



MÓDULO III – ENERGÍA EÓLICA

Conceptos Generales de la Energía Eólica

FORMACIÓN TÉCNICA

**EADIC es una escuela especializada en el ámbito de la
Ingeniería y la Arquitectura**

Nace de la visión de profesionales del sector que, conscientes del cambio tecnológico y económico tan profundo que se está produciendo apuestan por una formación de calidad en un entorno flexible, ameno e innovador, y cien por cien orientada al entorno profesional, donde se prioriza la comunicación entre alumno y profesor y se persigue el intercambio de conocimientos y experiencias más allá del aula.

ÍNDICE

0	Objetivos Del Curso	4
1	Introducción	5
2	Historia De La Energía Eólica	7
2.1	Epoca Antigua Y Edad Media	7
2.2	El Renacimiento, También En La Eólica.....	10
2.3	Comienzos Del Siglo Xx	12
2.4	Desde La Crisis Del Petróleo Hasta Nuestros Días.....	15
3	Conceptos Generales Del Viento	19
3.1	El Viento En La Tierra/Patrones Globales De Circulación Del Viento.....	19
3.2	Efectos Del Viento En Superficies Generatrices	27
3.3	Aspectos Teóricos. La Ley De Betz	31
4	Ventajas E Inconvenientes De La Energía Eólica.....	36
4.1	Ventajas.....	36
4.2	Desventajas:	38
5	La Energía Eólica En España.....	40
5.1	Los Inicios, Años 80-90	40
5.2	La Energía Eólica Hoy En España	44
5.3	Perspectivas A Nivel Mundial Para Finales Del Año 2012 Y 2013:.....	63

O OBJETIVOS DEL CURSO

1 INTRODUCCIÓN

El viento es una fuente de energía libre, limpia e inagotable. Ha servido a la humanidad así durante muchos siglos para propulsar naves y hacer girar a los molinos de viento para la molienda del grano y extraer agua del subsuelo. Aunque durante siglos fue usada de manera más o menos extendida para ambos propósitos, no fue hasta la segunda mitad del siglo pasado cuando se planteó su uso comercial para la generación de energía eléctrica como un elemento fundamental en el desarrollo sostenible de las economías occidentales. Fue en la década de los 70 cuando, a raíz de la crisis del petróleo, la gente empezó a darse cuenta de que los suministros de petróleo del mundo no iban a durar para siempre y que, además, dichos suministros deberían ser conservados para la industria petroquímica. El uso del petróleo como combustible para la generación de energía era, además de estar produciendo emisiones de gases nocivos para la actividad humana, un desperdicio que no se podía tolerar. Era necesario, pues, desarrollar otras fuentes de energía alternativas aparte de las convencionales.

Existen otras fuentes “convencionales” de energía además del petróleo como son el carbón, la energía nuclear y el gas en sus diversas y muy recientes formas de extracción, que han sido consideradas como capaces de suministrar la necesidades energéticas a largo plazo. Muchas personas piensan que hay suficiente carbón y gas para varios siglos al ritmo actual de consumo, y también energía nuclear. Se trata de recursos probados en el sentido de que la tecnología está muy desarrollada, y en la actualidad las grandes nucleares, térmicas de carbón y de gas (ciclos combinados) proveen la mayor parte de energía al planeta. Desafortunadamente, el carbón, el gas y la energía nuclear actual generan problemas ambientales graves.

El carbón se extrae en grandes operaciones mineras, dejando las tierras baldías de difícil o imposible restauración. La producción de dióxido de carbono y dióxido de azufre proveniente de la combustión de los mismos puede afectar a la atmósfera y la capacidad del planeta para producir alimentos para su población así como generar el llamado efecto invernadero en la atmósfera. El carbón es también una valiosa materia prima y que muchos consideran que su quema como combustible es algo insólito y poco adecuado.

La energía nuclear tiene varias ventajas sobre carbón y el gas dado que no genera nada de dióxido de carbono o dióxido de azufre, las operaciones mineras para la extracción de los materiales radioactivos necesarios son de mucha menor escala, y no tiene ningún otro uso (excepto el militar, obviamente), además del suministro de calor. Asimismo con cantidades relativamente pequeñas de material se produce una gran generación de energía lo que, desde un punto de vista energético, parece muchísimo más eficiente que las otras formas de energía mencionadas anteriormente. Desgraciadamente, ante estas claras ventajas, existen una serie de desventajas que cuestionan su idoneidad. Por un lado (y esto es común a las otras tecnologías) las materias primas para la generación de esta energía se producen donde la naturaleza las creó y depositó y estos lugares (aunque mucho menos que el caso del petróleo, gas y carbón) no siempre están en zonas geopolíticamente estables del planeta. Otro problema importante que genera este tipo de energía es el de los residuos generados (aunque en volumen son infinitamente menores que en las anteriores energías) siguen teniendo un poder letal para la naturaleza y tiempo en que no la afectarán es de muchísimos años por lo que han de “guardarse” en instalaciones especiales hechas por el ser humano con las desventajas que ello conlleva. Por último están las gravísimas consecuencias de un posible accidente nuclear, que aunque muy poco probable se produce como el recientemente acaecido en Fukushima y ponen de manifiesto el claro riesgo que estas energías tienen para la sociedad y el medio ambiente.

Debido a estos problemas se lleva desarrollo desde hace ya unas cuantas décadas la energía eólica y otras formas de energía alternativas como la solar en sus diferentes ramas, geotérmica, biocombustibles, maremotriz, etc. La energía eólica, que es el objeto de este curso, se está convirtiendo en una importante fuente de energía, a pesar de los costes directos ligeramente superiores al resto de energías convencionales. Esto no quiere decir que la energía eólica siempre sea será más cara que el resto, ya que debido precisamente al mayor coste y las subvenciones que se está dando a este tipo de energías se está fomentando la experimentación en este tipo de tecnologías haciéndolas en muchos casos igual o más baratas que el resto de las convencionales si se toman en consideración el resto de externalidades.

2 HISTORIA DE LA ENERGÍA EÓLICA

Hasta la aparición de la máquina de vapor en el siglo XIX, la única energía de origen no animal para realización de trabajo mecánico era la proveniente del agua o del viento. La primera y más inmediata forma de aprovechamiento de la energía eólica fue la utilizada por la navegación desde los tiempos más remotos; las primeras referencias de la utilización de embarcaciones a vela proceden de Egipto (FIG I.1) y datan del IV ó V milenio antes de J.C

7

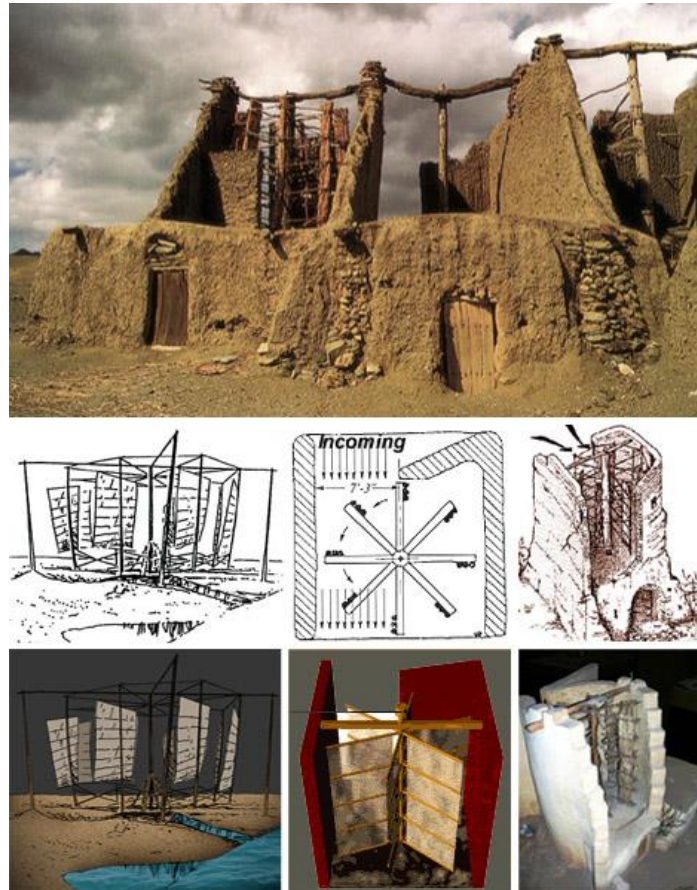


FIG I.1 Uso del viento en el antiguo Egipto

2.1 EPOCA ANTIGUA Y EDAD MEDIA

Los molinos de viento ya existían en la más remota antigüedad. Persia, Irak, Egipto y China disponían de máquinas eólicas muchos siglos antes de J.C.; Hammurab I. rey de Babilonia, 17 siglos antes de J.C. utilizó molinos accionados por el viento para regar las llanuras de Mesopotamia (FIG I.2) y para la molienda del grano. Se trataba de primitivas máquinas eólicas de rotor vertical con varias palas de madera o caña, cuyo movimiento de rotación era comunicado directamente por el eje a las muelas del molino.

En China hay referencias de la existencia de molinos de rotor vertical y palas a base de telas colocadas sobre un armazón de madera, que eran utilizados para el bombeo de agua, máquinas conocidas como panémonas, precursoras de los molinos persas.



IG I.2 Molinos en la antigua Mesopotamia

El egipcio Hero de Alejandría representa en un estudio un molino de eje vertical de cuatro palas.

Los molinos de viento fueron utilizados en Europa en la Edad Media (FIG1.3), comenzando a extenderse por Grecia, Italia y Francia. Si el origen de las máquinas eólicas presenta notables incertidumbres, no menos lo hace su expansión por el Mediterráneo y el resto de Europa. Según algunos autores, se debe a los cruzados la introducción de la tecnología eólica en Occidente, si bien otros opinan que Europa desarrolló su propia tecnología, claramente distinta de la oriental, ya que en Europa se impusieron fundamentalmente los molinos de eje horizontal, mientras que los molinos orientales eran de eje vertical.

9



FIG 1.3 Ejemplos de molinos europeos Edad Media

2.2 EL RENACIMIENTO, TAMBIÉN EN LA EÓLICA

Sea cual fuese la forma de aparición de estas máquinas en los diversos países europeos, lo cierto es que se encuentran abundantes ejemplos de la importancia que los molinos de viento llegaron a tener en multitud de aplicaciones; citemos como ejemplo relevante los literarios molinos castellanos utilizados desde la Edad Media tardía para la molienda y los no menos conocidos molinos holandeses usados desde 1430 para la desecación de los polders, todos ellos de eje horizontal. En el siglo XVI Holanda perfecciona el diseño de los molinos (FIG1.4) y los utiliza para el drenaje; entre los años 1609 y 1612, Beemster Pólder fue drenado con la ayuda de estas máquinas; sin embargo, no sólo utilizaron los molinos para drenar el agua, sino también para extraer aceites de semillas, moler grano, etc.; precisamente el nombre de molinos proviene de este tipo de aplicaciones.

10



FIG I.4 Ejemplos de molinos europeos holandeses

Una idea de la importancia que en el pasado adquirió la energía eólica nos la da el hecho de que en el siglo XVIII, los holandeses tenían instalados y en funcionamiento unos 20.000 molinos, que les proporcionaban una media de 20 kW cada uno, energía nada despreciable para las necesidades de aquella época.

En 1724 Leopoldo Jacob proyecta un molino de ocho palas que mueve una bomba de pistón; en 1883 aparece el pequeño multipala americano (FIG I.5) diseñado por Stewart Perry. Este molino, de unos 3 metros de diámetro utilizado para bombeo, ha sido el

más vendido de la historia, llegando a fabricar más de seis millones de unidades, de las que existen varios miles en funcionamiento.



11

FIG I.5 Ejemplos de molinos americanos multipala

Como precursor de los actuales aerogeneradores, es necesario citar la aerogenerador danés de Lacey (1892), máquina capaz de desarrollar entre 5 y 25 kW.

Hasta ese momento, las velocidades típicas que se habían conseguido con los multipala eran de dos veces la del viento, mientras que los molinos clásicos habrían funcionado con velocidades en el extremo de la pala del mismo orden de magnitud que la del viento.

La teoría de la aerodinámica se desarrolla durante las primeras décadas del siglo XX, permitiendo comprender la naturaleza y el comportamiento de las fuerzas que actúan alrededor de las palas de las turbinas. Los mismos científicos que la desarrollaron para usos aeronáuticos Joukowski, Drzewiechy y Sabinin en Rusia; Prandtl y Betz en Alemania; Constantin y Enfield en Francia establecen los criterios básicos que debían cumplir las nuevas generaciones de turbinas eólicas.

2.3 COMIENZOS DEL SIGLO XX

En el año 1910, Dinamarca tenía instalada una potencia eólica de 200 MW. En los años 20 se empiezan a aplicar a los rotores eólicos los perfiles aerodinámicos que se habían diseñado para las alas y hélices de los aviones. En 1927, el holandés A.J. Dekker construye el primer rotor provisto de palas con sección aerodinámica, capaz de alcanzar velocidades en punta de pala, cuatro o cinco veces superiores la del viento incidente.

12

Betz demostró en su famoso artículo "Die Windmuhlen im lichte neverer Forschung", (Berlín 1927), que el rendimiento de las turbinas aumentaba con la velocidad de rotación y que, en cualquier caso, ningún sistema eólico podía superar el 59,9% de la energía contenida en el viento. Por lo tanto, los nuevos rotores debían funcionar con elevadas velocidades de rotación para conseguir rendimientos más elevados. La teoría demostró también que cuanto mayor era la velocidad de rotación menor importancia tenía el número de palas, por lo que, teóricamente, las turbinas modernas podían incluso construirse con una sola pala sin que disminuyera su rendimiento aerodinámico significativamente.

A pesar de los esfuerzos realizados y de la mayor eficacia de las nuevas turbinas, las dificultades de almacenamiento y las desventajas propias de la irregularidad de los vientos fueron la causa de que continuaran declinando las aplicaciones basadas en el aprovechamiento del viento como recurso energético hasta el final de la Primera Guerra Mundial.

Los combustibles fósiles, y en particular el petróleo, empezaban a imponerse como la principal e insustituible fuente de energía. Sin embargo, el petróleo presentaba un grave inconveniente al crear una dependencia entre los países consumidores y los productores. De este forma, solo cuando el orden económico se veía alterado por alguna crisis y la dependencia energética se hacía patente, se adoptaban políticas de apoyo de los recursos autónomos, que se abandonaban de nuevo una vez se superaba la crisis. La primera de estas etapas fue una consecuencia inmediata de la Primera Guerra Mundial.

Con una fuerte expansión de la electricidad como sistema energético universal y la escasez de recursos para importar petróleo, las turbinas eólicas continuaron desarrollándose por dos caminos diferentes:

- Por un lado, hacia el diseño, construcción y comercialización de **aerogeneradores de baja potencia**, capaces de generar electricidad en áreas rurales más o menos aisladas, a las que todavía no habían llegado las redes de electrificación.
- Por otro, y a la sombra de una industria aeronáutica en pleno desarrollo, hacia el diseño y construcción de **grandes plantas eólicas** capaces de generar electricidad a gran escala.

13

Este apoyo a los recursos energéticos autóctonos, que comenzó inmediatamente después de la guerra, se mantuvo durante la década siguiente, como consecuencia de la política proteccionista adoptada por los países occidentales tras la crisis de 1929.

Durante este período fueron innumerables los trabajos realizados sobre plantas eólicas de gran potencia en Europa y USA, centrando los programas eólicos su interés en aspectos diferentes como la evaluación de los recursos disponibles, obtención y tratamiento de datos meteorológicos, elaboración de mapas eólicos, localización de emplazamientos y el cálculo, diseño y construcción de plantas de gran potencia. Asimismo, se intentaron crear incentivos que motivasen a la iniciativa privada a fabricar y comercializar pequeñas turbinas con funcionamiento autónomo, que permitiesen cubrir las necesidades de explotaciones agrícolas o industriales situadas en zonas apartadas.

Dentro de los grandes proyectos visionarios de la época se encuentra el prototipo alemán Honnef (FIG I.6), que consistía en instalar torres de 300 metros de altura, con 3 ó 5 rotores de 150 metros de diámetro, capaces de generar 75 MW; aunque se realizaron estudios a pequeña escala, el prototipo de esta central fue destruido en una incursión aérea.

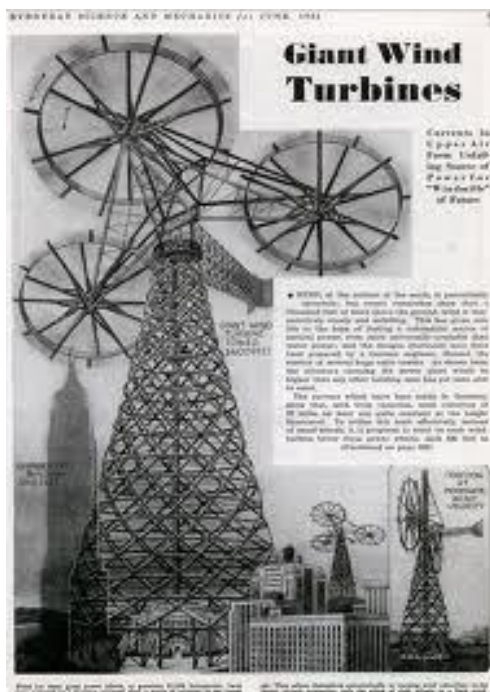


FIG I.6 Prototipo de Honnef

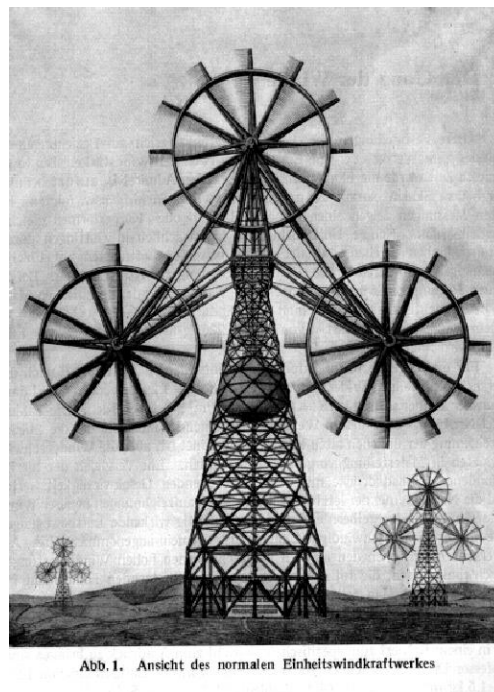


Abb. 1. Ansicht des normalen Einheitswindkraftwerkes

En 1931 se instaló en el Mar Negro una máquina eólica de 100 kW. Entre 1941 y 1945 estuvo funcionando en USA, una unidad de 1,2 MW. Una vez finalizada la Segunda Guerra mundial, y como consecuencia del período de escasez que siguió, los países europeos elaboraron programas nacionales para elegir los emplazamientos más adecuados donde deberían instalarse las grandes plantas eólicas que se proyectaban.

2.4 Desde la crisis del petróleo hasta nuestros días

El segundo periodo de desarrollo de la energía eólica comienza en los años cincuenta y se prolonga hasta mediados de los sesenta en los que, una vez restablecida la economía internacional, acaba perdiendo interés al no resultar sus precios competitivos con los de los combustibles fósiles convencionales, por lo que el bajo precio del petróleo, hasta 1973, cerró el camino al desarrollo de la tecnología eólica.

Desde el inicio del los años 70, comenzó una etapa con una subida de los precios del petróleo que se prolonga hasta 1986 y que favoreció el desarrollo de los aerogeneradores eólicos como fuente de energía alternativa, renovable y no contaminante, capaz de producir electricidad a precios competitivos.

Durante esta época, las redes de electrificación empezaban a ser lo suficientemente extensas como para cubrir la mayor parte de las zonas rurales, por lo que también disminuyeron las ventajas de los aerogeneradores de baja potencia utilizados en zonas aisladas.

El período terminó con un gran número de instalaciones experimentales, construidas de una forma dispersa en países diferentes, sin demasiada conexión entre sí. Durante esta época existen multitud de iniciativas a cada cual mas extravagante (al menos desde nuestro privilegiado punto de vista más de 40 años mas tarde).

Por ejemplo, a comienzos de la década de los 70, Bill Heronemus de la universidad de Massachusetts propuso un anteproyecto que consistía en la construcción de estaciones eólicas compuestas por torres de 113 metros de altura con tres rotores de 73 metros de diámetro (FIG I.7); se pensaba que con 1400 estaciones de este tipo, ubicadas en la costa se podría generar el 8% de la demanda eléctrica U.S.A. Este concepto era precursor de lo que serían las instalaciones offshore desarrolladas mas tarde a finales de siglo.

16

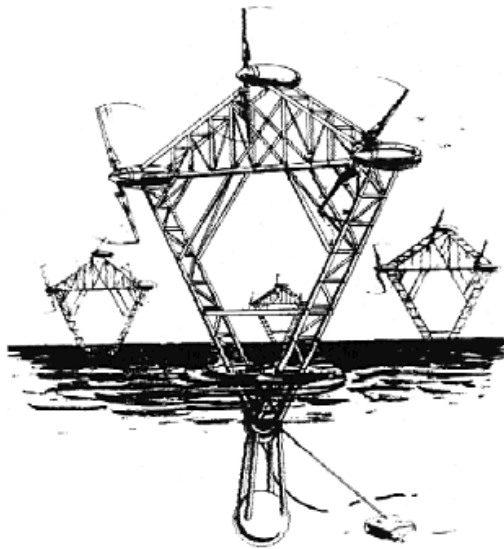


FIG I.7 Prototipo de Heronemus

Solamente en Francia, Dinamarca e Inglaterra se llevaron a cabo programas de cierta importancia. El número de aerogeneradores instalados a finales de 1991 era superior a los 21.000, según datos de la Agencia Internacional de la Energía, con una potencia de 2.200 MW, equivalente a dos centrales nucleares de gran potencia, y de los cuales la mitad estaban instalados en los parques eólicos de California.

A título anecdótico, a finales de 1991 la potencia eólica instalada en la red eléctrica danesa ascendía a 410 MW con una producción de energía equivalente al 2,3% del consumo del país. En Alemania la potencia instalada era de 100 MW y estaba previsto alcanzar los 250 MW en breve plazo. Holanda contaba con 80 MW de potencia instalada y 100 más en construcción. El programa eólico holandés tenía previsto alcanzar los 1.000 MW hacia el año 2000 y los 2.000 MW en el 2010. España tenía en fase de realización varios proyectos que completarían los 50 MW hacia finales de 1992. El Plan de

Energías Renovables, dentro del Plan Energético Nacional 1992/2000 alcanzó los 100 MW a finales de 1995, aunque evidentemente todos sabemos que las previsiones y realidad actual sobrepasaron con creces esas cifras.

En cuanto al tipo de máquinas de mayor interés, los resultados obtenidos de las numerosas experiencias realizadas permitieron concretar el campo de trabajo en dos modelos: las turbinas de eje horizontal de dos o tres palas y, en menor medida, las turbinas Darrieux de eje vertical.

El tamaño medio de las máquinas instaladas hasta 1990 estuvo en el rango de los 100 kW, aunque se observaba una clara tendencia ascendente.

En los años siguientes, los pequeños aerogeneradores aumentaron poco a poco su potencia, a la vez que mejoraban su fiabilidad y reducían costes; las potencias medias de los aerogeneradores instalados entre 1990 y 1991 era de 225 kW;

Durante la última década del siglo pasado y la primera de este, ha habido una carrera imparable en la búsqueda de aerogeneradores capaces de captar más viento de una manera más fiable y efectiva incrementándose las potencias medias de entre los 500KW a 1,2MW de la década de los 90 a los 1,5MW a 3MW actuales con prototipos (fundamentalmente destinados al desarrollo offshore) que en breve tendrán hasta 8MW de potencia.

Por otro lado, aunque en determinadas regiones del mundo debido a su características peculiares de propiedad de la tierra, espacio y normativa, se siguen haciendo parques relativamente pequeños de incluso una o dos turbinas, (como en el caso de países del norte de Europa como Dinamarca) la tendencia generalizada es la construcción de parques de tamaños de 25-50MW y en algunos casos excepcionales de 200MW y hasta 400MW (FIG I.8) (como en el caso del mid west americano y de la región mexicana de Oaxaca).

18



FIG I.8 Desarrollos eólicos de 400MW en México

3 CONCEPTOS GENERALES DEL VIENTO

3.1 El viento EN LA TIERRA/PATRONES GLOBALES DE CIRCULACIÓN DEL VIENTO

Vientos de Escala Macro (100 – 10.000 Km.)

19

El viento es, como dice el dicho, “aire en movimiento” y, paradójicamente, su causa última es la energía solar. El movimiento de las masas de aire se origina por diferencias de temperatura causadas por la radiación solar sobre la superficie terrestre, que junto a la rotación de la tierra, crean entonces los llamados patrones globales de circulación.

El flujo de viento originado por la circulación global se conoce como vientos de escala macro. La escala de movimiento de estos vientos va desde algunos cientos a miles de kilómetros. El viento de escala macro (no perturbado por características de la superficie terrestre excepto por cadenas de montañas) se encuentra en altitudes superiores a los 1.000 metros.

El flujo de energía solar total absorbido por la tierra es del orden de 10^{17} W, lo cual es aproximadamente 10.000 veces la tasa total mundial del consumo energético. Una pequeña porción del flujo total solar (aproximadamente 1% ó 10^{15} W) se convierte en movimiento atmosférico o viento. En una escala global, las regiones alrededor del ecuador reciben una ganancia neta de energía mientras que en las regiones polares hay una pérdida neta de energía por radiación. Esto produce un mecanismo por el cual la energía recibida en las regiones ecuatoriales es transportada a los polos.

Las masas de aire caliente en la región ecuatorial ascienden (causando la formación de nubes y de relámpagos) en una banda delgada de alrededor 100 Km. de ancho, llamada la Zona de Convergencia Intertropical (ZCIT). Esta zona se ubica más o menos paralela al ecuador alrededor de la tierra (Ver FIG I. 9).

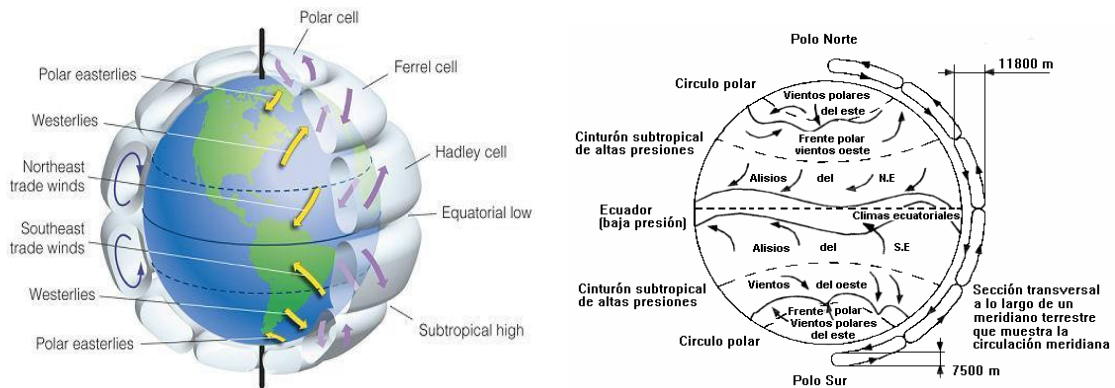


FIG I. 9 Representaciones del patrón global de circulación de vientos

En la parte superior de la atmósfera estas masas de aire se dividen en dos, una alejándose del ecuador hacia el norte y otra alejándose hacia el sur. Al alejarse del ecuador, el aire se enfría y se vuelve más pesado. A aproximadamente 30° de latitud Norte y Sur, este aire empieza a descender, causando un clima seco y sin nubes. En estas latitudes es donde se encuentran los grandes desiertos alrededor del mundo. A nivel de la superficie terrestre, los vientos se devuelven hacia el ecuador como vientos alisios.

Debido a la rotación de la tierra, su dirección se desvía hacia el oeste en los dos hemisferios norte y sur. Por esto la dirección de los vientos alisios es NE y SE (la dirección se determina por la dirección de donde viene el viento y no hacia donde se dirige).

La Zona de Convergencia Intertropical se desplaza hacia al norte del ecuador durante el verano del hemisferio norte y hacia el sur en el invierno. Es muy estable y por esto los vientos alisios son permanentes. Dentro de esta zona, se encuentran vientos de baja intensidad, interrumpidos por un alto nivel de tormentas eléctricas. Al tiempo, se pueden experimentar largos períodos de calma de viento.

En el exterior de la circulación entre los trópicos, vientos del oeste son predominantes. Esta circulación es más bien inestable y se caracteriza por una estructura ondulada y formación de depresiones atmosféricas moviéndose del oeste hacia el este.

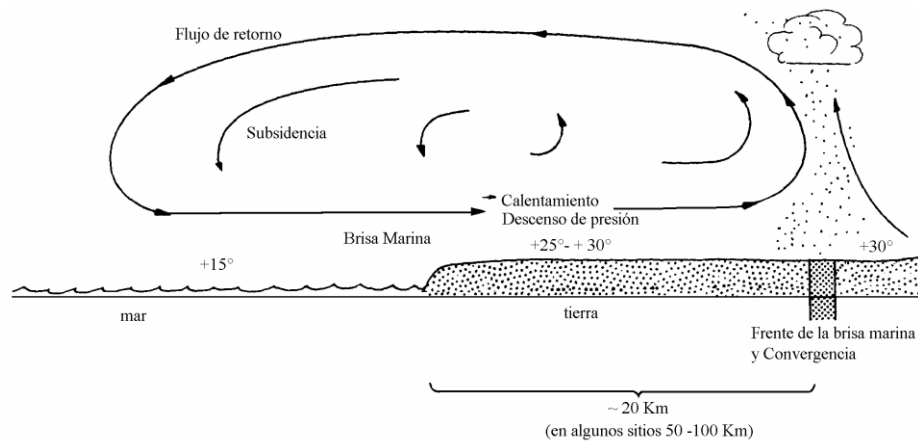
Debido a la distribución no homogénea de masas de tierra sobre el globo ocurren desviaciones del patrón general de circulación de aire en movimiento. En promedio, existe mayor concentración de masas de tierra en el hemisferio norte que en el hemisferio sur. Debido a que la masa de tierra se calienta más fácilmente por el sol, que los océanos, la posición promedio de la ZCIT es 5° Norte del ecuador.

Vientos de Escala Media (5 a 200 Km)

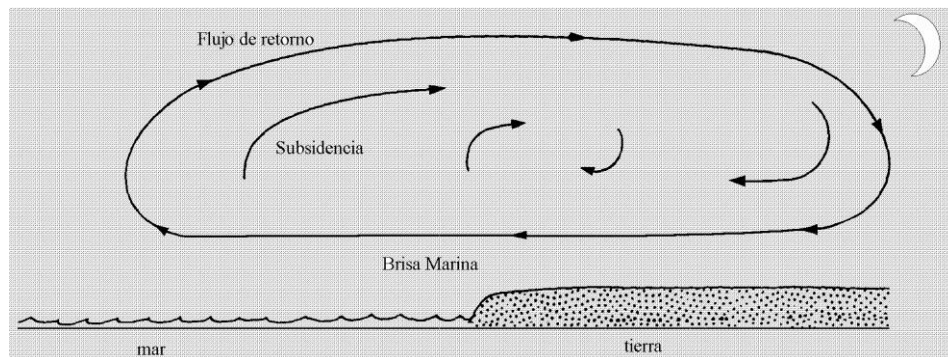
21

Las variaciones de la superficie terrestre de 10 a 100 kilómetros tienen una influencia en el flujo de viento entre los 100 y 1.000 metros de altura sobre el terreno. Obviamente, la topografía es importante y los vientos tienden a fluir por encima y alrededor de montañas y colinas. Cualquier otro obstáculo ó rugosidad sobre la superficie terrestre de gran tamaño desacelera el flujo de aire. A manera de ejemplo se ilustran dos tipos de vientos de escala media o de naturaleza local como son la brisa marina y los vientos de montaña.

Cerca de las playas se pueden observar los patrones de brisa marina (Ver FIG I. 10). Durante el día, la tierra se calienta más que el agua (mar o lago), el aire sobre la tierra asciende y la brisa marina se desarrolla. Durante la noche, la tierra se enfría a temperaturas menores que la del agua, causando una brisa terrestre. Esta es usualmente más débil que la brisa marina.



Día (Verano)



Noche (Invierno)

FIG I.10 Funcionamiento de las brisas marinas

Otro ejemplo involucra los vientos de valle-montaña. Durante el día, las faldas de las montañas se calientan, el aire asciende y el viento tiende a fluir a través del valle hacia la montaña (Ver FIG I. 11). Durante la noche, el fenómeno contrario ocurre: aire frío se mueve hacia debajo de la falda de la montaña, forzando el viento a soplar hacia el valle.

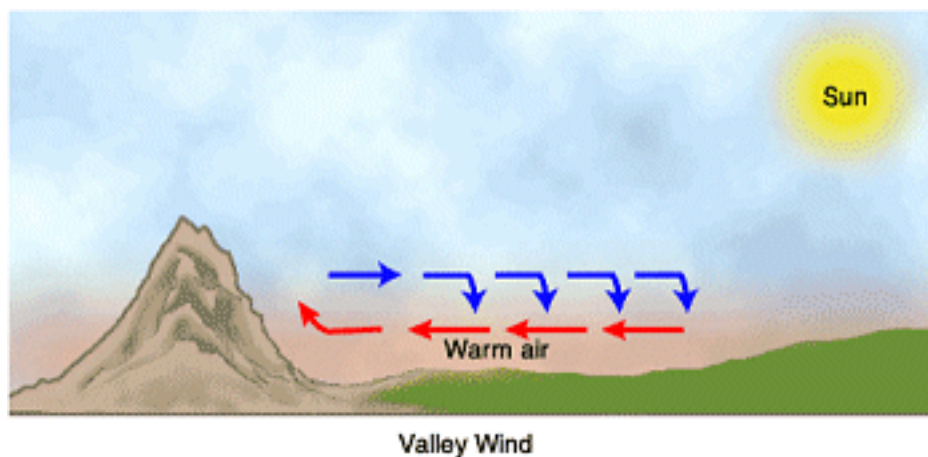


FIG I.11 Funcionamiento de las vientos en colinas

En las regiones tropicales, los vientos térmicos son muy comunes. Estos vientos, que son causados por gradientes de temperatura a lo largo de la superficie terrestre, pueden ser fuertes durante el día, especialmente en regiones desérticas.

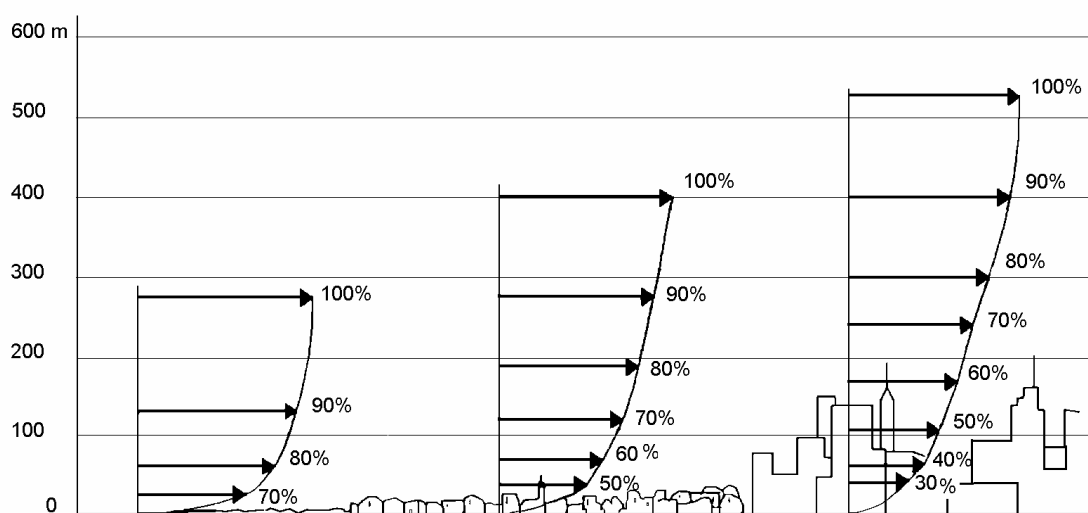
Vientos de Escala Micro (hasta 10 Km)

En una escala micro, los vientos de superficie (entre 60 y 100 metros sobre el terreno), que son los más interesantes para la aplicación directa de la conversión de la energía eólica, están influenciados por las condiciones locales de la superficie, como la rugosidad del terreno (vegetación, edificios) y obstáculos. que serán los tenidos en cuenta, junto a otros factores, para la elección apropiada del emplazamiento y son objeto de estudio más adelante en este curso.

Veremos ahora más en detalle cómo varían estos vientos en función de la altura y los obstáculos.

El perfil del viento (la velocidad de viento como una función de la altura sobre el terreno) puede ser expresado en una relación matemática sencilla. La forma de este perfil dependerá principalmente de la rugosidad del terreno. La FIG I. 12 ilustra el comporta-

miento de perfil de velocidades del viento en función de las características topográficas del terreno.



24

FIG I.12 Perfiles de velocidad de viento, en función de las características topográficas del terreno

Para un terreno plano y abierto (esto es, libre de obstáculos de gran tamaño y con vegetación de pequeño tamaño relativo) se han desarrollado algunas reglas generales muy útiles. Un modelo sencillo para calcular el incremento en la velocidad con respecto a la altura, es la distribución de velocidades en función de la altura y esta sigue una ley exponencial, como sigue:

$$\frac{v_1}{v_2} = \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^a$$

Siendo:

v_1 : la velocidad del viento a la altura h_1

v_2 : la velocidad del viento a la altura h_2

El coeficiente a es un parámetro que depende de la topografía del terreno y de las condiciones meteorológicas. Generalmente este parámetro se calcula sobre la base de mediciones de viento. En caso de no existir información medida del perfil de velocidades, para una buena aproximación en terreno plano, libre de obstáculos se puede utilizar el parámetro a equivalente a 0.14 (1/7). La rugosidad al ser cuantificada en un lugar específico, puede variar en diferentes direcciones; y por lo tanto el perfil de veloci-

des de viento dependerá de la dirección del viento.

Dado que la medición meteorológica se realiza a 10 metros de altura, la tabla de la FIG I. 13, ilustra de una manera rápida y sencilla los valores de velocidad de viento promedio que se pueden esperar para mayores alturas sobre el terreno, basado en este modelo sencillo de perfil de velocidades.

VALORES ESPERADOS DE VELOCIDAD DE VIENTO A DIFERENTES ALTURAS			
Velocidad de Viento promedio medida en m/s a 10 metros	Velocidad de viento promedio esperada en m/s		
	20 metros	30 metros	40 metros
3	3,3	3,5	3,7
4	4,4	4,7	4,9
5	5,5	5,8	6,1
6	6,6	7	7,3
7	7,7	8,2	8,5
8	8,8	9,4	9,8
9	9,9	10,5	11
10	11	11,7	12,2

25

FIG I.13 Tabla estimativa de vientos esperados a alturas distintas

Otro concepto importante es la velocidad de viento potencial que es básicamente una magnitud de escala media, que no depende de las características locales de rugosidad, y se define como la velocidad de viento que se observaría en un terreno completamente plano y abierto, generalmente especificado para 10 metros de altura sobre el terreno. A través del perfil, para terreno abierto y plano, esta velocidad se relaciona con la velocidad de viento a 60 y 100 metros sobre la superficie del terreno y es la cantidad que habitualmente se indica en los mapas eólicos.

Siendo ésta una cantidad de escala media, es bastante constante a distancias razonables (Algunos cuantos kilómetros de distancia horizontal). Para hallar la velocidad de viento actual (no potencial) en un lugar específico, se deben aplicar correlaciones a la velocidad de viento potencial, la cual dependerá sobre las características de rugosidad del lugar.

Para un terreno complejo (montañas, colinas, valles, pasos entre montañas) la situación es bastante diferente. El flujo de viento sobre y alrededor de montañas es complejo

y hasta ahora no existen conceptos analíticos sencillos (como el perfil de velocidades y velocidad de viento potencial para terreno plano) para modelar tales flujos. Es por esto que se utilizan complejas herramientas informáticas para acercar más la realidad al modelo matemático.

3.2 EFECTOS DEL VIENTO EN SUPERFICIES GENERATRICES

Aunque existen dos tipos básicos de turbinas en cuanto a la captación de viento, las de eje horizontal y de las eje vertical, el principio de operación es esencialmente el mismo así como su clasificación. La captación de energía eólica se realiza mediante la acción del viento sobre las palas, las cuales están unidas al eje a través de un elemento denominado buje (conjunto que recibe el nombre de rotor).

El principio aerodinámico, por el cual este conjunto gira, es similar al que hace que los aviones vuelen. Según este principio, el aire que es obligado a fluir por las caras superior e inferior de una placa o perfil inclinado (ver FIG I. 14) genera una diferencia de presiones entre ambas caras, dando origen a una fuerza resultante (R) que actúa sobre el perfil.

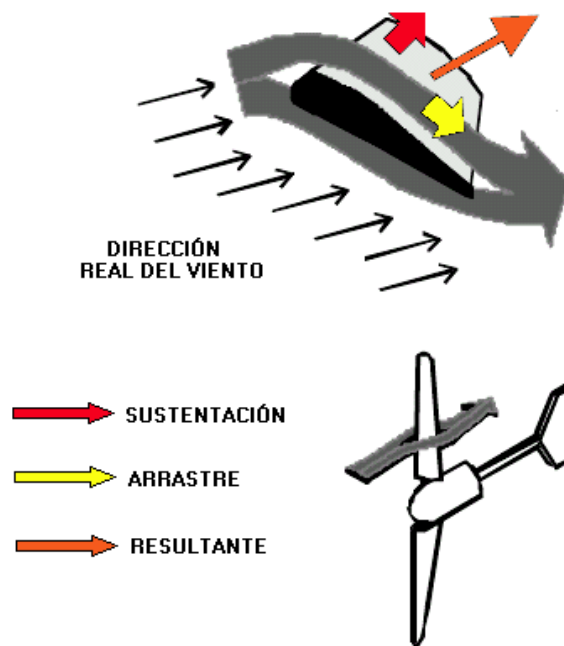


FIG I.14 Fuerzas de sustentación y arrastre

Descomponiendo esta fuerza en dos direcciones se obtiene:

- La fuerza de sustentación (s), o simplemente sustentación, de dirección perpendicular al viento.
- La fuerza de arrastre (a), de dirección paralela al viento.

Para favorecer la circulación del aire sobre la superficie de las palas, evitar la formación de torbellinos y maximizar la diferencia de presiones, se eligen perfiles de pala con formas convenientes desde el punto de vista aerodinámico. Según cómo estén montadas las palas con respecto al viento y al eje de rotación, la fuerza que producirá el par motor será predominantemente la fuerza de arrastre o la de sustentación. Con excepción de los rotores tipo Savonius y los molinos multipala americanos, en todas las máquinas modernas la fuerza dominante es la de sustentación pues permite obtener, con menor peso y costo, mayores potencias por unidad de área del rotor.

Estamos dando unas breves pinceladas conceptuales del comportamiento aerodinámico de las turbinas eólicas, cuyo par motor está originado por las fuerzas de sustentación, para ahondar más en estos conceptos en capítulos posteriores.

Como la fuerza de sustentación es la única que dará origen al par motor, habrá que diseñar el perfil y ubicar las palas dándole un ángulo de ataque (α) que haga máxima la relación fuerza de sustentación/fuerza de arrastre. Este análisis simple es solo válido cuando las palas de un molino están en reposo. Al permitir el giro del rotor, la fuerza resultante sobre las palas será el resultado de la combinación de la acción directa del viento real (U en FIG I. 14) y la acción del "viento" (V en FIG I. 15) creado por las propias palas al girar. Dicho con otras palabras, el viento que "ven" las palas no es solo el viento real (U) sino el llamado viento aparente (V_r), resultante de la composición de los vectores V y U .

Como cada sección de una pala tiene velocidad diferente (mayor conforme se va alejando del eje de rotación), para un viento dado, también variará la velocidad aparente en el sentido longitudinal; por lo tanto, una pala ideal debería presentar un ángulo de incidencia diferente a lo largo de toda su longitud, efecto que se logra dándole un alabeo. Asimismo, y también porque las velocidades son más altas al acercarnos a la punta de pala, el perfil podrá tener menores dimensiones para obtener la misma fuerza resultante. Estas consideraciones son particularmente importantes en máquinas de gran tamaño. En molinos pequeños, por razones de simplicidad y costos, de fabricación, se acostumbra optar por palas de sección constante y sin alabeo.

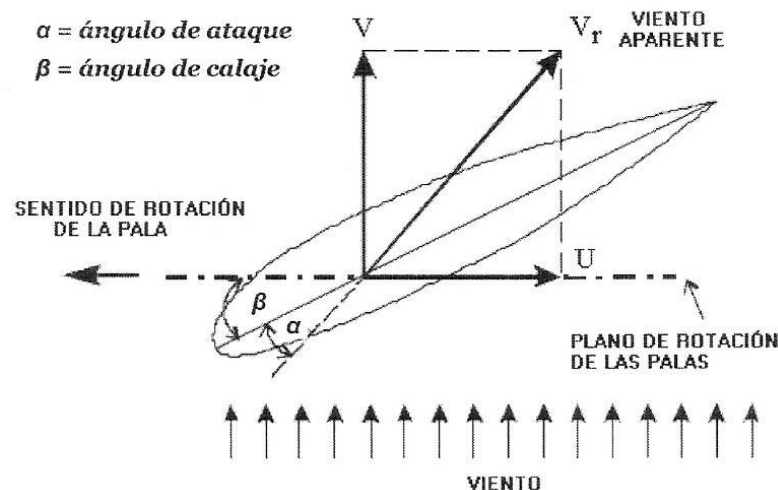


FIG I.15 Efectos del viento sobre un elemento de pala

Si el viento no supera la denominada velocidad de puesta en marcha (valor mínimo necesario para vencer los rozamientos y comenzar a producir trabajo útil) no es posible

el arranque de un molino. Con velocidades mayores comenzará a girar entregando una potencia que responde a la conocida ley del cubo de la velocidad. Esto será así hasta que se alcance la potencia nominal, generalmente la máxima que puede entregar, punto en que comienzan a actuar mecanismos activos o pasivos de regulación para evitar que la máquina trabaje bajo condiciones para las cuales no fue diseñada. Continuará operando a velocidades mayores, aunque la potencia entregada no será muy diferente a la nominal, hasta que se alcance la velocidad de corte donde, por razones de seguridad, la máquina se detendrá.

Estos parámetros vienen especificados en lo que se denomina las curvas de potencia de la máquina que es un gráfico que muestra el desempeño de la máquina a distintas velocidades de operación.

A modo de introducción de este comportamiento, en la FIG I. 16 se presenta una típica curva de potencia, así como los puntos de importancia que deben de tenerse en cuenta durante el estudio de varias máquinas de 1,5MW.

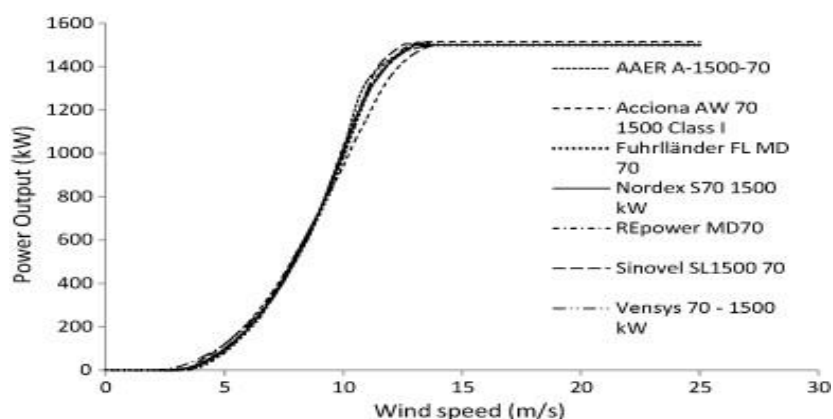


FIG I.16 Comparativas de curvas de potencia de varias máquinas modernas

Dónde:

V_a = Velocidad de arranque.
 V_n = Velocidad nominal.
 V_c = Velocidad de corte.

En capítulos posteriores se analizará más en detalle las curvas de rendimiento de las turbinas modernas y se hará una modelización más detallada de las acciones del viento.

3.3 Aspectos teóricos. La Ley de Betz

Partimos del supuesto de que la energía eólica se puede recuperar y transformar mediante el rotor de un aerogenerador. La hélice se supone inmersa en una corriente de aire de velocidad v que, aguas abajo, posee una velocidad v_2 no nula, lo que permite asegurar que no es posible la transformación y recuperación de toda la energía del viento en otra forma de energía.

Antes de continuar, recordemos que Betz partió de una serie de hipótesis simplificadoras, las hipótesis de Rankine y Froude, que son:

- El aire es considerado como un fluido ideal sin viscosidad en todo el campo fluido excepto en las proximidades del rotor.
- El fluido es considerado incompresible. El viento se moverá a régimen subsónico, por tanto, la densidad podemos tomarla como constante. El problema térmico, además, estará desacoplado del problema fluidodinámico.
- El estudio se realizará en régimen estacionario. Las variables dependerán del punto de trabajo que se tome y no del tiempo.
- No se considera la velocidad de giro del rotor ni la de su estela.
- Se considera al rotor como un disco poroso fijo, compuesto por infinitas palas de espesor despreciable.
- Las magnitudes empleadas para representar las variables fluidas en una sección recta determinada del tubo de corriente considerado son magnitudes equivalentes de su perfil de distribución a lo ancho de dicha sección considerada.

Se supone que aguas arriba de la hélice, el aire que circula por el tubo de corriente indicado en la FIG I. 17, posee una velocidad v_1 en la sección transversal ficticia A_1 , que es la velocidad del viento sin perturbar, mientras que la velocidad v_2 se corresponde con otra sección transversal ficticia A_2 aguas abajo de la zona en que se encuentra el rotor. En el plano que contiene el rotor, la sección transversal batida por la misma sería un disco imaginario de sección A , siendo v la velocidad útil del viento en la misma.

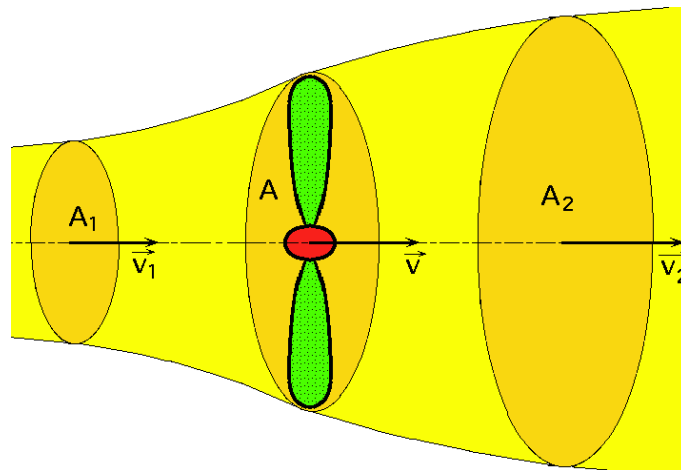


FIG I.17 Diagrama de flujo de corriente a través de rotor

El rotor se supone como un disco de diámetro d que capta la energía del aire en movimiento que llega a él. Si el disco fuese capaz de captar toda la energía cinética del viento, aguas abajo del mismo, el aire estaría en reposo y, por lo tanto, la velocidad sería ($v_2 = 0$).

Suponiendo que el gasto másico G de aire que circula por el tubo es constante, se puede poner:

$$G = \rho A_1 v_1 = \rho A_2 v_2 = \rho A v$$

La variación de la energía cinética del viento en la unidad de tiempo es de la forma:

$$\Delta E_{\text{cinética}} = E_{c1} - E_{c2} = \frac{G}{2} (v_1^2 - v_2^2) = \frac{\rho A v}{2} (v_1^2 - v_2^2)$$

La fuerza F ejercida por el viento en la unidad de tiempo $\Delta t = 1$ sobre el área ficticia A barrida por el rotor, es igual a la variación de la cantidad de movimiento del aire que la atraviesa; el trabajo generado por esta fuerza F en la unidad de tiempo, es la potencia $N_{\text{útil}}$, de la forma:

$$N_{\text{útil}} = F_v = \left[F = \frac{G \Delta v}{\Delta t} = \rho A v (v_1 - v_2) \right] = \rho A v^2 (v_1 - v_2)$$

que es igual a la variación de energía cinética del aire, en el mismo tiempo, pudiéndose poner:

$$N_{\text{útil}} = \rho A v^2 (v_1 - v_2) = \frac{\rho A v}{2} (v_1^2 - v_2^2) \Rightarrow v = \frac{v_1 + v_2}{2}$$

Si se hace el cambio $v_2 = b v_1$ con $(0 < b < 1)$, resulta:

$$N_{\text{útil}} = \frac{\rho A (v_1 + v_2)}{4} (v_1^2 - v_2^2) = \frac{\rho A v_1^3}{4} (1 + b)(1 - b^2)$$

El máximo valor de $N_{\text{útil}}$ se obtiene haciendo $dN_{\text{útil}}/db = 0$

resultando $(1-b^2) + (1+b)(-2b) = 0$; $(1+b)(1-3b) = 0$ cuyas soluciones son:

$b = -1$, que no cumple con la condición $(0 < b < 1)$

y

$$b = 1/3 = v_2/v_1 ; v_1 = 3 v_2$$

lo que nos permite hallar la potencia máxima suministrada por el rotor, de valor:

$$N_{\text{útil máx}} = \frac{\rho A v_1^3}{4} \left(1 + \frac{1}{3} \right) \left(1 - \frac{1}{9} \right) = \frac{8 \rho A v_1^3}{27} = 0,37 A v_1^3$$

que se conoce como ecuación de Betz, y en la que se ha tomado como densidad media del aire, $\rho = 1,25 \text{ kg/m}^3$, ya que en invierno ésta viene a ser del orden de 1,33 y en verano de 1,15.

De todo esto se deduce que la potencia máxima teórica es proporcional al diámetro D del círculo barrido por la pala y al cubo de la velocidad nominal del viento v_1

Como la potencia del viento aguas arriba de la hélice, viene dada por la expresión:

$$N_{\text{disponible viento}} = \frac{\rho A v_1^3}{2} = 0,625 A v_1^3$$

34

el rendimiento máxima aerodinámico (o factor de potencia máxima) es:

$$\eta_{\text{máxima}} = \frac{N_{\text{útil máxima}}}{N_{\text{viento}}} = \frac{16}{27} = 0,595 = 59,5\%$$

que es el límite teórico o coeficiente de Betz, resultado que ninguna máquina eólica, por muy sofisticada que sea, puede superar.

La ecuación de Betz proporciona el límite superior de las posibilidades de un aerogenerador, pero en sí es poco fina, pues no tiene en cuenta una serie de factores como:

- La resistencia aerodinámica de las palas.
- La pérdida de energía por la estela generada en la rotación.
- La compresibilidad del fluido.
- La interferencia de las palas.

El rendimiento práctico depende del tipo de rotor, por lo que multiplicando la expresión anterior de la potencia máxima teórica por un coeficiente del rendimiento teórico máximo, que compendia los factores anteriores, y que está comprendido en el intervalo (0,30÷0,80) se obtiene:

$$N_{\text{máxima real}} = \left(0,11/0,30\right) A v_1^3$$

En realidad habrá que tener en cuenta además el rendimiento de los diversos mecanismos que componen el aerogenerador, por lo que considerando el siguiente balance del mismo para los distintos componentes:

Rendimiento de Betz _____ 59,3 %

Rendimiento de la hélice _____ 85,0 %

Rendimiento del multiplicador _____ 98,0 %

Rendimiento del alternador _____ 95,0 %

Rendimiento del transformador _____ 98,0 %

se obtiene un rendimiento global de la instalación del orden del 46%.

En la práctica el rendimiento del aerogenerador será aún menor, por lo que se puede aceptar como un valor bastante razonable para la potencia del mismo, la siguiente expresión:

$$N_{\text{útil}} = \left(\frac{0,11}{0,17} \right) A v_1^3$$

4 VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LA ENERGÍA EÓLICA

Dada la magnitud de estas construcciones y la publicidad que se le ha estado dando en los últimos tiempos, existen numerosas razones tanto a favor como en contra de la utilización de la energía eólica en comparación con otras fuentes de generación eléctrica existentes en nuestros días. A continuación, trataremos de dar las razones fundamentales que el autor encontró en la literatura y las que se derivan de su propia experiencia. Como es normal en este tipo de análisis, es muy probable que existan muchas más razones a favor y en contra dependiendo del lector y sus circunstancias particulares pero creo que las que menciono a continuación representan la amplia mayoría de la mismas.

36

4.1 VENTAJAS

- En la actualidad la energía eólica es la única tecnología renovable lista para **producir electricidad a una escala significativa**.
- A diferencia de muchas otras tecnologías renovables, el **precio** de la eólica terrestre ya es comparable con el precio de algunas fuentes de generación convencionales, sobre todo considerando el resto de los costes externos.
- La energía eólica es una **energía limpia** dado que su producción no genera directamente ningún gas nocivo para el medioambiente. Una sola turbina eólica moderna ahorrará más de 4.000 toneladas de emisiones de CO₂ al año
- Las **instalaciones para la fabricación** de sus componentes usan en muchas ocasiones antiguos astilleros y acerías que de otro modo habrían cerrado creando cientos de puestos de trabajo en las zonas que más lo necesitan.
- Los nuevos desarrollos eólicos pueden traer contratos por valor de varios millones de euros a las **empresas y propietarios locales**. Las rentas de las servidumbres y los ingresos por mantenimiento realizados por empresas y trabajadores locales proporcionan una inyección anual de cientos de miles de euros a la economía local a lo largo de la vida del proyecto (20-25 años).

- En determinadas instalaciones eólicas el desarrollador crea, como parte del desarrollo eólico, **centros de formación** para sus trabajadores en la zona y apoya centros locales de enseñanza y difusión de las energías eólica, potenciando así, la cultura energética de la zona.
- Para muchos hay una **sensación de bienestar** derivada de la vista estética del parque eólico, por lo que la gente se siente mejor sobre la zona que se encuentran, dando testimonio (y la satisfacción) que están aportando "su granito de arena" para ayudar al medio ambiente.
- La energía eólica es el sector de la energía de **crecimiento** mas rápido (hasta, al menos el 2010 a nivel global). Hasta la fecha más de 250.000 personas trabajan en el sector eólico solo en le unión europea y que esta cantidad se aumentará hasta los 800.000 en el 2030 de los cuales un 68% pertenecerá al sector offshore.
- Además de la fabricación, otros sectores involucrados en el **desarrollo** de la energía eólica, que van desde las **consultorías** ambientales, eléctricas y civiles ingeniería a los servicios financieros y jurídicos se ven beneficiados por esta nueva industria.
- El viento es **seguro** y no es probable que sea sometido a la amenaza de un ataque terrorista.
- La alimentación del viento es **confiable**. Es una energía que se "produce" localmente, sin la necesidad de depender de los combustibles importados de regiones potencialmente inestables, con la posibilidad de una interrupción del suministro.
- Es **eficiente**: Las turbinas modernas producen electricidad 90-98% del tiempo en las que pueden producir.
- Una turbina de viento de 1,8 MW genera suficiente electricidad para satisfacer las demandas de más de mil hogares en el transcurso de un año.
- La energía eólica no es "intermitente", ya que **no es repentina e inesperada** ni se puede activar y desactivar de la misma manera que en los combustibles fósiles y nucleares. En cambio, es "variable", lo que significa que la predicción del tiempo, cada vez más precisa, permite predecir las variaciones climatológicas (viento) cada vez con mas precisión. Esto hace que la energía eólica sea mucho más fácil de manejar e incorporar a la red eléctrica.

4.2 DESVENTAJAS:

- El viento **no sopla siempre** ni a las mismas velocidades cuando es necesario para la producción de energía. A pesar de la predictibilidad del viento a corto y largo plazo, es cierto que **no se comporta de acuerdo con la demanda** energética y es por esto que la energía eólica no puede ser considerada como una forma solitaria de generación de energía sino como una parte de la combinación de tecnologías mas flexibles a la demanda como serian las que utilizan los combustibles fósiles, nucleares e hidráulicas. El viento y la energía hidroeléctrica constituyen una combinación particularmente buena. Ambas tecnologías están suficientemente probadas, y su funcionamiento es confiable. Cuando el viento sopla la producción de energía hidroeléctrica se puede parar y usar sus instalaciones para bombear agua ganando así energía potencial que será utilizada cuando el recurso eólico baje.
- A pesar de los intentos de crear **células de almacenamiento** masivo, su uso está todavía en etapas experimentales por lo que hasta que no sean efectivas, estaríamos produciendo energía donde no se necesita si no contáramos con reguladores nacionales que obligan de una manera poco efectiva al paro de otras fuentes para no perder dicha energía.
- La **transmisión de la energía** desde donde se produce hasta los centros de consumo es, en muchos casos, muy **costosa**. El viento se produce en regiones que, en muchos casos están deshabitadas precisamente por dichas condiciones meteorológicas y los centros de consumo, ciudades, pueblos, industria..etc. están a cientos o miles de kilómetros.
- Esta energía (como muchas de las llamadas renovables) están muy **influenciadas por subsidios** y ayudas estatales estando su desarrollo, pues, a merced de los vaivenes políticos de las distintos países.
- A pesar de los cuidados y estudios con los que se cuenta para su implantación como cualquier obra del ser humano, los parques y sus

instalaciones aledañas provocan algunos **impactos medioambientales** tanto al ser humano como a la fauna (visual, ruidos, etc)

- A día de hoy, aunque se esta dando pasos agigantados para reducir los costes, estos tipos de energía son aún **mas caros** que otros de energía convencionales.

5 LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA

5.1 LOS INICIOS, AÑOS 80-90

En España, en el año 1979, el entonces Centro de Estudios de la Energía promovió una serie de estudios encaminados a la construcción de una planta experimental de 100 kW. El proyecto se inició con un estudio de los recursos eólicos, que se realizó en el Instituto de Técnica Aeroespacial con datos del Instituto Nacional de Meteorología y de la extinguida Comisión de Energías Especiales, que en los años sesenta realizó cierto número de mediciones eólicas encaminadas a la localización de posibles emplazamientos de plantas aerogeneradores.

El Plan de Energías Renovables analizó los recursos eólicos propios, racionalizando los existentes e identificando las zonas de elevado potencial eólico. Para ello se completó el mapa eólico nacional determinando las zonas de alto potencial eólico. A finales de la década de los setenta y principios de los ochenta varias empresas pequeñas iniciaron el diseño de instalación de aerogeneradores. Como consecuencia de estos trabajos previos, se decidió construir una planta experimental en Punta de Tarifa (Cádiz) que constituyó la primera experiencia española en el campo de los modernos aerogeneradores. La instalación entró en funcionamiento en 1982, completando su programa de ensayos hasta el año 1990 en que fue desmantelada.

En 1985 se inició un programa conjunto hispano-alemán para el diseño y fabricación de aerogeneradores en el rango de 1 MW. El AWEK-60 de 1,2 MW y 60 m de diámetro, entró en funcionamiento en Cabo Villano (La Coruña) en 1989. Este aerogenerador introducía ciertas innovaciones en las máquinas de gran potencia, tales como un sistema eléctrico que permitía el funcionamiento de la turbina con una variación en la velocidad de giro del 10%, y la puesta a punto de un nuevo proceso de fabricación de palas.

El Programa Energético UNESA-INI, PEUI, se creó en 1982, e inició su actividad con un prototipo de aerogenerador tri-pala de baja potencia, de las siguientes características:

Material de construcción de las palas: fibra de vidrio

Diámetro del rotor: 10 m.

Velocidades nominales de rotación: 55 y 75 r.p.m.

Potencia nominal: 5,5 kW y 22 kW

Palas en posición fija: limitación de la potencia por entrada en pérdida de las palas.

Orientación de la góndola: mediante dos rotores auxiliares en la cola de la góndola.

Situación del rotor: barlovento

Freno: hidráulico

Torre: reticular de 12 m de altura.

En base a este prototipo, en el año 1984 fueron construidos cinco aerogeneradores de 24 kW que se instalaron en el parque eólico del Ampurdán, Gerona, que generaron 50 MW anuales por unidad; actualmente este parque histórico está fuera de servicio. La experiencia adquirida en el funcionamiento de los aerogeneradores de 24 kW en este parque condujo al desarrollo de un nuevo prototipo cuyas diferencias e innovaciones más notables fueron:

Potencia nominal: 30 kW a 12 m/seg de velocidad del viento.

Orientación de la góndola: Mediante veleta y motorreductor.

Torre: tubular de 12 m de altura.

En el 1987 se comenzó a instalar el **Parque eólico de La Muela (Zaragoza)** con 12 aerogeneradores de 30 kW de potencia, conectados a la red general mediante una estación transformadora. Posteriormente se instalaron en este parque eólico otros prototipos de 75 kW y 110 kW, que operaban junto a los 12 aerogeneradores iniciales de 30 kW. El viento predominante, el conocido Cierzo del valle del Ebro, es de dirección N-O y su velocidad media anual de 6,8 m/seg con una producción media de 800 MW anuales.

Con posterioridad, el parque se aumentó con máquinas, Vestas, Made y Gamesa hasta alcanzar un total de más de 170 MW.

Otro hito de la eólica en España fue el parque eólico de Granadilla (Tenerife). Este parque, conectado a la red eléctrica de las islas Canarias, está ubicado en el Polígono Industrial de Granadilla; realizado en el año 1986, inicialmente constaba de cuatro aerogeneradores de 30 kW. En 1991 se desarrolla el proyecto de un prototipo de 300 kW, de eje horizontal, rotor tripala situado a barlovento y paso fijo, diseñado para conexión directa a la red eléctrica general, que se instala en 1992. El parque es uno de los puntos de mayor potencial eólico de la geografía española, donde los vientos dominantes del NE tienen una velocidad media de 7 m/seg.

42

A finales de los años 80, se levantaron otra serie de parques pioneros que corresponden a:

- **Parque eólico de Estaca de Bares (La Coruña):** Situado en el municipio de Mañón junto al faro del cabo de Estaca de Bares, cuenta con 12 aerogeneradores de 30 kW, con una velocidad media anual de 7,8 m/seg y una producción media anual de 106 kW.
- **Parque eólico del Cabo Creus (Gerona):** Este parque consta de 4 aerogeneradores de 110 kW y 2 de 75 kW, con una potencia instalada total de 590 kW; entró en funcionamiento en el primer semestre de 1989.
- **Parque eólico de Monte Ahumada (Cádiz):** Mediante diversos estudios meteorológicos que se realizaron en Andalucía, se llegó a la conclusión que la zona más apropiada desde el punto de vista eólico era la provincia de Cádiz, especialmente en el área del estrecho de Gibraltar. Los vientos dominantes son de Levante y Poniente, con unas velocidades medias de 12,1 y 6,7 m/seg, respectivamente. En 1985 se inicia el proyecto del parque eólico de Monte Ahumada, situado en el término municipal de Tarifa, con 7 aerogeneradores a 470 metros de altura sobre el flanco Norte del estrecho de Gibraltar.

Con los resultados obtenidos con estos aparatos, en 1988 se desarrollan un aerogenerador de 300kW, y otro de 150 kW, con tecnología y fabricación española, que fue exhibido en la EXPO España 200 años de tecnología, instalada en el Parque del Retiro de Madrid, en noviembre de 1988, con motivo del bicentenario de la muerte del Rey Carlos III.

Con la experiencia obtenida en estos años se acometieron otros proyectos en esta zona de Tarifa, como la Planta Eólica del Sur y la sociedad Energía Eólica del Estrecho. La Planta Eólica del Sur PESUR ubicada en Tarifa, tenía una potencia total de 20,5 MW y está formada por 34 aerogeneradores de 180 kW y 154 de 100 kW, instalados en siete alineaciones. Las obras se iniciaron en junio de 1991 y la puesta en marcha tuvo lugar el 12 de enero de 1993. La Planta Eólica del Estrecho, ubicada en la Sierra de Enmedio, Tarifa, tenía una potencia de 10 MW. Estos dos parques se unieron en una empresa con 30,5 MW de potencia y un coste superior a los 3.000 millones de pesetas.

5.2 LA ENERGÍA EÓLICA HOY EN ESPAÑA

Desde los años noventa hasta la actualidad, mucho se ha evolucionado en el mercado eólico español. La participación reciente de la eólica en el mercado eléctrico ha sido uno de los factores más importantes en la historia del éxito del sector en España y ha servido de referencia para otros países. En 2005, la mayor parte de la energía eólica de nuestro país comenzó a operar bajo la opción de mercado, pero fue con la entrada en vigor del Real Decreto 661/2007 la que relanzó el sector. Es desde ese momento en el que la eólica en España, con unos objetivos muy ambiciosos y retribuciones sumamente atractivas, atrae a todos los actores internacionales y comienza a crear una industria floreciente hasta nuestros días.

44

A continuación analizaremos una serie de parámetros cuantitativos que definen la evolución de la energía eólica en España en los últimos años.

Datos de potencias y tipos de generación

La potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular español aumentó en 1.879 MW en 2011, según la información publicada por Red Eléctrica de España (REE) en el Avance del Informe del Sistema Eléctrico Español 2011 (FIG I.18, 19, 20), y superó los 100 GW instalados.

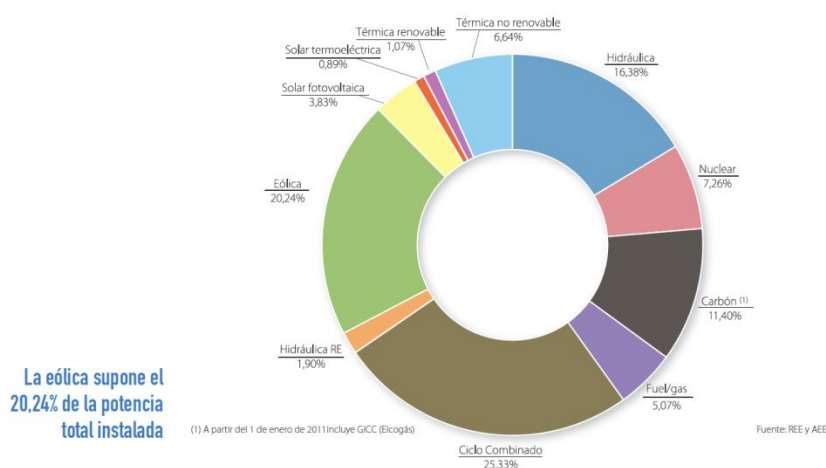


FIG I. 18 Potencias instaladas a 31 de diciembre 2011 en el sistema eléctrico español por tecnologías

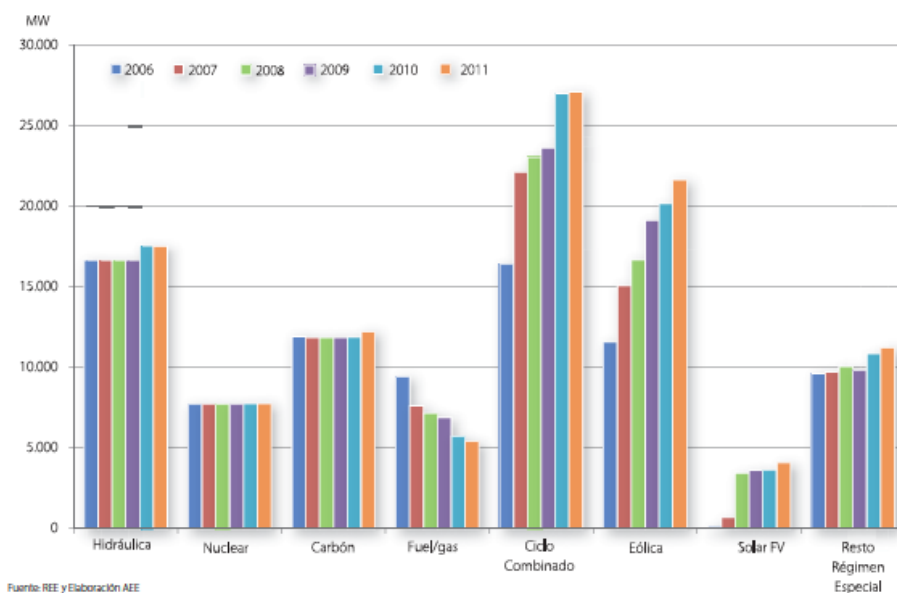
Potencia instalada a 31/12/2011	Sistema peninsular (MW)	Sistemas extra-peninsulares (MW)	Total nacional (MW)	% sobre el total
Hidráulica	17.537	1	17.538	16,38%
Nuclear	7.777		7.777	7,26%
Carbón ⁽¹⁾	11.700	510	12.210	11,40%
Fuel/gas	2.540	2.885	5.425	5,07%
Ciclo Combinado	25.269	1.854	27.123	25,33%
Total RÉGIMEN ORDINARIO	64.823	5.250	70.073	65,43%
Hidráulica RE	2.036	0,5	2.037	1,90%
Eólica	21.527	146	21.673	20,24%
Solar fotovoltaica	3.903	196	4.099	3,83%
Solar termoeléctrica	949		949	0,89%
Térmica renovable	1.062	80	1.142	1,07%
Térmica no renovable	7.071	44	7.115	6,64%
Total RÉGIMEN ESPECIAL	36.548	467	37.015	34,57%
TOTAL GENERAL	101.371	5.717	107.088	100%

(1) A partir del 1 de enero de 2011 incluye GICC (Elcogás)

Fuente: REE y AEE

45

FIG I. 19 Reparto de potencia instalada a 31 de diciembre 2011 en el sistema eléctrico español por tecnología



Fuente: REE y Elaboración AEE

FIG I. 20 Evolución del reparto de potencia instalada en el sistema eléctrico español por tecnologías

La potencia instalada de régimen especial (que incluye las energías renovables y la cogeneración) superó los 37 GW, de los cuales 29 GW correspondieron a las tecnologías renovables.

En lo que se refiere a la eólica, en 2011 se instalaron en España 1.050 MW (FIG I.21), lo que supone un aumento del 5,1% de la potencia acumulada, que se situó en 21.673 MW a 31 de diciembre. Se trata del crecimiento más débil de la historia en España en términos

porcentuales. Estos datos suponen que la potencia eólica se encuentra por debajo del objetivo previsto por el anterior Gobierno para 2011, de 22.119 MW.

El año 2011 fue el penúltimo año del registro de pre asignación. Se esperaba que se instalasen al menos los 1.228 MW inscritos en la Fase 2 (entrada en funcionamiento para el año 2011), lo cual no ha sido posible debido a la existencia de parques que tienen problemas para su puesta en marcha por razones no imputables a los promotores, como son el retraso de la planificación de la red de transporte y las líneas de distribución o las dificultades administrativas.

46

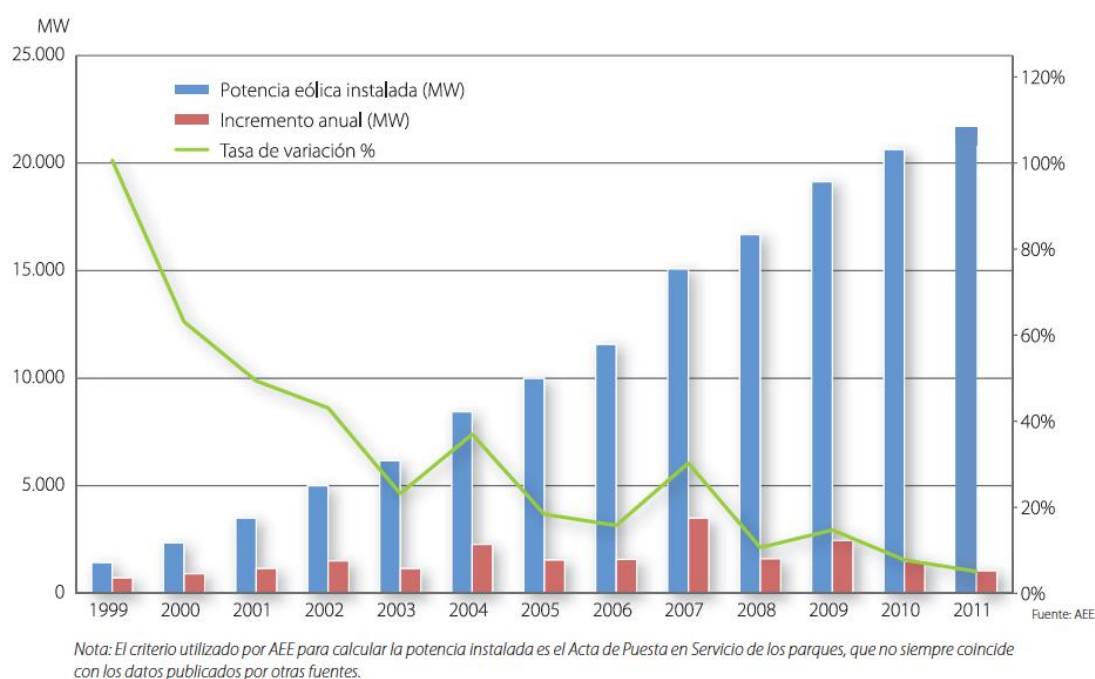
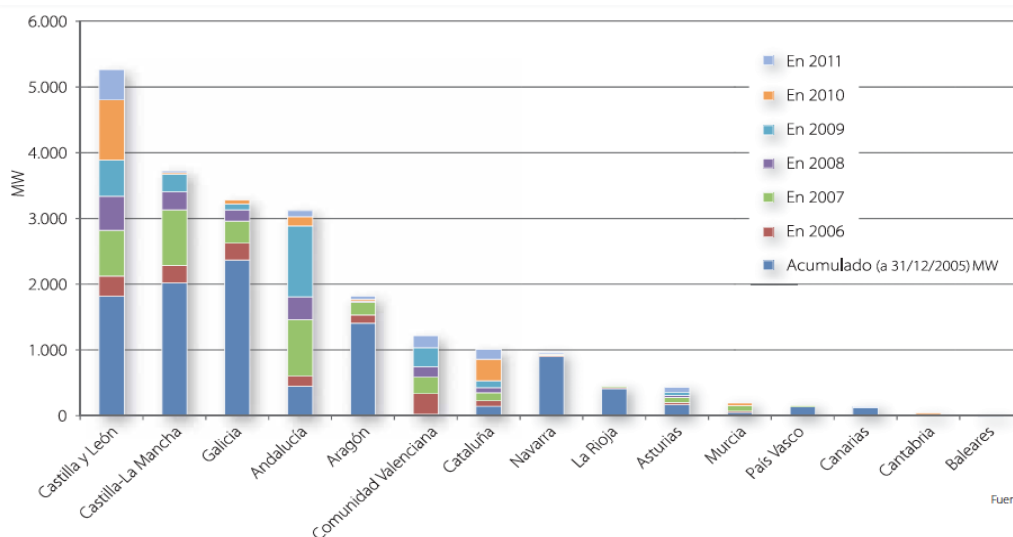


FIG I. 21 Evolución de la potencia eólica instalada anual, acumulada y tasa de variación en España 1999 - 2011

En cuanto a la distribución territorial (FIG I.22, 23), Castilla y León acaparó un 44% de la potencia instalada en el año 2011 y continúa a la cabeza del ranking, tanto de nueva potencia como de potencia total. La comunidad castellano-leonesa, una de las pocas en España que no ha apostado por los concursos autonómicos, cuenta con un total de 5.233 MW eólicos y 219 parques (incluyendo ampliaciones y experimentales). La Comunidad Valenciana, con 183 MW, y Cataluña, con 153 MW, fueron las siguientes que más parques construyeron.

Por el contrario, un total de ocho comunidades autónomas no instalaron nueva potencia en 2011, incluidas algunas de las que disfrutaban de mayor recurso eólico, como Galicia.



47

FIG I. 22 Evolución de la potencia eólica instalada por Comunidades Autónomas 2005-2011

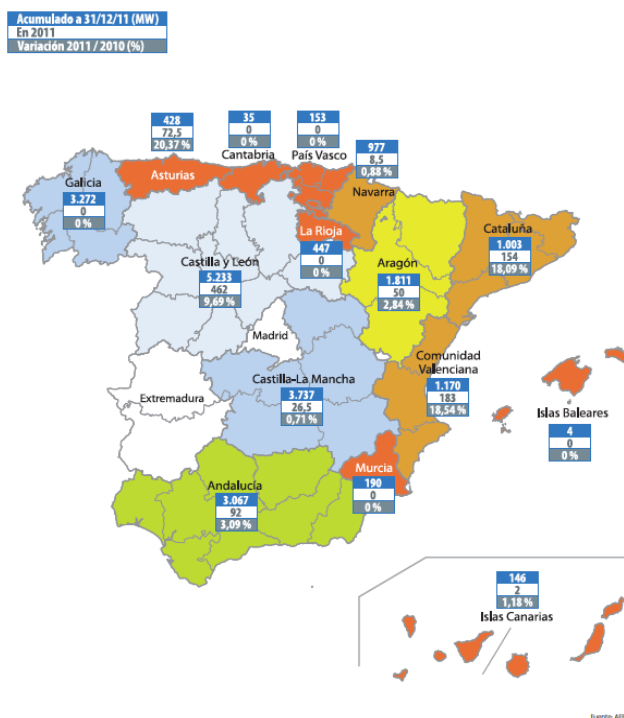


FIG I.23 Mapa de potencia eólica instalada a Dic de 2011 e incremento respecto a 2010 por comunidades autónomas

En lo que respecta a las empresas promotoras, el reparto de la potencia acumulada a final de año permaneció estable en los primeros puestos del ranking, con Iberdrola, Acciona y EDPR a la cabeza, con un 25%, un 19% y un 9% de la cuota de mercado, respectivamente.

Eufer, que ocupaba el cuarto puesto en 2010, repartió sus activos eólicos entre Enel Green Power España y Gas Natural Fenosa Renovables en 2011, provocando la subida de ambas en el ranking al cuarto y quinto puesto, respectivamente. Enel Green Power España pasa a tener una cuota de mercado del 6,3% y Gas Natural Fenosa Renovables, del 4,4%.

Por lo que respecta a la potencia instalada en el año 2011 (FIG I.24), EyRA (filial de la constructora ACS) ha sido la compañía más activa en el año, con 238,5 MW, seguida de EDPR, Enel Green Power España, Acciona Energía, Iberdrola, VAPAT y E.ON Renovables.

En el ámbito de los fabricantes, el reparto permanece estable (FIG I.25). Gamesa instaló prácticamente el 44% de la potencia de 2011, y se mantiene en primera posición con el 53,1% de la cuota de mercado y le sigue Vestas, con el 17,2%.

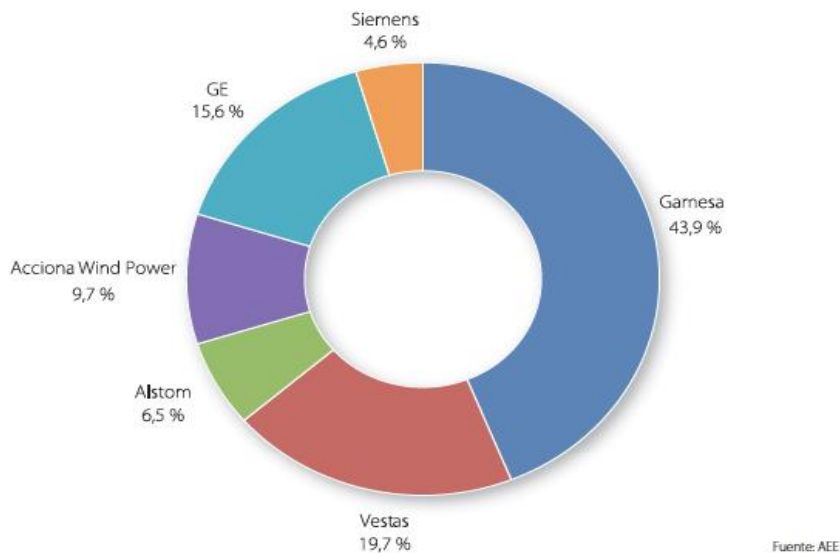
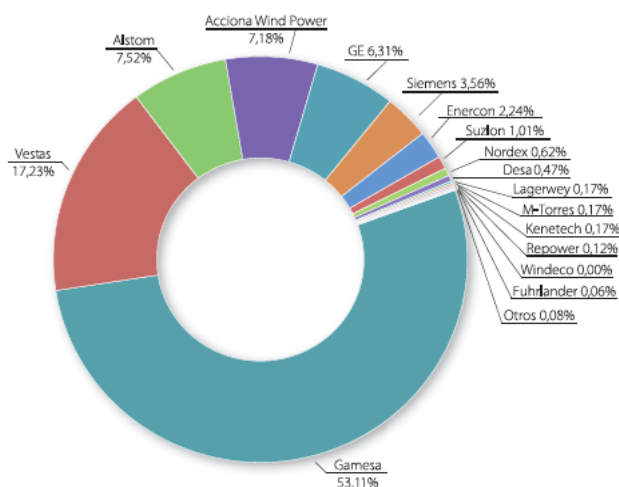


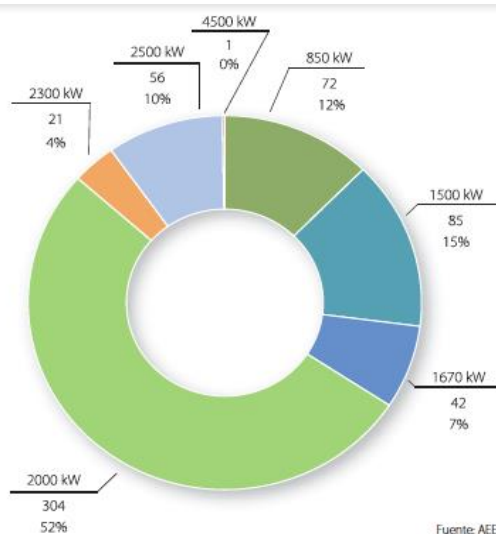
FIG I.24 Reparto por fabricantes de la potencia eólica instalada durante 2011



Fuente: AEE

FIG I.25 Reparto por fabricantes de la potencia total acumulada a cierre de 2011

El número de aerogeneradores instalados en España en el año 2011 fue de 581, frente a los 827 de 2010 y los 1.332 de 2009. Además de la instalación de menos potencia eólica que en años anteriores, hay que tener en cuenta que las compañías promotoras apuestan cada vez más por modelos de mayor potencia unitaria, lo que hace disminuir el número total de turbinas (FIG I 26). De los 581 aerogeneradores instalados en 2011, más del 56% tenía una potencia unitaria superior a los 2 MW (se instaló un aerogenerador de 4,5 MW, 56 de 2.500 kW, 21 de 2.300 kW y 304 de 2.000 kW). A finales de 2011, había 19.606 aerogeneradores instalados en España.



Fuente: AEE

FIG I.26 Distribución del tamaño de los aerogeneradores instalados en 2011

Respecto a la cobertura de la demanda (FIG I.27), la nuclear se ha situado a la cabeza, cubriendo el 21% de la demanda (un 22% en 2010). Le siguieron los ciclos combinados, con una aportación del 19% (un 23% en 2010). La eólica se mantuvo en tercer lugar, con el 16,3%. La principal novedad se refiere a la aportación del carbón, que pasó del 8 al 15%, mientras la hidráulica bajó del 16 al 11%. El resto de tecnologías mantuvo una contribución similar a la del año anterior.

La generación hidráulica se situó en torno a 27.500 GWh, un 18% por debajo del valor medio histórico y un 28% menor que en 2010 (año destacado por una elevada hidroafluencia). Las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses finalizaron el año con un nivel del 54% de su capacidad total, frente al 66% de 2010.

50

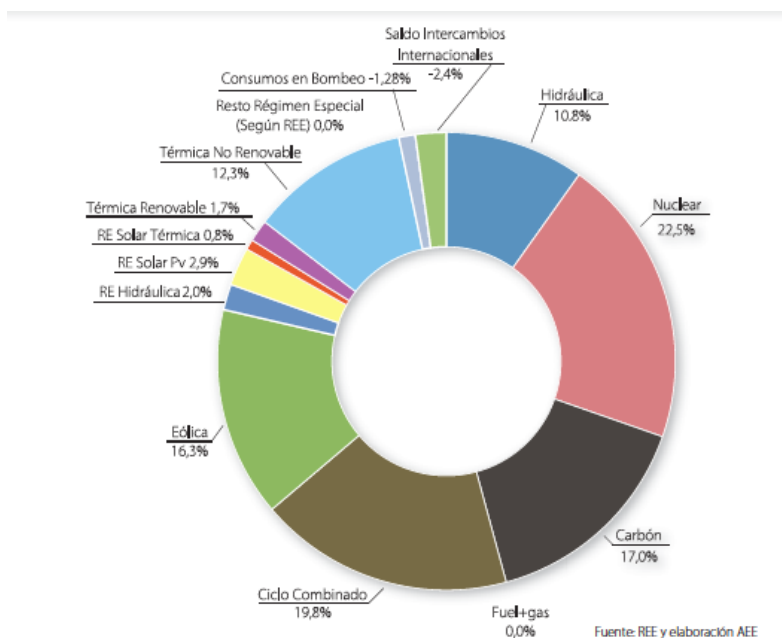


FIG I.27 Cobertura de la demanda peninsular por tecnologías en 2011

La eólica supuso el 47% de la generación de energía eléctrica procedente de renovables (FIG I.28) incluyendo la hidráulica de Régimen Ordinario. En conjunto, las energías renovables han cubierto el 33% de la demanda, tres puntos menos que el año anterior, debido precisamente al descenso de generación de energía hidráulica.

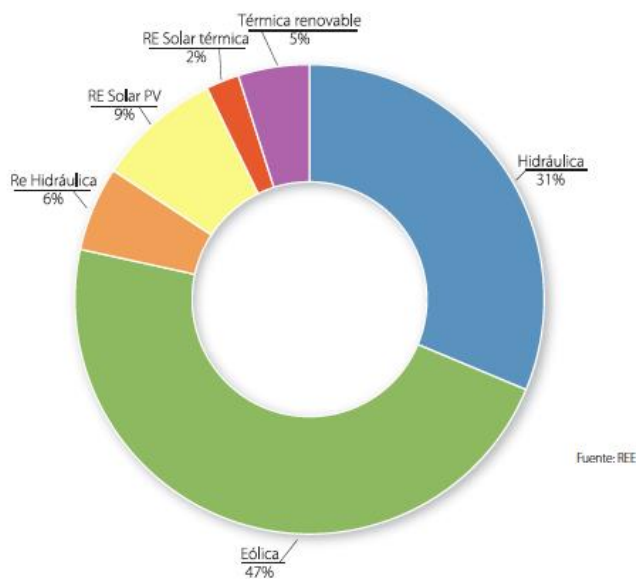


FIG I.28 Generación de renovables en 2011

Análisis de retribuciones

Desde el 2005, toda la potencia se vio obligada a integrarse en el mercado y a utilizar modelos de predicción, de ahí que conocer cómo se forman los precios y su evolución futura sea crucial para las instalaciones eólicas.

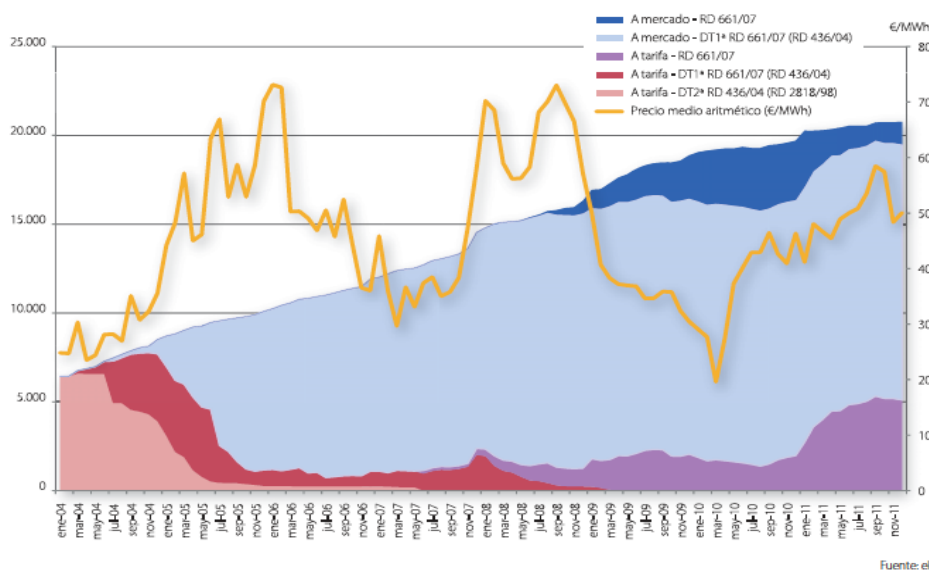
Con este objetivo de conocer lo mejor posible cómo funciona el mercado eléctrico y la formación de los precios, la AEE (Asociación Eólica Española) lanzó el Grupo de trabajo de precios. En julio de 2007, se publicó el primer informe de previsión de los precios del mercado diario a largo plazo. Desde entonces, mes a mes (con la excepción de agosto) AEE analiza la evolución de la demanda de energía eléctrica, la cobertura del consumo, la marcha de los precios del mercado diario y la retribución eólica en cada una de las opciones de remuneración, además de realizar una previsión de los precios del mercado diario con un año móvil de horizonte.

En 2011, el precio promedio se situó en 49,93 €/MWh, un 35% por encima del de 2010 (de 37,01 €/MWh). La diferencia entre los precios mínimos y máximos de 2011 disminuyó respecto al año anterior, situándose entre un mínimo de 0 €/MWh durante 31 horas del año (en 2010 el precio del mercado diario alcanzó valores de 0 €/MWh du-

rante 331 horas), y un precio máximo de 91,01 €/MWh, frente al máximo de 145 €/MWh del año 2010

En la FIG I. 27 se puede observar como a finales de 2005 prácticamente el 90% de la potencia eólica estaba acogida a la opción de mercado. A finales de 2011, la potencia acogida a tarifa regulada superaba el 20%. Tal y como se establece en el apartado 4 del artículo 24 del RD 661/2007, los titulares de las instalaciones podrán elegir, por periodos no inferiores a un año, la opción de venta de energía que más les convenga, lo que tendrán que comunicar a la DGPEyM con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha del cambio de opción.

En el preámbulo del Real Decreto 661/2007 se indica que “el régimen económico establecido en el Real Decreto 436/2004, debido al comportamiento que han experimentado los precios del mercado, en el que en los últimos tiempos han tomado más relevancia ciertas variables no consideradas en el citado régimen retributivo del régimen especial, hace necesaria la modificación del esquema retributivo, desligándolo de la Tarifa Eléctrica”. Es decir, debido a la evolución de los precios del mercado eléctrico que en 2005 y 2006 superaron los 50 €/MWh, se estableció un límite inferior y un límite superior a la retribución en la opción de mercado para así proteger al promotor cuando los ingresos derivados del precio del pool fueran excesivamente bajos. Asimismo, se elimina la prima cuando el precio del mercado es suficientemente elevado para garantizar la cobertura de sus costes. Además, se estableció un periodo transitorio para las instalaciones con acta de puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2008, que finaliza en 2012: los más de 14.000 MW acogidos a la opción de mercado del RD 436/2004 tendrán que acogerse al RD 661/2007 (tarifa regulada o mercado) antes del 31 de diciembre.



53

FIG I. 29 Evolución de la potencia eólica acogida a cada una de las opciones de venta de energía 2004-2011

La Orden ITC 3353/2010, actualiza los parámetros para el cálculo de la retribución eólica para 2011 (FIG I.30) en base a un IPC de 2,33%. En la FIG I. 28 se representa la evolución anual para una instalación onshore según el Real Decreto 661/2007 de dichos parámetros, que se actualizan en función del IPC menos un factor de corrección de 25 puntos básicos hasta el año 2012 y de 50 puntos básicos a partir de entonces (como queda establecido en la Disposición Adicional Primera del Real Decreto 661/2007).

Unidades: €/MWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Tarifa regulada	73,228	75,681	78,183	77,471	79,084	81,27
Prima de referencia	29,291	30,272	31,273	30,988	31,633	32,508
Prima de referencia reducida para 2011 y 2012 (65% de la prima de referencia del año 2010, artículo 5 RD 1614/2010)					20,142	20,142
Límite superior	84,944	87,79	90,692	89,866	91,737	94,272
Límite inferior	71,275	73,663	76,098	75,405	76,975	79,102
IPC		3,60%	3,56%	-0,66%	2,33%	3,01%
Factor X		0,25%	0,25%	0,25%	0,25%	0,25%
	RD 661/2007	Orden ITC 3860/2007, de 28 de diciembre	Orden ITC 3801/2008, de 26 de diciembre	Orden ITC 3519/2009, de 28 de diciembre	Orden ITC 3353/2010, de 28 de diciembre	Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre

Fuente: elaboración AEE

FIG I. 30 Parámetros para el cálculo de la retribución eólica terrestre

A mediados de 2010, el sector eólico alcanzó un acuerdo con el Gobierno por el que, con carácter temporal, aceptaba un recorte de la prima de referencia. Así, el artículo 5 del RD 1614/2010 establece que en 2011 y 2012 la eólica percibirá el 65% de la prima de referencia del año 2010 (20,142 €/MWh). Desde el 1 de enero de 2013, el valor de la prima de referencia será el actualizado de acuerdo con los coeficientes que le hubieran correspondido.

54

El futuro de la eólica en España

Desgraciadamente tras unos años de crecimiento exponencial en el sector eólico, en el que España había llegado a ser un claro referente no solo para sus socios europeos sino a nivel mundial, las perspectivas de este sector ,hoy en día, están más que cuestionadas debido a unas políticas pasadas que, aunque en su concepción era correctas e impulsaron una parte de la economía del país anteriormente inexistente, no fueron controladas debidamente y, a pesar de que la parte eólica del mix de renovables era la que porcentualmente menos ayudas recibía, también se vio afectada por el parón.

Desde noviembre del 2009, en el que el gobierno trató de frenar la cantidad ingente de proyectos que hasta ese momento estaban en tramitación incontrolada, se establecieron una serie de cupos de proyectos (el pre-registro) que entrarían en las condiciones de tarificación antiguas desconociendo que pasaría a partir del 2013. En septiembre de 2011 el ministerio de Industria publicó un borrador de norma destinado a regular los parques eólicos a partir de 2013, fecha en la que vence la legislación vigente. Pero por el momento en el que surgió y la oposición del sector, el Gobierno decidió retrasar su tramitación hasta después de la elecciones.

Finalmente, el 27 enero de 2012 el nuevo Gobierno publicó el Real Decreto-Ley 1/2012, que establece la suspensión del Registro de Pre asignación y de los incentivos económicos para la nueva generación en régimen especial. Aunque esta decisión no

afecta a los parques en explotación ni a los que se encuentran en el pre-registro y que entren en explotación en el plazo adecuado, desde todo el sector eólico se ha denunciado los graves efectos que tendrá. De hecho, la medida ha provocado la práctica suspensión de la tramitación de nuevos proyectos eólicos para los años 2013 y siguientes. Este Real Decreto-Ley ha sido publicado de forma urgente por el Gobierno para atajar el crecimiento del déficit de tarifa y desde el sector eólico se le ha hecho ver que la eólica es ya una tecnología competitiva en términos de coste total.

55

El mix de generación debe ser equilibrado, apoyado por tecnologías establecidas, y la energía eólica es una solución para el crecimiento económico y la creación de empleo, una energía limpia y la demanda eléctrica total (que ascendió a 269 TWh), demuestra que la eólica es una tecnología madura y asentada dentro del mix de generación.

La energía eólica ha evolucionado de una forma predecible y controlada, su crecimiento se ha realizado sin burbujas y con un cumplimiento estricto de los objetivos de capacidad fijados por el Gobierno manteniendo, por tanto, los costes totales para el sistema dentro de los valores definidos. Es un sector que aporta un alto valor añadido tecnológico, exportador y capaz de crear riqueza y empleo.

1. ENERGIA EÓLICA EN EL MUNDO

Se ha visto en apartados anteriores la historia de la evolución de las distintas formas de aprovechamiento de la fuerza del viento y sus distintos tipos. En este apartado estaremos dando un “snapshot” del estado actual de las capacidades instaladas a mediados del 2012 de energía eólica en el mundo de acuerdo con la World Wind Energy Association.

La capacidad eólica a nivel mundial alcanzó 254.000MW a finales de junio de 2012 de los cuales 16.546MW se añadieron en los primeros seis meses del 2012. Este aumento representa un 10% menos que en el primer semestre de 2011, cuando se añadieron 18.405 MW.

La capacidad eólica mundial (FIG I.31) aumentó un 7% en seis meses (2% menos que en el mismo periodo de 2011) y un 16,4% sobre una base anual (a mediados de 2012 en comparación con mediados de-2011). En comparación, la tasa de crecimiento anual en 2011 fue de 20,3%.

56

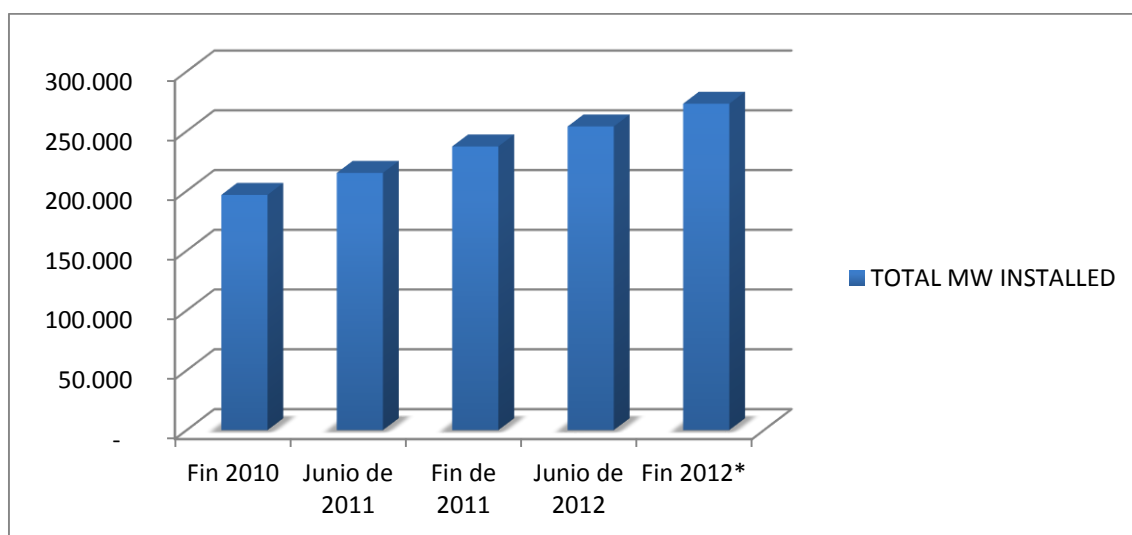


FIG I. 31 Evolución de la capacidad eólica instalada en el mundo /

1.1. MERCADOS LIDERES DE LA ENERGÍA EÓLICA: CHINA, EE.UU., ALEMANIA, ESPAÑA E INDIA CONTINÚAN LIDERANDO

Los cinco principales países, China, Estados Unidos, Alemania, España e India, representan en conjunto una cuota total del 74% de la capacidad eólica global.

Las diez principales mercados muestran un panorama diverso en el primer semestre de 2012: Mientras que cinco países crecieron más que en 2011 (EE.UU., Alemania, Italia, Francia, Reino Unido), la India tenía un tamaño de mercado estable y cuatro países mostraron un comportamiento decreciente (China, España, Canadá, Portugal).

1.2. CHINA Y LA INDIA

57

En 2012 China representa, con mucho, el mayor mercado eólico del mundo (FIG I. 32), añadiendo 5,4 GW en 6 meses. Sin embargo, su crecimiento fue significativamente inferior a la del año anterior, cuando se habían añadido 8 GW en el mismo periodo. China representó el 32% del mercado mundial de turbinas eólicas, significativamente inferior a la del 43% en el año 2011. En junio de 2012, China contaba con una capacidad total instalada de alrededor de 67,7 GW. Sin duda que China conservará en un futuro cercano su posición número uno, pero con una velocidad menor de crecimiento.

India añadió 1.471 MW, una cifra similar a la del primer periodo del 2011. Las perspectivas del mercado de la India se están difuminando debido a los pagos pendientes de los generadores eólicos en algunas partes del país y las recientes decisiones para abolir importantes sistemas de apoyo.

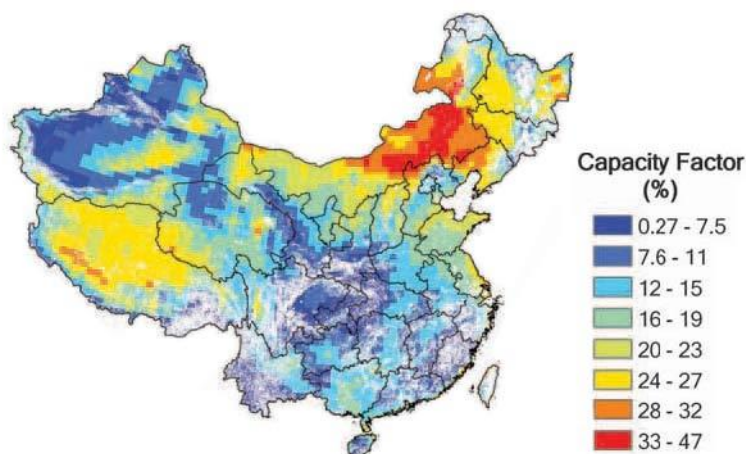


FIG I. 32 Mapa de recurso eólico en China /

1.3. EUROPA

La mayoría de los mercados europeos mostraron un mayor crecimiento en el primer semestre de 2012 que en el mismo periodo del año anterior. Los mercados más importantes de Europa siguen siendo Alemania, con una capacidad de 941MW nuevos, y un total de 30'016 MW, España (414MW nuevos con 22'087 MW en total), Italia (490 MW nuevos, 7.280 MW totales), Francia (650MW nuevos, total 7.182MW), el Reino Unido (822MW nuevos, 6.480 MW) y Portugal (19MW nuevos , 4.398 MW).

58

Todos estos mercados, excepto España y Portugal, mostraron un incremento en su capacidad instalada nueva en comparación con el primer semestre de 2011.

Una vez más, los "mercados emergentes" en Europa del Este son algunos de los mercados más dinámicos, por ejemplo, Rumania con un 33% de crecimiento (274 MW añadido), Polonia con 32% (527 MW añadidos en abril de 2012), Ucrania con el 64% (37 MW añadido) y Letonia con el 64% (20 MW añadido).

Las regulaciones gubernamentales de Europa han dado un fuerte apoyo a la eólica tanto a nivel de la EU como a niveles nacionales. La Directiva de renovables (77/2001/CE) está en vigor desde 2001. El objetivo es aumentar la cuota de energía producida por fuentes de energía renovables al 21% en 2010. Según la Directiva, cada Estado miembro está obligado a generar un porcentaje específico de su energía eléctrica de fuentes renovables. Corresponde a los Estados miembros el promover las energías renovables mediante medidas apropiadas. Los Estados miembros aplicarán esquemas diferentes para promover la generación y consumo. Los métodos varían desde garantizar tarifas reguladas, Premium, certificado verdes, sistemas de licitación complementados con incentivos fiscales, impuestos ambientales, programas de contribución y acuerdos voluntarios fijadas.

Donde existen tarifas dependientes de la demanda "feed-in" (por ejemplo, en Alemania), las eléctricas están obligadas a permitir que los parques eólicos se conecten a la red, y pagar un precio fijo mínimo la energía renovable suministrada. En ciertas regulaciones el precio está garantizado durante un cierto tiempo, aplicándose reducciones con la edad de las instalaciones. El costo adicional por encima de generación convencional se transmite a los consumidores. Las "feed-in tariffs" han demostrado ofrecer seguridad de inversión y contienen incentivos para el progreso tecnológico. Una variante de feed-in tariffs es un régimen de prima fija (por ejemplo, Dinamarca, España), donde se paga un bono a los productores por encima del precio normal de electricidad. En el esquema de certificado verde (por ejemplo, Bélgica, Italia, Polonia, UK y Suecia) los productores venden la energía a precios de mercado, dentro de una cuota establecida por el Gobierno. Los consumidores tienen que comprar a los productores. Se establecen sanciones en caso de incumplimiento. Se crea, pues un mercado secundario de certificados verdes donde los productores compiten uno con el otro. Este método ofrece menos seguridad de inversión a largo plazo que las "feed in tariffs".

En el sistema de licitación (Irlanda, anteriormente Francia) el estado coloca a licitación el suministro de energía renovable, y la electricidad se vende al precio resultante del concurso. El costo adicional se transmite a los consumidores. A pesar de los beneficios teóricos, el esquema tiende propiciar condiciones más inestables para los inversores. La Comisión Europea, en un informe de diciembre de 2005, evaluó los distintos esquemas de apoyo, pero se abstuvo de proponer una armonización en esta etapa. Sin embargo, resultó que los feed-in tariffs actualmente tienen el mejor desempeño en la aplicación de energía eólica.

Mirando específicamente a Alemania, la "nueva Energien Gesetz" (Ley de energía renovable) que sucedió a la anterior "Strom Einspeise Gesetz" (Ley de suministro de electricidad) de 1999, garantiza a los propietarios de los parques eólicos el derecho a alimentarse de cualquier cantidad de energía eléctrica de la red pública en cualquier momento a un precio fijo siempre que se establezca un nivel de potencia garantizado.

Diferentes formas de regulación aplican a las distintas formas de energía renovable describiendo los valores de potencias y precios de kWh que disminuyen con los años transcurridos después de la puesta en marcha. La diferencia entre el precio fijo y el precio medio de mercado de la energía de fuentes convencionales es cargada en los consumidores por una adición al precio básico. La ley fue el resultado de la discusión política larga pero es actualmente la base aceptada para más deliberación en la planificación de la futura combinación de fuentes para la producción de energía nacional.

60

1.4. EE.UU. Y CANADÁ

El mercado de EE.UU. (FIG I.33) agregó 2.883 MW entre enero y junio de 2012, cerca de 28% más que en el mismo periodo de 2011. Las principales incertidumbres surgen de la situación poco clara sobre el futuro del Crédito Fiscal a la Producción. Varias empresas han despedido personal, y el futuro cercano del mercado eólico de EE.UU. no es muy esperanzador en el caso de que no se renueve el sistema de apoyo. Canadá instaló 246 MW durante el primer semestre de 2012, menos que en el anterior período de 2011

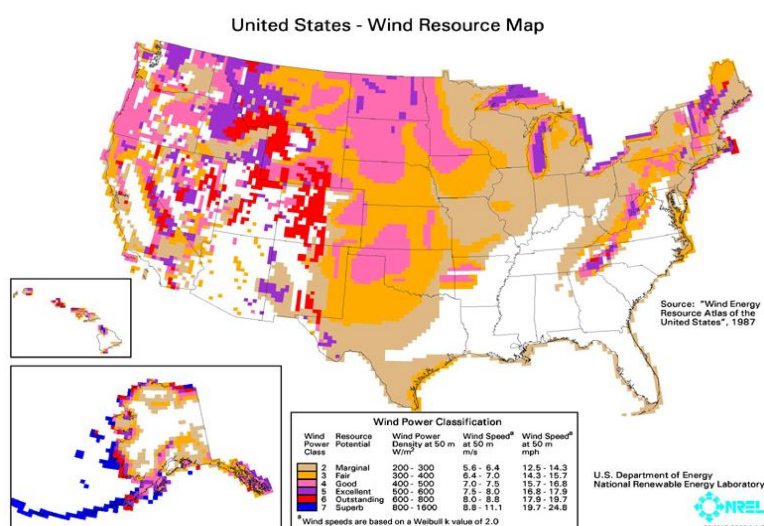


FIG I. 33 Mapa eólico de USA

1.5. AMÉRICA LATINA

Los dos mayores mercados de América Latina (FIG I.34), Brasil y México, tuvieron tasas de crecimiento modestas, pero todavía por encima de la media mundial: Brasil aumentó su capacidad instalada de 1.425 MW a 1.543 MW, México desde 929 MW a 1002 MW. Ambos países se espera que continúen siendo mercados líderes de la región en los próximos años.

61

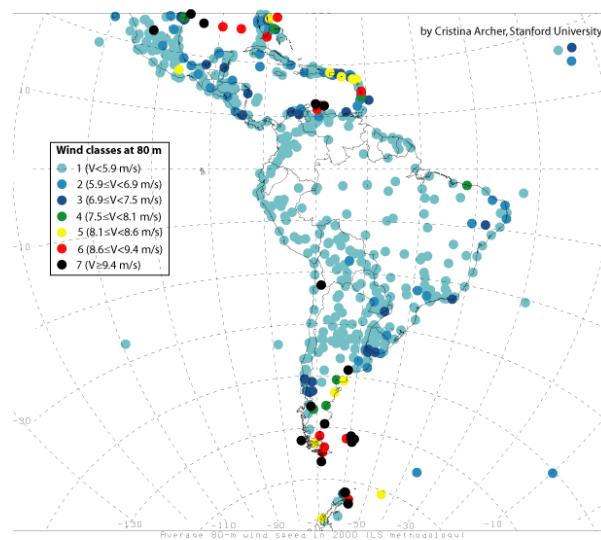


FIG I.34 Mapa eólico Sudamérica

1.6. AUSTRALIA

Sucedieron eventos muy alentadores en Australia, cuyo mercado eólico incrementó en 384MW adicionales, lo que equivale a un crecimiento del 17% en comparación con finales de 2011.

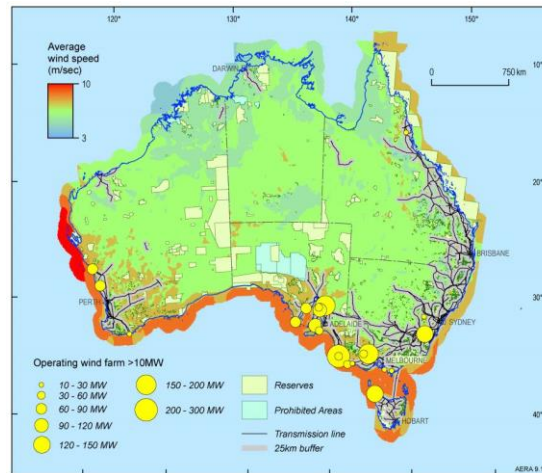


FIG I.35 Mapa eólico Australia

5.3 PERSPECTIVAS A NIVEL MUNDIAL PARA FINALES DEL AÑO 2012 Y 2013:

En la segunda mitad de 2012, se espera que sea instalen en todo el mundo una capacidad adicional de 19.000 MW, lo que llevaría a una capacidad total instalada en el 2012 de 35.546 MW, significativamente menor que los 40.535 MW del año 2011. El total de la capacidad eólica instalada se espera que alcance 273.000 MW a finales de este año 2012.

63

En la FIG I. 36 se muestran las últimas cifras mencionadas de las potencias instaladas en años recientes por países así como las capacidades instaladas a mediados del 2012.

PAÍS	Capacidad instalada hasta Junio 2012 (MW)	Capacidad añadida primer semestre del 2012 (MW)	Capacidad instalada hasta fin de 2011 (MW)	Capacidad añadida primer semestre de 2011 (MW)	Capacidad instalada a fin de 2010 (MW)
CHINA	67.774	5.410	62.364	8.000	44.733
USA	49.802	2.883	46.919	2.252	40.180
ALEMANIA	30.016	941	29.075	766	27.215
ESPAÑA	22.087	414	21.673	480	20.676
INDIA	17.351	1.471	15.880	1.480	13.065
ITALIA	7.280	490	6.787	460	5.797
FRANCIA	7.182	650	6.640	400	5.660
REINO UNIDO	6.840	822	6.018	504	5.203
CANADA	5.511	246	5.265	603	4.008
PORTUGAL	4.398	19	4.379	260	3.702
RESTO DEL MUNDO	35.500	3.200	32.227	3.200	29.500
TOTAL	253.741	16.546	237.227	18.405	199.739

FIG I. 36 MW instalados en el mundo

Desarrollamos e impartimos más de 150 Cursos técnicos y Programas Superiores Universitarios en diferentes áreas:

<u>Ingeniería de Transporte e Infraestructuras</u>	<u>Idiomas para Ingeniería y Arquitectura</u>
<u>Ingeniería Hidráulica y Servicios del Agua</u>	<u>Ingeniería Industrial, Mecánica y Aeronáutica</u>
<u>Arquitectura, Edificación y Urbanismo</u>	<u>Ingeniería de Montes, Forestal y Agrícola</u>
<u>Calidad, Medio Ambiente y Energía</u>	<u>Ingeniería de Telecomunicaciones y Tecnología</u>
<u>Software para ingeniería y Arquitectura</u>	<u>Ingeniería Informática y Programación</u>
<u>Gestión y Finanzas para Ingeniería y Arquitectura</u>	Formación y Consultoría a medida para empresas

Participamos activamente en los Programas formativos de Asociaciones y Colegios Profesionales como:



Formamos a los Profesionales de Empresas como:

- ABENGOA
- ACCIONA
- ADIF
- AECOM
- ALATEC
- ANDECE
- ANTRASA
- AYESA
- AZVI
- CANAL DE ISABEL II
- CEDEX
- CHM
- COBRA
- DRAGADOS
- ENDESA
- EPTISA
- EUROCONSULT
- FCC
- FERROVIAL
- ODEBRECHT
- FORD
- IMESAPI
- INCLAM
- INECO
- INNOVIA COPTALIA
- INTECO
- IAD BANK
- INYPSA
- ISDEFE
- COSAPI
- ISOLUX CORSÁN
- OHL
- PROINTEC
- SACYR VALLEHERMOSO
- SAITEC
- SENER
- TÉCNICAS REUNIDAS
- TRAGSA
- TYPESA
- AATE

Algunos de los Testimonios de los más de 3.000 alumnos que confían en EADIC:



José García Aranda-Ángel

Cálculo de Estructuras.

"INGENIERO TÉCNICO DE OBRAS PÚBLICAS"

"He encontrado unos cursos que están muy bien en calidad y precio y que realmente merecen la pena."

Tengo experiencia en formación online porque he hecho bastantes cursos y la verdad es que el que he realizado en EADIC me ha parecido muy bien.

La conexión con el profesor es muy buena y además te contestan rápido.

La verdad es que los contenidos del curso son muy claros, además de que si en la plataforma no te enteras bien, tienes documentación adicional de apoyo.



Víctor Corredor Peña

Diseño de Obras Hidráulicas.

"INGENIERO DE CAMINOS, CANALES Y PUERTOS"

"Yo creo que este curso me ha dado mucho conocimiento en muy poco tiempo y me deja material muy amplio para revisar en un futuro."

Este curso aporta material muy interesante: teórico, práctico, hojas de cálculo para resolver varios problemas, etc.

Me ha gustado mucho como se ha dinamizado el curso. Aparte del material que uno normalmente estudia en un curso online y va viendo por su cuenta, también preparas unos ejercicios prácticos que corrige el profesor.

En EADIC he encontrado ese plus, ese algo más, como por ejemplo aportaciones del profesor que tienen que ver