- el impacto potencial sobre la capacidad instalada en los Países Bajos si la penetración lograda en Dinamarca tuviera lugar en ellos.

Figura 7.1 Superficie terrestre de Dinamarca y los Países Bajos dentro de las 15 clasificaciones Corine de cobertura y usos del suelo



Fuente: AEMA, 2008.

⁽¹⁹⁾ En 2008 Dinamarca tenía la sexta mayor capacidad de aerogeneradores de Europa, por detrás de Alemania, España, Italia, Francia y el Reino Unido, con una capacidad terrestre de 3.180 MW instalada a finales de 2008 (EWEA, 2009). Esta evaluación, sin embargo, se basa en los datos de 2005, ya que los datos relativos a las ubicaciones de los aerogeneradores se recopilaron para ese año.

Este análisis puede proporcionar una idea del grado de «penetración viable» de la energía eólica en Europa. El aforismo está entrecomillado porque lo actualmente viable es probable que cambie, por ejemplo mediante cambios en percepciones, preferencias sociales y políticas gubernamentales, como las comentadas en otras secciones de este informe.

En Dinamarca, la densidad media de potencia eólica es de unos 0,06 MW/km². En varios municipios esta densidad se acerca o supera el doble de esa media, así que cabe la posibilidad de que la media nacional pueda aumentarse hasta el nivel de esos municipios. Por este motivo, en este estudio no se asume que Dinamarca haya alcanzado un grado de «saturación» de sus posibilidades de generar energía eólica. En este estudio se quiere conocer el impacto del grado relativamente elevado de penetración de la energía eólica en Dinamarca aplicado a otras regiones europeas con unas características geográficas similares a ésta.

Los datos de la ubicación de los aerogeneradores existentes en Dinamarca entre los años 2000 y 2005 se han obtenido de la Agencia Danesa de la Energía (2007a) y se han recopilado también los datos equivalentes de los aerogeneradores de los Países Bajos. La penetración de los aerogeneradores en Dinamarca se ha calculado asumiendo una 'huella', o espacio utilizado, de 0,2 km² para cada aerogenerador, de acuerdo con una densidad de potencia de 10 MW/km² conseguida con cinco aerogeneradores de 2 MW. Luego se ha calculado la superficie total cubierta por los aerogeneradores, descontando la superficie de solapamiento entre aerogeneradores, en las 15 clasificaciones Corine de cobertura y usos del suelo y se ha subdividido, según las velocidades medias del viento para el período 2000-2005 en cada zona, agrupadas en intervalos de 0,5 m/s.

Así, la cobertura total de aerogeneradores define el número de aerogeneradores de 2 MW que podría soportarse si se «repotenciaran» los aerogeneradores actuales. En el caso de Dinamarca, el cálculo de la superficie de cobertura de estos aparatos utilizando el procedimiento mencionado da una superficie de 368 km². Como cada aerogenerador de 2 MW tiene una huella de 0,2 km², se tiene un total de 1.840 aerogeneradores y, por lo tanto, una capacidad instalada de 3.680 MW, alrededor de 500 MW más que la actual capacidad instalada. Se ha realizado el mismo cálculo para los Países Bajos para conocer la cobertura de aerogeneradores por tipo de suelo y velocidad del viento. La penetración de los aerogeneradores, expresada como porcentaje de la superficie terrestre nacional total dentro de cada tipo de suelo e intervalo de velocidades del viento, se muestra en la tabla 7.1 para Dinamarca y en la tabla 7.2 para los Países Bajos.

A partir de la tabla 7.1 puede observarse que el mayor grado de penetración de los aerogeneradores en Dinamarca se da en:

- CL-3, con un intervalo de velocidades del viento de 7-7,5 m/s.
- CL-4, con unos intervalos de velocidades del viento de 5,5-6 y 7,5-8 m/s.
- CL-5, con un intervalo de velocidades del viento de 4,5-5 m/s.

No se ha calculado la penetración de los aerogeneradores para los tipos de usos del suelo CL-2, CL-10, CL-11, CL-12, CL-14 o CL-15. Sin embargo, puede verse el grado de penetración de los aerogeneradores en el resto de los sectores de las clasificaciones Corine de cobertura y usos del suelo para la mayoría de velocidades del viento entre 4 y 7,5 m/s y para el intervalo de velocidades de 7,5-8 m/s en CL-4, CL-7 y CL-13.

En los Países Bajos, las velocidades del viento son normalmente inferiores a las que hay en Dinamarca, tal como ilustra la figura 7.2, que muestra el porcentaje de superficie terrestre total de Dinamarca y los Países Bajos con intervalos de velocidad del viento de 0,5 m/s.

Para el período 2000-2005, una media del 45% de la superficie terrestre de los Países Bajos presenta unas velocidades del viento inferiores a 4 m/s, mientras que ninguna parte de Dinamarca está por debajo de ese umbral. Durante el mismo período, los vientos previstos en el 84% de la superficie de Dinamarca fueron superiores a 4,5 m/s en comparación con el 23% en el caso de los Países Bajos.

La tabla 7.2 muestra que para las velocidades del viento inferiores a 6 m/s el grado de penetración de los aerogeneradores suele ser mayor en los Países Bajos que en Dinamarca.

Esta diferencia con velocidades del viento por debajo de 6 m/s se hace más patente en la figura 7.3, que representa la penetración de los aerogeneradores como porcentaje de la superficie nacional total dentro de cada intervalo de velocidades del viento. La penetración en todas las clases Corine de cobertura y usos del suelo es superior en los Países Bajos para las velocidades del viento entre 5 y 6 m/s. Para velocidades superiores a 6 m/s, la penetración es mayor en Dinamarca, a pesar de contar con una mayor superficie terrestre total con velocidades del viento de esa magnitud. Se podría llegar a la conclusión de que en el suelo apto para los aerogeneradores de los Países Bajos normalmente no se alcanzan velocidades del viento superiores a 6 m/s. Como resultado, la penetración alcanza su punto máximo dentro del intervalo «superior» de velocidades del viento de 5,5-6 m/s, llegando a unos valores de

Tabla 7.1 Penetración de los aerogeneradores en Dinamarca: superficie cubierta por aerogeneradores (asumiendo que todos los aerogeneradores tienen una capacidad de 2 MW) expresada como porcentaje de la superficie terrestre total de Dinamarca en cada clasificación Corine de cobertura y usos del suelo y en cada intervalo de velocidades del viento

| Fracción de superficie media terrestre para el período 2000-2005 | | | | | | | | | | | |
|--|--|----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|--|--------|
| Clase CLC | Descripción del tipo de suelo | Velocidad del viento (m/s) | | | | | | | | % de la superficie terrestre nacional total en cada clase de suelo | |
| | | 3,5-4 | 4-4,5 | 4,5-5 | 5-5,5 | 5,5-6 | 6-6,5 | 6,5-7 | 7-7,5 | | 7,5-8 |
| 1 | Tejido urbano continuo/discontinuo; zonas industriales/comerciales; zonas verdes urbanas; instalaciones deportivas y recreativas | - | 0,10 % | 0,03 % | 0,03 % | 0,57 % | 0,10 % | 0,31 % | 0,44 % | - | 0,10 % |
| 2 | Redes viarias, ferroviarias y terrenos asociados; zonas portuarias; aeropuertos | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 3 | Zonas de extracción minera, vertederos y de construcción | - | - | 0,57 % | - | - | 2,50 % | - | 14,12 % | - | 0,79 % |
| 4 | Tierras de labor en secano; terrenos regados permanentemente; arrozales | - | 0,52 % | 1,27 % | 1,05 % | 2,99 % | 1,60 % | 2,16 % | 0,18 % | 5,17 % | 1,26 % |
| 5 | Viñedos; frutales; olivares | - | - | 4,05 % | - | - | - | - | - | - | 1,92 % |
| 6 | Prados y praderas | - | 0,05 % | 0,43 % | 0,64 % | 0,35 % | 2,59 % | - | 0,33 % | - | 0,42 % |
| 7 | Cultivos anuales asociados con cultivos permanentes; mosaicos de cultivos; terrenos principalmente agrícolas con importantes espacios de vegetación natural y semi-natural; sistemas agro-forestales | - | 0,10 % | 0,54 % | 0,28 % | 0,72 % | 0,47 % | 0,34 % | 0,31 % | 0,42 % | 0,38 % |
| 8 | Bosques de frondosas/de coníferas/ bosque mixto | - | 0,06 % | 0,07 % | 0,04 % | - | - | 0,03 % | 0,03 % | - | 0,05 % |
| 9 | Pastizales naturales; landas y matorrales mesófilos; matorrales esclerófilos; matorral boscoso de transición | - | - | 0,06 % | 0,03 % | - | 0,26 % | - | 0,05 % | - | 0,04 % |
| 10 | Playas; dunas; arenales | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 13 | Humedales y zonas pantanosas; turberas y prados turbosos; marismas; salinas; zonas llanas intermareales | - | - | 0,11 % | 0,19 % | 0,13 % | 0,68 % | 0,09 % | 0,08 % | 0,28 % | 0,14 % |
| 14 | Cursos de agua; lagunas costeras; estuarios; mares y océanos | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 15 | Láminas de agua | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

Fuente: AEMA, 2008.

hasta el 7,7% para CL-2, el 25% para CL-3 y el 6,3 % para CL-4.

Si el grado de «penetración» conseguido en Dinamarca se replicara de forma exacta en los Países Bajos a la vez que se conservaran los aerogeneradores ubicados en las clases de suelo para las que no hay penetración en Dinamarca, el resultado sería una disminución de la capacidad instalada desde su nivel actual de alrededor de 1.500 MW hasta aproximadamente 1.200 MW. Si el grado de penetración danés se aplicara únicamente a aquellas clases de suelo y aquellas categorías de velocidad del viento en las que la penetración es mayor que en los Países Bajos, el resultado sería un aumento de 100 MW en la capacidad instalada de los Países Bajos.

Invirtiendo este análisis y aplicando a Dinamarca el grado de penetración de los Países Bajos, donde ésta es mayor que en Dinamarca, la capacidad danesa aumentaría en cerca de 5.000 MW. Teniendo en cuenta la similitud de la sociedad y el paisaje, estos resultados sugieren que en ambos países aún hay margen para una mayor expansión: la «penetración viable» puede cambiar.

Observando la tabla 7.3 queda claro que el grado de «penetración viable», en términos de superficie estimada cubierta por aerogeneradores tanto en Dinamarca como en los Países Bajos, es pequeño, alcanzando, respectivamente, el 0,9% y el 0,4% de la superficie terrestre nacional. En Dinamarca no hay

Tabla 7.2 Penetración de los aerogeneradores en los Países Bajos: superficie cubierta por aerogeneradores (asumiendo que todos los aerogeneradores tienen una capacidad de 2 MW) expresada como porcentaje de la superficie terrestre total de los Países Bajos en cada clasificación Corine de cobertura y usos del suelo y cada intervalo de velocidades del viento

| Fracción de superficie media terrestre para el período 2000-2005 | | | | | | | | | | | |
|--|---|----------------------------|--------|--------|--------|---------|---------|--------|--------|-------|--|
| Clase CLC | Descripción del tipo de suelo | Velocidad del viento (m/s) | | | | | | | | | % de la superficie terrestre nacional total en cada clase de suelo |
| | | 3,5-4 | 4-4,5 | 4,5-5 | 5-5,5 | 5,5-6 | 6-6,5 | 6,5-7 | 7-7,5 | 7,5-8 | |
| 1 | Tejido urbano continuo/discontinuo; zonas industriales/comerciales; zonas verdes urbanas; instalaciones deportivas y recreativas | 0,01 % | 0,09 % | 0,12 % | 0,38 % | 0,29 % | 1,04 % | - | - | - | 0,08 % |
| 2 | Redes viarias, ferroviarias y terrenos asociados; zonas portuarias; aeropuertos | 0,20 % | 2,07 % | 6,56 % | 4,26 % | 7,69 % | 22,86 % | 1,19 % | - | - | 3,06 % |
| 3 | Zonas de extracción minera, vertederos y de construcción | - | - | 8,49 % | - | 25,07 % | - | - | - | - | 2,94 % |
| 4 | Tierras de labor en secano; terrenos regados permanentemente; arrozales | 0,92 % | 0,91 % | 0,70 % | 1,88 % | 6,26 % | 0,02 % | - | - | - | 1,05 % |
| 5 | Viñedos; frutales y plantaciones de bayas; olivares | 4,30 % | 0,92 % | - | - | - | - | - | - | - | 2,20 % |
| 6 | Prados y praderas | 0,11 % | 0,14 % | 0,65 % | 1,18 % | 1,13 % | - | 0,33 % | 0,12 % | - | 0,28 % |
| 7 | Cultivos anuales asociados con cultivos permanentes; mosaico de cultivos; terrenos principalmente agrícolas con importantes espacios de vegetación natural y seminatural; sistemas agroforestales | 0,01 % | 0,02 % | 0,03 % | - | 1,44 % | - | - | - | - | 0,02 % |
| 8 | Bosques de frondosas/de coníferas/ bosque mixto | - | 0,06 % | - | 0,18 % | - | - | - | - | - | 0,02 % |
| 9 | Pastizales naturales; landas y matorrales mesófilos; matorrales esclerófilos; matorral boscoso de transición | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 10 | Playas; dunas; arenales | - | - | 1,01 % | - | - | 2,76 % | - | - | - | 0,26 % |
| 13 | Humedales y zonas pantanosas; turberas y prados turbosos; marismas; salinas; zonas llanas intermareales | 0,18 % | 0,55 % | 0,71 % | 0,87 % | 0,84 % | - | 0,90 % | 0,47 % | - | 0,44 % |
| 14 | Cursos de agua; lagunas costeras; estuarios; mares y océanos | - | 0,51 % | 0,60 % | 0,56 % | 2,86 % | - | - | - | - | 0,44 % |
| 15 | Láminas de agua | 0,32 % | 1,52 % | 0,23 % | 1,17 % | 11,20 % | - | - | - | - | 0,87 % |

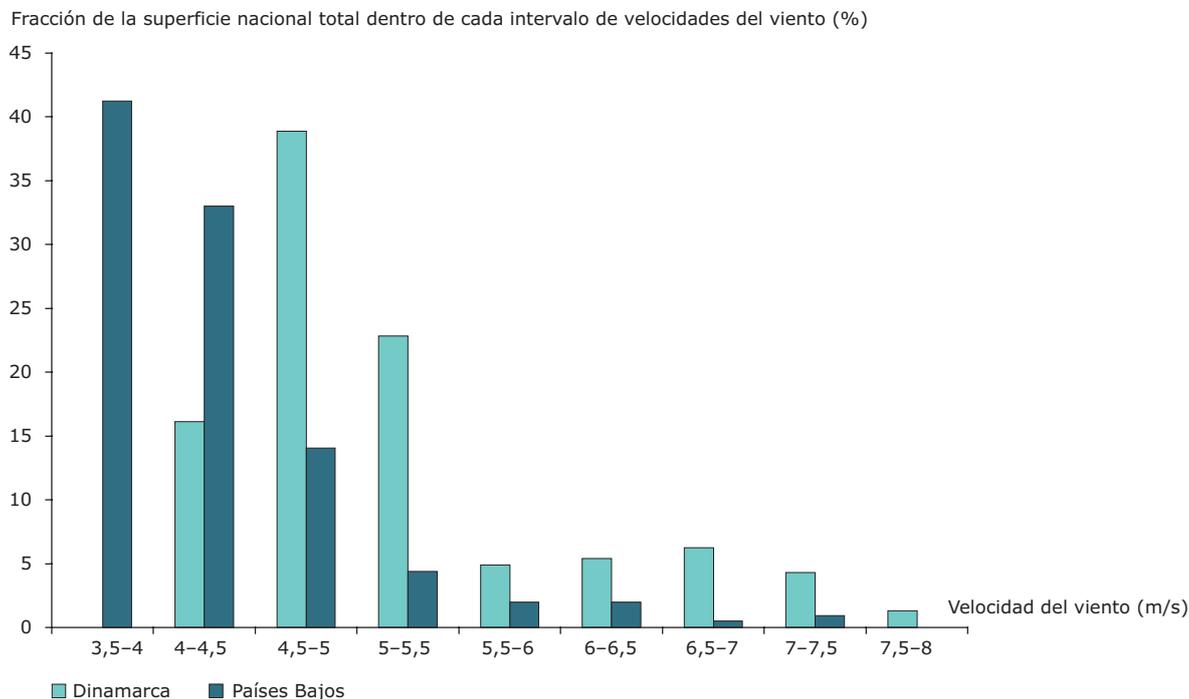
Fuente: AEMA, 2008.

ninguna superficie terrestre con velocidades del viento inferiores a 4 m/s, así que la «penetración viable» total para la superficie terrestre con velocidades del viento superiores a 4 m/s también es del 0,9%. Sin embargo, en los Países Bajos, la «penetración viable» en la superficie terrestre con velocidades del viento viables (es decir, la cobertura de los aerogeneradores en las zonas con velocidades del viento superiores a 4 m/s dividida entre esa superficie) es del 0,6%.

El mapa 7.1 ilustra las horas de carga completa en las zonas agrícolas. El grado de «penetración» de la energía eólica en las zonas agrícolas y en los tipos de suelo CL-4 (tierras de labor en secano, terrenos regados permanentemente y arrozales), CL-6 (prados y praderas) y CL-7 en su conjunto, y para la clase de suelo CL-4 por sí sola, se muestra en la tabla 7.1.

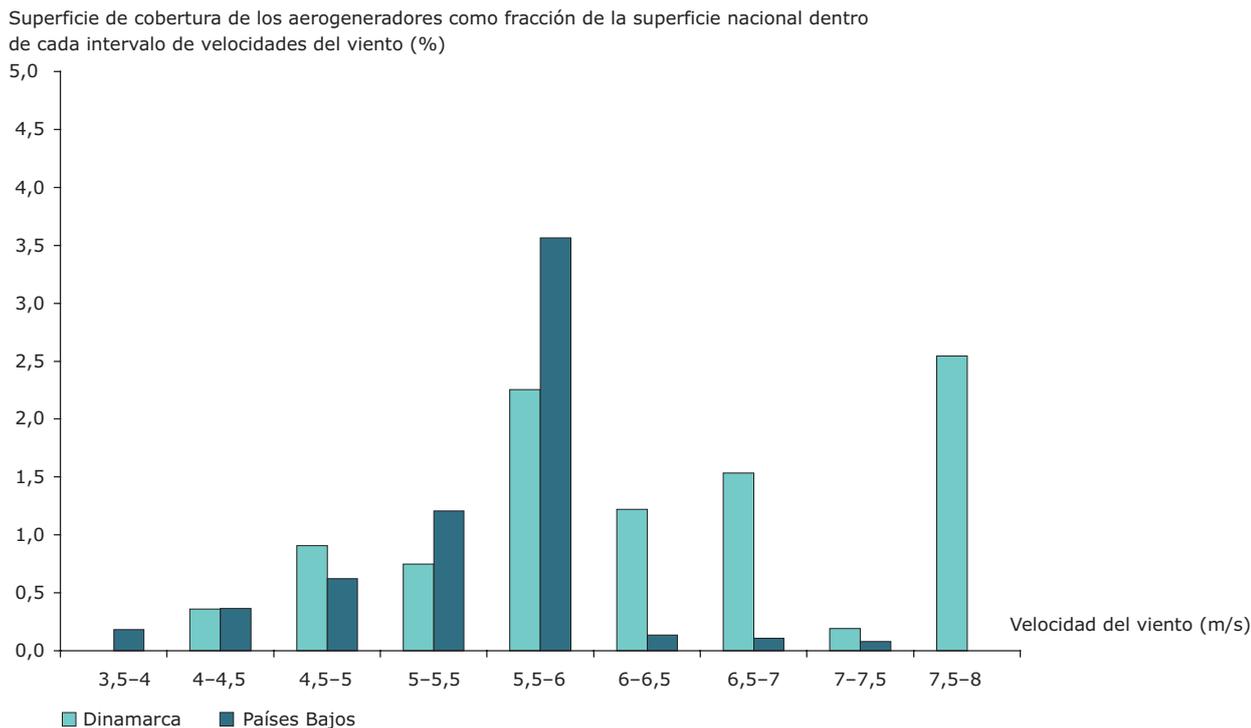
El tipo de suelo CL-7 está asociado con cultivos permanentes, mosaicos de cultivo y terrenos principalmente agrícolas con importantes espacios de vegetación natural y seminatural, y sistemas agroforestales. El grado de «penetración» es mayor para la velocidad del viento total en la superficie terrestre viable: es decir, el 1,13% en Dinamarca y el 0,62% en los Países Bajos. Para la clase de suelo CL-4 por sí sola, esta «penetración» es aún mayor: es decir, el 1,26% en Dinamarca y el 1,13% en los Países Bajos.

Figura 7.2 Superficie de suelo en Dinamarca y los Países Bajos para todos los tipos de suelo clasificados en Corine en cada intervalo de velocidades del viento expresada como porcentaje de la superficie nacional total



Fuente: AEMA, 2008.

Figura 7.3 Superficie de penetración de los aerogeneradores en un rango de velocidades del viento expresada como porcentaje de la superficie dentro de cada intervalo de velocidades del viento en todas las clasificaciones Corine de cobertura y usos del suelo



Fuente: AEMA, 2008.

Tabla 7.3 Comparación de los grados de penetración viable en Dinamarca y los Países Bajos considerando la superficie terrestre nacional total de forma separada de las zonas agrícolas

| País | Variable | Total | Total | CLC-4, CLC-6, CLC-7 | CLC 4 |
|--------------|--|--------|--------|---------------------|--------|
| Dinamarca | Superficie de aerogeneradores (km ²) | 368 | 368 | 3.662 | 342 |
| | Superficie terrestre total (km ²) | 41.118 | 41.118 | 32.116 | 27.111 |
| | Penetración | 0,90 % | 0,90 % | 1,13 % | 1,26 % |
| Países Bajos | Superficie de aerogeneradores (km ²) | 138 | 112 | 87 | 61 |
| | Superficie terrestre total (km ²) | 34.880 | 18.973 | 13.978 | 5.420 |
| | Penetración | 0,40 % | 0,59 % | 0,62 % | 1,13 % |

Fuente: AEMA, 2008.

7.1 Conclusiones

En la sección anterior se han discutido los resultados de los análisis del grado de penetración en Dinamarca y los Países Bajos. Se ha visto que «repotenciando» los aerogeneradores actualmente instalados en Dinamarca a 2 MW se produciría un aumento de la capacidad instalada de 500MW, pasando de aproximadamente 3.200 MW a unos 3.700 MW. Se ha mostrado que, generalmente, las velocidades del viento previstas para los Países Bajos eran inferiores que las de Dinamarca. En consecuencia, el grado de penetración ha alcanzado una mayor magnitud que en Dinamarca para rangos más elevados de velocidades del viento en los Países Bajos. Como resultado, si se aplica el grado de penetración danés a la situación de los Países Bajos no se produciría un aumento significativo de la capacidad instalada.

Una conclusión tanto para Dinamarca como para los Países Bajos es que la mayor penetración normalmente se logra, y por lo tanto es socialmente aceptada, allí donde se dan las mayores velocidades del viento dentro de una región o país específico. Este rápido análisis de sólo dos países sugiere que ambos han logrado, más o menos, una penetración que es coherente con su potencial, a pesar de tener una historia diferente de desarrollo de la energía eólica, políticas y actitudes sociales. Podría considerarse que esto respalda la importancia del análisis aquí realizado. Valdría la pena una comparación más exhaustiva utilizando datos detallados de otros países.

Se ha calculado el grado de 'penetración viable' para Dinamarca y los Países Bajos. En ambos países se ha visto un grado de penetración relativamente bajo, del 0,9% y el 0,6% respectivamente, para la superficie terrestre con velocidades del viento viables. Esta «penetración viable» en el tipo de suelo CL-4 (tierras de labor) se ha visto que es del 1,26% en Dinamarca y del 1,13% en los Países Bajos, superior a la «penetración viable» en todos los tipos de suelo.

7.2 Integración en la red

La integración en la red de la energía eólica ha sido un tema de discusión durante muchos años. Las fuentes de energía variables, como la energía eólica, afectan el modo en que funciona una red eléctrica. Sin embargo, no existe un grado máximo de penetración aceptado para la energía eólica, ya que la capacidad para compensar la intermitencia varía de una red eléctrica a otra. La actual penetración de esta energía en Dinamarca es relativamente alta. En 2007, su porcentaje respecto a la demanda total de electricidad en Dinamarca era de alrededor del 21% (EWEA, 2008a). Andersen (2007) calcula que la penetración de la energía eólica en una gran red puede ser como mucho de entre el 15% y el 20% sin que haya que tomar precauciones adicionales respecto a la calidad de la energía y la estabilidad de la red. Por otro lado, un reciente estudio danés concluye que incluso una integración de la energía eólica del 50% en la red eléctrica danesa es técnicamente posible sin poner en peligro la seguridad del suministro (Ea Energy Analysis, 2007). TENNET (2005) señala que en los Países Bajos la red actual (configuración de 2012) podría integrar suficiente energía eólica como para proporcionar el 15% del suministro total sin pérdidas, mientras que con una penetración del 30% aproximadamente el 15% de la energía eólica generada no podría absorberse.

Como el material publicado sobre este tema sugiere diversas cifras, en este estudio se ha asumido un grado máximo de penetración de la energía eólica del 25% y se ha calculado la cantidad de suelo apto que se requiere para lograrlo. Cuando a las zonas terrestres con más de 2.000 horas de carga completa y a las zonas marinas con más de 2.500 horas de carga completa (a entre 10 y 50 km de la costa) se les aplican restricciones, se necesita, de media, el 8% de la superficie terrestre y marina apta para alcanzar en 2030 el 25% de suministro eléctrico procedente de la energía eólica según el escenario vía de la energía baja en carbono (AEMA, 2005). En varios países la cantidad de suelo necesaria es inferior al 4%.

Mapa 7.1 Horas de carga completa solamente en las zonas agrícolas

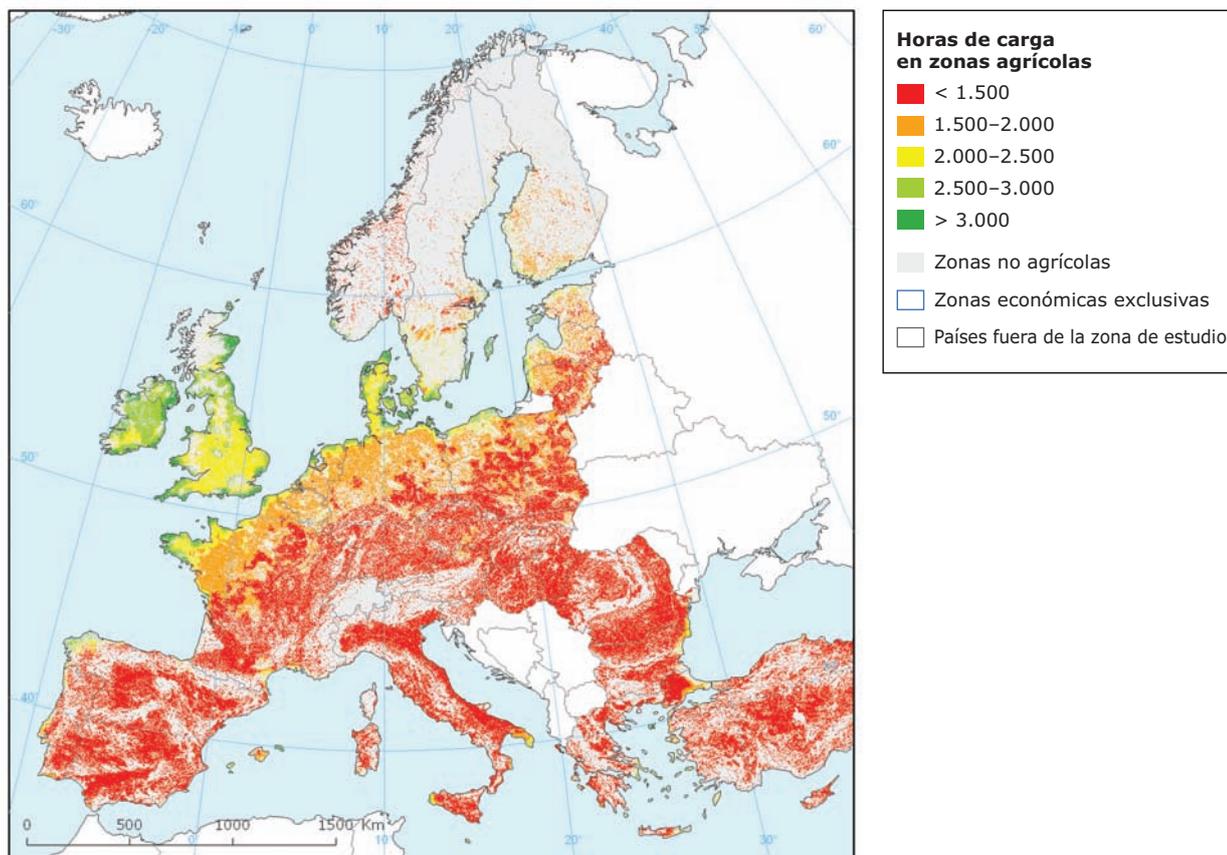
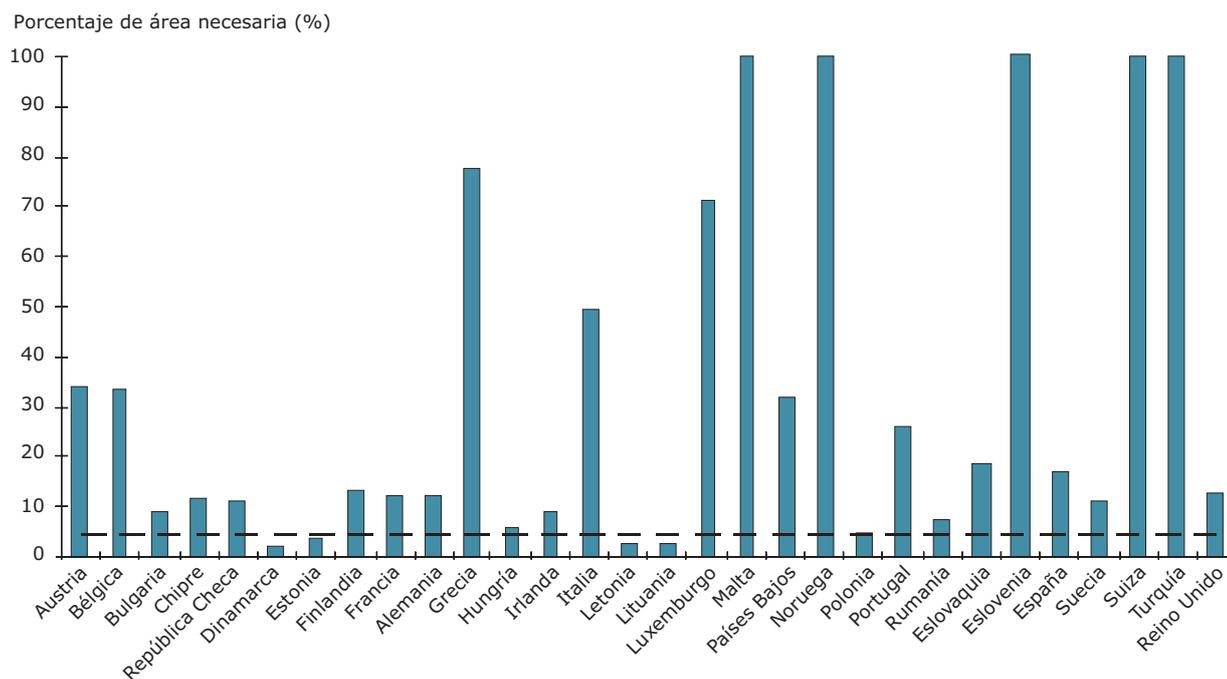


Figura 7.4 Porcentaje de zonas agrícolas necesarias para satisfacer el 25% de la demanda de energía eléctrica en 2030



Fuente: AEMA y CE, 2008a.

Se ha analizado más a fondo la cantidad de zonas agrícolas que se necesita para lograr la integración en la red de un 25% de energía eólica. En capítulos anteriores se ha señalado que las zonas agrícolas son más apropiadas para albergar aerogeneradores.

El análisis de la penetración viable en las zonas agrícolas llevado a cabo en el capítulo anterior revelaba una penetración viable de la energía eólica en zonas agrícolas del 1,26% en Dinamarca y del 1,13% en los Países Bajos. Considerando estos países y algunos datos de Alemania, se obtiene una penetración media viable de los aerogeneradores del 4,4%.

Este porcentaje se utiliza como una aproximación del porcentaje mínimo de suelo que podría utilizarse en toda Europa para instalar aerogeneradores. La figura 7.4 muestra el porcentaje de ubicaciones aptas que se necesitan para satisfacer el 25% de la demanda de electricidad mediante la energía eólica en 2030. La línea horizontal discontinua está fijada en el 4,4%; los países por debajo de esa línea se considera que alcanzan un grado de penetración del 25% con los condicionantes sociales y ambientales actuales.

8 Consideraciones para el futuro

Este estudio confirma que, junto con otras fuentes renovables, como, por ejemplo la biomasa, la energía eólica puede desempeñar un papel muy importante para alcanzar los objetivos de uso de energía renovable en Europa.

Normalmente, las zonas con el mayor potencial técnico también tienen el mayor potencial económico. El potencial técnico es más significativo en las zonas agrícolas e industriales de las superficies terrestres, así como en zonas marinas de poca profundidad. El potencial marino en zonas con gran profundidad es aún mayor pero, debido sobre todo a que acarrea unos costes significativamente más elevados, es poco probable que contribuya de forma notable a la combinación de energías dentro del horizonte temporal de este estudio.

Con vistas al futuro hay vías bastante claras para hacer un análisis más a fondo. En primer lugar, las variables y supuestos utilizados en este estudio para evaluar el potencial técnico y restringido de la energía eólica han facilitado el análisis cuantitativo, pero claramente tienen limitaciones, lo que implica incertidumbres en las estimaciones del potencial eólico resultantes. Como se ha señalado en las secciones anteriores, los futuros esfuerzos deberían centrarse en abordar las incertidumbres respecto a las variables naturales, tecnológicas y económicas, así como las cuestiones relativas a la elección del modelo utilizado.

Las futuras investigaciones también deberían incluir un análisis de tendencias de las restricciones sociales a nivel internacional en los países miembros de la AEMA, así como un inventario y un análisis de los grandes logros de la energía eólica impulsados por la política tanto en Europa como en cualquier otro lugar. También es necesario examinar más a fondo la vulnerabilidad de la biodiversidad de especies y paisajes determinados. El análisis localizado de este estudio puede servir también de guía para seleccionar zonas interesantes para estudios regionales, como por ejemplo el mar Báltico.

8.1 Incertidumbres en las variables físicas

Las variables físicas necesarias para calcular el potencial técnico de la energía eólica incluyen datos meteorológicos (campos de viento del ECMWF) e información sobre las características del uso del suelo (CLC, CDDA, Natura 2000). Las incertidumbres se derivan de los posibles errores de vigilancia (del seguimiento de datos meteorológicos y de cobertura o uso del suelo) y de la variación a lo largo del tiempo. El marco de tiempo relativamente corto (sólo 5 años) utilizado para la evaluación de la velocidad del

viento podría inducir a errores, como ocurre con las imprecisiones regionales de los datos del ECMWF.

El supuesto de que la velocidad del viento y las características de la cobertura del suelo estimadas para el futuro serán las mismas que las actuales induce a otra serie de incertidumbres, pues, por ejemplo, el cambio climático puede afectar a ambas variables. Además de su interrelación, los cambios en la cobertura del suelo condicionan la rugosidad asociada y sus efectos en el viento. Por último, la escasez de datos para evaluar el potencial de energía eólica en terrenos complejos, en bosques y en zonas marinas de toda Europa genera incertidumbres adicionales en las estimaciones.

8.2 Incertidumbres en las variables tecnológicas y económicas

Para calcular el potencial económico es necesario plantear supuestos para diferentes variables tecnológicas y económicas. Entre estos se incluye la potencia nominal, el diámetro del rotor, la altura del buje, el rendimiento teórico y práctico de los aerogeneradores (horas de carga completa), la profundidad de construcción en zonas marinas y la distancia de construcción a la costa. En cuanto a las características económicas, se incluyen supuestos sobre los costes de inversión, operación y mantenimiento, costes de mejor y ampliar la red eléctrica, equilibrio del sistema y cuestiones de competitividad con otras fuentes de energía.

Dado el gran alcance geográfico y la experiencia relativamente limitada con parques eólicos a gran escala, sobre todo marinos, los supuestos implican un cierto nivel de incertidumbre. Así, los datos de costes están basados en un solo aerogenerador, pero los precios varían cuando se realizan grandes encargos. Por un lado, es probable que los precios disminuyan un 10-55% cuando se realizan pedidos de grandes cantidades (Junginger, 2005). Por otro lado, con una alta penetración de la energía eólica, el aumento de la demanda por encima del aumento normal de la capacidad productiva de la industria puede provocar también un aumento de los precios de los aerogeneradores y, en consecuencia, de los costes de inversión.

8.3 Incertidumbres debidas a restricciones sociales y ambientales y a decisiones políticas

El futuro de la energía eólica depende de decisiones políticas humanas. Las preocupaciones ambientales y sociales y las políticas gubernamentales imponen serias

restricciones al desarrollo de parques eólicos. Algunos ejemplos de criterios clave que condicionan las decisiones tienen que ver con la distancia mínima a la línea de costa y con la densidad de aerogeneradores en espacios terrestres y marítimos, incluidas las zonas «prohibidas» designadas para la protección de la flora y la fauna.

Tales restricciones pueden modificarse con el tiempo, debido, en parte, a recambios en las prioridades y en las políticas gubernamentales. Por ejemplo, la gente tiende a tener una opinión más positiva de los aerogeneradores después de que hayan sido construidos que antes de su construcción, sobre todo si tiene una participación económica en los beneficios. Para abordar este tipo de incertidumbres al determinar el potencial de energía eólica se han supuesto escenarios específicos. Estos supuestos tendrán que ser revisados sin duda en futuras investigaciones a la luz de la mejor comprensión de estas cuestiones y de la evolución de las preferencias sociales.

Los efectos de la energía eólica sobre la biodiversidad son todavía un tema relativamente nuevo y desconocido. Las evaluaciones estratégicas del impacto nacional o regional de los planes políticos, las evaluaciones del impacto ambiental de los aerogeneradores y los programas de seguimiento de los parques eólicos existentes siguen siendo herramientas esenciales para minimizar los costes ambientales y aprender de ellos. La falta de datos sobre las zonas marinas de la Red Natura 2000 no ha permitido que en el estudio puedan evaluarse cuestiones sobre biodiversidad en zonas marinas, siendo necesario incluirlas en futuros estudios.

Además, las variables aplicadas para evaluar el potencial restringido conllevan grandes incertidumbres y requieren un análisis exhaustivo de sensibilidad.

8.4 Incertidumbres relacionadas con las decisiones del modelo

La modelización de las velocidades del viento en toda Europa exige supuestos y simplificaciones que generan incertidumbres. La tarea requiere contemplar las características del paisaje y los factores de rugosidad asociados a efectos sobre la velocidad del viento, determinar la relación entre velocidad del viento y densidad de potencia para diferentes alturas del buje y convertir los costes de construcción, operación y mantenimiento en costes de la electricidad.

En el estudio, el primer tipo de incertidumbre se analiza de forma específica comparando las velocidades del viento simuladas en las cuadrículas con las velocidades reales del viento obtenidas de la base de datos de la NOAA. Este análisis sugiere una concordancia razonable, con cierta sobreestimación de las velocidades del viento en zonas bajas y llanas y subestimación en zonas de montaña. Otro ámbito de incertidumbre es la

evaluación de la variación de los datos del viento en las subcuadrículas de referencia, puesto que hay una amplia variación de las velocidades del viento en cada punto de la cuadrícula del ECMWF (20 x 15 km²).

En este estudio no se han considerado cuantitativamente todas las incertidumbres. A modo orientativo, cabe decir que el orden de magnitud de las incertidumbres en las variables físicas, tecnológicas y económicas es más pequeño que el de las relacionadas con decisiones humanas, sobre todo en lo relativo a restricciones sociales y políticas. Esto puede considerarse un punto débil del análisis, pero debe tenerse en cuenta que esta incertidumbre puede estar influida por decisiones propias de diferentes tipos de restricciones.

8.5 Pasos para abordar las incertidumbres

Una visión general de las incertidumbres sugiere algunas mejoras en futuras investigaciones para paliar lagunas de conocimiento. Entre ellas están:

- un análisis de sensibilidad de escenarios económicos y tecnológicos clave.
- un análisis más detallado de las zonas en las que las predicciones del modelo y las velocidades observadas del viento difieran en mayor medida, sobre todo en las zonas de montaña y espacios forestales.
- un análisis de tendencias de las restricciones sociales a nivel internacional en los países miembros de la AEMA, con hincapié en los países con alto potencial económico de energía eólica.
- un inventario y un análisis de los grandes logros de la energía eólica impulsados por la política en Europa y fuera de ella.
- un análisis a fondo de las vulnerabilidades específicas de la diversidad de aves y de otras especies y paisajes, así como la aplicación de estas vulnerabilidades al diseñarse un mapa del potencial energético eólico de Europa.

8.6 Futuros retos

Aunque los objetivos políticos a nivel de la UE impulsan el desarrollo de la energía eólica –en particular los que son vinculantes en la Directiva de Energías Renovables para cada Estado miembro–, quedan por delante varios retos que afrontar. Aparte de cuestiones técnicas que se necesita resolver (sobre todo las relacionadas con la energía eólica marina), hay varias cuestiones sobre legislación, planificación e instrumentos de apoyo que podrían beneficiarse con un enfoque europeo coordinado.

8.6.1 Parques eólicos y Directivas de Aves y de Hábitats

Se considera un importante obstáculo la falta de claridad en las condiciones en que pueden construirse los parques

eólicos en el interior o cerca de zonas designadas para la protección que señalan las Directivas de Aves y Hábitats y otras zonas protegidas de conservación de la naturaleza. El hecho de no identificar esas zonas aumenta la incertidumbre sobre la idoneidad de las ubicaciones para los parques eólicos. En contraste con la ordenación territorial en el sector terrestre, los Estados miembros carecen en general de una experiencia relevante y de normas y estructuras de gobierno adecuadas para una ordenación territorial integrada en el entorno marino. Hasta hoy sólo se han hecho progresos limitados en lo relativo a una ordenación integrada que tenga en cuenta simultáneamente la distribución geográfica de los recursos eólicos, las restricciones impuestas por otras actividades o intereses marítimos y los aspectos relativos a la red eléctrica. Esto aumenta la incertidumbre y el riesgo de retraso o fracaso en los proyectos de energía eólica marina (CE, 2008d).

Será importante adoptar un enfoque más estratégico y coordinado para explotar los posibles recursos eólicos de Europa. Los instrumentos de planificación a escala regional o de la UE pueden desempeñar un papel importante. Tanto para la energía eólica terrestre como marina, la Comisión Europea ha propuesto que la nueva Directiva sobre energía de fuentes renovables incluya la obligación de preparar planes de acción a nivel nacional. La aplicación de la Política marítima integrada de la UE y de la reciente «Hoja de ruta para la ordenación del espacio marítimo: creación de principios comunes en la UE» (CE, 2008e) ofrece a los Estados miembros la oportunidad de tener en cuenta los parques eólicos marinos en su evaluación general de la presión y de sus impactos ambientales.

Las Evaluaciones Ambientales Estratégicas (EAE) ⁽²⁰⁾ que incluyen mapas de sensibilidad a escala regional o nacional podrían identificar zonas en las que pueden haber conflictos o en las que el desarrollo de la energía eólica es poco probable que entre en conflicto con la conservación de la biodiversidad. Los mapas que muestran las zonas de la Red Natura 2000 y otras zonas protegidas proporcionan un punto de partida, pero no todas las zonas designadas son igual de sensibles, y algunas zonas no protegidas, como los sitios que hacen de cuello de botella en la migración de aves y algunas zonas marinas, son más vulnerables que muchos de los lugares designados.

En la mayoría de los casos, una ubicación adecuada puede garantizar que los impactos del desarrollo de parques eólicos sobre la biodiversidad se minimicen hasta niveles que no supongan una preocupación importante. La planificación estratégica a nivel nacional o regional es un requisito previo para el desarrollo de un plan coherente para la introducción de la energía eólica. Si hay posibles efectos transfronterizos puede buscarse

la cooperación internacional (algo que se requiere dentro de la UE). El impacto del plan o del programa concreto debe evaluarse en combinación con otros planes y programas, tanto para los parques eólicos como para otros desarrollos, con objeto de considerar los efectos combinados y acumulativos. Por ejemplo, una cuestión que debe abordarse tiene que ver con el hecho de que las zonas de aguas poco profundas resultan muy atractivas para la industria eólica, pero también son zonas de muda e invernación para la gran mayoría de aves marinas europeas que se alimentan en zonas con profundidades de entre 5 y 20 metros. El mapa 8.1 ofrece un ejemplo de zonas marinas protegidas y de desarrollo de parques eólicos en aguas danesas.

8.6.2 *Ubicación de la capacidad de generar energía eólica marina en Europa*

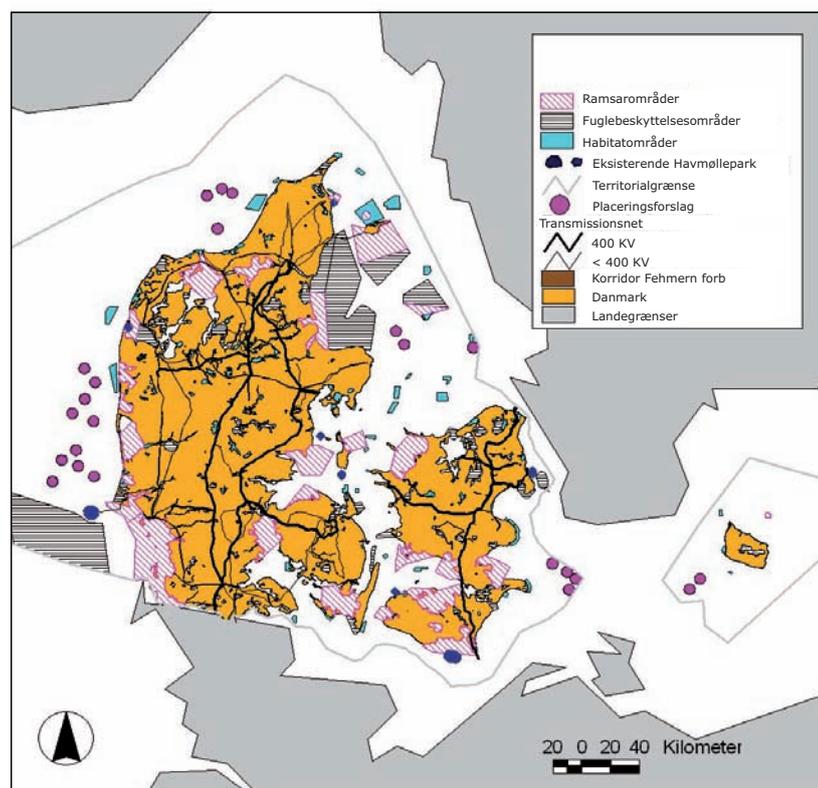
La planificación del uso de la energía eólica marina está relacionada principalmente con el desarrollo de infraestructuras de red y la integración de sistemas. Los recursos eólicos marinos no se distribuyen de igual forma por todo el continente y se encuentran principalmente en Europa septentrional. El desarrollo a gran escala del uso de la energía eólica marina necesitaría inyectar la producción de ésta en la red eléctrica a través de puntos de entrada en la costa del norte de Europa. La capacidad de la red actual para transmitir la energía desde los nuevos parques eólicos hasta los consumidores puede que sea insuficiente. En algunos Estados miembros, sobre todo en Alemania, hay un cuello de botella o se espera que se produzca en caso de una importante ampliación de la capacidad de energía eólica en el mar del Norte.

Es necesario un enfoque europeo coordinado para garantizar la interconexión y la integración de la energía eólica marina en la red eléctrica europea. La cooperación regional dentro de la nueva Red Europea de Gestores de Redes de Transporte (REGRT) propuesta en el «paquete del mercado interior» será una herramienta importante para optimizar esta red y optimizar el uso de la energía eólica a gran escala. Esta cooperación interregional puede beneficiar las iniciativas de uso de energía eólica marina en lugares como el mar del Norte (Dinamarca, Alemania, Países Bajos, Noruega y el Reino Unido) o el mar Báltico (Estonia, Finlandia, Letonia, Lituania, Polonia, Suecia, etc.), así como en lugares del mar Mediterráneo (Grecia, Italia, Turquía, etc.) y el mar de Irlanda (Irlanda y el Reino Unido).

8.6.3 *Otros obstáculos*

Aunque es la energía eólica terrestre la que seguirá predominando en el futuro inmediato, las instalaciones en el mar serán cada vez más importantes. El estudio muestra el elevado potencial de esta energía, pero

⁽²⁰⁾ Las Evaluaciones Ambientales Estratégicas (EAE) son evaluaciones estratégicas de importantes programas o planes que evalúan el impacto que pueden tener sobre el medio ambiente las diversas opciones para conseguir un objetivo predefinido.

Mapa 8.1 Zonas marinas protegidas y desarrollo de parques eólicos en aguas danesas

Nota:

- Zonas sombreadas en rosa: zonas Ramsar; zonas sombreadas en negro: zonas de protección para las aves.
- Zonas coloreadas en azul: zonas de hábitat; puntos azul oscuro: parques eólicos marinos actuales.
- Los círculos rosas indican las zonas propuestas para el futuro desarrollo de energía eólica.

Fuente: Agencia Danesa de Energía, 2007.

es importante destacar que los marcos legislativos actuales y los procedimientos establecidos a veces están diseñados para aplicaciones terrestres y no para las marinas. Como resultado, las leyes y regulaciones sobre el proceso o los criterios para obtener consentimientos, permisos y concesiones no son claras o simplemente no existen.

Otro problema es la falta de claridad de las Evaluaciones de Impacto Ambiental (EIA) y la necesidad de directrices e intercambios de información a nivel internacional para evitar obstáculos regionales y nacionales. La variedad de autoridades implicadas en los procedimientos de autorización se considera un cuello de botella ineficiente e innecesario (CE, 2008d).

A nivel nacional, la participación pública se encuentra entre los factores más importantes para animar a la gente a apoyar la energía eólica. Soerensen et al. (2002) han identificado tres medios para estimular la participación pública en los proyectos: la información sobre el desarrollo, la participación en el proceso de toma de decisiones y la participación financiera. La confianza pública puede aumentarse si se utilizan estos medios.

En Dinamarca y Alemania se ha fomentado con éxito el compromiso público bajo el concepto de «energía eólica

de la comunidad». En Alemania, la forma más habitual es una sociedad limitada, comanditaria, asociada con una empresa de responsabilidad determinada. Los proyectos daneses de energía eólica común se presentan bajo la forma de sociedades colectivas (Bolinger, 2001), cuya estructura es bastante simple: los componentes reúnen sus ahorros para invertir en un aerogenerador y venden la energía a la empresa local de servicio público a un precio atractivo. El papel de la energía eólica de la comunidad sin duda ha sido fundamental para el desarrollo global del uso de la energía eólica (Kildegaard y Meyers, 2006). Las sociedades colectivas (cooperativas) han desempeñado un papel importante en Dinamarca, sobre todo aumentando la aceptación local, pues de lo contrario, puede haber una fuerte resistencia debida al impacto visual o al ruido (Soerensen et al., 2002). Otros países que utilizan la energía eólica de la comunidad son Suecia y el Reino Unido.

En conclusión, un proceso político coherente que garantice instrumentos de apoyo efectivos a largo plazo y elimine los obstáculos legislativos, unido a una mayor participación social tanto a nivel nacional como internacional, se traducirá en un mayor uso del potencial eólico y protección del ambiente.

Referencias

AEMA, 2005. *Climate change and a European low-carbon energy system*. Informe de la AEMA nº 1/2005.

AEMA, 2007. *El medio ambiente en Europa: cuarta evaluación: Informe sobre el Estado del Medio Ambiente*. N° 1/2007

AEMA, 2008a. Conjunto de indicadores sobre Energía de la AEMA. Indicador básico 031-Energía renovable (noviembre de 2008) [último acceso en enero de 2009].

Agencia Danesa de Energía, 2007a. Véase www.ens.dk/sw34512.asp [último acceso en 2007].

AIE, 2005. *Offshore Wind Experiences*. Agencia Internacional de la Energía, Bruselas.

Alberts, 2006. *Primer for Addressing Wind Turbine Noise*. Lawrence Technological University, Míchigan. Disponible en: www.maine.gov/doc/mfs/windpower/pubs/pdf/AddressingWindTurbineNoise.pdf [último acceso el 1 de abril de 2009].

Andersen, P. D., 2007. *Review of historical and modern utilization of wind power*. Risø, Departamento de energía eólica.

Auer, H.; Obersteiner, C; Pruggler, W.; Weissensteiner, L.; Faber, T. y Resch, G., 2007. *Guiding a least cost grid integration of RES-electricity in an extended Europe*. GreenNet-Europe. Energy Economics Group (EEG) Universidad Tecnológica de Viena, Austria.

AWEA, 2007. *Facts about wind energy and noise*. Asociación Eólica de Estados Unidos. Disponible en: www.awea.org/pubs/factsheets.html [último acceso el 1 de abril de 2009].

Bolinger, M., 2001. *Community wind power ownership schemes in Europe and their relevance to the United States*. Laboratorio Nacional Lawrence Berkeley, mayo 2001.

Brinkmann, R. y Schauer-Weissahn, H., 2006. *Untersuchungen zu möglichen betriebsbedingten Auswirkungen von Windkraftanlagen auf Fledermäuse im Regierungsbezirk Freiburg*. Informe solicitado por el Regierungspräsidium Freiburg a través de Stiftung Naturschutzfonds Baden-Württemberg (Proyecto 0410 L). Gundelfingen, Alemania

BWEA, 2000. *Noise from wind turbines - the facts*. Asociación Británica de Energía Eólica, realizado con la ayuda de Hayes McKenzie Partnership,

consultores especializados en acústica, Southampton y Machynlleth.

CE, 1979. Directiva 79/409/CEE del Consejo, del 2 de abril de 1979, sobre la conservación de las aves salvajes.

CE, 1992. Directiva 92/43/CEE del Consejo de 21 de mayo de 1992 sobre la conservación de hábitats naturales y de la fauna y flora silvestre.

CE, 1997. *Energía para el futuro: fuentes de energía renovables - Libro Blanco para una estrategia y un plan de acción comunitarios*. (COM(97) 599 final. Comisión Europea, Bruselas.

CE, 2000. Directiva 2000/60/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2000, por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas.

CE, 2001. Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.

CE, 2002a. Decisión 2002/358/CE del Consejo, relativa a la aprobación, en nombre de la Comunidad Europea, del Protocolo de Kioto del Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y al cumplimiento conjunto de los compromisos contraídos con arreglo al mismo.

CE, 2002b. Informe final sobre el Libro Verde «Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético» COM(2002) 321 final. Comisión de las Comunidades Europeas, Bruselas.

CE, 2005. *Report on the green paper on energy. Four years of European initiatives*. Dirección General de Energía y Transportes, Comisión Europea Oficina de publicaciones oficiales de las comunidades europeas. Disponible en: www.jet.efda.org/documents/ad-hoc/2005-green-paper-report-en.pdf [último acceso el 23 de marzo de 2009].

CE, 2007b. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, una Política Marítima Integrada de la Unión Europea. COM(2007) 575 final. Véase <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0575:FIN:EN:PDF>.

- CE, 2008 a. *European energy and transport-trends to 2030 (update 2007)*. http://bookshop.europa.eu/eubookshop/download.action?fileName=KOAC07001ENC_002.pdf&eubphfUId=586483&catalogNbr=KO-AC-07-001-EN-C
- CE, 2008b. *Model-based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables*. Informe para la DG ENV. Junio 2008.
- CE, 2008c. Documento de trabajo de la Comisión que acompaña la Comunicación de la Comisión al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de la Regiones - Segunda revisión estratégica del sector de la energía (SEC(2008)2872)
- CE, 2008d. *EU Action to promote Offshore Wind Energy: Report on the Public Consultation April-June 2008*.
- CE, 2008e. Directiva 2008/56/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de junio de 2008, por la que se establece un marco de acción comunitaria para la política del medio marino (Directiva marco sobre la estrategia marina).
- Centro de Investigación Energética de los Países Bajos (ECN), 2004 *Energietechnologieën in relatie tot transitiebeleid*, Petten, 2004.
- CESI, 2003. *Valutazione delle prospettive esistenti in Italia per la generazione elettrica da fonte eolica in ambiente montano d'alta quota*. SFR-A3/023636. Disponible en: www.ricercadisistema.it/Documenti/SintesiDoc.aspx?idN=1002&idD=153397 [último acceso el 31 de marzo de 2009].
- Coelingh, J. P.; Holtslag, E.; Werkaik, J. y Cleijne, J.W., 2002. *Windsnelheden en Ruwheden - verantwoording*. Ecofys International, Utrecht.
- Comisión de energía de California. 1995. *Avian Collision and Electrocutation: An Annotated Bibliography*. P700-95-001. Comisión de energía de California. Sacramento, California.
- Consejo Mundial de la Energía 1994. *New Renewable Energy Resources—A Guide to the Future*, vol. 387. Kogan Page, Londres.
- Coulomb L. y Neuhoff, K., 2006. *Learning curves and changing product attributes: the case of wind turbines*. Cambridge Working Papers in Economics 0618.
- CWEA, 2007. *Wind energy industry - fact sheets*. Asociación canadiense de Energía Eólica. Disponible en: www.canwea.ca/Fact_Sheets_eng.cfm [último acceso el 1 de abril de 2009].
- Desholm, M., 2006. *Wind farm related mortality among avian migrants - a remote sensing study and model analysis*. Tesis doctoral, Departamento de biodiversidad y ecología silvestre, NERI, y Departamento de biología de poblaciones, Universidad de Copenhague. Instituto Nacional de Investigación Medioambiental, Dinamarca.
- Desholm, M., Fox, A. D., Beasley, P. D. L. y Kahlert, J., 2006. *Remote techniques for counting and estimating the number of bird-wind turbine collisions at sea: a review*. Ibis 148: 76-89.
- Dirección de Recursos Hídricos y Energía de Noruega, (NVE), 2008. *Potential for offshore wind energy production in Norway (Vindkraftpotensialet utenfor norskekysten (offshore))*, informe nº 9, Noruega 2008.
- Drewitt, A. L. y Langston, R. H. W., 2006. *Assessing the impacts of wind farms on birds*. Ibis 148: 29-42.
- Durinck, J.; Skov, H.; Jensen, F. P. y Pihl, S., 1994. *Important marine areas for wintering birds in the Baltic Sea*. Contrato de investigación de la UE nº. 2242/90-09-01. Ornitho Consult, Copenhague.
- Dirksen, S.; Spaans, A. L. y van der Winden, J., 2007. *Collision risks for diving ducks at semi-offshore wind farms in freshwater lakes: A case study*. En: de Lucas, M.; Janss, G. F. E. y Ferrer, M. (eds), *Birds and Wind Farms. Risk Assessment and Mitigation*. Quercus, Madrid.
- DWIA, 2006. www.windpower.org.
- DWIA, 2007. Asociación danesa de la Industria Eólica — *Sound Map Calculator for Wind Turbines*. Disponible en: www.windpower.org/en/tour/env/db/dbcalc.htm [último acceso el 1 de abril de 2009].
- DWIA, 2009. Véase www.windpower.org/en/tour/env/index.htm [último acceso en enero de 2009].
- Ea Energy Analyses, 2007. *50 % Wind Power in Denmark in 2025*. Disponible en: [www.windpower.org/media\(2513,1033\)/081029_50pct._wind_power_in_DK_in_2025.pdf](http://www.windpower.org/media(2513,1033)/081029_50pct._wind_power_in_DK_in_2025.pdf) [último acceso el 16 abril de 2009].
- EnergiE2, 2004. Annual status report Nysted offshore wind farm. Environmental monitoring program 2003. EnergiE2, Dinamarca.
- EREC, 2008. *Renewable energy technology roadmap 20 % by 2020*. Disponible en: www.erec.org/fileadmin/erec_docs/Documents/Publications/Renewable_Energy_Technology_Roadmap.pdf [último acceso el 23 de marzo de 2009].
- Erickson, W. P.; Johnson, G. D.; Strickland, M. D.; Young, D. P.; Sernka, K. J. y Good, R. E., 2001. *Avian Collisions with Wind Turbines: A summary of*

existing studies and comparisons to other sources of avian collision mortality in the United States. National Wind Coordinating Committee, Washington D.C.

Eurostat, 2009. Véase <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database> [último acceso en 2008].

Everaert, J. y Stienen, E. W. M., 2006. *Impact of wind turbines on birds in Zeebrugge (Belgium). Significant effect on breeding tern colony due to collision*. Biodiversity and Conservation. DOI 10.1007/s10531-006-9082-1

EWEA, 2004. *Wind energy — the facts*. Volume: environment. Disponible en: www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/Facts_Volume_4.pdf [último acceso el 1 de abril de 2009].

EWEA, 2003a. *Wind energy — the facts*. Volume 1: Technology. Disponible en: www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/Facts_Volume_1.pdf [último acceso el 24 de marzo de 2009].

EWEA, 2003b. *Wind energy — the facts*. Volume 2: Costs and prices. Volumen 2 Disponible en: www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/Facts_Volume_2.pdf [último acceso el 24 de marzo de 2009].

EWEA, 2006. *European Capacity Map 2006*. Véase www.ewea.org/index.php?id=11 (último acceso en 2007)

EWEA, 2006a. *No Fuel*. Disponible en: www.no-fuel.org/index.php?id=241 [último acceso el 24 de marzo de 2009].

EWEA, 2006b. *Integrating wind into Europe's grid network*. Wind Directions, noviembre/diciembre de 2005. Disponible en: www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WD/WD25i_focus_grid.pdf [último acceso el 26 de marzo de 2009].

EWEA, 2006c. *Large scale integration of wind energy in the European power supply: analysis, issues and recommendations*. Disponible en: www.ewea.org/index.php?id=178 [último acceso el 26 de marzo de 2009].

EWEA, 2008a. *Pure Power - Wind Energy Scenarios up to 2030*. Asociación Europea de la Energía Eólica Bruselas. Disponible en: www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/purepower.pdf [último acceso el 23 de marzo de 2009].

EWEA, 2008b. *Pure Power - Wind Energy Scenarios up to 2030*. www.ewec2008.info/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/purepower.pdf [último acceso en abril de 2009].

EWEA, 2009. *European Capacity Map*. Véase www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/statistics/European_Wind_Map_2008.pdf [último acceso en enero de 2009].

Fellows, A., 2000, *The potential of wind energy to reduce carbon dioxide emissions*, Glasgow, Garrad Hassan, págs: 146.

Garthe, S. y Hüppop, O., 2004. *Scaling possible adverse effects of marine wind farms on seabirds: developing and applying a vulnerability index*. Journal of Applied Ecology 41: 724–734.

GLC, 2000. *Global Landcover 2000*. Disponible en: www.tem.jrc.it/glc2000 [último acceso el 24 de marzo de 2009].

Greenpeace y EWEA, 2003. *Wind Force 12*.

Greenpeace y EWEA, 2005. *Wind force 12. A blueprint to achieve 12 % of the world's electricity from wind power by 2020*. Greenpeace, Ámsterdam y la Asociación Europea de la Energía Eólica, Bruselas.

Greenpeace y GWEC, 2006. *Perspectivas Mundiales de la Energía 2006*. Disponible en: www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/GWEC_A4_0609_English.pdf [último acceso el 23 de marzo de 2009].

Greenpeace, 2000. *North sea offshore wind - a powerhouse for Europe*. Véase www.offshore-wind.de/page/fileadmin/offshore/documents/Naturschutz/Offshore_Wind_-_A_Powerhouse_-_Greenpeace_DEWI-Study.pdf [último acceso en 2008].

GreenNet, 2004. *Pushing a least cost integration of green electricity into the European grid, WP2 - Cost and technical constraints of RES-E grid integration*. Disponible en: www.risoe.dtu.dk/rispubl/SYS/syspdf/wp2_greenet.pdf [último acceso el 26 de marzo de 2009].

Herman, S. A.; Kooijman, H. J. T. y Hendriks, H. B., 2003. *New results out of the DOWEC project; design variations on a 500 MW wind farm*. Centro de investigación energética de los Países Bajos

Guillemette, M.; Larsen, J. K. y Clausager, I., 1998. *Impact assessment of an off-shore wind park on sea ducks*. Informe técnico del NERI n.º. 227. Instituto Nacional de Investigación Medioambiental, Dinamarca.

Guillemette, M.; Larsen, J. K. y Clausager, I., 1999. *Assessing the impact of the Tunø Knob wind park on sea ducks: the influence of food resources*. Informe técnico del NERI n.º. 263. Instituto Nacional de Investigación Medioambiental, Dinamarca.

Heath, M. F. y Evans, M. I. (eds.) 2000. *Important Bird Areas in Europe: Priority sites for conservation*. 2

- vols. BirdLife Conservation Series No. 8, BirdLife International, Cambridge, Reino Unido.
- Henderson, A. R.; Morgan, C.; Smith, B., 2001. *Offshore wind energy in Europe*. Asociación Británica de Energía Eólica. Véase: www.owen.eri.ac.uk/documents/BWEA23/BWEA23_Henderson_Concerted_Action_paper.pdf.
- Hoogwijk, M.; de Vries, B. y Turkenburg, W., 2004. Assessment of the global and regional geographical, technical and economic potential of onshore wind energy. *Energy Economics* 26:889–919.
- Hoogwijk, M., 2004. *On the global and regional potential of renewable energy resources*. Tesis doctoral, Universidad de Utrecht.
- Hoogwijk, 2008. Aportación de expertos a este proyecto.
- Hüppop, O.; Dierschke, J.; Exo, K. M.; Fredrich, E. y Hill, R., 2006. Bird migration studies and potential collision risk with offshore wind turbines. *Ibis* 148: 90–109.
- Hötker, H.; Thomsen, K. M. y Köster, H., 2004. *Auswirkungen regenerativer Energiegewinnung auf die biologische Vielfalt am Beispiel der Vögel und der Fledermäuse – Fakten, Wissenslücken, Anforderungen an die Forschung, ornitologische Kriterien zum Ausbau von regenerativen Energiegewinnungsformen*. Informe solicitado por el Bundesamt für Naturschutz, Förd Nr. Z1.3-684 11-5/03. NABU, Alemania.
- Hunt, G., 2002. *Golden Eagles in a perilous landscape. Predicting the effects of mitigation for wind turbine blade-strike mortality*. Informe de consultoría para la Comisión de energía de California. Sacramento, California.
- International Association of engineering insurance, 2006. *Engineering Insurance of Offshore Wind Turbines*, 2006. Véase www.imia.com/downloads/imia_papers/wgp45_2006.pdf [último acceso en 2008].
- Junginger, M., 2005. *Learning in renewable energy technology development*. Tesis doctoral, Patrocinador: W. C. Turkenburg, Copatrocinador: A.P.C. Faaij, Copernicus Institute, Universidad de Utrecht.
- Keeley, B.; Ugoretz, S. y Strickland, D., 2001. Bat ecology and wind turbine considerations. En: Schwartz, S.S. (ed.), *Proceedings of the National Avian-Wind Power Planning Meeting IV*, Carmel, California, 16-17 de mayo de 2000. Preparado para el Avian Subcommittee of the National Wind Coordinating Committee por RESOLVE Inc., Washington D.C, EE.UU.
- Kerns, J.; Erickson, W. P. y Arnett, E. B., 2005. Bat and bird fatality at wind energy facilities in Pennsylvania and West Virginia. En: Arnett, E.B., (ed.), *Relationship between bats and wind turbines in Pennsylvania and West Virginia: an assessment of bat fatality search protocols, patterns of fatality, and behavioral interactions with wind turbines*. Informe final enviado a Bats and Wind Energy Cooperative. Bat Conservation International, Austin, Tejas.
- Kildegard, A. y J. Myers-Kuykindall, 2006. *Community vs. corporate wind: Does it matter, who develops the wind in Big Stone County*, Informe de investigación realizado en cumplimiento de la beca IREE Grant No. SG P4c 2004. <http://cda.morris.umn.edu/~kildegac/CV/Papers/IREE.pdf> [último acceso en 2008].
- Lange, B.; Rohrig, K.M Ernst, B.; Schlögl, F.; Cali, Ü.; Jursa, R. y Moradi, J., 2006. *Wind power prediction in Germany - Recent advances and future challenges*. Feria EWEC (European Wind Energy Conference and Exhibition), Atenas (Grecia), 27.2.-2.3. Disponible en: www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-I/publication/Lange-et-al_2006_EWEC_paper.pdf [último acceso el 26 de marzo de 2009].
- Langston, R. H. W. y Pullan, J. D., 2003. *Windfarms and Birds: An analysis of the effects of windfarms on birds, and guidance on environmental assessment criteria and site selection issues*. BirdLife International en nombre del Convenio de Berna. Informe del Consejo de Europa T-PVS/Inf (2003) 12.
- Larsen, J. K. y Madsen, J., 2000. Effects of wind turbines and other physical elements on field utilization by pink-footed geese (*Anser brachyrhynchus*): A landscape perspective. *Landscape Ecology* 15: 755-764.
- Larsson, M., 2006. *Downscaling of Wind Fields Using NCEP-NCAR-Reanalysis Data and the Mesoscale MIUU-Model*. Disponible en: www.geo.uu.se/luva/exarb/2006/Mattias_Larsson.pdf [último acceso el 23 de marzo de 2009].
- Lekuona, J. M. y Ursúa, C., 2007. Avian mortality in wind power plants of Navarra (Northern Spain). En: de Lucas, M.; Janss, G. F. E. y Ferrer, M. (eds), *Birds and Wind Farms. Risk Assessment and Mitigation*. Quercus, Madrid.
- Monahan, A. H., 2006. The Probability Distribution of Sea Surface Wind Speeds. Part II: Dataset Intercomparison and Seasonal Variability. *Journal of Climate* 19:521–534.
- NCDC, 2007. *National Climatic Data Centre Global Summary of the Day Data*. Disponible en: www.ncdc.noaa.gov/cgi-bin/res40.pl?page=gsod.html [último acceso el 1 de abril de 2009].

- Neij, L.; Andersen, P. D.; Durstewitz, M.; Hellby, P.; Hoppe-Kilpper, M. y Morthorst, P. E., 2005. *EXTOOL Experience curve: a tool for energy policy programmes assessment*. Universidad de Lund, Suecia, Institut für Solar Energiorsorgungstechnik, Alemania y el Laboratorio Nacional de Risø, Dinamarca.
- Nikolaos, N., 2004. *Deep water offshore wind technologies*. Tesis presentada para el Máster en Ciencias de Sistemas Energéticos y Medio Ambiente. Universidad de Strathclyde. Departamento de Energía Mecánica, septiembre 2004. Disponible en: www.esru.strath.ac.uk/Documents/MSc_2004/nikolaos.pdf [último acceso el 26 de marzo de 2009].
- OSPAR, 2004. *Problems and benefits associated with the development of offshore wind-farms*. Biodiversity Series. Comisión OSPAR.
- Petersen, J. K. y Malm, T., 2006. Offshore Windmill Farms: Threats to or Possibilities for the Marine Environment. *Ambio* 35(2): 75–80.
- Petersen, I. K.; Christensen, T. K.; Kahlert, J.; Desholm, M. y Fox, A. D., 2006. *Final results of bird studies at the offshore wind farms at Nysted and Horns Rev, Denmark*. Encargado por DONG Energy y Vattenfall A/S. Instituto Nacional de Investigación Medioambiental, Dinamarca.
- Petersen, I. K. y Fox, A. D., 2007. *Changes in bird habitat utilisation around the Horns Rev 1 offshore wind farm, with particular emphasis on Common Scoter*. Encargado por Vattenfall A/S. Instituto Nacional de Investigación Medioambiental, Dinamarca.
- Pimentel, D.; Rodrigues, G.; Wane, T.; Abrams, R.; Goldberg, K.; Staecker, H.; Ma, E.; Brueckner, L.; Trovato, L.; Chow, C; Govindarajulu, U. y Boerke, S., 1994. Renewable energy: economic and environmental issues. *Bioscience* 44 (8), S36-S47. Disponible en: <http://dieoff.org/page84.htm> [último acceso el 31 de marzo de 2009].
- Papalexandrou, 2008. Economic Analysis of Offshore Wind farms. *Ecofys International*, Utrecht.
- Petersen, E. L.; Mortensen, N. G.; Landberg, L.; Hojstrup, J. y Frank H. P., 1997. *Wind power meteorology*. Laboratorio Nacional de Risø, Dinamarca. Diciembre de 1997.
- Popper, A. N. y Carlson, T. J., 1998. Application of sound and other stimuli to control fish behaviour. *Transactions of the American Fisheries Society* 127: 673-707.
- Reino Unido, 2008. *UK Offshore Energy Strategic Environmental Assessment. Non technical summary*. Véase: www.offshore-sea.org.uk/consultations/Offshore_Energy_SEA/OES_Non_Technical_Summary.pdf (último acceso el 20 de abril de 2009)
- RICS, 2007. *What is the impacts of wind farms on house prices?* Royal Institute of Chartered Surveyors, Londres
- Skov, H.; Durinck, J.; Leopold, M. F. y Tasker, M. L., 1995. *Important marine areas for wintering birds in the Baltic Sea*. BirdLife International, Cambridge, Reino Unido.
- Skov, H.; Vaitkus, G.; Flensted, K. N; Grishanov, G.; Kalamees, A.; Kondratyev, A.; Leivo, M.; Luigujõe, L.; Mayr, C; Rasmussen, J. F.; Raudonikis, L.; Scheller, W.; Sidlo, P. O.; Stipniece, A.; Struwe-Juhl, B. y Welander, B., 2000. Inventory of coastal and marine Important Bird Areas in the Baltic Sea. *BirdLife International*, Cambridge, Reino Unido.
- Soerensen, H. C; Hansen, L. K.; Hammarlund, K. y Larsen, J. H., 2002. Experience with and strategies for public involvement in offshore wind. En: *International Journal of Environment and Sustainable Development (IJESD)*, Vol. 1, Número 4.
- Stewart, G. B.; Coles, C. F. y Pullin, A. S., 2004. *Effects of Wind Turbines on Bird Abundance*. Systematic Review nro. 4. Centre for Evidence-based Conservation, Birmingham, Reino Unido.
- Sterner, D.; Orloff, S. y Spiegel, L., 2007. Wind turbine collision research in the United States. En: Lucas, M.; Janss, G. F. E. y Ferrer, M. (eds), *Birds and Wind Farms. Risk Assessment and Mitigation*. Quercus, Madrid, España.
- Sustainable Development Commission, 2005. *Wind power in the UK. A guide to the key issues surrounding onshore wind power development in the UK*. Véase www.sd-commission.org.uk/publications/downloads/Wind_Energy-NovRev2005.pdf.
- Teilmann, J.; Tougaard, J. y Carstensen, J., 2006a. *Summary on harbour porpoise monitoring 1999–2006 around Nysted and Horns Rev Offshore Wind Farms*. Informe para Energi E2 A/S y Vattenfall A/S. Ministerio de Medio Ambiente, Dinamarca.
- Teilmann, J.; Tougaard, J.; Carstensen, J.; Dietz, R. y Tougaard, S., 2006b. *Summary on harbour porpoise monitoring 1999–2005 around Nysted and Horns Rev Offshore Wind Farms*. Informe técnico para Energi E2 A/S y Vattenfall A/S. Ministerio de Medio Ambiente, Dinamarca.
- TENNET, 2005. *System integration wind power*, ref MR 05-373, 22-11-2005. Disponible en: www.tennet.org/tennet/publicaties/technische_publicaties/overige_publicaties/060907_rapportage_systeemintegratie_

windvermogen.aspx [último acceso el 16 de abril de 2009].

Thelander, C. G. y Smallwood, K. S., 2007. The Altamont Pass Wind Resource Area's effects on birds: A case history. En: de Lucas, M.; Janss, G. F. E. y Ferrer, M. (eds), *Birds and Wind Farms. Risk Assessment and Mitigation*. Quercus, Madrid.

Troen, I. y Petersen, E. L., 1989. *European Wind Atlas*. Laboratorio Nacional de Risø, Dinamarca.

Universidad de Newcastle, 2002. *Visual Assessment of Windfarms Best Practice. Scottish Natural Heritage Commissioned Report F01AA303A*. Véase <http://wales.gov.uk/desh/research/planning/renewableenergy/appfge.pdf?lang=en>

Van den Berg G. P., 2004. Effects of the wind profile at night on wind turbine sound. *Journal of Sound and Vibration*, 277 (2004), 955–970.

Van Hulle, F.; le Bot, S.; Cabooter, Y.; Soens, J.; van Lancker, V.; Deleu, S.; Henriët, J. P.; Palmers, G.; Dewilde, L.; Driesen, J.; van Roy, P. y Belmans, R., 2004. *Optimal offshore wind energy developments in Belgium*. Servicio Belga de Planificación Pública, Política Científica, Bruselas

Winkelmeier H. y Geistlinger, B., 2004. *Development of information base regarding potentials and the necessary technical, legal and socio-economic conditions for expanding wind energy in the Alpine Space*. Alpine Windharvest Report Series. Alpine Windharvest Partnership Network Report No.A/I-2/3.1./5.

Winkelman, J. E., 1992. *De invloed van de SEP-proefwindcentrale te Oosterbierum (Fr.) op vogels. 1: aanvaaringsslachtoffers*. RIN-rapport 92/2. DLO Instituut voor Bos- en Natuuronderzoek, Arnhem, Países Bajos

WBGU, 2003. Consejo Consultivo alemán sobre cambio global, World in Transition - Towards Sustainable Energy Systems.

Enlaces de interés:

- www.gwec.net/index.php?id=11
- www.windpower.org/composite-1459.htm
- www.ens.dk/graphics/Publikationer/Havvindmoeller/Fremtidens_havmoelleplaceringer_-_2025/index.htm
- www.windpower.org/en/environmentandplanning.htm Corine, 2000, Corine Land Cover Part One - Methodology Technical report No 40
- www.airtricity.com/international/wind_farms/supergrid/
- www.abb.com/hvdc
- www.energyblueprint.info/

Anexo 1 Lista de abreviaturas

| | |
|----------|---|
| AEMA | Agencia Europea de Medio Ambiente |
| AEWA | Acuerdo sobre la conservación de las aves acuáticas migratorias afroeurasiáticas |
| ACCOBAMS | Acuerdo sobre la conservación de cetáceos en el mar Negro, el mar Mediterráneo y la zona contigua del Atlántico |
| ASCOBANS | Acuerdo para la conservación de pequeños cetáceos del mar Báltico, Atlántico Noreste, mar de Irlanda y mar del Norte |
| BWEA | Asociación Británica de Energía Eólica (<i>British Wind Energy Association</i>) |
| CDDA | Base de datos común sobre áreas designadas |
| CE | Comisión Europea |
| CLC | Cobertura y usos del suelo Corine |
| Corine | Nombre del programa que desarrolló el mapa de cobertura y usos del suelo Corine |
| DMA | Directiva Marco del Agua |
| DOWEC | Convertidor de energía eólica en el mar holandés |
| EAE | Evaluación Ambiental Estratégica |
| EIA | Evaluación del Impacto Ambiental |
| ECMWF | Centro Europeo de Previsiones Meteorológicas a Medio Plazo (<i>European Centre for Medium-Range Weather Forecast</i>) |
| ECN | Centro de investigación energética de los Países Bajos |
| ENTSO | Red Europea de Gestores de Redes de Transporte (<i>European network of transmissions system operators</i>) |
| ERA-40 | Reanálisis de 40 años del ECMWF |
| EREC | Consejo Europeo de Energías Renovables |
| ESRI | Empresa de servicios y de desarrollo de software que proporciona SIG |
| EWEA | Asociación Europea de la Energía Eólica |
| GLC | Cobertura de Suelo Mundial (<i>Global land cover</i>) |
| GWEC | Consejo Mundial de la Energía Eólica (<i>Global wind Energy Council</i>) |
| HELCOM | Comisión de Helsinki – Comisión para la protección del medio ambiente marino del mar Báltico |
| IBA | Áreas importantes para la conservación de aves (<i>Important bird areas</i>) |
| IPCC | Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático |
| MARS | Sistema de Archivo y Recuperación de Información Meteorológica Natura 2000 |
| MSFD | Directiva Marco sobre Estrategia Marina |
| NCAR | Centro Nacional de Investigación Atmosférica, EE.UU. (<i>National Centre for Atmospheric Research</i>) |
| NCEP | Centro Nacional de Predicción Ambiental, EE.UU. (<i>National Centre for Environmental Prediction</i>) |
| NGDC | Centro Nacional de Datos Geofísicos (<i>National Geophysical Data Centre</i>) |
| NOAA | Administración Nacional Oceánica y Atmosférica, EE.UU. (<i>National Oceanic & Atmospheric Administration</i>) |
| O&M | Operación y mantenimiento |
| OSPAR | Convenio sobre la protección del medio marino del Atlántico nordeste |
| PRIMES | Un sistema de modelización que simula una solución de equilibrio de mercado para la oferta y la demanda de energía en los Estados miembros de la Unión Europea (UE) |
| RICS | Real Instituto de Topógrafos Colegiados (<i>Royal Institute of Chartered Surveyors</i>) |
| SIG | Sistema de Información Geográfica |
| UE | Unión Europea |
| VLIZ | Instituto Marino de Flandes (<i>Vlaams Instituut voor de Zee</i>) |
| WBGU | Consejo Consultivo alemán sobre el cambio global |
| ZEC | Zonas Especiales de Conservación |
| ZEE | Zonas económicas exclusivas |
| ZPE | Zonas de Protección Especial |

Anexo 2 Clases Corine de cobertura y usos del suelo y *ratio* de conversión de la altura del buje

Tabla A1.1 *Ratio* media de conversión de la altura del buje utilizada en las 15 clases Corine de cobertura y usos del suelo

| Número de clase del CLC | <i>Ratio</i> media | Código CLC y etiqueta de Nivel 3 |
|-------------------------------|--------------------|--|
| CL-1 | 1,91 | 111 Tejido urbano continuo |
| | | 112 Tejido urbano discontinuo |
| | | 121 Zonas industriales o comerciales |
| | | 141 Zonas verdes urbanas |
| | | 142 Instalaciones deportivas y recreativas |
| CL-2 | 1,64 | 122 Redes viarias y ferroviarias y terrenos asociados |
| | | 123 Zonas portuarias |
| CL-3 | 1,32 | 124 Aeropuertos |
| | | 131 Zonas de extracción minera |
| CL-4 | 1,43 | 132 Escombreras y vertederos |
| | | 133 Zonas en construcción |
| CL-5 | 1,52 | 211 Tierras de labor en secano |
| | | 212 Terrenos regados permanentemente |
| | | 213 Arrozales |
| CL-6 | 1,47 | 221 Viñedos |
| | | 222 Frutales y plantaciones de bayas |
| | | 223 Olivares |
| CL-7 | 1,51 | 231 Prados y praderas |
| | | 241 Cultivos anuales asociados con cultivos permanentes |
| | | 242 Mosaicos de cultivos |
| | | 243 Terrenos principalmente agrícolas con importantes espacios de vegetación natural y seminatural |
| CL-8 | 1,85 | 244 Sistemas agro-forestales |
| | | 311 Bosques de frondosas |
| | | 312 Bosques de coníferas |
| CL-9 | 1,33 | 313 Bosque mixto |
| | | 321 Pastizales naturales |
| | | 322 Landas y matorrales mesófilos |
| | | 323 Matorrales esclerófilos |
| CL-10 | 1,30 | 324 Matorral boscoso de transición |
| | | 331 Playas, dunas, arenales |
| CL-11 | 1,30 | 332 Roquedo |
| | | 333 Espacios con vegetación escasa |
| CL-12 | 1,24 | 334 Zonas quemadas |
| | | 335 Glaciares y nieves permanentes |
| | | 411 Humedales y zonas pantanosas |
| CL-13 | 1,34 | 412 Turberas y prados turbosos |
| | | 421 Marismas |
| | | 422 Salinas |
| | | 423 Zonas llanas intermareales |
| CL-14 | 1,21 | 511 Cursos de agua |
| | | 521 Lagunas costeras |
| | | 522 Estuarios |
| CL-15 | 1,21 | 523 Mares y océanos |
| | | 512 Láminas de agua |
| Sin datos CLC, ver Tabla A1.2 | | Noruega/Suiza/Turquía |
| | 1,23 | Zonas marinas |

Fuente: AEMA, 2008.

Tabla A1.2 Clases de Cobertura de Suelo Mundial (GLC) reclasificadas a clases de rugosidad en base a la tabla de clasificación del viento CLC 2000

| Nº | Clase GLC Mundial (según la terminología del Sistema de Clasificación de la Cobertura del Suelo) | Clase de rugosidad |
|----|---|--------------------|
| 1 | Cobertura arbórea, frondosa, perenne, con > 15% de cobertura arbórea, altura de los árboles > 3 m | CL-8 |
| 2 | Cobertura arbórea, frondosa, caduca, cerrada | CL-8 |
| 3 | Cobertura arbórea, frondosa, caduca, abierta, con 15-40% de cobertura arbórea | CL-8 |
| 4 | Cobertura arbórea, conífera, perenne | CL-8 |
| 5 | Cobertura arbórea, conífera, caduca | CL-8 |
| 6 | Cobertura arbórea, tipo variado de hoja | CL-8 |
| 7 | Cobertura arbórea, regularmente inundada, agua dulce (y salobre) | CL-8 |
| 8 | Cobertura arbórea, regularmente inundada, agua salina, con variación diaria del nivel del agua | CL-8 |
| 9 | Mosaico: cobertura arbórea/otra vegetación natural | CL-9 |
| 10 | Cobertura arbórea, quemada | CL-1 |
| 11 | Cobertura arbustiva, cerrada-abierta, perenne | CL-9 |
| 12 | Cobertura arbustiva, cerrada-abierta, caduca | CL-9 |
| 13 | Cobertura herbácea, cerrada-abierta | CL-9 |
| 14 | Cobertura herbácea escasa o cobertura arbustiva escasa | CL-11 |
| 15 | Regularmente inundada y/o cobertura herbácea | CL-13 |
| 16 | Zonas cultivadas y gestionadas | CL-7 |
| 17 | Mosaico: tierras de cultivo/cobertura arbórea/otra vegetación natural | CL-7 |
| 18 | Mosaico: tierras de cultivo/cobertura arbustiva o herbácea | CL-7 |
| 19 | Zonas desnudas | CL-11 |
| 20 | Láminas de agua (naturales y artificiales) | CL-15 |
| 21 | Nieve y hielo (natural y artificial) | CL-12 |
| 22 | Superficies artificiales y zonas asociadas | CL-1 |

Fuente: AEMA, 2008.

Anexo 3 Introducción a las restricciones ambientales y sociales

Aspectos relativos a la biodiversidad

Introducción

La sustitución del uso de combustibles fósiles por el de energía eólica ofrece claros beneficios ambientales. La energía eólica básicamente no contamina y la reducción de las emisiones de dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero ayuda a limitar el cambio climático y los riesgos asociados para la biodiversidad. Sin embargo, el reciente desarrollo del uso de la energía eólica ha generado cierta preocupación sobre efectos adversos en aves y otras especies de flora y fauna, teniéndose en cuenta factores como la colisión con los rotores o la exclusión propiciada en zonas óptimas de alimentación. Así pues, el reto consiste en cumplir los objetivos de promoción del uso de la energía eólica de forma que se minimice el impacto negativo sobre estos componentes de la biodiversidad.

A nivel de la UE existe un sólido marco legislativo ambiental para ayudar a reconciliar el desarrollo del uso de la energía eólica con la conservación de la naturaleza. Las Directivas de Aves y Hábitats (CE, 1992; CE, 1979) proporcionan un marco para la conservación de especies y hábitats de interés, incluida la designación de Zonas de Protección Especial (ZPE) y Zonas Especiales de Conservación (ZEC) bajo la red Natura 2000. Cualquier desarrollo que pueda tener un efecto adverso significativo en estas zonas debe ser objeto de una pertinente evaluación del impacto. Si la evaluación llega a la conclusión de que habrá riesgo para los valores naturales o una alteración significativa de los mismos, el desarrollo sólo puede continuar si hay soluciones alternativas, si tiene interés público primordial y si se proporcionan medidas compensatorias.

Otros convenios internacionales sobre la protección de la flora y la fauna atribuyen responsabilidades a los signatarios. Entre estos instrumentos se incluyen el Convenio sobre la conservación de las especies migratorias de la fauna silvestre (Convenio de Bonn) y otros acuerdos firmados bajo su auspicio: el Acuerdo sobre la conservación de las aves acuáticas migratorias afroeurasiáticas (AEWA), el Acuerdo sobre la conservación de las poblaciones de murciélagos europeos (Eurobats), el Acuerdo para la conservación de pequeños cetáceos del mar Báltico, Atlántico Noreste, mar de Irlanda y mar del Norte (ASCOBANS) y el Acuerdo sobre la conservación de cetáceos en el mar Negro, mar Mediterráneo y zona contigua del Atlántico (ACCOBAMS). También se incluyen el Convenio relativo a la conservación de la vida silvestre y del medio natural

en Europa (Convenio de Berna), la Directiva de la UE (CE, 2000) (la Directiva Marco del Agua – DMA), el Convenio de Ramsar sobre humedales, el Convenio OSPAR y el Convenio sobre la protección del medio marino de la zona del mar Báltico (Convenio de Helsinki).

La Directiva Marco sobre Estrategia Marina (MSFD) (CE, 2008e), que entró en vigor en 2008, exige a los Estados miembros de la UE que garanticen que sus aguas marinas alcanzarán un «buen estado ambiental» para el año 2020. Junto con la DMA, la MSFD proporciona un marco legal general para el desarrollo y la aplicación de la gestión marina. En este contexto, los Estados miembros pueden tener en cuenta los parques eólicos marinos en su evaluación general de las presiones y los impactos sobre el medio marino.

Impacto de los parques eólicos en la biodiversidad

Visión general de posibles impactos

Un examen del material publicado al respecto sugiere varios posibles problemas que pueden agruparse del siguiente modo:

Riesgo de colisión. Las aves y los murciélagos pueden chocar con los rotores, las torres y las góndolas, así como con estructuras asociadas, como cables y mástiles meteorológicos. Hay pruebas de aves golpeadas debido a la estela que se crea detrás de las inmensas palas de los rotores (Winkelman, 1992). Con algunas notables excepciones, la mayoría de los estudios han registrado unos niveles relativamente bajos de mortalidad por colisión, pero la mayor parte de ellos se basaban únicamente en los cadáveres encontrados, un método que puede subestimar la mortalidad.

Efecto barrera. Se cree que los parques eólicos obligan a las aves a cambiar su dirección de vuelo, tanto durante las migraciones como durante sus vuelos habituales. Si esto es o no un problema dependerá de aspectos tales como las dimensiones del parque eólico, la distancia entre sus aerogeneradores, la amplitud del desplazamiento de las aves voladoras de la zona, su capacidad para compensar el gasto adicional de energía y el grado de interrupción de la conexión entre, por ejemplo, los lugares de reposo y de alimentación.

Desplazamiento. Las aves y los mamíferos marinos pueden verse desplazados de las zonas con parques eólicos y sus alrededores debido al impacto visual, ruido y vibraciones. También se pueden producir alteraciones a consecuencia del aumento de la actividad

humana durante las obras de construcción y las visitas de mantenimiento, sobre todo en los parques eólicos marinos, y de las mejoras en las infraestructuras para facilitar el acceso. La magnitud y el grado de esas alteraciones determinan la importancia del impacto, junto con la disponibilidad y características de otros hábitats que puedan acoger a los animales desplazados. Puede producirse una habituación, sobre todo en el caso de las aves y los mamíferos residentes, pero en varios casos se ha demostrado que los impactos persisten o empeoran con el paso del tiempo (Stewart et al., 2004).

Pérdida o alteración de hábitats. La magnitud de la pérdida directa de hábitats resultante de la construcción de un parque eólico e infraestructuras asociadas depende de la envergadura del proyecto. Generalmente esa pérdida es pequeña, aunque los efectos pueden ser más generalizados allí donde los desarrollos afectan a patrones hidrológicos o procesos geomorfológicos. Es probable que las pérdidas sólo sean significativas si el hábitat es raro o si el emplazamiento está dentro de una zona reconocida de importancia nacional o internacional para la biodiversidad. La afección directa de un lugar puede suponer la pérdida efectiva de hábitats por desplazamiento y además podría ocurrir que la mejora de las infraestructuras propicie otras actividades económicas que conduzcan a una mayor pérdida de hábitats.

Efectos positivos. Los beneficios más importantes de sustituir el uso de los combustibles fósiles por el de la energía eólica derivan obviamente de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. La discusión de los efectos del cambio climático sobre la biodiversidad y la medida en que un desarrollo del uso de la energía eólica puede ayudar a contrarrestar estos efectos queda fuera del alcance de este estudio. Sin embargo, hay también beneficios más directos:

- los parques eólicos pueden servir paradójicamente como refugios si no se permite la pesca o la caza dentro de la zona donde se sitúan.
- el desarrollo de parques eólicos puede aliviar otras presiones, como las actividades militares, las recreativas o la urbanización.
- las estructuras de los parques eólicos marinos pueden servir de arrecifes artificiales, aumentando la diversidad estructural y permitiendo aumentar la riqueza de especies; esto también puede proporcionar nuevas posibilidades de alimentación a las aves y los mamíferos marinos.
- los cambios en la gestión del suelo del entorno de los aerogeneradores, incluida la interrupción de algunas formas de agricultura, pueden beneficiar a ciertos organismos, como las aves.

Importancia de los impactos y los efectos acumulativos

Es imprescindible evaluar la importancia de los posibles impactos en términos de poblaciones biológicas.

Los efectos locales inmediatos, como la muerte de especímenes de un murciélago concreto debido a colisiones o la exclusión de 2.000 patos marinos de su zona de alimentación, deben analizarse obviamente con perspectiva poblacional. En el caso de los efectos subletales, se debería intentar cuantificar el impacto en términos de reducción de la adecuación o de cambios demográficos, el denominador común de estos efectos. Se trata de una tarea compleja y en gran parte teórica, que implica cuantificar cada uno de los diferentes elementos de los modelos, como se muestra en la figura A3.1.

La pérdida de uno o más individuos tiene consecuencias muy diferentes para una población dada según su tamaño y de sus tasas demográficas. Las simulaciones han mostrado que se pueden producir disminuciones significativas del tamaño de las poblaciones de aves y murciélagos por aumentos relativamente pequeños (0,1%) de las tasas de mortalidad anuales, dado que estos aumentos son aditivos (no se compensan por una reducción de la mortalidad por otros factores) y no se regulan por mecanismos demográficos dependientes de la densidad y las tasas de reproducción (Hötker et al., 2004). En muchas especies, sin embargo, se aplica una cierta compensación de la mortalidad y de los mecanismos naturales de dependencia de la densidad. Desholm (2006) sugiere el uso de un 'índice de vulnerabilidad ambiental', compuesto por la abundancia y por un indicador de vulnerabilidad demográfica, para identificar las especies de aves más sensibles.

Los efectos acumulativos pueden surgir cuando hay varios parques eólicos en una zona o a lo largo del corredor de una ruta migratoria, o bien como resultado de los impactos combinados de parques eólicos y otros tipos de usos del suelo. La pregunta clave es: ¿a partir de qué punto la pérdida acumulada de hábitats (incluida la pérdida efectiva de hábitats debido a la exclusión), el aumento en el gasto de energía inducido por efectos barrera y la mortalidad por colisión, actuando de forma conjunta, tienen un impacto significativo sobre las poblaciones? Convertir las diferentes mediciones del posible impacto a un denominador común, como los cambios en las tasas demográficas o la densidad de población, se hace, pues, aún más importante al comparar o combinar los impactos de diferentes factores naturales y antropogénicos. Abordar esta cuestión clave no es sencillo, y es posible que pueda considerarse de forma más efectiva a nivel estratégico, de ahí que se crea conveniente una Evaluación Ambiental Estratégica.

Impacto de los parques eólicos sobre grupos de especies seleccionadas

Impacto en las aves

Las aves son el componente de la biodiversidad al que obviamente más afecta directamente la mortalidad

provocada por los parques eólicos. La gran mayoría de los estudios que abordan estos impactos sobre la flora y la fauna se han centrado en las aves. Langston y Pullan (2003) y Drewitt y Langston (2006) han revisado estudios al respecto. Aunque las cuestiones básicas son las mismas, parece conveniente abordar por separado los casos de los parques eólicos terrestres y marinos.

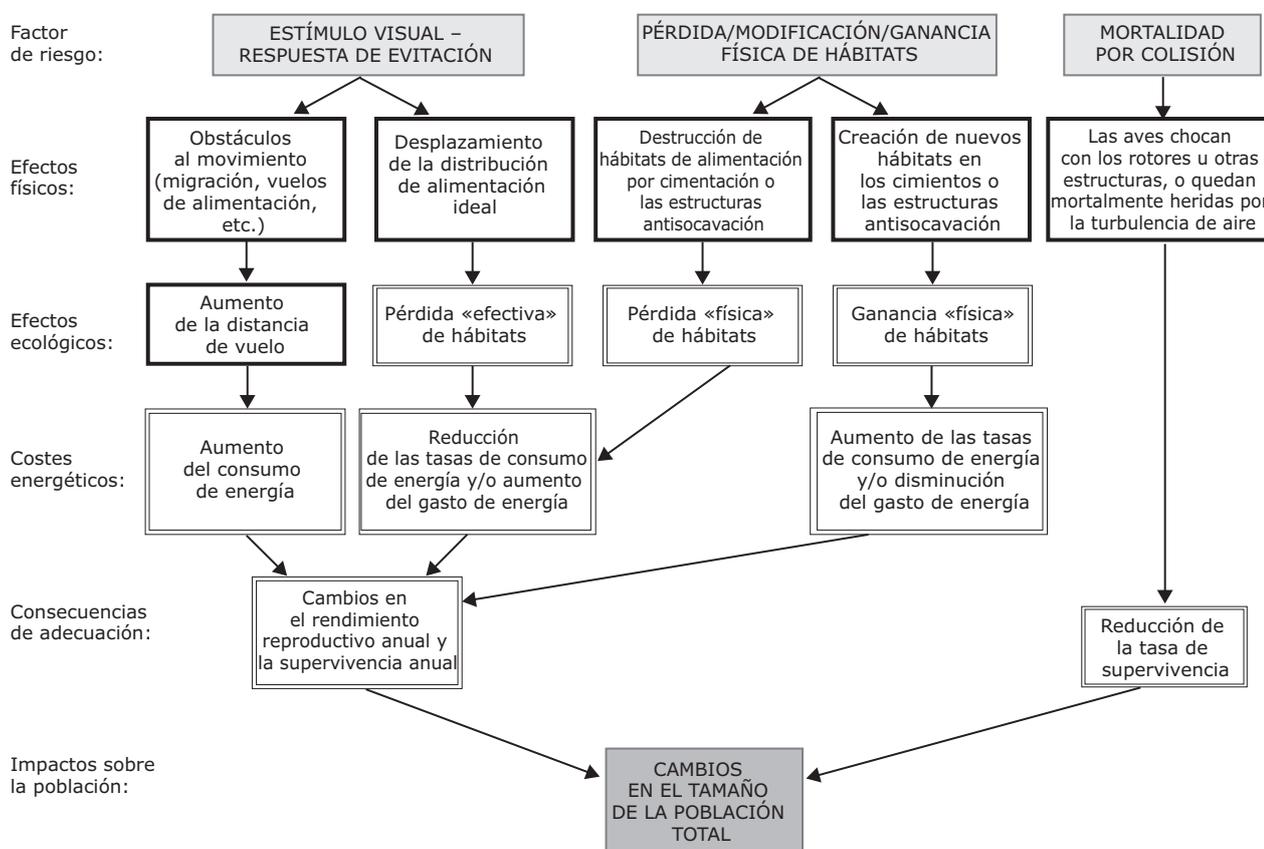
Parques eólicos terrestres

Con perspectiva biológica, la historia de los aerogeneradores modernos es corta y sólo se conoce un estudio suficientemente exhaustivo y de larga duración como para comprender los impactos en las poblaciones biológicas. Se trata del estudio del águila real en el Área de Recursos Eólicos del paso de Altamont, en la cordillera de la Costa de California, donde el uso moderno de la energía eólica empezó en la década de 1970. El número de aerogeneradores alcanzó su nivel más alto en 1993, cuando había ya 7.300 aerogeneradores en funcionamiento en un área de unos 150 km². Se estima que durante las dos últimas décadas en esta zona han muerto por colisión entre 35.000 y 100.000 aves,

incluyéndose entre 1.500 y 2.300 águilas reales (Thelander y Smallwood, 2007). Un modelo demográfico muestra que la población de águilas reales en Altamont está disminuyendo y que una parte de esa disminución se debe a la mortalidad por aerogeneradores (Hunt, 2002).

Otros estudios en zonas de montaña también han revelado un alto número de muertes por colisión, sobre todo en lugares donde se han construido extensos parques eólicos en ‘cuellos de botella topográficos’. Hay gran número de aves migratorias y locales que vuelan en zonas relativamente reducidas como es el caso de los pasos de montaña, o que utilizan los vientos ascendentes para impulsarse por encima de las crestas. En Navarra, España, se encontraron un total de 227 buitres leonados muertos en 13 parques eólicos en el período 2000-2002 (Lekuona y Ursúa, 2007). En un parque eólico especialmente mal ubicado con 33 aerogeneradores se estima que murieron 8 buitres por aerogenerador y año. No se elaboró un modelo demográfico, pero el número de víctimas mortales podría equivaler a una población reproductora total de aproximadamente 2.000 parejas en Navarra y 20.000 parejas en toda Europa.

Figura A3.1 Principales factores de riesgo para las aves derivados de la construcción de parques eólicos marinos



Nota: El diagrama describe los tres principales factores de riesgo estimados para las aves debidos a la construcción de parques eólicos marinos, mostrando sus efectos sobre aves, costes de energía y de adecuación de estos efectos, así como su impacto final a nivel de población. Los cuadros enmarcados con línea gruesa señalan los efectos potencialmente medibles. Los que tienen doble marco señalan los procesos que se considera necesario modelizar.

Fuente: Desholm, 2006.

La mayoría de los estudios sobre colisiones provocadas por aerogeneradores han registrado niveles relativamente bajos de mortalidad, reflejando quizás el hecho de que muchos de los parques estudiados están lejos de grandes concentraciones de aves. Sin embargo, la búsqueda de cadáveres de aves muertas subestima la mortalidad por colisión, sobre todo en el caso de aves pequeñas, ya que los cadáveres son rápidamente eliminados por carroñeros o pasan desapercibidos. Deberían aplicarse, pues, factores de corrección.

Una recopilación de pruebas hecha para el Ministerio Federal de Medio Ambiente de Alemania (Hötter et al., 2004) muestra que en casi la mitad de los parques eólicos estudiados el número de muertes fue inferior a un ave por aerogenerador y año. En algunos parques se registraron tasas de mortalidad superiores a 50 aves por aerogenerador al año. Los parques de alto riesgo estaban situados en crestas montañosas, donde principalmente morían aves rapaces, o cerca de humedales, donde las principales víctimas eran gaviotas. Las aves muertas por culpa de los aerogeneradores (como las águilas y los buitres) fueron principalmente aquellas que en los estudios de perturbaciones potenciales parecían no verse afectadas por los aerogeneradores, mientras que las aves que son fácilmente molestadas, como gansos y zancudas, mueren rara vez por culpa de los aerogeneradores.

Los efectos de las perturbaciones son variables y específicos en función de especies, estaciones y ubicaciones. En general, las aves reproductoras parecen verse menos afectadas que las que están alimentándose o reposando, aunque pocos estudios son concluyentes en esto. Algunos trabajos muestran cómo algunas zancudas nidificantes son desplazadas por los parques eólicos, aunque otros no concuerdan con esto. Estas aves, que a menudo viven muchos años, son fieles al lugar donde viven y manifiestan cómo su apego a un lugar concreto puede superar con creces casi cualquier posible cambio (el impacto puede no ser evidente hasta que nuevas generaciones reemplacen a las de sus antecesores). En el caso de las aves no reproductoras, se han visto importantes efectos negativos en las poblaciones locales de varias especies, como, por ejemplo, gansos y zancudas. Varios estudios fiables señalan efectos negativos a una distancia de hasta 600 m de los aerogeneradores, pero las distancias de desplazamiento varían en unos estudios y otros y pueden ser mucho menores, como por ejemplo de 100-200 m en un estudio danés sobre el ánsar piquicorto (Larsen y Madsen, 2000). En un parque eólico grande, incluso las zonas de exclusión relativamente pequeñas en torno a cada aerogenerador pueden traducirse en una gran área de exclusión o de uso reducido que suponga un efecto acumulativo importante. Es posible que las aves puedan habituarse a la presencia de estos parques con el tiempo, pero en general no hay pruebas de ello. También falta información crucial sobre las consecuencias del desplazamiento para la supervivencia y la fertilidad.

Entre las aves migratorias, las rapaces y otras especies diurnas a menudo se concentran a lo largo de estructuras geográficas lineales, como costas o valles, así como en penínsulas y estrechos pasajes marinos. Los parques eólicos ubicados en estos corredores migratorios pueden suponer un serio problema por riesgos de colisión y posibles efectos barrera, así como por el hecho de que las aves pueden reducir su altura de vuelo en estos lugares. En contraste, las aves migratorias nocturnas, como la mayoría de las paseriformes, migran a lo largo de un amplio frente que las hace menos vulnerables.

La altura del vuelo migratorio varía mucho entre especies y también depende de factores como el tiempo atmosférico (velocidad y dirección del viento, temperatura y humedad del aire), la hora del día y la topografía. La mayoría de las migraciones nocturnas de las paseriformes tienen lugar muy por encima de la altura de los aerogeneradores, pero en condiciones climatológicas adversas, como cuando llueve, hay niebla o fuertes vientos y la visibilidad es mala, la capacidad de las aves de controlar sus maniobras de vuelo se reduce y la altura de migración tiende a ser mucho menor, aumentando el riesgo de colisión.

Los movimientos diarios de zancudas y patos entre las zonas de alimentación y de reposo tienen lugar en territorios costeros, a menudo de noche, y la altura de vuelo de estos movimientos a menudo coincide con la altura de los rotores (Dirksen et al., 2007). Los parques eólicos en tales zonas, como, por ejemplo, una fila de aerogeneradores colocados a lo largo de un dique, pueden cortar esos corredores de vuelo, con riesgo de colisión relativamente alto, lo que no ocurriría sin ese obstáculo. En Zeebrugge, Bélgica, se registró una alta mortalidad entre charranes que tenían que atravesar una línea de aerogeneradores, situada entre sus zonas de anidamiento y de alimentación. Dependiendo de las especies, la probabilidad de colisión se ha estimado en 0,046-0,118% para los vuelos que tengan lugar hacia la altura de los rotores y del 0,005-0,030% para todos los vuelos (Everaert y Stienen, 2006).

Parques eólicos marinos

La información sobre la mortalidad por colisión en los parques eólicos marinos es muy limitada, sobre todo por la evidente dificultad para detectar colisiones en el mar. Es urgente mejorar los métodos para controlar los movimientos de las aves y para medir las colisiones y su comportamiento de 'evitación'. Una técnica usada actualmente se basa en imágenes termales y de radar, que permiten modelizar el número de muertes a partir de:

- el número de aves que pasan por el área en cuestión.
- la proporción de aves que entran en la zona del parque eólico.
- la proporción de aves que vuelan a la altura de los rotores.

- la proporción de aves que vuelan dentro del alcance horizontal de las palas de los rotores.
- el comportamiento de evitación en cada uno de los niveles anteriores.
- la probabilidad de que las aves atraviesen la zona de alcance de los rotores sin ser golpeadas. (Desholm, 2006; Desholm *et al.*, 2006).

Esta modelización se ha aplicado al parque eólico marino de Nysted, en Dinamarca, donde se han levantado 72 aerogeneradores en una zona atravesada por unos 240.000 eideres comunes en su migración otoñal. La tasa de colisión estimada para estas aves es sólo 0,7 por aerogenerador cada año debido a los movimientos de evitación para las situaciones descritas antes. La mayoría de las bandadas de eideres empiezan a desviar su trayectoria de vuelo hasta 3 km antes del parque durante el día y a menos de 1 km por la noche, evitando completamente el obstáculo. Los que entran en el parque eólico disminuyen su altura de vuelo para pasar por debajo de las palas de los rotores, vuelan bajo a través de los corredores entre los aerogeneradores y tienden a reducir al mínimo el número de filas de aerogeneradores que tienen que cruzar, tomando la ruta más corta para salir del parque. Las posibles consecuencias de adecuación del gasto adicional de energía que ello supone siguen sin ser estudiadas. El riesgo de colisión ciertamente es específico de cada especie y varía de un parque eólico a otro.

Por los parques eólicos marinos pasan otras especies que no son aves marinas. Cada año, varios cientos de millones de aves de aproximadamente 250 especies cruzan el mar del Norte y el Báltico en el trayecto entre sus zonas de reproducción y de invernación. Mediante las técnicas antes mencionadas junto con observaciones directas y acústicas, Hüppop *et al.* (2006) estimaron que casi la mitad de las aves que cruzan el golfo de Helgoland vuelan a alturas que suponen riesgo de colisión con aerogeneradores. Las aves migratorias normalmente son capaces de evitar obstáculos incluso de noche, pero, con mala visibilidad, las paseriformes en especial se sienten atraídas por los obstáculos marinos iluminados, y un gran número de ellas puede acabar chocando con estos obstáculos. Un amplio abanico de estructuras iluminadas, incluidos los faros, pueden provocar este fenómeno en tierra (Comisión de Energía de California, 1995; Erickson *et al.*, 2001), aunque probablemente se alcancen valores considerables de mortalidad sólo unas pocas noches por año. Modificar la iluminación de continua a intermitente puede reducir el riesgo de colisión.

El comportamiento de evitación de algunas aves marinas reduce la mortalidad por colisión, pero también puede causar una pérdida de hábitat 'utilizable' si los parques eólicos se colocan en áreas de alimentación en zonas marinas con poca profundidad (< 20 m). Estudios sobre parques eólicos daneses en Tunø Knob y Horns Rev

muestran un descenso del número de eideres y negrones comunes en los años inmediatamente posteriores a su construcción (Guillemette *et al.*, 1998; Guillemette *et al.*, 1999; Petersen *et al.*, 2006; Petersen y Fox, 2007). Al cabo de unos años, el número de eideres en Tunø Knob aumentó, pero en 2006, cuatro años después de la finalización del parque eólico de Horns Rev, los negrones comunes todavía no vivían en el área del parque eólico. A principios de 2007, los negrones invernantes empezaron a alimentarse en el interior de la zona, lo que indica que la acomodación puede tener lugar tras un cierto tiempo. Otro grupo de aves, los colimbos, todavía evitaban la zona del parque eólico. Los cambios de distribución de los recursos alimentarios actúan como una 'variable de confusión', debido, quizás a que los aerogeneradores podrían afectar la hidrología y el transporte de sedimentos, generando cambios en los fondos marinos blandos.

Impacto sobre otros grupos de especies

Murciélagos

Se tiene constancia de la muerte de murciélagos en parques eólicos desde principios de la década de 1960. Sin embargo, su alcance no está bien documentado, a pesar de que en algunas zonas estas colisiones pueden ser más frecuentes que las de las aves. Los efectos de perturbación y otros efectos no letales se supone que son de menor importancia en comparación con la mortalidad directa (Brinkmann y Schauer-Weissahn, 2006). Hötter *et al.* (2004) recopilaron datos de 12 estudios cuantitativos que mostraban unas tasas de colisión de entre 0 y 50 murciélagos por aerogenerador y año (un promedio de 1,6). El número de muertes es probable que se haya subestimado, ya que los murciélagos muertos son más difíciles de encontrar que las aves. Utilizando factores de corrección para la eficiencia de búsqueda y la eliminación de cadáveres por parte de animales carroñeros, Brinkmann y Schauer-Weissahn (2006) estimaron una media de 16,4 murciélagos muertos por aerogenerador y año en 16 lugares estudiados en el suroeste de Alemania.

Esto afecta a muchas especies diferentes de murciélago, pero las especies solitarias que descansan en los árboles y las que viajan largas distancias parecen ser las que corren un mayor peligro. En algunas de estas especies no se puede descartar un importante impacto demográfico (Sturner *et al.*, 2007). La mayoría de las muertes se producen a finales de verano y en otoño, en el período de dispersión y migración. Un supuesto habitual es que los murciélagos utilizan la ecolocación para evitar los aerogeneradores, pero por motivos de ahorro de energía puede ser que los murciélagos no la usen cuando recorren grandes distancias en zonas abiertas (Keeley *et al.*, 2001). Las tasas de colisión más altas se registraron, no obstante, en parques eólicos cerca de bosques, aunque también se tiene constancia

de colisiones de murciélagos con aerogeneradores en zonas abiertas e incluso en parques eólicos marinos. Las especies que viven en grietas parecen ser las víctimas menos habituales, aunque quizá los parques eólicos no deberían ubicarse cerca de hibernáculos importantes, con grandes cantidades de murciélagos que salen en busca de comida antes y después de la hibernación.

Animales marinos

Los mamíferos marinos (focas y cetáceos) pueden verse afectados por los parques eólicos marinos de varias formas. Durante la fase de construcción, el ruido y las vibraciones del hincado de pilotes y otros trabajos pueden excluir a los animales en extensas zonas. La energía disipada en el hincado de pilotes es con seguridad suficientemente alta como para afectar al sentido del oído de marsopas y focas de zonas circundantes (OSPAR, 2004). Cuando los aerogeneradores se ponen en funcionamiento siguen emitiéndose sonidos y vibraciones a la masa de agua, alterando posiblemente el comportamiento de comunicación y de búsqueda de comida de los animales. Las marsopas comunes y otros cetáceos dependen en gran medida de la ecolocación para orientarse y buscar comida, pero las frecuencias que utilizan están muy por encima de las frecuencias emitidas por los aerogeneradores, siendo improbable que eso altere sus sistemas sónico. La transmisión de electricidad a través de cables dentro del parque eólico y hasta la orilla genera campos electromagnéticos artificiales que pueden interferir con los sistemas de orientación de corto y largo alcance. Dichos sistemas pueden ser utilizados por cetáceos y algunos peces, pero los efectos podrían ser especialmente pronunciados en los elasmobranchios (tiburones y rayas), muy sensibles a los campos magnéticos. Excepto en un radio de unos cuantos metros alrededor de los cables y otros dispositivos, la fuerza del campo es, no obstante, muy inferior a la del campo geomagnético de la Tierra. Los estudios realizados en el parque eólico marino de Nysted no revelaron ningún efecto de la corriente alterna de 132 kV sobre los patrones generales de distribución o migración de los peces en los alrededores del cable de transmisión (EnergiE2, 2004).

El seguimiento de focas en los parques eólicos de Nysted y Horns Rev mostró que el hincado de pilotes expulsó temporalmente a los animales de la zona del parque eólico (Teilmann *et al.*, 2006b). Más tarde, en la fase de construcción y durante el funcionamiento de los aerogeneradores, la abundancia de focas en la zona no se vio afectada. Ambos parques eólicos forman parte de zonas mucho más extensas utilizadas por las focas, y todas sus zonas de descanso están como mínimo a 4-5 km de los parques eólicos. En las mismas zonas se hizo un seguimiento de las marsopas comunes, principalmente mediante detectores de sonido automáticos. En ambos parques eólicos se observó un efecto considerable, aunque de corta duración, del

hincado de pilotes. En Horns Rev, se constató una ligera disminución de la abundancia de marsopas durante la construcción, pero ningún efecto durante el funcionamiento de los aerogeneradores. En Nysted, se descubrió un claro descenso durante la construcción y el funcionamiento de los aerogeneradores, y este efecto todavía perduraba tras dos años de funcionamiento de los aerogeneradores, aunque con indicios de una recuperación lenta y gradual (Teilmann *et al.*, 2006a).

Otras especies y hábitats marinos

La abundancia y la distribución de focas y marsopas pueden verse afectadas también por cambios en la distribución de sus recursos alimentarios. Las restricciones de pesca en la zona de los parques eólicos tienen un efecto que puede considerarse positivo sobre las poblaciones de peces y de animales bentónicos, pero los peces también pueden verse afectados por los mismos factores que potencialmente afectan a los mamíferos marinos. Además, se sabe que algunos peces son sensibles a sonidos de baja frecuencia (Popper y Carlson, 1998). Sin embargo, el principal impacto de los aerogeneradores sobre la biodiversidad marina probablemente sea el efecto arrecife, en el que la introducción de sustratos duros permite que nuevas especies se asienten en la zona. Esto puede alterar completamente las características de las comunidades biológicas y, como los filtradores dominan en la componente animal de las comunidades incrustantes, pueden, con su elevada biomasa, alterar la estructura biocenótica local e introducir una cierta producción secundaria extraordinaria (Petersen y Malm, 2006). La evaluación de este aspecto puede ser determinante en la evaluación de impacto ambiental de los parques eólicos marinos.

Identificación y elaboración de mapas de zonas sensibles

Las pruebas de que se dispone hoy sugieren que los lugares con un elevado uso por las aves, sobre todo por especies consideradas de interés para la conservación, en general no deberían utilizarse para el desarrollo de parques eólicos. Entre los hábitats con un alto riesgo de conflicto se incluyen los humedales, ciertas zonas arboladas, crestas montañosas y zonas muy utilizadas por aves rapaces y otras grandes especies planeadoras, zonas con una densa migración y lugares importantes para aves no reproductoras sensibles (las dos últimas categorías son válidas tanto en tierra como en mar). Es probable que los conflictos con murciélagos ocurran cerca de zonas boscosas y en las inmediaciones de grandes hibernáculos.

En la UE, los hibernáculos para murciélagos deberán ser designados como ZEC si son de importancia para especies que aparezcan en el Anexo II de la Directiva de Hábitats (CE, 1992). En el mar también pueden ser sensibles las zonas importantes de desove y reproducción, zonas cercanas a lugares conocidos de descanso de focas y zonas donde haya comunidades y tipos de hábitats marinos

poco comunes. Muchos de los lugares de posible conflicto están protegidos, por ejemplo mediante la red Natura 2000 o como Parques Nacionales, reservas naturales o zonas clave de Reservas de la Biosfera, mientras que otros no cuentan con ningún tipo de protección estricta.

Normalmente las autoridades nacionales y regionales disponen de mapas donde se muestran las ZPE, las ZEC y otras zonas protegidas, y a nivel de la UE se ha desarrollado un sistema de información geográfica para los sitios de Natura 2000. Sin embargo, aunque la aplicación de las Directivas de Hábitats y Aves requiere la designación de zonas marinas como parte de la Red Natura 2000, los avances a la hora de satisfacer este requisito han sido lentos y hasta ahora se han designado muy pocas zonas marinas lejos de la costa (Agencia Europea de Medio Ambiente, 2007). Está previsto que los Estados miembros completen el componente marino de Natura 2000 en 2010 y, en las zonas más allá de las aguas territoriales donde los Estados miembros tienen jurisdicción, también debe establecerse una red de zonas marinas protegidas de conformidad con los compromisos alcanzados en el Convenio sobre la diversidad biológica para el año 2012. La adopción de la Política Marítima Integrada (CE, 2007) ha dado nuevo impulso a varias iniciativas para elaborar mapas marinos tanto regionales (por ejemplo, BALANCE para el mar Báltico) como europeos, que finalmente pueden respaldar este propósito (la elaboración de mapas de sensibilidad). Además, varios sitios fuera de esta red de zonas protegidas pueden ser igualmente vulnerables, sobre todo a lo largo de importantes rutas de migración de aves y en el medio marino. Por otro lado, algunos desarrollos eólicos en ZEC pueden llevarse a cabo sin socavar los objetivos de conservación de esa zona (aunque todavía pueden resultar inaceptables por otros motivos, como restricciones paisajísticas o sociales).

Las rutas migratorias no son fáciles de definir, pues son dinámicas y están sujetas a ciertas variaciones, pero normalmente sí que se conocen los principales sitios que hacen de cuello de botella y en los que se concentran grandes cantidades de aves migratorias, como los pasos de montaña o los estrechos marítimos. Estas zonas a menudo no son designadas como ZPE, pero la mayoría de ellas están incluidas en la red de Áreas importantes para la conservación de aves (IBA) de Europa, es decir, zonas de importancia internacional para la conservación de aves identificadas en base a criterios estándar internacionalmente reconocidos (Heath y Evans, 2000). Así pues, en el caso de las aves, la identificación de posibles lugares de conflicto debería empezarse a partir de la lista de IBA y de zonas Ramsar y no a partir de la lista de ZPE. Los mapas de IBA están disponibles a través de la red de BirdLife International.

La mayoría de los países europeos tiene una importante laguna en lo relativo al medio marino más allá de la zona costera, sobre todo en ambientes a cierta distancia

de la costa, donde poco se ha avanzado para establecer nuevas zonas para la Red Natura 2000. En especial, la designación de zonas para pequeños cetáceos y otros mamíferos marinos parece todavía insuficiente, ya que la mayoría de ZEC marinas han sido designadas como tales por la presencia de arrecifes y de otros tipos de hábitats y no por la presencia de especies animales concretas. En el caso de las aves, inicialmente se identificaron IBA marinas y se produjeron mapas para el mar Báltico, el mar del Norte y el Canal de La Mancha (Durinck *et al.*, 1994; Skov *et al.*, 1995; Skov *et al.*, 2000). Garthe y Hüppop (2004) desarrollaron un Índice de Sensibilidad a los Parques Eólicos que cuantifica la vulnerabilidad de diferentes zonas en lo relativo a aves marinas y parques eólicos marinos; ambos aplicaron su índice al sector alemán del mar del Norte.

Estos mapas de zonas protegidas y otros lugares vulnerables pueden combinarse con mapas del potencial de uso de la energía eólica para facilitar una primera identificación de lugares aptos para el desarrollo del uso de esta energía y de zonas donde es probable que surjan conflictos. Debe insistirse en el hecho de que en la Directiva de Aves y de Hábitats no se prohíbe el desarrollo de parques eólicos en zonas de la Red Natura 2000, siempre que ese desarrollo tenga en cuenta los valores de conservación reconocidos. Sin embargo, los Estados miembros pueden introducir medidas más estrictas en virtud de esas Directivas, y en varios países los parques eólicos están, en la práctica, excluidos de las zonas de Natura 2000 y otras zonas designadas.

Como parte de la aplicación de la Directiva de Aves, Dinamarca originalmente designó 111 ZPE en 1983. La mayoría de las ZPE están situadas en tierra, pero la designación también incluía varias zonas costeras. No se incluyeron zonas marinas principalmente porque no había conocimiento de las áreas importantes para la conservación de aves lejos de la costa. En relación con los planes para desarrollar parques eólicos marinos en aguas danesas en la década de 1990, se llevaron a cabo varios estudios para identificar si se habían pasado por alto zonas marinas sensibles para la biodiversidad (con especial interés en las aves marinas) en aguas danesas. Estos estudios, que utilizaron aviones para examinar las zonas, llevaron al descubrimiento de varias zonas marinas de invernada muy importantes para aves marinas. En consecuencia, se designaron varias ZPE y ZEC marinas. En términos prácticos, las ZPE y ZEC de Dinamarca corresponden a «zonas donde el desarrollo de parques eólicos es incompatible con las prioridades de la conservación de la biodiversidad».

Medidas de mitigación y compensación

Como se ha descrito en las secciones anteriores, la ubicación adecuada de los parques eólicos será siempre el modo más eficiente de evitar impactos adversos sobre la biodiversidad. Si no se pueden evitar los efectos

negativos, deberían emplearse medidas adecuadas de mitigación para reducir o mitigar estos efectos. Los impactos adversos que no puedan mitigarse requieren medidas de compensación si el proyecto sigue adelante.

Medidas de mitigación

Las medidas de mitigación pueden dividirse en generales (mejores prácticas) y específicas del sitio. Ambas categorías, sin embargo, se solapan, y su aplicación debería basarse siempre en una evaluación de impacto ambiental (EIA) específica del sitio. La siguiente visión general de posibles medidas no es exhaustiva.

Configuración del parque eólico. La configuración más apropiada dependerá de los problemas específicos identificados en cada lugar y siempre deberá ser una solución de compromiso entre las consideraciones técnicas y las ambientales. En general, debería evitarse alinear los aerogeneradores perpendicularmente a la dirección principal de vuelo de las aves. Dependiendo de su ubicación, los aerogeneradores deberían colocarse tan juntos como técnicamente sea posible para minimizar su huella total. Alternativamente se pueden proporcionar corredores de vuelo de suficiente amplitud (alineados con las principales trayectorias de vuelo) entre los aerogeneradores o los grupos de aerogeneradores.

Diseño de los aerogeneradores y las estructuras asociadas. Las torres y las góndolas deberían diseñarse evitándose lugares de descanso de aves y murciélagos. Los cables de transmisión deberían instalarse bajo tierra siempre que fuera posible. En los lugares donde hay un alto riesgo de colisión debería aumentarse la visibilidad de las palas de los rotores mediante el uso, por ejemplo, de patrones de alto contraste, aunque esto puede resultar inaceptable en zonas de alto valor paisajístico. La iluminación debería reducirse al mínimo utilizando la intermitente en lugar de la continua (nuevas investigaciones pueden sacar a la luz recomendaciones más precisas con respecto a color y frecuencia). En los parques eólicos marinos deberían utilizarse superficies submarinas y material de protección contra la socavación que minimicen la colonización de organismos en los lugares en que no se desee el 'efecto arrecife'.

Minimización de las alteraciones. Las obras de construcción deberían programarse cuidadosamente evitando coincidir con períodos sensibles, como los períodos de reproducción o de muda. Los períodos de tiempo exactos dependen de las especies potencialmente afectadas. Deberían aplicarse prácticas laborales apropiadas para proteger los hábitats y las especies sensibles. Por ejemplo, el hincado de pilotes debería iniciarse de forma cuidadosa para permitir que las marsopas se alejen de la fuente de ruido. Durante el funcionamiento de los aerogeneradores, las alteraciones pueden minimizarse programando y trazando las rutas de los viajes de mantenimiento de forma cuidadosa.

Cese temporal de las operaciones. Se ha sugerido que los aerogeneradores deberían apagarse en momentos críticos del año, como durante las noches de elevada actividad migratoria (Hüppop *et al.*, 2006). Sin embargo, los beneficios para las aves pueden ser discutibles, ya que también chocan contra estructuras inmóviles y la eliminación de señales sonoras puede aumentar el riesgo de colisión (Langston y Pullan, 2003). En el caso de los murciélagos, los beneficios parecen más seguros, ya que no chocan contra los rotores parados (Kerns *et al.*, 2005).

Los planes de gestión de hábitats pueden reducir o evitar los cambios perjudiciales en los hábitats y proporcionar mejoras en los hábitats si es necesario. Sin embargo, la 'mejora de hábitats' dentro del parque eólico puede exigir otras medidas asociadas para evitar aumentar el riesgo de colisión si, por ejemplo, aumenta la densidad de organismos de presa. Sólo se deberían utilizar medidas de mitigación destinadas a impedir que las aves utilicen la zona de un parque eólico si la necesidad de evitar colisiones supera a cualquier efecto barrera o de desplazamiento.

Sean cuales sean las medidas de mitigación utilizadas, se debería aplicar un programa de seguimiento postdesarrollo para determinar su efectividad.

Compensación

La compensación debe ser un último recurso y sólo debetenerse en consideración si las medidas de mitigación no reducen los impactos adversos hasta un nivel aceptable. La compensación debería contrarrestar cualquier pérdida significativa de especies o hábitats o cualquier daño significativo sufrido por ellos, aunque puede resultar complicado, por ejemplo, lograr compensar la pérdida de hábitats marinos. Las medidas de compensación por la pérdida de hábitats deberían ofrecer hábitats similares en los alrededores de los parques eólicos teniendo en cuenta que no debe aumentarse el riesgo de colisión. Everaert y Stienen (2006) describen un ejemplo de hábitat de compensación mal ubicado. La compensación por la mortalidad debida a las colisiones puede implicar el desarrollo de planes de gestión de las especies para aumentar las poblaciones en otro lugar con el objetivo de contrarrestar (con creces) el aumento de la mortalidad debido a las colisiones. Si las zonas de Natura 2000 se ven afectadas, las medidas de compensación deben garantizar que se protege la coherencia global de la Red Natura 2000. Como ocurre con la mitigación, la efectividad de las medidas de compensación debería comprobarse mediante un programa de seguimiento.

Conclusiones

Como medida de mitigación del cambio climático, el uso de la energía eólica representa en general una contribución positiva global y a largo plazo para

preservar la biodiversidad. Además, en un contexto más local y a más corto plazo, el uso de la energía eólica puede beneficiar a la biodiversidad si no se permite la caza ni la pesca dentro de los parques eólicos y puede aliviar las presiones de las actividades recreativas y la urbanización sobre la flora y la fauna. No obstante, existe cierta preocupación respecto a los posibles efectos negativos sobre la flora y la fauna, sobre todo en lo relativo a las aves, los murciélagos y los mamíferos marinos, debido a la mortalidad por colisión, la pérdida de hábitats y otras alteraciones. Un mayor desarrollo del uso de la energía eólica es probable que haga aumentar el número de conflictos si no se presta la debida atención a las posibles restricciones impuestas por la biodiversidad a lo largo de todo el proceso de planificación y uso.

Las aves son el elemento de la biodiversidad que obviamente corre un mayor riesgo con los parques eólicos y, en consecuencia, la gran mayoría de los estudios se han centrado en ellas. Sin embargo, como los aerogeneradores modernos tienen una corta historia, se han llevado a cabo pocos estudios de larga duración. La mayoría de los estudios señalan una baja frecuencia de colisiones de aves en los parques eólicos terrestres y marinos, pero hay notables excepciones. Los parques eólicos en crestas montañosas y otras zonas frecuentadas por grandes aves rapaces (sobre todo águilas y buitres) pueden provocar cantidades insostenibles de mortalidad por colisión. Los humedales, las zonas costeras y las zonas de migración más concurridas son otras de las situaciones donde se ha registrado una elevada mortalidad por colisión. La importancia de la alteración y la pérdida de hábitats es todavía una cuestión no resuelta, como lo es la medida en que las aves se acostumbran a la presencia de los aerogeneradores.

Las muertes de murciélagos no están tan bien documentadas, pero las tasas de mortalidad por colisión pueden ser considerables cerca de bosques y en zonas con grandes hibernáculos, y no se puede descartar un impacto significativo sobre sus poblaciones.

Los mamíferos marinos se ven desplazados durante las obras de construcción, pero las pruebas existentes señalan que vuelven a ocupar gradualmente las zonas de los parques eólicos. El principal impacto sobre la biodiversidad marina probablemente deriva de la generación de sustratos duros en fondos marinos blandos (efecto arrecife), lo que permite que especies foráneas se asienten en la zona.

Las Evaluaciones Ambientales Estratégicas (EAE) que incluyen mapas de sensibilidad a nivel regional o nacional pueden identificar zonas prohibidas, zonas en las que se pueden producir conflictos y zonas en las que el desarrollo del uso de la energía eólica es poco probable que entre en conflicto con la conservación de la biodiversidad.

Aspectos sociales

La aceptación social es un aspecto clave a tener en cuenta al abordarse el desarrollo del uso de la energía eólica.

Este aspecto tiene en cuenta el impacto visual, el ruido y otros impactos percibidos por la población sobre el uso de la energía eólica.

Impacto visual

El impacto visual de los aerogeneradores en el paisaje es uno de los componentes más importantes de la oposición al uso moderno de la energía eólica. Este impacto refiere sobre todo al efecto de la ubicación de aerogeneradores sobre las características estéticas del entorno (EWEA, 2004). Como estructuras dominantes en el paisaje, los aerogeneradores a menudo generan actitudes negativas por el uso de la energía eólica terrestre. Algunos paisajes, sobre todo de zonas industrializadas, pueden adaptarse mejor a estos impactos, dado que los aerogeneradores quizá se notan menos cuando se ubican entre otras grandes estructuras.

En el caso de los parques eólicos marinos, los aspectos visuales también pueden desempeñar un papel importante, ya que se ubican en un paisaje que no presenta ninguna otra estructura (Henderson *et al.*, 2001). Sin embargo, el impacto visual de los parques eólicos marinos generalmente puede mitigarse de forma más sencilla que el de los terrestres, ubicando el parque eólico más lejos de la orilla o la zona costera. El impacto visual para los observadores al nivel del mar se asume que es insignificante en el caso de los parques eólicos situados a una distancia de unos 8 km de la costa (Universidad de Newcastle, 2002). La curvatura de la Tierra implica que los parques eólicos a una distancia de más de 45 km no son visibles en absoluto.

La tendencia del mercado de la energía eólica señala el empleo de aerogeneradores y proyectos cada vez de mayor envergadura, con una presencia cada vez más destacada en el paisaje (EWEA, 2004). Las opiniones sobre estos grandes aerogeneradores modernos no son, 'por definición', negativas, considerándose que el mayor espaciamiento entre los aerogeneradores y la menor velocidad rotacional de sus palas hace que los observadores tengan la percepción de que estos parques eólicos son más silenciosos que los formados por un mayor número de aerogeneradores más pequeños.

En general, la aceptación pública aumenta cuando los aerogeneradores, sea cual sea su tamaño, se colocan respetando el paisaje original. En general, la ubicación de aerogeneradores terrestres puede armonizarse con el entorno conectando su ubicación con elementos existentes del paisaje. Los patrones geométricos sencillos a menudo funcionan bien en las zonas llanas porque son fácilmente percibidos por el observador. Sin embargo,

Tabla A3.1 Comparación de niveles de ruido procedentes de diferentes fuentes

| Fuente/actividad | Nivel indicativo de ruido (dBA) |
|----------------------------|---------------------------------|
| Umbral de dolor | 140 |
| Avión a reacción a 250 m | 105 |
| Martillo neumático a 7 m | 95 |
| Camión a 48 km/h a 100 m | 65 |
| Oficina con mucho ajeteo | 60 |
| Coche a 64 km/h a 100 m | 55 |
| Parque eólico a 350 m | 35-45 |
| Dormitorio silencioso | 35 |
| Entorno rural por la noche | 30-40 |

Fuente: Comisión de Desarrollo Sostenible, 2005.

en las zonas de montaña, parece más viable ubicar los aerogeneradores de forma que se sigan los contornos del paisaje (DWIA, 2009).

No existe una solución óptima para situar los aerogeneradores, en términos de formación, número y tamaño. De hecho, la ubicación de los aerogeneradores debe realizarse de forma muy cuidadosa para cada proyecto concreto. Los estudios de ubicación de los sistemas de aprovechamiento de la energía eólica realizados para cada nuevo proyectopueden aconsejar las ubicaciones preferidas. Los gobiernos nacionales y locales tienen un importante papel que desempeñar en la visión de cómo pueden adaptarse mejor al paisaje los nuevos aerogeneradores. En algunos países, como Irlanda, se han desarrollado directrices de planificación que ofrecen apoyo a las diferentes partes implicadas en el uso moderno de la energía eólica.

Ruido

Generalmente hay dos fuentes de ruido durante el funcionamiento de un aerogenerador: los sonidos mecánicos de la interacción de los componentes del aerogenerador y los sonidos aerodinámicos producidos por el flujo de aire a través de las palas (BWEA, 2000). El ruido mecánico puede describirse como un «zumbido» o un «silbido» a un tono constante. Dependiendo del modelo de aerogenerador y de la velocidad del viento, el ruido aerodinámico puede describirse como un zumbido, un silbido, una pulsación e incluso un chisporroteo (Alberts, 2006). Los aerogeneradores que están ubicados en la dirección del viento se sabe que generan un ruido descomunal cuando las palas pasan por delante de la torre. En los grandes aerogeneradores modernos, la pala pasa por delante de la torre con una frecuencia de una vez cada segundo.

Definir lo ruidosos que son los aerogeneradores es una tarea complicada. Los niveles de ruido de fondo son un factor importante para definir si el nivel de potencia sonora de los aerogeneradores se percibe como «ruido». En zonas rurales o de baja densidad de población los sonidos de los aerogeneradores se vuelven molestos a

un menor nivel de potencia sonora debido a que hay menos ruido de fondo que en las zonas urbanas. Como los aerogeneradores están ubicados en lugares donde las velocidades del viento son elevadas, el nivel de ruido de fondo producido por el viento a veces enmascara el sonido producido por el propio aerogenerador (AWEA, 2007). Cuando el viento amaina, a menudo durante la noche, el ruido de los aerogeneradores puede percibirse como más prominente. En algunas circunstancias, por ejemplo cuando la gente está a resguardo del viento, se pueden oír los sonidos de los aerogeneradores.

El nivel de potencia sonora de un solo aerogenerador suele ser de entre 90 y 100 dB(A). A una distancia de 40 m del aerogenerador, ese nivel es de 50-60 dB(A); es el mismo nivel de ruido que se produce al mantener una conversación. A una distancia de 500 m en la dirección del viento, el nivel de presión sonora equivalente sería de 25-35 dB(A). En general, a una distancia de entre 300 y 400 m de un aerogenerador en un paisaje 'normal', no puede oírse ningún sonido (producido por el aerogenerador). La tabla A3.1 muestra una comparativa de niveles de ruido procedentes de diferentes fuentes.

Aunque los problemas de ruido de los aerogeneradores pueden solucionarse asegurándose de que haya una distancia suficientemente grande entre los aerogeneradores y los residentes de la zona, a lo largo de los años se han recibido quejas al respecto. Parece ser que los peores problemas de ruido se producen por la noche, cuando hay una combinación de poco viento a nivel del suelo y un bajo nivel de ruido de fondo, pero suficiente viento a la altura del buje como para que los aerogeneradores estén en funcionamiento. Bajo estas circunstancias específicas, el ruido de los aerogeneradores puede oírse claramente. Un caso holandés bien documentado muestra que hallarse a una distancia de 300-400 metros de los aerogeneradores no era suficiente para garantizar unos niveles de sonido por debajo del umbral de lo que se percibe como «ruido». La combinación de un bajo ruido de fondo y unas altas velocidades del viento a la altura del buje hacían que el parque eólico se oyera a una distancia de 500-1.000 m (van den Berg, 2003). Las experiencias pasadas indican

que los problemas de ruido dependen de varios factores locales que pueden cambiar con el tiempo.

El método más habitual para frente al posible ruido es exigir una distancia mínima entre los aerogeneradores y las viviendas más cercanas; debería ser suficiente como para reducir el nivel del sonido hasta un umbral reglamentado. En Dinamarca, el nivel máximo de sonido en los hogares (en el exterior) está fijado en 42-44 dB (DWIA, 2007). En los Países Bajos, los parques eólicos de hasta 15 MW deben cumplir las regulaciones ambientales que proporcionan valores umbral para los niveles de sonido. Los valores umbral varían entre los 40 dB(A) en las zonas rurales hasta los 50 dB(A) en las zonas urbanas. Por la noche, los valores umbral establecidos son más pequeños y varían entre 30 y 45 dB(A).

Sin embargo, tras exhaustivas mediciones, van den Berg (2003) descubrió que los métodos utilizados por los constructores de aerogeneradores en aquella época podían subestimar las velocidades del viento a la altura del buje. Como consecuencia directa, también podían haber subestimado los niveles de ruido. La velocidad del viento a la altura del buje, especialmente para las bajas velocidades del viento de hasta 4 m/s, podía ser hasta 2,6 veces superior a lo esperado en base a los perfiles logarítmicos del viento. En consecuencia, los residentes habían estado experimentando unos niveles de sonido 15 dB superiores a lo esperado.

En conclusión, el ruido puede ser una fuente que haga disminuir la calidad de vida en una zona y una fuente potencialmente significativa de reacciones públicas negativas ante el desarrollo de parques eólicos. Entre las diversas formas de reducir los posibles problemas de ruido de los proyectos eólicos se incluyen los análisis de ruido. Estos estudios se hacen teniendo en cuenta las características de los aerogeneradores y el sitio donde está planeado llevar a cabo el proyecto. De acuerdo con estos estudios se puede definir la distancia mínima exigida hasta otros objetos.

Otras preocupaciones

Aparte del impacto visual y del ruido de los aerogeneradores, puede haber otras preocupaciones que influyan en la opinión pública a cerca del desarrollo de parques eólicos:

- Los aerogeneradores pueden proyectar sombras en el suelo o reflejar la luz del sol desde sus palas. Los residentes que viven cerca pueden percibir las sombras y los destellos resultantes como algo molesto. Una planificación cuidadosa de la ubicación de los aerogeneradores puede evitar eficazmente estos problemas. Sin embargo, hasta el momento, las autoridades de planificación no han establecido normas explícitas para evitar estos impactos.

- Las preocupaciones relativas a la cantidad de suelo necesario para los parques eólicos puede que se hayan exagerado. Un parque eólico entero, incluidas las torres, la subestación y las carreteras de acceso, sólo ocupa alrededor de un 5% del suelo asignado (CWEA, 2007). Los aerogeneradores por sí solos sólo ocupan el 1% de la superficie del suelo. La EWEA estima que en el continente europeo sólo se necesitan algunos cientos de kilómetros cuadrados para conseguir 150 GW de origen eólico en 2030. En la mayoría de los casos, las actividades originales (p.e. la agricultura) que se llevan a cabo en el suelo donde se construye un parque eólico pueden continuar.
- A menudo se menciona el impacto negativo de los aerogeneradores sobre el valor de las propiedades residenciales. Entre los estudios más recientes se incluye una investigación del Real Instituto de Topógrafos Colegiados del Reino Unido (RICS) y de la Universidad Brookes de Oxford sobre la relación entre la proximidad a los parques eólicos y los precios de transacción. No se halló ningún cambio en los precios de las propiedades situadas a más de una milla (1,6 km) de los parques eólicos. A una distancia de hasta una milla, el impacto negativo sobre los precios parece ser más evidente en las casas adosadas y pareadas (RICS, 2007). En un estudio anterior del RICS llevado a cabo en 2004, el 60% de los encuestados con experiencia en transacciones de viviendas sugirieron que la proximidad de parques eólicos hacía disminuir el valor de las propiedades si los aerogeneradores quedaban a la vista (RICS, 2007).

Conclusiones

La aceptación social de los proyectos eólicos a menudo está relacionada con el impacto visual de los aerogeneradores en el paisaje, tanto para los aerogeneradores terrestres como para los marinos. La arquitectura del paisaje puede hacer que se superen muchos de los impactos visuales. Además, la resistencia local puede disminuir mediante estructuras de propiedad local que ofrezcan a los residentes beneficios directos procedentes del uso de la energía eólica.

Aparte del impacto visual de los aerogeneradores, el ruido puede ser un motivo de baja aceptación social de los proyectos de aprovechamiento de la energía eólica. Este obstáculo puede superarse de forma eficaz escogiendo cuidadosamente la ubicación de los aerogeneradores y teniendo en cuenta unas distancias mínimas hasta los residentes más cercanos. Los análisis de ruido permiten determinar el efecto de los aerogeneradores sobre el nivel de sonido.

Anexo 4 Algoritmo para calcular los efectos de subescala en los reanálisis del ECMWF

Introducción

En este informe se utilizan conjuntos de datos a gran escala sobre la elevación, el uso del suelo (del que se deriva la rugosidad aerodinámica) y la velocidad del viento para cuantificar las posibilidades de la energía eólica. El conjunto de datos sobre velocidad del viento que se ha utilizado tiene una resolución de 0,25 grados x 0,25 grados.

Los resultados preliminares mostraban que, cuando el valor obtenido del análisis completo de la potencia del viento (velocidad del viento del ECMWF más rugosidad dimensionada a la altura del buje más curva de potencia = número de horas de carga completa) caía por debajo del valor mínimo económico necesario para la construcción de aerogeneradores, se descartaba toda la celda de la cuadrícula. Esto condujo a una situación en la que, por ejemplo, España tenía menor potencial que su capacidad eólica ya instalada.

Así pues, excluir celdas de la cuadrícula basándose en un único valor no es muy razonable. Siempre habrá algunas zonas en las que los efectos locales aumenten los recursos eólicos lo suficiente como para sustentar económicamente un parque eólico. Estos efectos son predominantemente orográficos, como la aceleración del viento en las cimas de las colinas. Una sencilla herramienta para calcular estos efectos aceleradores es el programa WAsP⁽²¹⁾ de Risø DTU, que básicamente pone en práctica un modelo de flujo lineal para tener en cuenta los efectos aceleradores y otros efectos atmosféricos. Sin embargo, calcular la cuadrícula entera con una resolución de 50 m utilizando un modelo de recursos eólicos muy completo no es razonable. Incluso con una resolución de 250 m, el programa WAsP

requiere en un moderno ordenador personal unos 20 minutos para calcular una celda de la cuadrícula. Con una cuadrícula de más de 38.000 celdas en la zona en estudio, no fue posible utilizar el modelo a este nivel con el tiempo del que se disponía.

Metodología

Se ha parametrizado la variación de la potencia del viento dentro de una celda de la cuadrícula debida a las variaciones de elevación existentes. Utilizando una hoja de cálculo Excel con todos los identificadores del punto de la cuadrícula y algunas mediciones orográficas a nivel de subescala, como la elevación mínima y máxima, el intervalo, la media, la mediana y la desviación estándar de la elevación, se han elegido 8 sitios con características razonablemente diferentes para afinar el algoritmo que se muestra más abajo. El modelo de flujo orográfico WAsP se ha utilizado para calcular unas cuantas celdas seleccionadas de la cuadrícula. La elevación se ha obtenido de la versión 2 del conjunto de datos de la Shuttle Radar Topography Mission (Misión Topográfica de Radar a bordo del Transbordador Espacial) del Servicio Geológico de Estados Unidos, con una resolución de 90 m en la horizontal. La rugosidad necesaria para los cálculos del programa WAsP se ha ajustado a una rugosidad uniforme de 3 cm, típica de las «regiones aptas para la energía eólica», es decir, zonas donde normalmente se levantarían aerogeneradores: amplios espacios abiertos con pocos obstáculos que interrumpan el flujo de viento, a menudo tierras de labor. Para el análisis se han elegido ocho valores diferentes de desviación estándar y de rango. Se han tenido en cuenta sobre todo zonas de Europa occidental, ya que esto permitía la comparación

Tabla A4.1 Ubicaciones de los puntos de referencia

| Identificador del punto | Longitud | Latitud | ISO | Etiqueta | Mín. | Máx. | Intervalo | Media | Desviación estándar | Mediana | FWHM (*) |
|-------------------------|----------|---------|-----|-----------|------|-------|-----------|---------|---------------------|---------|----------|
| 26360 | 5,00 | 46,75 | FR | Saone | 171 | 215 | 44 | 191,9 | 11,8 | 190 | 40 |
| 23242 | 5,50 | 49,75 | BE | BE | 260 | 503 | 243 | 391,8 | 51,2 | 393 | 166 |
| 33874 | - 1,50 | 39,50 | ES | ES | 421 | 999 | 578 | 7 16,0 | 120,3 | 712 | 205 |
| 33585 | - 8,75 | 39,75 | PT | PT | 3 | 458 | 455 | 178,4 | 93,9 | 167 | 225 |
| 35334 | 38,50 | 38,25 | TR | Eden | 775 | 2 419 | 1 644 | 1.511,6 | 374,4 | 1. 581 | 448 |
| 25623 | 15,75 | 47,50 | AT | AT | 575 | 1 775 | 1 200 | 1.003,7 | 217,2 | 970 | 730 |
| 32117 | 14,25 | 41,25 | IT | Molise | 13 | 869 | 856 | 196,0 | 162,4 | 132 | 910 |
| 26646 | 11,50 | 46,50 | IT | Dolomitas | 306 | 2.635 | 2329 | 1.327,2 | 458,4 | 1.303 | 1.065 |

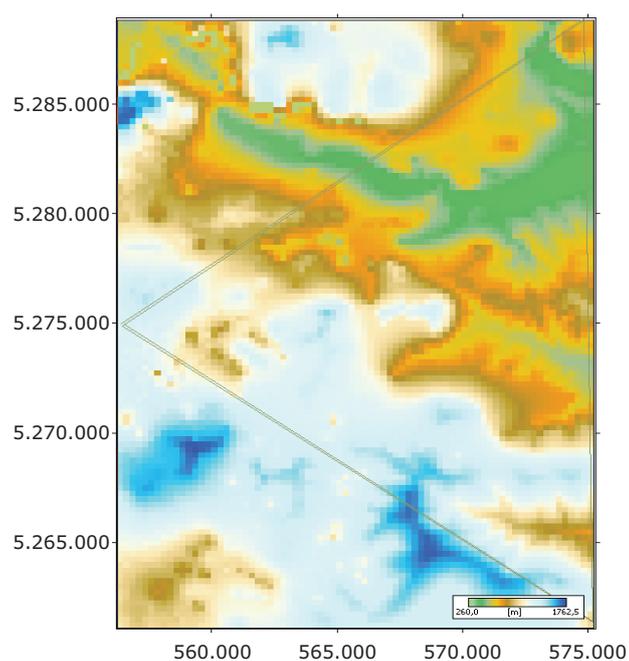
Nota: (*) El «FWHM» es el ancho total a la mitad del máximo de las distribuciones gaussianas, estimado visualmente.

Fuente: Risø, 2008.

(21) Se pueden consultar los detalles sobre el programa WAsP en el sitio web: www.wasp.dk

con los resultados incluidos en el Atlas Eólico Europeo, que fue elaborado para los Estados miembros de la UE15 en la década de 1980. Sin embargo, el análisis se ha realizado posteriormente con el clima eólico estándar del programa WAsP para hacer que los resultados sean totalmente comparables.

Figura A4.1 Distribución de alturas de la celda de Austria



Fuente: Risø, 2008.

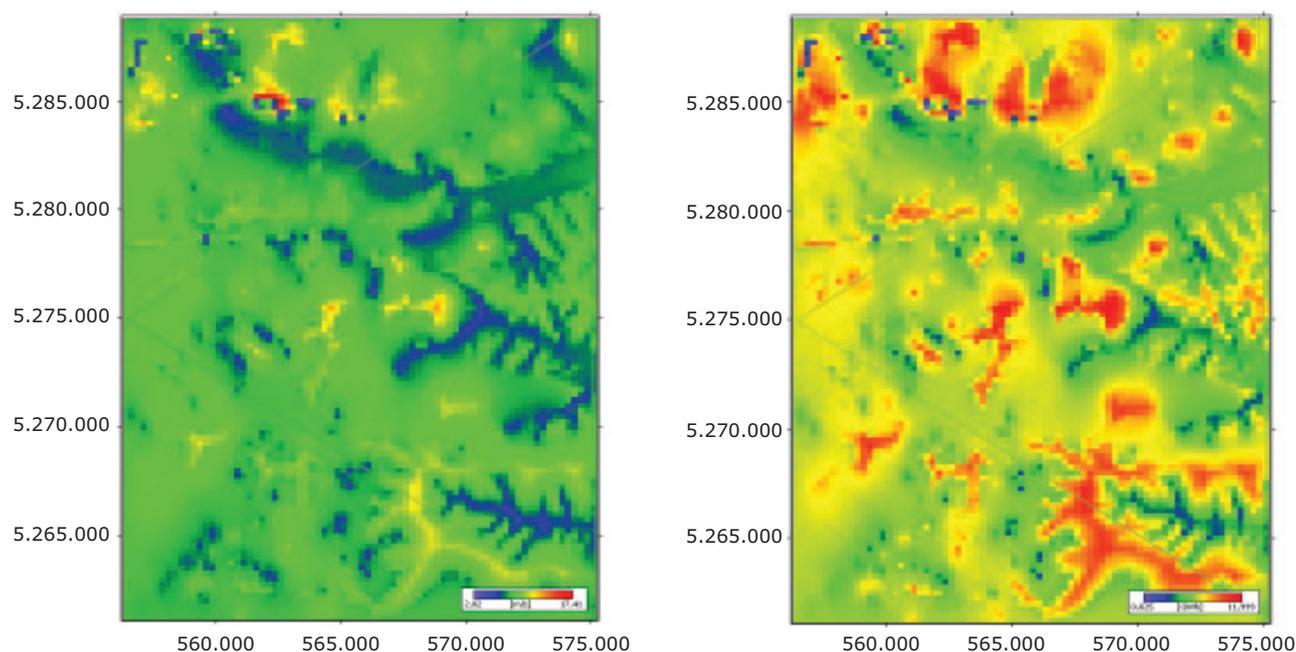
Los ocho sitios elegidos son:

- un terreno muy llano en el valle del río Saona, en Francia.
- un lugar en el centro de Portugal con un rango más elevado que el valle del Saona pero con una media similar.
- algunos sitios con terrenos de complejidad media a diferentes alturas en Bélgica, cerca de la frontera con Luxemburgo.
- un sitio en Turquía surentroriental.
- un sitio en Molise, Italia.
- un sitio cerca de Valencia, en España.
- un sitio prealpino cerca de Wiener Neustadt, en Austria.
- un sitio muy complejo en los Dolomitas, en Italia.

El primer paso del proceso consistió en elaborar un mapa de cada ubicación. Las imágenes que se muestran abajo son del sitio de complejidad media en Austria. Los datos de la Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) se han descargado de la NASA, se han reducido al tamaño deseado, se han transformado en un mapa de WAsP y se les ha añadido una única línea de rugosidad con 3 cm de rugosidad a ambos lados.

Se puede observar que el rango de producción anual de energía (PAE) (dividida entre dos para obtener las horas de carga completa, ya que el aerogenerador utilizado fue un Vestas de 2 MW con una altura del buje de 80 m) dentro de la celda de la cuadrícula es bastante grande. Esto significa que un promotor de energía eólica tendría muchos posibles lugares para elegir,

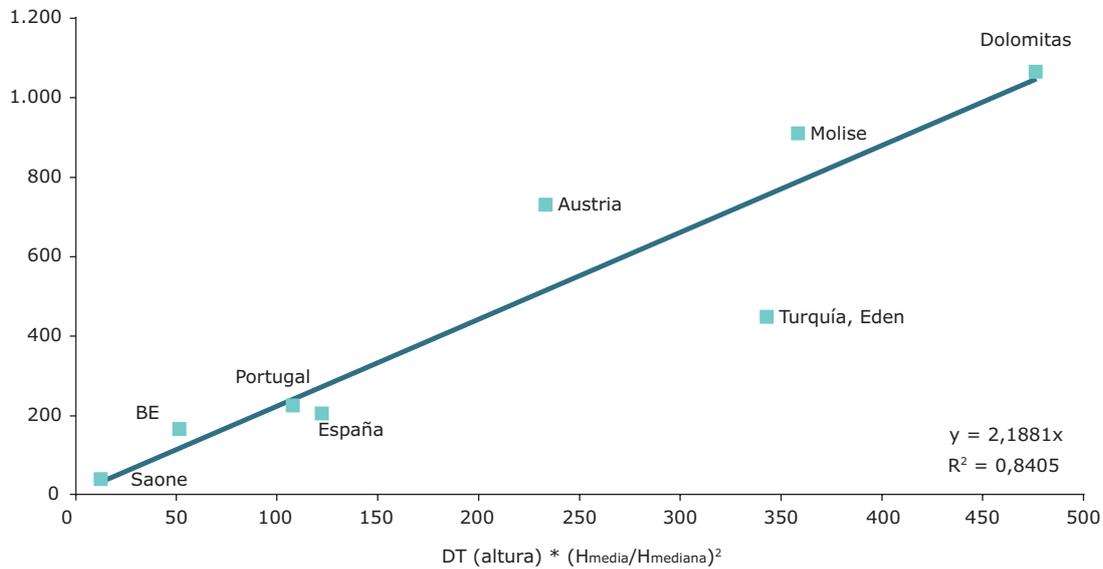
Figura A4.2 Distribución de la velocidad del viento (izquierda) y distribución anual de energía (dcha)



Fuente: Risø, 2008.

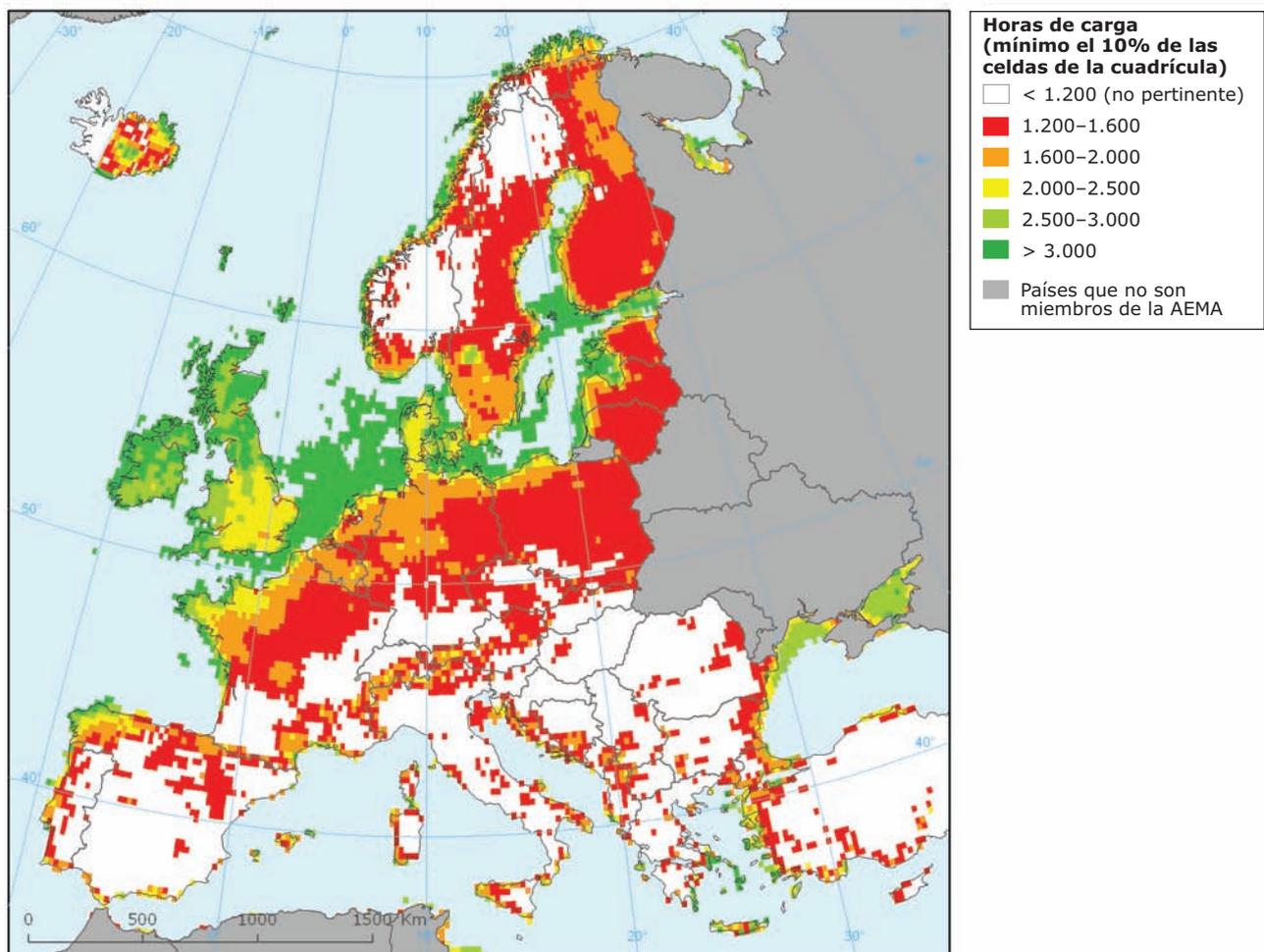
Figura A4.3 Variación en el FWHM de horas de carga completa como función de la desviación estándar de la variación en la altura

FWHM de horas de carga completa (HCC) $\sim 2,36$ DT horas de carga



Fuente: Risø, 2008.

Mapa A4.1 Distribución de horas de carga completa en Europa para el percentil 90 (al menos el 10% de las subcuadrículas tienen las horas de carga mínimas indicadas)



incluso si la velocidad del viento del ECMWF no fuera muy favorable.

En el siguiente paso, los datos se han vuelto a importar al SIG SAGA (Sistema para Análisis Automatizados Geocientíficos) y se han trazado histogramas. Por último, se ha calculado la anchura total a la mitad del máximo a partir de los gráficos y se ha convertido a un FWHM de horas de carga completa. El resultado se presenta en la figura A4.3 como una función de la desviación estándar de la variación en la altura.

La línea de tendencia del gráfico es bastante razonable. Sin embargo, algunos puntos quedan claramente alejados, sobre todo el de Austria (con un FWHM de 730) y el de Turquía (con un FWHM de 420). Revisando los histogramas de elevaciones, se puede observar que estas son celdas de la cuadrícula con unas distribuciones de las elevaciones bastante no gaussianas/no log-normales. Así pues, las desviaciones estándar son menos aplicables, lo que conduce a unos resultados no concluyentes.

Para explicar en cierta medida las distribuciones no gaussianas, en la fórmula que aparece más abajo se ha introducido el término que contiene el cociente entre la elevación media y la elevación mediana. La idea que hay detrás de esto es que una gran desviación entre el valor medio la mediana indica una distribución no gaussiana dentro de la celda de la cuadrícula. Como la mayoría de las celdas de la cuadrícula están en el

extremo inferior de las desviaciones estándar, se ha hecho más hincapié en ellas. La línea de tendencia refleja la variación razonablemente bien. Sin embargo, el análisis debería hacerse con más puntos para alcanzar unos resultados más fiables.

El algoritmo propuesto es el siguiente:

- para calcular el número de horas de carga completa, hay que hacerlo del modo habitual en todo el mapa de Europa (es decir, utilizar el resultado ya disponible).
- para tener en cuenta la variación de subescala, hay que utilizar los resultados de las horas de carga completa como el centro para una distribución gaussiana de las horas de carga completa.
- para parametrizar el ancho de la distribución a partir de la desviación estándar de la elevación, hay que utilizar la siguiente fórmula:

$$\sigma_{HCC} = \frac{2,19}{2,36} * DT * \left(\frac{H_{media}}{H_{mediana}} \right)^2$$

- para obtener la cantidad total de energía eólica instalable, hay que calcular la distribución de horas de carga completa basándose en la fórmula anterior; la suma acumulada de todas las clases a lo largo de todas las celdas de la cuadrícula para un determinado país da como resultado la distribución de horas de carga completa para ese país.

El mapa A4.1 muestra las zonas en que al menos el 10% de las subcuadrículas tienen las horas de carga mínimas indicadas.