



aee

Asociación Empresarial Eólica

aee

Asociación Empresarial Eólica

**Eólica
2007**

Asociación Empresarial Eólica quiere agradecer a sus asociados el suministro de información para la actualización de la base de datos y de fotografías. Reconoce también a la Comisión Nacional de la Energía, al Operador del Sistema Red Eléctrica de España (REE) y al Operador del Mercado de la Electricidad (OMEL) la cooperación prestada para elaborar el presente documento.

Con la colaboración de

Ramón Fiestas

Alberto Ceña

Ángeles Mora

Jesús Gimeno

Paula Calahorra

Ángel Budía

Paz Mesa

María Isabel Núñez

Coordinación editorial

Sergio de Otto

Diseño

Estudio Arcadia

Impresión

Impression



aee

Asociación Empresarial Eólica

Eólica 2007

**Anuario
del sector:
análisis
y datos**

Patrocinado por el Instituto Español de Comercio Exterior (ICEX)

Carta del Presidente , Juan Carlos Martínez-Amago	6
Introducción , Ramón Fiestas	8
Informe Técnico , Alberto Ceña	10
Capítulo I EL ESCENARIO ENERGÉTICO	13
I.1 El reto de la política energética en Europa	14
I.1.1 Libro Verde 2006, sobre la Estrategia Europea <i>para la Energía Sostenible, Competitiva y Segura</i>	17
I.1.2 Energy Package de la Comisión Europea	18
I.1.3 Europa apuesta por una cuota del 20% de energías renovables en 2020	20
I.2 El desafío climático: un enfoque integrado y global con la política energética	24
Capítulo II UN AÑO DE PROFUNDOS CAMBIOS NORMATIVOS	29
II.1 Los cambios en la regulación eléctrica alcanzan al Régimen Especial de producción de electricidad	30
II.2 De la <i>revisión</i> de las retribuciones a un nuevo marco normativo	32
II.3 La transposición de la Directiva 2003/54/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad	36
Capítulo III LAS CIFRAS DE LA ENERGÍA EÓLICA	41
III.1 Potencia instalada: 11.615 MW eólicos	42
III.1.1 Cuarta tecnología del sistema eléctrico	42
III.1.2 Energías renovables: la eólica incrementa su liderazgo	43
III.1.3 Eólica: crecimiento sostenido pero insuficiente para cumplir el PER	45
III.2 Generación: la eólica ya cubre el 8,5% de la demanda	54
III.2.1 Sistema eléctrico: el ciclo combinado primera tecnología en 2006	54
III.2.2 Energías renovables: 29.587 GWh	56
III.2.3 Generación eólica: un crecimiento del 15,5%	56
Capítulo IV LA EÓLICA EN EL MUNDO	63
IV.1 Crecimiento global de un 26%	64
IV.2 Generación	68
IV.3 La eólica marina	70
Capítulo V UN SECTOR ECONÓMICO CON PESO ESPECÍFICO	73
V.1 Inversión: el estudio de Intermoney	74
V.2 Retribución	78
V.3 Empleo: más de treinta y cinco mil puestos de trabajo	86
V.4 Medio ambiente: un elemento clave para cumplir Kioto	88
V.5 Industria: mercado nacional y exportaciones	90

Capítulo VI UNA SÓLIDA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	95
VI.1 La eólica avanza en su integración en red	96
VI.1.1 Procedimientos de Operación	96
VI.1.2 Infraestructuras	96
VI.1.3 El Procedimiento de Verificación, Validación y Certificación (PVVC) del PO 12.3	100
VI.1.4 El incidente del 4 de noviembre y la respuesta de la energía eólica	102
VI.1.5 La operación coordinada entre parques eólicos y el Operador del Sistema	103
VI.2 Elevada demanda de aerogeneradores, problemas de suministro de componentes y desarrollo tecnológico	104
Capítulo VII REOLTEC: LA EÓLICA MIRA AL FUTURO	107
VII.1 Objetivo: coordinar la investigación	108
VII.2 Estructura organizativa	108
VII.3 Funciones del Órgano Gestor y la Secretaría Técnica	110
VII.4 Plan de trabajo de REOLTEC	111
VII.5 Estado actual de la tecnología eólica	111
VII.6 Proyectos en marcha	113
VII.7 Plan estratégico de I+D+i	114
VII.8 Plataforma europea	117
Capítulo VIII AEE, LA REFERENCIA DEL SECTOR	119
VIII.1 Objetivo: desarrollo y consolidación	120
VIII.2 Relación de empresas asociadas	122
VIII.2.1 Socios cualificados	122
VIII.2.2 Socios afiliados	122
VIII.2.3 Socios colaboradores	123
VIII.2.4 Socios protectores	124
VIII.2.5 Socios institucionales	124
VIII.3 Junta directiva	125
VIII.4 Staff	125
ANEXOS	126
1. Legislación estatal	126
2. Legislación autonómica	128
3. Medio Ambiente	129
4. Índice de esquemas, gráficos, mapas y tablas	131



JUAN CARLOS MARTÍNEZ-AMAGO
PRESIDENTE DE LA ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA

La fuerza del viento

La comunidad internacional es cada día más sensible a las evidencias del cambio climático que los informes del Panel Intergubernamental de Expertos de la ONU ponen sobre la mesa; los efectos de este fenómeno se hacen día a día más visibles; y, existe unanimidad en la práctica sobre el hecho de que la acción del hombre está en el origen de esta situación y que a la forma de dotarnos de energía le corresponde una parte importante de la responsabilidad. Este escenario se complementa con el factor estratégico, que sitúa también a la energía en el centro de las tensiones internacionales lo que impulsa a la búsqueda de soluciones autóctonas en el aprovisionamiento energético, y en este panorama las energías renovables en su conjunto, y la eólica en particular, se proyectan hacia el futuro como protagonistas indiscutibles de los cambios que deben producirse en nuestro modelo energético.

La Unión Europea ha tomado la delantera en ese camino fijándose unos objetivos que algunos consideran ambiciosos y otros sencillamente de mínimos pero que en cualquier caso pueden suponer un impulso definitivo para las energías renovables al fijar para 2020 una cuota de la demanda primaria de energía del 20 por ciento procedente de los recursos autóctonos y limpios.

Cambios normativos

En España, el sector energético vive tiempos de cambios normativos y reordenación empresarial, proceso al que no es ajeno el sector eólico. Durante el pasado ejercicio el regulador realizó cambios importantes dirigidos principalmente al funcionamiento del mercado eléctrico mientras que, ya en 2007, se cerraba la larga tramitación de una nueva normativa para el Régimen Especial (en el que se incluye la energía eólica) en lugar de la prevista revisión del Real Decreto 436/2004.

En este proceso la Asociación Empresarial Eólica ha hecho oír su voz de manera clara y constructiva en defensa de los intereses del sector para asegurar el desarrollo de la energía eólica que todo el mundo reclama verbalmente. Lo hemos podido hacer a través de un diálogo casi permanente con el Ministerio de Industria Turismo y Comercio, lo hemos hecho presentando nuestras alegaciones ante los organismos consultivos del Gobierno, y también dirigiendo a la sociedad nuestros argumentos, nuestro mensaje, nuestra voluntad inequívoca de seguir dotando a España de un liderazgo mundial en un sector industrial de futuro.

Como suele suceder cuando se conjugan intereses y enfoques distintos el resultado final no es el óptimo pero sí que creemos desde AEE que es suficiente para que el dinamismo de la energía eólica en nuestro país encuentre el cauce adecuado para lograr alcanzar los más de 20.000 MW de potencia que fija el Plan de Energías Renovables para el 2010. Tenemos el recurso, tenemos la tecnología y contamos con un tejido empresarial capaz de afrontar ese reto. Solo necesitamos que el compromiso de las distintas administraciones en el apoyo a nuestra energía se renueve día a día y se plasme en actuaciones concretas más allá de los discursos.

Soplan pues buenos vientos para la energía eólica en el mundo como lo demuestra el índice de crecimiento registrado en 2006, con un incremento del 26 por ciento de la potencia eólica instalada en todo el planeta, con la buena noticia añadida de que ya no son sólo tres o cuatro países los que suman sino que más de una docena, de distintos continentes, se han incorporado con fuerza al grupo de vanguardia en el desarrollo del aprovechamiento del viento para generar energía. Además de Alemania, España y Estados Unidos, que en los últimos años han acaparado prácticamente el crecimiento, países como India, China, Francia, Portugal o Canadá han puesto en marcha planes de desarrollo de gran envergadura.

Nuevas tareas

Quedan por delante tareas muy importantes que abordar, obstáculos que superar y nuevas vías tecnológicas que explorar. Desde los aspectos de integración en red –ámbito en el que España se ha constituido como ejemplo a seguir por el diálogo fructífero del sector con el operador del sistema– hasta la creación de nuevas infraestructuras o la evolución tecnológica de los aerogeneradores, pasando por la repotenciación de los parques más antiguos y el desarrollo de la eólica marina, son muchos los temas que plantean la necesidad de un esfuerzo común del sector.

La Asociación Empresarial Eólica está dispuesta a liderar este esfuerzo como referente de una amplio tejido de empresas implicadas en una actividad que tiene mucho recorrido por delante pero que ya ha demostrado su capacidad para contribuir a la generación de energía con recursos autóctonos, reducir el impacto medioambiental, crear empleo, exportar tecnología y, en definitiva, a la creación de un sector que ostenta, que como he apuntado e insisto, un liderazgo mundial en una actividad de vanguardia.



RAMÓN FIESTAS

SECRETARIO GENERAL DE LA ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA

El liderazgo europeo

En la respuesta de la Unión Europea a los desafíos que plantea asegurar la cobertura de sus necesidades energéticas, el Consejo de marzo de 2006 ha reclamado el liderazgo europeo en las energías renovables y ha reconocido unánimemente que constituyen el elemento clave de un futuro sostenible; ello explica que la Comisión advierta poderosas razones para establecer un marco instrumental de fomento de las energías renovables dentro del paquete de medidas energéticas propuestas a finales del año.

Los nuevos objetivos de consumo de un 20% de energías renovables en el horizonte de 2020, adoptados con carácter vinculante para los Estados de la Unión en el Consejo Europeo de primavera de 2007, han sido particularmente bienvenidos por el sector.

Queremos destacar el hecho de que junto a estas y otras medidas pendientes de desarrollo en el ordenamiento jurídico europeo –que previsiblemente traerán consigo revisiones en la planificación y en la regulación de los Estados miembros–, se ha puesto de relieve el máximo consenso en dicha Cumbre sobre la necesidad de lograr el adecuado marco de estabilidad que proporcione señales claras a la industria, a los inversores y a los investigadores.

Este marco de estabilidad ha de entenderse dirigido a sustentar colosales inversiones en instalaciones de generación e infraestructuras de red que transformarán la matriz energética en Europa.

En los últimos tres años, la planificación y la regulación han hecho posible registros en potencia eólica instalada en España sólo superados por el marco alemán en los dos últimos. La regulación había incorporado en 2004 mecanismos adecuados para estimular la confianza de los inversores y también para consolidar una industria eólica capaz de abastecer estas necesidades superando ya los 12.000 MW instalados. El informe sobre progreso de la electricidad renovable de la Comisión Europea reconoce que los excelentes resultados del sector de la energía eólica (particularmente en Alemania, España y Dinamarca) han permitido a la industria elevar su objetivo a 75.000 MW para 2010 en Europa.

Sin embargo, el nuevo panorama energético europeo se ha solapado en España con profundos cambios normativos en el sector eléctrico, que aún no se han completado, pero que han proyectado sus efectos sobre el Régimen Especial de producción de electricidad. De nuevo, la regulación del Régimen Especial ha experimentado en 2006 otro periodo de transición, que inicia el Real Decreto Ley 7/2006 de 23 de junio, al reformar la Ley del Sector Eléctrico.

Esta reforma, en lo que concierne a las energías renovables, se ha justificado en la necesidad de «flexibilizar» la política de establecimiento de las primas, lo que se ha concretado en la supresión de los niveles máximo y mínimo previstos para el precio de la electricidad de estas tecnologías y del índice de actualización de referencia para las retribuciones, entre otras medidas.

Su desarrollo reglamentario se ha superpuesto a las previsiones del Real Decreto 436/2004, que a su vez contemplaba una revisión de las retribuciones en el año 2006.

Así pues, en 2006 converge una política energética en Europa que pretende incrementar la fracción de las energías renovables en la combinación energética y proclama la necesidad de do-

tar de estabilidad al proceso inversor, con una nueva legislación interna dirigida a flexibilizar los mecanismos de apoyo a las inversiones en energías renovables y adicionalmente con un reglamento que establecía la necesidad de revisar el régimen económico dentro de un marco de total estabilidad.

En este contexto, la propuesta de regulación del Régimen Especial de producción de electricidad tramitada entre 2006 y 2007, necesariamente estaba abocada a un profundo debate, en el que el sector ha destacado la necesidad de no afectar los principios de estabilidad, perdurabilidad y rentabilidad razonable de las retribuciones con el fin de mantener la confianza de los inversores en esta actividad eléctrica. La contribución del informe de la Comisión Nacional de la Energía enfatizando las necesidades apuntadas anteriormente, acogido también por el Consejo de Estado, refrenda las observaciones más relevantes formuladas en estos aspectos.

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial, en el que cristaliza la propuesta, ha pretendido integrar la pluralidad de intereses involucrados y no altera sustancialmente la estructura básica de la norma a la que sustituye. De ella resulta particularmente destacable para el sector el nuevo mecanismo de asignación acotada y gradual de las primas, en el que se garantiza la percepción de una retribución mínima en función de los precios de la electricidad en el mercado y un tope máximo a partir del cual se dejan de percibir las primas.

Una percepción diferenciada

La estabilidad y la perdurabilidad en la asignación de las retribuciones es uno de los rasgos que presenta una percepción diferenciada. Ante las futuras revisiones, se mantiene la irretroactividad de los nuevos valores de tarifa regulada, límites inferior y superior, pero en cambio se excluye para las primas.

Por otro lado, es destacable la regulación de nuevas obligaciones para los productores relacionadas con aspectos técnicos y de conexión en función de la mayor o menor capacidad para la gestión de la energía producida, cuando impone a los titulares de instalaciones eólicas determinadas prestaciones técnicas ante deficiencias en el funcionamiento del sistema eléctrico y articula un régimen disciplinario que afecta directamente al cobro de las primas.

También se ha previsto un nuevo régimen de inscripción registral de las instalaciones, principalmente con fines estadísticos y de control del seguimiento de la planificación respecto de los objetivos asignados a cada tecnología.

La puesta a punto de esta reciente disposición y la necesidad de la adecuación de la planificación de las energías renovables plantean al sector nuevos retos y oportunidades, que ahora traspasan ampliamente nuestras fronteras con el impulso de una futura nueva Directiva para las energías renovables orientada a superar las barreras a su desarrollo y a apuntalar la capacidad de consolidar su liderazgo mundial.

Hemos pretendido dejar patente en nuestro informe el gran esfuerzo desarrollado por el sector para anticiparse y dar solución a las necesidades de esta tecnología de generación eléctrica desde su dimensión económica, técnica y social. El enorme potencial que refleja nos permite avistar el futuro con la mayor determinación y optimismo.



ALBERTO CEÑA
DIRECTOR TÉCNICO DE LA ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA

La industria eólica española en un escenario de fuerte crecimiento mundial

Los cambios sufridos por la industria eólica en los últimos diez años, suponen un caso único en el sector de maquinaria y bienes de equipo, tanto por la rápida evolución del tamaño de los aerogeneradores, como por los mayores requisitos de confiabilidad de las máquinas y de calidad a la energía eléctrica generada.

Por otro lado, considerada sólo como una variación imprevisible de la demanda eléctrica, al inicio de esta nueva y definitiva etapa, era casi impensable que se convirtiera, en el plazo de cinco años, en una firme alternativa de generación. En este sentido, es importante indicar que en el año 2006, la energía eólica supuso el 8% del total de la demanda del país y es prácticamente la única forma de cubrir los crecimientos de la misma, junto con los ciclos combinados.

Esta situación ha sido generalizada en todo el mundo, pues la instalación de aerogeneradores se ha duplicado entre los años 2003 y 2006 y las previsiones son volver a duplicar este valor en el año 2010. Sólo entre el año 2005 y 2006 el crecimiento de la demanda de aerogeneradores fue del 25%.

Las consecuencias de esta imprevista situación son múltiples y variadas, pero nos centraremos en dos: la posición dominante de los suministradores de máquinas sobre los clientes, quienes acuciados, en algunos casos, por la caducidad de los marcos regulatorios o las cambiantes condiciones financieras, pueden establecer relaciones contractuales a corto plazo que minimicen las necesarias garantías y/o reposiciones en plantas que deben durar, con los menores cambios posibles, al menos durante veinte años.

La segunda es la creciente globalización de la industria, que ha reaccionado de forma rápida a este importante reto del crecimiento de la demanda, con la ampliación y construcción de nuevas plantas, sobre todo de componentes críticos: multiplicadoras, rodamientos especiales y, en menor medida, palas y grandes piezas de fundición y mecanizados. Los plazos de construcción de las factorías y la homologación de productos no van a impedir la falta de máquinas al menos durante los años 2007 y 2008.

Los retos actuales y las perspectivas futuras

La industria española ha respondido de forma adecuada a este reto y en la actualidad las exportaciones del sector se estiman en unos 1.500 M/€ en el año 2006. Algunos fabricantes de aerogeneradores venden más fuera de España que en nuestro país y los suministradores de componentes siguen la tendencia de los clientes principales, aunque por parte de estos, se observa una doble estrategia: por un lado la diversificación de proveedores externos y por otro, la fabricación inter-

na de la mayor parte de las piezas de las máquinas, ante las compras recientes de fabricantes de componentes clave por parte de competidores. Una vez se estabilice el mercado, se espera que esta última se revierta, siguiendo el esquema de otros procesos industriales que tienden al «out-sourcing» por la optimización de costes.

Si en tan corto plazo de tiempo se han producido tan importantes e inesperados cambios, lo que pase en el futuro es difícil de adivinar, dentro de un contexto de crecimiento global de la producción de electricidad de origen eólico. Algunos apuntan a una posible sobreproducción de máquinas, con la subsiguiente incidencia en precios y costes, aunque todo dependerá de la evolución de los mercados emergentes y de la consolidación de los existentes, ligado siempre a la existencia de marcos regulatorios adecuados y creíbles. Hay que tener en cuenta que un marco regulatorio o un procedimiento concursal tardan un año en aplicarse, mientras que el aumento de la capacidad de producción de aerogeneradores suele durar varios años.

Desarrollo tecnológico coordinado y finalista

Por lo que respecta a nuestro país, cualquier escenario que se maneje deber tener en cuenta, también, dos aspectos importantes: la maduración del sector eólico español a medio plazo y la creciente fabricación en otros países de componentes y máquinas, sea por razones de coste o por requisitos del marco regulatorio local. Ante esta tesitura, tanto el sector eólico –empezando por la medición del recurso hasta la operación de los parques y aerogeneradores– como las instituciones del Estado deben consolidar la posición tecnológica de nuestro país de una forma coordinada y con objetivos finalistas.

En este sentido, la construcción de centros tecnológicos en diferentes emplazamientos, supone una cierta dispersión de esfuerzos y un riesgo de solapamientos, que pueden afectar a la eficacia de los resultados alcanzables y al uso de los siempre escasos recursos públicos. Es importante centrarse en optimizar tecnológicamente la ya próxima repotenciación de los parques así como las máquinas futuras, pero no sólo por el tamaño sino también por la reducción de los costes, la mejora de la fiabilidad y la mejor integración en la red, lo que no siempre va parejo.

España dispone de emplazamientos, conocimientos y centros tecnológicos con capacidad para consolidar ese conocimiento transversal que tan buenos resultados les ha dado a los daneses para exportar una vez consolidado el mercado nacional. Desde la Asociación Empresarial Eólica hemos impulsado y coordinado la Plataforma Tecnológica del sector eólico, REOLTEC, para optimizar esfuerzos y buscar resultados concretos, que nos permitan mantener el empleo y los conocimientos de vanguardia en uno de los pocos sectores industriales y tecnológicos que han mostrado una clara posición de liderazgo mundial.





© M. TORRES

Capítulo I

EL ESCENARIO ENERGÉTICO

■ La energía es hoy más que nunca uno de los ejes centrales de las relaciones internacionales tanto por sus implicaciones estratégicas como medioambientales. La Unión Europea ha dado un paso al frente con la elaboración del *Libro Verde 2006, sobre la Estrategia Europea para la Energía Sostenible, Competitiva y Segura* que desembocó en la decisión del Consejo de fijar el objetivo del 20 por ciento de energía renovable para 2020. Mientras tanto, en estos últimos meses la comunidad internacional ha avanzado significativamente en la toma de conciencia de la gravedad del cambio climático.

I.1 El reto de la política energética en Europa	14
I.1.1 Libro Verde 2006, sobre la Estrategia Europea para la Energía Sostenible, Competitiva y Segura	17
I.1.2 Energy Package de la Comisión Europea	18
I.1.3 Europa apuesta por una cuota del 20% de energías renovables en 2020	20
I.2 El desafío climático: un enfoque integrado y global con la política energética	24

I.1 El reto de la política energética en Europa



© DESA

En la Unión Europea se aprecia que es cada vez mayor la sensibilización respecto de los tres principales factores impulsores de la energía renovable: *sostenibilidad, competitividad y seguridad del abastecimiento*.

Las energías renovables prometen mejoras estratégicas en la seguridad del abastecimiento, reducen la inestabilidad de los precios a largo plazo a que está sujeta la UE como «seguidor» de los precios de los combustibles fósiles y podrían ofrecer una mayor ventaja competitiva a la industria de la tecnología energética europea. Además, las energías renovables reducen la contaminación atmosférica y las emisiones de gases de efecto invernadero. Asimismo mejoran las perspectivas socioeconómicas

de las regiones rurales y aisladas en los países industrializados y ayudan a satisfacer las necesidades energéticas básicas de los países en desarrollo. El efecto acumulado de todos estos beneficios constituye un sólido argumento a favor del apoyo a las energías renovables.

Así lo afirma la Comunicación (2006) 849 de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo, que elabora un informe sobre el progreso de la electricidad renovable.

Entre sus conclusiones y futuras acciones afirma que la industria ha sido impulsada tradicionalmente por incentivos «descendentes», como las subvenciones y las medidas fiscales encaminadas a lograr objetivos macroeconómicos y medioambientales. Sin embargo, la

demanda de energías renovables se está convirtiendo en un factor «ascendente» cada vez más importante para la industria.

Señala que la subida de los precios de la electricidad está obligando a los consumidores a considerar diferentes estrategias para su adquisición. La demanda de energía seguirá aumentando si no se aplican activamente medidas de eficiencia energética. Los costes de la electricidad aumentaron en promedio un 40% entre 2004 y 2005 y los consumidores, comerciales e industriales fueron los más afectados.

Los productores de energías renovables se han convertido en agentes importantes en los mercados de la electricidad. Es necesario integrar adecuadamente estas energías en el mercado interior. El principio del acceso de terceros es fundamental para que las inversiones en energías renovables alimenten la red y atraigan a nuevos inversores al mercado. La explotación y la inversión en la generación basada en fuentes renovables son más eficientes cuando las energías renovables están expuestas a las señales de los precios del mercado.

El mercado interior permite poner en común la generación, lo cual reporta ganancias de eficiencia en la producción a partir de energías renovables tanto a pequeña como a gran escala. El comercio transfronterizo permite vender electricidad de una zona con excedente a una base de clientes más amplia, así como importar electricidad desde una mayor distancia. Esto es especialmente importante para las zonas con elevada densidad de generación de energía eólica.

Las energías renovables pueden proporcionar también una salvaguardia contra la volatilidad del mercado de la electricidad. Europa no puede permitirse fallar en sus políticas de energía renovable.

El reconocimiento de estos criterios se encuentra claramente alineado con el informe interno elaborado por nuestra Asociación durante el período abierto por la Comisión Europea para la consulta pública que precedió al *Libro Verde 2006* y a la formulación de esta Comunicación, cuando entre nuestras conclusiones afirmamos que:

Los productores de energías renovables se han convertido en agentes importantes en los mercados de la electricidad por lo que es necesario integrar adecuadamente estas energías en el mercado interior

«...4ª. Deben ponerse en marcha medidas regulatorias para la efectividad de un **mercado interior único de energías renovables** a través del fomento de la participación de la energía eólica en los mercados liberalizados de la electricidad, y a través de los intercambios intracomunitarios de electricidad renovable. Para ello ha de habilitarse un **derecho de acceso preferente y asignación de la capacidad** de las interconexiones internacionales para el comercio transfronterizo de la electricidad de origen renovable.»

La Comunicación reconoce que con un fuerte crecimiento en Europa y un mercado mundial cada vez mayor, la energía eólica es un éxito claro y que con las políticas actualmente vigentes, el porcentaje global de la electricidad renovable alcanzará el 19% para 2010.

Afirma la Comunicación que algunos estados miembros –Dinamarca, Alemania, España, Irlanda, Hungría, los Países Bajos y Luxemburgo– parecen estar cumpliendo los objetivos que han aceptado de conformidad con la Directiva. Será principalmente gracias a los esfuerzos de estos pocos países como la UE podrá, en el mejor de los casos, lograr un porcentaje del 19% de electricidad renovable en 2010. Otros estados miembros podrían realizar sus objetivos nacionales si reforzaran sus políticas. Sin embargo, en un número significativo de ellos se observan porcentajes decrecientes de producción de electricidad renovable.

La aproximación lograda a la realización del objetivo puede considerarse un éxito parcial, aunque aún hay un margen significativo para la mejora. Con el fin de proseguir el esfuerzo para consolidar una tendencia sostenible en el ámbito de la electricidad, la Comisión recomienda el desarrollo inmediato de las ocho siguientes áreas de actuación principales:

1. Los estados miembros deben aplicar correcta y completamente la Directiva sobre la electricidad renovable.
2. Es necesario suprimir sin dilación los obstáculos administrativos, el acceso no equitativo a la red y los procedimientos complejos.
3. Deben optimizarse los regímenes de apoyo definidos en la COM (2005) 675 final. La



Comisión reexaminará en 2007 la situación de los regímenes de apoyo a las energías renovables de los estados miembros, a fin de evaluar su eficacia y la necesidad de proponer regímenes armonizados de apoyo a las mismas en el contexto del mercado interior de la electricidad de la UE. Aunque los regímenes nacionales podrían seguir siendo necesarios durante un periodo transitorio, hasta que el mercado interior sea plenamente operativo, los regímenes de apoyo armonizados deben ser el objetivo a largo plazo.

4. Se ha de dinamizar el sector de la biomasa mediante las acciones previstas en el Plan de acción sobre esta tecnología. Se prestará especial atención al uso cada vez más extendido de la biomasa para la producción combinada de calor y electricidad.

5. Credibilidad a largo plazo: la Comisión propondrá en 2007 un nuevo marco jurídico para la promoción de las fuentes de energía renovables según lo expuesto en el Plan de trabajo sobre las mismas.

6. La Comisión seguirá cooperando estrechamente con las autoridades responsables de la red, los reguladores de la electricidad a escala europea y la industria de las energías renovables para facilitar una mejor integración de estas en la red eléctrica y prestará especial atención a los requisitos especiales para un despliegue mucho mayor de la energía eólica marina, en especial por lo que respecta a las conexiones a la red transfronteriza. Deben examinarse las oportunidades que brinda el sistema de la red transeuropea de energía (RTE-E). Se debe empezar a trabajar en una súper red europea marina.

7. El mercado interior de la electricidad se desarrollará de manera coherente con el progreso de las energías renovables. La liberalización, en particular por lo que respecta a la transparencia, la separación jurídica y funcional de las compañías y el aumento de la capacidad de los interconectores, brinda también la oportunidad de que entren en el mercado nuevos agentes innovadores.

8. Las energías renovables deben integrarse sin demora en la Estrategia de Lisboa de la Unión Europea a través del programa de competi-

tividad e innovación, los fondos regionales y de cohesión, las iniciativas de desarrollo rural y el fortalecimiento de las actividades de investigación y desarrollo tecnológico en el período 2007-2013.

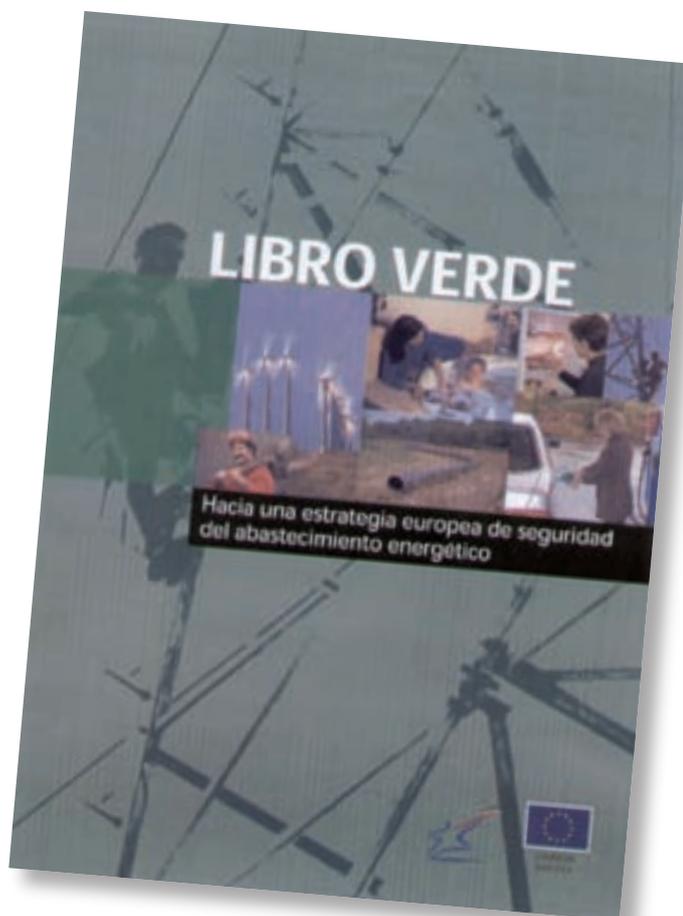
1.1.1 Libro Verde 2006, sobre la Estrategia Europea para la Energía Sostenible, Competitiva y Segura

La política energética europea en 2006 se ha desarrollado en un entorno caracterizado por la estela de los acontecimientos de finales del año anterior, en los que había sido políticamente asumida la vulnerabilidad energética de Europa ante escenarios en los que a los tradicionales factores de incertidumbre de naturaleza económica en el abastecimiento de las fuentes primarias de energía de origen fósil procedentes de regiones ajenas al entorno europeo, se añadía la inestabilidad política y social de algunos de los países situados en las rutas de tránsito del abastecimiento de estas fuentes de energía.

Actuaciones puntuales protagonizadas entre países fuera del ámbito de acción propio de la UE, agudizaron una visión desalentadora y preocupante de la dependencia europea con respecto a dichas fuentes de energía de origen fósil. Según afirma la Comisión Europea, alcanza niveles del 50% y estima que podría llegar al 70% en 20 años en el caso de no otorgarse mayor competitividad a la energía autóctona.

La toma de conciencia de esta realidad se hace patente en el 2717 Consejo Europeo de transporte, telecomunicaciones y energía, de primavera de 2006, reunido los días 23 y 24 de marzo de 2006, cuando acoge favorablemente el *Libro Verde 2006, sobre la Estrategia Europea para la Energía Sostenible, Competitiva y Segura* elaborado por la Comisión Europea.

Como fundamento de este proceso la Comisión propone la presentación periódica de una revisión estratégica del sector de la energía de la UE al Consejo y al Parlamento, que cubra todos los aspectos de la política energética. Se trataría de un inventario y un plan de acción periódicos que supervisarían los progresos y definirían los nuevos desafíos y respuestas en todos los ámbitos de la política energética.



El *Libro Verde 2006, sobre la Estrategia Europea para la Energía Sostenible, Competitiva y Segura*, tras una reflexión sobre los desafíos que plantea la nueva política energética comunitaria en la próxima década para el desarrollo energético seguro, competitivo y sostenible, identifica un ámbito de reflexión sobre **seis sectores prioritarios** sobre los cuales la Comisión habría de presentar al Consejo Europeo de primavera del año 2007 **medidas concretas** mediante el citado Plan de Acción.

Ámbitos de prioridad

El *Libro Verde* presenta sugerencias y opciones que podrían sentar la base de una nueva política energética europea de carácter, e identifica para ello las siguientes prioridades:

1. Completar el *mercado interior de la energía* con nuevas medidas.
2. La *seguridad de abastecimiento* en el mercado interior de la energía garantizando la solidaridad entre los estados miembros.



© GAMESA

3. Conseguir una *combinación energética más sostenible, eficiente y diversificada*: la elección de la combinación energética de cada estado miembro es, y seguirá siendo, cuestión de subsidiaridad; sin embargo, las decisiones de cada estado miembro influyen inevitablemente en la seguridad energética de sus vecinos y de toda la Comunidad.
4. Adopción de *medidas ante los retos del calentamiento del planeta*: el *Libro Verde* expone, en particular, el posible contenido de un Plan de Acción de Eficiencia Energética para que la UE ahorre el 20% de la energía que de otro modo consumiría en 2020. Además, se propone que la UE elabore una nueva hoja de ruta para las fuentes de energía renovables, con objetivos para 2020 y años sucesivos, con objeto de crear un marco estable para la inversión que permita generar

energías renovables más competitivas en Europa.

5. Elaboración de un Plan Estratégico de Tecnologías de la Energía: las tecnologías energéticas eficientes y bajas en carbono constituyen un mercado internacional, en rápido crecimiento, de miles de millones de euros en los próximos años.
6. Por último, el *Libro Verde* subraya la necesidad de una *política energética exterior común*. Frente a los desafíos de una demanda creciente, de unos costes altos y volátiles, de una dependencia de las importaciones cada vez mayor y del cambio climático, Europa necesita hablar con una sola voz en la escena internacional.

El *Libro Verde* concluye que la política energética europea debería fijarse en tres grandes objetivos:

- **Seguridad de abastecimiento.**
- **Sostenibilidad.**
- **Competitividad.**

1.1.2 *Energy Package* de la Comisión Europea

La Comisión ha propuesto un paquete global de medidas para establecer una nueva política energética para Europa, a fin de luchar contra el cambio climático e impulsar la seguridad energética y la competitividad de la UE. El paquete de propuestas establece una serie de objetivos ambiciosos sobre emisiones de gases de efecto invernadero y energía renovable, y pretende crear un auténtico mercado interior de la energía, así como reforzar la regulación eficaz. La Comisión considera que si se alcanza un acuerdo internacional sobre el marco posterior a 2012, podrá llegarse a reducir en un 30% las emisiones de los países desarrollados en 2020. Para reforzar su compromiso, la Comisión propone que la Unión Europea se comprometa ahora a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% como mínimo en 2020, especialmente a través de medidas energéticas.

La UE ha reconocido claramente que el mercado interior de la energía es el camino a seguir para garantizar precios justos a los ciudadanos y las pequeñas empresas, asegurando, al mismo tiempo, que incluso las empresas

más pequeñas, por ejemplo las que invierten en energías renovables, tengan acceso al mercado energético. Un mercado eficiente garantiza, asimismo, que las inversiones en las centrales eléctricas y las redes de transporte sean suficientes para evitar los cortes de suministro de gas o electricidad. A fin de aprovechar plenamente el potencial del mercado interior del gas y la electricidad, la Comisión Europea ha presentado las siguientes propuestas en el marco de su política energética para Europa:

- Perspectivas del mercado interno del gas y de la electricidad. COM (2006) 841.
- Plan prioritario de interconexión. COM (2006) 846.
- Hacia un Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética. COM (2006) 847.
- Programa de Trabajo de la energía renovable. Las energías renovables en el siglo XXI: construcción de un futuro más sostenible. COM (2006) 848.
- Acción de seguimiento del *Libro Verde*. Informe sobre el progreso de la electricidad renovable. COM (2006) 849.
- Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativo a las estadísticas sobre energía. COM (2006) 850.
- Investigación de conformidad con el artículo 17 del Reglamento (CE) nº 1/2003 en los sectores del gas y la electricidad. (Informe final) COM (2006) 851.
- Una Política Energética para Europa. COM (2007) 1.
- Limitar el calentamiento mundial a 2° C. Medidas necesarias hasta 2020 y después. COM (2007) 2 final.

Especialmente destacable para la energía eólica han sido las Comunicaciones 848 y 849 en la medida en que en la primera se diseña un programa de trabajo, del que la Comisión concluye que se establece una parte importante de la visión estratégica para el futuro energético de Europa.

Busca acelerar de forma significativa el crecimiento de la energía renovable, y propone que la Unión Europea consiga para 2020 una aportación del 20% de estas fuentes de energía en su combinación energética. La Comisión solicita al Consejo Europeo de primavera y al

La Comisión propone un paquete global de medidas para establecer una nueva política energética para Europa, a fin de luchar contra el cambio climático e impulsar la seguridad energética y la competitividad de la UE

Parlamento Europeo que apoyen este objetivo. Para esto hará falta un importante refuerzo del marco normativo comunitario. El aspecto más importante es que la Comisión está convencida de que ahora es necesario un objetivo jurídicamente vinculante sobre la aportación general de las energías renovables a la combinación energética comunitaria, además de unos objetivos mínimos obligatorios sobre los biocarburantes. Esta estrategia será un paso fundamental en el camino hacia la sostenibilidad.

Afirma que el logro de este objetivo es factible, tanto técnica como económicamente. Los costes medios adicionales respecto a las opciones de suministro convencional dependerán de las futuras tasas de innovación y de los precios de la energía convencional, y oscilarán entre 10.600 y 18.000 millones de euros al año. El despliegue adicional de energía renovable necesario para lograr el objetivo del 20% reducirá las emisiones anuales de CO₂ en 700 Mt en 2020. El valor de esta importante reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero casi cubriría el coste adicional total con unos precios de la energía elevados. Al mismo tiempo, la Unión Europea reforzará su posición en cuanto a la seguridad del abastecimiento al reducir la demanda de combustibles fósiles en más de 250 Mtep en 2020. Hasta que entre en vigor esta nueva legislación, se aplicará activamente el actual marco legislativo, en concreto en relación con la electricidad y los biocarburantes.

También alude a que nadie puede predecir los precios del petróleo o del gas con una antelación de 20 años, pero sería poco prudente no empezar a invertir a fin de reducir las incertidumbres del futuro energético comunitario. Para poner en práctica los principios y propuestas recogidos en el presente programa de trabajo, anticipa que en 2007 se presentarán nuevas propuestas de legislación. Esta nueva legislación se basará en el marco legislativo vigente y lo reforzará para los años posteriores a 2010. Los estados miembros deben empezar a repartir el objetivo general de forma equitativa, teniendo en cuenta las circunstancias y opciones nacionales e indicando a la vez cómo tienen intención

de progresar en los tres sectores de acuerdo con el objetivo acordado.

Lo que se pretende es crear un verdadero mercado interior en el que puedan prosperar las tecnologías renovables. Este plan proporcionará al sector la certidumbre y la estabilidad que necesita para decidir sobre sus inversiones, dando a la vez a los estados miembros la flexibilidad que necesitan para apoyar el plan según sus circunstancias nacionales.

Reconoce que el programa de trabajo se basa en la reputación y en el liderazgo de que disfruta en todo el mundo el sector comunitario de la industria de la energía renovable. El objetivo es confirmar a la UE como líder mundial del sector. Dado el aumento de la competencia mundial y que otros agentes clave están aplicando sólidas medidas de fomento de la energía renovable, el logro de este objetivo implica grandes retos para Europa. Si no se consigue triunfar en estos retos, por falta de acción o de visión, quedaría gravemente dañado nuestro liderazgo en este campo.

Por nuestra parte, también habíamos destacado en las conclusiones de nuestro informe al respecto los siguientes aspectos:

«...5ª.- Es necesario **reforzar la política de ayudas a la I+D+I en el campo de las tecnologías renovables a gran escala**, redirigiendo los programas de la UE hacia las plataformas tecnológicas de energías renovables, en particular hacia las dirigidas a la gestión y almacenamiento de la electricidad producida a gran escala por estas tecnologías.»

1.1.3 Europa apuesta por una cuota del 20% de energías renovables en 2020

El compromiso de la Comisión Europea relativo a una *Nueva Política Energética para Europa* a través del paquete de medidas dado a conocer en el mes de enero, ha cristalizado en el Consejo Europeo celebrado los días 8 y 9 de marzo de 2007, cuyas conclusiones reflejan la preocupación por los desafíos en relación con el cambio climático y las necesidades de poner en marcha en la UE con carácter urgente una actuación política integrada en materia climática y energética que combine la actuación a nivel europeo y de los estados miembros a



© VESTAS

la vista del calentamiento de la Tierra y de la necesidad de garantizar la seguridad de abastecimiento y mejorar la competitividad de las empresas.

Afirman las conclusiones de la Presidencia, que el Consejo Europeo adopta un Plan de acción global en el ámbito de la energía para el periodo 2007-2009 sobre la base de la Comunicación de la Comisión *Una Política Energética para Europa*, lo que supone un hito en la creación de una política energética europea y un trampolín para la actuación ulterior. El Consejo Europeo señala que la combinación de energía



elegida por algunos estados miembros puede repercutir en la situación energética de otros y en la capacidad de que la Unión alcance los tres objetivos marcados.

El Plan de acción establece la forma en que pueden lograrse progresos significativos en el funcionamiento eficaz y la realización plena del mercado interior de gas y electricidad de la UE, así como un mercado más interconectado e integrado. Contempla la designación de coordinadores de la UE para los cuatro proyectos prioritarios de interés europeo. Aborda también la cuestión fundamental de la seguridad de abastecimiento energético y la respuesta a posibles crisis. Por lo que se refiere a la seguridad de abastecimiento, el Consejo Europeo subraya la importancia de utilizar plenamente los instrumentos disponibles para mejorar la cooperación bilateral de la UE con todos sus proveedores y garantizar la fiabilidad de los flujos energéticos hacia la Unión.

El Plan de acción establece orientaciones claras para una política energética europea efectiva a nivel internacional, que se exprese con una voz común. Establece objetivos

Los jefes de Estado y de Gobierno de la UE posan al término de la Cumbre de Primavera en la que adoptaron el objetivo del 20 por ciento de renovables en 2020.

© UE

cuantitativos muy ambiciosos en materia de eficiencia energética, energías renovables y uso de biocombustibles, e insta a llevar a cabo un plan estratégico europeo de tecnología energética, incluida la captura y retención de carbono en condiciones ambientalmente seguras, que deberá ser estudiado en la sesión del Consejo Europeo de primavera de 2008.

El Consejo Europeo reafirma el compromiso a largo plazo de la Comunidad con el desarrollo de energías renovables, a escala de la Unión, más allá de 2010; insiste en que todos los tipos de energías renovables, si se utilizan de forma rentable, contribuyen simultáneamente a la seguridad del abastecimiento, a la competitividad y a la sostenibilidad y está convencido de la primordial importancia de dar a la industria, a los inversores, a los innovadores y a los investigadores una señal clara a este respecto. Por estas razones, y considerando las diferentes circunstancias, puntos de partida y potenciales de cada uno de los estados miembros, se declara de acuerdo con los siguientes objetivos:

- Un objetivo vinculante de alcanzar un porcentaje del 20% de energías renovables en el consumo total de energía de la UE en 2020
- Un objetivo vinculante mínimo del 10%, para todos los estados miembros, con relación al porcentaje de biocombustibles en el conjunto de los combustibles (gasóleo y gasolina) de transporte consumidos en la UE en 2020, que deberá introducirse respetando la relación coste-eficacia. El carácter vinculante de este objetivo es adecuado siempre y cuando la producción sea sostenible, los biocombustibles de segunda generación estén disponibles comercialmente y la Directiva sobre la calidad de los combustibles se modifique en consecuencia para permitir niveles de mezcla adecuados.

Partiendo del objetivo global para las energías renovables, deberían extraerse, con plena participación de los estados miembros atendiendo a una asignación equitativa y adecuada que tenga en cuenta que cada país parte de una situación y tiene un potencial distintos, incluso en cuanto al nivel existente de energías renovables y a la combinación energética, objetivos nacionales globales diferenciados y, siempre que se alcance el objetivo mínimo para los biocombustibles en cada estado miembro, dejando a estos últimos la opción de fijar objetivos nacionales para cada sector específico de energía renovable (electricidad, calefacción y refrigeración, biocombustibles).

Para alcanzar estos objetivos, el Consejo Europeo:

- Insta a que se establezca un marco global coherente para las energías renovables, sobre la base de una propuesta de la Comisión en 2007 relativa a una nueva Directiva global sobre el uso de las energías renovables en su totalidad. Esta propuesta debería estar en consonancia con la restante legislación comunitaria y podría contener disposiciones sobre:
 - Los objetivos nacionales generales de los estados miembros;
 - Los planes de acción nacionales que contienen objetivos por sector y las medidas para alcanzarlos; y
 - Criterios y disposiciones para garantizar la producción y el uso sostenibles de la

El Consejo Europeo adopta como objetivo vinculante alcanzar un porcentaje del 20% de energías renovables en el consumo total de energía de la UE en 2020

bioenergía y para evitar conflictos entre los distintos usos de la biomasa.

- Insta a una exhaustiva y pronta aplicación de las medidas destacadas en las conclusiones del Consejo de junio de 2006 relativas el Plan de Acción sobre la Biomasa, en particular por lo que respecta a los proyectos de demostración sobre combustibles de segunda generación.

El Consejo Europeo insta a todas las partes interesadas a avanzar rápidamente y con determinación en la aplicación de todos los elementos del Plan de Acción, de forma coherente con sus disposiciones y condiciones. En particular, invita a la Comisión a presentar lo más rápidamente posible las propuestas solicitadas en el Plan de acción.

En nuestro caso, la posición mantenida por la Asociación también había quedado reflejada con anterioridad cuando afirmábamos que:

- «1ª. El desarrollo de las energías renovables a gran escala debe recuperarse como **prioridad política de la UE**, formar parte de la primera revisión estratégica del sector de la energía de la UE y manifestarse con medidas concretas en el Plan de acción de la nueva Política Energética para Europa.»
- «2ª. La generación eólica debe contemplarse como un **objetivo estratégico** para equilibrar las metas del uso sostenible de la energía, la competitividad y la seguridad del abastecimiento a través de un incremento sustancial del aprovechamiento de los recursos renovables de modo que pueda desarrollarse todo el potencial eólico de la UE y para ello será necesario avanzar en medidas financieras y regulatorias a través de una nueva Directiva de promoción de energías renovables.»
- «3ª. Estimamos necesario incrementar los objetivos nacionales de consumo de electricidad procedente de energías renovables en todos los estados miembros y disponer de **objetivos obligatorios** por tecnologías y estados miembros que no hayan cumplido...»

Seguimiento

A la vista del planteamiento integrado en el ámbito de la política climática y energética, el Consejo acordó que se procederá perió-



© GAMESA

dicamente a una revisión del Plan de Acción energético en el contexto del examen anual por parte del Consejo Europeo de los progresos realizados y de los resultados obtenidos en la aplicación de las políticas energéticas y de cambio climático de la UE. Se invita a la

Comisión a presentar una revisión estratégica actualizada del sector de la energía a comienzos de 2009, que se utilizará como base para el nuevo Plan de Acción energético a partir de 2010 que deberá adoptar el Consejo Europeo de primavera de ese mismo año.

I.2 El desafío climático: un enfoque integrado y global con la política energética

El Consejo Europeo de primavera de 2007 apuesta por una política climática y energética integrada. A este respecto, las conclusiones de la Presidencia afirman que los desafíos en relación con el cambio climático deben abordarse urgentemente y con eficacia y subrayan la importancia fundamental de conseguir el objetivo estratégico de limitar el aumento de la temperatura media mundial a no más de 2° C por encima de los niveles preindustriales.

Afirma que habida cuenta de que la producción y la utilización de energía son las fuentes principales de emisión de gases de efecto invernadero, para lograr este objetivo, se requiere un enfoque integrado de las políticas en el ámbito climático y energético.

La integración debe llevarse a cabo de forma que ambas políticas se potencien recíprocamente. Así pues, la Política Energética para Europa perseguirá los tres objetivos siguientes, respetando plenamente la opción tomada por los estados miembros en relación con la combinación energética y la soberanía sobre las fuentes de energía primaria y sobre la base del espíritu de solidaridad entre estados miembros:

- Aumentar la seguridad de abastecimiento.
- Garantizar la competitividad de las economías europeas y la disponibilidad de una energía asequible.
- Promover la sostenibilidad ambiental y luchar contra el cambio climático.

Afirma que la puesta en marcha por parte de la UE de una política energética integrada, que combine la actuación a nivel europeo y de

Para limitar el aumento de la temperatura media mundial a no más de 2° C por encima de los niveles preindustriales se requiere un enfoque integrado de las políticas en el ámbito climático y energético

los estados miembros, se hace incluso más vital y urgente a la vista del calentamiento de la Tierra y de la necesidad de garantizar la seguridad de abastecimiento y mejorar la competitividad de las empresas. De ahí que el Consejo Europeo adopta el plan de acción global en el ámbito de la energía para el período 2007-2009, sobre la base de la Comunicación de la Comisión «Una Política Energética para Europa».

Limitar el calentamiento mundial a 2° C: medidas necesarias hasta 2020 y después

Dentro del paquete de medidas energéticas presentado por la Comisión Europea el pasado mes de enero, se incluye una Comunicación dirigida al Consejo, al Parlamento Europeo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones, referida a la protección del clima.

Afirma la Comunicación (2007) 2 que el cambio climático es una realidad. Es necesario actuar con urgencia para limitarlo a un nivel razonable. La Unión Europea debe adoptar las medidas pertinentes y tomar la iniciativa en el plano internacional para limitar la elevación media de las temperaturas mundiales a 2° C respecto de los niveles de la era preindustrial.

Este objetivo es técnicamente factible y económicamente viable si los principales responsables de las emisiones actúan rápidamente. Desde el punto de vista económico, los beneficios son ampliamente superiores a los costes de la intervención.

Comercio de Derechos de Emisión

La Comunicación propone que la UE promueva, en el contexto de negociaciones internacionales, el objetivo de reducir en un 30% las emisiones de gases de efecto invernadero de los países desarrollados de ahora a 2020 (respecto de los niveles de 1990). Este esfuerzo es necesario para limitar la elevación de las temperaturas del planeta a 2° C. Hasta que se alcance un acuerdo internacional y, sin perjuicio de la postura que se adopte en las negociaciones internacionales, la UE deberá desde ahora asumir de forma autónoma el firme compromiso de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero al menos en un 20% de aquí a 2020, re-



© M. TORRES

curriendo al Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión (RCCDE), a otras medidas de lucha contra el cambio climático e iniciativas en materia de política energética. Este enfoque permitirá a la UE afirmar su autoridad en el plano mundial en materia de lucha contra el cambio climático. Asimismo, indicará a la industria que el RCCDE se mantendrá después de 2012, lo que favorecerá las inversiones en las técnicas de reducción de las emisiones y las soluciones alternativas poco consumidoras de carbono.

Afirma que después de 2020, las emisiones de los países en desarrollo habrán sobrepasa-

do el nivel de las de los países desarrollados. Convendría que de aquí a entonces el ritmo de crecimiento de las emisiones globales de los países en desarrollo comience a disminuir, y que vaya seguido de una disminución global absoluta a partir de 2020. Este objetivo puede alcanzarse sin comprometer el crecimiento económico ni los esfuerzos de lucha contra la pobreza de los países en desarrollo, aprovechando el amplio abanico de medidas relativas a la energía y a los transportes que, además de su importante potencial de reducción de las emisiones, presentan ventajas económicas y sociales intrínsecas inmediatas.

De ahora a 2050, las emisiones mundiales deberían haber disminuido en un 50% respecto a 1990, lo que supone reducciones en los países desarrollados del orden del 60 al 80% hasta 2050. Muchos países en desarrollo deberán también reducir considerablemente sus emisiones.

Los instrumentos basados en el mercado como el RCCDE serán esenciales para permitir a Europa y a otros países alcanzar sus objetivos con el menor coste posible. El marco para después de 2012 deberá prever la relación entre los sistemas comparables de comercio de derechos de emisión, con el RCCDE como pilar del futuro mercado mundial del carbono. El RCCDE continuará estando abierto después de 2012 a los créditos de emisión de carbono generados por los proyectos realizados en el marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y de la aplicación conjunta en virtud del Protocolo de Kioto.

La UE y sus estados miembros deberán adoptar la decisión de aumentar considerablemente la inversión en investigación y desarrollo en el ámbito de la producción y el ahorro energéticos.

El Consejo Europeo de primavera de 2007 también ha subrayado el papel principal de la UE en la protección internacional del clima

Destaca que será decisiva una acción colectiva internacional para lograr una respuesta eficaz, eficiente y equitativa a la escala necesaria para hacer frente a los desafíos del cambio

climático. Con tal finalidad, en la Conferencia Internacional de las Naciones Unidas sobre el Clima que comenzará a finales de 2007 deberían iniciarse, y concluir antes de 2009, las negociaciones con miras a un acuerdo mundial y completo para el periodo posterior a 2012, que debería basarse en la arquitectura del Protocolo de Kioto, ampliar su base y proporcionar un marco equitativo y flexible para lograr la participación más amplia posible. En este sentido, el Consejo Europeo respalda los elementos que el Consejo de Medio Ambiente del 20 de febrero de 2007 considera partes esenciales de un marco efectivo y apropiado para después de 2012. Dicho marco incluiría, entre otras cosas, el desarrollo de un enfoque compartido para alcanzar el objetivo último de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, el fortalecimiento y la ampliación de los mercados mundiales de carbono, el desarrollo, despliegue y transferencia de la tecnología necesaria para reducir las emisiones, las medidas de adaptación adecuadas para abordar los efectos del cambio climático, así como una actuación en materia de deforestación y medidas orientadas a hacer frente a las emisiones procedentes de la aviación y del transporte marítimo internacionales. Debería invitarse a todos los países a contribuir a los esfuerzos emprendidos en este marco, con arreglo a sus distintas responsabilidades y a sus capacidades respectivas.

El Consejo Europeo confirma que los compromisos de reducción absoluta de las emisiones son la espina dorsal de un mercado mundial del carbono. Los países desarrollados deben seguir tomando la iniciativa, comprometiéndose con una reducción colectiva del 30% de sus emisiones de gases de efecto invernadero de aquí a 2020 en comparación con 1990. Deberían hacerlo asimismo con vistas a reducir colectivamente sus emisiones entre un 60% y un 80% de aquí a 2050.

En este contexto, el Consejo Europeo apoya el objetivo de la UE de una reducción del 30% de las emisiones de gases de efecto invernadero de aquí a 2020 como contribución a un acuerdo mundial y completo para el periodo



© EWEA WINTER

posterior a 2012, siempre que otros países desarrollados se comprometan con reducciones comparables de las emisiones y que los países en desarrollo, económicamente más avanzados, se comprometan a contribuir adecuadamente en función de sus responsabilidades y capacidades respectivas. Invita a dichos países a presentar propuestas de contribución para el acuerdo posterior a 2012.

El Consejo Europeo destaca que la UE se compromete a transformar Europa en una economía de alta eficiencia energética y con bajas emisiones de gases de efecto invernadero y decide que, hasta que se celebre un acuerdo mundial y completo para después de 2012 y, sin perjuicio de su posición en negociaciones



internacionales, la UE formule un compromiso firme e independiente de lograr al menos una reducción del 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero de aquí a 2020.

El reparto de la «carga» y la revisión del RCCDE

El Consejo Europeo considera que es preciso un planteamiento diferenciado de las contribuciones de los estados miembros que refleje equidad y transparencia y tenga en cuenta las circunstancias nacionales y los años base de referencia para el primer periodo de compromiso del Protocolo de Kioto. Reconoce que la aplicación de estos objetivos deberá basarse en políticas comunitarias y en un reparto de la

La UE formula un compromiso firme e independiente de lograr al menos una reducción del 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero de aquí a 2020

carga interna acordado, e invita a la Comisión a que, en estrecha colaboración con los estados miembros, inicie de inmediato un análisis técnico de los criterios, incluidos los parámetros socioeconómicos y otros parámetros pertinentes y comparables, que sienten las bases de nuevos debates detallados. Habida cuenta de la gran importancia del sector de uso intensivo de energía, el Consejo Europeo subraya que es preciso adoptar medidas rentables para mejorar tanto la competitividad como las repercusiones medioambientales de estas industrias europeas.

El Consejo Europeo señala la cantidad cada vez mayor de emisiones de gases de efecto invernadero procedente de países en desarrollo y la necesidad de que dichos países se enfrenten al aumento de sus emisiones reduciendo las debidas a su desarrollo económico, en sintonía con el principio general de responsabilidades comunes aunque diferenciadas y con sus capacidades respectivas. El Consejo Europeo resalta su voluntad de mantener y seguir intensificando su ayuda a los países en desarrollo para que reduzcan su vulnerabilidad y se adapten al cambio climático.

Habida cuenta de que el comercio de derechos de emisión desempeña un papel fundamental en la estrategia a largo plazo de la UE para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, el Consejo Europeo invita a la Comisión a revisar el Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión de la UE a su debido tiempo con vistas a aumentar su transparencia y a reforzar y ampliar el ámbito de aplicación del mismo de manera que abarque aspectos como el cambio de utilización del suelo, la silvicultura y el transporte de superficie.

El Consejo Europeo destaca la necesidad de una política europea de transporte eficaz, segura y sostenible. En este contexto, resulta importante impulsar acciones para aumentar el rendimiento medioambiental del sistema europeo de transporte. El Consejo Europeo toma nota de los trabajos que está efectuando actualmente la Comisión Europea en relación con la evaluación de los costes externos del transporte y su internalización.





© VESTAS

Capítulo II

UN AÑO DE PROFUNDOS CAMBIOS NORMATIVOS

■ El marco normativo de la producción de electricidad registró a lo largo de 2006 cambios profundos y muy importantes que han alterado el funcionamiento del mercado eléctrico tanto con el Real Decreto Ley 3/2006 como con el R.D.L. 7/2006. En lo que se refiere a las energías renovables y por tanto a la eólica, estas reformas se completaban, no con la esperada revisión del R.D. 436/2004, sino con la tramitación de un nuevo R.D. que finalmente ha sido publicado en el BOE cuando este informe entraba en la imprenta.

II.1 Los cambios en la regulación eléctrica alcanzan al Régimen Especial de producción de electricidad	30
II.2 De la <i>revisión</i> de las retribuciones a un nuevo marco normativo	32
II.3 La transposición de la Directiva 2003/54/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad	36

II.1 Los cambios en la regulación eléctrica alcanzan al Régimen Especial de producción de electricidad



© ECOTÈCNIA



© REE

La regulación eléctrica ha sufrido profundas transformaciones en el ejercicio de 2006. Algunas de estas novedades regulatorias también han tenido incidencia en el sector eólico, en particular en la formación de los precios de la electricidad de origen eólico en el mercado.

En primer lugar, mediante el Real Decreto Ley 3/2006, de 24 de febrero, se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado de producción por agentes del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial y se obliga a internalizar el valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero del Plan Nacional de Asignación 2006-2007 en la formación de precios en el mercado mayorista de electricidad. Esta norma, que ha alterado sustancialmente el funcionamiento del mercado eléctrico durante su vigencia, ha tenido una vocación limitada en el tiempo ya que ha proyectado sus efectos mientras se desarrollaba la normativa por la cual las empresas distribuidoras negocian la energía a través de contratos bilaterales con entrega física. Esto último se ha concreta-



do en la Orden Ministerial ITC/400/2007, de 26 de febrero.

Los efectos del R.D.L. 3/2006, se han dejado sentir inmediatamente sobre la generación eólica en el mercado eléctrico, cuya participación alcanzó a finales del ejercicio un 97% del parque total instalado.

A partir de la intervención de una porción significativa de la energía negociada en dicho mercado se han fragmentando los perfiles de la oferta, lo que ha tenido sus efectos sobre la dinámica de formación de precios en dicho mercado como puede apreciarse en el **GRÁFICO V.10** del capítulo quinto de este informe.

Tras la aprobación del R.D.L. 3/2006, se publica el Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, deroga la Disposición Transitoria Sexta de la Ley del Sector Eléctrico que regulaba los denominados costes de transición a la competencia y se dirige a establecer un régimen favorecedor de la cogeneración, entre otros aspectos.

La modificación de determinados artículos y disposiciones de la Ley del Sector Eléctrico

mediante esta técnica legislativa (Real Decreto Ley) que escapa a la tramitación parlamentaria ordinaria y la participación y audiencia de los interesados y órganos institucionales consultivos, ha dejado al margen a los sectores y agentes implicados que no han tenido participación. En general todos ellos no han apreciado razones de urgencia en las reformas que afectan al régimen económico de las energías renovables, lo que ha suscitado una reacción crítica hacia esta iniciativa en el sector.

El R.D.L. no hace explícitos los motivos por los que suprime los parámetros objetivos que garantizaba la Ley Eléctrica en la determinación de las retribuciones mínimas para las energías renovables, alterando el artículo 30.4 de la Ley Eléctrica sin restablecer una garantía de mínimos para dicha retribución.

Otro de los aspectos que ha recibido mayores críticas ha sido que también excluye discrecionalmente a las energías renovables de la actualización de sus retribuciones en base a la senda de evolución de la tarifa media, lo que si bien fue acotado para un semestre, ha continuado por defecto al excluirse dicha actualización también en el R.D. 1634/2006, de 29 de diciembre, *por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007*. Con ello se han reabierto márgenes de discrecionalidad y opacidad que la regulación anterior había acotado expresamente.

El R.D.L. 7/2006 se ha justificado en la necesidad de «flexibilizar la política de establecimiento de las primas». Ello se ha traducido en una mayor discrecionalidad, afectando directamente a los principios de estabilidad y perdurabilidad que caracterizan el régimen económico de las energías renovables en la regulación del R.D. 436/2004.

Al tiempo que se publicaba esta disposición se dio a conocer nuevamente la intención de revisar el R.D. 436/2004. Los parámetros de esta revisión en los términos previstos en el citado R.D.L. fueron lo suficientemente abstractos como para contribuir a la incertidumbre ya generada con anterioridad, si bien el proceso de revisión en principio se acotaba en el tiempo hasta la finalización del año 2006.

Uno de los aspectos del R.D.L. 7/2006 que recibió mayores críticas fue la exclusión discrecional de las energías renovables de la actualización de sus retribuciones en base a la senda de evolución de la tarifa media

II.2 De la *revisión* de las retribuciones a un nuevo marco normativo



© LM GLASFIBER

Las revisiones anunciadas indiscriminadamente en 2004 y 2005 para el Régimen Especial, han abierto desde entonces un período de expectación para los inversores y operadores.

La falta de concreción de estas señales podía apuntar más allá del ajuste de las retribuciones previsto en el R.D. 436/2004 para 2006, razón por la que la incertidumbre generada ha tenido su reflejo en la marcha del proceso inversor previsto en el *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010*, cuando el balance de potencia eólica instalada en el ejercicio 2006, 1.587 MW, representa un 25% menos que las previsiones de dicho Plan.

La ralentización en la asignación de los puntos de conexión de las instalaciones sobre las redes de transporte, también ha sido identificada como un factor de incidencia significativa en dichos registros.

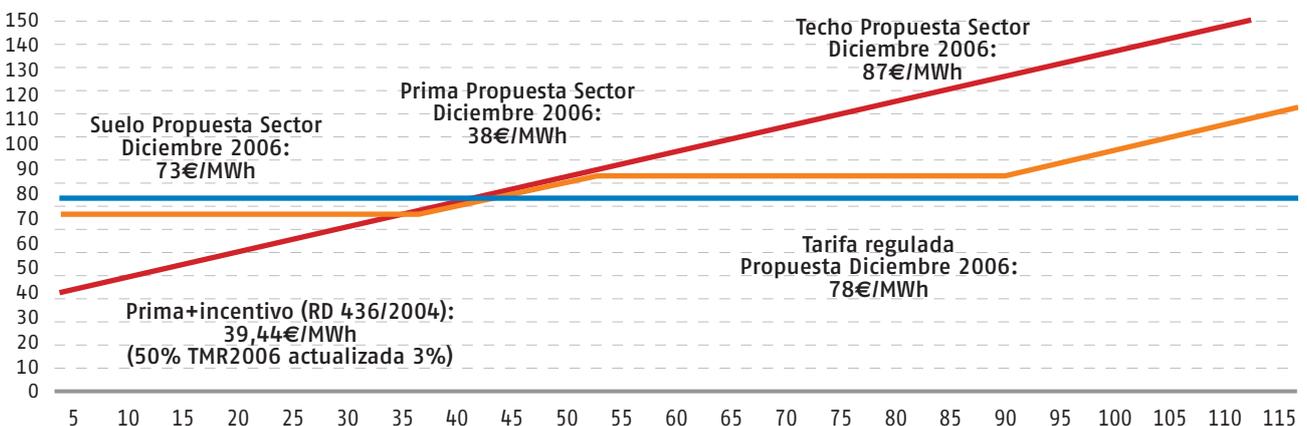
El proceso de tramitación reglamentario de la propuesta ha resultado particularmente largo, destacando las versiones sucesivas de la propuesta con anterioridad a su tramitación reglamentaria.

Las reuniones del Consejo Consultivo, las deliberaciones sucesivas del Consejo de Administración de la Comisión Nacional de la Energía para la aprobación de su informe preceptivo y, finalmente, el proceso de elaboración del

Gráfico II.01 Propuesta conjunta AEE-APPA (Valores 2007)

Precio total energía (POOL+Primas)-€/MWh (eje izquierda). Precio medio aritmético-€/MWh (eje de abajo)

— Prima + Pool (Propuesta sector eólico) — TR (Propuesta sector eólico). Año 2007 — Situación actual RD 436/2004



FUENTE: AEE

Dictamen preceptivo del Consejo de Estado, han sido los hitos de mayor calado en la tramitación de este nuevo R.D. 661/2007.

El sector eólico en su conjunto ha llevado a cabo un gran esfuerzo para consensuar una posición común, identificando los parámetros económicos básicos que fueron materializados en una propuesta efectuada y comunicada conjuntamente con la sección eólica de APPA, en los términos expresados en el **GRÁFICO II.01**.

Por su parte, los parámetros y rentabilidades esperadas de las diferentes propuestas ministeriales han evolucionado en la forma reflejada en la **TABLA II.01**.

Desde la perspectiva regulatoria el nuevo R.D. 661/2007 se desentiende de la senda trazada por el regulador y no sólo revisa las

retribuciones reduciendo la prima, sino que básicamente modifica los mecanismos en su asignación y deroga en su totalidad el citado R.D. 436/2004, regulando de nuevo las mismas materias tan sólo dos años después de su aprobación.

Cabe destacar dos rasgos que caracterizan la reforma que apuntamos:

- De una lado, introduce un mecanismo de asignación de las primas de forma flexible, modulando su aplicación en función del precio obtenido por la venta de la electricidad en el mercado y estableciendo tanto un límite superior, a partir del cual se suprime la prima, como un límite inferior que garantiza la retribución hasta el nivel mínimo, independientemente del precio que resulte en el mercado.

Tabla II.01 Resumen de propuestas sobre nueva retribución

Propuestas (€/MWh)	Tarifa regulada	Suelo mercado	Techo mercado	Prima	Tasa de actualización
R.D. 436/2004 En vigor actualmente	69,93	NO	NO	30,63 + 7,65 incent.	1,4 +/- 0,6%
Propuesta del sector APPA - AEE Presentada el 23/11/06 para parques 2008	79,6	71	92,7	40,62	IPC
1ª Propuesta del Ministerio de Industria enviada a la CNE el 29/12/06	73,1	67,7	84,7	17,4	IPC - 1%
2ª Propuesta del sector APPA - AEE presentada el 13/12/06	78	73	87	38	IPC
Acuerdo del 20 de marzo Secretaría General de la Energía - AEE	78 (*)	75	73	87	30+3
Borrador de Real Decreto remitido al Consejo de Estado el 26/03/07	73,22	71,12	84,94	29,29	IPC -0,25 IPC -0,50

FUENTE: AEE



© EUFER



© NORDEX

El nuevo R.D. 661/2007 suprime el incentivo a la participación en el mercado eléctrico y deja sin efecto la irretroactividad de esta revisión y de las futuras en lo que afecta a las primas

• Por otra parte, el nuevo decreto suprime el incentivo a la participación en el mercado eléctrico y deja sin efecto la irretroactividad de esta revisión y de las futuras en lo que afecta a las primas y a los complementos de las retribuciones, por lo que la aplica universalmente a todas las instalaciones independientemente de la fecha de su puesta en marcha. La propuesta también encierra un alto grado de inseguridad en lo que se refiere a los índices de actualización anual de todos los parámetros.

El nuevo decreto no motiva esta necesidad o conveniencia, si bien al derogar el R.D. 436/2004, contempla un periodo transitorio potestativo de mayor duración que en ocasiones anteriores para paliar los efectos de la nueva regulación sobre inversiones existentes.

A lo largo de la tramitación se ha podido constatar que la modificación de este mecanismo se ha justificado por el Ministerio en la necesidad de introducir medidas correctoras en la determinación de las primas debido a los incrementos de los precios de los combustibles y a sus efectos en los precios de la electricidad.



© GAMESA

El nuevo decreto también prevé la asignación de la retribución de manera perdurable, para 20 años. Sin embargo, el régimen de revisiones y actualizaciones que contempla, aunque también recupera la irretroactividad para las modificaciones de la tarifa regulada y para los límites superior e inferior de la retribución, excluye las primas y complementos de esta garantía, ya que el artículo 44.3 permite la aplicación retroactiva sobre las inversiones realizadas en el pasado y en las que se encuentran en curso de nuevos valores de primas y de complementos una vez sean modificados posteriormente.

Este efecto se ha señalado como una contradicción con la asignación de estos valores para el plazo de 20 años, perdurabilidad que resulta meramente ficticia, en la medida en que también se han programado posteriores modificaciones de dichos valores que consecuentemente se aplicarán retroactivamente.

Las principales argumentaciones efectuadas por nuestra Asociación tanto a la CNE como al Consejo de Estado han sido acogidas por dichos organismos y finalmente se han traducido en mejoras sustanciales de los sucesivos textos de la propuesta.

II.3 La transposición de la Directiva 2003/54/CE, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad

El Consejo de Ministros aprobó en septiembre de 2006, la remisión a las Cortes Generales del Proyecto de Ley que tiene como finalidad incorporar al ordenamiento jurídico español la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Si bien esta Directiva introdujo algunas novedades para completar el mercado interior de la electricidad, la mayor parte de las disposiciones establecidas en la misma ya se encuentran incorporadas en la legislación española por lo que el Proyecto de Ley incorpora al ordenamiento jurídico español algunas de las previsiones contenidas en la misma.

Las principales modificaciones a la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico efectuadas en el Proyecto se refieren a los siguientes aspectos:

- **Designación de autoridades reguladoras:** la Directiva comunitaria establece la obligación de los estados miembros de designar formalmente a las autoridades reguladoras de su país. El Proyecto modifica el artículo 3 de la Ley y define como autoridades reguladoras a la Administración General del Estado, las Comunidades Autónomas y la Comisión Nacional de la Energía. Además, se encargan a esta última las funciones de supervisión que se establecen en el artículo 23.1 de la Directiva, incluyendo un quinto apartado en el artículo 3 de la Ley que recoge una relación exhaustiva de todas las funciones de supervisión que exige la Directiva. Se añade además a esta lista, la función de supervisión del cumplimiento de la normativa y procedimientos relacionados con los cambios de suministrador que se realicen, así como de la actividad de la Oficina de Cambios de Suministrador.





Se crea la Oficina de Cambios de Suministrador como una sociedad mercantil independiente y responsable de supervisión conforme a los principios de transparencia, objetividad e independencia

© VESTAS

• **Suministro y tarifa de último recurso:** la actividad de suministro a tarifa deja de formar parte de la actividad de distribución y pasa a ser ejercida por la nueva figura de los *comercializadores a tarifa* de manera transitoria, hasta que se produzca la desaparición total de las tarifas el 1 de enero de 2011. A partir de esta fecha se crean las tarifas de último recurso para los consumidores más vulnerables, consumidores domésticos y PYMES cuya potencia instalada sea inferior a 50 kW, para quienes se concibe el suministro eléctrico como servicio universal.

La presentación del suministro mediante tarifa de último recurso está previsto que sea efectuada por las empresas comercializadoras, quienes deberán llevar a cabo dicha actividad con separación de cuentas, diferenciándola de la actividad de suministro libre.

• **Obligaciones de servicio público y protección al cliente:** se crea la Oficina de Cambios de Suministrador como una sociedad mercantil independiente y responsable de la supervisión de los cambios de suministrador conforme a los principios de transparencia, objetividad e independencia, en las condiciones que reglamentariamente se determinen. No obstante el Gobierno podrá encomendar a la Oficina funciones de gestión directa.

La Oficina de Cambios de Suministrador será una sociedad mercantil con objeto social exclusivo, que realizará sus funciones simultáneamente en los sectores del gas natural y de la electricidad. En su capital participarán los distribuidores y comercializadores de gas y electricidad y dentro de los límites de participación establecidos por el Gobierno. El proyecto establece los siguientes porcentajes: 15% para los distribuidores de energía eléctrica y gas natural y 35% para los comercializadores. A su vez la participación dentro de esa cuota de cada una de las empresas se realizará, para el caso de los distribuidores, en función de la energía que circule a través de sus instalaciones y en el caso de los comercializadores, según la energía vendida. En cualquier caso estas participaciones deberán actualizarse, según el proyecto, al menos cada dos años. El Gobierno deberá siempre asegurar el derecho de participación mínima a posibles nuevos entrantes.



© GAMESA

Para el ejercicio de su actividad, la Oficina de Cambios de Suministrador, tendrá acceso a las Bases de Datos de Consumidores y Puntos de suministro de gas y electricidad propiedad de las empresas. En este sentido se deberá aprobar la norma reglamentaria de funcionamiento de la Oficina en la que se especifique qué información deberán suministrar los agentes, así como el procedimiento específico para ello.

• **Operación del sistema y gestión del transporte:** se establece la creación de una unidad orgánica específica dentro de Red Eléctrica de España (REE), encargada de desarrollar en exclusiva las funciones de Operador del Sistema y Gestor de las Redes de Transporte, con el fin de garantizar la independencia funcional y de gestión entre las actividades que desarrolla como Operador del Sistema, para asegurar el suministro de energía, con respecto a las funciones que ejerce como transportista.

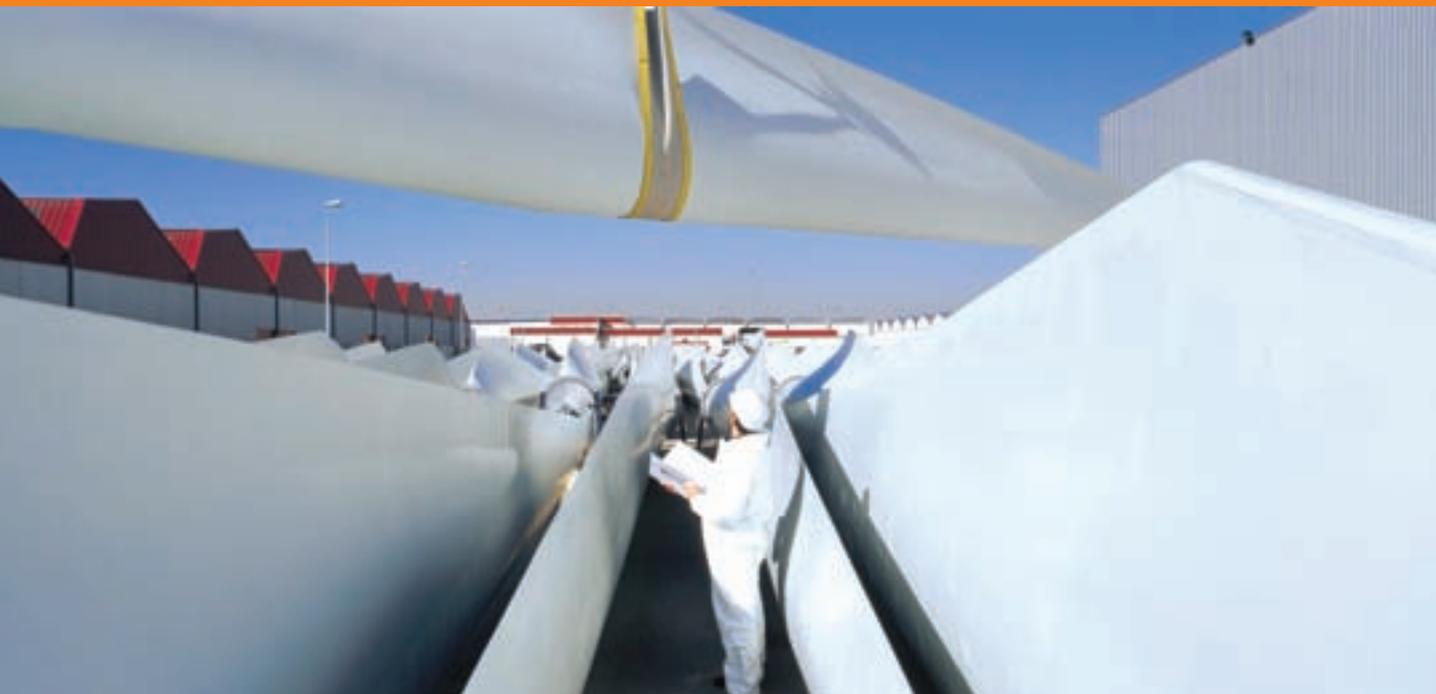
En relación con las actividades de compraventa de energía eléctrica, se incluye en el proyecto un mandato para dar solución a los contratos suscritos por Red Eléctrica de España con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley, de forma que estos contratos seguirán hasta su extinción. No obstante, la energía que provenga de estos contratos será retri-

buida según lo pactado y se integrará en el mercado de producción de energía eléctrica en las condiciones que reglamentariamente se establezcan.

• **Metodología para el cálculo de las tarifas de acceso a la red:** se faculta al Gobierno para aprobar los precios de las tarifas y los peajes de acceso y para que pueda establecer una metodología de cálculo de ambos y el detalle de los costes que deben incluir, de tal forma que cada servicio cubra los costes que provoca.

• **Actividad de distribución:** el proyecto establece como competencia de las Comunidades Autónomas el establecimiento del régimen económico por las acometidas. No obstante este régimen deberá respetar los límites máximo y mínimo que establezca el Gobierno, en función de la potencia y ubicación de las mismas. Las acometidas como instalaciones de conexión entre el distribuidor y el cliente, están sometidas a la competencia de las Administraciones autonómicas en cuanto a sus características técnicas y de seguridad.

El proyecto autoriza a las empresas distribuidoras a utilizar las redes de distribución para prestar servicios de telecomunicaciones, llevando a cabo cuentas separadas que diferencien los ingresos y costes imputables estrictamente a estos servicios.



© GAMESA

• **Actividad de transporte:** la red de transporte se clasifica en red primaria (para tensiones nominales iguales o superiores a 380 kV) y secundaria (para tensiones nominales iguales o superiores a 200 kV).

En cuanto a la planificación de la red de transporte, los titulares de las mismas someterán a estudio sus planes de inversión antes del 15 de octubre de cada año y éstos deberán ser aprobados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

De la retribución que se establezca para la actividad de transporte, el Gobierno podrá establecer una cantidad, hasta un máximo de un 3%, destinada a reducir el impacto socioambiental derivado de la construcción de infraestructuras de transporte.

• **Conflictos en relación con la gestión de redes:** se establece un plazo de dos meses para que el organismo responsable de la resolución de la reclamación administrativa emita una decisión al respecto. Este plazo podrá prorrogarse por dos meses si el organismo responsable solicita información adicional.

• **Intercambios intracomunitarios:** en los intercambios desaparece la figura del agente externo que pasa a ser incluida en la figura del comercializador y se refuerzan las obligaciones del Operador del Sistema como gestor del transporte y garantía de seguridad de suministro.

De la retribución que se establezca para la actividad de transporte, el Gobierno podrá establecer una cantidad, hasta un máximo de un 3%, destinada a reducir el impacto socioambiental

• **Separación contable e información y publicidad de la contabilidad de las empresas:** se incluyen expresamente las obligaciones de información y publicidad de cuentas de las empresas con el detalle que establece la Directiva en su artículo 19.

Se introduce la obligación de separación de cuentas para la nueva figura transitoria de los comercializadores de último recurso. Las empresas eléctricas deberán informar, en la memoria de las cuentas anuales, sobre los criterios de asignación e imputación de los activos, pasivo, gastos e ingresos, así como de las reglas de amortización aplicadas. Deberán informar además sobre las operaciones realizadas con las empresas de su mismo grupo empresarial en las condiciones que reglamentariamente establezca el Gobierno.

• **Operador del mercado:** el Operador del mercado de electricidad dejará de ser financiado a través de la tarifa para pasar a autofinanciarse a través de los agentes que participan en el mercado, como contraprestación de los servicios prestados.

• **Procedimiento sancionador:** se modifican los artículos 60, 61 y 62 de la Ley relativos a la tipificación de infracciones muy graves, graves y leves respectivamente. Asimismo, se establece el plazo máximo de un año para resolver y notificar los expedientes sancionadores.





© VESTAS

Capítulo III

LAS CIFRAS DE LA ENERGÍA EÓLICA

■ La energía eólica es ya la cuarta tecnología en potencia instalada en España y finalizará este 2007 como tercera por delante del carbón. Los 11.615 MW eólicos que estaban en funcionamiento a principios de 2007 y los 23.372 GWh producidos durante 2006 consolidan a la energía eólica como uno de los pilares de nuestro sistema eléctrico. Un pilar que debe crecer todavía más, a un ritmo mayor del que ha tenido estos dos últimos años, para cumplir los objetivos del Plan de Energías Renovables que otorga a la eólica la responsabilidad de cubrir el 81,3% de la potencia renovable instalada en 2010 y el 67% de la producción anual en esa fecha.

III.1 Potencia instalada: 11.615 MW eólicos	42
III.1.1 Cuarta tecnología del sistema eléctrico	42
III.1.2 Energías renovables: la eólica incrementa su liderazgo	43
III.1.3 Eólica: crecimiento sostenido pero insuficiente para cumplir el PER	45
III.2 Generación: la eólica ya cubre el 8,5% de la demanda	54
III.2.1 Sistema eléctrico: el ciclo combinado primera tecnología en 2006	54
III.2.2 Energías renovables: 29.587 GWh	56w
III.2.3 Generación eólica: un crecimiento del 15,5%	56

III.1 Potencia instalada: 11.615 MW eólicos



© ECOTÈCNIA

III.1.1 Cuarta tecnología del sistema eléctrico

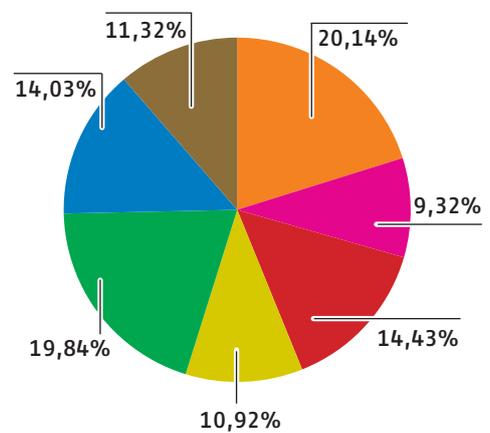
El total de la potencia de generación de electricidad instalada en España ha alcanzado a finales de 2006 los 82.336 MW, lo que ha supuesto un incremento de un 5,3% con respecto a la potencia del año 2005, siendo el ciclo combinado y la eólica las tecnologías que han contribuido fundamentalmente a este aumento. La potencia instalada de las centrales térmicas de gas ha aumentado en un 24,7% y el incremento de la potencia eólica instalada ha sido de un 15,83%.

De la potencia instalada a 31 de diciembre de 2006 (GRÁFICO III.01) la hidráulica sigue siendo la tecnología líder con un 20,1% del total, seguida de las térmicas de gas de ciclo combinado con un 19,8%, tecnología que este año se pondrá por delante. Las instalaciones que tienen el carbón como combustible representan el 14,4%, la eólica el 14%, un 11,3% el resto del Régimen Especial, las centrales que emplean fuel/gas un 10,9% y la nuclear un 9,3%.

En el GRÁFICO III.02 puede apreciarse claramente la evolución de la potencia instalada de las distintas tecnologías con el citado incremento del ciclo combinado y de la eólica.

Gráfico III.01 Reparto de la potencia instalada por tecnologías a 31/12/2006

■ Hidráulica ■ Nuclear ■ Carbón ■ Fuel/Gas
■ Ciclo combinado ■ Eólica ■ Resto Régimen Especial

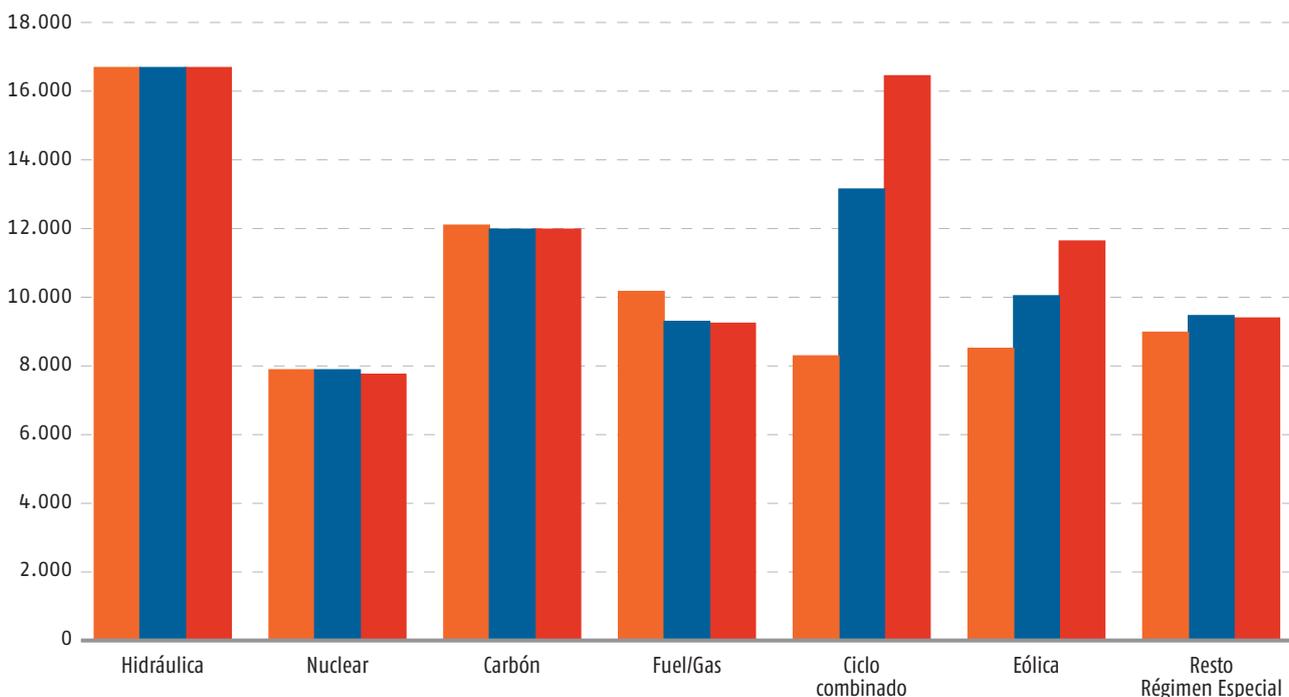


FUENTE: REE Y AEE

Gráfico III.02 Evolución de la potencia total instalada 2004-2006

En MW

■ 2004 ■ 2005 ■ 2006

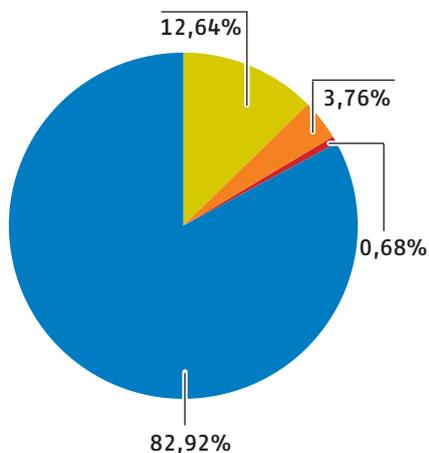


FUENTE: REE Y AEE

Gráfico III.03 Reparto de la potencia instalada de energías renovables

A 31/12/2006

■ Minihidráulica ■ Biomasa ■ Solar ■ Eólica



FUENTE: CNE Y AEE

En cuanto al resto de tecnologías, cabe señalar que la nuclear ha disminuido un 2%, el fuel/gas un 0,7% y la potencia instalada del resto del Régimen Especial se ha reducido un 1,1% en este caso por el cierre de plantas de cogeneración, mientras que la gran hidráulica y el carbón han permanecido constantes.

III.1.2 Energías renovables: la eólica incrementa su liderazgo

De la potencia renovable instalada en España a finales de 2006 (GRÁFICO III.03) la energía eólica sigue siendo de largo la tecnología predominante. En esta fecha suponía el 82,92% del total del potencial renovable en funcionamiento, mientras que la minihidráulica representaba el 12,64%, la biomasa el 3,76% y la solar el 0,68%.

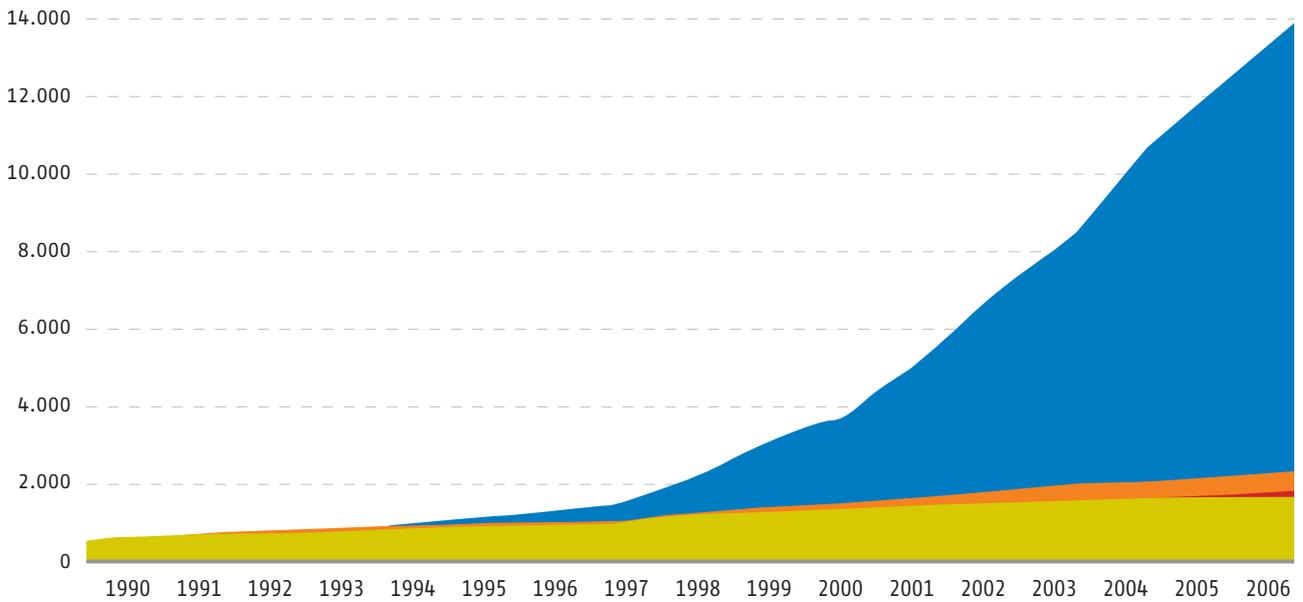
Este liderazgo de la eólica entre las energías renovables se ha consolidado en los últimos siete años pues hasta 1999 fue la minihidráulica la tecnología líder del sector, pero el dinamismo

El liderazgo de la eólica entre las energías renovables se ha consolidado en los últimos siete años

Gráfico III.04 Evolución anual de la potencia instalada por tecnologías renovables 1990-2006

En MW

Hidráulica Biomasa Solar Eólica

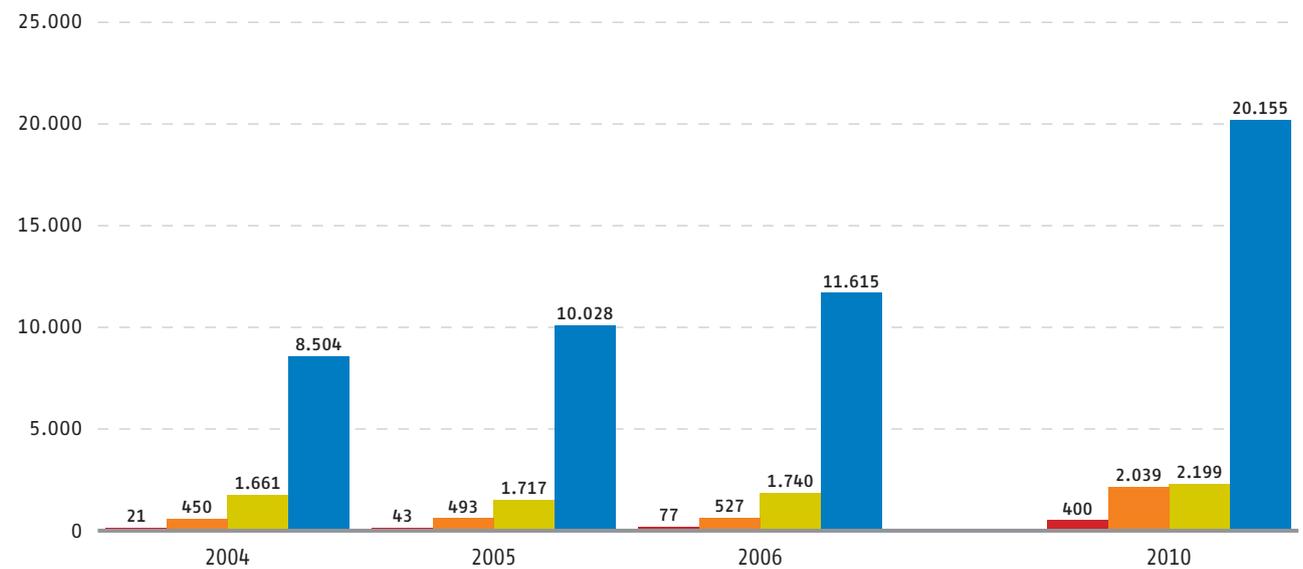


FUENTE: CNE Y ELABORACIÓN AEE

Gráfico III.05 Comparativa de la potencia instalada de energías renovables 2004-2010 según PER

En MW

Minihidráulica Biomasa Solar Eólica



FUENTE: CNE Y AEE

del sector eólico, mantenido en el incremento del número de parques eólicos desde entonces (GRÁFICO III.04) ha dado la vuelta radicalmente al escenario, revelándose la eólica como la más eficaz y eficiente de las tecnologías renovables.

El Plan de Energías Renovables 2005-2010 (GRÁFICO III.05), fija para la energía eólica alcanzar en 2010 una potencia de 20.155 MW, lo que supondrá un 81,3% de la potencia total de origen renovable, seguida de la minihidráulica con 2.199 MW que, aunque hoy cuenta ya con 1.740 MW, registra en los últimos años un ritmo de crecimiento muy lento que le haría incumplir ese objetivo. Más lejos todavía de la meta fijada por el PER se encuentra la biomasa que debería llegar en 2010 a los 2.039 MW y que sólo contaba a finales del pasado año con 527 MW y un ritmo de instalación muy bajo en los últimos ejercicios. Por su parte la fotovoltaica que debe pasar de los 77 MW que la CNE registraba a finales de 2006 hasta los 400 MW del PER en 2010 sí podría lograr su objetivo si se mantiene la tendencia de este último año.

III.1.3 Eólica: crecimiento sostenido pero insuficiente para cumplir el PER

Al analizar los datos de la potencia eólica instalada a 1 de enero de 2007, 11.615 MW con un total de 13.842 aerogeneradores repartidos en

Tabla III.01 Tasa de crecimiento de la potencia eólica instalada

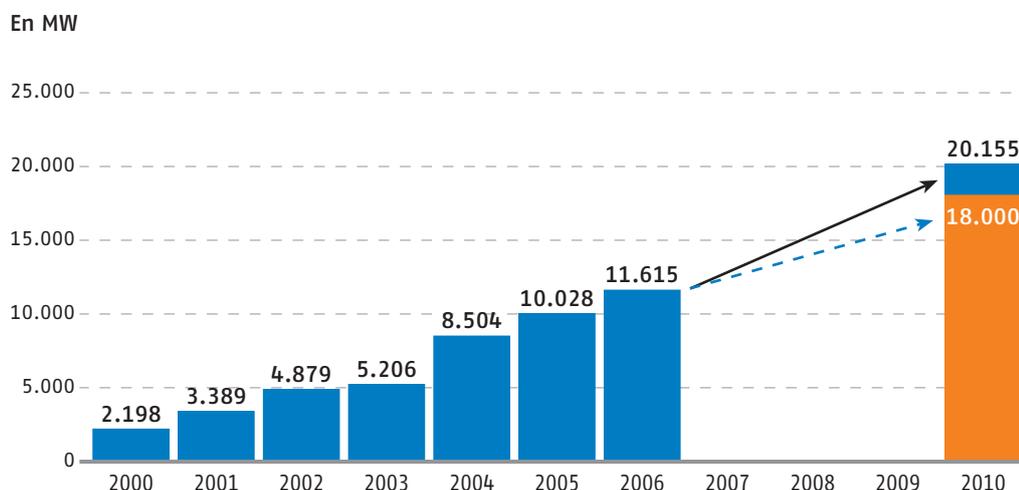
	Potencia instalada (MW)	Tasa de crecimiento (%)
Hasta 2003	6.206,41	
A 1 de enero 2005	8.503,92	37,02%
A 1 de enero 2006	10.027,91	17,92%
A 1 de enero 2007	11.615,07	15,83%

FUENTE: AEE

538 parques eólicos –incluyendo ampliaciones y parques experimentales– debemos destacar en primer lugar que los 1.587,16 MW inaugurados en 2006, suponen un incremento de un 15,83% con respecto al año anterior, similar al registrado en 2005 pero muy inferior a los datos de 2004 como puede apreciarse en la TABLA III.01. La tasa de variación del año 2006 se ha visto disminuida con respecto al año 2005 en algo más de dos puntos porcentuales pero en 22 puntos respecto a 2004. El aumento del 2006 fue menor de lo esperado, puesto que en el primer semestre del año se habían instalado 913,54 MW, mientras que en el segundo –que hasta ahora tradicionalmente registraba un incremento sensiblemente mayor– sólo entraron en funcionamiento 673,62 MW. En algunos casos, las dificultades de conexión retrasan hasta el primer trimestre del ejercicio la puesta

El Plan de Energías Renovables 2005-2010, fija para la energía eólica alcanzar en 2010 una potencia de 20.155 MW, lo que supondrá un 81,3% de la potencia total de origen renovable

Gráfico III.06 Evolución anual de la potencia eólica acumulada histórica y prevista 2000-2010

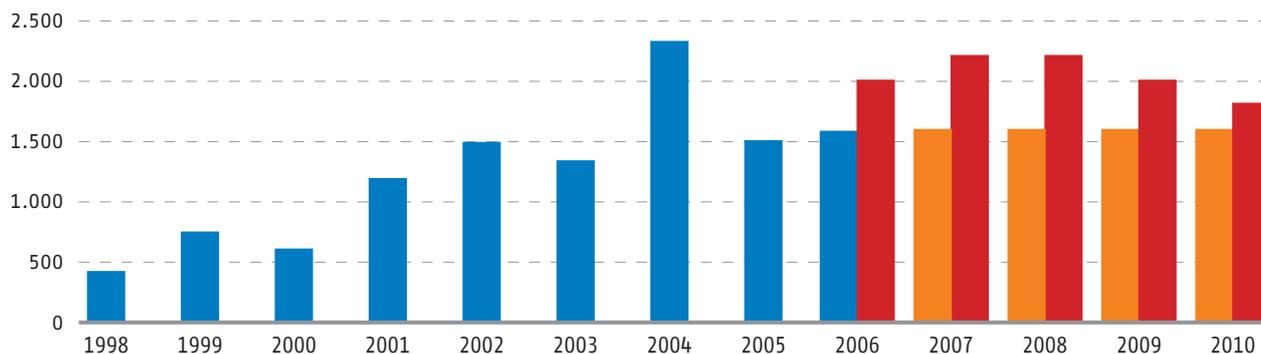


FUENTE: AEE Y PER

Gráfico III.07 Potencia eólica instalada anualmente y previsiones 1998-2010

En MW

■ Potencia eólica instalada anual ■ Previsión evolución según la tendencia actual ■ Evolución prevista según objetivos PER 2005-2010



FUENTE: AEE

en funcionamiento de los parques, que hasta ahora solían ponerse en marcha en los últimos meses del año.

Para alcanzar el objetivo fijado por el Plan de Energías Renovables 2005-2010 de 20.155 MW (GRÁFICO III.06), la potencia eólica instalada debería aumentar en unos 2.000 MW anuales (GRÁFICO III.07), siendo el ritmo de instalación anual en los últimos años de unos 1.500 MW, lo cual indica que si se mantiene la tendencia de instalación eólica actual no se alcanzaría el objetivo fijado por el PER. Por primera vez los

El nuevo decreto del Régimen Especial contempla por primera vez la regulación de la repotenciación de los parques

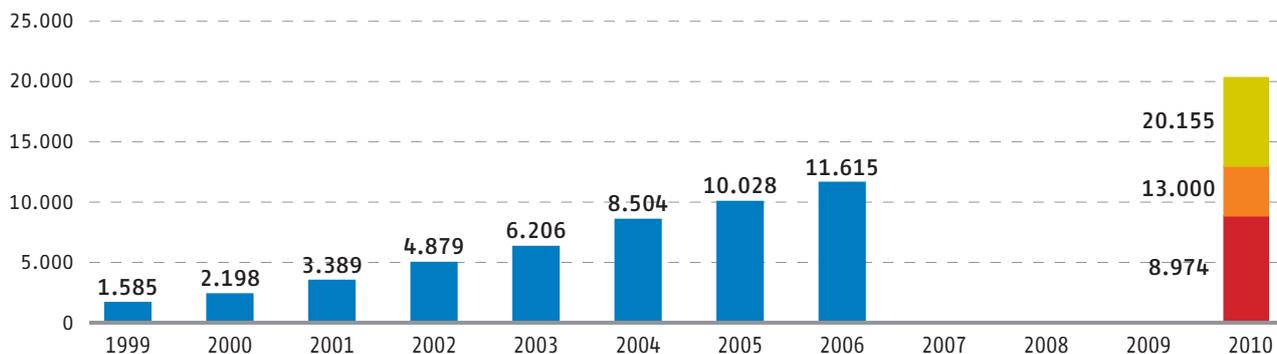
resultados en el desarrollo eólico pueden ser inferiores a los objetivos. Hasta ahora la causa principal de esta ralentización la constituían los problemas en el cierre administrativo de los contratos técnicos de acceso a la red.

En el GRÁFICO III.08 se puede apreciar cómo han evolucionado los objetivos de potencia eólica instalada fijados desde la administración para adaptarse al dinamismo del sector. Si el Plan de Fomento de las Energías Renovables aprobado en 1999 fijaba el objetivo en 8.974 MW, sólo tres años después el Gobierno

Gráfico III.08 Evolución de los objetivos de potencia eólica en funcionamiento

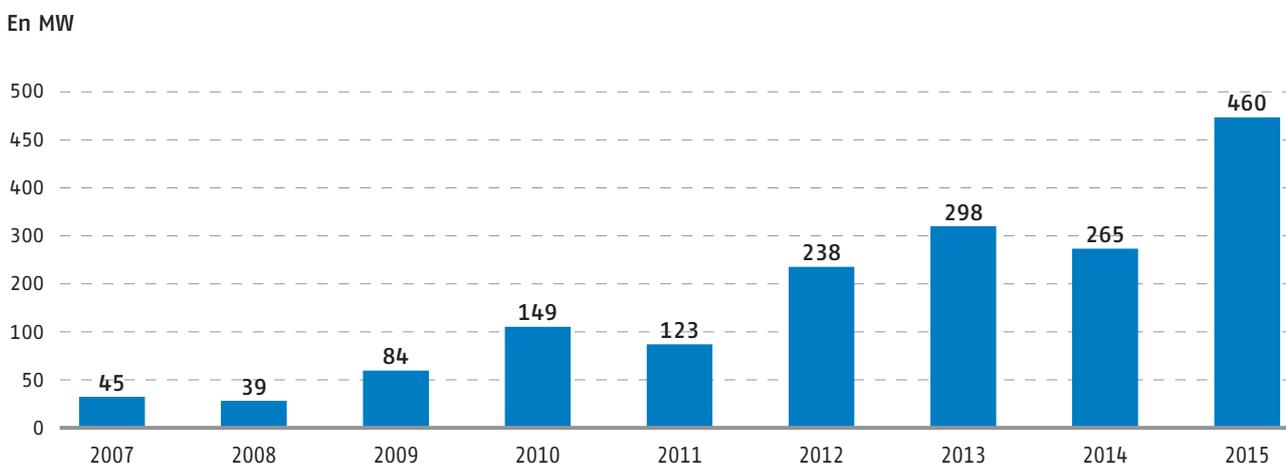
En MW

■ Evolución potencia eólica instalada ■ Plan de Energías Renovables 2005 ■ Plan de Infraestructuras 2002 ■ Plan de Fomento de las ERs 1999



FUENTE: IDAE, CNE Y AEE

Gráfico III.09 Previsión de la evolución de la repotenciación de los parques



FUENTE: AEE

aprovechaba la aprobación de un Plan de Infraestructuras Gasísticas y Eléctricas para aumentarlos hasta los 13.000 MW y, por último, dos años después en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 se incrementaban hasta los 20.155 MW.

Repotenciación

El nuevo decreto del Régimen Especial contempla por primera vez la regulación de la repotenciación de los parques eólicos que permitiría incrementar la potencia en 2.000 MW según la propuesta del Ministerio de Industria. Esta normativa se aplicaría a los parques que entraron en funcionamiento con anterioridad al 1 de enero de 2002. Este proceso se encuentra en fase todavía incipiente, pero de acuerdo con el calendario de instalación de parques AEE realiza unas previsiones que se presentan en el **GRÁFICO III.09**.

Reparto por autonomías

En cuanto al reparto de la potencia eólica instalada por Comunidades Autónomas (**TABLA III.02 Y GRÁFICO III.10**), Galicia con 2.603 MW, Castilla-La Mancha con 2.311 MW y Castilla y León con 2.119 MW siguen siendo las regiones con mayor potencia instalada con un crecimiento de 9,9%, 14,6% y 16,7% respectivamente. Con 299,49 MW instalados a finales del año 2006 la Comunidad Valenciana ha sido la que ha

registrado un mayor crecimiento porcentual (1.361,6%), seguida de Cataluña con un 57% de incremento y de Andalucía con un 36%.

En la **TABLA III.03** se presenta la distribución de los parques eólicos por provincias que encabeza Lugo con 977,47 MW a los que hay que añadir los megavatios de los parques que se encuentran a caballo entre esta provincia y A Coruña y Pontevedra que incrementarían en algo más de 100 MW esa cifra.

Reparto por promotores

En cuanto a la titularidad del parque eólico español, se acentúa el proceso de concentración, tanto porque las grandes empresas del sector acumulan la mayor parte de los parques inaugurados (**GRÁFICO III.11**), como por la adquisición de otras empresas, proceso en el que destacan las operaciones llevadas a cabo por Neo Energía, que ha incorporado en los últimos doce meses los parques de DESA y CEASA. Sin embargo fue Acciona la empresa que aumentó más su parque eólico, con un 16,23% de la potencia instalada durante 2006, seguida de Iberdrola con un 15,10%.

En cuanto a la potencia eólica acumulada a 1 de enero de 2007 (**GRÁFICO III.12**) Iberdrola sigue liderando el mercado eólico español con un 30,7%, seguida de Acciona con un 17,5%, Neo Energía un 8,43%, ECYR un 7,80% y EUFER un 3,36%. En el **GRÁFICO III.13** y en la **TABLA III.04** puede apreciarse

Se acentúa el proceso de concentración, tanto porque las grandes empresas del sector acumulan la mayor parte de los parques inaugurados como por la adquisición de otras empresas

Tabla III.02 Crecimiento de la potencia eólica por CC.AA.

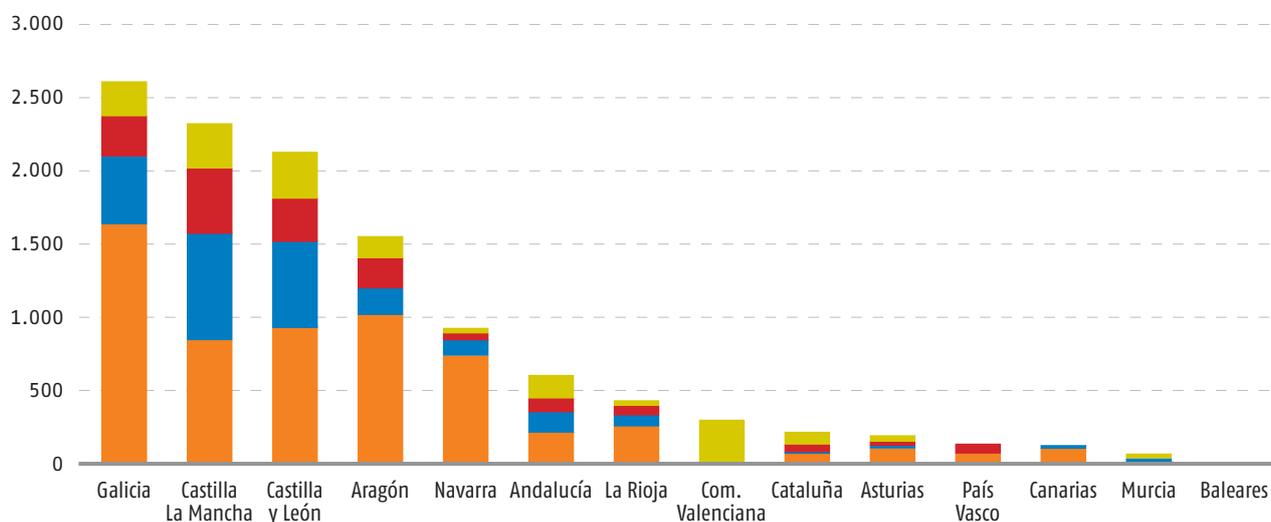
Comunidad Autónoma	Total a 01/01/05 (MW)	En 2005	Total a 01/01/06 (MW)	En 2006	Total a 01/01/07 (MW)	Tasa de crecimiento
Galicia	2.102,21	267,07	2.369,28	233,80	2.603,08	9,9%
Castilla-La Mancha	1.585,50	432,16	2.017,66	293,80	2.311,46	14,6%
Castilla y León	1.523,17	293,70	1.816,87	302,74	2.119,61	16,7%
Aragón	1.206,94	200,20	1.407,14	141,50	1.548,64	10,1%
Navarra	849,86	49,50	899,36	17,45	916,81	1,9%
Andalucía	361,63	86,61	448,24	161,27	609,51	36,0%
La Rioja	346,87	61,75	408,62	28,00	436,62	6,9%
Comunidad Valenciana	20,49	0,00	20,49	279,00	299,49	1.361,6%
Cataluña	94,37	49,50	143,87	82,00	225,87	57,0%
Asturias	146,01	18,00	164,01	34,85	198,86	21,2%
País Vasco	84,77	59,50	144,27	0,00	144,27	0,0%
Canarias	129,49	0,00	129,49	0,00	129,49	0,0%
Murcia	48,97	6,00	54,97	12,75	67,72	23,2%
Baleares	3,65	0,00	3,65	0,00	3,65	0,0%
Total	8.503,92	1.523,99	10.027,91	1.587,16	11.615,07	15,8%

FUENTE: AEE

Gráfico III.10 Distribución de la potencia eólica instalada por CC.AA.

En MW

■ En 2006 ■ En 2005 ■ En 2004 ■ Total a enero de 2004



FUENTE: AEE

Tabla III.03 Potencia eólica instalada y número de parques por provincias a 01/01/2007

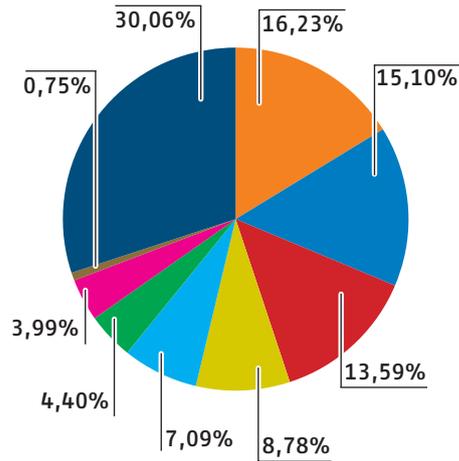
Comunidad Autónoma	Provincia	Total MW 2006	Total número de parques 2006
Andalucía	Almería	13,2	1
	Cádiz	403,0	28
	Granada	81,3	5
	Huelva	44,2	3
	Jaén	15,2	1
Total Andalucía	Málaga	52,6	4
Aragón	Huesca	273,3	7
	Teruel	95,0	4
	Zaragoza	1.180,3	53
Total Aragón		1.548,6	64
Asturias	Asturias	198,9	8
Total Asturias		198,9	8
Baleares	Baleares	3,7	3
Total Baleares		3,7	3
Canarias	El Hierro	0,2	1
	Fuerteventura	11,6	3
	Gran Canaria	70,5	28
	La Gomera	0,4	1
	La Palma	8,6	4
	Lanzarote	6,4	2
Total Canarias	Tenerife	31,9	7
Castilla-La Mancha	Albacete	1220,1	40
	Ciudad Real	76,0	2
	Cuenca	610,1	14
	Guadalajara	344,6	13
	Toledo	60,7	4
Total Castilla-La Mancha		2.311,5	74
Castilla y León	Ávila	132,1	9
	Burgos	651,6	34
	Burgos - Palencia	8,8	1
	León	71,9	4
	Palencia	159,5	10
	Salamanca	31,5	1
	Segovia	48,5	2
	Segovia - Soria	27,2	1
	Soria	648,7	23
	Zamora	339,9	18
Total Castilla y León		2.119,6	104
Cataluña	Barcelona	49,5	1
	Gerona	0,6	1
	Tarragona	175,8	9
Total Cataluña		225,9	11
Comunidad Valenciana	Valencia	20,5	3
	Castellón	279,0	7
Total Comunidad Valenciana		299,5	10
Galicia	A Coruña	877,3	46
	A Coruña - Lugo	163,6	6
	Lugo	977,5	38
	Lugo - Pontevedra	43,8	2
	Orense	152,1	8
	Orense - Pontevedra	89,1	2
Total Galicia	Pontevedra	299,7	10
La Rioja	Logroño	436,6	13
Total La Rioja		436,6	13
Murcia	Murcia	67,7	7
Total Murcia		67,7	7
Navarra	Navarra	916,8	38
Total Navarra		916,8	38
País Vasco	Álava	81,8	2
	Guipúzcoa	27,0	2
	Vizcaya	35,5	2
Total País Vasco		144,3	6
Total General		11.615,1	538

NOTA: El número de parques incluye ampliaciones y parques experimentales

FUENTE: AEE

Gráfico III.11 Reparto por promotores de la potencia eólica instalada en 2006

Acciona Iberdrola Neo Energía ECYR
EYRA Energi E2 Gas Natural Eufér Otros

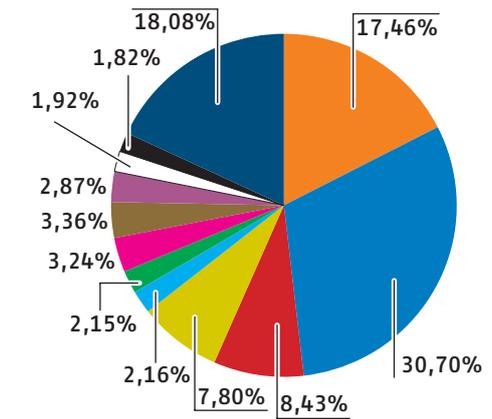


FUENTE: AEE

Gráfico III.12 Reparto por promotores de la potencia eólica acumulada instalada

A 01/01/2007

Acciona Iberdrola Neo Energía ECYR
EYRA Energi E2 Gas Natural Eufér Enerfín
Preneal Molinos del Ebro Otros



FUENTE: AEE



© LM GLASFIBER

la evolución de la titularidad de los parques entre 2005 y 2006 de los principales promotores.

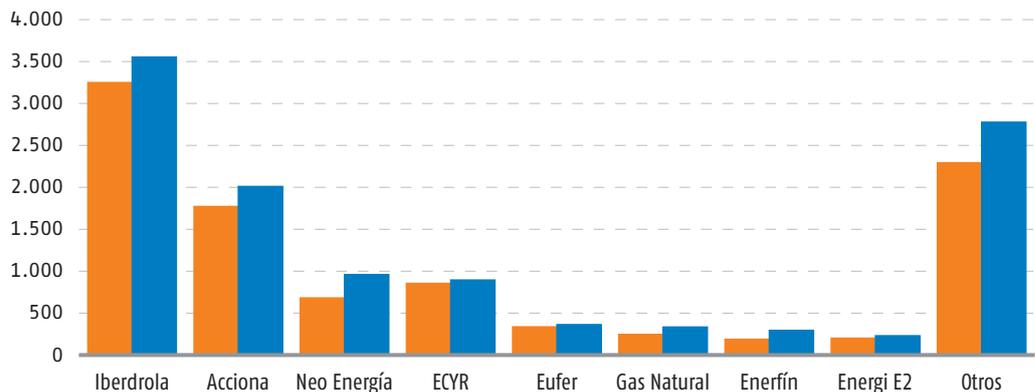
Reparto por fabricantes

En cuanto a los fabricantes, de los 1.587 MW instalados en el año 2006 (GRÁFICO III.14), más del 64% procede de la industria nacional, casi

Gráfico III.13 Evolución de la potencia eólica instalada de los principales promotores 2005-2006

En MW

2005 2006



FUENTE: AEE

Tabla III.04 Potencia instalada y tasa de crecimiento por promotores 2005-2006

Promotores	2005 (MW)	2006 (MW)	Tasa crecimiento
Iberdrola	3.259,37	3.565,21	9,38%
Acciona	1.788,62	2.028,07	13,39%
Neo Energía	708,14	979,56	38,33%
Ecyr	868,08	906,55	4,43%
Eufer	377,94	390,11	3,22%
Gas Natural	270,67	376,89	39,25%
Enerfín	224,13	333,02	48,58%
Energi E2	228,59	249,47	9,13%
Otros	2.301,68	2.786,18	21,05%
Total	10.027,91	11.615,07	15,83%

FUENTE: AEE

el 50% han sido suministrados por Gamesa (incluyendo MADE), el 7,51% por Ecotècnia y Acciona Wind Power el 6,5%.

Gamesa sigue manteniendo su posición de liderazgo respecto a la potencia acumulada (GRÁFICO III.15) con más del 60% de la potencia eólica total instalada, seguida de Vestas (incluido Neg Micon) con un 13%.

En el GRÁFICO III.16 se presenta la evolución de la potencia eólica acumulada por fabricantes entre 2005 y 2006.

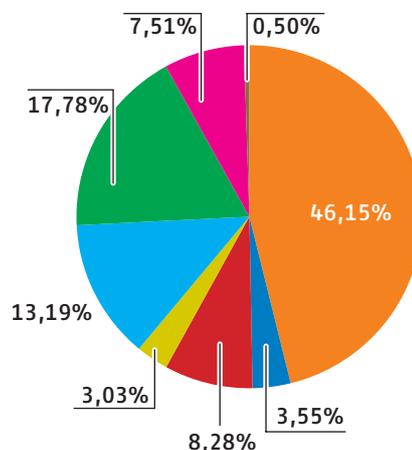
Evolución tecnológica

La fuerte demanda y las dificultades para cubrirla por la falta de componentes críticos, fundamentalmente multiplicadoras, rodamientos especiales y en menor medida, componentes mecánicos de forja y fundición, han sido las principales razones de los problemas de suministro. La estructura de producción es, en cualquier caso, muy diferente ya que mientras los dos últimos forman parte de una producción industrial más amplia, las primeras son específicas de los aerogeneradores, dada la especialización necesaria y su importancia en el funcionamiento de los mismos. Ello ha propiciado

la compra de los principales suministradores mundiales por dos empresas con amplios intereses en el sector eólico; Hasen Transmissions

Gráfico III.14 Reparto por fabricantes de la potencia eólica instalada en 2006

■ Gamesa ■ Made (Gamesa) ■ Navantia-Siemens
■ Nordex ■ Vestas ■ Acciona Wind Power ■ Ecotècnia
■ Enercon

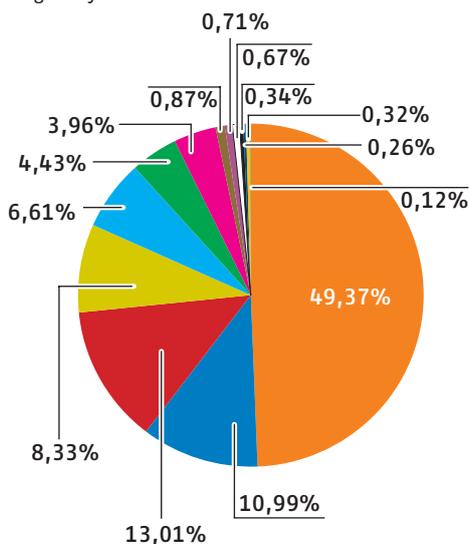


FUENTE: AEE

Gráfico III.15 Reparto por promotores de la potencia eólica instalada acumulada

A 01/01/20007

■ Gamesa ■ Made (Gamesa) ■ Vestas ■ Ecotècnia
■ GE ■ Acciona Wind Power ■ Navantia-Siemens
■ DESA ■ Nordex ■ Otros ■ Enercon ■ Kenetech
■ Lagerwey ■ M. Torres

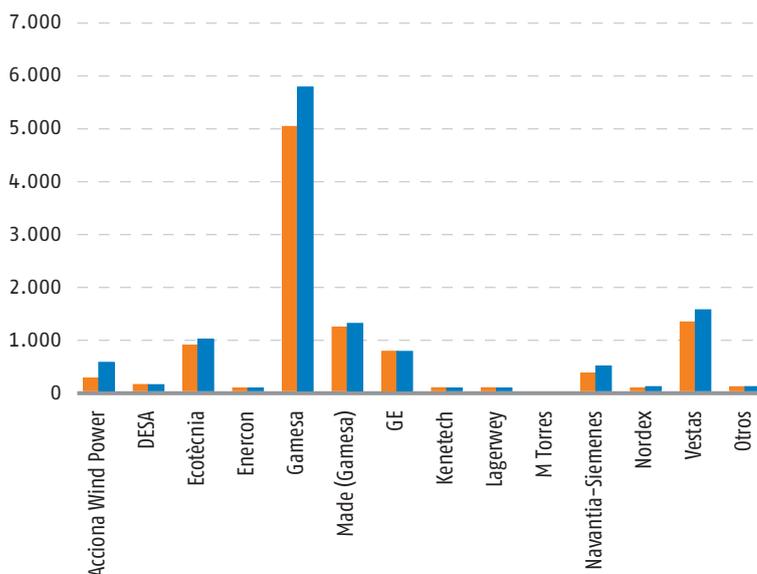


FUENTE: AEE

Gráfico III.16 Evolución de la potencia eólica instalada por fabricantes (2005-2006)

En MW

■ 2005 ■ 2006



FUENTE: AEE

Tabla III.05 Potencia instalada por fabricantes 2005-2006

	Potencia MW		
	2005	2006	Tasa crecimiento
Acciona Windpower	231,30	514,00	122,22%
DESA	101,02	101,16	0,14%
Ecotècnia	847,70	967,79	14,17%
Enercon	31,40	39,45	25,65%
Gamesa	5.009,50	5.734,84	14,48%
Made (Gamesa)	1.218,81	1.276,70	4,75%
GE	766,50	768,29	0,23%
Kenetech	29,70	29,74	0,14%
Lagerwey	37,50	37,55	0,14%
M Torres	14,40	14,42	0,14%
Navantia-Siemens	327,50	459,42	40,28%
Nordex	34,50	82,71	139,75%
Vestas	1.300,43	1.511,63	16,24%
Otros	78,26	77,36	-1,14%
Total	10.028	11.615,07	15,8%

FUENTE: AEE

por Suzlon y Winergy (antigua división eólica de Flender) por Siemens.

La tendencia a una creciente estabilización del tamaño de máquina en el entorno de 1,5-2 MW de potencia unitaria y entre 70-80 m de diámetro de rotor, es otra consecuencia de la fuerte demanda actual, aunque prácticamente todos los fabricantes siguen desarrollando prototipos de 4-5 MW, de cara a los mercados futuros y a la previsible «marinización» de los parques a medio plazo. Este es un efecto positivo, pues permite el afianzamiento de los productos, sometidos en el pasado a una presión de crecimiento de tamaño, como búsqueda de la ventaja comparativa entre fabricantes en una tecnología conceptualmente simple y con pocos elementos diferenciadores. Si a principios de esta década una máquina se mantenía como nuevo producto de dos a tres años, en la actualidad este periodo se ha multiplicado por dos. (TABLA III.06)

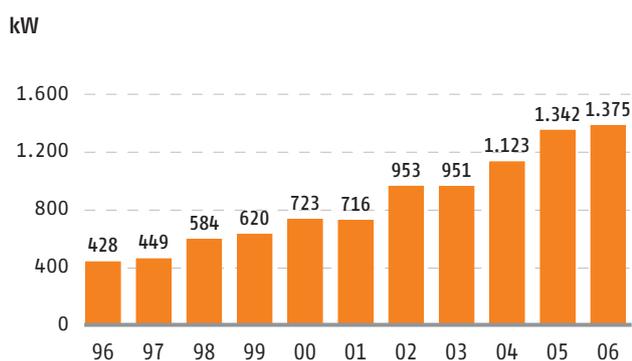
La evolución del tamaño medio de los aerogeneradores instalados en España (GRÁFICO

Tabla III.06 Situación de los elementos del aerogenerador en el sector industrial

	Palas	Multiplicadora	Generador	Fundición (bastidor, buje y otros)	Mecanizados (rodamientos y otros)	Torre
Fabricación	Local			Local		Local
Disponibilidad	Insuficiente	Insuficiente	Suficiente	Insuficiente	Insuficiente	Suficiente
Parte Valor	25%	20%	8%	13%	3%	20%
Previsión necesidad a 2010 (M€)	2.500	2.000	800	1.300	300	2.200
Materias primas y elementos críticos	Fibra de vidrio, de carbono y resinas	Rodamientos y mecanizados	Cobre y acero	Fundiciones, mecanizados y tratamientos superficiales	Rodamientos y tornos	Acero curvador y tratamientos superficiales

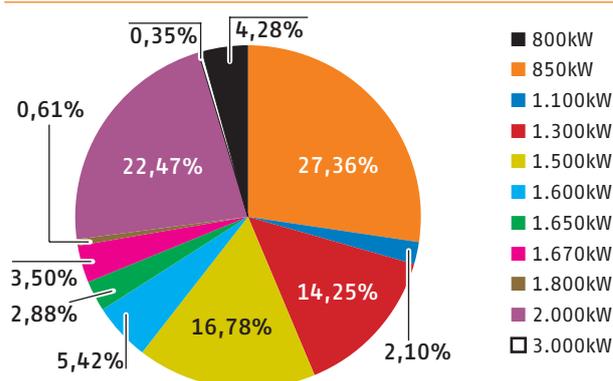
FUENTE: INTERES INVEST IN SPAIN

Gráfico III.17 Evolución anual del tamaño medio del aerogenerador 1996-2006



FUENTE: AEE

Gráfico III.18 Reparto de los aerogeneradores instalados en 2006 según su potencia



FUENTE: AEE

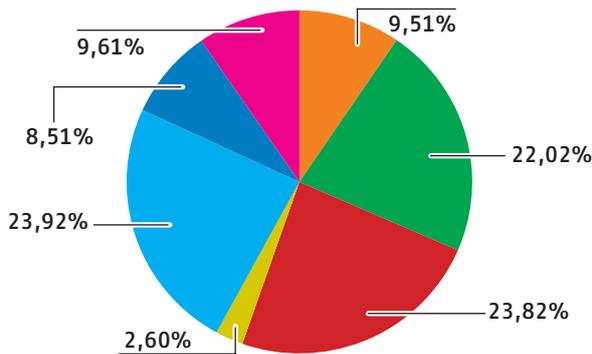
III.17) en el año 2006 mantiene un estable crecimiento, siendo este valor de 1.375 kW, aunque la potencia unitaria no refleja la tendencia de los nuevos productos, al instalarse algunos parques con máquinas previamente autorizadas.

En el GRÁFICO III.18 se muestra el reparto proporcional de la potencia de los aerogeneradores instalados en 2006, en el que puede apreciarse que en el 22% de las máquinas la potencia unitaria fue de 2 MW.

III.2 Generación: la eólica ya cubre el 8,5% de la demanda

Gráfico III.19 Reparto de la generación por tecnologías 2006

Hidráulica Nuclear Carbón Fuel/Gas Ciclo combinado Eólica Resto Régimen Especial



FUENTE: REE

III.2.1 Sistema eléctrico: el ciclo combinado primera tecnología en 2006

Por primera vez las centrales térmicas de gas de ciclo combinado se convirtieron en la tecnología líder en la producción del sistema eléctrico (GRÁFICO III.19) con un 23,9% de la generación, justo por delante del carbón con un 23,8% y de la energía nuclear con un 22%. Mientras que el Régimen Especial (sin contar la eólica) con un 9,6%, la hidráulica con un 9,5%, la eólica con un 8,5% y el fuel/gas con un 2,6% completaban el resto.

En el GRÁFICO III.20 se compara la producción de la generación de cada una de las tecnologías en los años 2004, 2005 y 2006 y en él se aprecia el crecimiento de la producción de las térmicas de ciclo combinado y de la energía eólica.

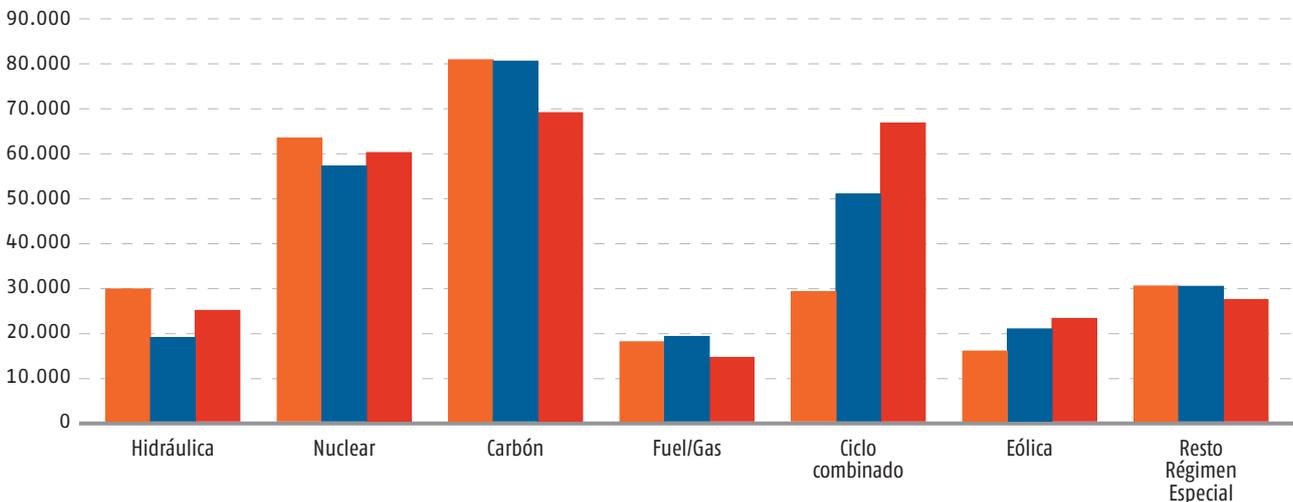
La demanda aumenta un 3,6%

La demanda anual de energía eléctrica alcanzó durante 2006 los 268.027 GWh, suponiendo un aumento del 2,6% con respecto al año 2005 (GRÁFICO III.21). Una vez corregidos los efectos de laboralidad y temperatura el incremento total se situó en el 3,6%, lo que significa una reducción respecto a años anteriores.

Gráfico III.20 Evolución de la generación por tecnologías 2004-2006

En GWh

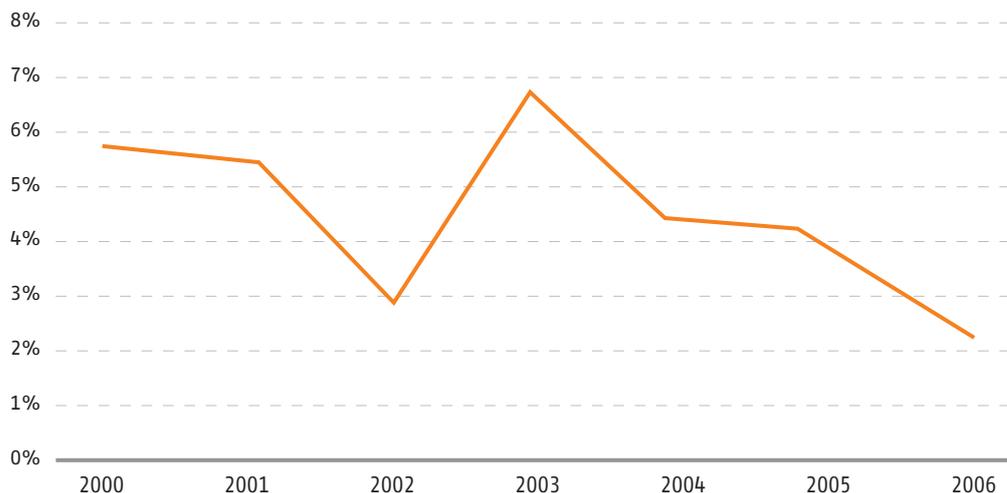
2004 2005 2006



FUENTE: REE Y ELABORACIÓN AEE



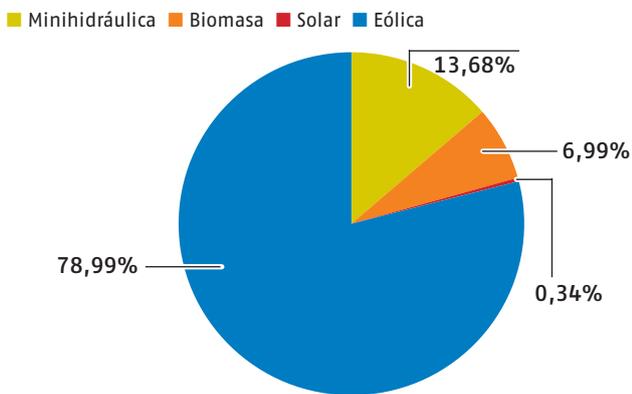
Gráfico III.21 Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c 2000-2006



FUENTE: REE Y AEE

Gráfico III.22 Reparto de la generación de energías renovables

En 2006



FUENTE: CNE Y REE



© ENERFIN

III.2.2 Energías renovables: 29.587 GWh

Las tecnologías renovables produjeron durante 2006 (GRÁFICOS III.21 Y III.22) 29.587 GWh de los cuales un 78,99% (23.372 GWh) correspondió a la eólica, un 13,68% (4.049 GWh) a la minihidráulica, un 6,99% (2.067 GWh) a la biomasa y un 0,34% (99 GWh) a la solar fotovoltaica.

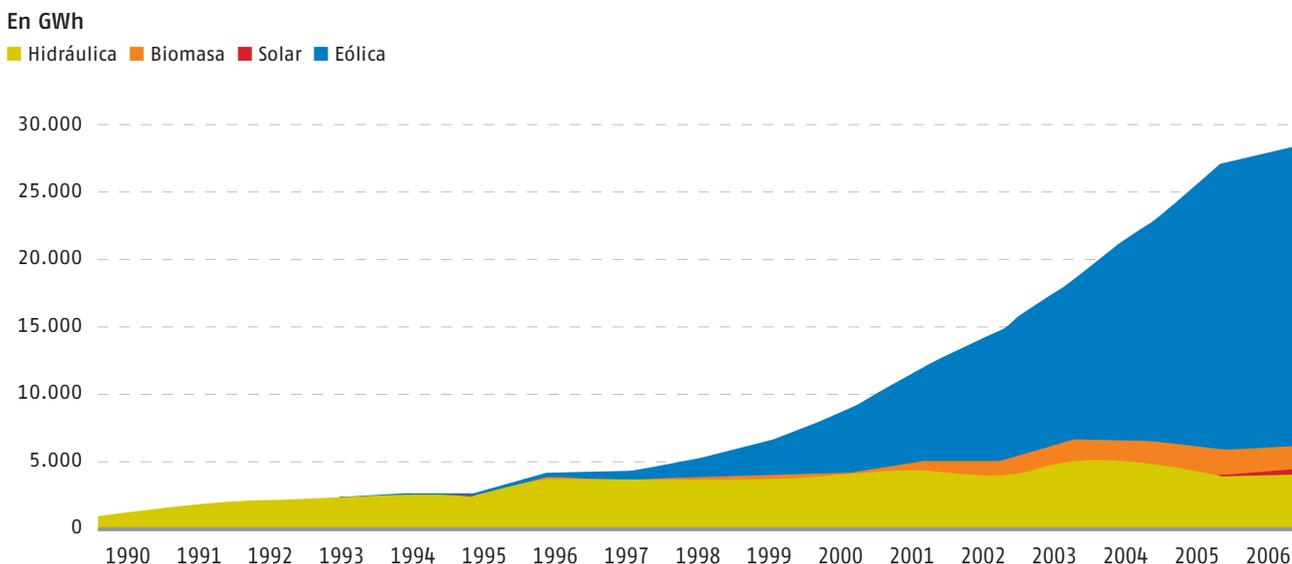
Según los objetivos del PER en producción (GRÁFICO III.23), en 2010 el 29,4 por ciento de la demanda se deberá cubrir con renovables (in-

cluida la gran hidráulica). Eso supondrá que la eólica deberá generar ese año 40.996 GWh, la biomasa 14.016 GWh, la minihidráulica 6.692 GWh y la solar 609 GWh.

III.2.3 Generación eólica: un crecimiento del 15,5%

Durante 2006 el viento ha supuesto la generación de 23.372 GWh llegando a cubrir el 8,5% (GRÁFICO III.25) de la demanda eléctrica. Esta

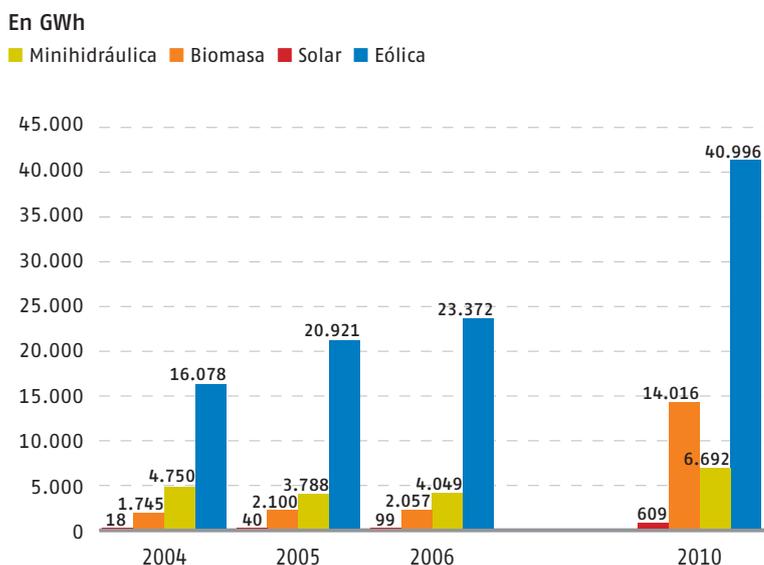
Gráfico III.23 Evolución anual de la generación de origen renovable 1990-2006



FUENTE: CNE Y ELABORACIÓN AEE



Gráfico III.24 Comparativa de la producción de energías renovables 2004-2010



FUENTE: CNE Y PER

producción ha sido un 14,7% superior a la de 2005 (20.377 GWh), lo que ha significado una disminución de la tasa de crecimiento ya que la producción del año 2005 aumentó un 29,4% con respecto a la del año 2004. (TABLA III.07 Y GRÁFICO III.27)

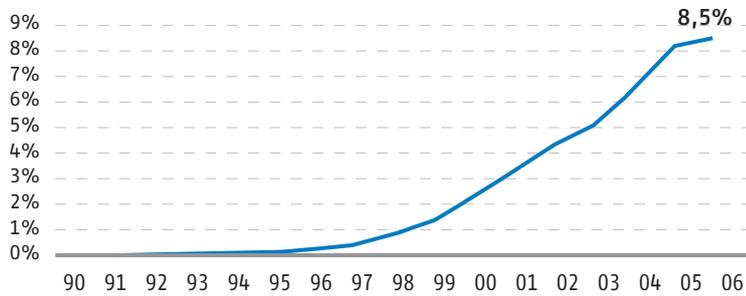
El número de horas de funcionamiento del año 2006 (GRÁFICO III.26) se ha situado de media en torno a las 2.060 horas, lo que supone una disminución de un 7,5% (más de 165 horas)



© GAMESA

Gráfico III.25 Demanda anual cubierta por generación eólica

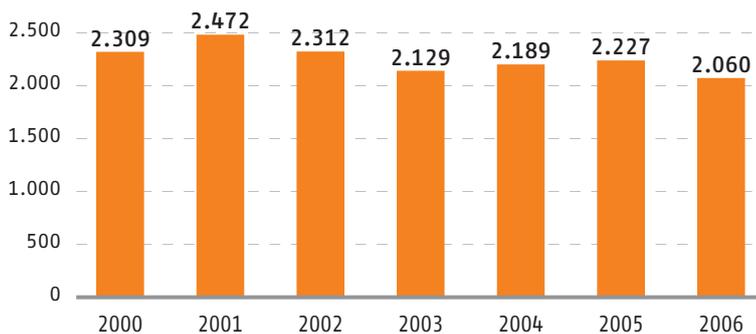
En b.c.



FUENTE: CNE Y AEE

Gráfico III.26 Evolución anual de las horas de funcionamiento

Horas anuales de funcionamiento

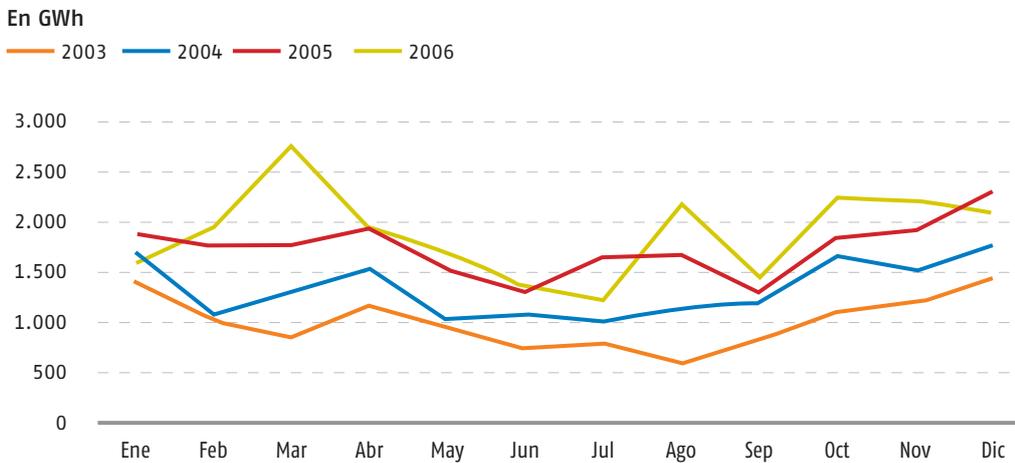


FUENTE: CNE Y AEE



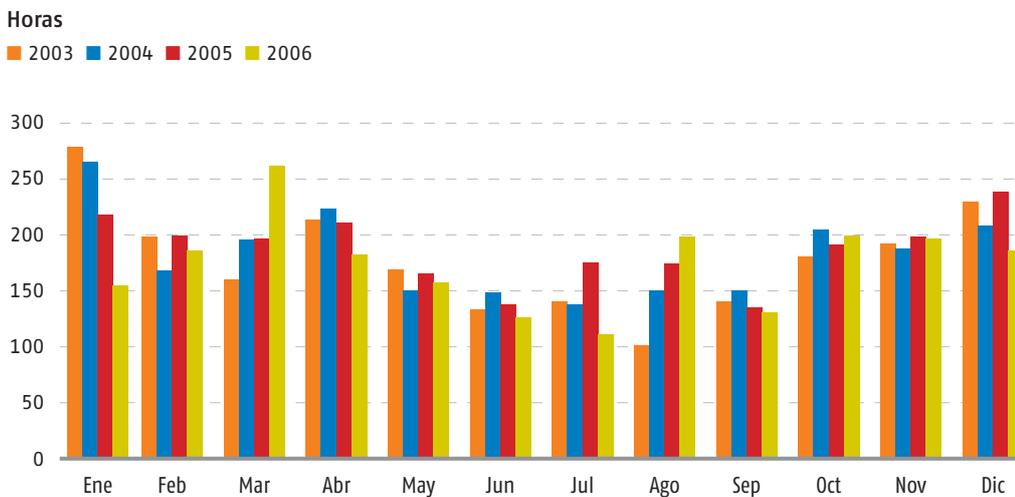
© DESA

Gráfico III.27 Evolución mensual de la generación eólica 2003-2006



FUENTE: CNE Y AEE

Gráfico III.28 Evolución mensual de las horas de funcionamiento 2003-2006



FUENTE: CNE Y AEE

con respecto a 2005. Como puede apreciarse en el **GRÁFICO III.27** la producción de los meses de marzo, agosto y octubre ha aumentado un 55%, un 30% y un 20% respectivamente, mientras que en los meses de enero, julio, noviembre y diciembre se ha observado una disminución de la generación eólica de un -16%, -27%, -10% y -11% respectivamente.

En cuanto a la generación eólica diaria (**GRÁFICO III.29**) las mayores puntas corresponden a

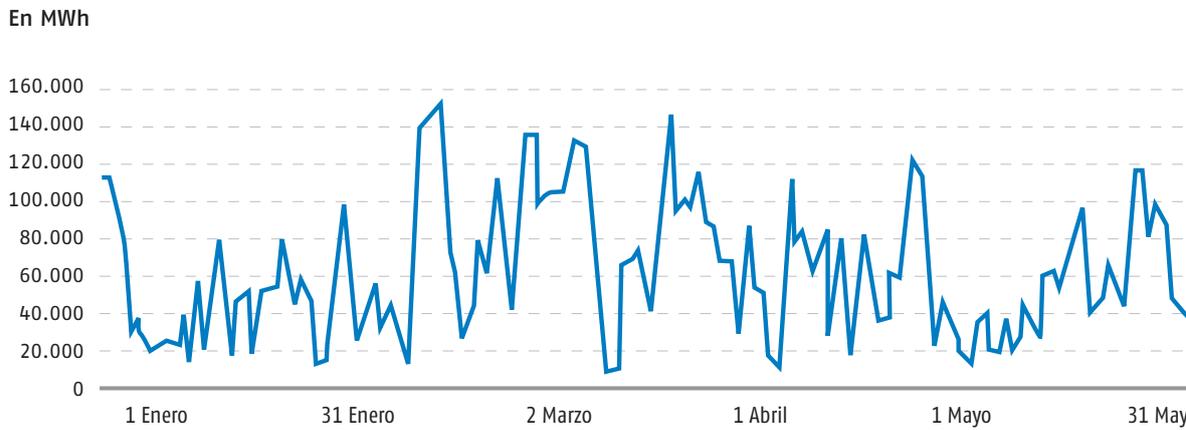
Tabla III.07 Generación eólica anual 2002-2006

Año	Generación eólica (GWh)	Tasa de crecimiento (%)
2002	9.257	
2003	11.720	26,6%
2004	15.753	34,4%
2005	20.377	29,4%
2006	23.372	14,7%

FUENTE: REE

Durante 2006 la eólica llegó a cubrir durante varios días más del 20% de la demanda

Gráfico III.29 Generación eólica diaria 2006



FUENTE: REE Y AEE

Gráfico III.30 Demanda diaria cubierta por la generación eólica 2006



FUENTE: REE Y AEE

© ELSAM

días de febrero, abril, noviembre y diciembre en los que se superaron los 140.000 MWh de producción diaria.

En 2006 la eólica llegó a cubrir durante varios días más del 20% de la demanda siendo el día de mayor producción eólica y de mayor cobertura el 8 de diciembre, cuando se alcanzó un 25,7% de cobertura de la demanda de energía eléctrica con energía eólica y una generación diaria de 159 GWh.

(GRÁFICO III.30)

Por último, en el GRÁFICO III.31 pueden apreciarse las horas de funcionamiento anuales de los parques por comunidades autónomas, siendo las de Navarra, Aragón, Galicia, Canarias y La Rioja las únicas que superan la media nacional.



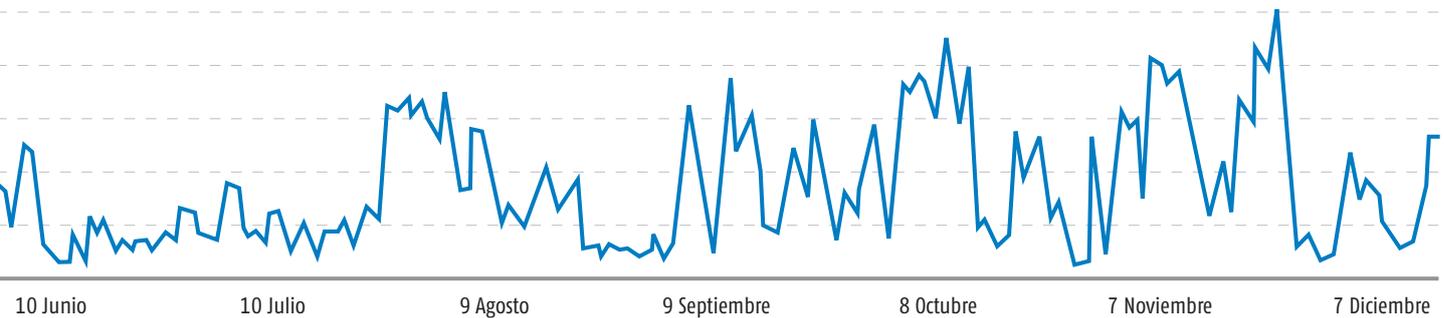
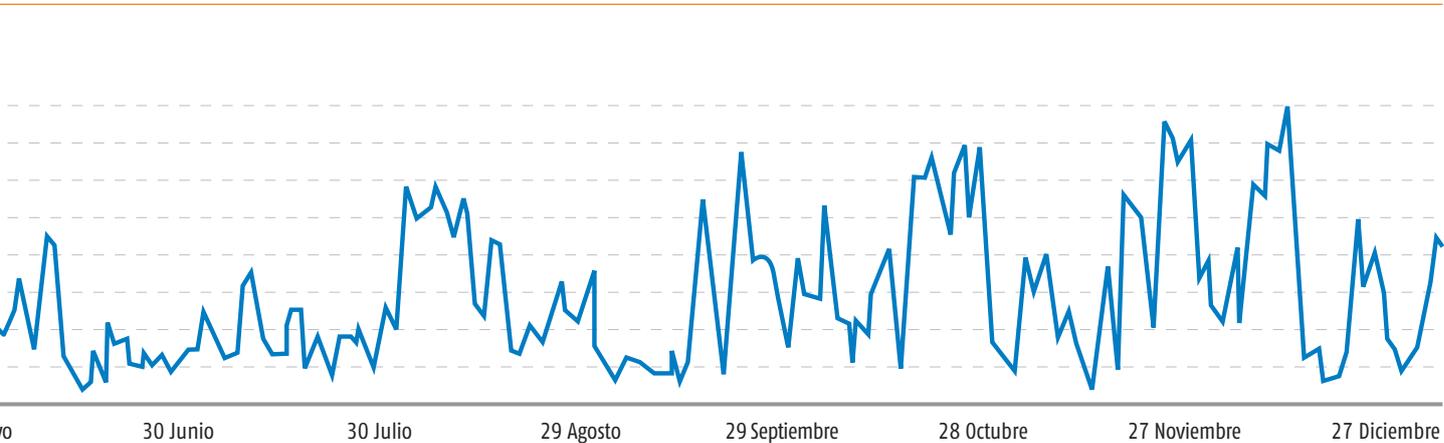
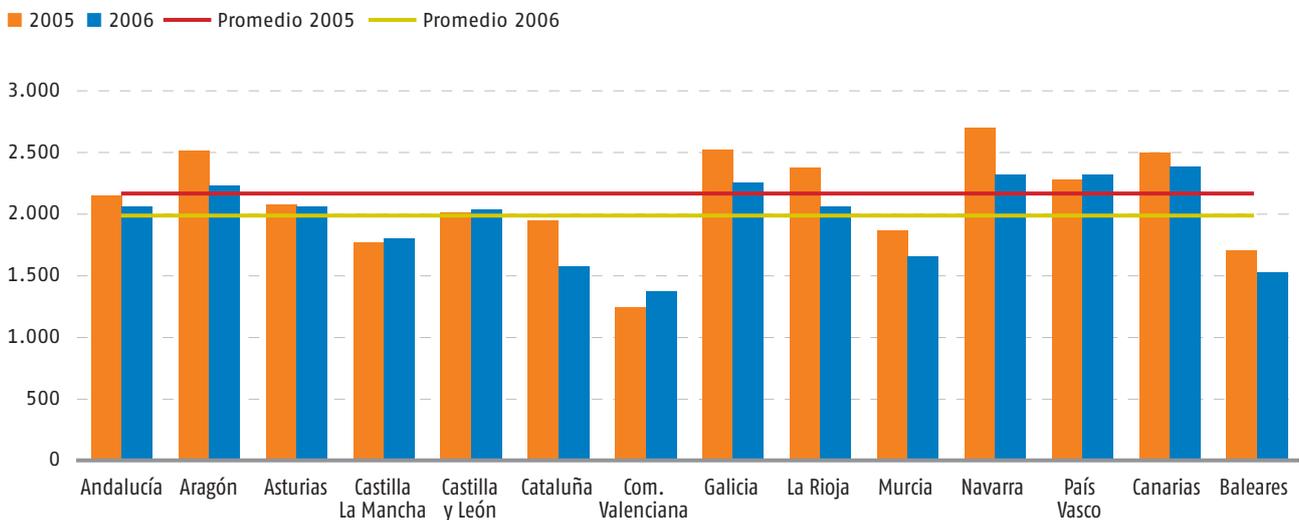


Gráfico III.31 Horas de funcionamiento por CC.AA.



FUENTE: CNE Y AEE





© DESA

Capítulo IV

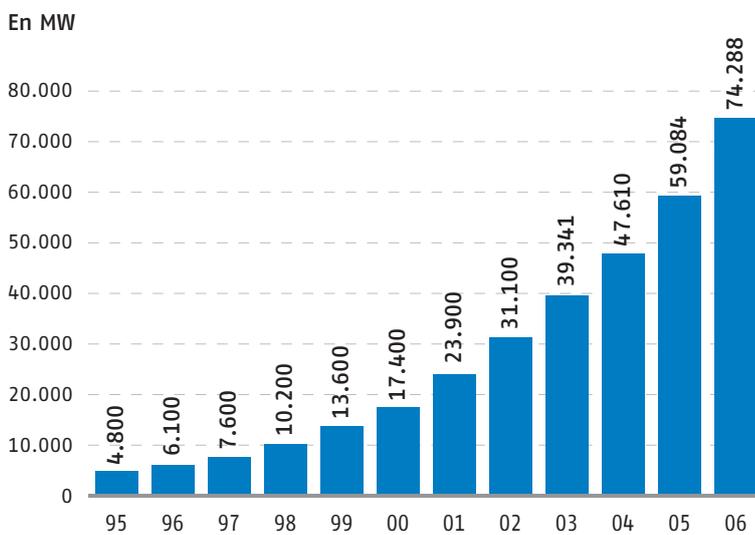
LA EÓLICA EN EL MUNDO

■ Corren buenos tiempos para la eólica por todo el mundo. El pasado año 2006 el crecimiento de la potencia instalada alcanzaba el 26% gracias a la aportación de países muy distintos en varios continentes. Alemania mantiene su liderazgo mundial, seguida de lejos por España y Estados Unidos mientras que países como China y la India superaban el crecimiento anual de nuestro país y otros estados europeos como Francia o Portugal se incorporan con vigor al ranking.

IV.1 Crecimiento global de un 26%.....	64
IV.2 Generación.....	68
IV.3 La eólica marina	70

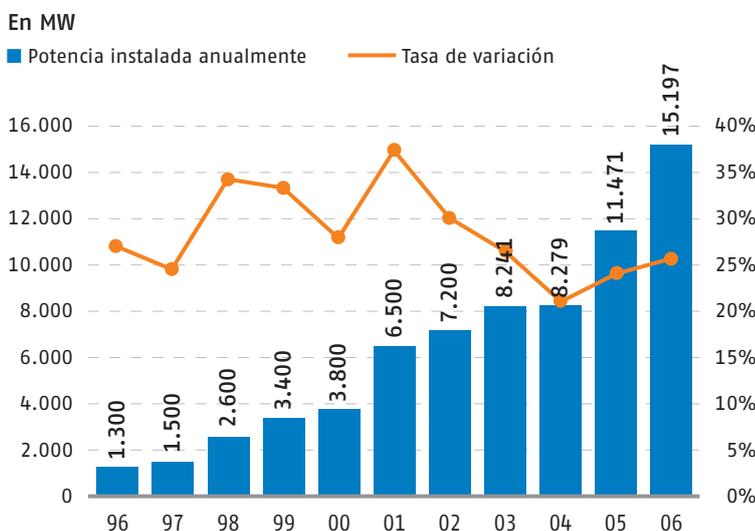
IV.1 Crecimiento global de un 26%

Gráfico IV.01 Evolución de la potencia instalada a nivel mundial 1995-2006



FUENTE: GWEC, EWEA Y AEE

Gráfico IV.02 Potencia instalada anualmente y tasa de variación a nivel mundial 1996-2006



FUENTE: GWEC, EWEA Y AEE

La potencia eólica instalada a nivel mundial en el año 2006 ha crecido un 26% con respecto al año anterior, alcanzando los 74.288 MW. Esta cifra supone el doble de lo que estaba instalado al finalizar el año 2003 y que a su vez había doblado prácticamente la potencia del año 2000. (GRÁFICO IV.01)

La pendiente que podemos apreciar en el GRÁFICO IV.01 demuestra un crecimiento firme que de mantenerse (GRÁFICO IV.02) en torno al 25% permitiría seguir doblando la potencia cada tres años. En el año 2001 la tasa de crecimiento alcanzó un 37% y fue descendiendo hasta el 21% de 2004. Desde ese año ha ido incrementándose ligeramente año a año.

Alemania sigue liderando el ranking mundial (GRÁFICO IV.03 Y TABLA IV.01) con 20.622 MW y un incremento en 2006 de 2.233 MW, significativamente superior al registrado en 2004 (2.037MW) y 2005 (1.785 MW). España con 11.615 MW mantiene la segunda posición alcanzada en 2004 pero sin duda será superada este año 2007 por Estados Unidos que a 31 de diciembre de 2006 contaba con 11.603 MW, tan sólo a 12 MW de arrebatarnos esa posición. EE.UU. instaló 2.454 MW durante 2006 y se prevé que este año supere esa cifra. En términos absolutos fue el país que más instaló por delante de Alemania y España, pero en términos proporcionales los incrementos más importantes fueron el de India con 1.840 MW y un 41,53% lo que le supone mantenerse en el cuarto puesto del ranking y el de China con 1.347 MW nuevos que le permiten lograr un crecimiento del 106,90% y ocupar el sexto puesto, ganando así dos posiciones.

Otros países que tuvieron incrementos importantes en potencia instalada fueron Reino Unido con 634 MW nuevos y un total de 1.966 MW, Portugal que instaló 694 MW y ya cuenta con una potencia acumulada de 1.716 MW, Francia con 810 MW y un total de 1.567 MW y Canadá con 776 MW y una potencia acumulada de 1.459 MW.

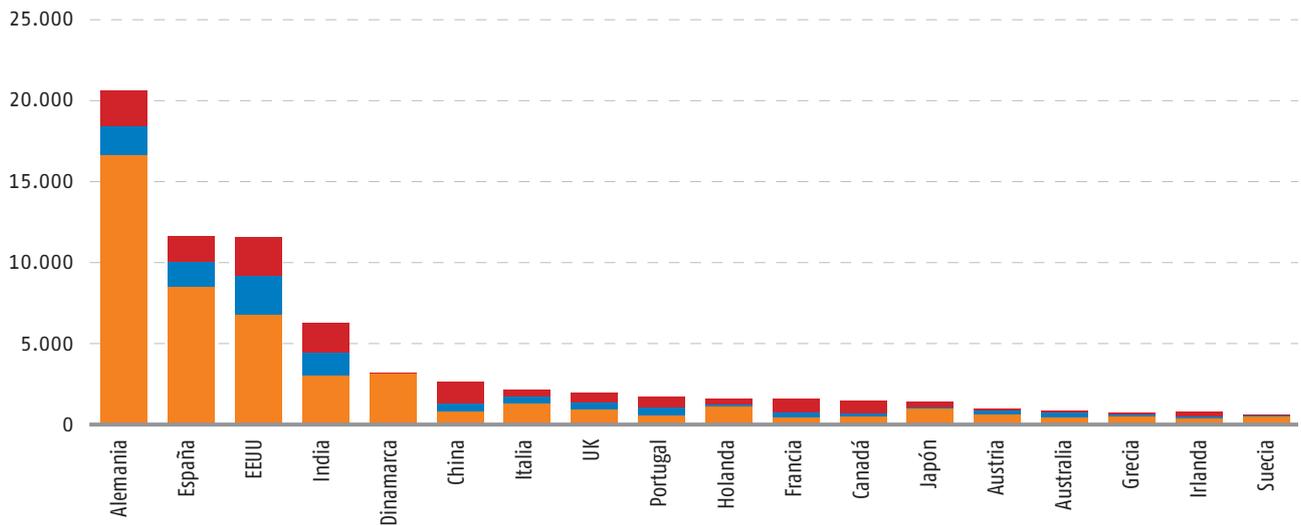
Fabricantes

En cuanto a los fabricantes (TABLA IV.02 Y GRÁFICO IV.04), los daneses de Vestas siguen liderando el

Gráfico IV.03 Potencia eólica instalada en el mundo

En MW

■ Instalada en 2006 ■ Instalada en 2005 ■ Total a 31/12/2004



FUENTE: EWEA, GWEC Y AEE

Tabla IV.01 Reparto por países de la potencia eólica

	Total a 31/12/03	Instalada en 2004	Total a 31/12/04	Instalada en 2005	Total a 31/12/05	Ranking a 31/12/05	Instalada en 2006	Total a 31/12/06	Ranking a 31/12/06
Alemania	14.609,00	2.037,00	16.629,00	1.875,90	18.414,90	1	2.223,01	20.622,00	1
España	6.206,40	2.317,60	8.504,00	1.524,00	10.028,00	2	1.587,16	11.615,16	2
EEUU	6.353,00	372,00	6.725,00	2.424,00	9.149,00	3	2.454,00	11.603,00	3
India			2.983,00	1.447,00	4.430,00	4	1.840,00	6.270,00	4
Dinamarca			3.118,00	10,00	3.128,00	5	11,50	3.139,50	5
China			764,00	496,00	1.260,00	8	1.647,00	2.607,00	6
Italia	904,00	221,00	1.265,00	453,00	1.718,00	6	417,00	2.135,00	7
UK	648,00	240,00	907,08	424,92	1.332,00	7	634,40	1.966,40	8
Portugal	296,00	226,00	522,00	500,00	1.022,00	11	694,40	1.716,40	9
Holanda	910,00	197,00	1.079,00	140,00	1.219,00	9	356,00	1.575,00	10
Francia	253,00	138,00	390,00	367,00	757,00	13	810,00	1.567,00	11
Canadá			444,00	239,00	683,00	15	776,00	1.459,00	12
Japón			940,00	121,00	1.061,00	10	333,00	1.394,00	13
Austria	415,00	192,00	607,00	212,00	819,00	12	145,60	964,60	14
Australia	239,00	182,00	421,00	287,00	708,00	14	109,00	817,00	15
Grecia	375,00	90,00	472,80	100,50	573,30	16	172,50	745,80	16
Irlanda			338,50	157,00	495,50	18	249,90	745,40	17
Suecia			442,00	67,50	509,50	17	62,15	571,65	18

FUENTE: GWEC, EWEA Y AEE

Tabla IV.02 Potencia instalada de los principales fabricantes a nivel mundial 2005-2006

	Acumulado 2005 (MW)	Potencia en 2006 (MW)	% en 2006	Acumulado en 2006 (MW)	% acumulado
Vestas (DK)	20.766	4.239	28,2%	25.006	32,0%
Gamesa (ES)	7.912	2.346	15,6%	10.259	13,1%
GE Wind (US)	7.370	2.326	15,5%	9.696	12,4%
Enercon (GE)	8.685	2.316	15,4%	11.001	14,1%
Suzlon (Ind)	1.485	1.157	7,7%	2.641	3,4%
Siemens (DK)	4.502	1.103	7,3%	5.605	7,2%
Nordex (GE)	2.704	505	3,4%	3.209	4,1%
Repower (GE)	1.522	480	3,2%	2.002	2,6%
Acciona (ES)	372	426	2,8%	798	1,0%
Goldwind (PRC)	211	416	2,8%	627	0,8%
Otros	6.578	689	4,6%	7.267	9,3%
TOTAL	62.107	16.003	107%	78.111	100,0%

FUENTE: BTM CONSULT APS - MARZO 2007

mercado mundial con una cuota del 28,2% de la potencia instalada en 2006 lo que supone 4.239 MW y cuota sobre el acumulado hasta 31 de diciembre de 2006 del 32% y un total de 25.006 MW. Por su parte Gamesa logró ser en 2006 el segundo fabricante mundial con una cuota del 15,6% (2.346 MW) lo que le permite situarse como tercer fabricante mundial en potencia acumulada con sus 10.259 MW y una cuota del 13,1%. Los alemanes de Enercon son los segundos y los norteamericanos de General Electric los cuartos. Cabe destacar la fuerza con la que ha irrumpido en el mercado el fabricante indio Suzlon que instaló 1.157 MW en 2006 lo que le sitúa como quinto fabricante mundial ese año.

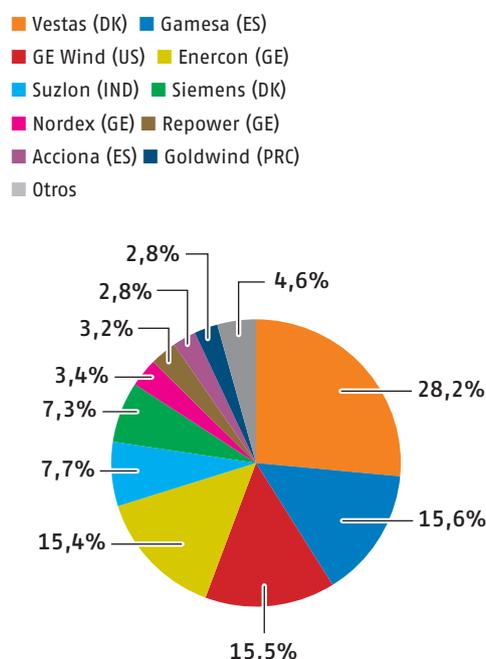
Como puede apreciarse en la **TABLA IV.03** Vestas exporta el 99,6% de su producción dado que el mercado danés prácticamente está cerrado a nuevos desarrollos. Los tres fabricantes españoles han incrementado su actividad exportadora, destacando Gamesa que en los últimos tres años exportó el 41,8% de su producción, mientras que Ecotècnia acumula un 11,8% y Acciona un 6%.

Previsiones de crecimiento

En su informe anual, la consultora BTM (**TABLA IV.04**) prevé un crecimiento de la potencia eólica

El año 2006 se ha caracterizado por el incremento de la actividad exportadora de los fabricantes españoles

Gráfico IV.04 Reparto por fabricantes de la potencia instalada en el mundo en 2006



FUENTE: BTM CONSULT APS - MARZO 2007

Tabla IV.03 Exportación media de los principales fabricantes 2004-2006

	Intalado 2004 (MW)	Intalado 2005 (MW)	Intalado 2006 (MW)	Suma 3 años (MW)	Exportación de los 3 años (MW)	Exportación media (%exportación / producción)
Vestas (DK)	2.783	3.186	4.239	10.208	10.172	99,6%
Enercon (GE)	1.288	1.640	2.316	5.244	2.768	52,8%
GE Wind (US)	918	2.025	2.326	5.268	2.418	45,9%
Siemens (DK)	507	629	1.103	2.238	2.233	99,8%
Gamesa (ES)	1.474	1.474	2.346	5.294	2.211	41,8%
Nordex (GE)	186	298	505	990	654	66,1%
Mitsubishi (JP)	276	353	480	1.109	625	56,4%
Ecotècnia (ES)	214	233	197	643	438	68,1%
Suzlon (Ind)	214	239	246	699	146	20,9%
Goldwind (PRC)	322	700	1.157	2.178	257	11,8%
Acciona (ES)	149	224	426	798	53	6,6%
Goldwind (PRC)	40	132	416	588	0	0,0%
TOTAL	8.371	11.133	15.757	35.257	21.975	62,3%

FUENTE: BTM CONSULT APS - MARZO 2007

Tabla IV.04 Previsión de instalación 2007-2011

Totales	Potencia instalada finales 2006 (MW)	Potencia instalada en 2006 (MW)	Previsión 2007-2011 (incluido Offshore)					Potencia instalada entre 2007- 2011	Total a finales de 2011 (MW)
			2007	2008	2009	2010	2011		
América	13.577	3.515	4.850	5.700	6.250	7.750	8.500	33.050	46.627
Europa	48.627	7.682	8.610	9.760	12.030	13.150	15.600	59.150	107.777
Sur y Este de Asia	8.963	3.220	4.340	5.110	5.650	5.800	6.950	27.850	36.813
Pacífico OCDE	2.617	485	725	1.000	1.150	1.250	1.400	5.525	8.142
Otras áreas	522	114	275	410	650	885	1.050	3.270	3.792
Nueva capacidad anual (MW)		15.016	18.800	21.980	25.730	28.835	33.500	128.845	128.845
Capacidad acumulada (MW)	74.306		93.106	115.086	140.816	169.651	203.151		

FUENTE: BTM CONSULT APS - MARZO 2007

mundial de 128.845 MW en el período 2007-2011 lo que elevaría la potencia acumulada hasta los 203.151 MW. El mayor incremento se registraría en Europa con 59.150 MW seguida de América del Norte con 33.050 MW y un total

acumulado de 46.627 MW, Asia con 27.850 MW hasta alcanzar un total de 36.813 MW, Australia y Nueva Zelanda con 5.525 MW y un total de 8.142 MW y el resto del mundo con 3.270 MW que se sumarían a los 522 MW instalados actualmente.

IV.2 Generación

Según los datos de la Agencia Internacional de la Energía correspondientes a 2005 (TABLA IV.05) España sería el segundo país del mundo con un mayor porcentaje de demanda de electricidad cubierta por energía eólica con un 7,78%, sólo por detrás de Dinamarca que tiene un 18,5% y por delante de Alemania que, pese a tener el mayor parque eólico (18.428 MW), la generación producida con esta tecnología sólo alcanzó el 4,33% mientras que en Portugal los 1.060 MW instalados en ese año cubrían el 3,70%.



Tabla IV.05 Generación eólica, demanda y % de demanda cubierta por energía eólica 2005

Países	Total capacidad eólica instalada	Capacidad eólica marina instalada	Nueva capacidad eólica anual	Nº total de turbinas	Tamaño medio de las turbinas	Generación eólica	Demanda de electricidad	Porcentaje de demanda de electricidad cubierta por eólica*
	(MW)	(MW)	(MW)	(turbinas)	(kW)	(GWh)	(TWh)	%
Australia	708	0,0	328,00	447	1.750	2.171	190,0	1,143%
Austria	819	0,0	212,00	-	-	-	-	-
Canadá	683	0,0	239,00	681	1.700	1.800	538,0	0,335%
Dinamarca	3.128	423,0	4,00	5.293	1.200	6.614	35,7	18,520%
Finlandia	82	0,0	0,00	94	1.030	170	84,9	0,200%
Alemania	18.428	0,0	1.808,00	17.592	1.723	26.500	611,0	4,337%
Grecia	605	0,0	121,10	926	1.188	1.270	51,0	2,490%
Irlanda	493	25,2	204,60	321	1.000	655	26,0	2,520%
Italia	1.717	0,0	452,00	2.250	1.196	2.140	329,0	0,650%
Japón	1.078	1,2	150,80	1.048	1.300	1.438	865,4	0,170%
Corea	100	0,0	70,00	41	1.700	146	359,3	0,041%
Méjico	2	0,0	0,00	8	0	4	183,9	0,000%
Holanda	1.213	0,0	140,00	1.733	1.358	2.000	118,0	1,695%
Noruega	270	0,0	110,00	129	2.300	504	126,0	0,400%
Portugal	1.060	0,0	529,00	743	2.100	1.773	48,0	3,700%
España	10.028	0,0	1.630,00	NDA	1.320	20.236	260,0	7,780%
Suiza	452	23,0	48,00	759	1.000	864	146,0	0,590%
Suecia	12	0,0	2,92	34	584	8	61,3	0,0140%
Reino Unido	1.337	213,8	446,80	1.445	1.730	2.394	421,9	0,567%
EEUU	9.149	0,0	2.431,00	7.200	1.500	28.051	3.838,6	0,731%
Total	51.364	686,20	8.927,22	40.744	1.352	98.739	8.294,0	1,19%

*% (generación eólica/demanda nacional) x100

FUENTE: INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

IV.3 La eólica marina



© VESTAS

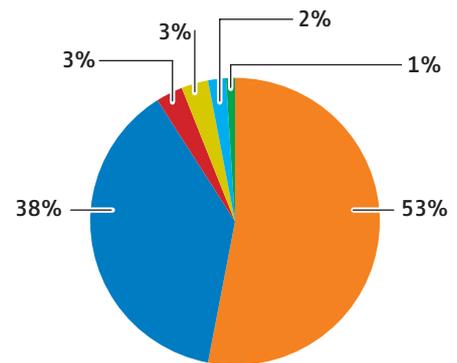
Como podemos ver en la **TABLA IV.05** la potencia instalada en parques eólicos marinos sumaba 686 MW a finales de 2005 correspondiendo la mayor parte de ellos a Dinamarca con 423 MW (53%), Reino Unido con 213,8 MW (38%), Irlanda (3%) y Suecia (3%). (**GRÁFICO IV.05**)

En la **TABLA VI.06** figura la relación de los parques eólicos marinos instalados en el mundo entre los que destacan los de Horns Rev de 160 MW (80 aerogeneradores de 2.000 kW) y Nysted con 158,4 MW (72 aerogeneradores de 2.200 kW), ambos en Dinamarca.

En cuanto al potencial, según un estudio de Garrad Hassan el potencial eólico marino para el año 2020 alcanzaría los 236.220 MW correspondiendo a España una cifra de 25.520 mientras que Reino Unido podría alcanzar los 46.750 MW y Dinamarca 27.790 MW. (**TABLAS IV.07 Y IV.08**)

Gráfico IV.05 Reparto por países de la potencia eólica Off-shore

■ Dinamarca ■ Reino Unido ■ Suecia ■ Irlanda
■ Holanda ■ Alemania



FUENTE: CENER

Tabla IV.06 Parques eólicos marinos instalados en el mundo

Parque Eólico	Año	Situación	Nº Aerogeneradores	Potencia Unitaria (kW)	Fabricante WTG/Tipo
Vindeby	1992	Dinamarca	11	450	Bonus 450
Lely	1994	Holanda	4	500	NEG Micon 500
Dronten	1995	Dinamarca	10	500	Vestas V39
Tuno Knob	1996	Holanda	19	600	NEG Micon
Gotland	1997	Suecia	5	550	NEG Micon
Utgrunden	2000	Suecia	7	1.500	GEWE TW1.5s
Blyth	2000	UK	2	2.000	Vestas V66
Yttre Stengrund	2001	Suecia	5	2.000	NEG Micon NM72
Middelgrunden	2001	Dinamarca	20	2.000	Bonus 2MW
Horns Rev	2002	Dinamarca	80	2.000	Vestas V80
Samso	2003	Dinamarca	10	2.300	Bonus
Fredrickshavn	03-04	Dinamarca	4	2.300,3	Bonus 2.3, Vestas V90, Nordex
Nysted	2003	Dinamarca	72	2.200	Bonus 2.3MW
North Hoyle	2003	UK	30	2.000	Vestas V80
Arklow Bank I	2004	Irlanda	7	3.600	GE Wind 3.6 MW
Emden	2004	Alemania	1	4.500	Enercon E112
Scroby Sands	2004	UK	30	2.000	Vestas V80
Breitling	2004	Alemania	1	2.500	Nordex N80
Hokkaido	2004	Japón	2	600	Vestas V47
Kentish Flat	2005	UK	30	3.000	Vestas V90
Barrow	2006	UK	30	3.000	Vestas V90

FUENTE: CENER

Tabla IV.07 Potencial eólico marino en el mundo. Año 2020

	Potencia (GW)	Área ocupada (km ²)
Bélgica	6,67	834
Dinamarca	27,79	3.474
Finlandia	13,4	1.675
Francia	32,78	4.097
Alemania	11,54	1.443
Grecia	3,3	413
Irlanda	15,34	1.917
Italia	16,98	2.122
Holanda	6,56	820
Portugal	12,74	1.592
España	25,52	3.190
Suecia	17,26	2.157
UK	46,75	5.844
TOTAL	236,63	29.578

FUENTE: CENER

El potencial eólico marino de España podría alcanzar los 25.520 MW según un estudio de Garrad Hassan

Tabla IV.08 Comparativa de España con respecto a Europa del potencial eólico marino 2020

	2010 (GW)	2015 (GW)	2020 (GW)	Total 2020 (GW)
Europa	27,15	93,97	125,5	236,62
España	1,35	11,31	12,66	25,52

FUENTE: CENER



Gamesa Eólica



© GAMESA

Capítulo V

UN SECTOR ECONÓMICO CON PESO ESPECÍFICO

■ En torno a la necesidad de responder con la energía eólica a unos retos estratégicos y medioambientales esenciales para nuestra sociedad se ha creado un sector económico con peso específico propio, que invierte anualmente tanto como factura, que exporta ya algo más de 1.600 millones de euros, que crea empleo en cantidades muy importantes como son los 35.000 puestos de trabajo estimados a finales de 2006, que distribuye riqueza por todo el territorio y en numerosas ocasiones por zonas que no tienen otro tipo de industrias y, por último, que evita la emisión de 15 millones de toneladas de CO₂.

V.1 Inversión: el estudio de Intermoney	74
V.2 Retribución	78
V.3 Empleo: más de treinta y cinco mil puestos de trabajo	86
V.4 Medio ambiente: un elemento clave para cumplir Kioto	88
V.5 Industria: mercado nacional y exportaciones	90

V.1 Inversión: el estudio de Intermoney



© ECOTÉCNIA

La inversión específica en parques eólicos (€/MW) se ha reducido de forma progresiva a prácticamente la mitad en los últimos 20 años debido al incremento de tamaño, a la estandarización de productos al aumentar la demanda y a las mejoras tecnológicas. Sin embargo, en los últimos años se ha observado un incremento de este parámetro debido, por un lado, a que ese mayor tamaño no ha absorbido la reducción de costes y por otro a la mayor complejidad requerida a las máquinas para su integración en la red.

El año 2006 se ha caracterizado por un fuerte aumento de los costes de inversión debido a:

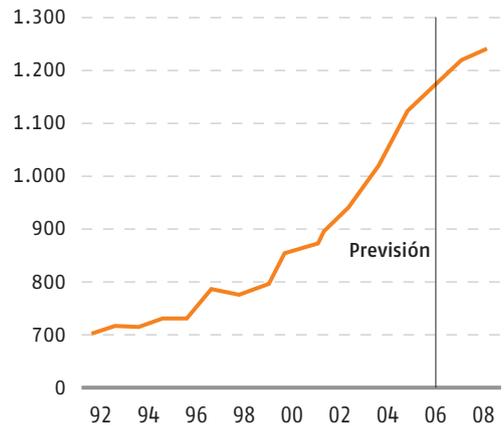
- El aumento de los precios de las materias primas, especialmente el acero.
- La menor disponibilidad de componentes.
- El aumento de los costes por presión de la demanda, con plazos de entrega superior a los 2 años.
- La insuficiente capacidad para la fabricación de máquinas.

Los costes se han reducido de forma progresiva a prácticamente la mitad en los últimos 20 años debido al incremento de tamaño, la estandarización de productos, al incrementarse la demanda, y a las mejoras tecnológicas

Gráfico V.01 Aumento del coste del acero

Demanda creciente

Consumo de acero (millones de toneladas)



FUENTE: «BLAZING SUCCES: HOW PROSPECTS FOR THE STEEL

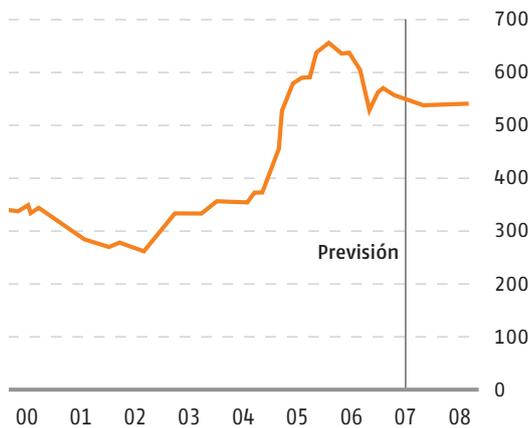
- Las nuevas inversiones ligadas a avances tecnológicos necesarios para la mejor integración en la red, tales como huecos de tensión, centros de control de generación (CCG) y comunicaciones entre los parques y los CCG.

De acuerdo con las previsiones actuales, el coste del acero en el mercado mundial aumentará a un ritmo igual o superior al 3% anual, impulsado por un fuerte crecimiento de la demanda de China (50% cada año) e India, frente a un 1,6% anual para el resto del mundo, como se muestra en el GRÁFICO V.01.

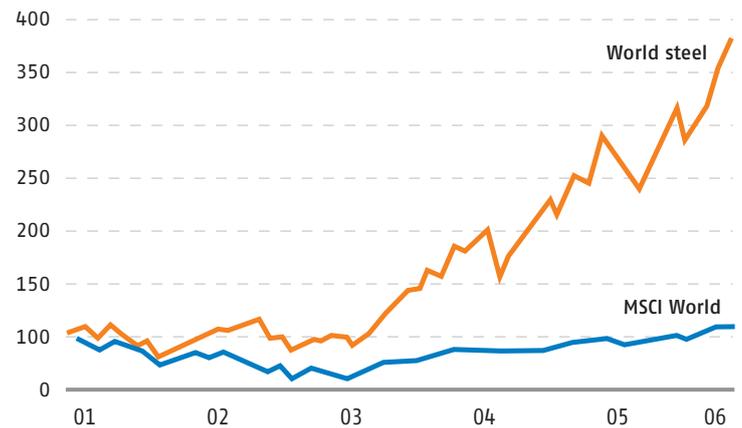
Se prevé que este aumento de los costes de inversión se agrave más en los próximos años, llegando a superar el 1.300.000€ por MW instalado en el año 2010, aunque la fuerte demanda de máquinas fomenta nuevas capacidades de producción que podrían incidir en los costes a medio plazo. (GRÁFICO V.02)

El coste de inversión como puede apreciarse en el GRÁFICO V.03 se divide en:

Se ha incrementado el precio del acero
(\$ por toneladas)



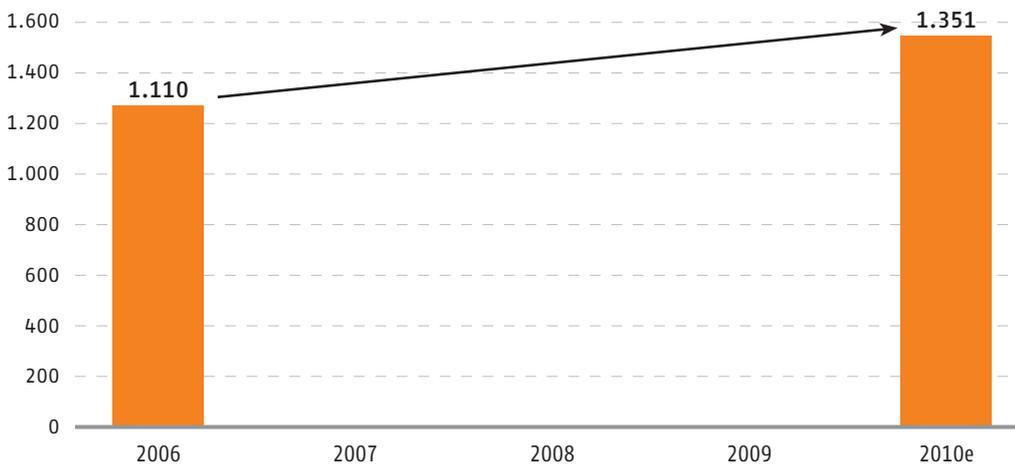
Y además incrementa su participación en la economía a nivel mundial
Cifras en \$



INDUSTRY ARE BEING REIGNITED», PETER MARSH, FINANCIAL TIMES, MARCH 3RD, 2006

Gráfico V.02 Evolución esperada de los costes de inversión

Miles € / MW instalado



De acuerdo con las previsiones actuales, el coste del acero en el mercado mundial aumentará a un ritmo igual o superior al 3% anual, impulsado por un fuerte crecimiento de la demanda de China e India

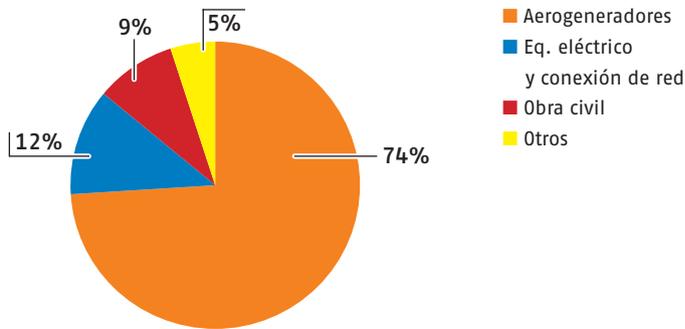
FUENTE: AEE E INTERMONEY

- **Aerogenerador** (74% del coste total), incluye: máquina (generador, palas, torres, transformador, soluciones para soportar huecos de tensión).
- **Obra Civil** (9% del coste total), incluye: obras viables, caminos, adecuación de terrenos, ci-

mentaciones, plataforma, costes del emplazamiento (alquiler de terreno)...

- **Equipo eléctrico y conexión a redes** (12% del coste total), incluye: transformadores, subestación, líneas de evacuación, derechos de conexión, acceso a la red.

Gráfico V.03 Reparto de los costes de inversión por conceptos

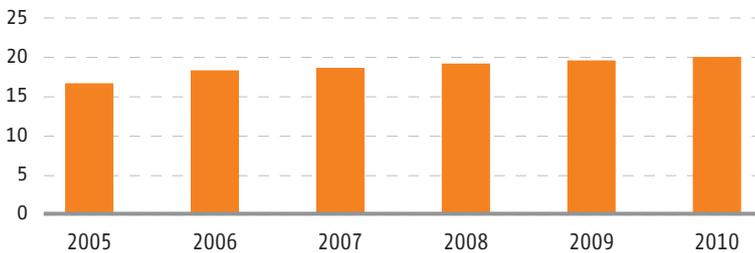


FUENTE: AEE

Gráfico V.04 Evolución de los costes de operación y mantenimiento por conceptos

€/ MWh

■ Coste de explotación y gestión



FUENTE: AEE E INTERMONEY

• **Otros**, incluye:

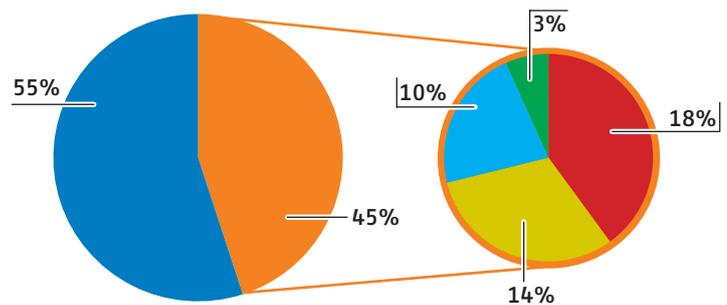
- **Otras inversiones materiales** como sistemas de control y torres meteorológicas.
- **Inversiones inmateriales:** costes de licencias, permisos, costes de tramitación, gestión de terrenos, promoción, gastos de financiación, cánones urbanísticos...

Los costes de operación y mantenimiento tenderán a incrementarse debido al encarecimiento de componentes de sustitución y a la gestión centralizada de los parques, además de los retornos más altos exigidos por los propietarios de los terrenos y de las entidades implicadas en la autorización administrativa. (GRÁFICO V.04)

El 45% del total de los costes de Operación y Mantenimiento corresponden a los costes de

Gráfico V.05 Reparto de los costes de operación y mantenimiento por conceptos

■ Costes de Gestión ■ Coste variable de O&M ■ Seguros e impuestos
■ Gestión y Administración ■ Alquileres ■ Mantenimiento instalación



FUENTE: AEE



© ECOTÈCNIA

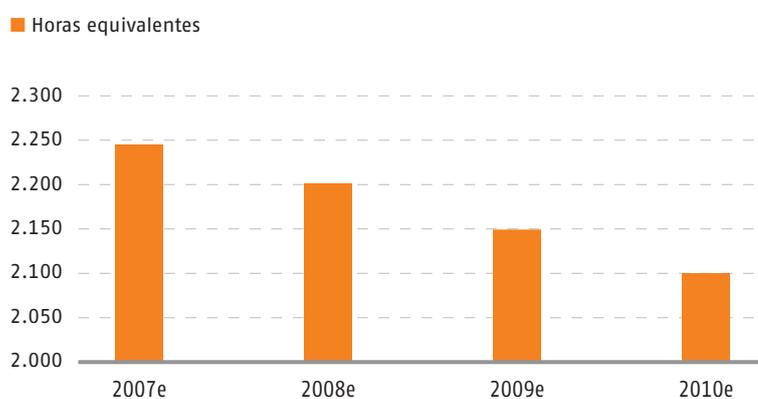


gestión que incluyen los costes de alquiler de terrenos (10%), el mantenimiento de las instalaciones eléctricas (3%), los seguros e impuestos (18%) y los costes de gestión y administración (14%). (GRÁFICO V.05)

Además, las horas equivalentes de funcionamiento para los parques nuevos tienden a disminuir ya que a medida que aumenta la potencia eólica instalada, disminuyen los emplazamientos donde se aprovechan más las horas de viento. (GRÁFICO V.06)

La experiencia demuestra que efectivamente se produce una reducción de las horas de los parques, lo que obliga a incrementar el tamaño de las máquinas, incidiendo así en el aumento del coste unitario.

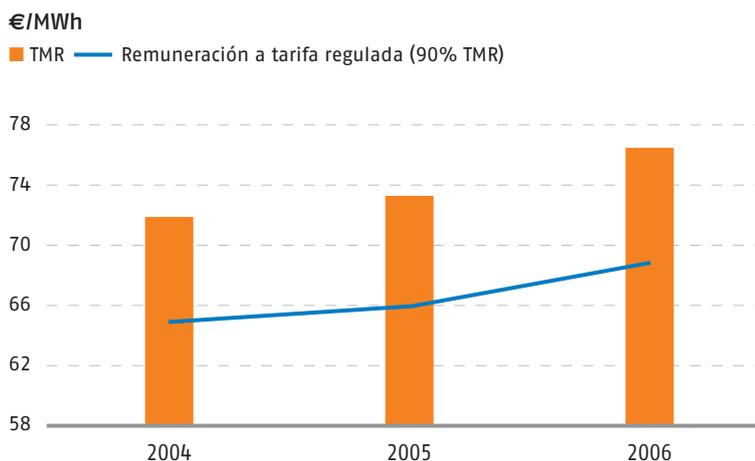
Gráfico V.06 Evolución de las horas de funcionamiento esperadas



FUENTE: AEE Y ESTUDIO INTERMONEY

V.2 Retribución

Gráfico V.07 Tarifa regulada 2004-2006



FUENTE: AEE

El mecanismo de retribución fijado en el R.D. 436/2004, permite acogerse a dos opciones:

- Ceder la electricidad a la empresa distribuidora de energía eléctrica: **Tarifa regulada.**
- Vender la energía libremente en el mercado, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado: **Opción mercado.**

La revisión de las tarifas, primas e incentivos se realizará cada 4 años a partir de 2006, y sólo afectará a nuevas instalaciones que se instalen dos años después, es decir, en 2008.

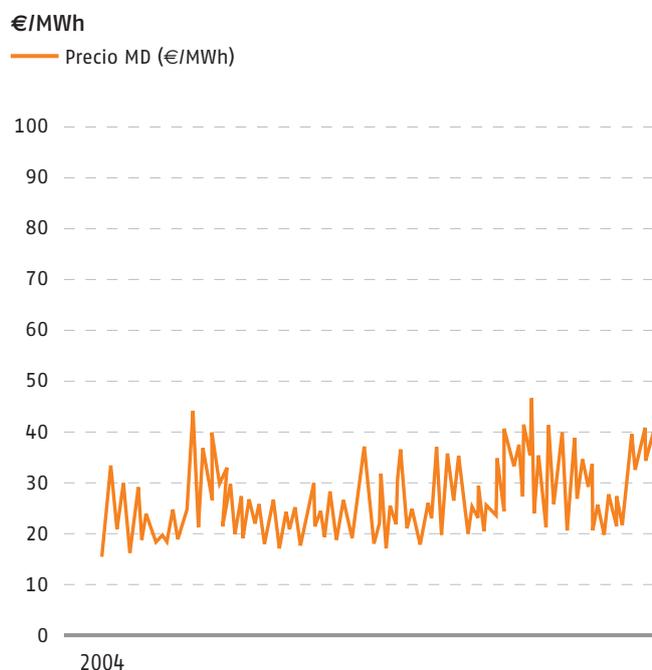
Tarifa regulada:

En el caso de que un titular elija la opción a) el precio de venta de la electricidad será una tarifa regulada que se calculará como porcentaje de la Tarifa Media de Referencia (TMR). Dicho porcentaje oscilaría entre el 80-90%, dependiendo del año de puesta en marcha del parque. A este valor se le añadiría el complemento por energía reactiva. Este complemento se fija como un porcentaje de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia.

A partir del 1 de enero del 2007, los productores acogidos a la opción tarifa regulada,

EL R.D.L. 7/2006 desvincula la actualización de las retribuciones del Régimen Especial de la TMR

Gráfico V.08 Evolución del precio del mercado diario



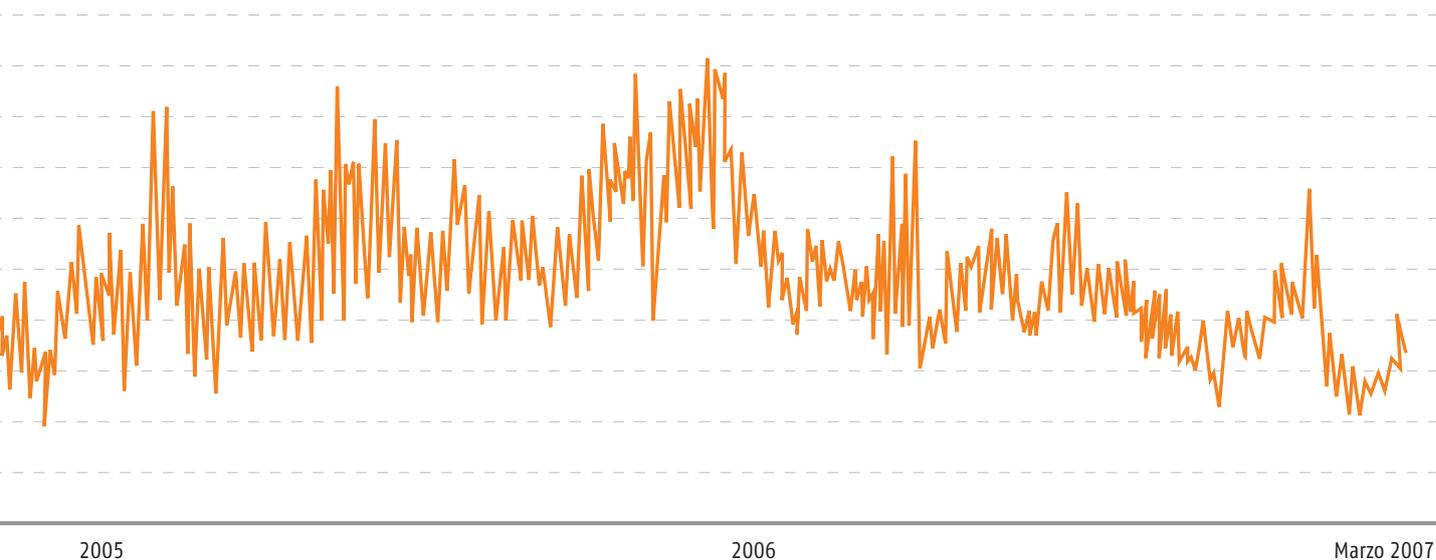
FUENTE: OMEL Y ELABORACIÓN AEE

están obligados a realizar la predicción de la producción y por lo tanto tienen el coste asociado a los desvíos y el coste de predicción.

En el año 2006 la TMR fue 76,59 €/MWh (un 4,48% superior a la del año 2005) fijada por el R. D. 1634/2006. (GRÁFICO V.07)

En Junio de 2006 se publica el R.D.L.7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético. En el apartado 2 de la disposición transitoria segunda de dicho R.D.L. se establece que la revisión de la tarifa media que efectúe el Gobierno no será de aplicación a los precios, primas, incentivos y tarifas que forman parte de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica de Régimen Especial, es decir, se desvincula la actualización de la retribución del Régimen Especial de la Tarifa Media o de Referencia, en espera de la aprobación del R.D. que actualice o revise el R.D. 436/2004.

El R.D. 809/2006, de 30 de junio, actualiza la TMR, siendo a partir del 1 de julio de 2006 un 1,38% superior a la Tarifa Media de Referencia que entró en vigor el 1 de enero de 2006, es decir, 77,644 €/MWh, y que no se aplica al Ré-



gimen Especial debido a la disposición transitoria segunda del R.D.L. 7/2006.

La TMR desaparece a partir de enero de 2007, debido a la armonización de la legislación española con las directivas europeas y a la necesidad de eliminar las tarifas que en el futuro quedarán reducidas a la de último recurso para bajos consumos. Por lo tanto, a partir de esa fecha el cálculo se hace en base al dato del año 2006 con una actualización del IPC menos 100 puntos básicos.

Mercado:

En la opción b), la remuneración será el precio horario del mercado diario más los siguientes complementos:

- Prima, 40% TMR.
- Incentivo por acudir al mercado, 10% TMR.
- Complemento por energía reactiva.
- Complemento por garantía de potencia.

Además, en la opción mercado se incurre en una serie de costes:

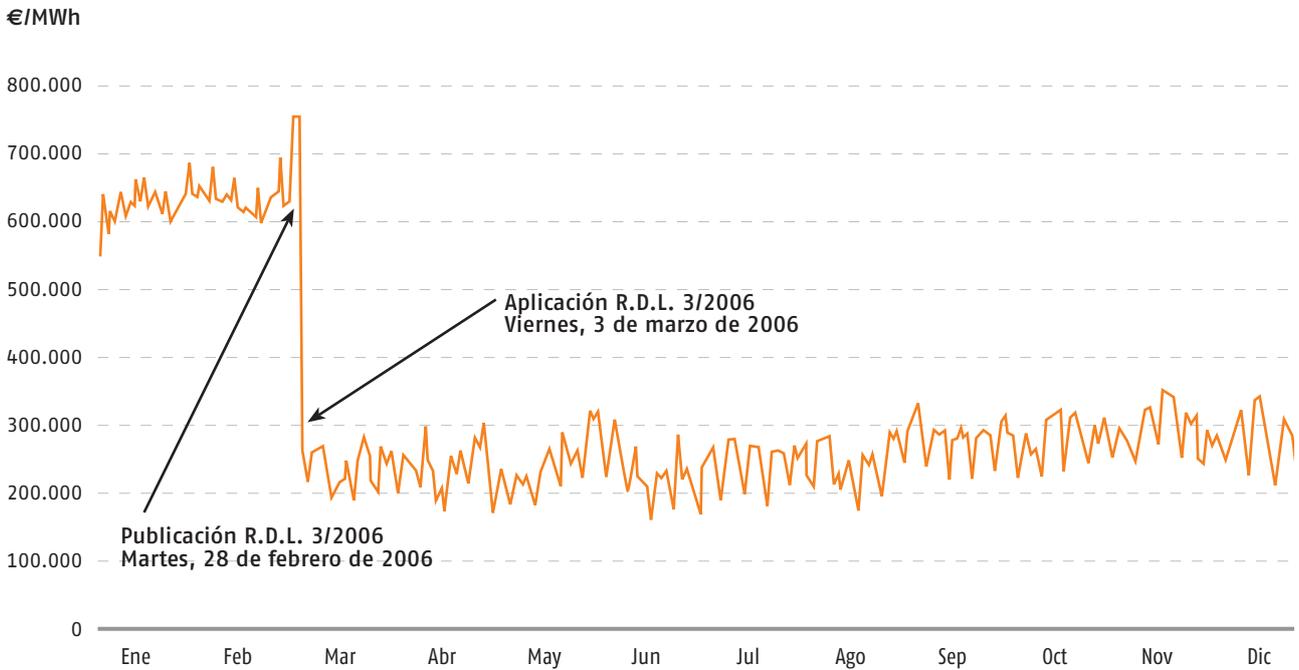
- Coste de desvíos.
- Coste de predicción de la producción.
- Coste de agente de mercado.

Los precios en el mercado han disminuido de 72 €/MWh a principios de 2006 a 29,68 €/MWh en marzo de 2007

Durante el año 2006, se ha producido un descenso en el precio del mercado eléctrico; si los precios medios de enero y febrero del 2006 fueron de 73,14 y 72,16 €/MWh respectivamente, en diciembre se situó en 36,05 €/MWh. Por un lado, esto se ha debido a la publicación del R.D.L. 3/2006 por el que se modifica el mecanismo de casación. Este mecanismo consiste en que una vez realizada la casación en el mercado diario, OMEL procede a asimilar a contratos bilaterales físicos, aquellas ofertas presentadas y casadas por sujetos pertenecientes al mismo grupo empresarial a 42,35 €/MWh incluyendo los servicios de ajuste y la garantía de potencia. Por otro, han influido también en el descenso del precio el aumento de la hidraulicidad y la disminución de los precios de los derechos de emisión.

En el GRÁFICO V.08 se representa la evolución del precio diario del mercado desde 2004 a marzo de 2007, reflejándose la volatilidad de los precios del mercado, que además de verse afectados por variables como la demanda, la temperatura, la hidraulicidad, el CO₂, los precios de los combustibles..., también les afec-

Gráfico V.09 Evolución de la energía casada en el mercado diario 2006

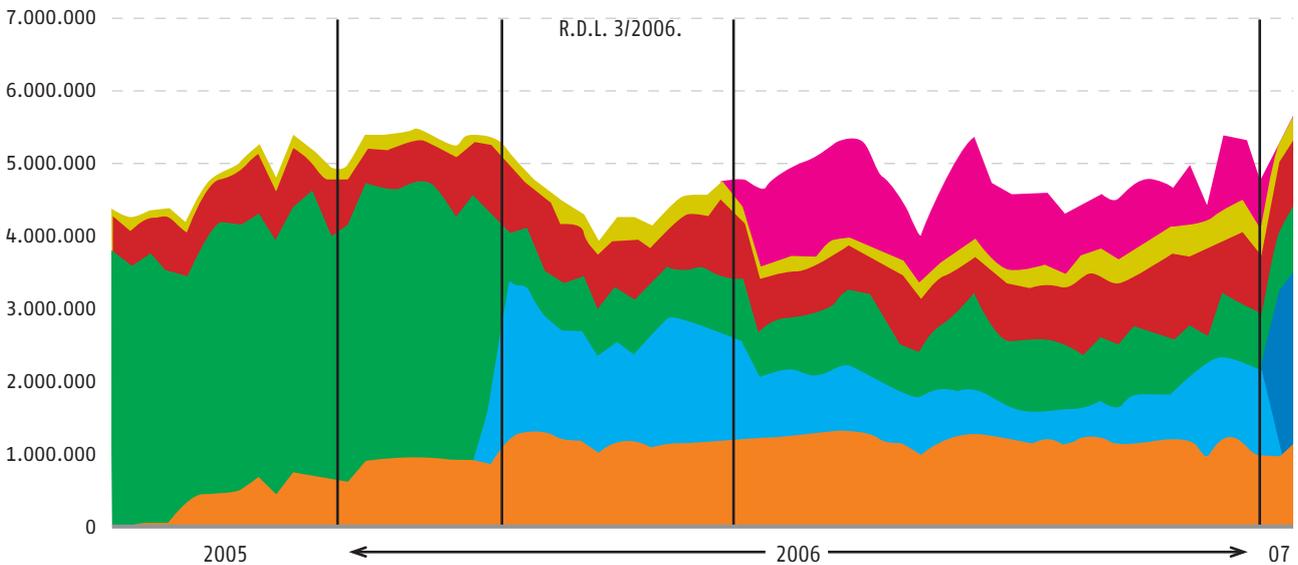


FUENTE: OMEL Y ELABORACIÓN AEE

Gráfico V.10 Evolución semanal de la energía en el PDBF y gestión de desvíos

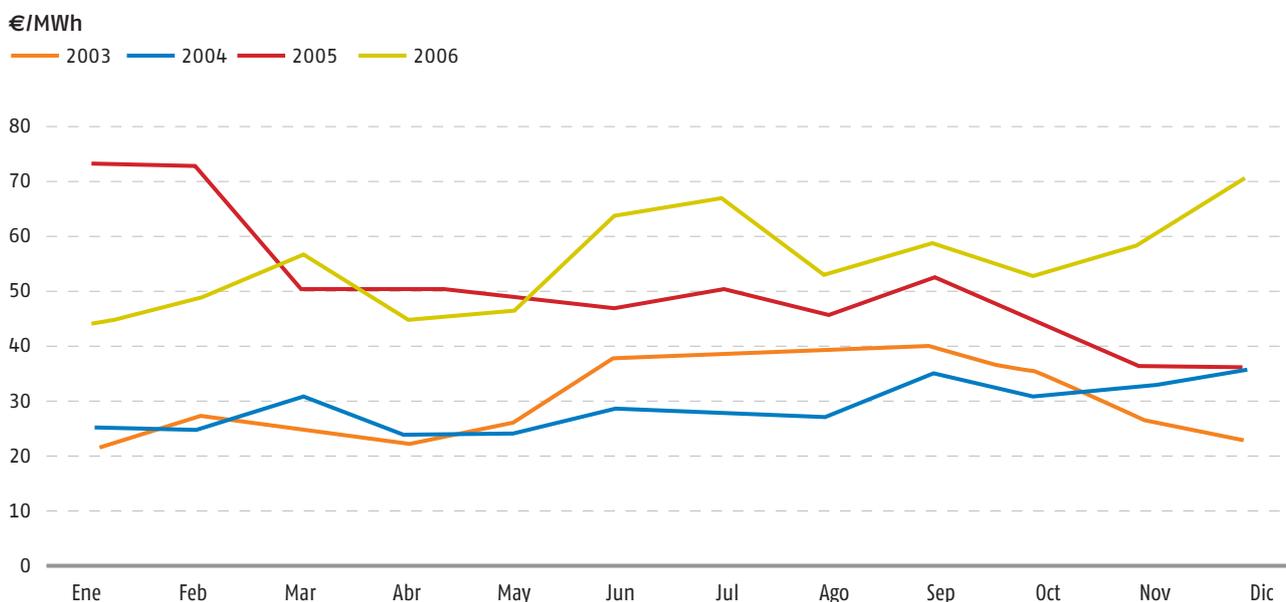
En MWh

■ CB No asimilados
 ■ CB asimilados desde 1/1/2007
 ■ Régimen Especial
 ■ Saldo gestión de desvíos
 ■ CB asimilados
■ Régimen ordinario
 ■ Internacional
 ■ Liquidados a precio de mercado diario
 ■ Reconocido a precio de mercado diario



FUENTE: REE

Gráfico V.11 Evolución del precio mensual 2003-2006



FUENTE: OMEL Y ELABORACIÓN AEE

tan otros factores externos e impredecibles como la publicación de dicho R.D.L. 3/2006.

Otro efecto importante del R.D.L. 3/2006 en el mercado ha sido la disminución de la energía gestionada en el mercado diario que cayó en un 60%. Esto es debido a la asimilación de energía entre ofertas de compra/venta del mismo grupo empresarial establecida por el R.D.L. 3/2006.

En cuanto al volumen total de la energía gestionada en el mercado diario en el año 2006 ha ascendido a 117.811 GWh, mientras que en el año 2005 fue de 223.290 GWh, lo que significa una disminución de más del 47%.

(GRÁFICO V.09)

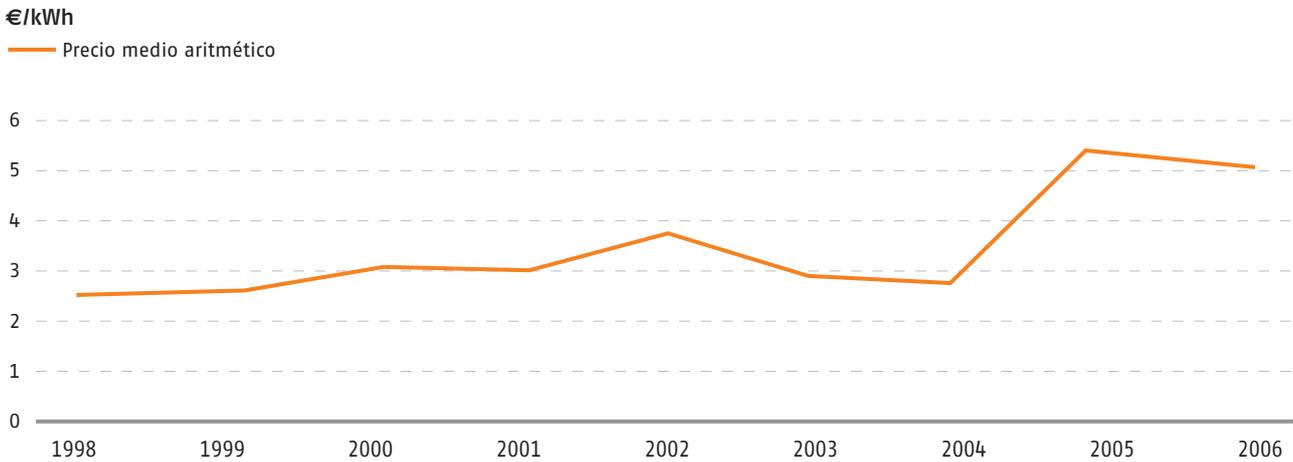
En el GRÁFICO V.10 se muestra la evolución semanal de la energía contratada en el Programa Diario Básico de Funcionamiento y la gestión de los desvíos. En él se puede observar como a partir de la aplicación del R.D.L. 3/2006 aparece la franja azul oscura que corresponde a la energía asimilada a contratos bilaterales entre grupos empresariales y como aparece a partir de junio de 2006 la franja amarilla. Las razones de esta evolución derivan de que parte de la contratación se hacía en mercados de ajustes,

Tabla V.01 Precio y energía resultante de la casación (2006)

Mes	Precio mínimo (€/MWh)	Precio medio ponderado (€/MWh)	Precio medio aritmético (€/MWh)	Precio máximo (€/MWh)	Energía en el programa resultante de la casación (GWh)
Ene	5,00	73,33	73,14	118,02	19.491
Feb	27,56	72,59	72,62	114,74	17.757
Mar	4,90	52,38	50,27	105,79	8.586
Abr	13,75	50,76	50,34	110,00	7.236
May	17,66	50,51	49,06	113,08	7.275
Jun	21,49	49,94	46,89	109,64	7.243
Jul	33,65	52,82	50,52	88,07	7.502
Ago	33,60	47,71	45,77	88,06	7.655
Sept	33,65	55,13	52,47	102,50	8.352
Oct	10,00	45,86	44,34	92,07	8.797
Nov	1,00	37,25	36,54	74,00	9.076
Dic	1,00	37,62	36,05	82,17	8.841

FUENTE: OMEL

Gráfico V.12 Evolución del precio medio aritmético anual 1998-2006



FUENTE: OMEL Y ELABORACIÓN AEE

fundamentalmente gestión de los desvíos y en menor medida servicios de regulación, como una medida para evitar la aplicación de los límites en el mercado.

En enero y febrero del año 2006 el precio mensual superó los 72 €/kWh, en marzo disminuyó hasta 50,2 €/kWh alcanzando su valor mínimo en diciembre con 36,05 €/kWh. Esto se debió, entre otros factores, como se ha indicado anteriormente, a la disminución de los precios de los derechos de emisión y al aumento de la hidráulicidad en los meses de octubre, noviembre y diciembre. (GRÁFICO V.11)

El precio medio aritmético del año 2006 ha sido de 50,53 €/MWh, un 6% inferior el precio del año 2005, mientras que el precio medio ponderado por la energía casada en el mercado ha sido de 55,69 €/MWh frente a los 55,73 €/MWh del año 2005. (TABLA V.01 Y GRÁFICO V.12)

El precio máximo horario ha alcanzado el valor de 118,02 €/MWh, siendo el del año 2005 de 127,04 €/MWh y el precio mínimo horario ha sido de 1 €/MWh, mientras que el de 2005 fue de 14,31 €/MWh.

Si durante el año 2005 se produjo una progresiva participación de la energía eólica en el sistema de casación del mercado eléctrico, a principios de dicho año tan sólo un 20% de la energía eólica realizaba ofertas en el mercado de la electricidad, mientras que este porcenta-

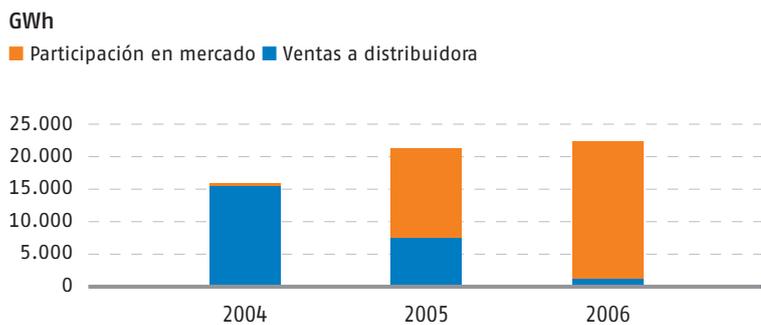
La participación de la eólica en el mercado provoca un desplazamiento de la curva de la oferta disminuyendo, por tanto, el precio del mercado

je aumentó hasta un 93% a finales de año. Durante el año 2006 este valor se ha mantenido prácticamente estable, alcanzando a finales de año el 96% de la producción. (GRÁFICO V.13)

Esta participación de la energía eólica en el mercado eléctrico, tiene un efecto negativo en el precio del mercado, es decir, disminuye el precio de la electricidad debido a que la incorporación de la energía eólica desplaza la curva de oferta del mercado provocando una disminución del precio. (GRÁFICO V.14)

Otro factor importante a tener en cuenta es que el precio del mercado diario de la energía eólica es inferior al precio del resto del sistema,

Gráfico V.13 Participación de la energía eólica en la tarifa regulada y en mercado



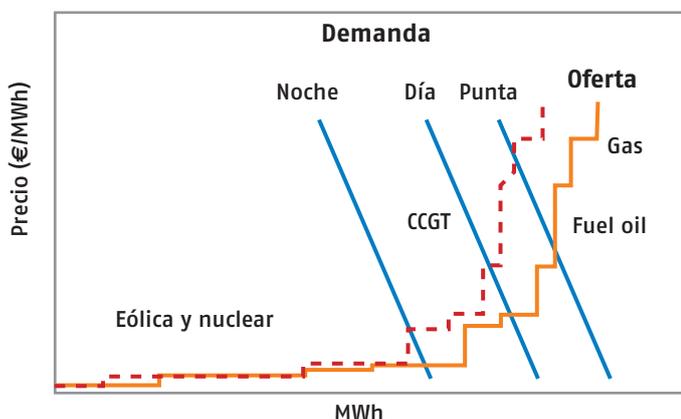
FUENTE: CNE Y ELABORACIÓN AEE

debido a que la producción es mayor en periodos de bajos/medios precios, entre otras cosas porque los vientos locales se producen en los periodos de transición diurna que en muchos casos no coincide con la alta demanda. (GRÁFICO V.15)

El precio medio aritmético del mercado diario del año 2006 alcanzó el valor de 50,52 €/MWh, mientras que el precio percibido por la energía eólica fue de 48,01 €/MWh, un 4,96% inferior.

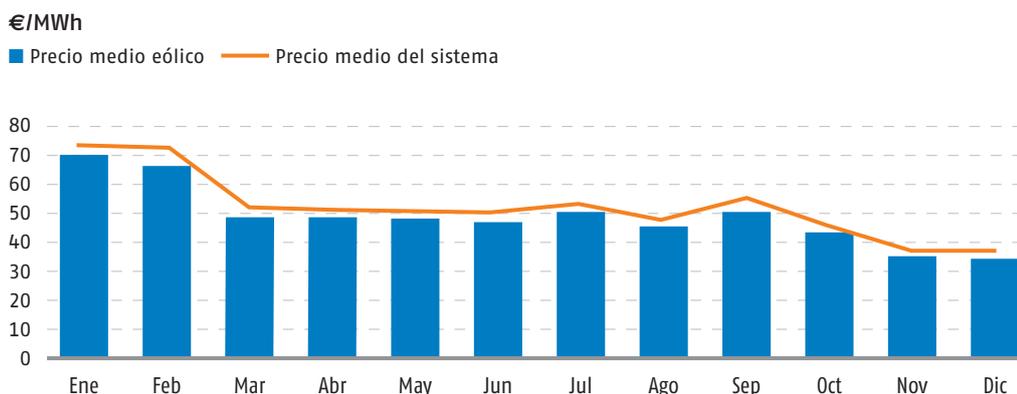
La retribución a tarifa regulada del kWh generado mediante energía eólica alcanzó el valor de 72,73 €/MWh, de los cuales 68,93 €/MWh corresponden a la tarifa regulada (90% TMR) y 3,8 €/MWh al complemento por energía reactiva.

Gráfico V.14 Desplazamiento de la curva de oferta por la introducción de energía eólica



FUENTE: RISO Y ELABORACIÓN AEE

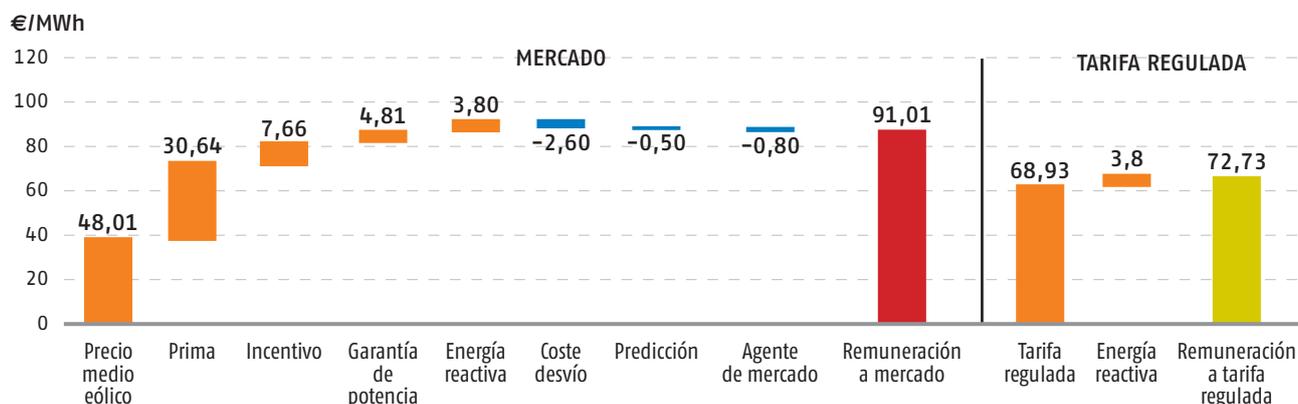
Gráfico V.15 Comparativa precio medio del sistema y precio medio eólico 2006



FUENTE: OMEL Y AEE

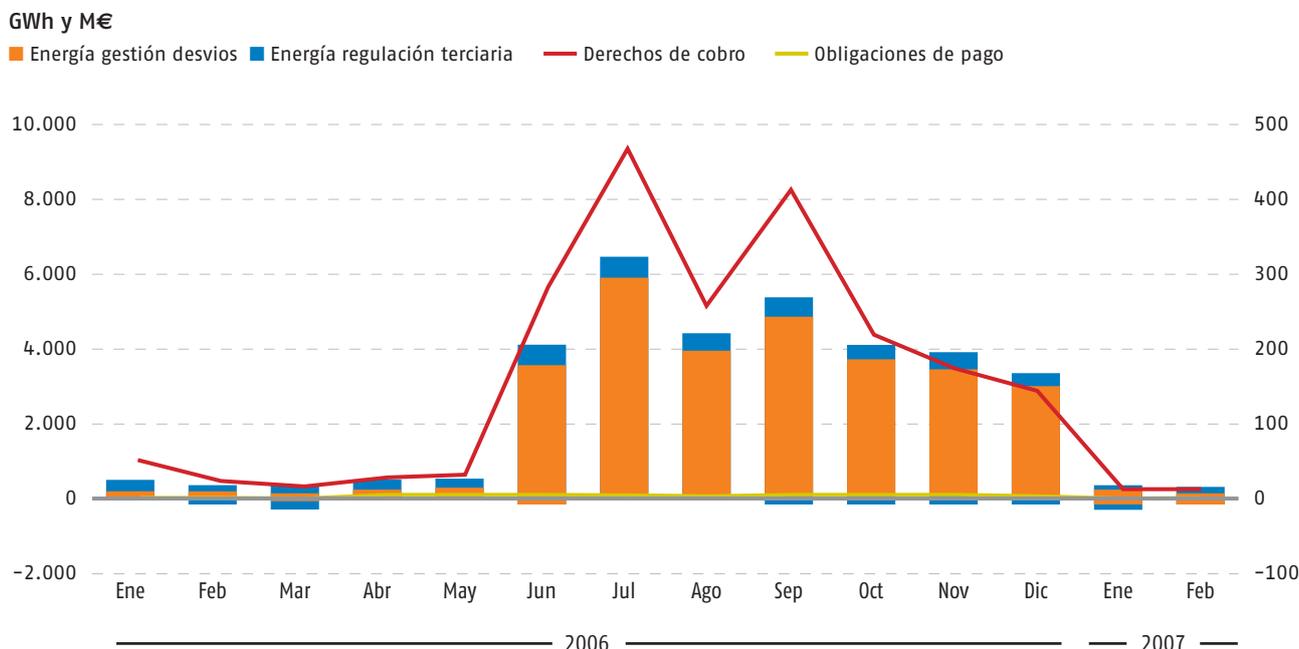
El precio medio aritmético del mercado diario del año 2006 alcanzó el valor de 50,52 €/MWh mientras que el precio percibido por la eólica fue de 48 €/MWh

Gráfico V.16 Remuneración de la energía eólica año 2006



FUENTE: AEE

Gráfico V.17 Evolución de la energía utilizada en la gestión de desvíos



FUENTE: REE

Tabla V.02 Energía programada para gestión de desvíos y regulación terciaria. Enero y febrero 2007

Energía programada a subir	Enero 2007		Febrero 2007	
	GW	DC (M€)	GW	DC (M€)
Gestión desvíos	52	2,8	39	1,5
Regulación terciaria	114	6,5	115	4,9
Energía programada a bajar	Enero 2007		Febrero 2007	
	GW	OP (M€)	GW	OP (M€)
Gestión desvíos	158	4,4	129	2,7
Regulación terciaria	229	5,5	202	3,6

FUENTE: REE

La retribución en la opción de mercado alcanzó el valor de 91 €/MWh de media, de los cuales 48,01 €/MWh corresponden al precio del mercado, 38,3 €/MWh a la prima y el incentivo y el resto a los demás complementos.

(GRÁFICO V.16)

La energía eólica en los mercados de ajuste

En el apartado «7. Restricciones técnicas en tiempo real» del PO 14.4, en concreto el «7.2.3. Restricciones técnicas en tiempo real a bajar sin oferta», se establece la obligación de pago (devolución) del 85% del precio del mercado diario (PMD) de la energía programada a bajar, es decir, la eólica cobraría el 15% del PMD.

Además, el apartado 3. del Artículo 30 del R.D. 436/2004 dice: «en caso de que una instalación de Régimen Especial sea programada por restricciones técnicas, obtendrá la remuneración asociada a este servicio más el incentivo, la prima y los complementos correspondientes. En este caso, el Operador del Sistema comunicará al operador del mercado, al distribuidor correspondiente y a la Comisión



© ENERFIN

Nacional de la Energía el importe devengado por este servicio, así como la energía cedida», por lo que, si la energía eólica es requerida por restricciones técnicas percibiría el 15% del PMD más los complementos correspondientes.

La entrada en vigor del R.D.L. 3/2006 y del R.D.L. 7/2006 ha hecho que los mercados de ajuste (gestión de los desvíos, restricciones técnicas y regulaciones secundaria y terciaria) hayan tenido un comportamiento singular por el establecimiento de un mercado bilateral asimilado que fijaba el precio máximo de compra entre empresas generadoras y distribuidoras del mismo grupo a 42,35 €/MWh. Posteriormente algunas distribuidoras, para evitar esta limitación realizaban la mayor parte de las operaciones en los mercados de ajuste, lo que hacía conocer de antemano que el precio de la mayor parte de la energía eléctrica subiría.

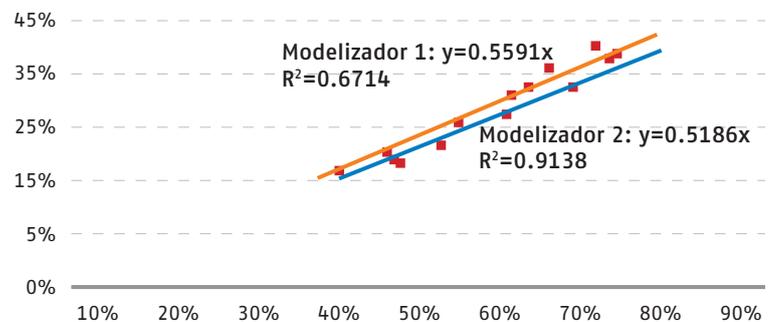
(GRÁFICOS V.17 Y TABLA V.02)

Por lo que respecta al futuro, el establecimiento de las subastas a plazos de tres meses, lo que limitaría la energía eólica al mercado diario y los intradiarios, puede afectar a la remuneración de la misma por la incidencia que tiene en la reducción de los precios.

Esto supone, una vez más, la utilización extensiva y precisa de los modelos de pre-

Gráfico V.18 Disminución del error de producción por agregación de parques

Error de producción tras agregar



FUENTE: AEE Y NEO ENERGÍA

dicción en los que España es un referente mundial, dado que prácticamente todos los parques españoles hacen uso de los mismos. En general, los modelos han mejorado gracias a la experiencia, pero el año 2006 ha sido un año de viento bajo y singular, lo que ha podido inducir al error en los desvíos. En cualquier caso, el hecho de que la mayor parte de la energía eólica se venda en el mercado y de forma agrupada, permite apantallar los errores sobre todo si los parques se encuentran en diferentes emplazamientos, tal y como se refleja en el GRÁFICO V.18.

V.3 Empleo: más de treinta y cinco mil puestos de trabajo

El sector eólico español ha experimentado un gran crecimiento tanto en número de empresas como en la creación de nuevos puestos de trabajo y se prevé que este crecimiento continúe gracias a la aparición de máquinas con mejores rendimientos y mayor potencia. Además el actual aumento en la demanda de aerogeneradores incide también positivamente en el empleo.

Entre fabricación y operación de parques el sector eólico da empleo a más de 35.000 personas, cifra que alcanzará los 58.800 empleos si se cumple con los objetivos fijados por el Plan de Energías Renovables. **(GRÁFICO V.19)**

Existen más de 300 empresas que se dedican a desarrollar actividades en el sector con una capacidad de fabricación de más de 2.500 MW anuales.

De los más de 35.000 empleos, 15.450 son empleos directos y 19.560 empleos indirectos. La generación directa de empleo engloba parte de la fabricación, obra civil, montaje, operación y mantenimiento de los parques, investigación

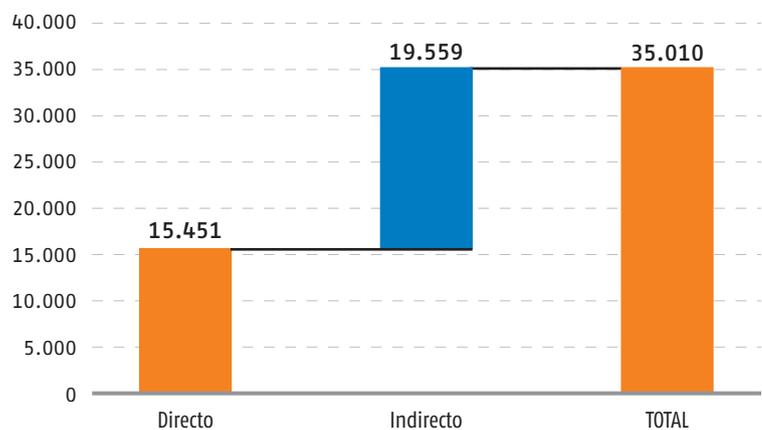


© VESTAS



y desarrollo, ingeniería y promoción, empleos necesarios y continuos para la explotación del parque. Por otro lado, el empleo indirecto está ligado principalmente al suministro de componentes más o menos convencionales por parte de empresas externas a los fabricantes de aerogeneradores, así como los componentes de equipos eléctricos para los sistemas de evacuación y de transporte. (GRÁFICO V.20)

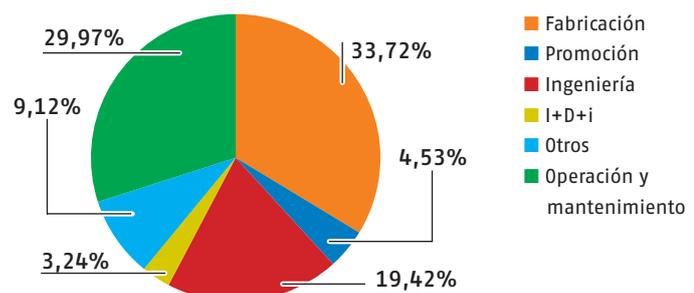
Gráfico V.19 Empleos derivados del sector eólico año 2006



FUENTE: AEE

El aumento en la demanda de aerogeneradores ha incidido positivamente en el empleo

Gráfico V.20 Reparto del empleo directo por actividad. Año 2006



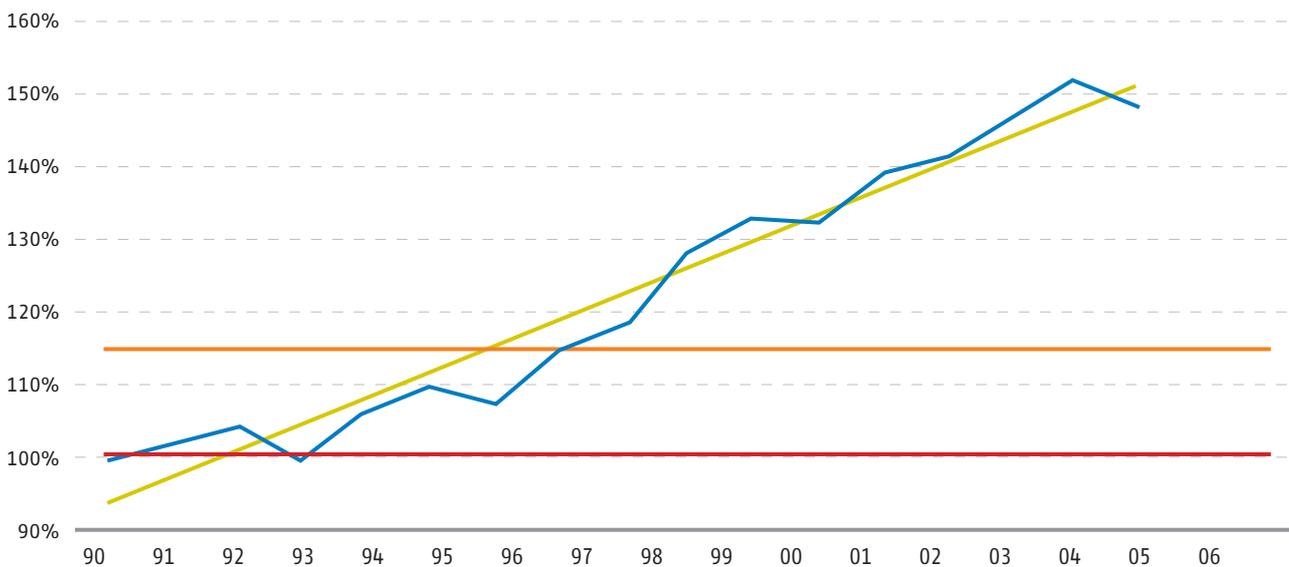
FUENTE: AEE

V.4 Medio ambiente: un elemento clave para cumplir Kioto

Gráfico V.21 Evolución de las emisiones de GEI en España

1990-2006

Máximo permitido Kioto (115%) Emisiones brutas 2006 Año base (100%)
Lineal (emisiones brutas)



FUENTE: CCOO Y WORLD WATCH

Según los compromisos adquiridos dentro del Protocolo de Kioto, España tiene como objetivo limitar las emisiones de dióxido de carbono en un +15% con respecto a las emisiones de 1990. En el año 2006 esas emisiones han sido un 48,05% superiores a las de 1990, lo que sitúa a España en un 33% por encima del objetivo. (GRÁFICO V.21)

Sin embargo, por primera vez en muchos años las emisiones de CO₂ en el año 2006 en España se han visto reducidas con respecto al año 2005 en un 4,1%. Esto se debe, entre otros factores, a la reducción de las emisiones del

Por primera vez en muchos años las emisiones de CO₂ en España en el año 2006 se han visto reducidas en un 4,1%

sector eléctrico, gracias al aumento de la producción hidroeléctrica, a la recuperación de la producción nuclear que se vio disminuida excepcionalmente en el año 2005, a la menor producción de algunas centrales de carbón y derivados del petróleo y al aumento de la producción de ciclo combinado, además de a la aportación de las energías renovables. La energía eólica como fuente de generación eléctrica de origen renovable es crucial en la reducción de emisiones de CO₂, haciendo bajar la producción de otras tecnologías contaminantes como el carbón, el fuel o el ciclo

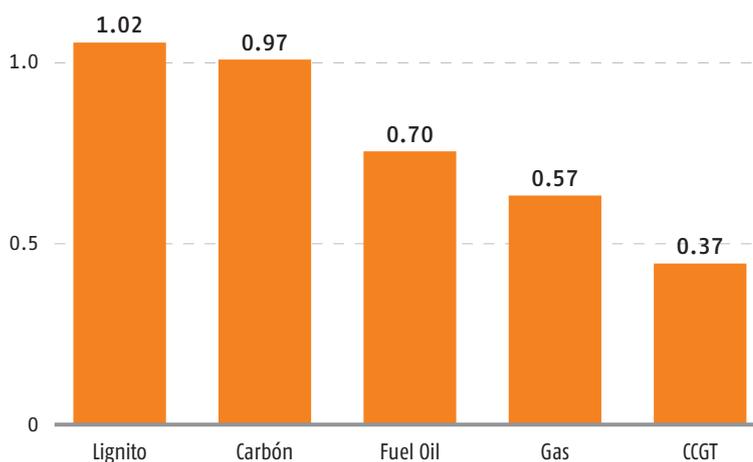
combinado y por tanto contribuyendo a cumplir el objetivo fijado por el Protocolo de Kioto. (GRÁFICO V.22)

En el año 2006, la generación de electricidad de origen eólico alcanzó los 23.372 GWh, evitando la emisión de más de 15 millones de toneladas de dióxido de carbono y ahorrando unos 230 Millones de €, calculando un precio medio del derecho de emisión de 15€/Ton. de CO₂. Para el año 2010, se estima que este ahorro supere los 120 millones de toneladas acumuladas en el periodo.

La tasa de dependencia energética del exterior de España en el año 2005 fue de un 85,1%, muy superior a la media europea, por ello la diversificación energética es una prioridad en la política energética. La energía eólica, por su carácter autóctono, ayuda a reducir la dependencia energética exterior por la disminución de importaciones de combustibles fósiles. Este ahorro ha alcanzado los 1.060 Millones de euros en el año 2006 debido a la sustitución de gas natural. (GRÁFICO V.23)

Gráfico V.22 Emisiones de CO₂ evitadas por cada MWh producido con energía eólica

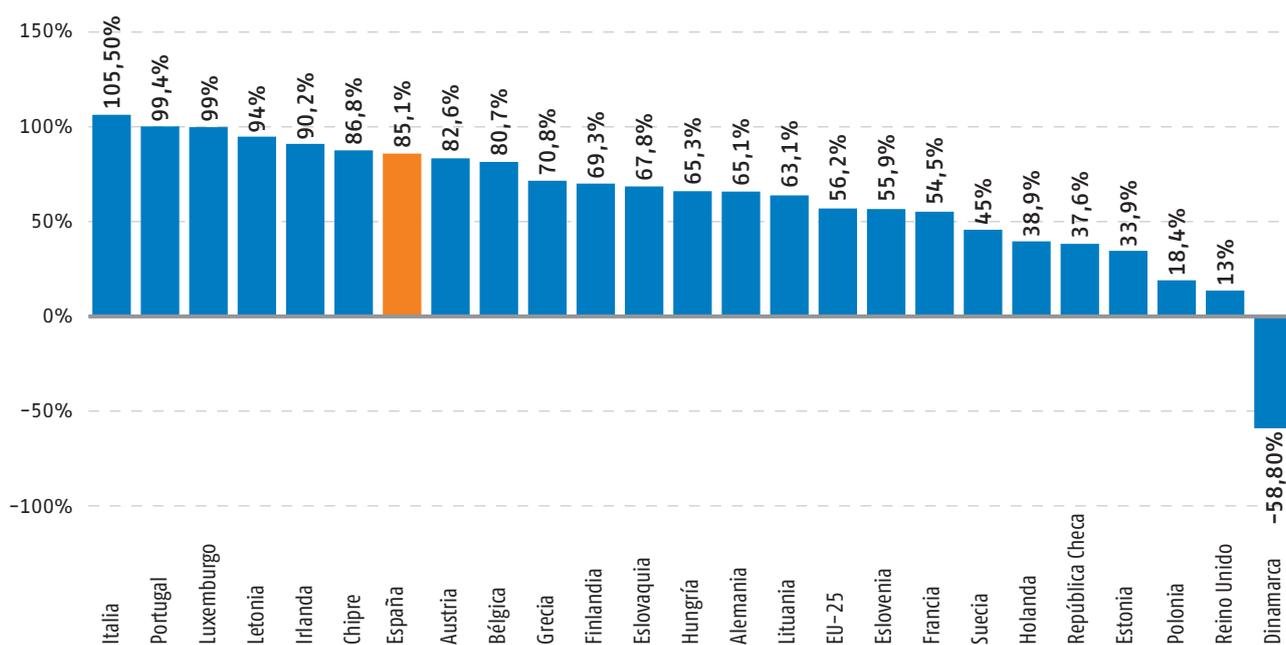
Ton CO₂ / MWh producido



FUENTE: CNE Y ANALYSIS BCG

Gráfico V.23 Tasa de dependencia energética del exterior 2005

■ En %



FUENTE: EUROSTAT

V.5 Industria: mercado nacional y exportaciones

Uno de los aspectos fundamentales del año 2006 ha sido la creciente internacionalización de las empresas españolas en un escenario de fuerte demanda mundial. En este año las exportaciones del sector eólico han alcanzado los 1.600 Millones de euros lo que ha supuesto un incremento de más del 170% con respecto al volumen exportado en el año anterior, no sólo de aerogeneradores, sino también por el



suministro de componentes y la oferta de servicios. (GRÁFICO V.24)

Por ejemplo, Gamesa ha fabricado 2.346 MW de los cuales ha exportado 1.385 MW, lo que supone un 60% de la producción en un cambio de tendencia que se inició sólo hace unos años y que muestra el carácter global de la industria eólica. Por su parte, Ecotècnia ha fabricado 246 de los cuales ha exportado 121, mostrando una

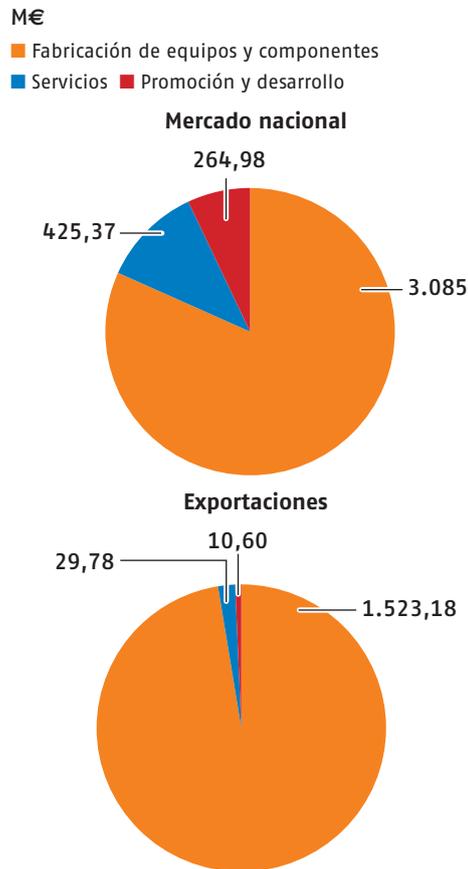


© GAMESA



© GE WIND

Gráfico V.24 Mercado nacional y exportaciones 2006



FUENTE: AEE

tendencia similar a la de Gamesa. Por último, de los 426 MW fabricados por Acciona Wind Power en el año 2006, ha exportado 53 que corresponden todos a desarrollos de parques por parte de esta empresa en terceros mercados.

Por otro lado, se observa un reforzamiento de la producción local en España como es el caso de Vestas, que ha construido una factoría de palas en Castilla-La Mancha y ha ampliado otras instalaciones existentes. También Eozen ha construido una nueva factoría en Andalucía y MTorres ha consolidado su posición con la instalación de una nueva fábrica en Castilla y León. El resto de los fabricantes con presencia en España han mantenido su producción con las expectativas puestas tanto en el mercado español como en la creciente demanda exterior. (TABLA V.03 Y MAPA V.01)

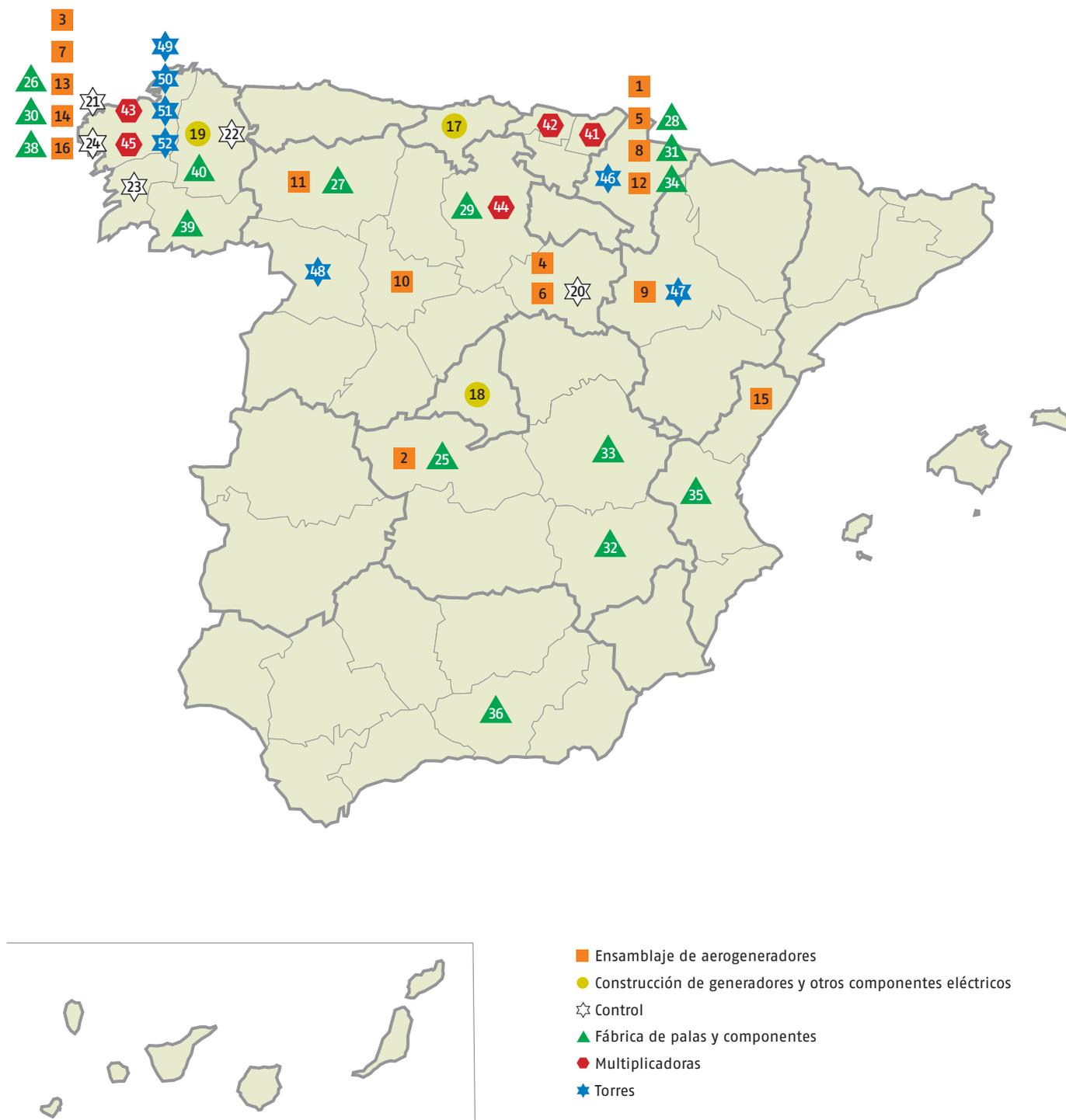
Tabla V.03 Instalaciones industriales del sector eólico en España

Nombre empresa	Actividad	Localidad	Provincia	CC.AA.
Ensamblaje aerogeneradores				
1 Acciona Wind Power	Fábrica de aerogeneradores	Barasoain	Navarra	Navarra
2 Ge Wind Energy S.L.	Planta de ensamblaje de aerogeneradores	Noblejas	Toledo	Castilla la Mancha
3 Navantia	Mecanizado y ensamblaje	Ferrol	La Coruña	Galicia
4 M-Torres	Montaje y fabricación de aerogeneradores	Ólvega	Soria	Castilla y León
5 Gamesa	Góndolas	Pamplona	Navarra	Navarra
6 Gamesa	Góndolas	Ágreda	Soria	Castilla y León
7 Gamesa	Góndolas	Oroso	La Coruña	Galicia
8 Gamesa	Góndolas	Imarcoain	Navarra	Navarra
9 Gamesa	Góndolas	Tauste	Zaragoza	Aragón
10 Gamesa	Góndolas	Medina Del Campo	Valladolid	Castilla y León
11 Vestas Nacelle	Fabricación de aerogeneradores	Villadangos del Páramo	León	Castilla y León
12 Ecotècna Navarra, S.A.	Ensamblaje de aerogeneradores	Buñuel	Navarra	Navarra
13 Ecotècna Galicia, S.L.	Ensamblaje de aerogeneradores	As Somozas	La Coruña	Galicia
14 Grupo Eymosa-ventogal	Góndolas	Narón	La Coruña	Galicia
15 Acciona Wind Power	Fabricación de aerogeneradores	La Vall D'uijó	Castellón	Valencia
16 Coruñesa de Composites, S.L.	Góndolas	Arteixo	La Coruña	Galicia
Construcción de generadores y otros componentes eléctricos				
17 Gamesa	Generadores y convertidores	Reinosa	Cantabria	Cantabria
18 Gamesa	Generadores y convertidores	Coslada	Madrid	Madrid
19 Vestas Nacelles	Construcción de motores y turbinas	Viveiro	Lugo	Galicia
Control				
20 Vestas Control Spain	Instrumentación y control	Olvega	Soria	Castilla y León
21 Ecotècna Galicia, S.L.	Sistemas de control	Castro (Narón)	La Coruña	Galicia
22 Energea	Control y mantenimiento de parques	Ferreira do Valadouro	Lugo	Galicia
23 Energea	Control y mantenimiento de parques	A Cañiza	Pontevedra	Galicia
24 Energea	Control y mantenimiento de parques	Mazaricos	La Coruña	Galicia
Fábrica de palas y componentes				
25 Acciona Wind Power	Bujes y otros componentes	Toledo	Toledo	Castilla la Mancha
26 LM Composites Galicia, S.A.	Fábrica de palas	As Pontes de García Rodríguez	La Coruña	Galicia
27 LM Composites	Fábrica de palas	Ponferrada	León	Castilla y León
28 Gamesa	Palas	Alsasua	Navarra	Navarra
29 Gamesa	Palas	Miranda del Ebro	Burgos	Castilla y León
30 Gamesa	Palas	Somozas	La Coruña	Galicia
31 Gamesa	Palas	Tudela	Navarra	Navarra
32 Gamesa	Palas	Albacete	Albacete	Castilla la Mancha
33 Gamesa	Raíces de palas	Cuenca	Cuenca	Castilla la Mancha
34 Gamesa	Moldes de palas	Imarcoain	Navarra	Navarra
35 Gamesa	Planta de componentes eólicos	Benisanó	Valencia	Valencia
36 Marquesado Eólico (marca comercial Eozen)	Fabricación de palas y montaje	Ferreira	Granada	Andalucía
37 Vestas Wind Systems*	Fábrica de palas			Castilla la Mancha
38 Danigal	Palas	As Pontes	La Coruña	Galicia
39 Coasa	Componentes aeronáuticos	San Cibrao Das Viñas	Ourense	Galicia
40 Gamesa Eólica	Almacenamiento de componentes	Bahamonde	Lugo	Galicia
Multiplicadoras				
41 Gamesa	Multiplicadoras	Asteasu	Guipuzcoa	País Vasco
42 Gamesa	Multiplicadoras	Mungia	Vizcaya	País Vasco
43 Gamesa	Multiplicadoras	Bergondo	La Coruña	Galicia
44 Gamesa	Multiplicadoras	Burgos	Burgos	Castilla y León
45 Tegsa	Multiplicadoras	Bergondo	La Coruña	Galicia
Torres				
46 Gamesa	Torres	Olazagutia	Navarra	Navarra
47 Gamesa	Torres	Cadrete	Zaragoza	Aragón
48 Calderería Torres Altamira, S.A.	Fabricación de torres de aerogeneradores	Corese	Zamora	Castilla y León
49 Fiberblade Norte II	Torres	As Somozas	La Coruña	Galicia
50 Montajes del Atlántico	Torres	Ferrol	La Coruña	Galicia
51 Montajes del Atlántico	Torres	Mugarbos	La Coruña	Galicia
52 Emesa	Torres	Coiros	La Coruña	Galicia

* Próxima Construcción

FUENTE: AEE

Mapa V.01 Instalaciones industriales del sector eólico en España







© ECOTÈCNIA

Capítulo VI

UNA SÓLIDA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

■ La energía eólica ha avanzado a lo largo del año 2006 en su integración en la red tanto en términos cuantitativos, ya mencionados en anteriores capítulos, como en cualitativos que son los que vamos a abordar en este y que abarcan desde los procedimientos de operación, el desarrollo de infraestructuras, los procedimientos de verificación, validación y certificación hasta la implantación de los centros de control de generación. Asimismo en este ejercicio, el incidente europeo del 4 de noviembre permitió sacar conclusiones como la necesidad de derogación de la obsoleta Orden Ministerial de 1985.

VI.1 La eólica avanza en su integración en la red	96
VI.1.1 Procedimientos de Operación	96
VI.1.2 Infraestructuras	96
VI.1.3 El Procedimiento de Verificación, Validación y Certificación (PVC) del PO 12.3	100
VI.1.4 El incidente del 4 de noviembre y la respuesta de la energía eólica	102
VI.1.5 La operación coordinada entre parques eólicos y el Operador del Sistema	103
VI.2 Elevada demanda de aerogeneradores, problemas de suministro de componentes y desarrollo tecnológico	104

VI.1 La eólica avanza en su integración en la red

VI.1.1 Procedimientos de Operación

A lo largo del pasado ejercicio se han publicado sendos Procedimientos de Operación (PPOO) que afectan a la integración de los parques eólicos y que habían sido elaborados conjuntamente por el sector eólico y el Operador del Sistema durante el año 2005:

- **Procedimiento de Operación PO 12.3:** «Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las plantas eólicas».

Se trata más de un «código de red» que de un procedimiento operativo al uso. La finalidad del mismo es evitar que los parques eólicos se desconecten de la red en caso de caídas bruscas de tensión, que podrían verse agravadas. Este tipo de requisitos es moneda común en prácticamente todos los sistemas eléctricos mundiales que prevén una elevada penetración eólica.

- **Procedimiento de Operación PO 3.7:** «Programación de la generación renovable no gestionable».

Este procedimiento fija los criterios para el recorte de la producción de los parques y a partir del mismo se han desarrollado una serie de protocolos funcionales que concretan la conexión entre el CECRE y los Centros de Control de Generación (CCG), así como entre estos y los parques.

Ambos documentos suponen una referencia mundial para maximizar la integración de electricidad eólica en la red, garantizando las condiciones de seguridad y fiabilidad de la misma. Colocan a la industria española en la vanguardia mundial, dado que el crecimiento futuro de esta forma de generación se realizará en países con redes más débiles que la española y a su vez con menor capacidad de sincronización que la de los sistemas del norte de Europa.

VI.1.2 Infraestructuras

En 2006 se ha avanzado también en el desarrollo de las diferentes infraestructuras. Una de las principales causas de la ralentización del crecimiento de la potencia eólica ha sido precisamente los retrasos en la concreción de los accesos a la red eléctrica y la subsecuente firma de los anexos técnicos correspondientes con el Operador del Sistema, debidos en gran medida a las dificultades de establecer un reparto por Comunidades Autónomas.

En marzo de 2007 se ha iniciado la planificación para el periodo 2007-2016, que entre otras cosas incluye una doble interconexión de doble circuito entre España y Francia. Por lo que se refiere a la energía eólica las previsiones son llegar a los 29.000 MW conectados a la red al final de ese periodo, con el objetivo de cumplir los acuerdos de la Unión Europea para alcanzar el 20% de energía de origen renovable en el año 2020, para lo que será además necesario que todos los aerogeneradores estén adecuados para el cumplimiento de los huecos de tensión. (MAPA VI.01. VER PÁGINA 98)

En esta línea, en el GRÁFICO VI.01 Y TABLA VI.01 se muestra el reparto autonómico en los diferentes escenarios posibles: planes de las propias comunidades autónomas, límites de red de acuerdo con el Operador del Sistema y las autorizaciones administrativas. AEE siempre ha considerado que un reparto regional puede propiciar un desarrollo asimétrico de los parques eólicos, por lo que aboga por evitar este tipo de divisiones y, en todo caso, informar sobre la capacidad de cada Comunidad Autónoma en base a la suma de la potencia límite de los nudos que se ubican en el ámbito territorial de la misma.

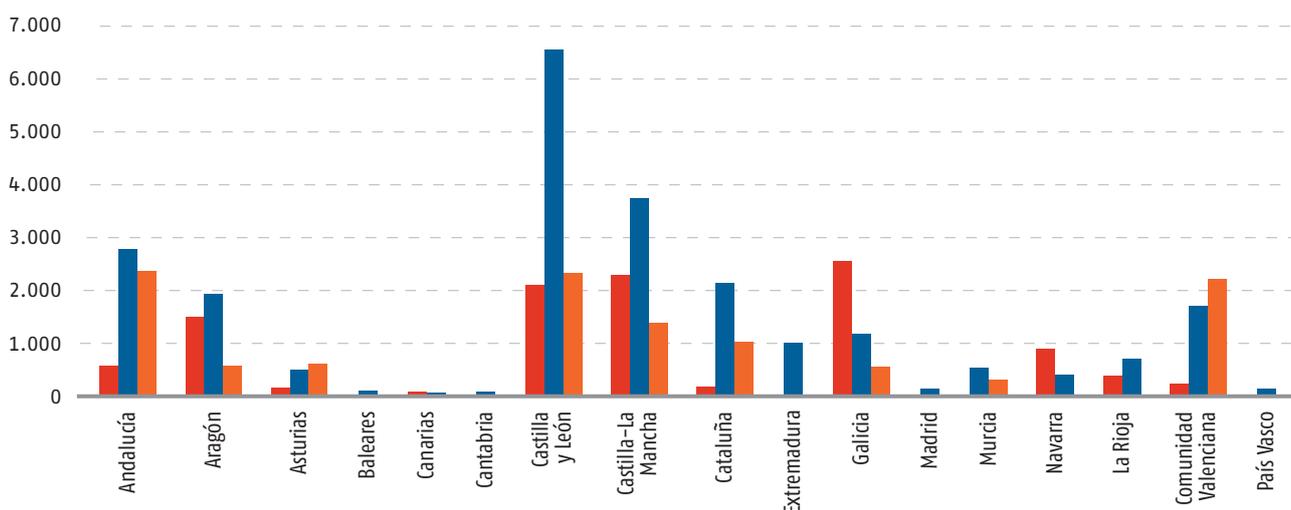
Las dificultades y los retrasos en la tramitación de la conexión de algunos parques eólicos han hecho que se hayan desarrollado infraestructuras de rangos de tensión de 132 kV que se conectan a las posiciones reservadas en las subestaciones de la red de transporte. (GRÁFICO VI.02)

La interconexión de los parques eólicos se plantea, sin lugar a dudas, como uno de los retos fundamentales para el crecimiento del sector eólico español. Ello supone la reali-

Gráfico VI.01 Potencia instalada, solicitudes recibidas y potencia autorizada por CC.AA.

En MW

■ Potencia instalada a Enero de 2007 ■ Solicitudes recibidas total a Febrero 2007 ■ Potencia autorizada CC.AA.



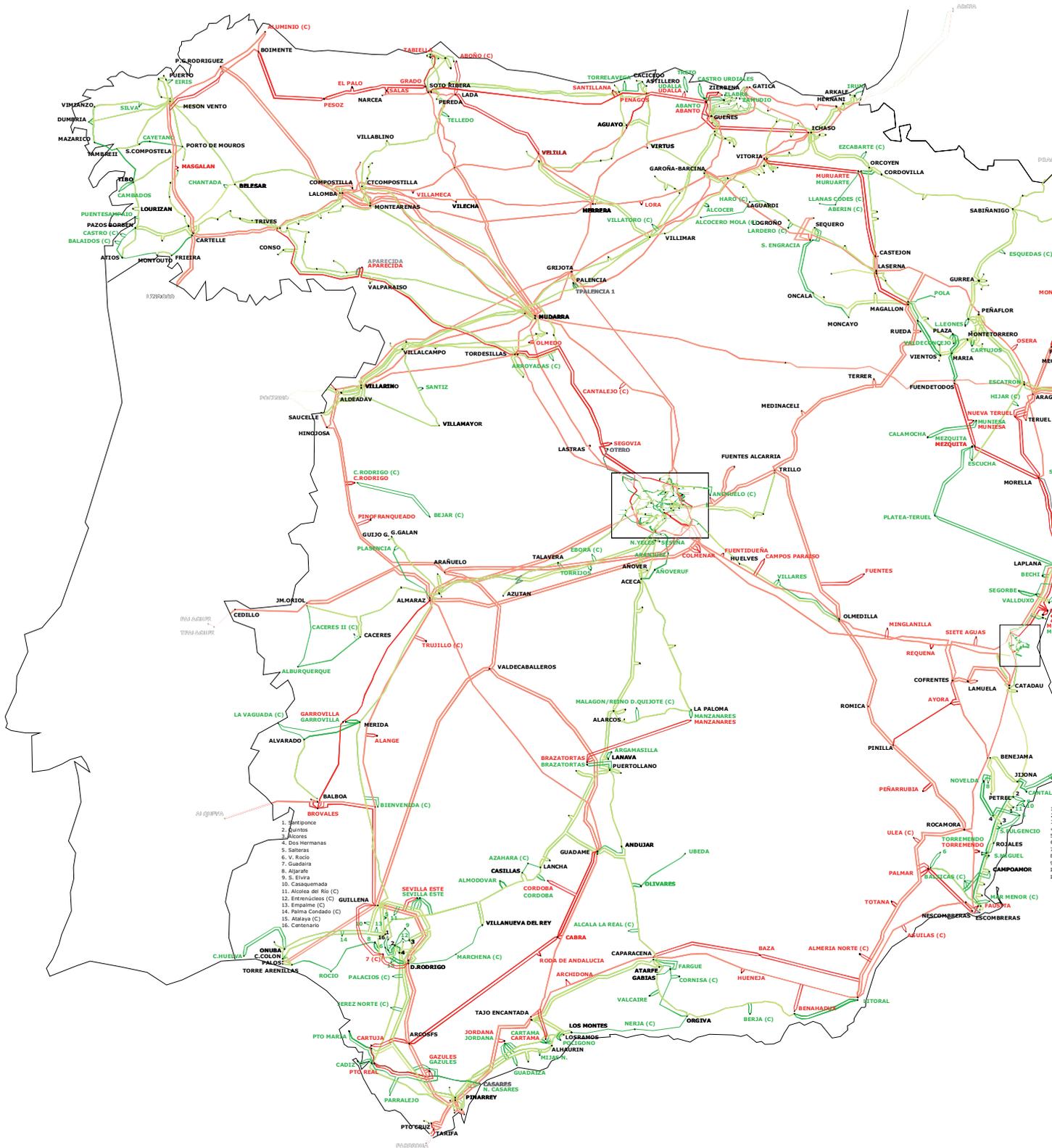
FUENTE: REE Y AEE

Tabla VI.01 Potencia instalada, solicitudes recibidas y potencia autorizada por CC.AA.

Comunidades Autónomas	Puesta en Servicio a 31/12/06	Previsiones PER 2006-2010	Expectativas CC.AA.	Diferencia (Plan regional- PER) MW	Puesta en servicio + CTA	Puesta en servicio autorizada CC.AA.
Andalucía	451	2.200	4.000	1.800	896	2.841
Aragón	1.333	2400	4.000	1.600	1.533	1.951
Asturias	162	450	950	500	162	819
Cantabria	0	300	300	25	0	32
Castilla-La Mancha	1.871	2.600	6.500	3.738	2.232	3.324
Castilla y León	1.759	2.700	6.438	3.900	3.198	3.177
Cataluña	143	1.000	160	2.016	144	1.284
Extremadura	0	225	400	175	0	0
Galicia	2.371	3.400	6.500	3.100	2.418	2.950
Madrid	0	50	200	150	0	0
Murcia	55	400	850	450	55	411
Navarra	9.08	1.400	1.536	0	882	922
La Rioja	418	500	685	165	420	448
Com. Valenciana	21	1.600	3.500	1.900	1.103	2.300
País Vasco	145	250	624	374	145	145
Total	9.637	18.075	39.479	19.893	12.085	20.604

FUENTE: AEE, REE E IDAE

Mapa VI.01 Propuesta de desarrollo de la Red de Transporte horizonte 2007-2016



FUENTE: REE

zación por parte de la red, de las extensiones y refuerzos necesarios y por parte de los parques eólicos, la adaptación a los nuevos requerimientos, siempre y cuando sea posible pues cuando fueron aprobados y construidos, estos eran desde luego muy diferentes.

VI.1.3 El Procedimiento de Verificación, Validación y Certificación (PVVC) del PO 12.3

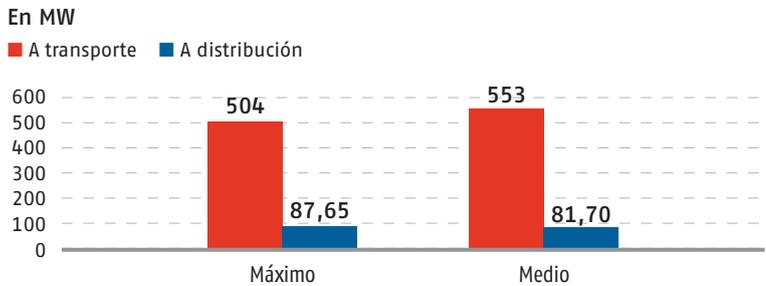
En 2006 se elaboró y aprobó el procedimiento para verificar el cumplimiento de los aerogeneradores, validar modelos de aerogeneradores y parques y, en última instancia, certificar el cumplimiento del PO 12.3. antes mencionado, denominado Procedimiento de Verificación, Validación y Certificación (PVVC) del PO 12.3. Este paso era fundamental para cobrar los incentivos previstos en el R. D. 436/2004 sobre el cumplimiento por parte de las instalaciones eólicas de los requisitos frente a huecos de tensión, pero, sobre todo, para maximizar la potencia instalable en cada uno (conviene tener en cuenta que uno de los criterios más restrictivos es la incidencia de los aerogeneradores sobre la estabilidad transitoria de la red) y concretar los criterios de gestión coordinada del PO 3.7. que luego se comentan. (ESQUEMA VI.01)

La necesidad de aplicar este esquema, deriva de la imposibilidad de realizar huecos para el parque eólico en su conjunto, que es el que finalmente tiene que cumplir con los requisitos, por lo que la certificación tiene que hacerse, en principio, por etapas sucesivas.

Teniendo en cuenta este principio, el PVVC considera dos posibles alternativas: la opción general para los aerogeneradores que no cumplan con los requisitos del PO 12.3. y que podrían incluso, incorporar algún dispositivo como las FACTS que les permita mantenerse conectados a la red y cumplir con los requisitos del sistema. Dentro de esta opción general, los ensayos sirven para validar los modelos de las máquinas que posteriormente se utilizan para realizar la simulación de los parques.

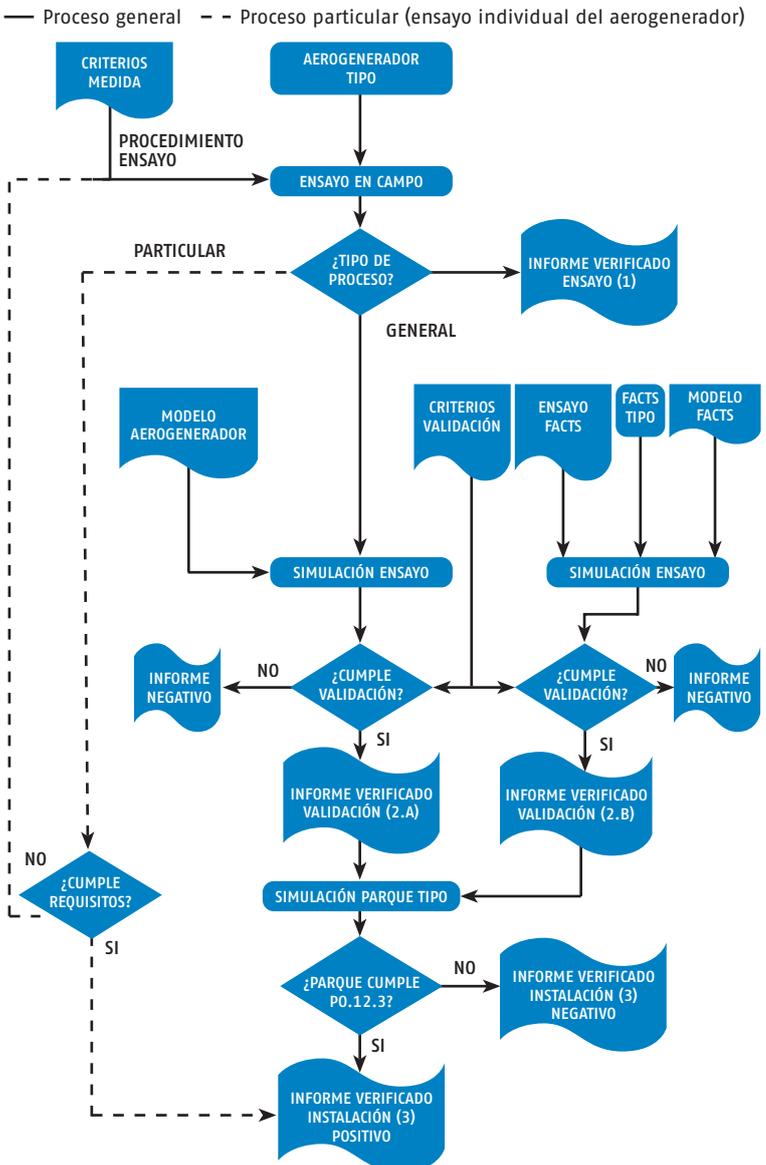
Por lo que se refiere a la opción particular ésta se aplica para el caso en que los aerogeneradores cumplan con el PO 12.3., por lo que no sería necesario realizar las simulaciones correspondientes.

Gráfico VI.02 Perfil de potencia eólica máxima y media conectada a un mismo nudo



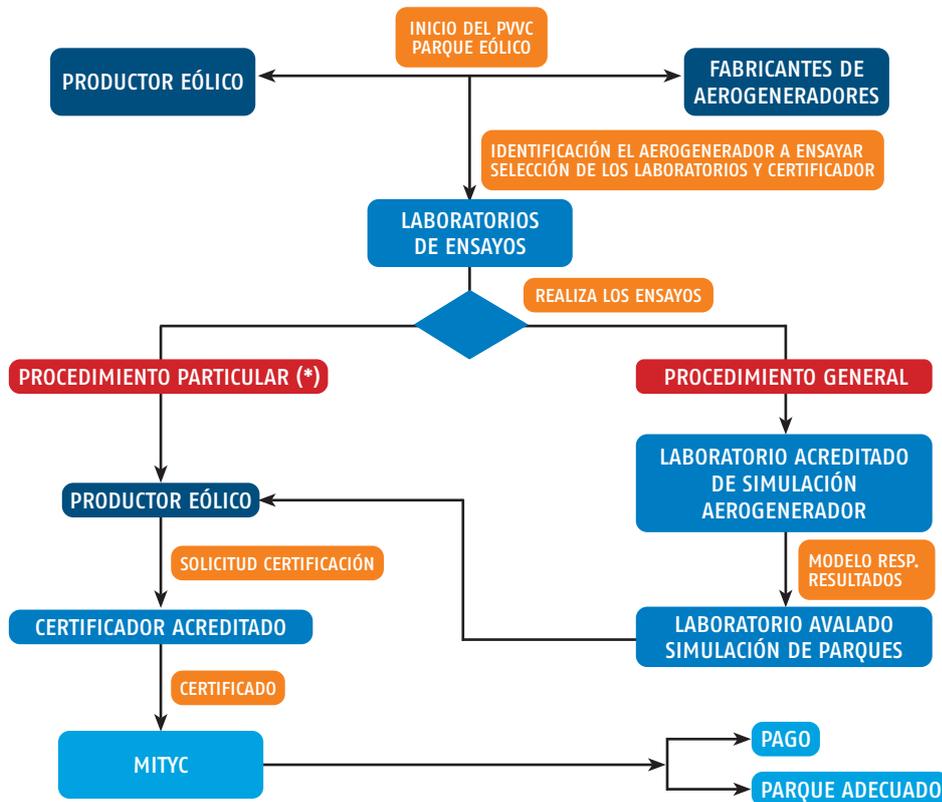
FUENTE: REE Y AEE

Esquema VI.01 Procedimiento de Verificación y Validación



FUENTE: AEE

Esquema VI.02 Esquema general de Certificación



Una vez realizados los ensayos de las máquinas, la validación de los modelos y simulación de los parques los identifican como adecuados

* Aerogenerador cumple P0 12.3
FUENTE: AEE

Una vez realizados los ensayos de las máquinas y la validación de los modelos y simulación de los parques, en el caso de que sea necesario se cierra el procedimiento con la certificación del parque que lo identifica como adecuado, a los efectos de cobrar la prima o ser el último en la prelación del corte por riesgos ligados a la estabilidad de la red.

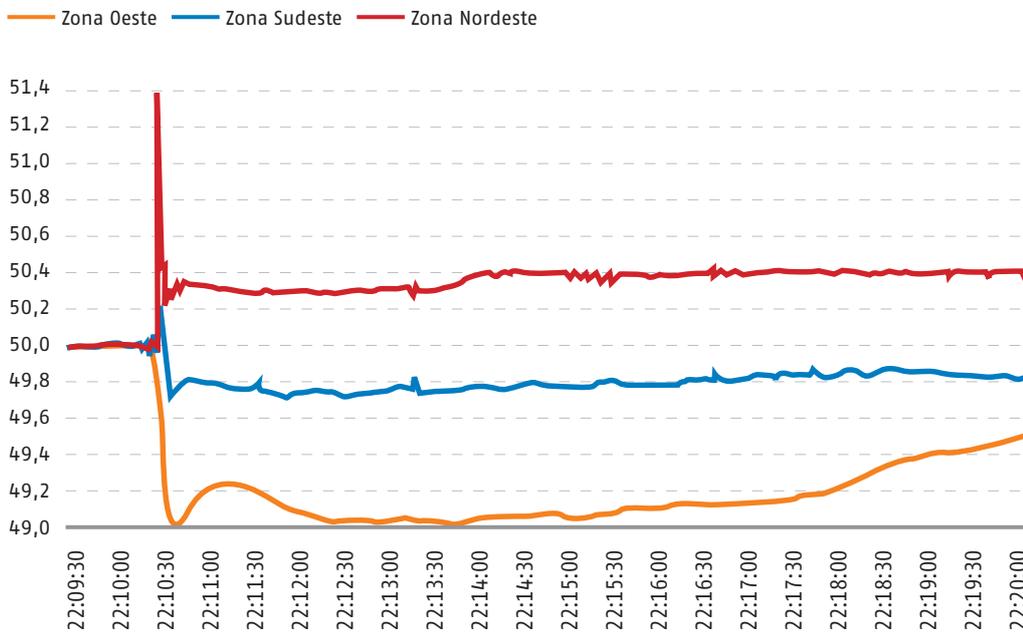
(ESQUEMA VI.02)

Para la elaboración de este procedimiento se creó un Grupo de Trabajo en AEE que contó con la participación de los diferentes agentes que actúan en el sector eólico y la colaboración fundamental del Operador del Sistema, que además de su contribución a las diferentes reuniones de trabajo ha diseñado las características del circuito equivalente que se incorpora a la simulaciones.



© REE

Gráfico VI.03 Frecuencia en cada zona UCTE después de la perturbación



FUENTE: UCTE

El seguimiento del PVVC es realizado a través de un Comité Técnico de Verificación en el que participan con derecho a voto, tanto productores eólicos como fabricantes, además de REE y en el que los laboratorios participan para aportar sus experiencias tanto para los ensayos en campo como para validaciones y simulaciones. (TABLA VI.02)

Este procedimiento es, sin lugar a dudas, pionero en el contexto mundial y un referente para el desarrollo de procedimientos similares en el mundo.

VI.1.4 El incidente del 4 noviembre y la respuesta de la energía eólica

Este incidente, que por su alcance y singularidad se estudiará en las escuelas de ingenieros, tuvo su origen en la descarga del doble circuito Connefarde-Diele (Alemania) de 380 kW por el paso de un barco dos horas antes de su programación el sábado 4 de noviembre de 2006. Esta descarga produjo la separación del sistema eléctrico en tres zonas con diferente comportamiento de los parámetros eléctricos. (GRÁFICO VI.03)

Por lo que se refiere a España, ubicada en la zona suroeste se produjo una caída de fre-

Tabla VI.02 Composición del Comité Técnico de Verificación

	Entidades con derecho a un voto		
	Representantes de		Productores
	Fabricantes de Aerogeneradores	Fabricantes de FACTS	
MICYT	Gamesa	Gamesa/Enertron	Acciona
REE	Ecotècnia		Iberdrola
	Vestas		Hidrocantábrico
	MTorres		Energi E2
	Acciona Wind Power		Endesa
	Made		Eufer
	Enercon		Preneal
			Gamesa Energía

- Los laboratorios podrán participar sin derecho a voto
- AEE actuará como Secretaría Técnica, realizando la convocatoria de las reuniones y el seguimiento de las mismas. Inicialmente están previstas una reunión al mes, pero podrán realizarse cada vez que sea necesario.

cuencias hasta los 48.952 Hz que se resolvió de acuerdo con lo previsto en los Procedimientos de Operación y de forma más concreta con el PO 1.6.

En el momento de la caída de la frecuencia la demanda era de 27.500 MW (sábado noche)

y el deslastre de carga por mínima frecuencia de 2.100 MW. La caída de generación eólica fue de 2.800 MW frente a una producción en ese momento de 3.938 MW, así como la desconexión de dos grupos de ciclos combinados (728 MW) y la desconexión de generación hidráulica de 200 MW. Se perdió también la conexión con Marruecos, que en el momento de la reconexión recibía 490 MW desde España.

La caída de la eólica se produjo como consecuencia de la actuación de las protecciones, fundamentalmente en las subestaciones de conexión con la red y en menor medida en los propios parques eólicos. La recuperación de la energía eólica planteó algunas dificultades por problemas de comunicación con los «SCADAs» de algunos parques remotos. (GRÁFICO VI.04)

En consecuencia, la energía eólica no tuvo ninguna responsabilidad en el incidente, sino que sufrió las consecuencias del mismo. En cualquier caso éste percance ha sido el desencadenante necesario para la derogación de la obsoleta OM de Septiembre del año 85 y para replantear una nueva normativa sobre las protecciones de frecuencias que presumiblemente se incorporará al nuevo R.D. que modifica al R.D. 436/2004.

VI.1.5 La operación coordinada entre parques eólicos y el Operador del Sistema

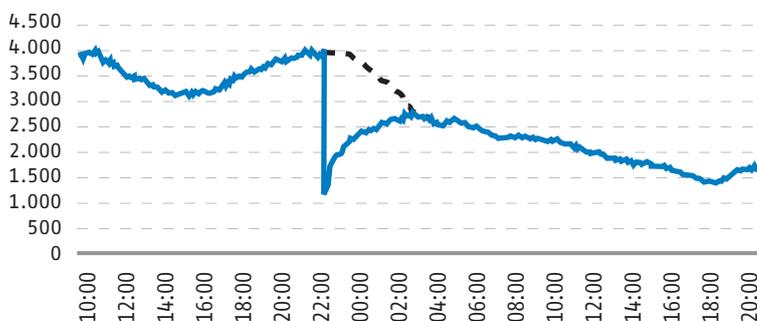
La aprobación del PO 3.7 y la puesta a punto del CECRE (Centro de Control del Régimen Especial) han sido dos de los retos del año 2006. En paralelo se han ido desarrollando diferentes CCG (Centros de Control de Generación) cuyo modelo se representa en el ESQUEMA VI.03.

Las razones de la bajada de producción se concretan en el PO 3.7 y se sintetizan en:

- Situaciones de sobrecargas en nudos específicos.
- Riesgos de pérdidas por problemas de estabilidad de la red.
- Límites de cortocircuitos que podrían afectar a la operación de las protecciones próximas.
- Viabilidad de los balances de potencia.
- Exceso de generación que no puede incorporarse al sistema en periodos de baja demanda.

El primero y el último punto parecen los más críticos para el funcionamiento de los parques y a lo largo del año 2006 se han producido

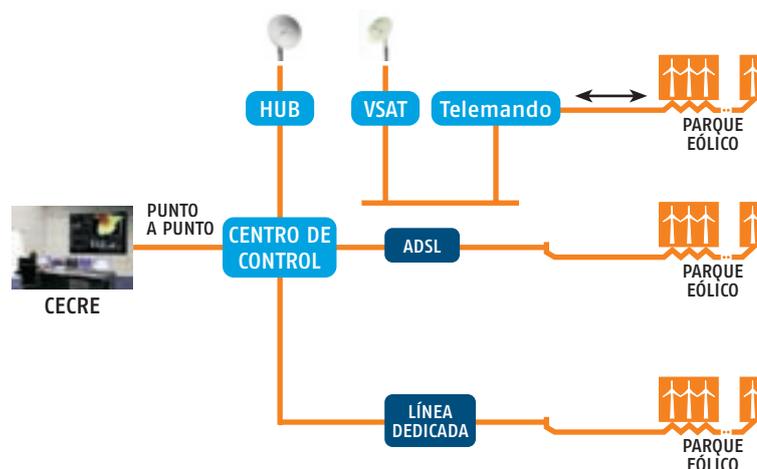
Gráfico VI.04 Pérdida de generación eólica después de la perturbación



FUENTE: REE

Esquema VI.03 Esquema general de la operación coordinada

Operador del Sistema/parques eólicos



FUENTE: REE Y AEE

cortes de pocas horas en algunas instalaciones en el norte de España.

La conexión de los parques eólicos puede hacerse de forma directa al CECRE o a través de un CCG, que es en la práctica el único método utilizado. Las siguientes medidas se envían en tiempo real, cada 12 segundos:

- Potencia activa.
- Potencia reactiva.
- Estado de conectividad.
- Si están disponibles:
 - Tensión.
 - Velocidad y dirección de viento.
 - Temperatura.

Los parques eólicos enviarán cada 12 segundos hasta seis medidas en tiempo real

Cada minuto el CCG recibirá las potencias máximas por nudo y tipo de parque, calculadas por el CECRE y el código de restricción. La consigna debe alcanzarse a los 15'.

El CCG es el elemento clave en toda esta operación y debe garantizar:

- Coherencia entre topología y medida del parque.
- El cumplimiento de consignas.
- La captación de la información a enviar al CECRE cada 12 segundos.
- El envío de las consignas a los parques.

La conexión CCG-CECRE será a través de líneas dedicadas punto a punto, redundantes y con un ancho típico de 256 kbps. Además la infraestructura y los medios disponibles deberán garantizar el funcionamiento 24 horas al año (SCADA en funcionamiento 24x7, disponibilidad típica para este tipo de instalaciones). El protocolo de comunicaciones es el ICCP.

Por lo que respecta a los parques eólicos instalados en Canarias y Baleares estarán controlados por el Centro de REE, con un protocolo similar al de los parques de la península.

Dado que previsiblemente los recortes van a incrementarse en la medida que se incrementa la potencia instalada, se van a establecer criterios de remuneración basados en la operativa de restricciones técnicas que ya se aplica para las instalaciones en Régimen Ordinario. Este esquema supondría que en principio podría cobrarse un porcentaje del precio del mercado y de acuerdo con la reglamentación, las primas e incentivos correspondientes.

VI.2 Elevada demanda de aerogeneradores, problemas de suministro de componentes y desarrollo tecnológico

Aunque conceptualmente los aerogeneradores son similares a los de hace 15 años, su tamaño, el ensamblaje mecánico y los componentes eléctricos tienen poco que ver con aquellos que iniciaron tímidamente el potente desarrollo del mercado español. De forma experimental, se han llegado a fabricar máquinas de 6 MW y más de 100 m de diámetro del rotor y se prevé que se incremente aún más en los próximos años, adaptándose a las nuevas situaciones como las de los parques marinos.

En cualquier caso, la fuerte demanda actual ha obligado a una cierta estabilización en el tamaño de las máquinas comerciales, en el entorno de 1,5-2 MW de potencia unitaria y entre 70-80 m de diámetro de rotor, aunque prácticamente todos los fabricantes siguen desarrollando prototipos de 4-5 MW, de cara a los mercados futuros. Esta ralentización tiene un efecto positivo, pues permite el afianzamiento de los productos, sometidos en el pasado a una presión de crecimiento de tamaño, como búsqueda de la ventaja comparativa entre fabricantes en una tecnología conceptualmente simple y con pocos elementos diferenciadores. Si a principios de esta década una máquina se mantenía como nuevo producto entre dos y tres años, en la actualidad este periodo se ha multiplicado por dos.

Por otro lado, los problemas actuales de suministro para atender las necesidades de nuevos parques, están ligados a la dificultad de



© EWEA PETIT JEAN

disponer de componentes críticos en la cantidad y plazos necesarios, así como a los largos periodos para la construcción de nuevas capacidades de fabricación de aerogeneradores integrados, con menos dependencia de componentes externos.

Entre estos componentes críticos se encuentran, fundamentalmente: multiplicadoras, rodamientos especiales y en menor medida, componentes mecánicos de forja y fundición. La estructura de producción de cada uno de ellos es, en cualquier caso muy diferente, ya que mientras los dos últimos forman parte de una producción industrial más amplia, las primeras son específicas de los aerogeneradores, dada la especialización necesaria y su importancia en el funcionamiento de los mismos.

Optimizar costes

La falta de componentes, ha inducido a la creciente producción interna por parte de la mayoría de fabricantes para evitar, además, los riesgos de la compra de suministradores por la competencia, lo cual supone una tendencia contraria al resto de la producción industrial orientada principalmente a la fabricación externa, para optimizar costes.

Esta situación de falta de máquinas, ha tenido multitud de consecuencias que afectan en la actualidad a los planes industriales de los fabricantes tanto de máquinas como de componentes, con una creciente producción en países como China e India, lo que obliga a una apuesta decidida por el desarrollo tecnológico y los productos de valor añadido en los países de mayor desarrollo eólico actual.

La falta de componentes ha llevado a la mayoría de fabricantes a producirlos internamente

Ello ha supuesto, además, el desarrollo de algunos elementos específicos que presenten ventajas comparativas diferentes al tamaño, como la reducción de algunas materias primas para la fabricación, (acero de las torres), para blindarse al incremento del coste de las mismas, e incluso la utilización de nuevas materias primas como el hormigón para torres, que son algunas líneas claras de trabajo a corto plazo. A medio plazo, el incremento de tamaño y los nuevos conceptos para el transporte y montaje, serán algunas de las prioridades.

Se ha producido también una mayor internacionalización de prácticamente todas las empresas, reproduciendo el exitoso esquema danés, dentro en un mercado fuertemente globalizado. También se han producido cambios en las relaciones entre los fabricantes y los clientes, acuciados en algunos casos por los plazos que fijan los marcos regulatorios y que podrían afectar a la operación futura de los parques y a la disponibilidad de repuestos.

Dentro de este análisis del desarrollo tecnológico de las máquinas, el último elemento a tener en cuenta es la creciente complejidad de las mismas para atender a los requerimientos de los códigos de red de los diferentes sistemas eléctricos, lo que comporta la necesidad de nuevos componentes específicos y un filtro adicional para seleccionar aquellos aerogeneradores que cumplen con los requisitos de la red de cada sistema eléctrico. Una vez más se impone una estandarización de normativas y procedimientos de verificación.

Los retos futuros son claros: optimización de los costes de producción, incremento de la confiabilidad de las máquinas y una mejor integración en la red eléctrica. Todo ello en un contexto generalizado de mayor tamaño de las máquinas, que deben operar en condiciones diversas de viento y climatología, como puede ocurrir en el mar y parques eólicos de mayor tamaño, conectados progresivamente a las redes de transporte.

Este planteamiento estratégico ha conducido a la definición desde REOLTEC de una serie de líneas prioritarias de I+D+i que se analizan en profundidad en el capítulo VII.





© GAMESA

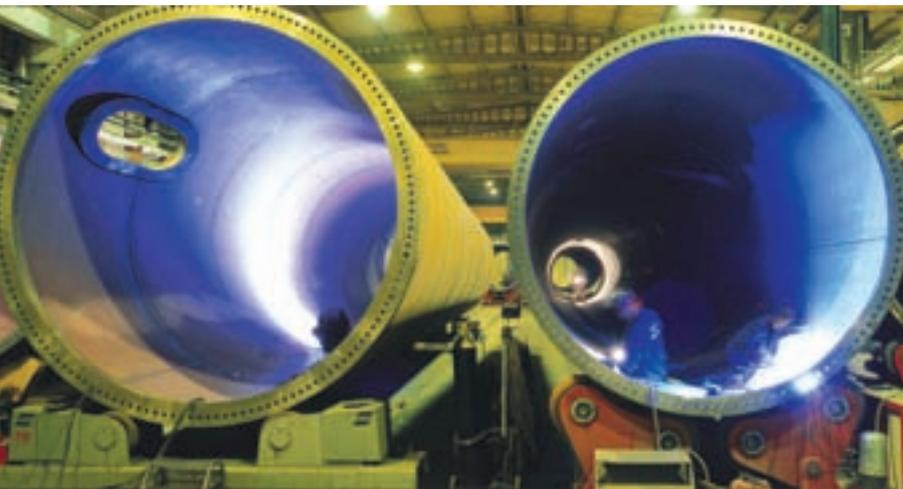
Capítulo VII

REOLTEC: LA EÓLICA MIRA AL FUTURO

■ La Red Tecnológica española del sector eólico, formada por empresas, laboratorios, universidades, centros de investigación, etc. relacionadas con la energía eólica, tiene como principal objetivo integrar y coordinar el desarrollo científico y tecnológico de este sector para consolidar el posicionamiento de la industria eólica nacional a través del reforzamiento y coordinación selectiva de las etapas científico/tecnológicas y la difusión selectiva de los resultados y experiencia alcanzados. En definitiva una forma de mirar al futuro de esta tecnología para garantizar su desarrollo.

VII.1 Objetivo: coordinar la investigación	108
VII.2 Estructura organizativa	108
VII.3 Funciones del Órgano Gestor y la Secretaría Técnica	110
VII.4 Plan de trabajo de REOLTEC	111
VII.5 Estado actual de la tecnología eólica	111
VII.6 Proyectos en marcha	113
VII.7 Plan estratégico de I+D+i	114
VII.8 Plataforma europea	117

VII.1 Objetivo: coordinar la investigación

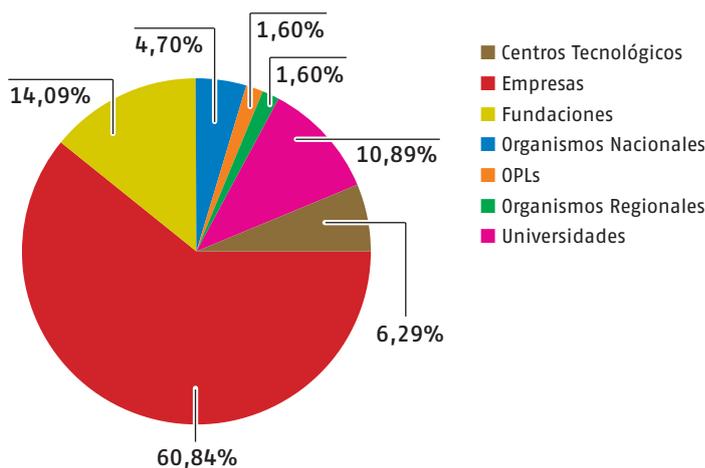


© GAMESA

La Red Científico Tecnológica del sector eólico (REOLTEC) surge ante la necesidad de coordinar las diferentes actuaciones de investigación, desarrollo e innovación que respondan a las necesidades del sector y de evaluar los resultados alcanzados de forma que permitan configurar nuevas líneas de trabajo conjunto para reforzar el posicionamiento tecnológico e industrial nacional. Todo ello le debe permitir constituirse como el principal valedor para transmitir a la Administración la existencia de un sector altamente profesionalizado, con las capacidades tecnológicas y de gestión que los nuevos objetivos de crecimiento solicitan y con la total decisión de asumir los retos que Europa y la sociedad española demandan de lograr que la energía eólica se consolide como una de las tecnologías de referencia que el suministro eléctrico requiere.

Se han integrado en la red hasta ahora empresas promotoras, fabricantes, ingenierías, laboratorios, diversos departamentos universitarios, centros de investigación, fundaciones y entidades oficiales, en la proporción que aparece en el gráfico adjunto. (GRÁFICO VII.01)

Gráfico VII.01 Tipo de entidades adheridas a REOLTEC



Centros Tecnológicos	4
Empresas	39
Fundaciones	9
Organismos Nacionales	3
OPLs	1
Organismos Regionales	1
Universidades	7
Total Participantes	64

VII.2 Estructura organizativa

La Red Tecnológica REOLTEC está coordinada por un Órgano Gestor que actúa como representante del Comité de Coordinación en el que están representados cada uno de los grupos implicados en el desarrollo del sector: promotores (Neo Energía), fabricantes (Gamesa), laboratorios, centros privados de investigación (CENER) y centros públicos de investigación (UC3M), coordinados por la Asociación Empresarial Eólica. Este Órgano Gestor se encarga de coordinar las labores de toda la red y tomar las decisiones necesarias para su funcionamiento.

Para ello se apoya en la Secretaría Técnica, cuya labor consiste en hacer de nexo entre el Órgano Gestor y los Grupos de Trabajo y asistir en la redacción de documentos y en la recopilación de información para facilitar el trabajo de la Red.

Los siete Grupos de Trabajo son los encargados del análisis del estado del arte de las respectivas tecnologías y de tomar las decisiones

Esquema VII.01 Estructura Organizativa de REOLTEC



FUENTE: REOLTEC

La Red Tecnológica REOLTEC está coordinada por un Órgano Gestor que actúa como representante del Comité de Coordinación en el que están representados cada uno de los grupos implicados en el desarrollo del sector

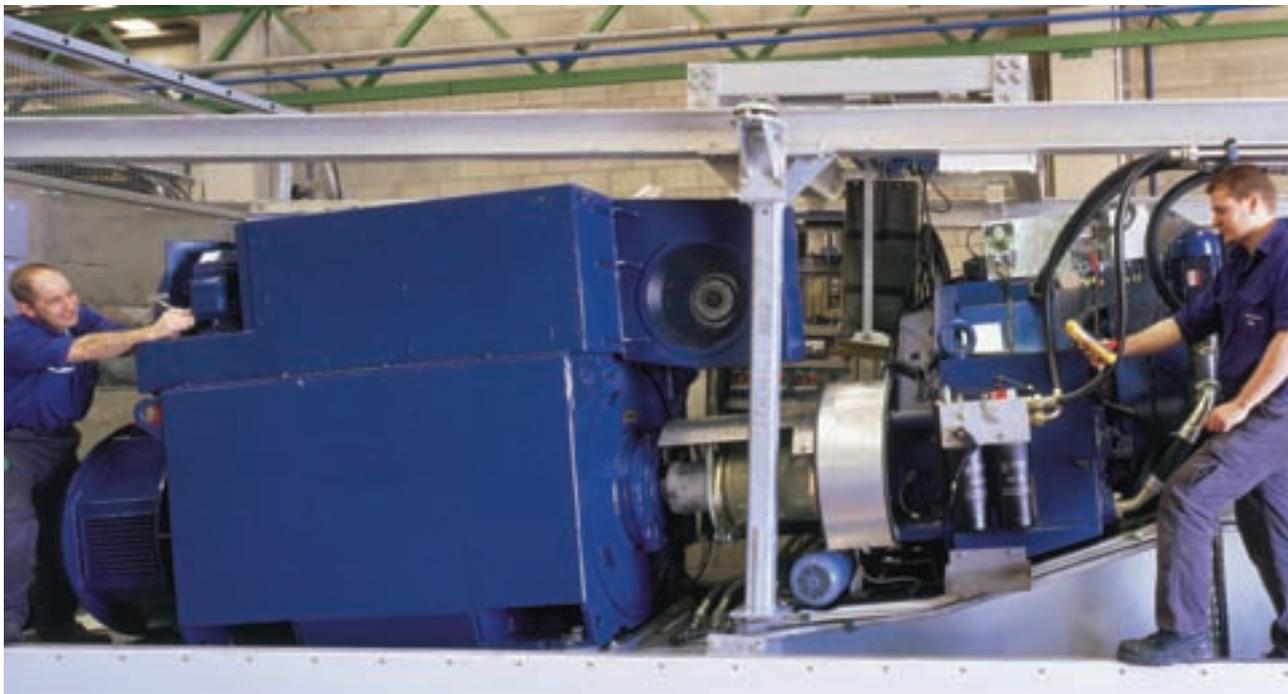
sobre las líneas de investigación a seguir. Los Grupos de Trabajo son:

- **Aerogeneradores:** estudia las mejoras necesarias en los componentes del aerogenerador, para aumentar la eficiencia y disminuir el coste, así como su ciclo de vida y la optimización de las actividades de operación y mantenimiento.
- **Aplicaciones:** se encarga del desarrollo de la energía eólica en situaciones diferentes a la generación conectada a la red eléctrica, como sistemas de almacenamiento, sistemas híbridos de generación de energía y generación de hidrógeno.
- **Recurso y emplazamiento:** realiza el análisis de las mejoras en los sistemas de predicción, de la medición del viento y el conocimiento exhaustivo de los efectos de estelas o sombras.
- **Marinos:** se ocupa de las necesidades a la hora de implantar parques marinos, eliminando todas las barreras que pueden frenar

su desarrollo: cimentaciones, cables eléctricos y subestaciones, operación y mantenimiento...

- **Certificación, normalización y estandarización:** estudia la necesidad de disponer de un sistema de normas y procesos de certificación que asegure la fiabilidad y la seguridad de las máquinas y de los parques para garantizar su correcto funcionamiento desde el momento de la planificación.
- **Red:** analiza los problemas existentes en la conexión en red de la energía eólica y la mejor manera de solventarlos para maximizar la penetración de esta fuente de energía en el sistema eléctrico.
- **Medioambiental y sociológico:** se encarga tanto del análisis del impacto de los parques eólicos en el medio ambiente y la manera de minimizarlo, como de su percepción por la sociedad.

La estructura general de REOLTEC se muestra en el [ESQUEMA VII.01](#).



© GAMESA

VII.3 Funciones del Órgano Gestor y la Secretaría Técnica

Como se ha dicho antes, el Órgano Gestor se encarga de dirigir el funcionamiento de la Red. Sus labores particulares son las siguientes:

- Elaborar la propuesta del Plan de Actuación de REOLTEC, desglosado en el Plan Anual de Actividades.
- Hacer un seguimiento del Plan Anual de Actividades.
- Coordinar las tareas y convocar a los diferentes Grupos de Trabajo.
- Apoyo a las reuniones de los Grupos de Trabajo, tanto desde el punto de vista de la documentación como de la logística necesaria.
- Velar por que la información llegue a los participantes en la Red, recoger sus opiniones e informarles sobre el seguimiento de las diferentes actividades.
- Proponer soluciones/alternativas en caso de incumplimiento del Plan de Actividades.
- Elaborar la documentación para la difusión interna y externa.
- Seguimiento mensual de la evolución del presupuesto.
- Preparar la documentación relativa a subcontrataciones.

- Elaborar las propuestas de subvenciones.
- Proponer posibles líneas adicionales de captación de fondos.

Las labores de la Secretaría Técnica de apoyo a la Red para facilitar su funcionamiento son:

- Elaborar la propuesta del Plan de Actuación de REOLTEC, desglosado en el Plan Anual de Actividades.
- Convocar las reuniones y elaborar la documentación pertinente que sirva de soporte a las actividades del Grupo Gestor.
- Hacer un seguimiento del Plan Anual de Actividades.
- Coordinar las tareas y convocar a los diferentes Grupos de Trabajo.
- Apoyar las reuniones de los Grupos de Trabajo, tanto desde el punto de vista de la documentación como de la logística necesaria.
- Velar por que la información llegue a los participantes en la Red, recoger sus opiniones e informarles sobre el seguimiento de las diferentes actividades.
- Proponer soluciones/alternativas en caso de incumplimiento del Plan de Actividades.
- Elaborar los documentos de difusión externa.
- Elaborar las propuestas de subvenciones.

- Proponer posibles líneas adicionales de captación de fondos.

VII.4 Plan de trabajo de REOLTEC

La función principal de REOLTEC es elaborar un plan de investigación y desarrollo para la tecnología eólica. Este plan debe comprender todas las áreas relacionadas, de las que el propio aerogenerador es una de ellas.

Cada uno de los Grupos de Trabajo –constituidos por representantes de las empresas, laboratorios y centros de investigación capaces de aportar conocimientos en el área concreta– analiza inicialmente el estado del arte actual de su área tecnológica, con el fin de detectar fallos y necesidades de mejora.

Una vez establecida la situación tecnológica actual, el siguiente paso es conocer los proyectos de investigación en energía eólica, sus metas y resultados previstos, así como el mantenimiento de los proyectos, de forma que se conozca hasta qué punto las necesidades encontradas están cubiertas por investigaciones actuales o proyectos que actúen sobre faltas no analizadas o desarrollos innovadores útiles en un futuro.

Finalmente, una vez conocidas las necesidades y las actuaciones existentes, el siguiente paso es decidir cuáles han de ser las líneas de investigación que optimicen el funcionamiento y aplicaciones de la energía eólica.

Este proceso se realiza por cada uno de los Grupos de Trabajo de forma independiente. Finalmente se ponen en común la suma de las necesidades de I+D+i analizadas y se evalúa la prioridad de las mismas con el fin de hacer una guía comprensible de las carestías de la energía eólica.

A través del Órgano Gestor, que coordina todo el proceso anterior, se realizan también las labores de difusión y divulgación que dan a conocer las conclusiones y opiniones de la Red a los foros adecuados.

VII.5 Estado actual de la tecnología eólica

Actualmente más de 300 compañías participan en la industria eólica española. Entre ellas se encuentran fabricantes de componentes,



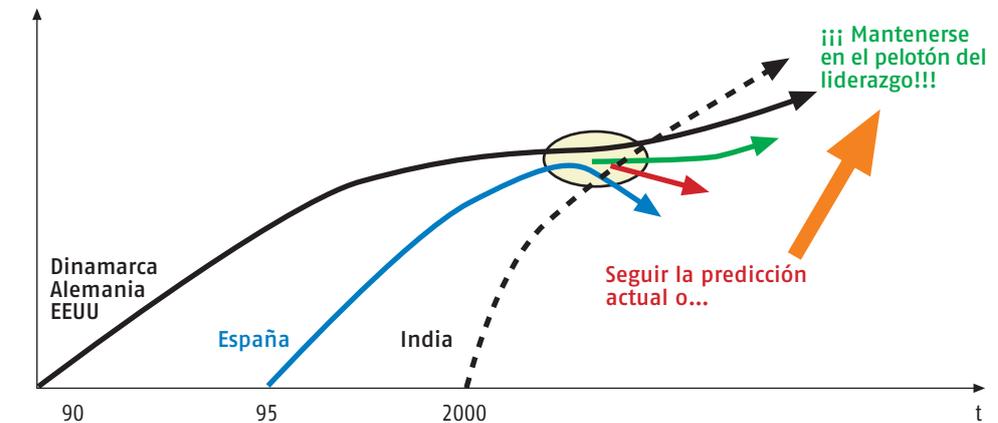
© VESTAS



© GAMESA

Cada uno de los Grupos de Trabajo analiza inicialmente el estado del arte actual de su área tecnológica, con el fin de detectar fallos y necesidades de mejora

Gráfico VII.02 Evolución de los mercados nacionales



FUENTE: REOLTEC

La tecnología sufrirá modificaciones para conseguir aerogeneradores de mayor tamaño, lo que va a obligar a las empresas del sector a introducir fuertes innovaciones tecnológicas en sus procesos de fabricación

fabricantes de equipos, empresas dedicadas a la promoción y explotación de parques eólicos, empresas constructoras y de servicios y empresas de transporte y distribución. Esto supone más de 31.600 empleos acumulados. La generación de empleo directo comprende parte de la fabricación, obra civil, montaje, operación y mantenimiento. La mayoría se concentra en la construcción y montaje de las turbinas. Por lo que se refiere a empleo indirecto, éste está ligado fundamentalmente al suministro de componentes, más o menos convencionales, por parte de empresas externas a los fabricantes de turbinas, así como los componentes de equipos eléctricos para los sistemas de evacuación y transporte.

Además, un gran número de Agentes Científico Tecnológicos dedican recursos tanto a la Investigación Básica como Aplicada en el área de la energía eólica.

El sector eólico va a continuar aumentando su mercado por la implantación de nuevos parques para lograr los objetivos previstos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010. Igualmente aumentará el mercado de exportación como consecuencia de la evolución creciente prevista en Europa y en otros países de los demás continentes.

Al mismo tiempo la tecnología sufrirá modificaciones para conseguir aerogeneradores de mayor tamaño, lo que va a obligar a las empresas del sector a introducir fuertes innova-

ciones tecnológicas en sus procesos de fabricación, conducentes, por un lado, a adaptar la tecnología de los productos finales y a reducir los costes de fabricación, por otro.

Igualmente, el sector eólico deberá impulsar actividades de desarrollo nacional de componentes críticos de valor añadido y complejidad tecnológica de creación, de manera que no se reduzca el mercado interno al alcanzarse los objetivos de instalación de energía eólica nacional, de forma que se mantenga a la cabeza del mercado como se muestra en el

GRÁFICO VII.03.

Por último, el creciente peso de la energía eólica ha supuesto un cambio importante en su incorporación a la red. Si inicialmente se consideraba una variación de la demanda, ligada a la aleatoriedad del viento, ha pasado a ser una forma más de generación eléctrica lo que tiene, al menos, las siguientes consecuencias:

- Contribuye a la estabilidad de la red y a ayudar a elevar la tensión cuando se producen caídas bruscas de la misma por causas imprevistas como cortocircuitos o fallos de interruptor. La tecnología se basaba tradicionalmente en generadores asíncronos que en nada tenían en cuenta esta circunstancia, lo que ha supuesto un importante cambio y adaptación tecnológica, con la incorporación de nuevos equipos y la progresiva adaptación de los existentes.
- Optimiza la utilización de los servicios complementarios de regulación que aporta la



© IBERDROLA

generación convencional ante periodos imprevistos de calma o indisponibilidad de los equipos. La mejor respuesta de los aerogeneradores y la progresiva incorporación de las herramientas de programación de la producción deben optimizar la reserva rodante del sistema.

- Apoya la mejora de la fiabilidad del sistema, a través del control de tensión y de la amortiguación de oscilaciones.
- Coopera en la operación del sistema por medio de la regulación de la producción a través de los Centros de Control, que permitirán el conocimiento exacto de la generación eólica instantánea y su regulación para hacer frente a las necesidades del sistema.

El futuro de la energía eólica va a estar ligado a nuevos equipamientos y modos de operación de las instalaciones, lo cual supone un reto tecnológico evidente a la vez que una oportunidad para tomar una posición de lide-

razgo que nos permita ser, de una vez por todas, un referente mundial y garantizar el mantenimiento de la industria nacional. Un reto tan difícil como interesante.

VII.6 Proyectos en marcha

La energía eólica está desarrollándose continuamente y nuevas mejoras se introducen en las diferentes áreas para perfeccionar cada uno de los aspectos de la generación. Para ello, las diferentes administraciones han incluido en sus programas de apoyo a la investigación proyectos de energía eólica de diferentes magnitudes en muchos de los campos de estudio.

El programa PROFIT del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio incluye en las últimas convocatorias, proyectos de generación de hidrógeno con energía eólica, de estudios de diferentes convertidores y de mejoras a la predicción e integración en red, entre otros. También a nivel nacional existen proyectos como WINDLIDER 2015, que pretende desarrollar los aerogeneradores del futuro.

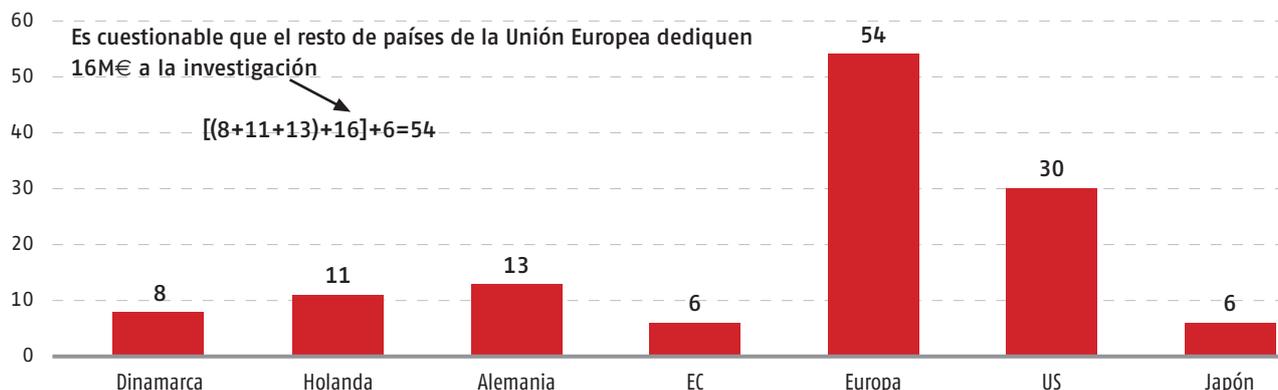
Igualmente, a nivel europeo se incluyen programas de desarrollo de la energía eólica, como pueden ser el POW'WOW para el desarrollo de sistemas de predicción de viento y olas en el mar, o el UpWind que pretende crear herramientas que ayuden al diseño de turbinas eólicas más grandes y eficientes.

Fuera de Europa existen también grandes iniciativas de desarrollo, como en EEUU, donde la Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable dirige el Programa Tecnológico de Energía Eólica e Hidráulica, encargado de desarrollar las capacidades de la energía eólica. Los diferentes esfuerzos en I+D+i se pueden observar en el **GRÁFICO VII.04**.

Desde su formación, REOLTEC ha estado muy activa, tanto en su labor principal de desarrollar el Plan Nacional de I+D+i, como en su apoyo a actividades relacionadas con el desarrollo de la energía eólica, su difusión y la divulgación de los beneficios y posibilidades de ésta. Igualmente, la Plataforma ha dado salida a notas de prensa cuando se ha considerado que era necesario divulgar desde el punto de vista del desarrollo tecnológico del sector informaciones y noticias relevantes.

Gráfico VII.03 Fondos anuales medios en I+D+i (2000-2004)

Financiación en I+D+i eólica/promedio (2000-2004). En millones de euros



En caso de falta de datos para un año, se hace la media para los años restantes. Los datos de financiación para EC se consideran homogéneos durante los cuatro años siguientes.

FUENTE: IEA

Entre sus actividades de difusión, los eventos más importantes han sido:

- La participación en la «Conferencia internacional de la energía eólica y su integración en la red», organizada junto a la AEE y EWEA en la que se analizó en profundidad el estado de la tecnología eólica desde la perspectiva de la integración en red, una cuestión a tener muy en cuenta en el futuro para asegurar un crecimiento seguro.
- La emisión de una nota de prensa el día 15 de marzo, para alertar sobre la exclusión de la energía eólica del programa PROFIT de apoyo a la I+D energética, lo que podría provocar una pérdida de la posición industrial del sector eólico español frente a sus competidores internacionales.
- La organización de una jornada sobre «Predicción de la producción de energía eólica», en la que participaron las principales empresas predictoras y REE y donde se debatieron ampliamente las posibilidades de desarrollo y mejora de los modelos de predicción y su aplicación a la operación del sistema eléctrico.
- En el marco de Power Expo, celebrada en septiembre de 2006 en la feria de Zaragoza, AEE organizó con el apoyo de REOLTEC una jornada

REOLTEC ha estado muy activa, tanto en su labor principal de desarrollar el Plan Nacional de I+D+i, como en su apoyo a actividades relacionadas con el desarrollo de la energía eólica

sobre «La industria eólica ante el reto del crecimiento global» donde se presentó la situación actual de la industria, incluida la de componentes, la integración en red, la operación y el mantenimiento y el punto de vista del cliente.

VII.7 Plan estratégico de I+D+i

El resultado final de la labor de los Grupos de Trabajo se ha compilado en la redacción de un Plan Estratégico Nacional de I+D+i, que comprende las necesidades tecnológicas actuales de la industria eólica, cuyo estudio puede determinar la permanencia de la industria española a la cabeza del sector a nivel mundial. En él se han detallado las prioridades en cada una de las áreas estudiadas por los Grupos de Trabajo, además de situar el estado del arte actual, marcando los objetivos generales tecnológicos y añadiendo una serie de recomendaciones generales que, si se tienen en cuenta, acelerarán el desarrollo de las diversas tecnologías y el aprovechamiento máximo de los beneficios conjuntos.

Conclusiones del Plan Estratégico

Los retos fundamentales a los que deben dar respuesta los diferentes programas tecnológicos son:



- Reducción del coste de generación (en la actualidad alrededor de 60€/MWh).
- Incremento de la disponibilidad y fiabilidad de las máquinas a lo largo de la vida de la instalación estimada en no menos de 20 años.

Todo esto dentro de un contexto general caracterizado por:

- El aumento de la potencia de los aerogeneradores para llegar a 10 MW en 10 años.
- Aerogeneradores operando en condiciones extremas (marinos, climas rigurosos, redes débiles, ...).
- El aumento de la capacidad de los parques eólicos ~100 MW.

Además de los retos principales, hay otros aspectos importantes que deben tenerse en cuenta a la hora de concretar las líneas prioritarias de investigación, algunos de los cuales serían:

- La optimización y adecuación de la O&M: predictiva, reposición de componentes, repotenciación, ...
- La operación coordinada de la energía eólica con la operación de la red eléctrica.
- Nuevos servicios a aportar por la generación eólica: caídas de tensión, control de tensión, servicios de regulación.
- La interconexión de redes aisladas.
- El almacenamiento y nuevas aplicaciones: hidrógeno, desalinización...

Para afrontar estos retos se han definido una serie de líneas prioritarias que sirven de base para concretar las necesidades individuales de investigación:

- El aumento del tamaño de los aerogeneradores siempre que esté ligado a la reducción de costes.
- El incremento de la fiabilidad de equipos y componentes: simplificación, estandarización y normalización.
- La evaluación de cargas aerodinámicas para mejor conocimiento del recurso y mejor aprovechamiento del mismo.

- **La integración en red y optimización de los costes de operación del sistema (predicción).**

- Nuevos materiales y optimización del diseño para mejorar su uso ante el incremento de costes.



© M. TORRES

Los centros públicos y privados de investigación, universidades y empresas, incluido el Operador del Sistema Eléctrico, participan en este foro

A partir de estas líneas se desarrollan las prioridades particulares de cada uno de los Grupos de Trabajo. Las más importantes son:

Aerogeneradores:

- Desarrollo de códigos aeroelásticos.
- Algoritmos de simulación.
- Nuevos materiales.
- Validación del diseño.

Aplicaciones:

- Desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía a corto plazo.
- Desarrollo de sistemas autónomos
- Aerogeneradores más pequeños basados en nuevas baterías y tecnología electrónica.

Recurso y emplazamiento:

- Conocimiento de campos de viento detallados que pueden afectar a grandes turbinas.
- Medidas de viento para parques marinos.
- Comprensión de situaciones extremas.

Marinos:

- Cimentaciones y estructuras de soporte marinas.
- Cables submarinos y subestaciones eléctricas marinas.

Red:

- Estudio del impacto y operación de un sistema con alta penetración eólica.
- Monitorización y predicción de huecos de tensión.

Certificación, normalización y estandarización:

- Creación de un proceso de CERTIFICACIÓN+ NORMALIZACIÓN bien definido paso a paso, algo fundamental visto el número de tipos de turbinas existentes.
- Creación de normas específicas para el mercado eólico.

Sociológicas y de medio ambiente:

- Reciclabilidad de los componentes utilizados como el caso de las palas.
- Reducción de ruido, especialmente en frecuencias más perjudiciales.

Junto a estas líneas de investigación se extrajeron dos conclusiones generales que se consideró necesario incluir en el Plan Estratégico:

- Existe una tendencia a unir la energía eólica a otras tecnologías como son la generación de hidrógeno o la desalinización de agua de mar. Sin embargo, la

generación de energía eólica debería ser independiente y conectarse directamente a la red de transporte, de donde dichas tecnologías extraerían la energía necesaria para sus procesos. De esta manera se optimizarían ambas situaciones.

- Es necesario el desarrollo de dichas tecnologías para que admitan consumos variables de energía de forma que puedan llegar a absorber las fluctuaciones en la generación optimizando así la operación del sistema.

Una vez realizado un Plan Estratégico coherente, el siguiente paso es desarrollar proyectos que eliminen las necesidades analizadas. Para ello, REOLTEC es una plataforma ideal para poner en conjunto a las partes interesadas en llevar a cabo dichos proyectos. Tanto los centros públicos y privados de investigación, universidades y empresas, incluido el Operador del Sistema Eléctrico, participan en este foro, lo que facilita el desarrollo de proyectos de forma más efectiva, con la posibilidad de dinamizar los proyectos directamente desde REOLTEC si los participantes muestran interés por ello.

VII. 8 Plataforma europea

Al igual que la plataforma española REOLTEC, a nivel europeo se ha constituido la plataforma TPWind, formada por todos los sectores interesados tanto de la industria, gubernamentales, civiles, centros de investigación, instituciones, organizaciones financieras como el sector energético en general a nivel europeo. Será el único organismo con la suficiente representación y masa crítica de conocimiento específico y experiencia en energía eólica a ese nivel, capaz de crear direcciones priorizadas y realistas para desarrollar políticas de I+D+i contando con todas las necesidades del sector.

TPWind no funcionará aisladamente, sino que desarrollará sinergias y conexiones con el resto de participantes del sector de la energía, incluyendo plataformas tecnológicas adyacentes. Existen oportunidades de colaboración que permitirán que la investigación esté menos lastrada por la competición para compartir infraestructuras esenciales e instalaciones para la experimentación en nuevas áreas.



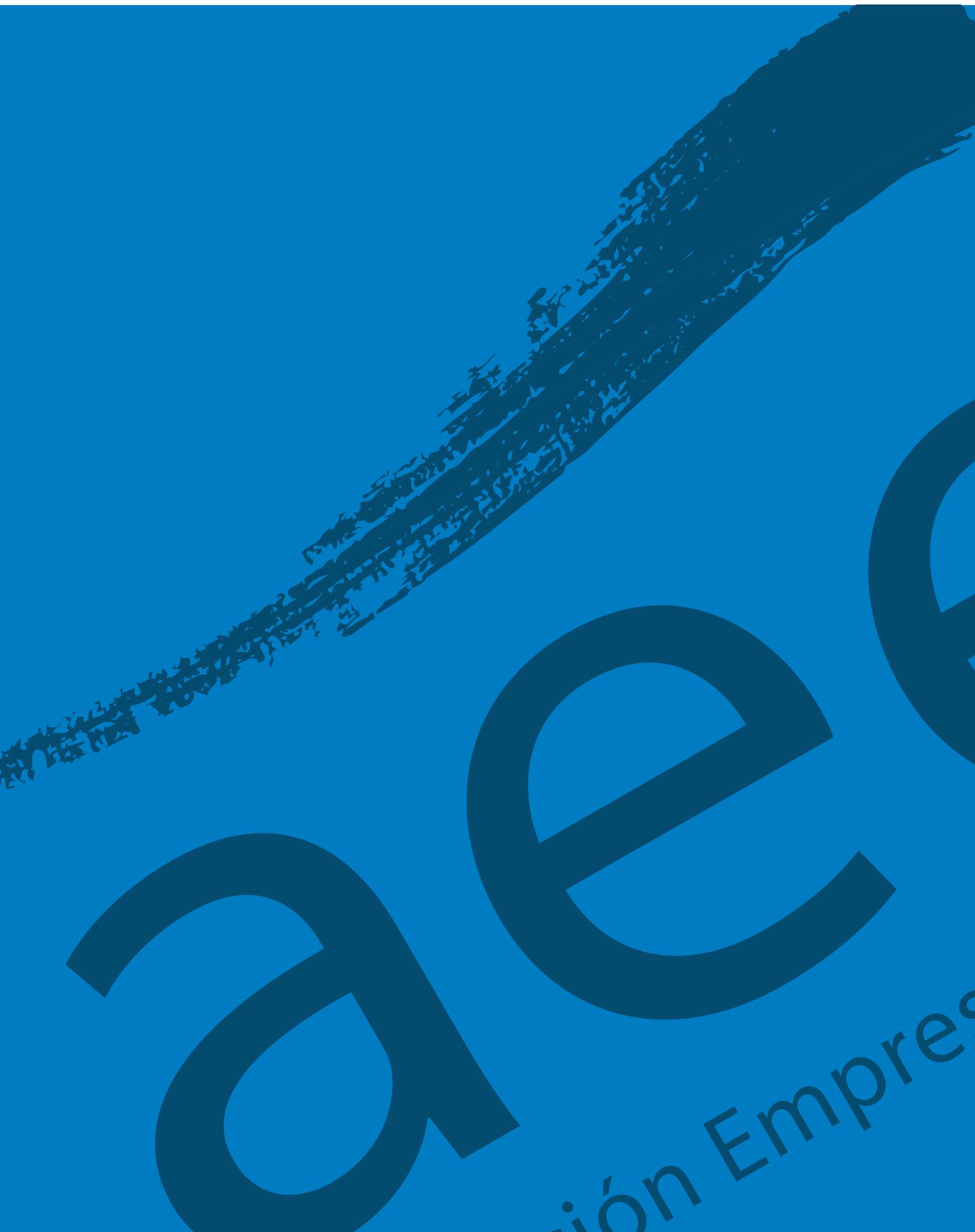
© DESA

En contraste con otras plataformas tecnológicas existentes que se centran de manera predominante en la tecnología, TPWind tendrá un enfoque dual: legislación y tecnología.

TPWind será una «cámara de compensación» para la legislación nacional referente a la energía eólica. Examinará los focos y los recursos destinados en programas nacionales y establecerá dónde existe el marco más adecuado para iniciativas específicas. Simultáneamente será una oportunidad para los países miembros de buscar una actitud más armoniosa frente a legislación y el desarrollo tecnológico a través de los grupos espejo de los países miembros.

El objetivo de TPWind es identificar las áreas de mayor innovación, las tareas de investigación y desarrollar tanto las líneas ya existentes como las nuevas y priorizarlas según sean «necesarias» e «interesantes», siendo el objetivo principal la reducción de costes. La plataforma desarrollará recomendaciones coherentes detallando las tareas específicas, los enfoques, los participantes y la infraestructura necesaria en el contexto de I+D privada, así como programas europeos y de los países miembros como el 7 Programa Marco. Finalmente evaluará los fondos existentes de fuentes públicas y privadas para realizar este trabajo.

Actualmente se ha formado el «Steering Committee» y se están poniendo en marcha los diferentes Grupos de Trabajo.



ción Empres



aee

Asociación Empresarial Eólica

Capítulo VIII

AEE, LA REFERENCIA DEL SECTOR

■ El sector eólico español tiene en la Asociación Empresarial Eólica el punto de referencia y representación tanto ante el conjunto de la sociedad como ante las distintas administraciones y entidades del sector. Más de setenta empresas, entre las que se encuentran los principales promotores y todos los fabricantes, se han incorporado a AEE para defender los intereses de la energía eólica en España.

VIII.1 Objetivo: desarrollo y consolidación	120
VIII.2 Relación de empresas asociadas	122
VIII.2.1 Socios cualificados	122
VIII.2.2 Socios afiliados	122
VIII.2.3 Socios colaboradores	123
VIII.2.4 Socios protectores	124
VIII.2.5 Socios institucionales	124
VIII.3 Junta directiva	125
VIII.4 Staff	125

VIII.1 Objetivos: desarrollo y consolidación

El crecimiento y la consolidación de este sector suponen un pilar básico para el cumplimiento de los compromisos adquiridos por el Protocolo de Kioto

La Asociación Empresarial Eólica (AEE) agrupa a la mayor parte de los agentes económicos del sector eólico español: promotores, fabricantes, ingenierías, suministradores, aseguradoras, entidades financieras y otras empresas, además de varias asociaciones eólicas de ámbito autonómico. Entre sus objetivos se encuentra el desarrollo y la consolidación del crecimiento del sector eólico tanto en España como en el exterior.

Con una potencia instalada por encima de los 11.600 MW en España, los objetivos del sector eólico abren nuevas posibilidades para la inversión nacional e internacional, generando grandes expectativas ante una tecnología limpia y con recursos inagotables. En efecto, los recursos naturales y climatológicos de nuestro país, junto con la industria, los promotores y la tecnología han permitido al sector eólico español situarse como segunda potencia mundial por el número de MW instalados.

El crecimiento y la consolidación de este sector suponen un pilar básico para el cumplimiento de los compromisos adquiridos por el Protocolo de Kioto y para alcanzar los objetivos fijados por la Unión Europea de dotarse de un 12% de energía renovable en 2010 y de un 20% en 2020.

Principales retos

La energía eólica asume en la actualidad importantes retos que requieren un claro posicionamiento por parte de las empresas implicadas, integrando su capacidad técnica y canalizando sus aspiraciones empresariales.

Desde su fundación, los fines de la Asociación han sido:

- Un marco de estabilidad retributiva a largo plazo.
- Un marco de transparencia administrativa.
- Un foro de coordinación para el desarrollo y la gestión de las infraestructuras.

Objetivos concretos

Para lograrlo, la Asociación se ha marcado los siguientes objetivos:

- Superar las barreras técnicas y reglamentarias que afectan al crecimiento de la energía eólica.
- Mantener y consolidar un régimen retributivo a la producción eléctrica de origen eólico que permita un desarrollo sostenido del sector.
- Ser punto de encuentro de los principales actores del mercado eólico y único interlocutor válido del sector.
- Generar oportunidades y atraer inversión para el desarrollo de la energía eólica.

Procedimiento

Y todo ello se consigue gracias a la labor de la Asociación:

- Incorporando el mayor número de empresas del sector: promotores, fabricantes, instituciones financieras, aseguradores, suministradores...
- Aprovechando las capacidades de los miembros y concentrando los esfuerzos.
- Apoyándose y apoyando a las Asociaciones eólicas de ámbito regional.
- Manteniendo permanente cooperación con las administraciones.
- Intensificando el intercambio de datos y experiencias con todos los agentes involucrados en las actividades eléctricas.

Grupos de Trabajo

Una de las principales herramientas para alcanzar los objetivos de la Asociación la conforman los diversos Grupos de Trabajo que desde ella se impulsan y que abarcan casi todos los ámbitos de actuación del sector. En el siguiente esquema se puede observar la estructura de estos grupos de trabajo. (ESQUEMA

VIII.01)

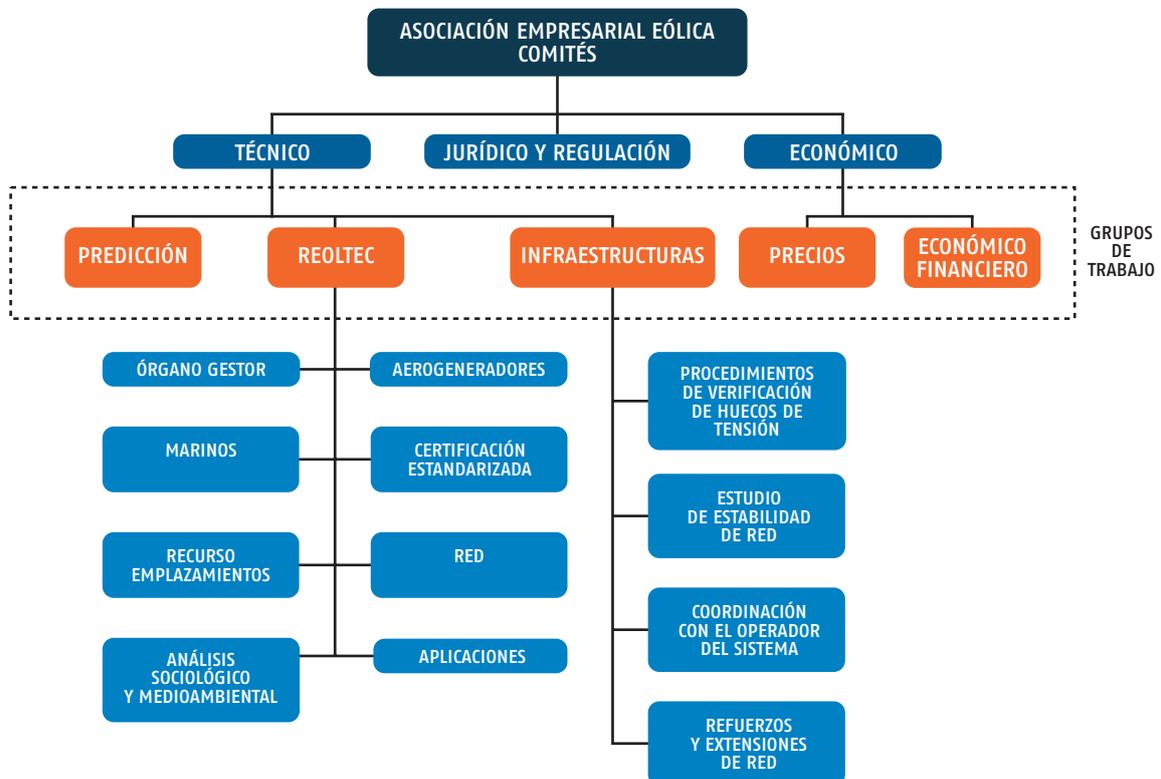


AEE dinamiza el sector

La Asociación Empresarial Eólica ha asumido la necesidad de dinamizar el sector no sólo con las reuniones de los Gupos de Trabajo sino también con la organización de jornadas y foros para debatir los temas que interesan a la eólica, como el caso de la Jornada Técnica celebrada en septiembre de 2006 en el marco de Power Expo que aparece en la foto.

© AEE

Esquema VIII.01 Grupos de trabajo de la AEE



FUENTE: AEE

VIII.2 Relación de empresas asociadas

VIII.2.1 Socios cualificados



Acciona, S.A.



Endesa Cogeneración y Renovables, S.A.



Enel Unión Fenosa Renovables, S.A.



Enerfin Sociedad de Energía, S.A.



Energi E2 Renovables Ibéricas, S.L.U.



Gamesa Energía, S.A.



Gamesa Eólica, S.L.



GE Energy, S.L.



Iberdrola Energías Renovables S.A.U.

 Neo Energía, S.L.



Olivento, S.L.



Preneal, S.A.



Vestas Eólica, S.A. U.

VIII.2.2 Socios afiliados



Bancsabadell Inversió y Desenvolupament, S.A.



Ecotècnia, S.C.C.L.



Eolia Mistral de Inversiones, SCR, S.A.



Eólica Bosque Alto, S.A. (Grupo Urvasco)



Eólica Navarra, S.L.



Ibereolica, S.L.



"la Caixa" Caja de Ahorros y Pensiones de Barcelona, "La Caixa"



LM Glasfiber, S.A.



M.Torres Olvega Industrial, S.A.



Sofesa, S.A.

VIII.2.3 Socios colaboradores

	360 Corporate Finance, S.A.		Elektrizitats-Gesellschaft Laufenbrg, S.L.
	3M España, S.A.		Enercon Windenergy Spain, S.L.
	Asea Brown Boveri, S.A.		Energy to Quality, S.L.
	Abo Wind España, S.A.		Eólica del Zenete, S.L.
	Alarde Sociedad de Energía, S.A.		EREDA, S.L.
	Aleasoftware (Alea Business Software, S.L.)		Dwin GmbH, Sucursal en España
	Alstom Power Service, S.A.		Energy Resources, S.A.
	Areva T&D Ibérica, S.A.		Energys Renewable Energy, S.A.
	Asociación de Promotores y Productores de Energía Eólica de Andalucía		ESBI Facility Management España, S.L.
	Barlovento Recursos Naturales, S.L.		Garrad Hassan Ibérica, S.L.U.
	Beas de Ingeniería, S.L.		Gecal, S.A.
	Besel, S.A.		Grupo Capital Energy, S.A.
	Bruzon & Miller, S.A.		Windpro
	Calidad Energética, S.A.		Iberdrola Ingeniería y Construcción, S.A.U.
	Castellwind-03, S.L.		Isastur, S.A.
	CYMI		Isolux Corsan Concesiones, S.A.
			Marsh, S.A.



Master Distancia, S.A.



Meteologica, S.A.



Meteosim, S.L.



Mita-Teknik, S.A.



Norvento, S.L.



Operación y Mantenimiento Energy, S.A.



Orisol, Corporación Energética, S.A.



Palencia de Energía Eólica, A.I.E.



Repower España, S.R.L.



San Martín, S.A.



Santos Maquinaria Eléctrica, S.L.



Shell Windenergy, B.V.



Sistemas de Energías Regenerativas, S.A.



InfomaNews Iberia, S.A.



Tesicnor, S.L.



Unibrok XXI, Correduría de Seguros, S.A.
Grupo Agrupación Mutua



Voith Turbo, S.A.



Wind To Market, S.A.



Winergy, A.G.



Windtest Ibérica, S.L.

VIII.2.4 Socios protectores



Centro Nacional de Energía Renovables (CENER)



Caixa D'Estalvis de Catalunya

VIII.2.5 Socios institucionales



Asociación de Promotores y Productores de Energía Eólica de Andalucía (APREAN)



Asociación de Promotores de Energía Eólica de Castilla-La Mancha (APRECAM)



Asociación de Promotores de Energía Eólica de Castilla y León (APECYL)

VIII.3 Junta directiva

D. Juan Carlos Martínez Amago

Presidente
LA CAIXA

Dña. Concepción Cánovas del Castillo

Vicepresidenta
ENDESA COGENERACIÓN Y RENOVABLES
(ECyR)

D. José Donoso Alonso

Vicepresidente
GAMESA ENERGÍA, S.A.

D. Dionisio Fernández Auray

Vicepresidente
NEO ENERGIA

Dña. María García Argüelles

Vicepresidenta
OLIVENTO, S.L.

D. Santiago Gómez Ramos

Vicepresidente
ACCIONA

D. Rafael González Sánchez

Vicepresidente
ENEL UNIÓN FENOSA

Dña. Ángeles Santamaría

Vicepresidenta
IBERDROLA

D. Antonio Casla García

Vocal
GE WIND ENERGY S.L.

D. Antonio Espíldora García

Vocal
APRECAM

D. Eugenio García Tejerina

Vocal
APECYL

D. Nikolaj Harbo

Vocal
ENERGI E2

D. Jorge Megías Carrión

Vocal

D. Javier Perea Sáenz de Buruaga

Vocal
GAMESA EÓLICA

D. Elena Díaz Pindado

Vocal
ENERFÍN

D. Carlos Rojo Jiménez,

Vocal
APREAN

D. Javier Rodríguez Díez

Vocal
VESTAS

D. Oriol Salvatella Plans

Vocal
BANCSABADELL

D. Rafael Zubiaur Ruiz

Vocal
BARLOVENTO

VIII.4 Staff

D. Ramón Fiestas Hummler

Secretario General

D. Alberto Ceña Lázaro

Director Técnico

D. Sergio de Otto Soler

Director de Comunicación

Dña. Ángeles Mora

Dirección Técnica

D. Jesús Gimeno

Dirección Técnica

D. Ángel Budia

Administración

Dña. Paula Calahorra

Área Jurídica

Dña. Paz Mesa

Secretaría

Legislación estatal

Tarifa eléctrica 2006

- R.D. 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006. BOE nº 310, 28.12.05.
- C. e. y erratas del R. D. 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006. BOE nº 42, 18.2.06.
- Res. de 21 junio de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el importe definitivo pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2005, del derecho de compensación por desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003. BOE nº 154, 29.6.06.
- R. D. 809/2006, de 30 de junio, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de julio de 2006. BOE nº 156, 1.7.06.
- C. e. del R. D. 809/2006, de 30 de junio, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006. BOE nº 178, 27.7.06.
- R.D. 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007. BOE nº 312, 30.12.06.

Medidas urgentes

- R. D. L. 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético. BOE nº 150, 24.6.06. Convalidado por la Res. de 29 de junio de 2006, del Congreso de los Diputados. BOE nº 159, 5.7.06.

Reglas del Mercado de Producción

- Res. de 11 mayo de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se modifican determinadas Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica y se añaden nuevas reglas. BOE nº 117, 17.5.06.

Mercados Secundarios

- Orden EHA/1094/2006, de 6 de abril, por la que se desarrollan las especialidades aplicables a los mercados oficiales de instrumentos financieros derivados sobre energía. BOE nº 90, 15.4.06.

Mecanismo de casación

- R. D. L. 3/2006, de 24 febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial. BOE nº 53, 3.3.06.
- C. e. R. D. L. 3/2006, de 24 febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial. BOE nº 53, 3.3.06.
- Res. de 23 de marzo de 2006, del Congreso de los Diputados, por la que se ordena la publicación del Acuerdo de convalidación del R. D. L. 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial. BOE nº 76, 30.3.06.

Discriminación horaria

- Res. de 22 y 27 de diciembre de 2005, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fija, para el año 2006, el calendario aplicable al sistema estacional tipo 5 de discriminación horaria en el sistema integrado peninsular y en los sistemas extrapeninsulares de Ceuta, Melilla, Archipiélago Balear y Archipiélago Canario, de la tarifa eléctrica. BOE nº 311, 29.11.05 y BOE nº 312, 30.12.06.

Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares

- C. e. de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. BOE nº 124, 25.5.06.

- C. e. de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. BOE nº 124, 25.5.06.

Método de cálculo del coste de combustible

- Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. BOE nº 77, 31.3.06.

Operadores principales

- Res. de 16 febrero de 2006, de la CNE, por la que se establecen a los efectos de lo dispuesto en el art. 34 y en la disposición adicional tercera del R. D. L. 6/2000, de 23 de junio, las relaciones de operadores principales y dominantes en los sectores energéticos. BOE nº 59, 10.3.06.
- C. e. de la Res. de 16 febrero de 2006, de la CNE, por la que se establecen a los efectos de lo dispuesto en el art. 34 y en la disposición adicional tercera del R. D. L. 6/2000, de 23 de junio, las relaciones de operadores principales y dominantes en los sectores energéticos. BOE nº 147, 21.6.06.

Metodología de retribución de la actividad de distribución

- Circular 1/2006, de 16 de febrero, de la CNE, sobre petición de información a remitir por las empresas distribuidoras de energía eléctrica a la Comisión Nacional de Energía para el establecimiento de una nueva metodología de retribución a la actividad de distribución. BOE nº 77, 31.3.06.

Contratación a plazo

- Orden OTC/2129/2006, de 30 de junio, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el segundo semestre de 2006. BOE nº 158, 4.7.06.

- Orden ITC/3990/2006, de 30 de junio, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el primer semestre de 2007. BOE nº 312, 30.12.06.

Procedimientos de Operación

- Res. de 7 abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación 8.1. «Definición de las redes operadas y observadas por el Operador del Sistema» y 8.2. «Operación del sistema de producción y transporte». BOE nº 95, 21.4.06.

- Res. de 28 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. BOE nº 129, 31.5.06.

- Res. de 18 de mayo de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se modifica la de 17.3.06, por la que se aprueban los Procedimientos de Operación 4.1. «Resolución de congestiones en la interconexión Francia-España» y «Programación de la Generación» para su adaptación a la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre. BOE nº 119, 19.5.06.

- Res. de 24 de mayo de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban diversos procedimientos de operación para su adaptación a la nueva norma eléctrica. BOE nº 128, 30.5.06.

- Res. de 13 de julio de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 1.5. «Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia –potencia». BOE nº 173, 21.7.06.

- Res. de 28 de julio de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el Procedimiento de operación 3.5. «Programación del mantenimiento de la red de distribución que afecta a la operación del Sistema Eléctrico». BOE nº 193, 14.8.06.

- Res. de 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el Procedimiento de operación 12.3 «Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas». BOE nº 254, 24.10.06.

- Res. de 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el Procedimiento de operación 3.7. «Programación de la generación renovable no gestionable». BOE nº 254, 24.10.06.

- Res. de 16 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 9. «Información intercambiada por el Operador del Sistema». BOE nº 281, 24.11.06.

- Res. de 19 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el Procedimiento de operación 3.8. «Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas preoperacionales de funcionamiento en los procesos gestionados por el Operador del Sistema». BOE nº 281, 24.11.06.

- Res. de 14 de noviembre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el Procedimiento de operación 3.6. «Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción». BOE nº 281, 24.11.06.

Control metrológico: contadores eléctricos

- R. D. 889/2006, de 21 de julio, por el que se regula el control petrológico del Estado sobre instrumentos de medida. BOE nº 183, 2.8.06.

- C. e. del R. D. 889/2006, de 21 de julio, por el que se regula el control petrológico del Estado sobre instrumentos de medida. BOE nº 267, 8.11.06.

- Orden ITC/2581/2006, de 28 de julio, por la que se definen los patrones nacionales de las unidades derivadas del sistema internacional de unidades de capacidad eléctrica, concentración de ozono en aire, flujo luminoso, impedancia en alta frecuencia, resistencia eléctrica, ruido electromagnético en alta frecuencia, tensión eléctrica, actividad (de un radionucleido), kerma (rayos x e y), dosis absorbida, ángulo plano, densidad de sólidos, fuerza, presión, volumen, atenuación en alta frecuencia, humedad e intervalo de medida de alta tensión eléctrica (superior a 1000 V). BOE nº 186, 5.8.06.

Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL)

- Convenio Internacional relativo a la constitución de un Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2005. BOE nº 313, 31.12.05.

Comisión Nacional de la Energía • CNE

- Circular 3/2005, de 13 de octubre, de la Comisión Nacional de la Energía, sobre petición de información de inversiones, costes, ingresos y otros parámetros de las instalaciones de producción de electricidad en régimen especial. BOE nº 279, 22.11.05.

- R. D. L. 4/2006, de 24 de febrero, por el que se modifican las funciones de la Comisión Nacional de la Energía. BOE nº 50, 28.2.06.

- Res. de 23 marzo de 2006, del Congreso de los Diputados, por la que se ordena la publicación del Acuerdo de convalidación del R. D. L. 4/2006, de 24 de febrero, por el que se modifican las funciones de la Comisión Nacional de la Energía. BOE nº 76, 30.3.06.

- Res. de 7 abril de 2006, de la CNE por la que se modifica la de 26 de febrero de 2004, por la que se establece la aplicación del procedimiento para la presentación de la autoliquidación y las condiciones para el pago de las tasas establecidas en la disposición adicional duodécima 2., segundo y tercero, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en relación con el sector eléctrico y de hidrocarburos gaseosos. BOE nº 107, 5.5.06.

- Circular 3/2006, de 20 de septiembre, de la CNE, mediante la que se comunica la cuenta abierta en régimen de depósito, a los efectos previstos en el R. D. 809/2006, de 30 de junio. BOE nº 238, 5.10.06.

- Res. de 26 de septiembre de 2006, de la CNE, por la que se publica el resumen de las cuentas anuales correspondientes al ejercicio 2005. BOE nº 255, 25.10.06.

- R. D. 1204/2006, de 20 de octubre, por el que se modifica el R. D. 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la CNE. BOE nº 255, 25.10.06.

Legislación autonómica

Andalucía

• Res. de 25 enero de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se dispone la publicación del Convenio de colaboración para la realización de planes de mejora de la calidad del servicio eléctrico celebrado entre el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, la Comunidad Autónoma de Andalucía y Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. BOE nº 43, 20.2.06.

Aragón

• Res. de 28 de septiembre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se dispone la publicación del Convenio Marco de colaboración entre el Ministerio de Industria, y la Comunidad Autónoma de Aragón, para la realización de planes de mejora de la calidad del servicio eléctrico y planes de control de tensión en la Comunidad Autónoma de Aragón. BOE nº 278, 21.11.06.

Asturias

• Res. de 28 de noviembre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se publique Convenio Marco de colaboración entre el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y la Comunidad Autónoma del Principado de Asturias, para la realización de planes de mejora de la calidad del servicio eléctrico y planes de control de tensión. (BOE nº 311, 29.12.06)

Canarias

• Ley 8/2005, de 21 de diciembre, de modificación de la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario. BOE nº 34, 9.2.06.

• Orden de 28 de diciembre de 2005, de la Consejería de Industria, Comercio y Nuevas Tecnologías, por la que se efectúa convocatoria anticipada para el año 2006, para la concesión de subvenciones a proyectos de ahorro, diversificación energética y utilización de energías renovables. BOC nº 3, 4.1.06.

• Res. de 27 de noviembre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se publica el Convenio Marco de colaboración entre el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, la

Comunidad Autónoma de Canarias y la empresa distribuidora Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U, para la realización de planes de mejora de la calidad del servicio eléctrico y planes de control de tensión. BOE nº 311, 29.12.06.

Cantabria

• Res. de 21 diciembre de 2005, de la Secretaría General de Energía, por la que se dispone la publicación del Convenio de colaboración para la realización de planes de mejora de la calidad del servicio eléctrico en la Comunidad Autónoma de Cantabria, celebrado entre el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y la empresa distribuidora Electra de Riesgo Distribución, S.L. BOE nº 13, 16.1.06.

• Decreto 81/2006, de 6 de julio, por el que se aprueba el Plan Energético de Cantabria 2006-2011. COCANT nº 146, 31.7.06.

Castilla-La Mancha

• Res. de 19 de septiembre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se publica el Convenio Marco de colaboración entre el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha, para la realización de planes de mejora de la calidad del servicio eléctrico y planes de control de tensión. BOE nº 309, 27.12.06.

Cataluña

• Res. de 26 de septiembre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se publica el Convenio Marco de colaboración entre el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y la Generalidad de Cataluña, para la realización de planes de mejora de calidad del servicio eléctrico y planes de control de tensión en Cataluña. BOE nº 270, 11.11.06.

Islas Baleares

• Res. del Consejo de Comercio, Industria y Energía de 4 de mayo de 2006, para la aplicación del Convenio de colaboración entre la Comunidad Autónoma de las Islas Baleares y el Instituto para la

Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) para la definición y puesta en práctica de las actuaciones contempladas en el Plan de acción de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en el ámbito territorial de la comunidad autónoma de las Islas Baleares, ejercicio año 2006. BOIB nº 74, 23.5.06.

Madrid

• Decreto 50/2006, de 8 de junio, por el que se autoriza la participación de la Comunidad de Madrid en la constitución de la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. BOE nº 141, 15.6.06.

• Res. de 19 de septiembre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se publica el Convenio Marco de colaboración entre el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y la Consejería de la Comunidad de Madrid, para la realización de planes de mejora de calidad del servicio eléctrico y planes de control de tensión. BOE nº 311, 29.12.06.

Navarra

• Res. de 27 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se dispone la publicación del Convenio de colaboración para la realización de planes de mejora de calidad del servicio eléctrico, celebrado entre el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, la Comunidad Foral de Navarra y la empresa distribuidora Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A. BOE nº 311, 29.12.06.

• Orden Foral 258/2006, de 10 de agosto, por la que se dictan normas complementarias para la tramitación administrativa de puesta en servicio y conexión a la red de distribución eléctrica de las instalaciones de producción de energía eléctrica en Régimen Especial y sus agrupaciones. BON nº 113, 20.9.06.

País Vasco

• Res. de 21 de febrero de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se publica el Convenio de colaboración para la realización de planes de mejora de calidad del servicio eléctrico, entre el Departamento de Industria, Turismo y Comercio del Gobierno Vasco y la empresa distribuidora Iberdrola, S.A.U. BOE nº 70, 23.3.06.

Medio Ambiente

Comunitario

- Decisión del Consejo de 2 de diciembre de 2005 relativa a la celebración, en nombre de la Comunidad Europea, del Protocolo de la CEPE/ONU sobre registros de emisiones y transferencias de contaminantes. DOUE L32, 4.2.06.
- Reglamento (CE) nº 166/2006 del Parlamento Europeo del Consejo de 18 de enero de 2006, relativo al establecimiento de un registro europeo de emisiones y transferencias de contaminantes y por el que se modifican las Directivas 91/689/CEE y 96/61/CE del Consejo. DOUE L33, 4.2.06.
- Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo sobre revisión de la política medioambiental 2005. COM (2006), 70 final, 16.2.06.
- Decisión de la Comisión de 2 de marzo de 2006, por la que se establece el cuestionario referente a la Directiva 96/61/CE del Consejo relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación (PCIC). DOUE L70, 9.3.06.
- Reglamento (CE) nº 842/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo de 17 de mayo de 2006 sobre determinados gases fluorados de efecto invernadero. DOUE L161, 14.6.06.
- Reglamento (CE) nº 1367/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo de 6 de septiembre de 2006 relativo a la aplicación, a las instituciones y a los organismos, de las disposiciones del Convenio Aarhus sobre el acceso a la información, la participación del público en la toma de decisiones y el acceso a la justicia en materia de medio ambiente. DOUE L264, 25.9.06.
- Adopción de tres documentos de referencia a efectos de la Directiva 96/61/CE del Consejo relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación. DOUE C253, 19.10.06.
- Decisión de la Comisión de 13 de noviembre de 2006 relativa a la forma de evitar el doble cómputo de las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero en el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión en relación con actividades de proyectos derivados del protocolo de Kioto de conformidad

de con la Directiva 2003/87/CE de la Comisión. DOUE L316, 16.11.06.

- Decisión de la Comisión de 23 de noviembre de 2006 por la que se modifica la Decisión 2005/381/CE por la que se crea un cuestionario para informar sobre la aplicación de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo. DOUE L329, 25.11.06.

Estatal

Declaración de impacto ambiental

- Res. de 20 diciembre de 2005, de la Secretaría General para la Prevención de la Contaminación y el Cambio Climático, por la que se formula la declaración de impacto ambiental sobre la evaluación del proyecto "Línea eléctrica a 400 KV, doble circuito "Ziérbena-Abanto" y subestación de Abanto", promovido por Red Eléctrica de España, S.A. BOE nº 16, 19.1.06.
- Res. de 17 enero de 2006, de la Secretaría General para la Prevención de la Contaminación y el Cambio Climático, por la que se formula declaración de impacto ambiental sobre la evaluación del proyecto de "línea eléctrica a 400 KV, desde la subestación de Abanto a la línea Penagos-Güeñes", promovido por Red Eléctrica de España, S.A. BOE nº 45, 22.2.06.

Protección del medio ambiente

- Res. de 19 enero de 2006, de la Secretaría General Técnica, por la que se dispone la publicación de la Addenda al Convenio de colaboración entre el Ministerio del Interior y la Comunidad de Madrid en materia de protección medioambiental. BOE nº 27, 1.2.06.

Control de la contaminación atmosférica

- Ley 2/2006, de 5 de mayo, de Prevención de la Contaminación y Calidad Ambiental. BOE nº 154, 29.6.06.

- Orden MAM/1444/2006, de 9 de mayo, por la que se designa a la Dirección General de Calidad y Evolución Ambiental del Ministerio de Medio Ambiente como Autoridad Nacional del Sistema de Inventario Nacional de Emisiones Contaminantes a la Atmósfera. BOE nº 115, 15.5.06.
- Res. de 8 de septiembre de 2006 de la Subsecretaría, por la que se dispone la publicación del Acuerdo de encomienda de gestión suscrito entre el Ministerio de Medio Ambiente y el Consejo Superior de Investigaciones Científicas, para la realización de trabajos relacionados con el estudio y evaluación de la contaminación atmosférica por material particulado y metales en España. BOE nº 221, 15.9.06.

Espacio, medio y recursos naturales

- Ley 10/2006, de 28 de abril, por la que se modifica la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes. BOE nº 102, 29.4.06.

Derechos de emisión

- Res. de 8 de febrero de 2006, del Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas, por la que se aprueban normas para el registro, valoración e información de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero. BOE nº 45, 22.2.06.
- R. D. 202/2006, de 17 febrero, del Ministerio de la Presidencia, por el que se regula el compromiso y funcionamiento de las mesas de diálogo social, previstas en el artículo 14 de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. BOE nº 51, 1.3.06.
- Orden MAM/1445/2006, de 9 de mayo, sobre tarifas del Registro Nacional de Derechos de Emisión. BOE nº 115, 15.5.06.
- C.e. de la Orden MAM/1445/2006, de 9 de mayo, sobre tarifas del Registro Nacional de Derechos de Emisión. BOE nº 138, 10.6.06.
- R. D. 777/2006, de 23 de junio, por el que se modifica el R. D. 1866/2004, de 6 de septiembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión, 2005-2007. BOE nº 150, 4.6.06.

- R. D. 1370/2006, de 24 de noviembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero 2008-2012. BOE nº 282, 25.11.06.

Planes y programas en el medio ambiente

- Ley 9/2006, de 28 de abril, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente. BOE nº 102, 29.4.06.

Inconstitucionalidad

- Cuestión de Inconstitucionalidad número 233-2006, en relación con la Ley de la Asamblea de Extremadura 7/1997, de 29 de mayo, de Medidas Fiscales sobre Producción y Transporte de Energía que incidan sobre el Medio Ambiente.

Derecho de acceso a la información

- Ley 27/2006, de 18 de julio, por la que se regulan los derechos de acceso a la información, de participación pública y de acceso a la justicia en materia de medio ambiente. (Incorpora las Directivas 2003/4/CE y 2003/35/CE). BOE nº 171, 19.7.06.

Autonómico**Andalucía**

- Orden de 9 de octubre de 2006, de la Consejería de Medio Ambiente, por la que se designa a la Entidad Nacional de Acreditación como organismo de acreditación de verificaciones de emisiones de gases de efecto invernadero en Andalucía. BOJA nº 211, 31.10.06.

Aragón

- Ley 7/2006, de 22 de junio, de Protección Ambiental de Aragón. BOA nº 211, 31.10.06.

Canarias

- Ley 4/2006, de 22 de mayo, de modificación del Texto Refundido de las Leyes de Ordenación del Territorio de Canarias y de Espacios Naturales de Canarias, aprobado por Decreto Legislativo 1/2000, de 8 de mayo. BOE nº 158, 4.7.06.

Cantabria

- Ley 4/2006, de 29 de mayo, de Conservación de la Naturaleza de Cantabria. BOE nº 184, 3.8.06.

Islas Baleares

- Ley 11/2006, de 14 de septiembre, de Evaluaciones de Impacto Ambiental y Evaluaciones Ambientales Estratégicas en las Islas Baleares. BOE nº 245, 13.10.06.

Valencia

- Decreto 32/2006, de 10 de marzo, del Consell de la Generalitat, por el que se modifica el Decreto 162/1990, de 15 de octubre, del Consell de la Generalitat, por el que se aprobó el Reglamento para la ejecución de la Ley 2/1989, de 3 de marzo, de la Generalitat de Impacto Ambiental. BOGV nº 5218, 14.3.06.

Índice de esquemas, gráficos, mapas y tablas

Capítulo II

GRÁFICOS

II.01 Propuesta conjunta AEE-APPA	32
---	----

TABLAS

II.01 Resumen de propuestas sobre nueva retribución	33
---	----

Capítulo III

GRÁFICOS

III.01 Reparto de la potencia instalada por tecnologías	42
III.02 Evolución de la potencia total instalada 2004-2006	43
III.03 Reparto de la potencia instalada de energías renovables	43
III.04 Evolución anual de la potencia instalada por tecnologías renovables 1990-2006.....	44
III.05 Comparativa de la potencia instalada de energías renovables 2004-2010 según PER	44
III.06 Evolución anual de la potencia eólica acumulada histórica y prevista 2000-2010	45
III.07 Potencia eólica instalada anualmente y previsiones 1998-2010	46
III.08 Evolución de los objetivos de potencia eólica en funcionamiento	46
III.09 Previsión de la evolución de la repotenciación de los parques	47
III.10 Distribución de la potencia eólica instalada por CC.AA.	48
III.11 Reparto por promotores de la potencia eólica instalada en 2006.....	50
III.12 Reparto por promotores de la potencia eólica acumulada instalada.....	50
III.13 Evolución de la potencia eólica instalada de los principales promotores	50
III.14 Reparto por fabricantes de la potencia eólica instalada en 2006.....	51
III.15 Reparto por promotores de la potencia eólica instalada acumulada.....	52
III.16 Evolución de la potencia eólica instalada por fabricantes 2005-2006.....	52
III.17 Evolución anual del tamaño medio del aerogenerador 1996-2006	53
III.18 Reparto de los aerogeneradores instalados en 2006 según su potencia	53
III.19 Reparto de la generación por tecnologías 2006.....	54
III.20 Evolución de la generación por tecnologías 2004-2006.....	54
III.21 Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c. (2000-2006).....	56
III.22 Reparto de la generación de energías renovables.....	56

III.23 Evolución anual de la generación de origen renovable 1990-2006.....	57
III.24 Comparativa de la producción de energías renovables 2004-2010.....	57
III.25 Demanda anual cubierta por generación eólica	58
III.26 Evolución anual de la horas de funcionamiento.....	58
III.27 Evolución mensual de la generación eólica 2003-2006.....	59
III.28 Evolución mensual de las horas de funcionamiento 2003-2006.....	59
III.29 Generación eólica diaria 2006.....	60
III.30 Demanda diaria cubierta por la generación eólica 2006.....	60
III.31 Horas de funcionamiento por CC.AA.	61

TABLAS

III.01 Tasa de crecimiento de la potencia eólica instalada	45
III.02 Crecimiento de la potencia eólica por CC.AA.	48
III.03 Potencia eólica instalada y número de parques por provincias	49
III.04 Potencia instalada y tasa de crecimiento por promotores 2005-2006.....	51
III.05 Potencia instalada por fabricantes 2005-2006.....	52
III.06 Situación elementos del aerogenerador en el sector industrial...	53
III.07 Generación eólica anual 2002-2006.....	59

Capítulo IV

GRÁFICOS

IV.01 Evolución de la potencia instalada a nivel mundial 1995-2006	64
IV.02 Potencia instalada anualmente y tasa de variación a nivel mundial 1996-2006	64
IV.03 Potencia eólica instalada en el mundo	65
IV.04 Reparto por fabricantes de la potencia instalada en el mundo en 2006.....	66
IV.05 Reparto por países de la potencia eólica Off-shore.....	70

TABLAS

IV.01 Reparto por países de la potencia eólica.....	65
IV.02 Potencia instalada de los principales fabricantes a nivel mundial 2005-2006	66
IV.03 Exportación media de los principales fabricantes 2004-2006..	67
IV.04 Previsión de instalación 2007-2011	67
IV.05 Generación eólica, demanda y % demanda cubierta por energía eólica 2005.....	69
IV.06 Parques eólicos marinos instalados en el mundo	71
IV.07 Potencial eólico marino en el mundo. Año 2020	71
IV.08 Comparativa de España con respecto a Europa del potencial eólico marino 2020	71

Capítulo V**GRÁFICOS**

V.01 Aumento del coste del acero	74
V.02 Evolución esperada de los costes de inversión	75
V.03 Reparto de los costes de inversión por conceptos.....	76
V.04 Evolución de los costes de operación y mantenimiento por conceptos.....	76
V.05 Reparto de los costes de operación y mantenimiento por conceptos.....	76
V.06 Evolución de las horas de funcionamiento esperadas	77
V.07 Tarifa regulada 2004-2006.....	78
V.08 Evolución del precio del mercado diario 2004-marzo 2007.....	78
V.09 Evolución de la energía casada en el mercado diario 2006	80
V.10 Evolución semanal de la energía en el PDBF y gestión de desvíos.....	80
V.11 Evolución del precio mensual 2003-2006	81
V.12 Evolución del precio medio aritmético anual 1998-2006	82
V.13 Participación de la energía eólica en la tarifa regulada y en mercado	82
V.14 Desplazamiento de la curva de oferta por la introducción de energía eólica	83
V.15 Comparativa precio medio del sistema y precio medio eólico 2006	83
V.16 Remuneración de la energía eólica año 2006	83
V.17 Evolución de la energía utilizada en la gestión de desvíos	84
V.18 Disminución del error de producción por agregación de parques	85
V.19 Empleos derivados del sector eólico año 2006.....	87
V.20 Reparto del empleo directo por actividad. Año 2006	87
V.21 Evolución de las emisiones de GEI en España	88
V.22 Emisiones de CO ₂ evitadas por cada MWh producido con energía eólica	89
V.23 Tasa de dependencia energética del exterior 2005.....	89
V.24 Mercado nacional y exportaciones 2006	91
MAPAS	
V.01 Instalaciones industriales del sector eólico en España	93
TABLAS	
V.01 Precio y energía resultante de la casación (2006)	81
V.02 Energía programada para gestión de desvíos y regulación terciaria. Enero y febrero 2007.....	84
V.03 Instalaciones industriales del sector eólico en España	92

Capítulo VI**ESQUEMAS**

VI.01 Procedimiento de verificación y validación.....	100
VI.02 Esquema general de certificación	101
VI.03 Esquema general de la operación coordinada	103

GRÁFICOS

VI.01 Potencia instalada, solicitudes recibidas y potencia autorizada por CC.AA.....	97
VI.02 Perfil de potencia eólica máxima y media conectada a un mismo nudo	100
VI.03 Frecuencia en cada zona UCTE después de la perturbación ..	102
VI.04 Pérdida de generación eólica después de la perturbación	103
MAPAS	
VI.01 Propuesta de desarrollo de la Red de Transporte horizonte 2007-2016	98
TABLAS	
VI.01 Potencia instalada, solicitudes recibidas y potencia autorizada por CC.AA.....	97
VI.02 Composición del Comité Técnico de Verificación.....	102

Capítulo VII**ESQUEMAS**

VII.01 Estructura Organizativa de REOLTEC.....	109
GRÁFICOS	
VII.01 Tipo de entidades adheridas a REOLTEC	108
VII.02 Evolución de los mercado nacionales	112
VII.03 Fondos anuales medios en I+D+i (2000-2004).....	114

Capítulo VIII**ESQUEMAS**

VIII.01 Grupos de trabajo de la AEE	121
--	-----



Asociación Empresarial Eólica
Serrano 143. 28006 MADRID
Tel.: +34 91 745 12 76 Fax: +34 91 745 12 77
E-mail: aeolica@aeolica.org
www.aeolica.org

Patrocinado por el Instituto Español de Comercio Exterior (ICEX)