

Este libro ha sido redactado por José Pablo Delgado Marín, de la Agencia de Gestión de Energía de la Región de Murcia, con la colaboración de Antonio Sánchez Kaiser y Antonio Viedma Robles, de la Universidad Politécnica de Cartagena, y Francisco Forte de la empresa Windeco Tecnología Eólica.

© ARGEM

Agencia de Gestión de Energía de la Región de Murcia

Montijo, 1 - 1º izq. 30001 Murcia

Tlf.: 968 22 38 31 Fax: 968 22 38 34

e-mail: info@argem.regionmurcia.net

web: www.argem.regionmurcia.net

Diseño y maquetación: *CHC Comunicación*

Fotomecánica e impresión: *Selegráfica S.L.*

D.L. XXXXXXXXXXXXX

Hablar de energía eólica, la que se produce a partir del viento, es hablar de energías renovables con mayúscula, puesto que es la que mayor expansión está experimentando en nuestro país en los últimos cinco años, fundamentada en un óptimo aprovechamiento de los recursos eólicos disponibles, así como la mejora significativa de las tecnologías.

Por ello, lejos de apartarnos de esa tendencia, el Gobierno regional está apoyando aquellos proyectos consistentes en la creación de parques eólicos, que proporcionen a los ciudadanos actuales y futuros energía de carácter endógeno.

En este sentido, hay varios proyectos puestos en marcha en las Comarcas del Altiplano y Noroeste, que permitirán incorporar a la Región de Murcia al desarrollo eólico que se está viviendo en España, que es el segundo país del mundo en producción eólica.

Son muchas las ventajas de la energía eólica, pero hay que destacar su contribución a la reducción de toneladas de CO₂, así como otras emisiones contaminantes. En general, la energía eólica permite reducir las altas tasas de dependencia de otras fuentes energéticas menos limpias.

Precisamente, la Consejería de Ciencia, Tecnología, Industria y Comercio ha ultimado un documento en el que se recogen las principales propuestas y objetivos energéticos para la Región y en el que, desde luego, no faltan iniciativas para cumplir con las exigencias de la Unión Europea de conseguir que el 12% del consumo energético regional proceda de fuentes renovables, un porcentaje que esperamos alcanzar con creces, y donde la energía eólica tiene un importante peso.

Este libro publicado por la Agencia de Gestión de Energía de la Región de Murcia, recoge con claridad cuál es la situación de partida en cuanto a energía eólica en la Región y cuáles son los objetivos que nos marca el Plan de Fomento de las Energías Renovables, pero también nos ofrece información básica sobre la tecnología de los aerogeneradores, las múltiples aplicaciones, así como a los sistemas de medición del viento. Se trata, pues, de un libro interesante, que nos permite familiarizarnos con un tipo de energía limpia, que está adquiriendo un gran protagonismo en nuestra sociedad.

Patricio Valverde Megías
Consejero de Ciencia, Tecnología, Industria y Comercio

ÍNDICE

CAPÍTULO 1:

Historia de la energía eólica

1.1. Justificación	9
1.2. Evolución histórica	10

CAPÍTULO 2:

Introducción a la energía eólica

2.1. La utilización del viento como fuente de energía	16
2.2. Energía aprovechable	20
2.2.1. Coeficiente de potencia	21
2.2.2. Teoría de Betz	22
2.3. Tipos de aerogeneradores eólicos	23

CAPÍTULO 3:

Clasificación de los sistemas eólicos

3.1. Introducción	29
3.2. Sistemas de baja potencia	29
3.2.1. Generación de energía eléctrica con acumulación en baterías	31
3.2.2. Instalaciones de bombeo	32
3.2.3. Generación de energía eléctrica con conexión a red	32
3.3. Sistemas de media potencia	34
3.4. Sistemas de gran potencia	34
3.4.1. Elementos básicos	34

CAPÍTULO 4:

Medición y tratamiento del viento

4.1. Métodos de medición del viento	38
4.1.1. Anemómetros	39
4.1.2. Mediciones de la velocidad del viento en la práctica	39
4.1.3. Sistema de adquisición de datos	39
4.2. Tratamiento de los datos del viento	40
4.2.1. Leyes de distribución de la dirección del viento	40



CAPÍTULO 5:

Partes de un sistema eólico

5.1. Rotor	43
5.1.1. Palas	47
5.1.2. Cubo o buje	52
5.1.3. Nariz	52
5.2. Caja de engranajes	53
5.3. Generadores eléctricos	54
5.4. Sistemas de regulación de potencia y velocidad	57
5.4.1. Variación del ángulo de paso (o calado) de las palas	57
5.4.2. Control por desprendimiento de flujo	59
5.5. Sistemas de orientación	60
5.6. Conexiones a red	62
5.7. Dispositivos de seguridad	63
5.8. Electrónica de control	65
5.9. Acoplamientos mecánicos	67
5.10. Estructura soporte o chasis	68
5.11. Torres	68
5.11.1. Torres tubulares	68
5.11.2. Torres de celosía	69

CAPÍTULO 6:

Aplicaciones de la energía eólica

6.1. Producción eléctrica	72
6.1.1. Tipo de eólica	72
6.1.2. Disposición de los aerogeneradores	72
6.1.3. Generación aislada	74
6.1.4. Conexión a red	75
6.2. Bombeo de agua	75
6.2.1. Máquina eólica lenta y bomba de pistón	77
6.2.2. Máquina eólica rápida	77

CAPÍTULO 7:

Impacto ambiental

7.1. Introducción	78
7.2. Impacto sobre la vegetación	78
7.3. Ruido	79
7.4. Impacto visual	81

7.5. Impacto sobre las aves 82

CAPÍTULO 8:

La energía eólica en el Plan de Fomento de las Energías Renovables 83

CAPÍTULO 9:

La energía eólica en la Región de Murcia

9.1. Instalaciones existentes..... 86

9.2. Potencial eólico de la Región de Murcia..... 87

ANEXOS

Entidades relacionadas con la energía eólica...... 92

Bibliografía 94



1. Historia de la energía eólica

1.1. Justificación

Por todos es conocido el suceso narrado por Don Miguel de Cervantes en su novela “El Ingenioso Hidalgo Don Quijote de la Mancha” en la que el protagonista, llevado por su locura, arremete contra unos molinos manchegos al confundirlos con gigantes:

“...ves allí, amigo Sancho, donde se descubren treinta o poco más desaforados gigantes con quien pienso hacer batalla, y quitarles a todos las vidas,... ¿Qué gigantes? dijo Sancho. Aquellos que allí ves, respondió su amo, de los brazos largos, que los suelen tener algunos de casi dos leguas. Mire vuestra merced, respondió Sancho, que aquellos que allí se parecen no son gigantes, sino molinos de viento, y lo que en ellos parecen brazos son las aspas, que volteadas del viento hacen andar la piedra del molino.”

Seguramente muchos de nosotros no tomaríamos por loco al Ingenioso Hidalgo si lo enfrentásemos a una máquina eólica actual de 2.500 kW, de 80 metros de diámetro de rotor y hasta 100 metros de altura de torre. La pregunta que tendríamos que hacernos en este punto es ¿cómo hemos llegado hasta aquí?, ¿por qué la tecnología nos ha conducido a sistemas de esta índole? Podríamos argumentar que existe una mayor conciencia social sobre el impacto ambiental que las energías no renovables ocasionan o incluso que las energías renovables se han puesto de moda en los últimos años. Sin embargo, quizás sea la crisis energética de 1973 el punto de inflexión en el que fundamentalmente los países no productores de petróleo decidieron apostar fuertemente por la investigación en el campo de las energías renovables en general y de la energía eólica en particular.

La energía eólica representa hoy en día una de las fuentes energéticas más baratas y con una tecnología de aprovechamiento totalmente madura y puesta a punto, lo que puede resultar difícilmente creíble para quien no se encuentre muy cercano de los desarrollos actuales. Se presenta a continuación una rápida visión histórica de la evolución en el desarrollo de la tecnología eólica, desde sus orígenes hasta la situación actual.



1.2. Evolución histórica

La primera y más sencilla aplicación de la energía del viento corresponde al uso de las velas en la navegación. La referencia más antigua se encuentra en un grabado egipcio que data del III milenio a.C. Las peculiares características de los vientos, su comportamiento irregular tanto en intensidad como en dirección, exigen para su aprovechamiento una tecnología capaz de desarrollar los mecanismos de regulación y orientación, más complejos que los de los sistemas hidráulicos.

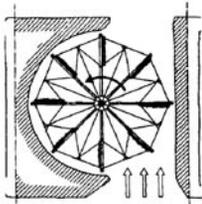
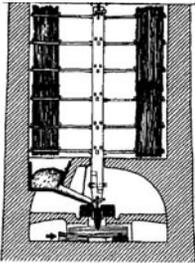


Figura 1. Molino persa

Los primeros ingenios eólicos debieron desarrollarse en la antigua Persia, cuyos territorios eran muy ventosos y donde se reunían los más avanzados conocimientos técnicos del momento, tanto del extremo oriente como de la cultura helénica. Primeramente aparecieron los molinos de eje vertical: Un número determinado de velas montadas verticalmente unidas a un eje y empujadas por el aire reemplazaron el accionamiento animal para proporcionar un movimiento giratorio. Una ilustración de este antiguo molino se muestra en la figura 1. Desgraciadamente no se conservan detalles de molinos persas, pero sí es bien conocido el hecho de que a mediados del siglo VII a.C. los molinos de viento eran máquinas bien conocidas en esa parte del mundo, aunque se tratara de diseños bastos y mecánicamente ineficientes.

Los chinos utilizaban desde tiempos inmemoriales los molinos de viento llamados panémonas, que se usaban para bombear agua en las salinas, e incluso algunos historiadores apuntan hacia la posibilidad de que pudieron ser los precursores de los molinos persas. Las panémonas eran también de eje vertical y sus palas estaban construidas a base de telas sujetas a largueros de madera. La posición de las palas podía variarse para regular la acción del viento sobre el molino.

Hay una gran distancia entre los escasos datos acerca de los molinos persas y aquellos llamados molinos europeos con velas montadas en un eje horizontal, alguno de los cuales se utiliza hasta el día de hoy. Los primeros molinos de eje horizontal tenían una serie de lonas dispuestas a lo largo de una estructura de

madera que se debía de orientar hacia el viento incidente. Esta orientación se conseguía haciendo girar el rotor sobre el poste donde se suspendía, guiado por una veleta.

Las primeras referencias de molinos de viento en España datan de la Edad Media. En un principio aparecieron en zonas cristianas y posteriormente incrementaron su presencia durante el Califato de Córdoba. Poco después fueron realizadas variaciones en los diseños dependiendo de la zona y del uso al que se destinaban. Del período comprendido entre el siglo XVI y el siglo XIX quedan bastantes restos de sistemas eólicos en España: molinos manchegos y andaluces empleados para moler cereales, molinos cartagenos empleados en irrigación y molinos baleares empleados tanto para molienda como para irrigación.



Molino cartageno.

El siglo XVII es un siglo de grandes avances científicos y tecnológicos. Sin embargo, a principios del mismo, los principios teóricos de los molinos son todavía apenas conocidos. Las innovaciones no alteraron el formato exterior de los molinos, que se mantuvo sin demasiadas modificaciones, pero en cambio mejoraron los detalles de diseño y construcción apareciendo los sistemas mecánicos de orientación y regulación.





Aerobomba multipala.
Cortesía de Molinos Tarragó

Las palas de los molinos anteriores al siglo XVII se construían con un entramado de varillas a ambos lados de un mástil principal, cubriéndose posteriormente con una tela. Más tarde el mástil se colocó en el borde de ataque de la pala, de forma que soportara mejor la entrada de aire. Este sistema era también el más adecuado para dotar de cierta torsión a la pala a lo largo de la envergadura, con el fin de mejorar su rendimiento aerodinámico. Las palas con torsión se desarrollaron en el siglo XVII y la incorporación de los sistemas de regulación se llevó a cabo en el siglo siguiente.

Los molinos de viento evolucionaron en su desarrollo hasta mediados del siglo XIX, introduciéndose continuas mejoras tecnológicas a partir de elementos mecánicos. Las primeras bombas eólicas aparecen hacia 1854, desarrolladas por Daniel Halladay. Son rotores multipalas acoplados mediante un sistema biela-manivela a una bomba de pistón. Hacia 1890 se empieza a fabricar, con álabes metálicos, el conocido molino de bombeo americano, llegando a convertirse en el molino de viento más extendido de cuantos hayan existido.



Aerogenerador de La Cour (Dinamarca)

En España es interesante destacar la masiva presencia de estas máquinas multi-pala en la isla de Fuerteventura, con importantes modificaciones respecto de las utilizadas anteriormente importadas de los Estados Unidos.

Fue en 1892, cuando el profesor La Cour diseñó el primer prototipo de aerogenerador eléctrico. Los trabajos de La Cour constituyeron los primeros pasos en el campo de los aerogeneradores modernos.

Poul La Cour (1846-1908), inicialmente meteorólogo, fue el pionero de las modernas turbinas eólicas generadoras de electricidad. Construyó la primera turbina eólica generadora de electricidad del mundo en 1891. Poul La Cour realizó sus experimentos de la aerodinámica de las palas en un túnel de viento construido por él mismo. Uno de los primeros lugares donde utilizó la producción de electricidad de sus máquinas eólicas fue en su propia escuela. Utilizaba dicha electricidad para producir electrólisis y obtener así hidrógeno para las lámparas de gas de su escuela. El principal inconveniente que esto suponía es que tuvo que sustituir las ventanas de varios de los edificios de la escuela en diversas ocasiones, pues el hidrógeno explosionaba debido a las pequeñas cantidades de oxígeno que había en él.

Los primeros aerogeneradores de corriente alterna surgieron en los años 50 de la mano del ingeniero Johannes Juul. Concretamente en 1956 se desarrolló el aerogenerador de Gedser (Dinamarca) de 200 kW que representa la antesala de los actuales aerogeneradores.

Otra máquina eólica de trascendencia fue la construida por el profesor Utrich Hutter en 1960 con una potencia de 100 kW y un diámetro de 34 m. Estas máquinas representan los comienzos de diferentes facetas en el desarrollo de la energía eólica: máquinas con potencias del orden de los megavatios las cuales están empezando a aparecer en la escena comercial y los diseños caracterizados por estructuras más livianas que todavía representan el futuro de las máquinas eólicas.

Después de la primera crisis del petróleo de 1973, muchos países despertaron su interés en la energía eólica. En un principio las compañías de energía dirigieron inmediatamente su atención a la construcción de grandes aerogeneradores, tomando como punto de partida el aerogenerador de Gedser. En 1979 construyeron dos aerogeneradores de 630 kW. Estos diseños resultaron extremadamente



caros y, en consecuencia, el alto precio de la energía devino un argumento clave en contra de la energía eólica.

En España, el desarrollo actual de la energía eólica comienza en los años 1978-1979, partiendo la iniciativa del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, dando lugar a la instalación de un prototipo de 100 kW de potencia, situado en Tarifa (Cádiz). Siguiendo la tendencia general de la energía eólica, en el periodo comprendido entre 1981 y 1986 se desarrollaron fundamentalmente máquinas de pequeña y mediana potencia que permitían dar un contenido tecnológico básico a la naciente industria del sector. Es en 1981 cuando surgen las primeras máquinas de pequeña potencia. El programa energético UNESA-INI dio lugar al desarrollo de un aerogenerador de 24 kW, que posteriormente fue instalado en Mallorca (Alfabia) que sentó las bases del futuro desarrollo de aerogeneradores de elevada potencia.

Durante este periodo la mayor implantación de sistemas eólicos se produjo en EEUU. Miles de máquinas fueron instaladas en el programa eólico de California a principios de los 80. La Micon de 55 kW (máquina eólica de origen danés) es un ejemplo de tales máquinas, instalada en un enorme parque eólico de más de 1.000 máquinas en Palm Springs (California).

En España, el Plan de Energías Renovables de 1986 puso en práctica una serie de medidas que facilitaron la introducción de energías a gran escala como la eólica. De esta manera, la iniciativa pública hizo posible la instalación de los primeros parques eólicos de pequeña dimensión (oscilando entre 300 y 600 kW de potencia instalada a partir de máquinas de 30 kW), donde el Ministerio de Industria Comercio y Turismo, a través del IDAE y convenios con comunidades autónomas, compañías eléctricas y empresas privadas fueron los promotores y ejecutores de los mismos. De esta forma se pusieron en marcha los parques eólicos de Granadilla (Tenerife), La Muela (Zaragoza), Estaca de Bares (La Coruña), Ontalafia (Albacete) y Tarifa (Cádiz). A pesar de estos proyectos, a finales de 1988 la participación de la energía eólica en el contexto de las energías renovables era todavía muy baja.

Fue en 1989, con el segundo Plan de Energías Renovables, cuando la energía eólica adquirió una mayor presencia. En esta etapa se realizó la instalación en Cabo Villano (La Coruña) y en el parque eólico de Monteahumada, en Tarifa (Cádiz), de un aerogenerador de 1200 kW, situando a nuestro país, a finales

de 1990, en el cuarto lugar de Europa en cuanto a potencia instalada. Es en esta fecha cuando se apuesta decididamente por la implantación en España de parques eólicos, conectados a la red de distribución eléctrica en aquellas zonas geográficas nacionales con alto potencial (Canarias, Andalucía, Galicia), utilizando máquinas de potencias superiores a 100 kW.

El desarrollo creciente de las energías renovables y en particular de la energía eólica observado a lo largo de las últimas décadas y previsto para los próximos años para España en general, se basa en un continuo esfuerzo de investigación e innovación. En este marco, la administración juega un papel importante con la creación de infraestructuras de investigación y desarrollo (I+DT). Esta I+DT resulta imprescindible para dotar al tejido empresarial de recursos y capacidades necesarias para afrontar con éxito la adaptación a una dinámica de crecimiento que demanda altos niveles de actividad innovadora, en un mercado cada día más abierto y competitivo.

En un sentido amplio, el lanzamiento de nuevos productos o de mayor fiabilidad y eficiencia se inicia con un proceso de innovación tecnológico, seguido por una fase de demostración y difusión, alcanzando la madurez comercial al lograr un volumen suficiente de producción. Las energías renovables, y en particular la energía eólica, se encuentran en diferentes estadios de esta cadena, que por el bien común deben consolidarse hasta llegar a constituir recursos plenamente desarrollados. Gracias a este apoyo, en el año 2002 España ocupaba ya el segundo puesto mundial en producción de energía eólica (detrás de Alemania).

Actualmente en España, las líneas prioritarias de actuación en este campo están orientadas fundamentalmente, por un lado a disminuir los costes del kW instalado y los asociados al mantenimiento de las instalaciones, y por otro a impulsar el desarrollo de máquinas en la gama del megavatio.



2. Introducción a la energía eólica

2.1. La utilización del viento como fuente de energía

El fenómeno conocido como viento está constituido por las corrientes de aire generadas a consecuencia del desigual calentamiento de la superficie de la tierra. La no uniformidad del flujo de radiación solar incidente hace que unas zonas se calienten más que otras, provocando movimientos convectivos de la masa atmosférica. El aire caliente asciende, arrastrando aire más frío proveniente de una región vecina. Al subir se enfría, por lo que aumenta su densidad, descendiendo para volver a repetir el ciclo.

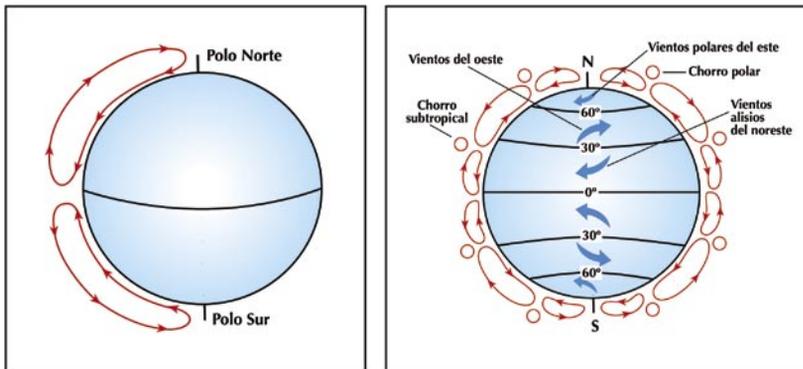


Figura 2. Movimiento convectivo en la atmósfera

A altitudes de hasta 100 metros sobre la superficie terrestre, los vientos están muy influenciados por las características de dicha superficie. El viento es frenado por la rugosidad de la superficie de la tierra y por los obstáculos. Tratándose de energía eólica interesará conocer estos vientos de superficie y cómo calcular la energía aprovechable del viento.

Aunque los vientos globales son importantes en la determinación de los vientos dominantes de un área determinada, las condiciones climáticas locales pueden

influir en las direcciones de viento más comunes. Los vientos locales siempre se superponen en los sistemas eólicos a gran escala, esto es, la dirección del viento es influenciada por la suma de los efectos global y local. Cuando los vientos a gran escala son suaves, los vientos locales pueden dominar los regímenes de viento. Los principales efectos locales son descritos a continuación:

1. Brisas marinas

Durante el día la tierra se calienta más rápidamente que el mar por efecto del sol. El aire sube, circula hacia el mar, y crea una depresión a nivel del suelo que atrae el aire frío del mar. Esto es lo que se llama brisa marina. A menudo hay un periodo de calma al anochecer, cuando las temperaturas del suelo y del mar se igualan. Durante la noche los vientos soplan en sentido contrario. Normalmente durante la noche la brisa terrestre tiene velocidades inferiores, debido a que la diferencia de temperaturas entre la tierra y el mar es más pequeña. El conocido monzón del sureste asiático es en realidad un forma a gran escala de la brisa marina y la brisa terrestre, variando su dirección según la estación, debido a que la tierra se calienta o enfría más rápidamente que el mar.

2. Vientos de montaña

Las regiones montañosas muestran modelos de clima muy interesantes. Un ejemplo es el viento del valle que se origina en las laderas que dan al sur (o en las que dan al norte en el hemisferio sur). Cuando las laderas y el aire próximo a ellas están calientes la densidad del aire disminuye, y el aire asciende hasta la cima siguiendo la superficie de la ladera. Durante la noche la dirección del viento se invierte, convirtiéndose en un viento que fluye ladera abajo. Si el fondo del valle está inclinado, el aire puede ascender y descender por el valle. Este efecto es conocido como viento de cañón. Los vientos que soplan en las laderas a sotavento pueden ser bastante potentes. Ejemplo de ello son: el Fhon de los Alpes en Europa, el Chinook en las Montañas Rocosas y el Zonda en los Andes. Ejemplos de otros sistemas de viento locales son el Mistral, soplando a lo largo del valle del Ródano hasta el Mar Mediterráneo, y el Sirocco, un viento del sur proveniente del Sahara que sopla hacia el Mar Mediterráneo.

3. Variaciones diurnas (noche y día) del viento

En la mayoría de las localizaciones del planeta el viento sopla más fuerte



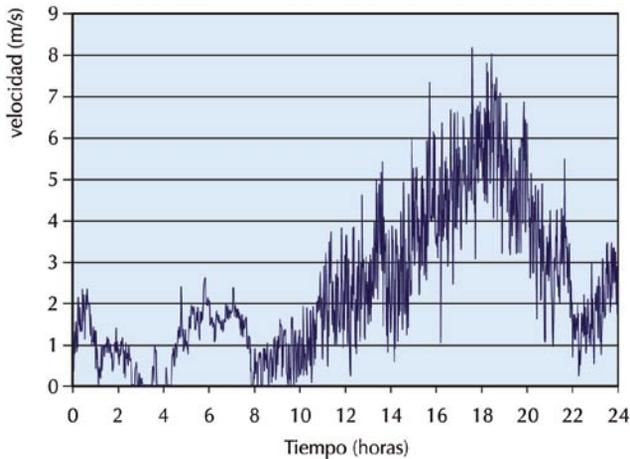


Figura 3. Distribución de vientos en Alcantarilla (Murcia)

durante el día que durante la noche. La figura 3 muestra como varía la velocidad del viento en Alcantarilla en un día típico del mes de agosto. Esta variación se debe sobretodo a que las diferencias de temperatura, por ejemplo entre la superficie del mar y la superficie terrestre, son mayores durante el día que durante la noche. El viento presenta también más turbulencias y tiende a cambiar de dirección más rápidamente durante el día que durante la noche. Desde el punto de vista de los propietarios de aerogeneradores, el hecho de que la mayor parte de la energía eólica se produzca durante el día es una ventaja, ya que el consumo de energía entonces es mayor que durante la noche. Muchas compañías eléctricas pagan más por la electricidad producida durante las horas en las que hay picos de carga (cuando hay una falta de capacidad generadora barata).

4. Efecto túnel

Si tomamos un camino entre dos edificios altos o en un paso estrecho entre montañas observaremos que el aire al pasar a su través se comprime en la parte de los edificios o de la montaña que está expuesta al viento, y su velocidad crece considerablemente entre los obstáculos del viento. Esto es lo que se conoce como efecto túnel.

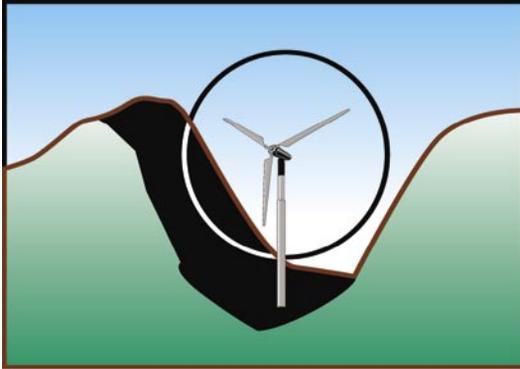


Figura 4. Efecto túnel

Así pues, incluso si la velocidad normal del viento en un terreno abierto fuera de 6 metros por segundo, en un "túnel" natural, ésta puede fácilmente alcanzar los 9 metros por segundo. Situar un aerogenerador en un túnel de este tipo es una forma inteligente de obtener velocidades del viento superiores a las de las áreas colindantes. Para obtener un buen efecto túnel, debe estar suavemente enclavado en el paisaje. En el caso de que las colinas sean muy accidentadas, puede haber muchas turbulencias en esa área, que pueden causar roturas y desgastes innecesarios en el aerogenerador.

5. Efecto de la colina

Una forma corriente de emplazar aerogeneradores es situándolos en colinas o estribaciones dominando el paisaje circundante. En particular, siempre supone una ventaja tener una vista lo más amplia posible en la dirección del viento dominante en el área. En las colinas, siempre se aprecian velocidades de viento superiores a las de las áreas circundantes.

Tal y como se puede observar en la figura 5, el viento empieza a inclinarse algún tiempo antes de alcanzar la colina. También se aprecia que el viento se hace muy irregular una vez pasa a través del rotor del aerogenerador. Al igual que ocurría anteriormente, si la colina es escarpada o tiene una superficie accidentada, puede haber una cantidad de turbu-



lencias significativa, que puede anular la ventaja que supone tener unas velocidades de viento mayores.

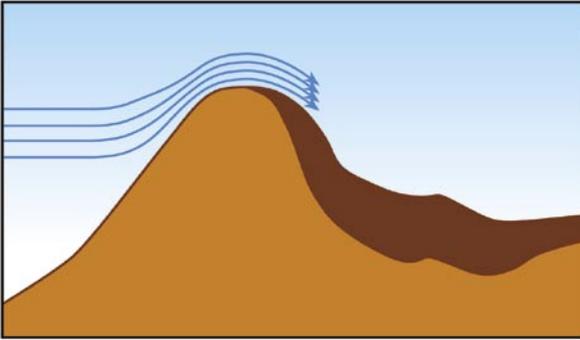


Figura 5. Efecto colina

De este modo, el viento, al considerarlo como recurso energético y desde el punto de vista de su disponibilidad como suministro, tiene sus características específicas: es una fuente con sustanciales variaciones temporales, a pequeña y gran escala de tiempo, y espaciales, tanto en superficie como en altura, sin olvidar una componente aleatoria que afecta en gran parte a su variación total. Al mismo tiempo hay que considerar que la energía disponible a partir del viento depende de la velocidad del mismo al cubo, por lo que pequeñas variaciones en este parámetro afectarán en gran medida al resultado final de energía obtenida.

2.2. Energía aprovechable

Antes de entrar en detalles descriptivos del tipo de sistemas necesarios para un aprovechamiento eólico, hemos de introducir dos conceptos fundamentales que han de ser tenidos en cuenta en todo el desarrollo posterior. El primero de ellos, el coeficiente de potencia, nos da una idea de la potencia que realmente estamos obteniendo a través del sistema eólico. La fórmula de Betz nos muestra la máxima potencia extraíble de una vena fluida. Pasemos ya a la descripción más exhaustiva de cada uno de ellos.

2.2.1. Coeficiente de potencia

La potencia que posee el viento incidente sin perturbar y de velocidad V_i viene dada por la expresión:

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho S V_i^3$$

Sin embargo, un aerogenerador no es nunca capaz de llegar a capturar el 100% de esta potencia que posee tal viento incidente, de tal manera que la potencia capturada por el rotor de la máquina es significativamente menor.

El coeficiente de potencia de un aerogenerador es el rendimiento con el cual funciona el mismo, y expresa qué cantidad de la potencia total que posee el viento incidente es realmente capturada por el rotor de dicho aerogenerador. Se define como:

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho S V_i^3}$$

donde P es la potencia realmente capturada por el rotor. Este coeficiente es adimensional. Por otra parte, hay que hacer notar que el coeficiente de potencia con que funciona un aerogenerador en general no es constante, pues varía en función de las condiciones de funcionamiento de la máquina.

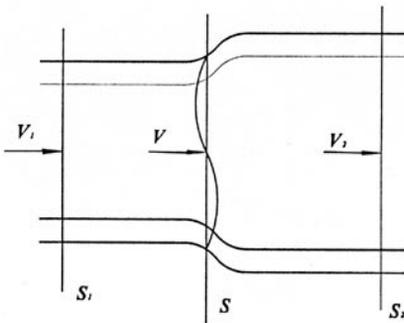


Figura 6. Movimiento de un fluido a través de un conducto



2.2.2. Teoría de Betz

El primero en estudiar los motores eólicos fue Betz, quien por una serie de razonamientos determinó la máxima potencia extraíble de una vena fluida. El teorema de Betz tiene para las máquinas eólicas la misma importancia que el de Carnot para las máquinas térmicas. Los supuestos, ideales, en que se basa la fórmula de Betz son:

- Las palas trabajan sin fricción alguna.
- Las líneas de corriente que definen el volumen de control, separan perfectamente el flujo de aire perturbado del no perturbado.
- La presión estática en puntos suficientemente alejados del rotor (secciones S_1 y S_2) coincide con la presión estática de la corriente libre no perturbada.
- La fuerza desarrollada por unidad de área a lo largo del rotor es constante.
- El rotor no induce rotación alguna en la estela de salida.
- El fluido es ideal e incompresible.

En virtud del principio de conservación de la energía, si el aerogenerador extrae una cierta cantidad de energía de la vena, ésta debe perder la misma cantidad de energía cinética. Por tanto, la velocidad V_2 debe ser inferior a V_1 .

Bajo estas hipótesis Betz dedujo que el máximo valor de potencia susceptible de ser extraído de la vena fluida es:

$$P_{max} = \frac{8}{27} \rho S V_1^3$$

expresión que se conoce como *fórmula de Betz* y que proporciona la máxima potencia que podemos extraer de una corriente de aire. La relación

$$\frac{P_{max}}{P_0} = \frac{\left(\frac{8}{27} \rho S V_1^3\right)}{\left(\frac{1}{2} \rho S V_1^3\right)} = \frac{16}{27} = C_p$$

representa el coeficiente de potencia máximo (límite de Betz) y nos servirá para caracterizar el rendimiento de un rotor eólico.

2.3. Tipos de aerogeneradores eólicos

Dos datos de partida son fundamentales cuando tratamos de seleccionar el aerogenerador idóneo que mejor resuelva el problema que nos planteamos:

- de una parte el régimen de vientos disponible, que va a fijar cuál es la máquina que más adecuadamente puede aprovechar las corrientes de viento incidentes,
- en segundo lugar el nivel de necesidades, esto es, la energía que deseamos obtener en un periodo de tiempo dado, y que va a determinar el área que debe barrer el rotor (A) y, en definitiva, el tamaño de la máquina.

Nos centraremos en la primera de estas dos cuestiones, esto es, en los distintos tipos de rotores eólicos que podemos encontrar. Entre ellos existen diferencias de rendimiento notables, resultando cada uno más adecuado a un determinado régimen de vientos.



Eólica de eje horizontal



Por lo general se clasifican en dos grandes bloques, según sea el eje horizontal o vertical. Dentro del primer grupo podemos distinguir ejes paralelos a la dirección del viento (como los convencionales molinos) y perpendiculares a dicha dirección. Y a su vez, entre los paralelos, caben dos alternativas según el rotor sea dispuesto en la parte anterior del eje (posición a barlovento), o en el posterior (posición a sotavento), bien entendido que el origen lo define el sentido del viento. Estas máquinas están constituidas por una aeroturbina tipo rotor, que acciona un alternador eléctrico.

El número de palas es, normalmente, de dos o tres, si bien existe también en la actualidad un prototipo de aerogenerador monopala. Puede considerarse este tipo de máquina como una versión avanzada de la clásica turbina multipala, de pequeña potencia, ampliamente utilizada en el pasado para el bombeo de agua. Los de eje vertical se clasifican en rotores por resistencia o por sustentación. En el primer grupo la fuerza motriz utilizada tiene la dirección del viento y en el segundo es perpendicular a la misma.

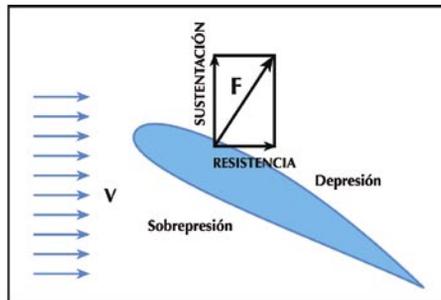


Figura 7. Descomposición de la fuerza sobre la pala

En la figura 7 se representan las fuerzas de resistencia y sustentación. Corresponde a un perfil aerodinámico inmerso en una corriente, que al perturbar el flujo crea un gradiente de presiones entre ambas caras, de las que resulta una fuerza resultante (F). Las proyecciones a que da lugar son las fuerzas de resistencia (paralela al viento) y de sustentación (perpendicular al mismo).

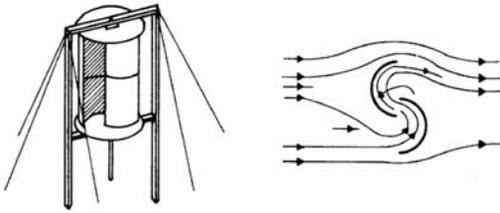


Figura 8. Rotor Savonius

Dentro de las aeroturbinas de eje vertical, se pueden destacar los siguientes diseños:

- Máquina de rotor tipo Savonius, cuya sección recta tiene forma de S y en la que la acción fundamental del viento sobre ella tiene el carácter de resistencia. Esta máquina tiene un rendimiento bajo, por lo que únicamente es idónea, por su simplicidad, para potencias muy pequeñas.
- Máquinas de rotor tipo Darrieus integrada por varias palas cuya sección recta tiene la forma de un perfil aerodinámico. Las palas están



Aerogenerador con rotor Darrieus



Aerogenerador con rotor Savonius



unidas por sus extremos al eje vertical, estando arqueadas en una forma similar a la que tomaría una cuerda girando alrededor del eje.

Cuando el lector interesado en la energía eólica tiene conocimiento por vez primera del rotor Darrieus, le resulta muy difícil creer que tal ingenio pueda girar por la acción del viento. Su funcionamiento no se capta por intuición fácilmente, como pueda ocurrir con los rotores tipo hélice.

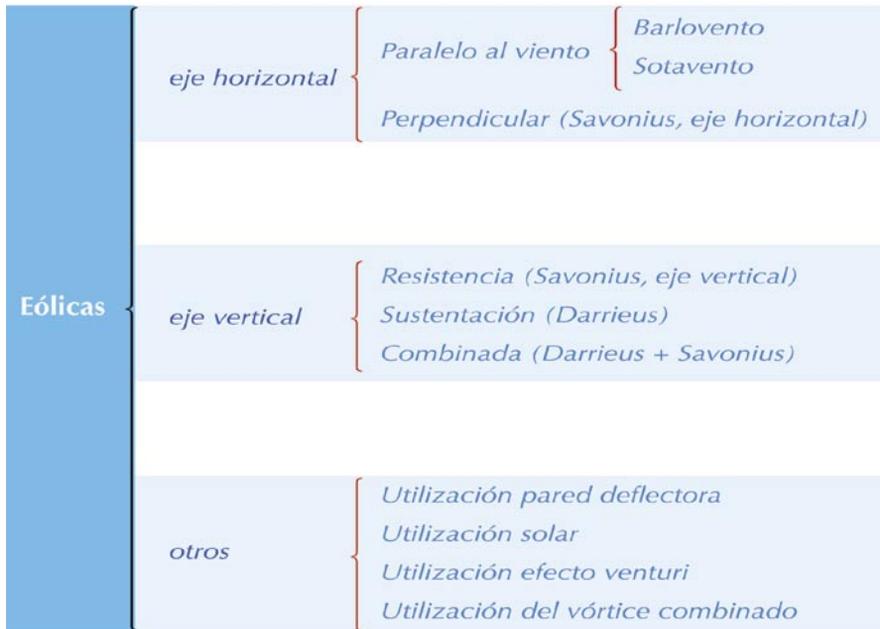


Figura 9. Clasificación de las máquinas eólicas

Existen otros dispositivos, más o menos ingeniosos utilizando el efecto venturi, el calentamiento solar, la vorticidad inducida o una pared deflectora. Aunque todos ellos son de mucha menor aplicación. A continuación mostraremos un esquema general de los distintos tipos de aerogeneradores utilizados:

Las ventajas que presentan los aerogeneradores de eje horizontal son las siguientes:

1. Su rendimiento (coeficiente de potencia) es mayor que el correspondiente a los de eje vertical.
2. Su velocidad de rotación es más elevada que la de los aerogeneradores Darrieus, por lo que requieren cajas de engranajes con menor relación de multiplicación.
3. La superficie de la pala es menor que en los modelos de eje vertical para una misma área barrida.
4. Los sistemas de sujeción de los modelos Darrieus impiden elevar la turbina tanto como en los modelos de eje horizontal. Ello da lugar a que con una misma área barrida se obtenga menor potencia en los de tipo Darrieus, por aprovecharse menos el aumento de la velocidad del viento con la altura.

Como contrapartida, los aerogeneradores Darrieus tienen las siguientes ventajas:

1. Su simetría vertical hace innecesario el uso de un sistema de orientación, como ocurre con las máquinas de eje horizontal para alinear el eje de la turbina con la dirección del viento.
2. La mayoría de los componentes que requieren mantenimiento están localizados a nivel del suelo.
3. No requieren mecanismo de cambio de paso en aplicaciones a velocidad constante.

La comparación entre los aerogeneradores de eje horizontal y los de tipo Darrieus, en cuanto al número de prototipos desarrollados y a potencia unitaria de estos prototipos, es claramente favorable a los de eje horizontal. En efecto, se han construido y comenzado a ensayar modelos de eje horizontal con potencias de hasta 2.500 kW estando actualmente en curso de proyecto y fabricación prototipos de 4.000 y 5.000 kW. Por el contrario, el prototipo de mayor potencia de los aerogeneradores Darrieus es de 500 kW. Debido a esta mayor difusión de los aerogeneradores de eje horizontal, este texto se centrará fundamentalmente en ellos, sin que ello implique una consideración negativa sobre los modelos de eje vertical.



En la figura 10 se muestran los rendimientos aerodinámicos de los distintos tipos de máquinas eólicas referidos anteriormente. Dichos valores están representados en función de la velocidad específica λ_0 definida como $\lambda_0 = \Omega R/V$, siendo Ω la velocidad de giro, R el radio de la pala y V la velocidad del viento incidente sobre el rotor.

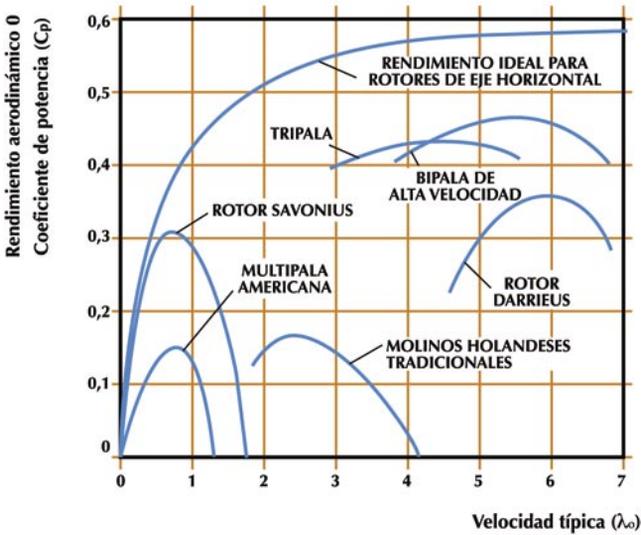


Figura 10. Comparación de los distintos tipos de aerogeneradores

3. Clasificación de los sistemas eólicos

3.1. Introducción

Las aplicaciones de la energía eólica pueden agruparse en tres bloques principales: producción de energía eléctrica, transformación en trabajo y otras aplicaciones industriales. La primera de éstas es la más extendida y la que más se está utilizando en la actualidad, tanto para sistemas conectados a la red como para sistemas aislados de la misma. En cuanto al bombeo de agua podemos decir que tuvo su apogeo en el siglo XIX, aunque sigue utilizándose en nuestros días. Actualmente se está extendiendo su uso para esta aplicación en pequeñas aeroturbinas que inicialmente generan energía eléctrica y posteriormente alimentan una bomba de pozo.

Estas aplicaciones básicas, se pueden llevar a cabo con sistemas de baja, media y alta potencia. Se entiende por pequeña potencia aquellas máquinas eólicas que suministran una potencia inferior a los kW, como media potencia máquinas de una potencia nominal de algunos cientos de kW y como gran potencia aquellas que son capaces de alcanzar el rango unitario del megavatio.

3.2. Sistemas de baja potencia

Son máquinas pequeñas que se utilizan para alimentar cargas que están alejadas de las redes eléctricas convencionales. Típicamente, se combinan con bancos de baterías para almacenar la electricidad que generan y poder acoplar en el tiempo la generación con la demanda. En el mercado actual se ofrecen con una capacidad unitaria inferior a 35 kW pero se pueden integrar arreglos con varias unidades para suministrar energía eléctrica a cargas mayores (por ejemplo para electrificación rural). Con frecuencia, este tipo de aerogeneradores se combinan con generadores diesel para proveer una función de respaldo y, dependiendo de las necesidades de suministro de electricidad y de la disponibilidad de los recursos energéticos no convencionales, se pueden combinar también con sistemas fotovoltaicos, microturbinas hidráulicas y otros, dando lugar a combinaciones que se conocen como “sistemas híbridos”.



La energía eólica de baja potencia se ha presentado en los últimos años como una versátil y económicamente rentable solución a muchos problemas, tanto de abastecimiento de energía eléctrica en zonas aisladas, como de alimentación de bombas de extracción de agua en pequeños pozos aislados.

En su aplicación para suministro de energía eléctrica, estos sistemas ofrecen un abastecimiento totalmente autónomo, y con una calidad de la electricidad muy alta, incluso superior a la que ofrece la red eléctrica, ya que con estas instalaciones, cada usuario consume la energía directamente de su generador de señal, sin que existan otros usuarios cuyos consumos puedan influir en la calidad de la energía que entra en la propia vivienda.

Para dar un ejemplo más ilustrativo sobre las instalaciones de energía eólica de pequeña potencia, se menciona el aerogenerador “Vento 5000” de Windeco Tecnología Eólica, empresa ubicada en la Región de Murcia, dedicada al desarrollo y construcción de aerogeneradores de baja potencia. Sus modelos de la serie Vento son unos de los aerogeneradores eólicos de pequeña potencia más modernos y avanzados.

El Vento 5000 consiste en un aerogenerador tripala que acciona un alternador de corriente alterna síncrono de imanes permanentes de 5 kW de potencia, directamente acoplado al rotor de la eólica. El aerogenerador posee un sistema de orientación automática, especialmente diseñado para conseguir una sensible timonación ante rachas de viento de bajas velocidades. Este mismo sistema de orientación ejerce el papel de sistema primario de protección ante velocidades elevadas de viento, ya que cuando las velocidades de viento se acercan a valores demasiado elevados para el buen funcionamiento de la máquina, este sistema produce la progresiva desorientación del aerogenerador que lo lleva a dejar de funcionar.



Aerogenerador de baja potencia *Vento 5000*.
Cortesía de Windeco Tecnología Eólica

El equipo del aerogenerador se compone además de un segundo sistema de seguridad, que consiste en un conjunto de resistencias de frenado y un regulador de carga, que desvía hacia el conjunto de resistencias los excedentes de energía que las baterías de la instalación no pueden asumir, evitándose de este modo que el aerogenerador tenga que quedar funcionando en vacío y por tanto girando a velocidades peligrosamente elevadas, en los periodos de tiempo en que las baterías presentan elevados niveles de carga. Otro elemento que incorpora la aeroturbina, es el conjunto de transformador y rectificador de corriente que posibilita la carga de baterías, el control y monitorización de los parámetros de funcionamiento de un conjunto de paneles solares fotovoltaicos y un grupo electrógeno, los cuales pueden hacerse necesarios, como apoyo al aerogenerador, en aplicaciones que requieran elevados consumos, o en zonas que presenten regímenes de viento muy inestables a lo largo del año.

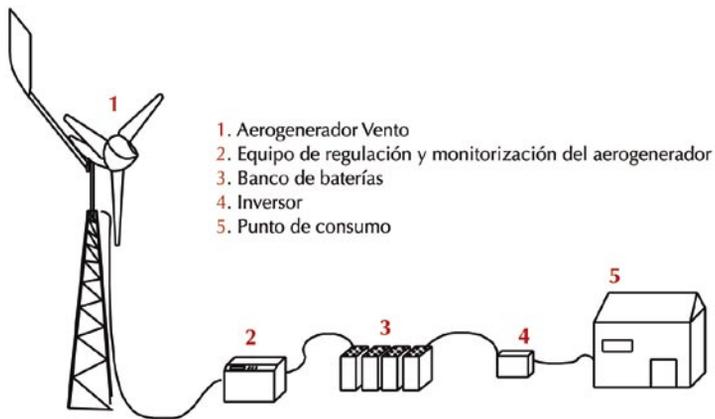


Figura 11. Esquema de instalación eólica de baja potencia con acumulación

3.2.1 Generación de energía eléctrica con acumulación en baterías

Además del aerogenerador y su correspondiente equipo, una instalación de suministro de energía eléctrica con acumulación en baterías, únicamente requiere de un banco de baterías, capaz de almacenar la energía que garantice la continua cobertura de las necesidades de consumo de la instalación y un

conjunto rectificador-transformador, que convierta en corriente alterna a 220 V, la corriente suministrada por las baterías al punto de consumo. Estos equipos se encuentran ya suficientemente desarrollados, pues son similares a los utilizados en las instalaciones solares fotovoltaicas.

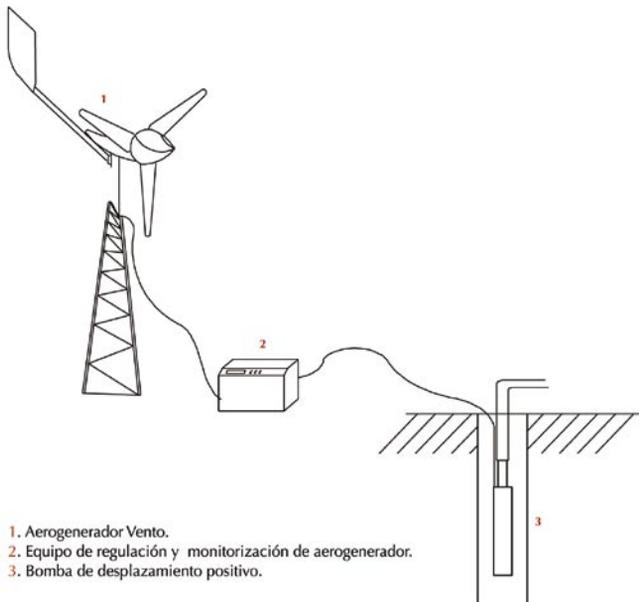


Figura 12. Esquema de instalación eólica de baja potencia para bombeo de agua

3.2.2 Instalaciones de bombeo

En el caso de la aplicación de una instalación para bombeo de agua, la instalación consistirá en el aerogenerador, su equipo de regulación y monitorización y una bomba de desplazamiento positivo especialmente adaptada para funcionar directamente conectada al equipo de regulación del aerogenerador.

3.2.3 Generación de energía eléctrica con conexión a red

Además de las dos soluciones de abastecimiento de energía citadas anteriormente, los aerogeneradores de pequeña potencia también ofrecen la posibili-

dad de realizar instalaciones con conexión a red. La finalidad de éstas es la de vender, a la empresa suministradora de energía eléctrica, la energía producida por la instalación, lo que permite obtener reducidos periodos de amortización de las inversiones realizadas.

Estas instalaciones constan de el aerogenerador, su equipo completo de transformación y rectificación de la energía eléctrica y un inversor especial de conexión a red, el cual convierte en alterna senoidal de 230 V eficaces, la tensión de la energía producida por el aerogenerador, para que de este modo pueda ser vertida a la red.

Finalmente la instalación constará de un contador de energía que registrará la energía que la instalación vierte a la red.

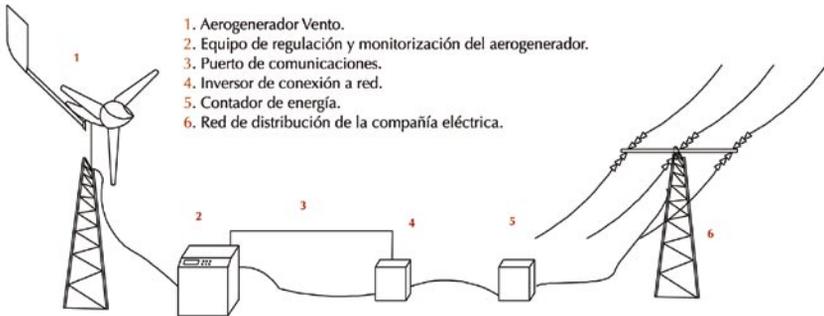


Figura 13. Esquema de instalación eólica de baja potencia con conexión a red

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	VENTO 5.000	VENTO 25.000
Potencia eléctrica	5.000 W	25.000 W
Diámetro rotor	5 m	12 m
Número de palas	3	3
Peso	155 kg	275 kg
Tipo de generador	Asíncrono	Asíncrono
Velocidad de arranque	2,5 m/s	2,5 m/s
Velocidad de desorientación	22 m/s	22 m/s
Sistema de desorientación	Eje vertical desplazado	Eje vertical desplazado
Sistema de orientación	Timón de cola sobreelevado	Timón de cola sobreelevado

Figura 14. Características de los aerogeneradores de baja potencia *Vento*

3.3. Sistemas de media potencia

Son sistemas cuya potencia media ronda los 150 kW y también tiene como principales aplicaciones la generación de energía eléctrica y el bombeo de agua. La generación de energía eléctrica en estos sistemas se aplica a colectividades mayores, y como el problema del almacenamiento es mayor, solo cabe su utilización como fuente complementaria conectada a la red principal o bien en combinación con un motor diesel para abastecer una pequeña red local. El bombeo de agua con una potencia puesta en juego mayor no presenta problemas si se dispone de depósitos adecuados.

3.4. Sistemas de gran potencia

Son máquinas de gran tamaño que se conectan a una red eléctrica convencional para alimentar cargas específicas de capacidad importante o para construir centrales eoloeléctricas. Los tamaños, en cuanto a producción de potencia se refiere, oscilan entre 300 kW y 2.500 kW. A pesar de los distintos conceptos de aeroturbinas ensayados, los que actualmente se imponen por su grado de madurez tanto en aspectos técnicos como económicos son los de eje horizontal. A continuación describiremos este tipo de sistemas.

3.4.1. Elementos básicos

Los subsistemas principales que integran un aerogenerador de eje horizontal se listan a continuación:

- Rotor.
- Tren de potencia.
- Generador eléctrico.
- Subsistema de orientación al viento.
- Subsistema de regulación de potencia.
- Subsistemas de seguridad.
- Chasis principal o góndola.
- Torre.

Para transformar la energía eólica en electricidad, un aerogenerador capta la energía cinética del viento por medio de su rotor aerodinámico y la transforma

en energía mecánica en el eje de rotación. La energía mecánica se transmite al generador eléctrico.

En general, el rotor aerodinámico está formado por un conjunto de dos o tres alabes, palas o aspas. Por razones de diseño estructural y aerodinámico, para máquinas entre 300 y 1.500 kW, la velocidad en el extremo de la pala se limita a valores entre 42 y 86 m/s (64 m/s en promedio), lo que se traduce en velocidades angulares entre 19 y 65 r.p.m. (34 r.p.m. en promedio). Por lo tanto, si se usan generadores eléctricos convencionales que operan a velocidades nominales altas (1.200, 1.800 r.p.m.), es necesario utilizar una caja de engranes multiplicadora para efectuar el acoplamiento.

Otro de los sistemas necesarios para captar el máximo de energía es el sistema de orientación. En efecto, si la dirección del viento no es perpendicular al plano del rotor la energía obtenida se ve penalizada. Para conseguir dicha orientación perpendicular, la gran mayoría de los aerogeneradores comerciales utilizan sistemas activos basados en servomecanismos, aunque también los hay controlados aerodinámicamente.

En función de las condiciones de viento existentes el rango de operación de un aerogenerador variará. Este rango será función de la relación eficiencia-resistencia-costo. Por ello, es imprescindible limitar su velocidad de rotación y su potencia de salida a niveles que no pongan en riesgo su integridad física. Los métodos que se emplean van desde diseños pasivos (palas fijas diseñadas para abatir aerodinámicamente la velocidad angular del rotor a partir de una velocidad del viento específica), hasta el uso de servomecanismos para controlar el ángulo en que el perfil aerodinámico de las palas se presenta al viento (paso variable). Los aerogeneradores cuentan con dos o más subsistemas de seguridad enfocados a minimizar la ocurrencia de fallos que pudieran traducirse en daño a los humanos, así como a salvaguardar la integridad física del equipo.

Con el fin de coordinar los grandes parques eólicos destinados a la producción de electricidad a gran escala es necesario un sistema electrónico de control y adquisición de datos conocido frecuentemente como SCADA. El control de los parámetros operacionales de cada aerogenerador se lleva a cabo en el ámbito local de la máquina.

El chasis principal o góndola es una estructura metálica donde se monta el tren



de potencia, el generador eléctrico, las mordazas del freno y, en su caso, las unidades hidráulicas. Recibe las cargas del rotor a través del tren motor y las transmite a la torre vía el subsistema de orientación.

Como bien es sabido, la superficie terrestre ocasiona una variación de los vientos en el plano vertical. Es por ello que resulta interesante (para el caso de aerogeneradores de eje horizontal) situar el rotor a una altura considerable respecto al nivel marcado por dicha superficie terrestre. Esta altura óptima resultará de una situación de compromiso entre el aumento de energía capturada al elevar la altura del rotor y el aumento del coste de la torre. En general, se utilizan torres que alcanzan de 40 a 90 metros de altura.

La potencia proporcionada por un aerogenerador se representa por un gráfico denominado curva de potencia, donde se relaciona la potencia eléctrica que entrega el sistema con la velocidad del viento a la altura del centro de su rotor.

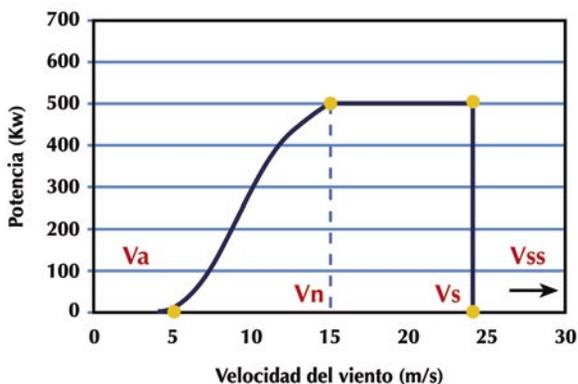


Figura 15. Curva de potencia

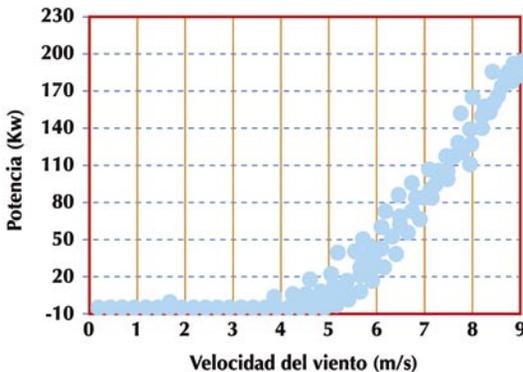
La figura 15 muestra la curva correspondiente a un aerogenerador de 500 kW de potencia nominal. Este tipo de curvas se utilizan como un dato de entrada para estimar la cantidad de energía eléctrica que un aerogenerador específico produciría al operar bajo un régimen de viento dado. La obtención de la curva de potencia de una aeroturbina está sujeta a un procedimiento experimental estándar.

dar fijado por la Comisión Electrotécnica Internacional en la norma IEC-61400-2. Existen centros de prueba especializados en las pruebas de comportamiento de aerogeneradores, tal como los Laboratorios RISO en Dinamarca.

En estas curvas existen cuatro puntos de referencia cuyos valores trascienden en cuanto a la respuesta operacional de los aerogeneradores. Estos puntos son:

- Va velocidad de arranque o inicio: Velocidad del viento a la cual un aerogenerador empieza a producir energía eléctrica.
- Vn velocidad nominal: Velocidad del viento a la cual se alcanza el valor nominal de potencia del generador eléctrico.
- Vs velocidad de parada o salida: Velocidad del viento a la cual un aerogenerador tiene que ejecutar un paro forzado para no operar por arriba de sus límites máximos de diseño.
- Vss velocidad de supervivencia: La velocidad del viento arriba de la cual el rotor de un aerogenerador puede sufrir daños permanentes a pesar de que se encuentre frenado.

Es importante notar que la curva de potencia de un aerogenerador se obtiene mediante la adquisición de una considerable cantidad de datos de la velocidad del viento (referida a la altura del centro del rotor) y de la potencia eléctrica de salida. Las mediciones se llevan a cabo bajo condiciones de operación en viento sin perturbar, atendiendo a una serie de recomendaciones en cuanto a la expo-



sición del aerogenerador al flujo eólico para garantizar que los resultados de potencia de la máquina no sean alterados por condiciones locales particulares. Esta etapa del proceso lleva a obtener gráficos como el que se muestra parcialmente en la figura 16.

Figura 16. Potencia eléctrica en función de la velocidad del viento (ensayo)



4. Medición y tratamiento del viento

El recurso eólico que es potencialmente aprovechable para la generación de electricidad, se suele encontrar concentrado en determinadas regiones o zonas relativamente pequeñas. Por lo tanto, el primer paso hacia su aprovechamiento, es su prospección. Para ello existen diferentes técnicas que van desde la referencia popular, hasta las imágenes de satélite. La evaluación de la factibilidad técnico-económica de un proyecto eoloelectrónico exige un conocimiento detallado del comportamiento del viento y, para ello, es imprescindible llevar a cabo mediciones anemométricas in situ.

4.1. Métodos de medición del viento

Para la medición de la componente horizontal de la velocidad del viento se utilizan los anemómetros de molinete (cazoletas o rotor). Existen también captadores que permiten medir a la vez la componente horizontal y la vertical del viento (anemómetros tridimensionales), aunque los más frecuentemente utilizados son los primeros. Los valores típicos para el umbral de arranque de los anemómetros oscilan entre 0.5 y 1.2 m/s. La dirección del viento se mide por medio de una veleta. Otros tipos de anemómetros incluyen ultrasonidos o anemómetros provistos de láser que detectan el desfase del sonido o la luz coherente reflejada por las moléculas de aire.



Torres de medición del viento

Los anemómetros de hilo electrocalentado detectan la velocidad del viento mediante pequeñas diferencias de temperatura entre los cables situados en el viento y en la sombra del viento (cara a sotavento). La ventaja de los anemómetros no mecánicos es que son menos sensibles a la formación de hielo. Sin embargo en la

práctica los anemómetros de cazoletas son ampliamente utilizados, y modelos especiales con ejes y cazoletas calentados eléctricamente pueden ser usados en las zonas árticas.

4.1.1. Anemómetros

Se pueden adquirir anemómetros sorprendentemente baratos de algunos de los principales vendedores del mercado que, cuando realmente no se necesita una gran precisión, pueden ser adecuados para aplicaciones meteorológicas, y lo son también para ser montados sobre aerogeneradores. En este caso el anemómetro realmente sólo se utiliza para determinar si sopla viento suficiente como para que valga la pena orientar el rotor del aerogenerador en contra del viento y ponerlo en marcha. Sin embargo, los anemómetros económicos no resultan de utilidad en las mediciones de la velocidad de viento que se llevan a cabo en la industria eólica, dado que pueden ser muy imprecisos y estar pobremente calibrados, con errores en la medición de quizás el 5 por ciento, e incluso del 10 por ciento.

4.1.2. Mediciones de la velocidad del viento en la práctica

La mejor forma de medir la velocidad del viento en una futura localización de una turbina eólica es situar un anemómetro en el extremo superior de un mástil que tenga la misma altura que la altura de buje esperada de la turbina que se va a utilizar. Esto evita la incertidumbre que conlleva el recalcular la velocidad del viento a una altura diferente.

Colocando el anemómetro en la parte superior del mástil se minimizan las perturbaciones de las corrientes de aire creadas por el propio mástil. Si el anemómetro está situado en la parte lateral del mástil es fundamental enfocarlos en la dirección de viento dominante para minimizar el abrigo del viento de la torre. Para evitar el abrigo de viento, en lugar de utilizar torres de celosía, normalmente se utilizan postes cilíndricos delgados, tensados con vientos, en los que se colocan los mecanismos de medición del viento.

4.1.3. Sistema de adquisición de datos

Los datos de las velocidades y direcciones del viento obtenidos por el anemómetro son recogidos en un chip electrónico en una pequeña computadora, el registrador de datos, que puede funcionar con batería durante un largo período de tiempo. Las velocidades del viento son medidas en medias de 10 minutos para que sea compatible con la mayoría de programas estándar.



4.2. Tratamiento de los datos del viento

Cierto número de características del viento son susceptibles de tener influencia sobre el diseño y el rendimiento de los aerogeneradores. En particular son: las leyes de distribución de la velocidad y dirección, las variaciones con la altura, la influencia de la topografía y las leyes estadísticas de las ráfagas y sus valores extremos.

En este apartado vamos a abordar las leyes de distribución de la velocidad y dirección del viento, y su obtención a través de los datos medidos.

4.2.1. Leyes de distribución de la dirección del viento

El modo más habitual para traducir la ley de distribución de la dirección del viento es la rosa de los vientos, así como el diagrama de la estructura del viento, de los que hablaremos a continuación.

1. Rosa de los vientos

La rosa de las frecuencias normalizada se obtiene a partir de las frecuencias de

Velocidad media en cada dirección (dm/sg) :

N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
8,6	24,2	25,6	20,2	18,3	25,7	26,7	16,1	16,2	21,6	23,7	25,4	25,4	26,7	20,8	10,7

Año:2000	
	% observ.
N	1,0
NNE	5,1
NE	6,7
ENE	5,5
E	4,2
ESE	6,6
SE	7,3
SSE	2,2
S	1,9
SSW	3,9
SW	26,1
WSW	18,0
W	4,4
WNW	2,3
NW	1,5
NNW	0,9
CALMAS	2,4

Estación: Barranda "Caja Murcia" Período: 2000
Obtenida de 8778 observaciones horarias (sin dato: 06 horas)

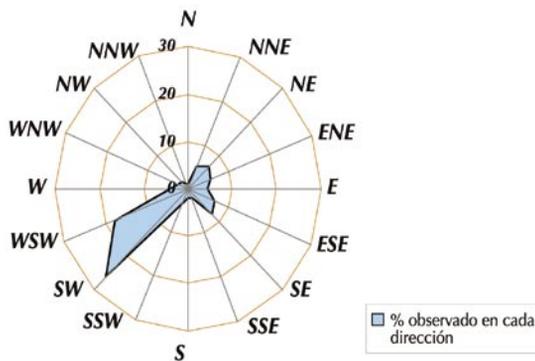


Figura 17. Rosa de vientos

ocurrencia observadas en intervalos de dirección y velocidad dados. Lo más habitual es dividir los 360° en 16 sectores: N, NNE, NE, ENE, E, ESE, SE, SSE, S, SSO, SO, OSO, O, NO, NNO, cada sector corresponde a $22,5^\circ$, correspondiendo el N desde $348,75^\circ$ a $11,25^\circ$, el NNE desde $11,25^\circ$ a $33,75^\circ$, etc.

Una vez obtenidas las frecuencias de ocurrencia dentro de cada uno de los intervalos de velocidad y dirección escogidos, se procede a su representación gráfica, habitualmente en forma de rosa, que es la representación más habitual. Como ejemplo de ello, la figura 17 representa una rosa de vientos junto con la frecuencia de ocurrencia de cada intervalo de velocidad.

Las velocidades de viento inferiores al umbral de arranque son consideradas como calmas, y habitualmente se considera que las calmas no tienen dirección asociada. Una rosa de vientos debe llevar asociado el periodo de tiempo para el cual se elabora y la altura del anemómetro para el cual se han realizado las observaciones. Este tipo de representaciones ofrece una idea bastante clara de la estructura del viento en una zona dada.

2. Rosa de las rugosidades

Si durante un largo periodo de tiempo la velocidad del viento ha sido medida exactamente a la altura del buje y en el lugar exacto donde se situará el aerogenerador, pueden hacerse predicciones muy exactas de la producción de energía. Sin embargo, a menudo deben recalcarse mediciones del viento hechas en un lugar fuera de la zona considerada. En la práctica esto puede hacerse con una gran exactitud, excepto en zonas de terreno muy complejo.

Así como se utiliza una rosa de los vientos para trazar el mapa de la cantidad de energía procedente de diferentes direcciones, también se dispone de una rosa de las rugosidades para describir la rugosidad media del terreno en diferentes direcciones desde el futuro emplazamiento de una turbina eólica. Normalmente, la rosa se divide en 12 sectores de 30° cada uno, aunque también son posibles otras divisiones. En cualquier caso, deberán ser las mismas que las que tengamos en nuestra rosa de los vientos. El análisis se centrará principalmente en la rugosidad en las direcciones de viento dominante. Es muy importante representar los obstáculos del viento locales en la dirección de viento dominante cerca de la turbina (a menos de 700 m) si se quieren hacer predicciones exactas sobre producción de energía. Los obstáculos del viento tales como edificios, árboles o formaciones rocosas, pueden disminuir la velocidad del viento de forma significativa y a menudo crean turbulencias en torno a ellos. La zona de turbulencias



puede extenderse hasta una altura alrededor de 3 veces superior a la altura del obstáculo. La turbulencia es más acusada detrás del obstáculo que delante de él. Así pues, lo mejor es evitar grandes obstáculos cerca de las turbinas eólicas, y en particular si se encuentran en la parte donde sopla el viento dominante.

En los parques eólicos, para evitar una turbulencia excesiva corriente abajo alrededor de las turbinas, cada una de ellas suele estar separada del resto una distancia mínima equivalente a tres diámetros del rotor. En las direcciones de viento dominante esta separación es incluso mayor. Cada aerogenerador ralentizará el viento tras de sí al obtener energía de él para convertirla en electricidad. Por tanto, lo ideal sería poder separar las turbinas lo máximo posible en la dirección de viento dominante. Pero por otra parte, el coste del terreno y de la conexión de los aerogeneradores a la red eléctrica aconseja instalar las turbinas más cerca unas de otras. Como norma general, la separación entre aerogeneradores en un parque eólico es de 5 a 9 diámetros de rotor en la dirección de los vientos dominantes, y de 3 a 5 diámetros de rotor en la dirección perpendicular a los vientos dominantes. Conociendo el rotor de la turbina eólica, la rosa de los vientos y la rugosidad en las diferentes direcciones, los fabricantes o proyectistas pueden calcular la pérdida de energía debida al apantallamiento entre aerogeneradores. La pérdida de energía típica es de alrededor del 5%.

5. Partes de un sistema eólico

Un sistema de generación eólica está formado por otros subsistemas menores que realizan una determinada función. En concreto, para las máquinas de gran potencia, que representan el caballo de batalla actual para la generación eólica en grandes parques, los principales subsistemas que podemos encontrar se presentan de manera descriptiva en la figura 18.

A continuación enumeraremos los diferentes subsistemas principales que constituyen una aeroturbina, para después pasar a describirlos más detenidamente.

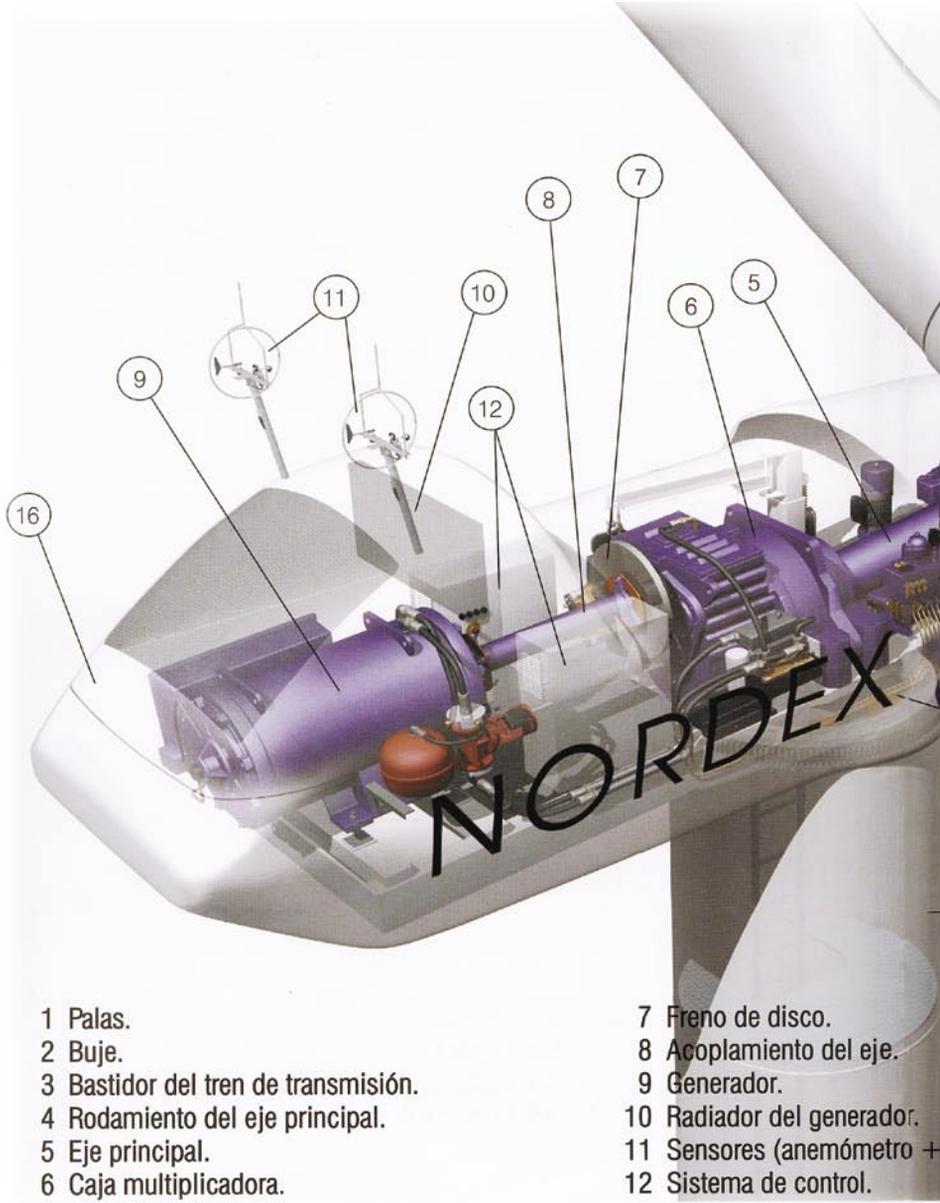
- Rotor.
- Caja de engranajes.
- Generadores eléctricos.
- Sistemas de regulación de potencia y de velocidad.
- Sistemas de orientación.
- Sistemas de conexión a red.
- Sistemas de seguridad.
- Controladores electrónicos locales.
- Elementos de acoplamiento mecánico.
- Chasis principal.
- Torres.

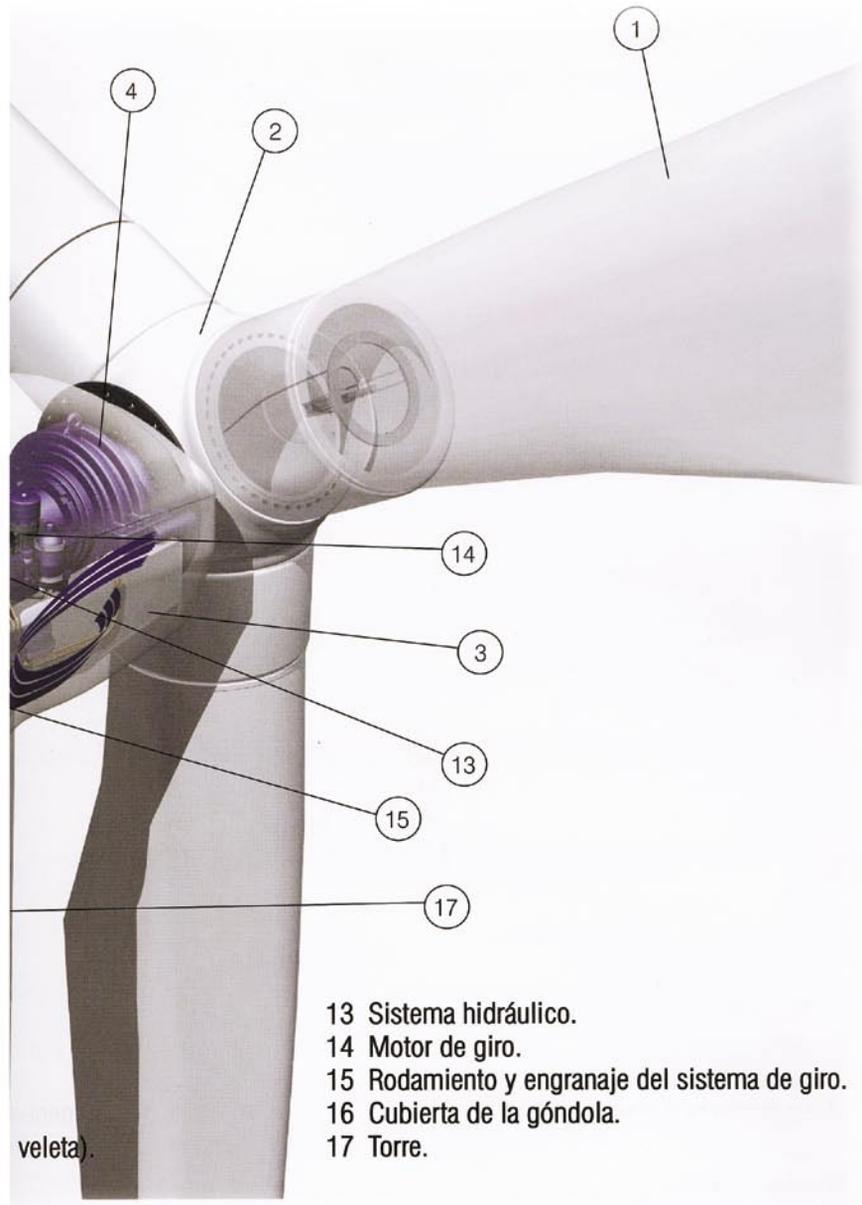
5.1. Rotor

Los subsistemas básicos que constituyen el rotor son las palas o aspas, el cubo y la nariz. Su función es convertir la energía cinética del viento en la energía mecánica que se utiliza para impulsar el generador eléctrico. Tal y como se describió en el capítulo 2, el parámetro fundamental que caracteriza el comportamiento de este subsistema es el coeficiente de potencia definido como la relación entre la potencia mecánica que se desarrolla en su eje y la potencia eólica disponible en su área de barrido.

Alfred Betz calculó un valor máximo teórico del 59,26% para este parámetro. Sin embargo, la teoría que condujo a este resultado desprecia factores de pérdida tales como: la fricción, rotación de la estela detrás del rotor y pérdidas en la cercanía de la punta de las palas. En la práctica, estos factores reducen el







- 13 Sistema hidráulico.
- 14 Motor de giro.
- 15 Rodamiento y engranaje del sistema de giro.
- 16 Cubierta de la góndola.
- 17 Torre.

veleta).

Figura 18. Componentes de una aeroturbina. Cortesía de Nordex



máximo de C_p a valores cercanos al 50%. Esto significa que un rotor aerodinámico de eje horizontal, en el mejor de los casos de diseño y operación, sólo puede extraer cerca del 50% de la potencia del viento disponible en su área de barrido.

La fuerza del viento ocasiona que un rotor aerodinámico de eje horizontal gire a una cierta velocidad angular. El flujo eólico que incide sobre las palas de un rotor en movimiento (tal y como lo percibiría un observador que se moviera con la pala) depende, entre otros factores, de la relación entre la velocidad lineal de la pala y la velocidad del viento. Así, para la geometría global de un rotor, la magnitud adimensional de este elemento está dada por:

$$\lambda = \frac{\Omega \cdot r}{V}$$

donde λ es la velocidad específica, Ω es la velocidad angular del rotor, r es el radio del rotor y V es la velocidad del viento perpendicular al plano de rotación, referida al centro del rotor. El producto Ωr es la velocidad de arrastre U en el punto considerado, de modo que

$$\lambda = \frac{U}{V}$$

La relación entre el coeficiente de potencia del rotor (C_p) y λ depende, entre otros factores, de la geometría del perfil aerodinámico que se selecciona para diseñar las palas.

La fuerza del viento sobre las palas también ocasiona una fuerza perpendicular al plano de rotación (fuerza axial o de empuje) que se denota por. La reacción a esta fuerza (igual en magnitud pero en sentido contrario) la experimenta el flujo en la cara viento arriba del rotor, lo cual provoca la disminución de su velocidad. Este efecto se conoce como inducción axial.

En el caso de un rotor de velocidad de giro alta, con dos o tres palas de conformación esbelta, este tipo de rotores tienen la ventaja de que, para una potencia dada, el par en el eje principal es relativamente más bajo, de manera que el tren de transmisión mecánica puede ser menos robusto. Asimismo, la relación

de velocidad necesaria en la caja de engranes es también menor. Este tipo de rotores es el que usualmente se utiliza en el diseño de aerogeneradores de capacidad relativamente grande.

En la práctica, los rotores de aerogeneradores modernos para centrales eolieléctricas se diseñan con valores máximos de λ de diseño comprendidos entre 8.5 y 9.0 para rotores de dos palas. La limitación para el valor máximo de λ tiene que ver con lo siguiente: si la velocidad en el extremo de la pala es mayor que 1/3 de la velocidad del sonido (cerca de 110 m/s) se puede producir un aumento importante de resistencia por efecto de compresibilidad así como un aumento exagerado del ruido aerodinámico.

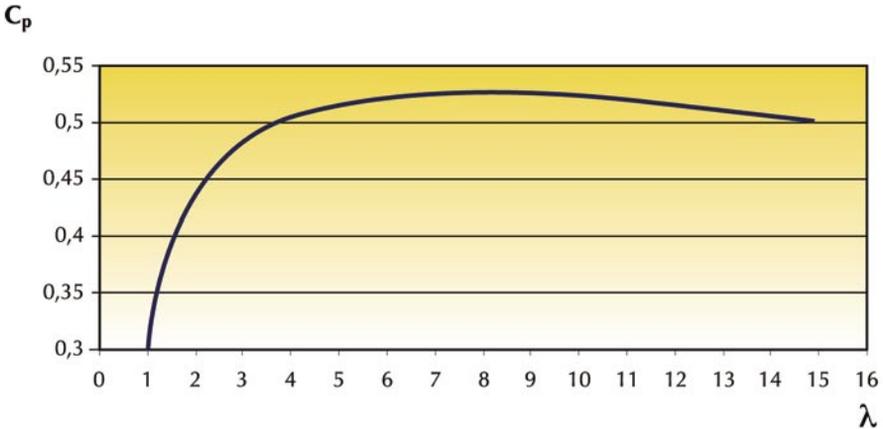


Figura 19. Coeficiente de potencia

5.1.1. Palas

Las palas están fabricadas y diseñadas con el fin de alcanzar un balance óptimo en la captación eficaz de la energía del viento y lograr una mínima carga sobre la turbina, al mismo tiempo que un funcionamiento libre de problemas. Bajo esta afirmación se identifican distintos conceptos relacionados con el material utilizado. El primero de ellos tiene que ver con la forma de la aeroturbina. El conformado de la pala debe ser el adecuado y por tanto el material debe poder ser tratado y adaptado a la forma idónea sin pérdida de propiedades resistentes.



Por otro lado hemos de conocer el comportamiento del material para las distintas situaciones de carga que se puedan producir.

Las palas de una aeroturbina se diseñan bajo formas constructivas y con materiales que deben atender principalmente a los requisitos siguientes:

1. Resistencia estructural
Capaces de soportar, sin que se produzca daño, las cargas máximas previsibles de ocurrir durante el período de vida de la máquina.
2. Resistencia a fatiga
Capaces de soportar las cargas de fatiga que aparezcan durante la vida de la máquina (25 años).
3. Rigidez
Desplazamientos inferiores a los máximos permitidos. Rigidez mayor que la mínima necesaria para evitar inestabilidades.
4. Peso
El peso debe ser el mínimo necesario para tener el mínimo coste y minimizar las cargas de tipo inercial y gravitatorio sobre los diversos componentes de la máquina (es crítico en grandes aeroturbinas).
5. Fabricación
Facilidad de fabricación que requiera técnicas y materiales adaptados a la maquinaria y tecnología existente en la industria.
6. Resistencia a los ambientes medioambientales
Resistencia a la corrosión en ambientes marinos y a la degradación por la radiación solar.
7. Minimizar la emisión de ruido acústico
Diseño encaminado a producir el menor impacto acústico para facilitar la instalación de estos sistemas cerca de sitios habitados.

Por todo esto, el conocimiento y caracterización de los materiales a utilizar es paso indispensable a determinar antes de llevar a cabo cualquier diseño. A continuación realizaremos un barrido de los posibles materiales a emplear en palas de aeroturbinas.

- Madera

Ha sido ampliamente usada históricamente en la construcción de palas de rotores propulsoras en aviación y se utiliza en la actualidad en aerogeneradores de pequeño tamaño. Posee indudables ventajas como son su baja densidad, disponibilidad, buenas características de fatiga, bajo coste y fácil mecanizado, pero aparte de poseer bajas propiedades mecánicas absolutas tiene como desventajas el poseer irregularidades tales como nudos, fibra no rectilínea y la característica de absorber la humedad lo que causa un deterioro en sus características mecánicas.

- Acero

El acero posee una alta resistencia y módulo elástico, tenacidad, facilidad de fabricación mediante soldadura y bajo coste lo que le haría un material apropiado para la construcción de palas de aeroturbinas si no fuera por su gran densidad que aumenta muy desfavorablemente las cargas gravitatorias e inerciales que actúan sobre la aeroturbina. Otra de las desventajas del acero es su facilidad para la corrosión, aunque este aspecto puede ser obviado con el adecuado tratamiento o protección superficial.

- Aluminio

Posee una densidad muy inferior al acero y muy buenas propiedades mecánicas específicas y resistencia a la corrosión, su resistencia a la fatiga es en general baja excepto si se utilizan aleaciones aeronáuticas. Las formas constructivas más utilizadas serían los perfiles continuos fabricados por extrusión o a base de chapas de espesor delgado unidas mediante remaches.

- Materiales compuestos

Los materiales compuestos son muy apropiados para la fabricación de palas de aeroturbinas. Conseguir la adecuada eficiencia aerodinámica de las palas de aeroturbinas supone desarrollar complicadas formas, sumamente esbeltas, de perfiles aerodinámicos con superficies externas muy lisas. Por otro lado, conseguir la adecuada resistencia estructural de las palas para soportar las elevadas cargas producidas durante la vida en servicio de la máquina, requiere palas de gran robustez y resistencia. El material compuesto de fibra de vidrio y poliéster conjuga unas características de resistencia elevadas con un mínimo peso y un coste reducido.



Otras características de estos materiales que los hace muy atractivos para palas es su versatilidad de formas de fabricación y la posibilidad de ser moldeados con las formas que se deseen, pudiéndose distribuir la resistencia y espesor de acuerdo a las exigencias del diseño.

Los materiales compuestos de fibra de vidrio tienen también como ventaja su bajo coeficiente de dilatación y conductividad eléctrica (buen comportamiento frente a rayos). En cuanto al comportamiento frente a la fatiga de los materiales compuestos, éste es superior al de otros materiales convencionales, aunque no existen aún suficientes datos para conocer con todo detalle cuál es su resistencia a fatiga sobre todo cuando se une además la acción de los agentes atmosféricos (agua, hielo, rayos UV).

Entre los inconvenientes que tienen los materiales compuestos para la fabricación de palas están:

- materias primas todavía caras (excepto fibra de vidrio),
- necesitan procesos de fabricación no estándar,
- comportamiento estructural no intuitivo,
- falta de bases de datos fiables de características mecánicas,

Actualmente, la fibra de vidrio se presenta como la alternativa más atrayente en lo que a conformado de palas de aeroturbinas se refiere. El conocimiento de sus propiedades resistentes y de su comportamiento a largo plazo, deducido de la utilización de dicho material en otros campos como el de la construcción de barcos, unido a su relativa ligereza, le confieren a este material las propiedades más adecuadas para el uso que se busca. La principal línea de investigación en la fibra de vidrio consiste en encontrar la orientación óptima del entramado que conforman las fibras.

La figura 20 ilustra el diámetro de los aerogeneradores en función de su potencia nominal para el escenario comercial actual. En realidad existen pequeñas diferencias respecto a lo que se muestra en dicha figura, debido a diferencias entre las velocidades nominales de diseño, es decir, la velocidad de viento a la cual el aerogenerador alcanza su potencia nominal.

Por ejemplo, comercialmente se ofrecen aerogeneradores de 750 kW con diámetros de 44 metros, mientras que simultáneamente se ofrecen aerogeneradores

de 600 kW con diámetros de 48 metros. En este caso, el aerogenerador de 750 kW con un diámetro de 44 metros tiene una velocidad nominal superior a la del aerogenerador de 600 kW con un diámetro de 48 metros, y por lo tanto, sus curvas de potencia son diferentes. De ahí que, para rangos de capacidad cercanos, una potencia nominal mayor de un aerogenerador no necesariamente implique que éste producirá más energía que otro de menor potencia nominal cuando ambos operan bajo un mismo régimen de viento. Por lo tanto, la selección técnica de un aerogenerador, en cuanto a producción de energía, exige el conocimiento detallado del régimen de viento en el que operará y la aplicación de metodologías adecuadas.

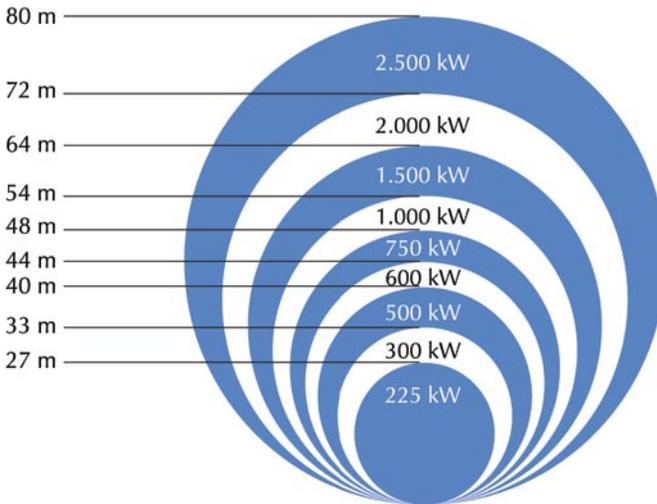


Figura 20 . Tamaño de rotores eólicos

En el mercado actual se ofertan aerogeneradores de una, dos y tres palas, repartiéndose el mercado en el 2%, 24% y 74% respectivamente. Esta mayor presencia de los rotores tripala se debe fundamentalmente a que son más equilibrados al mismo tiempo que producen una menor contaminación acústica. Se dice que los aerogeneradores de dos palas tienen un costo menor que los de tres palas. Sin embargo, si bien es cierto que las máquinas de dos palas utilizan una pala

menos, también lo es que en ellas se producen fuerzas adicionales que se transmiten al cubo del rotor, el eje de baja velocidad, el bastidor, el sistema de orientación y la torre. Estas fuerzas adicionales se deben, principalmente, a la diferencia entre las cargas por viento que experimentan las palas cuando una de ellas apunta hacia arriba y la otra hacia la base de la torre. Esto conduce a reforzar los elementos estructurales, y por consecuencia, al incremento de su costo. En algunos diseños de máquinas de dos palas se incorporan elementos adicionales para reducir este problema. En aerogeneradores a sotavento la magnitud del problema adquiere dimensiones aún mayores, en el momento en que una de las palas pasa por la sombra eólica de la torre. Asimismo, este momento flector se incrementa en magnitud a medida que el diámetro de los aerogeneradores es mayor.

5.1.2. Cubo o buje

El cubo del rotor es el elemento donde se unen las palas y mediante el cual la potencia captada por el rotor se transmite al eje principal. En función de si el rotor está formado por dos o tres palas pueden presentarse dos tipos de buje:

- Rígido, para aerogeneradores de tres palas, que consiste en una estructura metálica hueca que típicamente se construye con base en una fundición de acero nodular. En este caso, se diseña con una geometría que permite un acoplamiento firme de las palas a través de pernos roscados o cuerdas metálicas embebidas en el material de las palas. En su parte central interior está habilitado para acoplarse rígidamente con el eje principal del aerogenerador.
- Basculante, para aerogeneradores de dos palas, el cual permite que las palas se puedan mover, ligeramente, en una dirección perpendicular al plano del rotor. Típicamente, los cubos basculantes se diseñan para que permitan un desplazamiento angular de $2,5^\circ$ respecto al plano normal del eje de rotación. Esto ayuda a reducir las cargas dinámicas.

5.1.3. Nariz

La nariz del rotor es una cubierta frontal en forma de cono que sirve para desviar el viento hacia el tren motor y mejorar la ventilación en el interior, eliminar turbulencia indeseable en el centro frontal del rotor y mejorar el aspecto estético.

5.2. Caja de engranajes

En la selección o diseño de una caja de engranes para aerogeneradores se busca que tenga una relación óptima entre su capacidad de carga, su tamaño y su peso. Asimismo, deben operar con eficiencia alta y emitir poco ruido.

Por su función, las cajas de engranes deben ser fiables y fáciles de mantener. Usualmente, la lubricación en la caja de engranes de un aerogenerador se realiza por salpicadura y solamente se proveen medios para mantener la temperatura del lubricante dentro de los valores recomendados. Durante mucho tiempo se utilizaron cajas de engranes del tipo ejes paralelos. Ahora hay una tendencia a utilizar cajas del tipo planetario porque son más compactas, pesan menos, emiten menos ruido y en condiciones de carga parcial tienen una eficiencia mayor. Hace 10 años, las cajas del tipo planetario eran prohibitivas por su costo. Hoy en día, el 57 % de los aerogeneradores con caja de engranes multiplicadora usan del tipo planetario.

Ante la construcción de generadores eléctricos de velocidad nominal baja, ha surgido un nuevo diseño constructivo en el que ya no es necesaria la caja multiplicadora. En este caso, el rotor se acopla directamente al generador eléctrico. Sin embargo, estos últimos son de fabricación especializada y sus dimensiones son relativamente grandes. La compañía M. Torres, ubicada en la Región de Murcia, construye aerogeneradores de última generación, sin caja multiplicadora.



Caja de engranajes y generador eléctrico



Actualmente, el 95 % de los aerogeneradores comerciales, en el rango de 200 a 3.000 kW, utilizan una caja de engranes en el tren motor y solamente el 5 % tienen un acoplamiento directo.

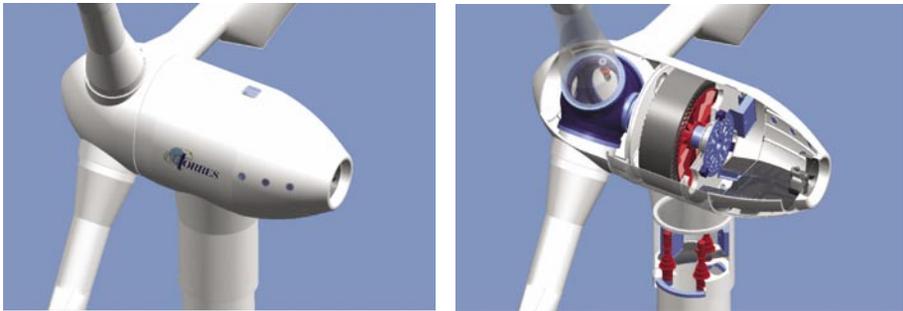


Figura 21. Aerogenerador sin caja multiplicadora. Cortesía de M. Torres

5.3. Generadores eléctricos

Los generadores eléctricos más utilizados para la configuración de sistemas eólicos han sido los generadores asíncronos, aunque con la reducción de costes en los sistemas eléctricos que separan la producción de energía de la eólica con la propia red eléctrica están empezando a colocarse en mayor número los síncronos. Típicamente, los generadores asíncronos son motores de inducción que se utilizan en forma inversa haciéndolos girar a una velocidad mayor que su velocidad de sincronismo. Cuando a un motor de inducción, conectado a la red eléctrica, se le hace girar por encima de su velocidad de sincronismo, mediante la aplicación de un par motriz en su eje de rotación, la potencia mecánica aplicada se transforma en energía eléctrica.

Fundamentalmente, existen dos tipos de generadores asíncronos que se han utilizado para la integración de aerogeneradores: el tipo jaula de ardilla y el tipo rotor devanado. Los del tipo jaula de ardilla son los más utilizados debido a

que su costo es bajo, requieren poco mantenimiento, son robustos y se pueden conectar directamente (a través de protecciones y medios de desconexión adecuados) a la línea eléctrica a la que entregarán energía.

Para iniciar la operación de los aerogeneradores con generadores asíncronos, se permite que su rotor gire libremente (con el generador eléctrico desconectado de la línea), hasta que el eje del generador eléctrico alcance una velocidad ligeramente mayor que su velocidad de sincronismo. En ese momento, el generador se conecta a la línea y comienza a producir energía eléctrica (de frecuencia igual a la de la línea). A partir de la velocidad de sincronismo, la magnitud de la potencia eléctrica que se entrega a la red aumenta en función de la ocurrencia de vientos de mayor intensidad.

En todo el intervalo de operación normal de un generador asíncrono conectado a una línea eléctrica, su velocidad de giro se mantiene limitada por la frecuencia de la línea. Para elevar la potencia de salida de un generador asíncrono desde su valor cero hasta su valor nominal, solo se necesita aumentar la velocidad de giro del rotor en una cantidad menor que 1 r.p.m. Por ello, a los aerogeneradores que utilizan generadores asíncronos conectados directamente a la red eléctrica se les conoce como sistemas de velocidad constante.

Una desventaja de estos generadores es que requieren tomar potencia reactiva de la línea eléctrica a la cual están conectados, lo cual origina un factor de potencia bajo que debe ser mejorado mediante baterías de condensadores.

El generador de inducción de rotor devanado se utiliza con muy poca frecuencia en la integración de aerogeneradores. Su principal ventaja es la facilidad de implementar métodos de conexión a línea más sencillos y fiables.

Con objeto de incrementar la producción de energía en los aerogeneradores de velocidad constante, en algunos de los primeros modelos se utilizaron dos generadores eléctricos mecánicamente acoplados pero de diferente capacidad y velocidad de sincronismo. El generador de menor capacidad se utilizaba para velocidades de viento bajas y después se conmutaba al generador de mayor tamaño, el cual estaba dimensionado para la potencia nominal del aerogenerador. Este método fue cambiado por el uso de generadores de polos conmutables debido a que esta opción resultó más fiable que su predecesora.



Por su parte, los generadores síncronos no son muy apropiados para integrar aerogeneradores de velocidad constante ya que cuando se conectan directamente a la línea eléctrica resultan un sistema demasiado rígido en cuanto a su relación par-velocidad.

En aerogeneradores, la velocidad constante tiene la desventaja de originar cargas dinámicas importantes que exigen su construcción con estructuras robustas. Además, sus rotores trabajan a una eficiencia menor que aquella para la que fueron diseñados: a velocidad constante, la relación de la velocidad de punta de pala a la velocidad del viento, varía. Solamente existe un valor de λ para el cual la eficiencia del rotor es máxima. En otras palabras, si su velocidad de operación no estuviera limitada por la frecuencia de la red extraerían más energía del viento.

Estos inconvenientes motivaron el desarrollo de los llamados sistemas de velocidad variable, para los cuales la velocidad de operación no está limitada por la frecuencia de la línea eléctrica. En las máquinas de este tipo, los generadores eléctricos no se conectan directamente a la línea eléctrica, para permitir que la velocidad de rotación del rotor siga a la velocidad del viento. Con ello, las cargas dinámicas se reducen y la eficiencia aumenta, pero se produce electricidad de frecuencia variable. Para que esta electricidad se pueda transferir a una línea eléctrica convencional, es necesario convertirla a la frecuencia con que opera la línea. Para ello, se utiliza un acondicionador electrónico de potencia que se integra con un rectificador (para convertir la corriente alterna en corriente continua) y un inversor (para convertir la corriente continua en corriente alterna). Esta configuración se conoce como CA-CC-CA. El incremento de energía generada se estima entre el 10 y el 12%. Sin embargo, las pérdidas en la electrónica lo reducen a ganancias netas entre el 5 y el 8 %.

Actualmente, cerca del 95 % de los aerogeneradores comerciales son sistemas de velocidad constante con generadores eléctricos asíncronos. En el proceso de implantación de la tecnología, aún no existen evidencias objetivas que indiquen una preferencia por los sistemas de velocidad variable disponibles en el mercado. Sin embargo, se cree que una vez que se superen los inconvenientes actuales, éstos podrían generar electricidad a un costo menor.

5.4. Sistemas de regulación de potencia y velocidad

Bien es sabido que la potencia que proporciona un aerogenerador es proporcional a la velocidad del viento incidente elevada al cubo. En este sentido podría resultar extraño observar una curva típica de potencia de una máquina eólica y comprobar que a partir de un cierto valor de velocidad de viento esta potencia se ve limitada a lo que es conocido como potencia nominal. En principio esto no tendría mucho sentido dado que a velocidades superiores la capacidad de captar energía podría ser mucho mayor. Ahora bien, el problema hay que plantearlo desde el punto de vista económico. En este sentido, no es conveniente diseñar un aerogenerador que, para las velocidades de viento muy altas, intente extraer el total de la potencia eólica disponible ya que aunque con estas velocidades el aerogenerador (potencialmente) puede generar mayor potencia eléctrica, energéticamente éstas no representan una contribución muy significativa a lo largo del tiempo, debido esencialmente a su baja frecuencia de ocurrencia. La excepción puede darse en lugares con regímenes de viento excelentes.

Desde el punto de vista práctico, la velocidad nominal de diseño de un aerogenerador es función del compromiso entre: el potencial de generación de electricidad, los costos de fabricación y mantenimiento, y las expectativas de resistencia y vida útil, ya que todo ello influye, de manera importante, en el coste de la energía eléctrica a producir. Estudios recientes sugieren que el coste más bajo de producción, se puede lograr si se escoge un valor nominal de diseño aproximadamente igual a 1,7 veces la velocidad de viento media anual.

La regulación de potencia y velocidad en aerogeneradores es relativamente compleja, y ha sido uno de los retos principales en el desarrollo de su tecnología. Actualmente, se utilizan los métodos que se describen a continuación.

5.4.1. Variación del ángulo de paso (o calado) de las palas

El primer método para el control de la potencia, una vez alcanzado el valor nominal, es el control del ángulo de paso de la pala (α), definido éste como el ángulo que se forma entre la cuerda del perfil aerodinámico en la punta de la pala y el plano de rotación. Resulta evidente que, para una geometría dada de pala, si mecánicamente se cambia el ángulo α se estará cambiando el ángulo de paso de todos los elementos de pala.



Si varía el ángulo de paso, el ángulo con el que el viento incide sobre el perfil variará, y, por tanto, también lo harán las fuerzas de resistencia y sustentación, actuando al mismo tiempo sobre la potencia producida. La contribución de un elemento de pala a la fuerza tangencial en el plano del rotor, es función del ángulo de ataque (i), al igual que la fuerza axial. Existen factores adicionales a lo anteriormente expuesto que influyen en la respuesta dinámica del rotor: en la práctica, la velocidad del viento (V) cambia continuamente, además de que en el comportamiento dinámico, las características del rotor pueden ser influidas por el grado de flexión de las palas, por la inercia del rotor, por la respuesta de flujo alrededor de la pala, por la falta de alineación del rotor al viento y por la suciedad que se adhiere a las palas. Esto da una idea de la complejidad de la respuesta dinámica de los rotores, cuya explicación rebasa el alcance de este documento. Sin embargo, lo aquí expuesto sirve para comprender que el efecto global de un manejo adecuado del “ángulo de paso de pala” conduce a limitar la potencia de salida de un aerogenerador a valores muy cercanos a la potencia nominal del generador eléctrico, para velocidades de viento por arriba de la velocidad nominal de diseño.

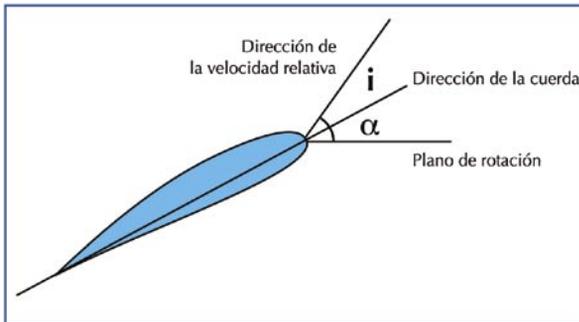


Figura 22. Ángulos de incidencia en el perfil de un álabo

Mecánicamente, el manejo del ángulo de paso de las palas de un rotor consiste en hacerlas girar simultáneamente todas sobre su eje radial. Los mecanismos que actúan sobre la raíz de las palas se encuentran ubicados dentro del cubo del rotor. La fuerza motriz para realizar el movimiento puede aportarse a través de mecanismos impulsados por dispositivos hidráulicos o eléctricos. Los meca-

nismos actuados eléctricamente suelen ser sistemas individuales montados en la raíz de la pala, los cuales operan en forma sincronizada. Básicamente, este tipo de sistemas está integrado por un motorreductor (en el cubo) acoplado a una corona en la base de la pala. Por otro lado, los mecanismos actuados hidráulicamente suelen ser centralizados y usualmente se montan sobre el chasis principal. Su operación modifica simultáneamente el paso de todas las palas. Estos sistemas se construyen con base en una unidad hidráulica y un servomotor que mueve linealmente una barra actuadora que pasa a través del interior del eje principal hasta el cubo del rotor.

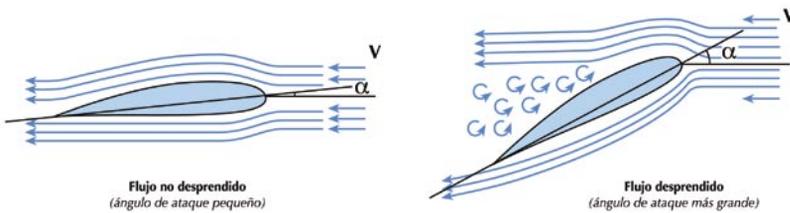


Figura 23. Desprendimiento de flujo sobre un perfil aerodinámico

5.4.2. Control por desprendimiento de flujo

Este segundo método de control de potencia se aplica en aerogeneradores de palas donde el ángulo de calado permanece constante. En este tipo de sistemas al aumentar la velocidad del viento también lo hace la velocidad relativa produciéndose al mismo tiempo una variación en el ángulo de ataque.

En función de la geometría propia de un asa, existe un valor de la velocidad del viento para el cual el ángulo de ataque es tal que el coeficiente de sustentación alcanza su máximo valor. A partir de ahí, dicho coeficiente comienza a disminuir, mientras que el coeficiente de resistencia empieza a crecer rápidamente. Esta combinación limita la potencia del rotor de manera natural, pues el flujo en la cara “viento abajo” de las palas comienza a desprenderse creando vórtices, tal como se ilustra en la figura 23.

El desprendimiento depende de la geometría del perfil aerodinámico y puede ser lento o brusco. El desprendimiento brusco es peligroso y debe evitarse, ya

que puede llegar a fracturar las palas. La región de flujo desprendido es mucho más complicada y desconocida que la de flujo no desprendido. En aeronáutica el desprendimiento debe evitarse. En turbinas eólicas controladas por desprendimiento, el flujo desprendido forma parte de la operación normal hasta para ángulos de ataque de 45°. La teoría y los métodos de cálculo de flujo bidimensional alrededor de perfiles no son confiables para valores del ángulo de ataque mayores a 10°. Junto con estos hechos existe la complicación de que la rotación de la pala añade un aspecto tridimensional muy importante. Adicionalmente, los flujos desprendidos son objeto de estudio por los expertos, desde los últimos 5 años. Por esta razón, el diseño de rotores con control pasivo por desprendimiento de flujo es una mezcla entre ciencia y arte, que implica un cierto grado de riesgo.

Sin embargo, la mayoría de los primeros aerogeneradores, y muchos de los que ahora están en el mercado, utilizan esta técnica debido a que ofrece un menor coste al no requerir de servomecanismos. Se dice que los aerogeneradores que se controlan por desprendimiento de flujo producen menos energía (para un mismo régimen de viento) que aquellos en los que la regulación de potencia se realiza modificando el ángulo de paso de las palas. La diferencia se estima del 3 a 5 %, pero aún se realizan pruebas para validar esta premisa.

La búsqueda de mayor eficiencia, limitando el coste, dio lugar a otra configuración que consiste en el control activo por desprendimiento de flujo. En este esquema se hace variar el ángulo de paso en sentido negativo con el fin de incrementar el ángulo de ataque y así controlar (en cierta medida) el desprendimiento de flujo. Para ello también se utilizan servomecanismos, pero en este caso, su rango de trabajo es menor y son más baratos. En el mercado actual, el 55% de los sistemas utilizan el método pasivo de desprendimiento de flujo para controlar la potencia, el 37% lo hacen mediante variación del ángulo de paso y el resto (8%) utilizan el control activo por desprendimiento de flujo.

5.5. Sistemas de orientación

El objeto fundamental del sistema de orientación es mantener el rotor en un plano perpendicular a la dirección del viento, con el fin de extraer de él la máxima energía. En este sentido se plantean dos posibilidades, dependiendo de

si la torre se interpone entre el plano del rotor y el viento incidente o no. Así, se pueden presentar dos configuraciones distintas: viento arriba o barlovento y viento abajo o sotavento.

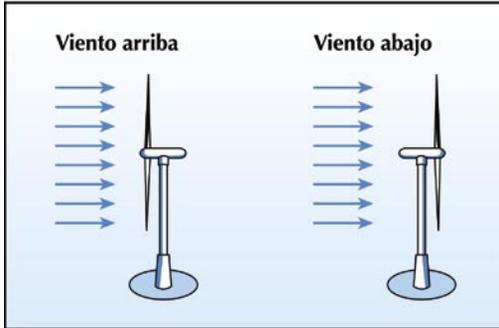


Figura 24. Configuraciones respecto al viento

En la configuración viento arriba (barlovento), el viento pasa primero sobre el rotor y después sobre la torre del aerogenerador. En la configuración viento abajo (sotavento), el viento pasa primero sobre la torre y después sobre el rotor. Son pocos los diseños con rotores viento abajo, ya que cuando una de las palas pasa por la “sombra eólica” de la torre se originan fuerzas adicionales sobre el eje del rotor. Este problema es mayor para rotores de dos palas.

La mayoría de los aerogeneradores en el mercado actual son del tipo a barlovento y utilizan servomecanismos para mantener el plano del rotor en posición perpendicular a la dirección del viento. Estos dispositivos constituyen el elemento unión entre la torre y la góndola del aerogenerador. Básicamente se construyen a partir de un cojinete y una corona dentada de dimensiones considerables. La corona está acoplada a piñones montados sobre dos o más servomotores (eléctricos o hidráulicos). Normalmente el subsistema se encuentra habilitado, además, con un freno mecánico.

El servomecanismo responde a señales de control que son generadas por el controlador electrónico del aerogenerador, en respuesta a la medición de la



dirección del viento. Esto último es llevado a cabo mediante sensores convencionales (veletas). Estos sistemas no operan de manera rápida, es decir, no intentan seguir la dirección del viento con gran dinámica. Los sistemas de control cuentan con algoritmos para la toma de decisiones al respecto, por ejemplo, sólo cambian la orientación del rotor cuando las estadísticas de la medición sugieren que la dirección del viento efectivamente ha cambiado. La efectividad de estos algoritmos es relevante con relación a la fiabilidad y eficiencia global del aerogenerador, es decir, una actividad con frecuencia "alta" degradaría el subsistema y provocaría más fuerzas mientras que una actividad con frecuencia "baja" tiende a reducir la cantidad de energía eólica aprovechable, debido a la desalineación del rotor.

En aerogeneradores con orientación a sotavento se emplea una técnica de orientación pasiva. Esta técnica está basada en el concepto de conicidad del rotor y en una flexibilidad mayor de las palas. Algunos aerogeneradores con sistema de orientación pasiva cuentan con motores para desorientar la máquina con propósitos de seguridad.



Sensores de velocidad y dirección de viento en un aerogenerador

5.6. Conexiones a red

Este es uno de los campos donde más se está avanzando con el fin de aumentar la eficiencia en la conversión de energía en este tipo de sistemas. En los primeros

modelos de aerogeneradores sólo se utilizaban contactores electromecánicos para realizar la interconexión a la red eléctrica. Sin embargo, en el instante de la conexión se crean corrientes transitorias que los degradan relativamente rápido. La experiencia operacional de este medio demostró un índice alto de fallos y un coste elevado de mantenimiento.

El uso de tiristores como medio de conexión suave a la red ha proliferado como una solución a este problema. Sin embargo, ya que los modelos que pueden manejar potencias altas (del orden de cientos de kW) son muy caros, se está utilizando una solución mixta, donde la conexión inicial se suaviza mediante tiristores y posteriormente el suministro continuo de potencia se realiza a través de contactores.

En los sistemas de velocidad variable que utilizan convertidores electrónicos de potencia (CA-CD-CA), dicho problema se elimina implícitamente.

5.7. Dispositivos de seguridad

El objeto fundamental de este tipo de sistemas es el de proteger la integridad física de los humanos, así como la del equipo en su conjunto. Por ello, estos sistemas se ponen en funcionamiento generalmente en situaciones como:

- Presencia de vientos mayores que la velocidad de salida.
- Velocidad de rotación por arriba del máximo aceptable.
- Pérdida de carga (desconexión o fallo de la línea de interconexión).
- Exceso de vibraciones.
- Temperaturas por arriba de las máximas aceptables (en generadores, cajas de transmisión, controladores electrónicos, etc.).
- Pérdida de presión en controladores hidráulicos.

Dado que el viento no es controlable, ante una situación operativa anómala la acción típica de seguridad es el paro forzado de los aerogeneradores. Los paros forzados se pueden dar en las siguientes situaciones:

1. A través del controlador electrónico local. Cuando la situación anómala se detecta por la medición de variables. En este caso, el control ejecuta un paro suavizado (cuando se detectan temperaturas máximas de operación en algún componente).



2. Por acción directa de elementos específicos. Cuando la situación anómala requiere de una acción inmediata y por el carácter del evento no se puede confiar en el control electrónico (por ejemplo exceso de vibraciones).
3. Por voluntad de los operadores cuando la situación no puede ser detectada por ningún medio automático (operadores en peligro o accidentados). Para este caso los aerogeneradores cuentan con botones de paro de emergencia en su parte superior, en su base, a lo largo de la torre y a través de las computadoras en el cuarto de control centralizado.

Los medios que se utilizan para efectuar el paro forzado son:

- Freno de disco.
- Control del ángulo de paso de las palas.
- Dispositivos de punta de pala (frenos aerodinámicos).
- Control de orientación al viento.

La mayoría de los aerogeneradores cuenta con dos (o más) de estos medios, los cuales pueden operar de manera independiente o coordinada. Dependiendo del modelo específico del aerogenerador se asigna uno de ellos como el medio principal de frenado.

En aerogeneradores que tienen sistemas de regulación de velocidad por control del ángulo de paso de las palas, usualmente se asigna este medio como el de frenado principal. En este caso, se amplía su rango de operación para que sea posible colocar la cuerda del elemento de punta de pala en una posición casi

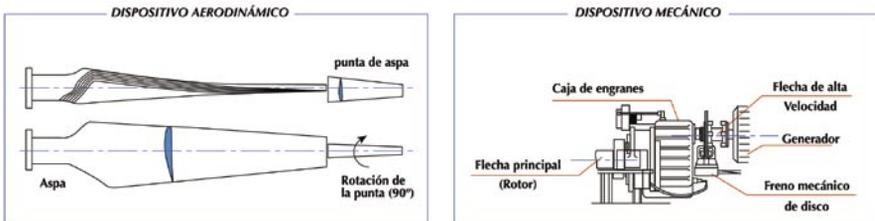


Figura 25. Frenos de disco y aerodinámico

paralela con la dirección del viento (posición de bandera). Esto representa una solución adecuada que evita fuerzas mecánicas durante el evento. El freno secundario (típicamente un freno de disco), se aplica después que la velocidad de rotación del rotor se redujo considerablemente, y por consecuencia, el par motor es mucho menor. Cuando se utilizan motores eléctricos para manejar el ángulo de paso de las palas, las condiciones por defecto ante la desconexión o fallo de la línea eléctrica colocan automáticamente a las palas en “posición de bandera”. En sistemas que utilizan mecanismos accionados hidráulicamente, el problema de pérdida de carga se resuelve mediante la incorporación de acumuladores hidráulicos.

En aerogeneradores con caja de engranes, el freno de disco se puede aplicar sobre el eje principal del rotor (baja velocidad) o sobre el de alta velocidad (en el eje de salida de la caja de engranes que acopla con el generador eléctrico). Si se aplica sobre el eje de alta velocidad, la fuerza requerida para frenar el rotor es inversamente proporcional a la relación de transmisión, por lo cual se pueden utilizar dispositivos más ligeros y baratos. Sin embargo, la caja de engranes recibe directamente los esfuerzos. Esta configuración resulta más conveniente cuando el medio principal de frenado es a través del control del ángulo de paso de las palas y el freno de disco constituye el medio secundario, por lo que normalmente éste solo se aplica a velocidades ya muy reducidas. Algunos fabricantes prefieren aplicar el freno de disco sobre el eje de baja velocidad, máxime cuando éste constituye el medio principal de frenado. Esta configuración puede resultar más segura, pero también es más costosa.

En la figura 25 se ilustran los llamados “dispositivos de punta de pala” que se utilizan en algunos aerogeneradores para reducir aerodinámicamente la velocidad del rotor antes de aplicar el freno de disco. Este dispositivo es una sección en la punta de la pala que se puede girar hasta 90°, con objeto de que su superficie se oponga aerodinámicamente al giro del rotor.

5.8. Electrónica de control

Todos los aerogeneradores para centrales eolieléctricas cuentan con un sistema electrónico dedicado al control y a la adquisición de datos (SCADA). Cada aerogenerador cuenta con un SCADA propio, independientemente de que éste forme parte de una central integrada por varias turbinas. Sus funciones principales son:



- Controlar los procesos de inicio de operación y de conexión a la línea eléctrica.
- Controlar la regulación de velocidad y potencia de salida.
- Controlar la orientación del rotor con respecto a la dirección del viento.
- Controlar los procesos de paro forzado.
- Controlar los elementos auxiliares dedicados a mantener las mejores condiciones de operación normal.
- Ser la interfaz local entre el operador y la máquina.
- Adquirir y procesar los datos del comportamiento operacional de cada aerogenerador.
- Mantener la comunicación con los centros de supervisión en centrales eoloeléctricas (transmisión de datos).



Sistema de control de un aerogenerador

Para tales fines, los SCADA miden y procesan las variables de control, entre las que se encuentran:

- Velocidad y dirección del viento.
- Velocidades angulares.
- Temperaturas.
- Presión.
- Ángulo de orientación.
- Vibraciones.
- Estados operativos.

- Parámetros eléctricos.
- Eventos.

Cada SCADA está diseñado en forma específica para el modelo de aerogenerador al que se aplica, es decir, cada sistema cuenta con sus propios algoritmos y secuencias lógicas. Los SCADA tienen características comunes, pero pueden llegar a ser muy diferentes de una marca de aerogenerador a otra. La fiabilidad y efectividad de los SCADA tiene un impacto muy relevante en cuanto a la eficiencia, fiabilidad y disponibilidad de un aerogenerador. Es decir, no puede existir un buen aerogenerador si su sistema de control es deficiente.

A través de la experiencia operativa se han desarrollado técnicas que han reducido considerablemente el número de fallos atribuibles al sistema de control. Sin embargo, éstas aún representan un alto porcentaje de los eventos de paro forzado y/o de las necesidades de mantenimiento correctivo. De ahí la importancia del uso de sensores y actuadores precisos y confiables, así como del establecimiento de un programa adecuado de inspección, mantenimiento preventivo y calibración.

5.9. Acoplamientos mecánicos

Durante el funcionamiento de un aerogenerador los componentes del sistema de transmisión están sujetos a fluctuaciones torsionales, desplazamientos axiales y desalineación entre los ejes. Estos efectos adversos deben ser minimizados para reducir esfuerzos y prolongar la vida útil de los componentes. Para ello se utilizan diversas técnicas que dependen del diseño y configuración específica del aerogenerador.

Por ejemplo, en aerogeneradores que cuentan con una caja de engranes en el tren de potencia, la conexión mecánica al generador eléctrico se realiza mediante una barra de torsión provista de juntas homocinéticas en ambos extremos, y un acoplamiento de fricción en el extremo del generador eléctrico. Asimismo, la caja de engranes suele estar sujeta al chasis principal mediante elementos que proporcionan una suspensión amortiguada. Esta combinación permite amortiguar fluctuaciones torsionales sobre los engranajes y absorber pequeños desplazamientos axiales, así como la posible desalineación de los ejes durante la operación normal del aerogenerador.



Al respecto existe una cantidad significativa de diseños que, además de buscar reducir los efectos que inciden en el desgaste de los componentes, también tienen que ver con la reducción de fluctuaciones en la potencia de salida y con la reducción de emisión de ruido acústico.

5.10. Estructura soporte, chasis o góndola

El chasis principal es una estructura metálica donde se monta el tren de potencia, el generador eléctrico, las mordazas del freno y, en su caso, las unidades hidráulicas. Este componente recibe las cargas del rotor a través del tren de potencia y las transmite a la torre vía el subsistema de orientación.

Usualmente, el chasis principal está construido a partir de perfiles estructurales de acero soldados y placas de fibra de vidrio. Este elemento es el principal receptor de las fuerzas generados durante el frenado, ya que sobre él se montan los elementos de fricción que actúan sobre el disco del freno (las mordazas).

Su dimensión y peso depende de las cargas que debe soportar. Su diseño parte de la fuerza general relacionado con la reducción de masa y volumen del conjunto. Sobre este chasis va colocada una cubierta general cuyo propósito es proteger a los componentes del sistema contra los efectos del medio ambiente.

5.11. Torres

Las torres constituyen el elemento de apoyo del resto de subsistemas de la aeroturbina. Por tal motivo, su principal función es estructural. Para instalar aerogeneradores de eje horizontal se pueden utilizar torres tubulares o torres de celosía.

5.11.1. Torres tubulares

Suelen ser de acero con sección circular y, dependiendo del tamaño, se pueden presentar con forma cilíndrica, troncocónica o una mezcla de ambas. Proporcionan el medio de protección e instalación para equipos de control y sistemas eléctricos en piso. Al mismo tiempo, se pueden integrar en ella medios muy seguros para que el personal de mantenimiento suba a la góndola. En cuanto a su aspecto estético es agradable y moderno. Su instalación es fácil y

rápida al tiempo que requieren poco mantenimiento. Sin embargo, tienen un costo relativamente alto, su fabricación requiere maquinaria especializada, y su transporte es más difícil y costoso.



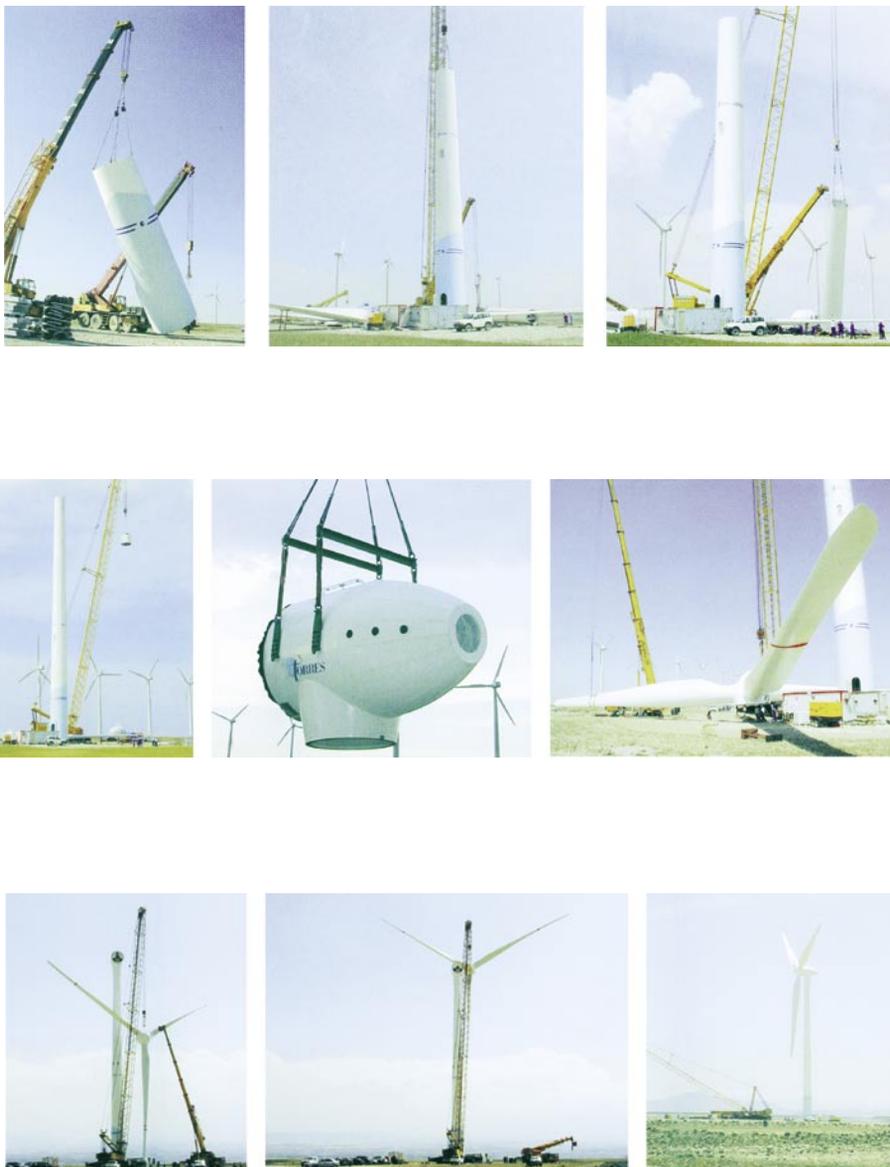
Interior de torre tubular

5.11.2. Torres de celosía

En las torres de celosía es necesario verificar periódicamente que en las uniones de todos los perfiles angulares los tornillos se mantengan apretados adecuadamente. Por ello, este tipo de torres no se utiliza en sistemas grandes. Además, su rigidez limita su capacidad para absorber fluctuaciones de carga. En estas torres, el acceso al chasis se realiza por medio de escaleras tipo marino, montadas sobre un costado. A pesar de que cuentan con protecciones, subir a ellas en condiciones de baja temperatura y vientos intensos tiene un grado de dificultad importante. Esta es una de las razones por las que en los países del norte de Europa prácticamente no se utilizan. En comparación con las estructuras tubulares, tienen un costo relativamente bajo y son fáciles de construir ya que típicamente están formadas por perfiles angulares de acero. Al mismo tiempo, son fáciles de transportar, prácticamente en cualquier tamaño. Sin embargo, requieren mucho mantenimiento, son rígidas y requieren de un medio adicional para la instalación del equipo electrónico de piso.

En general, dado que las máquinas más utilizadas en la actualidad son las que rondan los 1.000 kW, las torres más utilizadas son las tubulares.





Secuencia de montaje de un aerogenerador. Cortesía de *M. Torres*



Aerogenerador *Torres TWT 1500*



6. Aplicaciones de la energía eólica

6.1 Producción eléctrica

La aplicación más importante de la energía eólica, en cuanto a energía producida a nivel mundial, consiste en la generación de energía eléctrica, utilizando las aeroturbinas que acabamos de analizar.

6.1.1 Tipo de eólica

Las máquinas eólicas utilizadas en esta aplicación suelen ser rápidas, es decir, que giran a un régimen de revoluciones de entre 20 y 65 r.p.m.. Su número de palas está comprendido entre 1 y 4, lo que ocasiona dificultades en el arranque de la turbina, pues ofrecen un par menor que en el caso de las aeroturbinas multipala. A continuación se detallan las razones para la utilización de este tipo de aerogeneradores:

- Son más ligeras, con lo cual resultan más baratas.
- Giran más rápidamente. El multiplicador de velocidad, que se utiliza para adaptar el régimen de giro del rotor al del generador eléctrico, podrá presentar por este motivo una relación de multiplicación más baja y será más ligero.
- El par necesario para la puesta en marcha del generador eléctrico es muy pequeño. Aunque el par de arranque de las eólicas rápidas sea de por sí pequeño, es suficiente para arrastrar al generador.

6.1.2 Disposición de los aerogeneradores

La energía eléctrica producida por los aerogeneradores ha de ser evacuada, generalmente, a la red eléctrica general. Debido a la caprichosa localización de los recursos eólicos, es usual que en las inmediaciones no se hallen líneas de alta tensión que sirvan para transportar dicha energía a la red. Este hecho obliga, en muchas ocasiones a realizar costosos tendidos eléctricos que permitan esta evacuación de energía eléctrica. Por tal motivo, la mayoría de las ocasiones, no resulta rentable instalar un aerogenerador único, sino que se agrupan en los denominados parque eólicos.

La agrupación de aerogeneradores en parques eólicos implica extensiones de terrenos muy grandes, pues como se ha comentado con anterioridad, es necesario disponer de una separación suficiente entre las máquinas. En estos casos sería ideal alinear las máquinas eólicas en dirección perpendicular al viento dominante, formando una única fila. Sin embargo, en ocasiones, esto no es posible, y se establecen varias hileras una detrás de otras. De esta manera, la distribución más interesante es la denominada al tresbolillo (figura 26), ya que la estela dejada por un aerogenerador, afecta lo menos posible a los que se sitúan detrás.

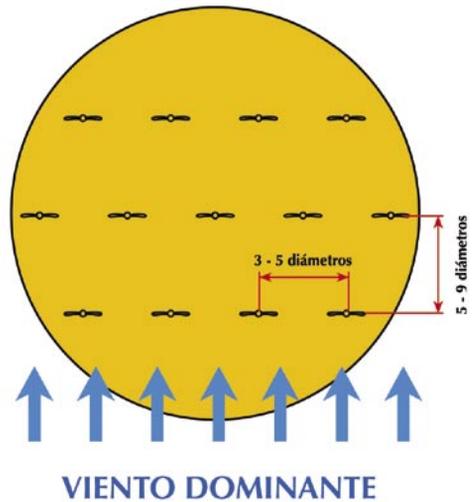


Figura 26. Disposición de aerogeneradores al tresbolillo

Con el fin de evitar el flujo turbulento provocado por las estelas, la separación entre aerogeneradores de la misma fila debe establecerse entre 3 y 5 diámetros de rotor. De igual forma, la separación entre filas, debe marcar una distancia de entre 5 y 9 diámetros de rotor.

Recientemente se están diseñando instalaciones eólicas específicas para aprovechar los recursos eólicos originados en las zonas costeras. Debido a la dificultad de disponer de terrenos en estas zonas, se están instalando aerogeneradores sobre el agua del mar, constituyendo los denominados parques eólicos offshore. Este tipo de instalaciones tiene una serie de características propias, que las hacen más complicadas con respecto a los parques eólicos situados tierra adentro (onshore):

- La cimentación hay que realizarla mediante técnicas submarinas. Aunque la profundidad del mar, donde se instalan los aerogeneradores, no es muy grande, sí complica de forma importante la ejecución de la cimentación. Por tal motivo, las máquinas que se emplean son de la máxima potencia, con el fin de reducir los costes de esta partida.
- Los equipos deben disponer de sistemas de protección anti-corrosión importantes, dado lo agresivo del clima marino.
- La energía generada ha de ser evacuada mediante líneas submarinas, las cuales representan también un sobrecoste respecto de las instalaciones onshore. Por tal motivo, estos aerogeneradores deben disponerse en zonas próximas a la costa.

Recientemente han sido instalados diversos parques eólicos offshore en zonas del norte de Europa. Lamentablemente, la importancia del sector turístico costero en España en general, y en la Región de Murcia en particular, limita de manera importante la implantación de esta tecnología.

Un ejemplo de parque eólico offshore es el instalado en la costa de Copenhague (Dinamarca), con 20 aerogeneradores de 2 MW cada uno, que hacen un total de 40 MW. La profundidad del agua está comprendida entre los 5 y 10 metros. Los aerogeneradores se encuentran dispuestos en una sola fila de 3,5 km de longitud, paralela a la costa y a una distancia media de 2 km.

6.1.3 Generación aislada

Las instalaciones de aprovechamiento directo de la energía eólica se ven afectadas por una característica determinante: No tienen por qué coincidir los momentos de demanda con los de producción de energía.

En estos casos, si lo que se pretende es realizar un bombeo directo, siempre que haya disponibilidad del recurso eólico, el aerogenerador comenzará a producir y la bomba funcionará, pasando agua a un depósito. Sin embargo, si lo que se requiere es abastecer de suministro eléctrico una cierta población (viviendas unifamiliares o pequeñas aldeas), sería conveniente almacenar la energía eléctrica en baterías, similares a las que utilizan los sistemas solares fotovoltaicos aislados.

Los aerogeneradores de pequeña potencia utilizados en instalaciones aisladas, suelen generar energía eléctrica en corriente continua, con tensiones de 24 ó 48 V. En este caso, la conexión entre aerogenerador y baterías se realizaría mediante un regulador de carga. En el caso de aerogeneradores que produzcan energía eléctrica en corriente alterna (380 V), sería necesario rectificarla a continua antes de alimentar el regulador de carga.

6.1.4 Conexión a red

Es la aplicación más usual para el aprovechamiento del recurso eólico. En este caso, las aeroturbinas vierten la energía generada directamente a la red eléctrica. Aunque ya se empiezan a conectar a la red los aerogeneradores de pequeña potencia, bien es cierto que para esta aplicación se utilizan mayoritariamente los modelos de gran potencia.

Como se ha comentado anteriormente, en este caso, las máquinas eólicas se agrupan formando los parques eólicos. Cada uno de los aerogeneradores posee su propio transformador encargado de elevar la tensión de salida del generador eléctrico hasta media tensión. En estas condiciones, la energía eléctrica es transportada, a través de líneas subterráneas, desde cada uno de los aerogeneradores hasta la central de transformación general del parque eólico. Aquí dicha tensión se eleva hasta condiciones de alta tensión, para conectar a la red general de distribución y transporte de energía eléctrica.

6.2 Bombeo directo de agua

Esta aplicación clásica se emplea para extraer agua de pozos para el riego de las zonas cultivables. Para afrontar el estudio de dicha aplicación, se ha de determinar el tipo de máquina eólica y de bomba a instalar, sus dimensiones y caracte-



rísticas, así como el volumen del depósito de regulación, con el fin de que las necesidades de agua sean satisfechas dentro de las mejores condiciones.

En la práctica, para el bombeo de agua existen dos modelos de aprovechamiento eólico: las eólicas lentas, con bomba de pistón y las eólicas rápidas, con bomba de rotor o bomba centrífuga.



Máquina eólica multipala. Cortesía de Molinos Tarragó

6.2.1 Máquina eólica lenta y bomba de pistón

Entre los diferentes tipos de bombas que pueden ser arrastradas por las eólicas multipala, la más apropiada es la bomba a pistón de simple efecto, que se acomoda perfectamente a la débil velocidad de rotación de la eólica. De este modo, la barra de transmisión trabaja siempre a tracción, mientras que en una bomba de doble efecto, durante la carrera de descenso, en la barra se podría producir pandeo, como consecuencia de la elevada longitud de la misma y su reducido diámetro.

El mecanismo de transmisión utilizado consiste en una rueda dentada, fija al eje de la eólica, que engrana con otra de mayor diámetro sobre la que se articula la biela que arrastra el eje de accionamiento del pistón.

6.2.2 Máquina eólica rápida

El débil par de arranque de las máquinas eólicas rápidas las hace no aptas para accionar directamente las bombas de pistón. Por ello, se prefiere asociar a estas máquinas una bomba centrífuga o una bomba de rotor. En estas bombas, el par de arranque es más débil que en las de pistón, y su velocidad de rotación relativamente elevada. Por ello, y dado que la velocidad de rotación de la eólica es mucho menor, es preciso utilizar entre ambos ejes de giro, un sistema de transmisión con un multiplicador de velocidad.



7. Impacto ambiental

7.1. Introducción

El potencial de mitigación de emisiones que ofrece la generación eoloeléctrica representa una ventaja sobre las tecnologías de generación convencionales que queman carbón y combustibles derivados del petróleo. El valor efectivo del potencial de ahorro de combustibles fósiles y de mitigación de emisiones a la atmósfera depende de la mezcla de tecnologías de generación en el sistema eléctrico que se trate. La Comisión Europea estima que la operación de 10.000 MW eoloeléctricos en la Unión Europea evitaría la emisión de 20 millones de toneladas de CO₂ por año, lo que representaría un ahorro total de 3.500 millones de euros por el concepto de combustibles fósiles no quemados.

La promoción de la tecnología eoloeléctrica mediante argumentos ambientales ha provocado que estos proyectos se analicen detalladamente. Si bien esto ha disminuido la implantación de dicha tecnología, también ha ayudado a fortalecerla, ya que se han orientando fuerzas a cuantificar detalladamente los efectos adversos, así como a reducirlos substancialmente.

Algunas de las imputaciones del impacto ambiental son objetivas, aunque a veces se exageran y generalizan, pero son específicas de situaciones particulares. Otras son de carácter subjetivo y dependen en buena medida del ánimo de la opinión pública. Sin embargo, los efectos negativos sobre el medio ambiente que producen la construcción y funcionamiento de un parque eólico son en general escasos, como veremos más adelante.

7.2. Impacto sobre la vegetación

Consideraremos como impacto sobre la vegetación la equivalente a impacto por erosión del suelo, puesto que en la erosión queda implícita la pérdida de la vegetación. La importancia y significación de la vegetación en la identificación de los impactos ambientales radica en ser, por lo general, un elemento fundamental en la expresión de los ecosistemas. Desempeña un papel básico como asimilador de la energía solar, constituyéndose así en el productor primario,

que mantiene y soporta los demás niveles tróficos. También son importantes sus relaciones con el resto de los componentes bióticos y abióticos del medio y contribuye a precisar las condiciones microclimáticas que caracterizan el hábitat de los ecosistemas.

En la estimación de los impactos sobre la vegetación es preciso considerar dos cuestiones: el valor de la vegetación presente en la zona en la que se va a llevar a cabo el parque eólico, y la incidencia en ella de las operaciones de construcción y posterior funcionamiento del parque.

Los impactos sobre la vegetación pueden ser directos (desaparición de la vegetación), o indirectos (interrupción de cursos fluviales, utilización de herbicidas, incendios, pastoreo). Los primeros tienen lugar preferentemente en el momento de la construcción del parque, son fáciles de prever:

- Movimientos de tierras en la preparación de los accesos al parque eólico.
- Realización de cimentación.
- Construcción de edificación de la instalación.

Los impactos indirectos suelen producirse durante el funcionamiento del parque. Su previsión es a veces difícil. Para minimizar estos riesgos deben realizarse al menos los estudios siguientes:

- Hidrología y pluviometría.
- Trazado y perfiles transversales del camino.
- Impactos sobre la vaguada y cursos de agua.

7.3. Ruido

La emisión de ruido acústico puede llegar a ser un inconveniente cuando los aerogeneradores se instalan cerca de lugares habitados. Esto ha llegado a ser una limitación importante en países que tienen poca extensión territorial (como los Países Bajos y Dinamarca), así como en aquellos donde la implantación de la generación eoloelectrónica se ha llevado a cabo de manera importante cerca de zonas muy pobladas (como en Alemania). En los países con gran extensión territorial que poseen recurso eólico en zonas alejadas de lugares habitados, prácticamente este problema no existe. Para que las centrales eoloelectrificadas no ocasionen molestias de ruido a sus vecinos, algunos países han emitido



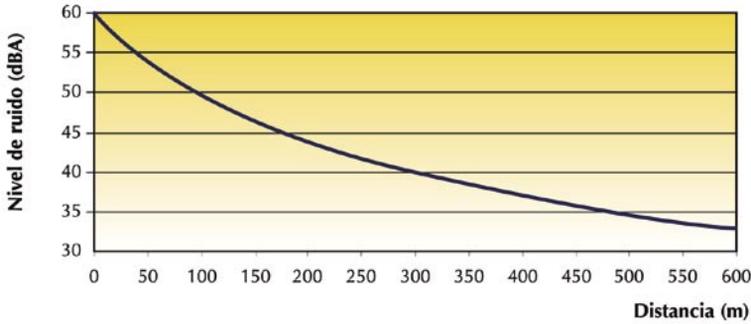


Figura 27. Nivel de sonoro en función de la distancia



normas ambientales que limitan su cercanía a lugares habitados. Por ejemplo, en Alemania las centrales eoloeléctricas se deben instalar a una distancia tal que los habitantes más cercanos no perciban un ruido mayor que 45 dB. En términos prácticos, esta distancia no es mayor que 1 km.

La figura 27 muestra un ejemplo de cómo disminuye el ruido que emite un aerogenerador en función de la distancia a su punto de instalación. La figura siguiente muestra una comparación con el ruido que se percibe de otras fuentes.

Figura 28. Escala de ruido

7.4. Impacto visual

El impacto visual depende de la percepción de las personas. Para algunas los aerogeneradores son feos y deterioran el paisaje, mientras que para otras son agradables y representan una tecnología amigable al medio ambiente. Al igual que el problema de ruido, el impacto visual depende de la cercanía entre las poblaciones y las centrales eoloeléctricas. Asimismo, adquiere mayor o menor dimensión dependiendo de varios factores psicológicos y sociales. Por ejemplo, si la generación eoloeléctrica ayuda a crear nuevas fuentes de empleo y contribuye al desarrollo regional, difícilmente los aerogeneradores pueden verse rechazados por motivos estéticos. Por supuesto, en este sentido lo que cuenta es la opinión pública mayoritaria. En una encuesta para la Comisión de las Comunidades Europeas, se encontró que el 80% de los interrogados están a favor de la generación eoloeléctrica, el 5% se opone y el 15% es neutral.

Para las centrales eoloeléctricas de Devon y Cornwall en el Reino Unido, el 84% de la población aprobó la generación eoloeléctrica después de la construcción de la primera central. El 70% de los interrogados estuvieron de acuerdo en ver más centrales eoloeléctricas en el área y sólo el 4% no estuvo de acuerdo con el proyecto.

En Escocia, para la central eoloeléctrica de Cammanes, el 86% de la población local interrogada aprobó el proyecto inmediatamente después de su construcción. Un año después se obtuvo que el mismo porcentaje aún estaba a favor del proyecto. Otra encuesta en la misma zona, enfocada exclusivamente al impacto visual, mostró que el 75% de los interrogados realizaron comentarios favorables respecto a la apariencia de la central. Sólo el 7% se sintieron ofendidos por la apariencia de la central, el 91% no se sintieron ofendidos y el 2% se mostró indiferente.

En un estudio realizado en 1994 en Nueva Zelanda, se encontró que el 87% de los interrogados aprueban la generación eoloeléctrica en sus áreas y sólo el 4% responde de manera negativa. Con relación a un aerogenerador de 225 kW instalado cerca de Brooklyn, en una colina donde la mayoría de la población lo puede ver, se ha comprobado que: "El aerogenerador ha probado ser muy popular. Esta abierto a visitas durante todo el año de 9 a 12 horas al día. Se cuenta con amplio estacionamiento que normalmente está lleno los fines de semana durante el verano con gente que observa el aerogenerador, los paneles



informativos y que disfruta de la vista de la ciudad y de la bahía. El aerogenerador es ahora una atracción pública y en los recorridos turísticos de Wellington se incluye su visita”.

7.5. Impacto sobre las aves

A la par de la experiencia operativa de una gran cantidad de centrales eoloeléctricas en el mundo, se han emprendido estudios sobre la mortalidad de aves al chocar contra los rotores y las estructuras de los aerogeneradores. También se ha estudiado el efecto de los aerogeneradores sobre el hábitat y costumbres de las aves. En el Acuerdo para la Cooperación en la Investigación y Desarrollo de Sistemas de Generación Eoloeléctrica, en el seno de la Agencia Internacional de Energía, se ha reportado lo siguiente: “Todos los países miembros continúan expresando su inquietud acerca de la posibilidad de mortalidad de aves (por operación de centrales eoloeléctricas). La muerte de aves fue reportada como mínima y estudios llevados a cabo en varios países sugieren que los aerogeneradores no tienen impacto significativo en la vida de las aves, al compararse con otras actividades humanas. El problema varía sustancialmente de un sitio a otro y muchas centrales eoloeléctricas reportan no tener problemas al respecto”. En 1995, Dinamarca señaló haber encontrado evidencias de que una vez que se ha concluido la construcción y puesta en operación de una central, las aves locales se “familiarizan” con los aerogeneradores y tienden a evitarlos.

La Asociación Europea de Energía Eólica dice sobre este asunto: “Las turbinas eólicas, a pesar de su tamaño y de sus palas en movimiento, no presentan un problema especial, de acuerdo a lo encontrado en estudios realizados en Alemania, Los Países Bajos, Dinamarca y el Reino Unido. Las líneas de transmisión de energía eléctrica presentan una amenaza mucho mayor que los aerogeneradores. La principal sociedad ornitológica del Reino Unido apoya los desarrollos eólicos ubicados y diseñados de manera sensata”.

8. La energía eólica en el Plan de Fomento de las Energías Renovables

Actualmente las políticas energéticas regionales, nacionales y europeas están basadas en la diversificación de las fuentes primarias para garantizar la seguridad del suministro, la eficiencia en su utilización y el respeto con el medio ambiente. Es por ello, que el desarrollo de las instalaciones de generación eléctrica con fuentes renovables se presenta como un punto importante para la consecución de tales objetivos. El Plan de Fomento de las Energías Renovables de 1999 marca la necesidad de cubrir el 12% de la demanda total de energía en España con energías renovables, en el año 2010. Este objetivo, en términos relativos, supone prácticamente duplicar la participación de 1998 de las energías renovables en España (del 6,2% en 1998 al 12,3% en el año 2010), y en términos absolutos significa generar recursos suficientes para multiplicar por 2,3 la aportación actual.

Dentro de este marco proyectado para el conjunto de las energías renovables, destaca el extraordinario crecimiento de la energía eólica, participando en la nueva estructura con el 11,2% de la aportación total de las energías renovables en el año 2010, frente al 1,72% existente en el año 1998. De estas previsiones se desprende que para todo el territorio nacional el potencial eólico neto a instalar es del orden de 15.100 MW, de los cuales, solo serían objetivo del Plan 8.974 MW. Descontando los 834 MW instalados a finales de 1998, se deduce un resto por instalar de 8.140 MW, que supone un potencial de recursos explotable superior a 21.500 GWh/año (considerando 2.400 horas equivalentes de funcionamiento por año). El reparto por comunidades autónomas de esta potencia instalada, se puede contemplar en la figura 29.

Fruto de la implementación de este Plan, España se ha situado como segundo país del mundo en aprovechamiento del recurso eólico, con 4.830 MW de potencia instalada a finales de 2002, únicamente superada por Alemania, con 12.001 MW (figura 30).



	Acumulado 31.12.98	Objetivo Plan de Fomento	Acumulado año 2010
Andalucía	115	985	1.100
Aragón	128	872	1.000
Asturias		300	300
Baleares		49	49
Canarias	80	170	250
Cantabria		300	300
Castilla y León	16	834	850
Castilla – La Mancha		400	400
Cataluña	20	405	425
Extremadura		225	225
Galicia	232	2.268	2.500
Madrid		50	50
Murcia	6	294	300
Navarra	237	398	635
La Rioja		100	100
Comunidad Valenciana		290	290
País Vasco		200	200
TOTAL	834	8.140	8.974

Fuente: *Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010*

Figura 29. Objetivos eólicos de potencia por Comunidades Autónomas (MW)

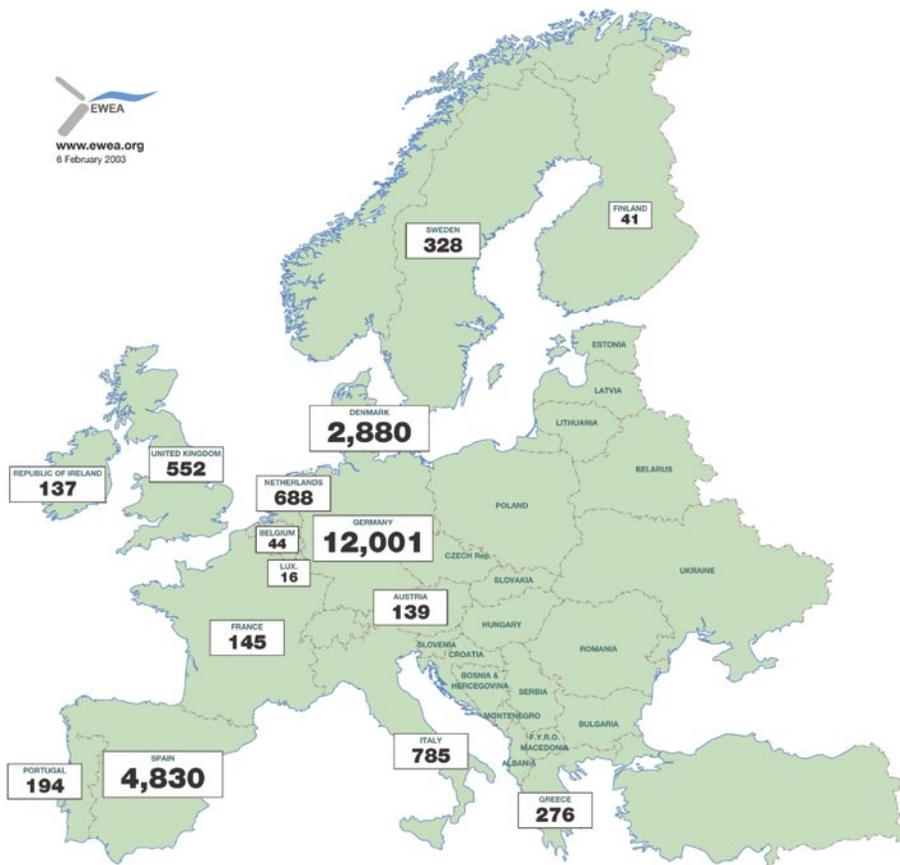


Figura 30. Potencia eólica instalada en Europa a principios de 2.003 (MW).
Fuente: *European Wind Energy Association*



9. La energía eólica en la Región de Murcia

Las Administración Regional está desarrollando un papel muy relevante en la promoción de las energías renovables, como en el caso de la eólica. En la Comunidad Autónoma de la Región Murcia el Plan de Energías Renovables de la Región de Murcia (1997-2005) establecía un crecimiento en el aporte de energías renovables basado mayoritariamente en la energía eólica, con un 47% del crecimiento total. Por otro lado, la Planificación Energética Regional, recientemente elaborada por la Administración Regional para el periodo 2003-2012, prevé una potencia instalada de 850 MW al final de dicho periodo, cantidad muy superior a la reflejada en el Plan de Fomento de las Energías Renovables (300 MW).

9.1 Instalaciones existentes

El primer parque eólico inaugurado en la Región de Murcia, a finales de 1998) fue el de Ascoy, en Cieza, compuesto por 9 aerogeneradores de 660 kW de potencia unitaria, lo que hacía un total de 5,94 MW instalados. A principios de 2003, este parque ha sido ampliado con dos nuevos aerogeneradores de 850 kW cada uno, incrementando su potencia instalada hasta 7,64 MW.

Situación	Municipio	Aerogeneradores	Potencia total (MW)	Energía eléctrica producida en 2001 (MWh)	Fecha de puesta en servicio
Sierra de Ascoy	Cieza	9 x 660 kW 2 x 850 kW	7,64	11.468*	4.12.1998
Sierra de La Unión	La Unión	8 x 660 kW	5,28	10.035	14.12.2000
TOTAL			12,92	21.503	

(*) Con una potencia instalada de 5,94 MW

Figura 31. Parques eólicos existentes en la Región de Murcia (comienzos de 2003)



Parque eólico de La Unión (5,28 MW)

A finales del año 2000 se inauguró el segundo parque, en la Sierra de La Unión, compuesto por 8 aerogeneradores de 660 kW, representando una potencia total de 5,28 MW.

Ambas instalaciones generaron, durante el año 2001, 21,5 millones de kWh, energía suficiente para abastecer de energía eléctrica una población compuesta por 4.000 habitantes.

9.2 Potencial eólico de la Región de Murcia

Con el fin de evaluar el potencial eólico de la Región de Murcia, la Consejería de Agricultura, Agua y Medio Ambiente, en colaboración con el Ciemat, evaluó, en 1999, el potencial de recursos eólicos existente en la Región. El estudio dio como resultado varias zonas de interés, en las que las velocidades medias de los vientos superan los 5 m/s. En base a ello se ha elaborado el mapa de recursos eólicos de la Región (figura 32).

Este mapa de recursos muestra tres zonas bien diferenciadas: Altiplano, Noroeste y Costa. En base a esas tres zonas, se ha desarrollado el capítulo referente a energía eólica incluido en la Planificación Energética Regional 2003 – 2012. La distribución de las previsiones de aprovechamiento del recurso eólico se han llevado a cabo teniendo en cuenta dichas zonas. Así, como se puede observar en la figura 33, de los 850 MW previstos, 350 MW corresponden a la zona del Altiplano, otros 350 MW a la del Noroeste, y los 150 MW restantes se reparten entre la costa y el resto de la Región.



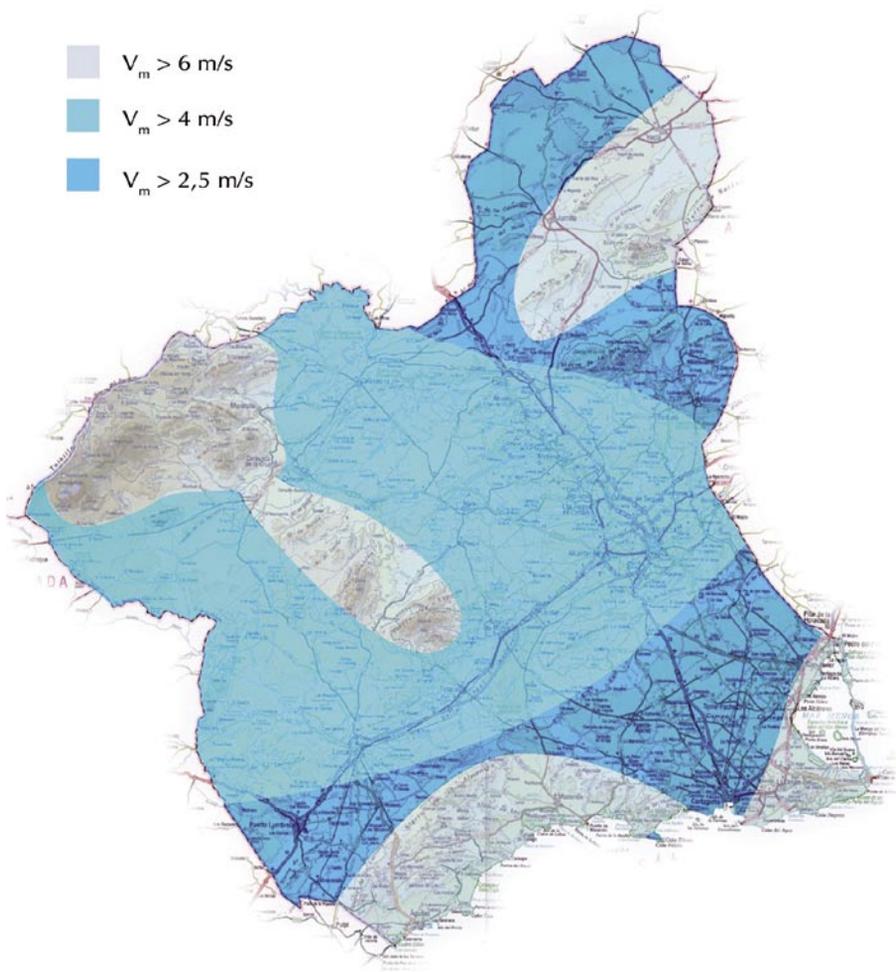


Figura 32. Mapa de recursos eólicos de la Región de Murcia

Además, a comienzos de 2003, existen solicitudes en la Dirección General de Industria, Energía y Minas para nueve parques eólicos, situados en estas zonas más representativas desde el punto de vista del recurso eólico. Como se refleja en la figura 34, estos parques hacen un total de 210,84 MW, de los que 148,14 MW se encuentran situados en la zona del Altiplano, 49,50 MW corresponden al Noroeste, mientras que el resto (13,20 MW) se instalarán en la costa cartagenera.

Zonas eólicas	Previsión a 2012 (MW)
Altiplano (Yecla – Jumilla)	350
Noroeste (Moratalla – Caravaca – Cehegín)	350
Costa (Águilas – San Pedro del Pinatar)	150
Resto de la Región	
TOTAL 2012	850

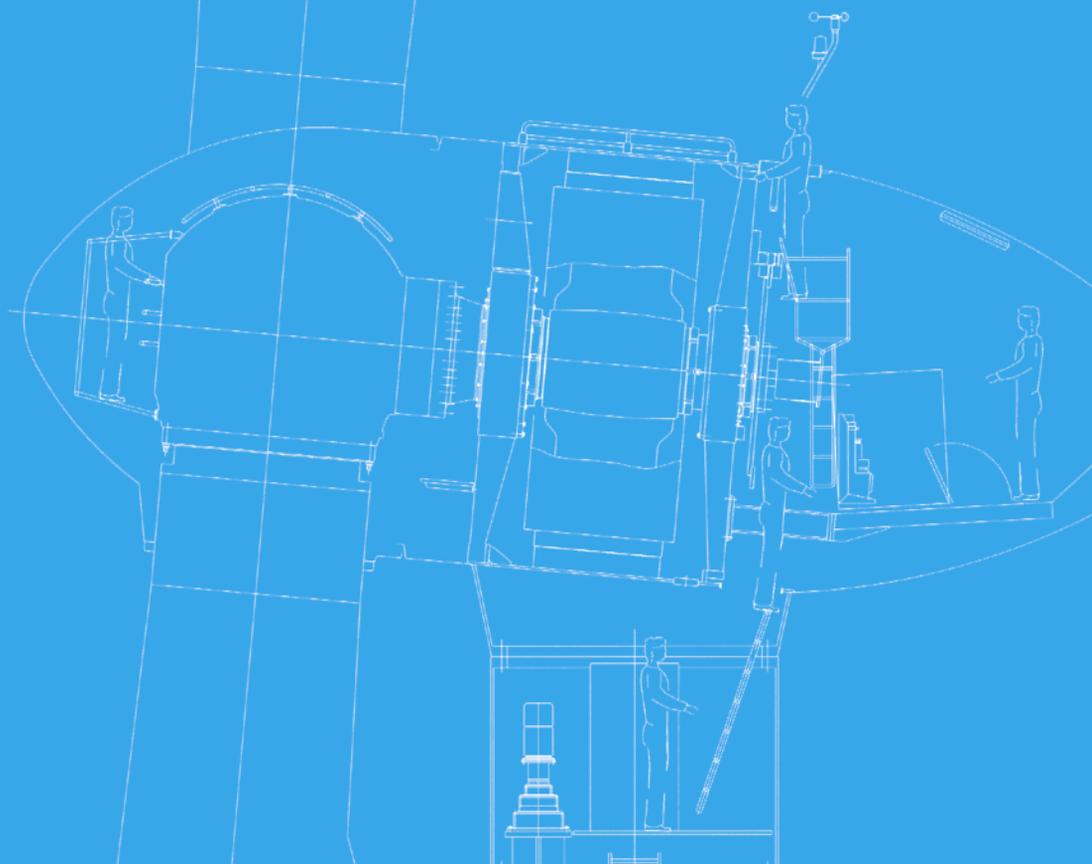
Figura 33. Previsión de aprovechamiento eólico en la Región de Murcia (por zonas)

Situación	Municipio	Aerogeneradores	Potencia total (MW)
Sierra del Buey	Jumilla	23 x 850 kW	19,55
Sierra de Los Gavilanes	Jumilla - Yecla	15 x 1.500 kW	22,50
Lomas Majal de la Cruz – Sierra de la Muela	Moratalla	18 x 1.500 kW	27,00
Lomas Majal de la Magra – Sierra de la Muela	Moratalla	15 x 1.500 kW	22,50
Sierra Lácerca	Yecla	15 x 1.500 kW 16 x 850 kW	36,10
Sierra los Almendros Jumilla	Jumilla	12 x 1.670 kW	20,04
Sierra Lácerca (Tobarrillas)	Yecla	30 x 1.665 kW	49,95
Mora de los Garabitos – Sierra de la Muela	Cartagena	12 x 850 MW	10,20
Sierra Gorda (Alumbres)	Cartagena	2 x 1.500 kW	3,00
TOTAL			210,84

Figura 34. Parques eólicos solicitados en la Región de Murcia (comienzos de 2003)



ANEXOS



ENTIDADES RELACIONADAS CON LA ENERGÍA EÓLICA

AGENCIA DE GESTIÓN DE ENERGÍA DE LA REGIÓN DE MURCIA

Montijo, 1 – 1º Izda.

30001 - MURCIA

Tel. 968 223831

Web: www.argem.regionmurcia.net

CONSEJERÍA DE CIENCIA, TECNOLOGÍA, INDUSTRIA Y COMERCIO

San Cristóbal, 6

30008 - MURCIA

Tel. 968 366107

Web: sir.carm.es/ctic

DIRECCIÓN GENERAL DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y MINAS

Nuevas Tecnologías, s/n

30005 – MURCIA

Tel. 968 362002

Web: sir.carm.es/ctic

CONSEJERÍA DE AGRICULTURA, AGUA Y MEDIO AMBIENTE

Pza. Juan XXIII s/n

Tel. 968 362000

Web: www.carm.es

AREMUR

Asociación Empresarial de Energías Renovables y Ahorro Energético de Murcia

Calle del Metal, 4

30009 – MURCIA

Tel. 968 291051

Web: www.fremm.es/asociaciones/aremur.htm

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos

Dr. Fleming, s/n

30202 - CARTAGENA

Tel. 968 325980

Web: www.upct.es

IDAE – INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y EL AHORRO DE ENERGÍA

Paseo de la Castellana, 95

28046 – MADRID

Tel. 91 4564900

Web: www.idae.es

APPA – ASOCIACIÓN DE PRODUCTORES DE ENERGÍAS RENOVABLES

París, 205

08008 - BARCELONA

Tel. 93 4142277

Web: www.appa.es



Bibliografía

- Eggleston, D.M.; Stoddard, F.S.: Wind turbine engineering desing. Editorial Van Nostrand Reinhold. New York. 1987.
- Walker, J.F.; Jenkins, N.: Wind energy technology. John Willey and Sons. Chichester. 1997.
- European Commission. Directorate-General for Energy.: Wind energy: the facts. EU Publications Office. 2001.
- Hernandez, C.: Energía eólica. IDAE. Madrid. 1992.
- Albors,R.; Cabrera,E.; Espert,V.; García,J; Martínez,F; Pellicer,G.; Planells,F; Sanz,F; Cucó,F; Andrés,M: Curso de energía eólica. Estado actual y perspectivas de futuro. Cátedra de Mecánica de Fluidos. Valencia. 1983.
- Rosato,M.A.: Diseño de máquinas eólicas de pequeña potencia. Primera edición. Sevilla. Editorial ProgenSA. 1991.
- Ciemat: Principios de conversión de la energía eólica. Primera edición. Madrid. Editorial Ciemat. 1995.
- Le Gourieres: Energía eólica: teoría, concepción y cálculo práctico de las instalaciones. Primera edición. Paris. Editorial Eyrolles. 1983.
- García Galludo, M.: Energía eólica. Madrid. 1987.
- Abbott,I.H.; A.E. von Doenhoff: Theory of wing section. New York. 1959.
- Report NO.669.: National Advisory Comite for Aeronautics (NACA). Estados Unidos.
- Wilson, R.E.; Lissaman, P.B.S.: Applied aerodynamics of wind power machines. Oregon State University Report No.NSF-RA-N-74-113. 1974.
- Warne, D.F.: Wind power equipment. 1983.
- López Ruiz, J.L.: Helicópteros: teoría y diseño conceptual. Madrid. Editorial E.T.S.I. Aeronauticos. 1993.
- Stoddard, F.S.: Structural dynamics, stability, and control of high aspect ratio wind turbines. University of Massachusetts. 1979.

- Hau, E.; Langennbrinck, J.; Palz, W.: Large wind turbines. Alemania. Editorial Springer-Verlag. 1993.
- Barcala, M.A.; Rodríguez, A.A.: Helicópteros. Tercera edición. Madrid. Sección de publicaciones de E.U.I.T.A. 1996.
- Díaz Santos, M.: Fabricación y mecanizado de materiales compuestos. Madrid. Sección de publicaciones de E.U.I.T.A. 1995.
- www.windpower.dk
- www.bergey.com

