



Visita guiada sobre la energía eólica

Bienvenido a nuestra visita auto-guiada sobre la energía eólica.

Cada una de las secciones es una unidad independiente, por lo que usted puede consultarlas en el orden que prefiera.

Sin embargo sugerimos que después de la introducción empiece con la primera sección sobre recursos eólicos, ya que así le será mucho más fácil entender el resto de secciones.

NUEVO Imprima este sitio web

[Descargue](#) la visita guiada y el manual de referencia (3.2 mb) como documento en formato pdf [Adobe Acrobat](#).

Por favor respete el hecho de que tenemos los derechos de autor de todo este sitio web. Usted puede citarnos, indicando la correcta atribución a la Asociación danesa de la industria eólica, sitio web www.windpower.org, pero es ilegal reutilizar cualquier fotografía, dibujo, gráfico o programa en cualquier otro sitio web o en cualquier medio impreso o electrónico o de cualquier tipo, comercial o no comercial.

1. [**Introducción**](#)
2. [**Recursos eólicos**](#)
 1. [¿De dónde viene la energía eólica?](#)
 2. [La fuerza de Coriolis](#)
 3. [Recursos eólicos: vientos globales](#)
 4. [Vientos geostróficos](#)
 5. [Vientos locales: brisas marinas](#)
 6. [Vientos locales: vientos de montaña](#)
 7. [La energía en el viento: densidad del aire y área de barrido del rotor](#)
 8. [Las aerogeneradores desvían el viento](#)
 9. [La potencia del viento: cubo de la velocidad del viento](#)
 10. [Medición de la velocidad del viento: anemómetros](#)
 11. [Mediciones de la velocidad del viento en la práctica](#)
 12. [La rosa de los vientos](#)
 13. [Programa trazador de la rosa de los vientos \(precisa](#)

[Netscape 4 ó IE 4\)](#)

14. [Rugosidad y cizallamiento del viento](#)
15. [Programa de cálculo de la velocidad del viento](#)
(precisa [Netscape 4 ó IE 4\)](#))
16. [Cizallamiento del viento y escarpes](#)
17. [La rosa de las rugosidades](#)
18. [Variabilidad de la velocidad del viento](#)
19. [Turbulencia](#)
20. [Obstáculos al viento](#)
21. [Abrigo del viento](#)
22. [Guía para el programa de cálculo del abrigo](#)
23. [Programa de cálculo del abrigo](#) (precisa [Netscape 4 ó IE 4\)](#))
24. [Efecto de la estela](#)
25. [Efecto del parque](#)
26. [Efectos aceleradores: efecto túnel](#)
27. [Efecto de la colina](#)
28. [Selección del emplazamiento de un aerogenerador](#)
29. [Condiciones eólicas marinas](#)
30. [Mapa eólico de Europa Occidental](#)
31. [Mapa eólico de Dinamarca](#)
3. **Cálculo de la energía producida en aerogeneradores**
 1. [Descripción de las variaciones del viento:](#)
[distribución de Weibull](#)
 2. [Programa trazador de la velocidad del viento](#)
(precisa [Netscape 3, 4 ó IE 4\)](#))
 3. [La falacia de la botella promedio](#)
 4. [Potencia media \(promedio\) del viento](#)
 5. [La ley de Betz](#)
 6. [Función de densidad de potencia](#)
 7. [Curva de potencia de un aerogenerador](#)
 8. [Coeficiente de potencia](#)
 9. [Guía del programa de cálculo de la potencia de un aerogenerador](#)
 10. [Programa de cálculo de la potencia de un aerogenerador](#) (precisa [Netscape 3, 4 ó IE 4\)](#))
 11. [Energía anual disponible en un aerogenerador](#)
4. **¿Cómo funciona un aerogenerador?**
 1. [Componentes de un aerogenerador](#)
 2. [Aerodinámica en aerogeneradores](#)
 3. [Aerodinámica de los aerogeneradores: pérdida de](#)

sustentación y resistencia aerodinámica

4. Aerodinámica de los aerogeneradores
5. Aerodinámica del rotor
6. Palas del rotor
7. Control de potencia en aerogeneradores
8. Mecanismo de orientación
9. Torres de aerogeneradores
10. Generadores de turbinas eólicas
11. Generadores síncronos
12. Cambio de la velocidad de giro del generador
13. Generadores asíncronos (o de inducción)
14. Cambio del número de polos del generador
15. Generadores de deslizamiento variable para turbinas eólicas
16. Conexión indirecta a red de aerogeneradores
17. Cajas multiplicadoras para aerogeneradores
18. El controlador electrónico de la turbina eólica
19. Control de la calidad de potencia en aerogeneradores
20. Tamaño de aerogeneradores
21. Seguridad en aerogeneradores
22. Seguridad en el trabajo

5. **Diseño de aerogeneradores**

1. Consideraciones básicas de carga
2. Aerogeneradores: ¿Máquinas de eje horizontal o vertical?
3. Aerogeneradores: ¿con rotor a barlovento o a sotavento?
4. Aerogeneradores: ¿Cuántas palas?
5. Optimización de aerogeneradores
6. Diseño para un bajo ruido mecánico en aerogeneradores
7. Diseño para un bajo ruido aerodinámico en aerogeneradores

6. **Fabricación e instalación de aerogeneradores**

1. Fabricación de góndolas de aerogeneradores
2. Ensayos de palas de rotor de aerogeneradores
3. Fabricación de torres de aerogeneradores
- NOVEDAD**
4. Soldeo de torres de aerogeneradores
5. Instalación y ensamblaje de torres de

[aerogeneradores](#)

7. Investigación y desarrollo en energía eólica

1. [Investigación y desarrollo en energía eólica](#)
2. [Investigación sobre la energía eólica en el mar](#)
3. [Cimentaciones de aerogeneradores instalados en el mar](#)
4. [Cimentaciones marinas: hormigón tradicional](#)
5. [Cimentaciones marinas: gravedad + acero](#)
6. [Cimentaciones marinas: el monopilote](#)
7. [Cimentaciones marinas: el trípode](#)

8. Aerogeneradores en la red eléctrica

1. [Variaciones en la energía eólica](#)
2. [Variación estacional en la energía eólica](#)
3. [Cuestiones de aerogeneradores y de calidad de potencia](#)
4. [Parques eólicos marinos conectados a red](#)

9. La energía eólica y el medio ambiente

1. [Los aerogeneradores y el medio ambiente: paisaje](#)
2. [Sonido en aerogeneradores](#)
3. [Medición y cálculo de los niveles de sonido](#)
4. [Programa de cálculo del mapa de sonido \(precisa Netscape 3, 4 ó IE 4\)](#)
5. [Cálculo del sonido en aerogeneradores \(precisa Netscape 3, 4 ó IE 4\)](#)
6. [Periodo de restitución de la energía en aerogeneradores](#)
7. [Aves y aerogeneradores](#)
8. [Aves y aerogeneradores marinos](#)
9. [Sombra proyectada por los aerogeneradores](#)
10. [Cálculo de sombras proyectadas por aerogeneradores](#)
11. [Mejora de los cálculos de la sombra proyectada por aerogeneradores](#)
12. [Variaciones en la sombra proyectada por los aerogeneradores](#)
13. [Guía del programa de cálculo de la sombra proyectada por un aerogenerador](#)
14. [Programa de cálculo de la sombra proyectada por un aerogenerador \(precisa Netscape 3, 4 ó IE 4\)](#)

10. Aspectos económicos de la energía eólica

1. [¿Cuánto cuesta un aerogenerador?](#)
2. [Costes de instalación de aerogeneradores](#)

3. [Costes de operación y de mantenimiento en aerogeneradores](#)
4. [Ingresos en aerogeneradores](#)
5. [Energía eólica y tarifas eléctricas](#)
6. [Economía básica de inversiones](#)
7. [Aspectos económicos de la energía eólica](#)
8. [Errores en el análisis de costes en energía eólica](#)
- NOVEDAD**
9. [Guía del programa de cálculo económico en aerogeneradores](#)
10. [Programa de cálculo económico en aerogeneradores](#) (precisa Netscape 3, 4 ó IE 4)
11. [Aspectos económicos de la energía eólica marina](#)
12. [Empleo en la industria eólica](#)
11. **[Historia de los aerogeneradores modernos](#)**
 1. [Un pionero de la turbina eólica: Charles F. Brush](#)
 2. [El pionero de la energía eólica: Poul la Cour](#)
 3. [Pioneros de la energía eólica: 1940-1950](#)
 4. [Pioneros de la energía eólica: el aerogenerador de Gedser](#)
 5. [Aerogeneradores a partir de los 80](#)
 6. [El gran torrente eólico de California](#)
 7. [Los modernos aerogeneradores](#)
 8. [Aerogeneradores marinos](#)
 9. [Turbinas del tamaño de megavatios](#)
 10. [Aerogeneradores multimegavatios](#)

Seguimos añadiendo páginas a esta visita guiada. Le enviaremos un e-mail cuando estén preparadas si se registra en nuestra lista de correo.

Visita guiada 

| [Inicio](#) | [FAQs](#) | [Test](#) | [Fabricantes](#) | [Publicaciones](#) | [Fotografías](#) | [Noticias](#) |
[Lista de correo](#) | [Buscar](#) | [Enlaces](#) | [Quiénes somos](#) | [Manual](#) | [E-mail](#) | [Mapa](#)
[y guía](#) | [Descargar](#) |

Puede detener las animaciones si utiliza el botón 'stop' de su navegador.

[© Copyright 2002 Søren Krohn](#)

Actualizado el 16 de abril 2002

<http://www.windpower.org/es/tour/index.htm>



Introducción a la visita guiada sobre la energía eólica

Si quiere saber mucho

Estas guías están escritas para gente que quiere saber mucho, sin tener que llegar a ingeniero eólico. También responden a muchas de las preguntas que los estudiantes nos hacen (dejando al margen detalles complicados de matemáticas y física).

Sin embargo, también exploramos las fronteras que constituyen un reto en tecnología eólica. Nos ocupamos principalmente de grandes turbinas comerciales (a partir de 100 kW) conectadas a la red.

Si quiere saber un poco

Eche un vistazo a las [preguntas más frecuentes \(FAQ's\)](#) sobre la energía eólica y a las [imágenes sobre la energía eólica](#).

Si simplemente quiere un aerogenerador

No tiene porqué ser un experto en termodinámica para arrancar el motor de su coche y conducirlo.

En el caso de un aerogenerador es incluso más simple: no tiene ni siquiera que comprar gasolina. Es gratis. Si desea conocer las cuestiones prácticas, como donde emplazarlo y cuanto cuesta, visite las páginas siguientes:

[Preguntas más frecuentes \(FAQs\)](#)

[Selección del emplazamiento de un aerogenerador](#)

[Aspectos económicos de la energía eólica](#)

[Imágenes de energía eólica](#)

[Fabricantes](#)

Visita marina

Si ya sabe mucho sobre energía eólica, tal vez desee familiarizarse con el nuevo campo de la energía eólica marina. Si es así, siga los indicadores Visita marina para visitar estas once páginas:

[Condiciones de viento marino](#)

[Investigación en la energía eólica marina](#)

[Cimentaciones de los aerogeneradores marinos](#)
[Cimentaciones marinas: hormigón tradicional](#)
[Cimentaciones marinas: gravedad + acero](#)
[Cimentaciones marinas: mono pila](#)
[Cimentaciones marinas: trípode](#)
[Parques eólicos marinos conectados a red](#)
[Economía en energía eólica marina](#)
[Aves y aerogeneradores marinos](#)
[Imágenes de aerogeneradores marinos](#)
Volverá a este punto después de la [visita marina](#)

Otros recursos de la visita

Después de la visita, tal vez quiera probar sus habilidades contestando al [test sobre la energía eólica](#).

En el caso de que quiera ver definiciones de unidades e información más precisa, podrá encontrarlas en el [manual de referencia](#). En el [glosario del manual](#) encontrará traducciones al inglés, danés, alemán y francés de los [términos especializados](#).

Visita guiada 

| [Inicio](#) | [FAQs](#) | [Test](#) | [Fabricantes](#) | [Publicaciones](#) | [Fotografías](#) | [Noticias](#) |
[Lista de correo](#) | [Buscar](#) | [Enlaces](#) | [Quiénes somos](#) | [Manual](#) | [E-mail](#) | [Mapa](#)
[y guía](#) |

Puede detener las animaciones si utiliza el botón 'stop' de su navegador.

Estas páginas están diseñadas para [Netscape 4](#) ó [Internet Explorer 4](#)
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 1 de julio 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/intro/index.htm>

Inicio

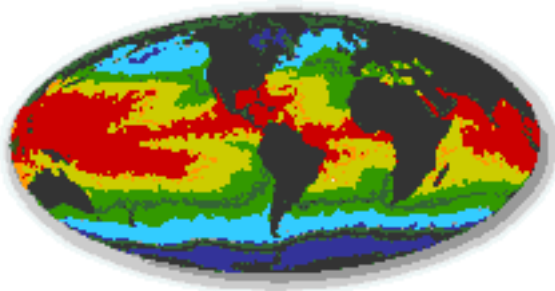
¿De dónde viene la energía eólica?

Todas las fuentes de [energía](#) renovables (excepto la maremotriz y la geotérmica), e incluso la energía de los combustibles fósiles, provienen, en último término, del sol. El sol irradia 174.423.000.000.000 kWh de energía por hora hacia la Tierra. En otras palabras, la Tierra recibe $1,74 \times 10^{17}$ W de [potencia](#). ¹⁾

Alrededor de un 1 a un 2 por ciento de la energía proveniente del sol es convertida en energía eólica. Esto supone una energía alrededor de 50 a 100 veces superior a la convertida en biomasa por todas las plantas de la tierra. ²⁾

Las diferencias de temperatura conllevan la circulación de aire

Las regiones alrededor del ecuador, a 0° de latitud, son calentadas por el sol más que las zonas del resto del globo. Estas áreas calientes están indicadas en colores



cálidos, rojo, naranja y amarillo, en esta imagen de rayos infrarrojos de la superficie del mar (tomada de un satélite de la NASA, NOAA-7, en julio de 1984).

El aire caliente es más ligero que el aire frío, por lo que subirá hasta alcanzar una altura aproximada de 10 km y se extenderá hacia el norte y hacia el sur. Si el globo no rotase, el aire simplemente llegaría al Polo Norte y al Polo Sur, para posteriormente descender y volver al ecuador.

1) La potencia emitida por el Sol sobre la superficie de la esfera que tiene al Sol como su centro y el radio promedio de la trayectoria terrestre es de 1.37 kW/m^2 . La potencia incide sobre un disco circular con un área de $1.27 \times 10^{14} \text{ m}^2$. La potencia emitida a la Tierra es, por tanto, de $1.74 \times 10^{17} \text{ W}$.

2) En promedio, la producción primaria neta de las plantas está alrededor de 4.95×10^6 calorías por metro cuadrado y por año. Esto la [producción primaria neta global](#), es decir, la cantidad de energía disponible en todos los posteriores eslabones de la cadena alimenticia/energética. El área de la superficie de la Tierra es de $5.09 \times 10^{14} \text{ m}^2$. Así pues, la cantidad de potencia neta almacenada por las plantas es de $1.91 \times 10^{13} \text{ W}$, lo cual equivale al 0.011% de la potencia emitida a la Tierra. Puede encontrar el factor de conversión entre las unidades energéticas calorías y Julios en el

[manual de referencia.](#)

Visita guiada 

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2002 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 16 de marzo 2002

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/index.htm>

Inicio

La fuerza de Coriolis

Debido a la rotación del globo, cualquier movimiento en el hemisferio norte es desviado hacia la derecha, si se mira desde nuestra posición en el suelo (en el hemisferio sur es desviado hacia la izquierda). Esta aparente fuerza de curvatura es conocida como **fuerza de Coriolis** (debido al matemático francés Gustave Gaspard Coriolis 1792-1843).



Puede no resultarles obvio que una partícula moviéndose en el hemisferio norte sea desviada hacia la derecha.

Considere este cono rojo moviéndose hacia el sur en la dirección del vértice del cono.

La Tierra está girando si la miramos desde una cámara situada en el espacio exterior. El cono se está moviendo recto hacia el sur.

Abajo se muestra la misma imagen con la cámara fija sobre la superficie terrestre.



Consideremos la misma situación vista desde un punto sobre el Polo Norte. Hemos fijado la cámara, por lo que girará junto con la Tierra.

Mire atentamente y se dará cuenta de que el cono rojo está girando sobre una curva hacia la derecha mientras se mueve. La razón por la que el cono no se mueve en la dirección a la que está apuntando es que nosotros, como observadores, estamos girando con el globo.

Abajo se muestra la misma imagen con la cámara fija en el espacio exterior mientras la Tierra gira.



La fuerza de Coriolis es un fenómeno visible. Las vías del ferrocarril se desgastan más rápidamente de un lado que del otro. Las cuencas de los ríos están excavadas más profundamente en una cara que en la otra (de cual se trate depende en qué hemisferio nos encontremos : en el hemisferio norte las partículas sueltas son desviadas hacia la derecha).

En el hemisferio norte el viento tiende a girar en el sentido contrario al de las agujas del reloj (visto desde arriba) cuando se acerca a un área de bajas presiones. En el hemisferio sur el viento gira en el sentido de las agujas del reloj alrededor de áreas de bajas presiones.

En la página siguiente veremos como la fuerza de Coriolis afecta a las direcciones del viento en el globo.

◀ **Visita guiada** ▶

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

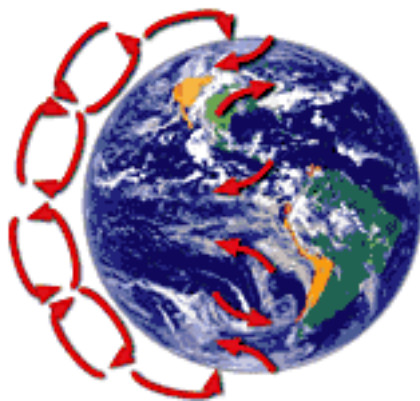
Actualizado el 7 de marzo 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/coriolis.htm>

Inicio

Recursos eólicos: vientos globales

Cómo afecta la fuerza de Coriolis a los vientos globales



El viento sube desde el ecuador y se desplaza hacia el norte y hacia el sur en las capas más altas de la atmósfera.

Alrededor de los 30° de latitud en ambos hemisferios la [fuerza de Coriolis](#) evita que el viento se desplace más allá. En esa latitud se

encuentra un área de altas presiones, por lo que el aire empieza a descender de nuevo.

Cuando el viento suba desde el ecuador habrá un área de bajas presiones cerca del nivel del suelo atrayendo los vientos del norte y del sur.

En los polos, habrá altas presiones debido al aire frío.

Teniendo en mente la fuerza de curvatura de la fuerza de Coriolis, obtenemos los siguientes resultados generales de las direcciones del viento dominantes:

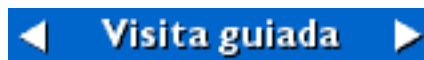
Direcciones de viento dominantes

Latitud	90-60°N	60-30°N	30-0°N	0-30°S	30-60°S	60-90°S
Dirección	NE	SO	NE	SE	NO	SE

El espesor de la atmósfera está exagerado en el dibujo de arriba (hecho a partir de una fotografía tomada desde el satélite de la NASA GOES-8). Realmente la atmósfera tiene un espesor de sólo 10 km, lo que representa 1/1200 del diámetro del globo. Esta parte de la atmósfera, conocida con el nombre de **troposfera**, es donde ocurren todos los fenómenos meteorológicos (y también el efecto invernadero).

Las direcciones dominantes del viento son importantes para el emplazamiento de un aerogenerador, ya que obviamente queremos situarlo en un lugar en el que haya el mínimo número de [obstáculos](#) posibles para las direcciones dominantes del viento.

Sin embargo la geografía local puede influenciar en los resultados de la tabla anterior (ver páginas siguientes).



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2002 Søren Krohn.](#)

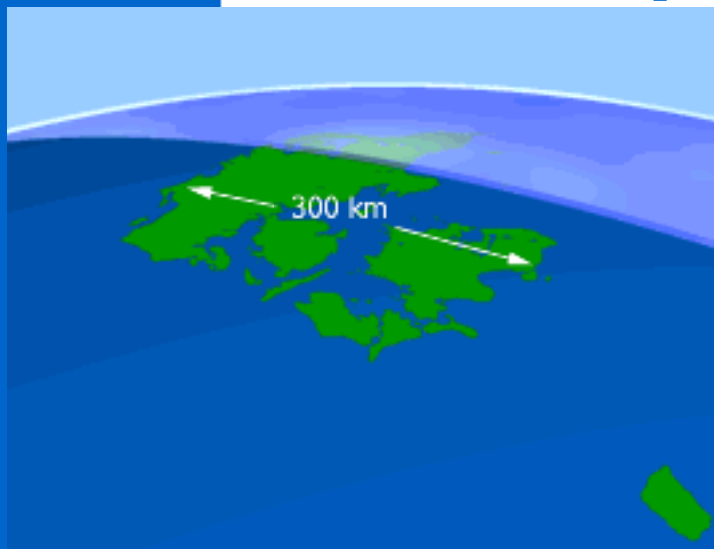
Actualizado el 28 de mayo 2002

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/globwin.htm>

Inicio

Vientos geostróficos

La atmósfera (Troposfera)



La atmósfera es una capa muy fina alrededor del globo. El globo tiene un diámetro de 12.000 km. La **troposfera**, que se extiende hasta los 11 km de altitud, es donde tienen lugar todos los fenómenos meteorológicos y el efecto invernadero. En el dibujo puede verse una extensión de islas de 300 km y la altura aproximada de la troposfera. Visto a una escala diferente: si el globo fuese una bola de 1,2 metros de diámetro, la atmósfera

sólo tendría un espesor de 1 mm.

El viento geostrófico

Los vientos que han sido considerados en las páginas precedentes como [vientos globales](#) son en realidad los **vientos geostróficos**.

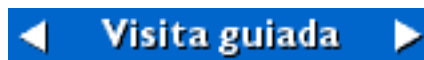
Los vientos geostróficos son generados, principalmente, por las diferencias de temperatura, así como por las de presión, y apenas son influenciados por la superficie de la tierra. Los vientos geostróficos se encuentran a una altura de 1.000 metros a partir del nivel del suelo.

La velocidad de los vientos geostróficos puede ser medida utilizando globos sonda.

Vientos de superficie

Los vientos están mucho más influenciados por la superficie terrestre a altitudes de hasta 100 metros. El viento es frenado por la [rugosidad](#) de la superficie de la tierra y por los [obstáculos](#), como veremos seguidamente. Las direcciones del viento cerca de la superficie serán ligeramente diferentes de las de los vientos geostróficos debido a la rotación de la tierra (ver [fuerza de Coriolis](#)).

Tratándose de energía eólica interesará conocer los vientos de superficie y cómo calcular la energía aprovechable del viento.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 7 de marzo 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/geostro.htm>

Inicio

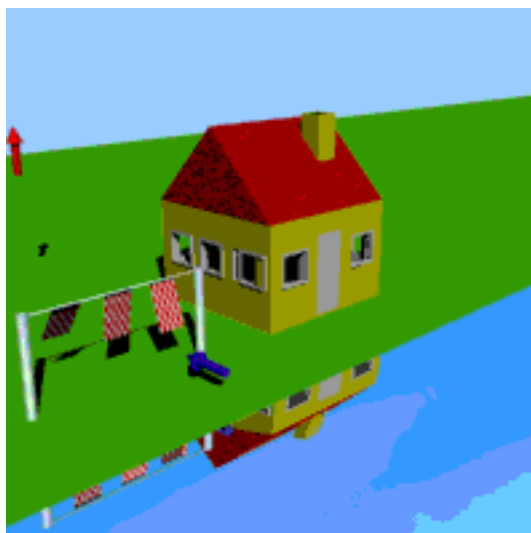
Vientos locales: brisas marinas

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.

Brisas marinas



© DWTMA 1998

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.



Vientos locales: vientos de montaña



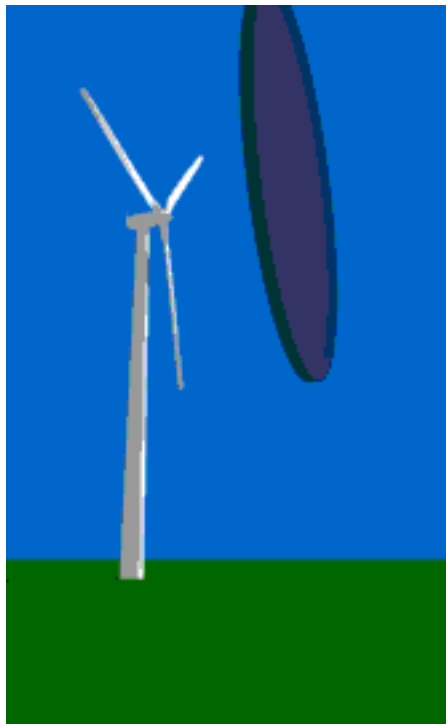
Las regiones montañosas muestran modelos de clima muy interesantes.

Un ejemplo es el **viento del valle** que se origina en las laderas que dan al sur (ó 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 Rhone hasta el Mar Mediterráneo, y el Sirocco, un viento del sur proveniente del Sahara que sopla hacia el Mar Mediterráneo.

La energía en el viento: densidad del aire y área de barrido del rotor



© DWTMA 1998

Un aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento en un **par** (fuerza de giro) actuando sobre las palas del rotor. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad del aire, del área de barrido del rotor y de la velocidad del viento.

La animación muestra cómo una porción cilíndrica de aire de 1 metro de espesor pasa a través del rotor de un aerogenerador típico de 600 kW.

Con un rotor de 43 metros de diámetro cada cilindro pesa realmente 1,9 toneladas, es decir,

1.500 veces 1,25 kg.

Densidad del aire

La energía cinética de un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa (o peso). Así, la energía cinética del viento depende de la densidad del aire, es decir, de su masa por unidad de volumen.

En otras palabras, cuanto "más pesado" sea el aire más energía recibirá la turbina.

A presión atmosférica normal y a 15 °C el aire pesa unos 1,225 kilogramos por metro cúbico, aunque la densidad disminuye ligeramente con el aumento de la humedad.

Además, el aire es más denso cuando hace frío que cuando hace calor. A grandes altitudes (en las montañas) la presión del aire es más baja y el aire es menos denso.

Área de barrido del rotor

Un aerogenerador típico de 600 kW tiene un diámetro del rotor de 43-44 metros, lo que supone un área del rotor de unos 1.500

metros cuadrados. El área del rotor determina cuanta energía del viento es capaz de capturar una turbina eólica.

Dado que el área del rotor aumenta con el cuadrado del diámetro del rotor, una turbina que sea dos veces más grande recibirá $2^2 = 2 \times 2 =$ **cuatro** veces más energía. La página sobre [tamaño de los aerogeneradores](#) le proporcionará más detalles.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

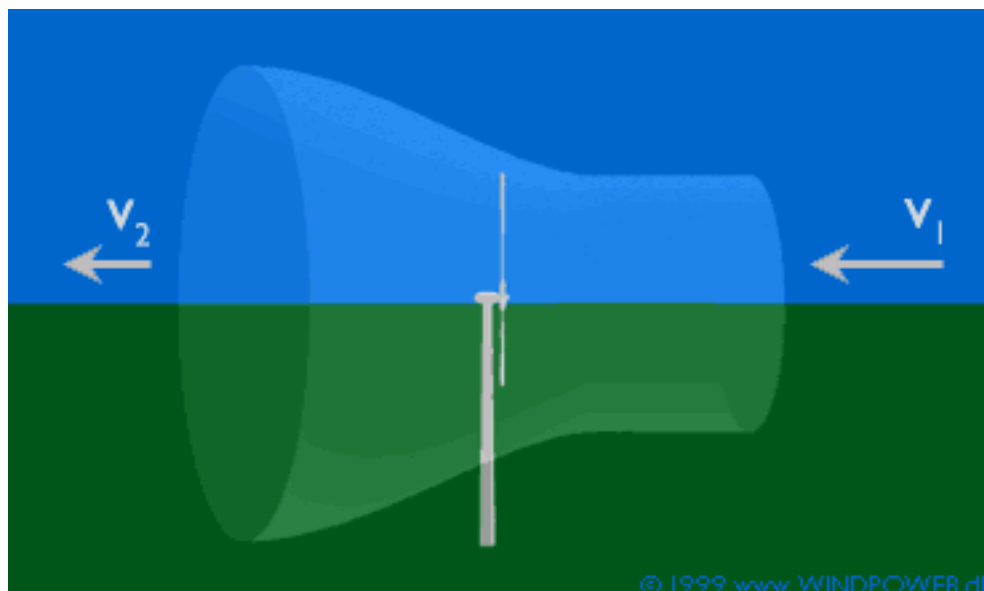
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 7 de marzo 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/enerwind.htm>

Inicio

Las aerogeneradores desvían el viento



La imagen de la página anterior sobre la [energía en el viento](#) está algo simplificada. En realidad, un aerogenerador desviará el viento antes incluso de que el viento llegue al plano del rotor. Esto significa que nunca seremos capaces de capturar toda la energía que hay en el viento utilizando un aerogenerador. Discutiremos esto más tarde, cuando hablemos de la **ley de Betz**.

En la imagen de arriba tenemos el viento que viene desde la derecha y usamos un mecanismo para capturar parte de la energía cinética que posee el viento (en este caso usamos un rotor de tres palas, aunque podría haberse tratado de cualquier otro mecanismo).

El tubo de corriente

El rotor de la turbina eólica debe obviamente frenar el viento cuando captura su energía cinética y la convierte en energía rotacional. Esto implica que el viento se moverá más lentamente en la parte izquierda del rotor que en la parte derecha.

Dado que la cantidad de aire que pasa a través del área barrida por el rotor desde la derecha (por segundo) debe ser igual a la que abandona el área del rotor por la izquierda, el aire ocupará una mayor sección transversal (diámetro) detrás del plano del rotor.

Este efecto puede apreciarse en la imagen superior, donde se muestra un tubo imaginario, el llamado **tubo de corriente**,

alrededor del rotor de la turbina eólica. El tubo de corriente muestra cómo el viento moviéndose lentamente hacia la izquierda ocupará un gran volumen en la parte posterior del rotor.

El viento no será frenado hasta su velocidad final inmediatamente detrás del plano del rotor. La ralentización se producirá gradualmente en la parte posterior del rotor hasta que la velocidad llegue a ser prácticamente constante.

Distribución de la presión del aire en la parte delantera y trasera del rotor



El gráfico de la izquierda muestra la presión del aire en el eje vertical, siendo el eje horizontal la distancia al plano del rotor. El viento

llega por la derecha, estando situado el rotor en el centro del gráfico.

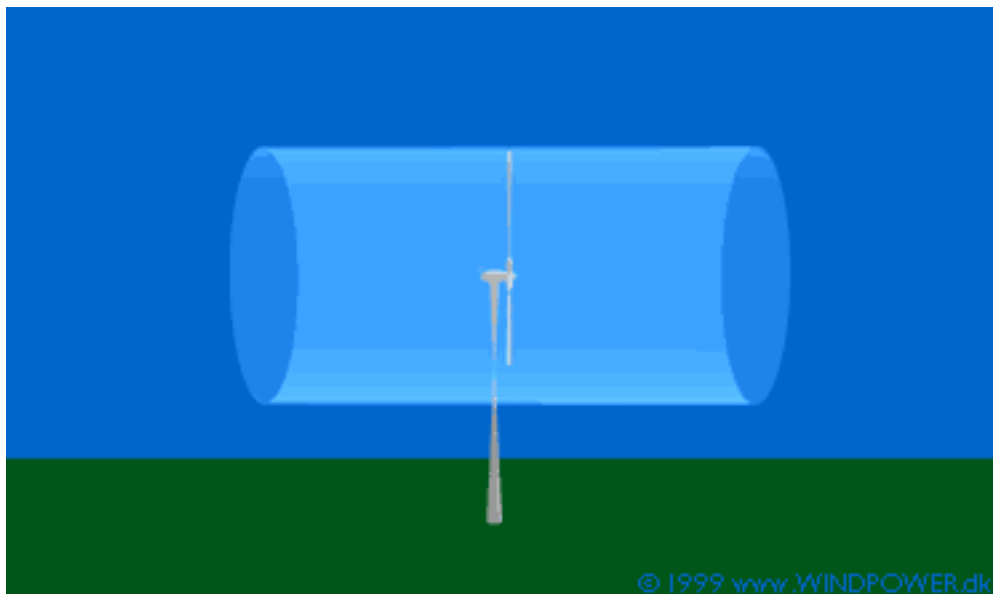
La presión del aire aumenta gradualmente a medida que el viento se acerca al rotor desde la derecha, ya que el rotor actúa de barrera del viento. Observe que la presión del aire caerá inmediatamente detrás del plano del rotor (parte izquierda), para enseguida aumentar de forma gradual hasta el nivel de presión normal en el área.

¿Qué ocurre corriente abajo?

Corriente abajo, la [turbulencia](#) del viento provocará que el viento lento de detrás del rotor se mezcle con el viento más rápido del área circundante. Por lo tanto, el [abrigo del viento](#) disminuirá gradualmente tras el rotor conforme nos alejamos de la turbina. Veremos esto más ampliamente en la página sobre el [efecto del parque](#).

¿Por qué no un tubo de corriente cilíndrico?

Ahora usted podría objetar que una turbina giraría incluso situándola dentro de un tubo cilíndrico normal, como el que se muestra abajo. ¿Por qué insistimos entonces en que el tubo de corriente tiene forma de botella?



Por supuesto, usted estaría en lo cierto al pensar que el rotor de una turbina podría girar si lo situásemos dentro de un enorme tubo de cristal como el de arriba, pero vea que es lo que ocurre:

El viento de la parte izquierda del rotor se mueve a menor velocidad que el de la parte derecha. Pero al mismo tiempo sabemos que el volumen de aire que entra al tubo por la derecha cada segundo debe ser el mismo que el volumen de aire que sale del tubo por la izquierda. Con ello puede deducirse que si el viento encuentra algún obstáculo dentro del tubo (en este caso nuestro rotor), parte del viento que llega desde la derecha debe ser desviado de la entrada del tubo (debido a la alta presión del aire en el extremo derecho del tubo).

Por tanto, el tubo cilíndrico no es una representación muy exacta de lo que ocurre cuando el viento encuentra una turbina eólica, por lo que la [imagen del principio de la página](#) es la correcta.

◀ Visita guiada ▶

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© copyright 2000 Søren Krohn

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/tube.htm>

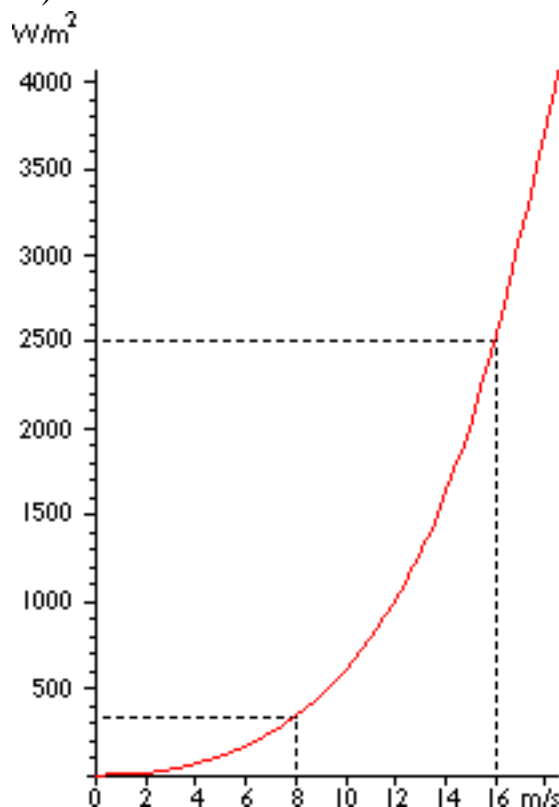
Inicio

La potencia del viento: cubo de la velocidad del viento

La velocidad del viento es muy importante para la cantidad de energía que un aerogenerador puede transformar en electricidad: la cantidad de energía que posee el viento varía con el **cubo** (la tercera potencia) de la velocidad media del viento; p.ej., si la velocidad del viento se duplica la cantidad de energía que contenga será $2^3 = 2 \times 2 \times 2 =$ **ocho** veces mayor.

Ahora bien, ¿por qué la energía que contiene el viento varía con la tercera potencia de su velocidad? Seguramente, del saber de cada día, usted estará enterado de que al **doblar** la velocidad de un coche la energía de frenado para pararlo completamente será **cuatro** veces mayor (se trata básicamente de la segunda ley de Newton de la cinemática).

En el caso de turbinas eólicas **usamos** la energía de frenado del viento, por lo que si **doblamos** la velocidad del viento tendremos **dos** veces más porciones cilíndricas de viento moviéndose a través del rotor cada segundo, y cada una de esas porciones contiene **cuatro** veces más energía, como se ha visto en el ejemplo del frenado de un coche.



El gráfico muestra que con una velocidad del viento de 8 metros por segundo obtenemos una [potencia](#) (cantidad de energía por segundo) de 314 W por cada metro cuadrado expuesto al viento

(viento incidiendo perpendicularmente al área barrida por el rotor).

A 16 m/s obtendremos una potencia ocho veces mayor, esto es, 2.509 W / m². La tabla de la sección [manual de referencia](#) proporciona la potencia por metro cuadrado de superficie expuesta al viento para diferentes velocidades del viento.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 7 de marzo 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/enrspeed.htm>

Inicio



Medición de la velocidad del viento: anemómetros

Las mediciones de las velocidades del viento se realizan normalmente usando un anemómetro de cazoletas, similar al del dibujo de la izquierda. El anemómetro de cazoletas tiene un eje vertical y tres cazoletas que capturan el viento. El número de revoluciones por segundo son registradas electrónicamente.

Normalmente, el anemómetro está provisto de una veleta para detectar la dirección del viento.

En lugar de cazoletas el anemómetro puede estar equipado con hélices, aunque no es lo habitual.

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.

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 eléctricamente calentados pueden ser usados en las zonas árticas.

Los anemómetros de calidad son una **necesidad** para las mediciones de energía eólica

Cuando compra algo, a menudo obtendrá un producto acorde a lo que ha pagado por él. Esto también se aplica a los anemómetros. Se pueden comprar 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.*)

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.

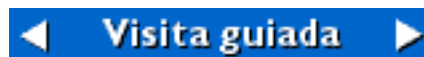
Si está pensando construir un parque eólico puede resultar un

desastre económico si dispone de un anemómetro que mide las velocidades de viento con un error del 10%. En ese caso, se expone a contar con un contenido energético del viento que es $1,1^3 - 1 = 33\%$ más elevado de lo que es en realidad. Si lo que tiene que hacer es recalcular sus mediciones para una altura de buje del aerogenerador distinta (digamos de 10 a 50 metros de altura), ese error podrá incluso multiplicarse por un factor del 1,3, con lo que sus cálculos de energía acabarán con un error del 75%.

Se puede comprar un anemómetro profesional y bien calibrado, con un error de medición alrededor del 1%, por unos 700-900 dólares americanos, lo que no es nada comparado con el riesgo de cometer un error económico potencialmente desastroso.

Naturalmente, el precio puede no resultar siempre un indicador fiable de la calidad, por lo que deberá informarse de cuáles son los institutos de investigación en energía eólica bien reputados y pedirles consejo en la compra de anemómetros.

*) El anemómetro de un aerogenerador 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.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 3 de mayo 2000

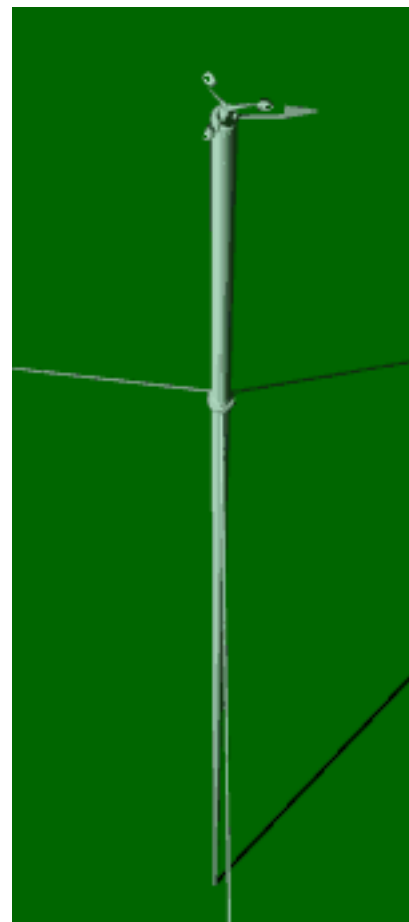
<http://www.windpower.org/es/tour/wres/wndspeed.htm>

Inicio

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.



© DWTMA 1998

¿Qué mástil elegir?

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.

Los postes son suministrados en kits de fácil ensamblaje, por lo que usted puede instalar un mástil para mediciones de viento en la altura del buje de una (futura) turbina sin necesidad de una grúa.

El anemómetro, el poste y el registrador de datos (que veremos a continuación) suele costar alrededor de 5.000 dólares americanos.



NRG data logger
Fotografía © 1998
Søren Krohn

El registrador de datos ('data logger')

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 ('data logger')**, que puede funcionar con batería durante un largo período de tiempo.

La fotografía muestra un ejemplo de un registrador de datos. Es posible que una vez al mes sea necesario ir hasta el registrador a recoger el chip y remplazarlo por otro vírgen que recoja los datos del mes siguiente (cuidado: el error más común de la gente que realiza mediciones de viento es mezclar los chips y volver de nuevo con el chip vírgen).

Condiciones árticas

Si hay muchas lluvias heladas en la zona o escarcha en las montañas, puede necesitar un anemómetro calentado, que requiere una conexión a la red eléctrica para hacer funcionar el calentador.

Medias de 10 minutos

Las velocidades del viento son medidas en **medias de 10 minutos** para que sea compatible con la mayoría de programas estándar (y con la bibliografía sobre el tema). Los resultados en las velocidades del viento son diferentes si se utilizan diferentes periodos de tiempo para calcular las medias, como se verá posteriormente.

◀ [Visita guiada](#) ▶

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

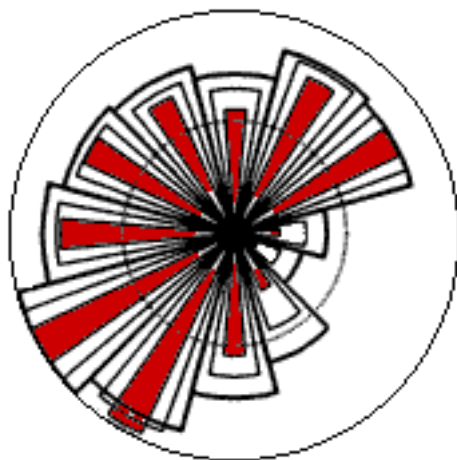
Actualizado el 7 de marzo 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/wndsprac.htm>

Inicio

Rosa de los vientos de
Brest (Francia), tomada
del Atlas Eólico
Europeo, Risø National
Laboratory
(Dinamarca).

La rosa de los vientos



Observará que los fuertes vientos suelen venir de una dirección determinada, tal y como se vio en la sección [recursos eólicos](#).

Para mostrar la información sobre las distribuciones de velocidades del viento y la frecuencia de variación de las direcciones del viento, puede dibujarse la llamada **rosa de**

los vientos basándose en observaciones meteorológicas de las velocidades y direcciones del viento.

En la imagen se muestra la rosa de los vientos de Brest, en la costa Atlántica de Francia.

Hemos dividido la rosa en doce sectores, abarcando cada uno 30° del horizonte (también puede dividirse en 8 ó 16 sectores, aunque 12 es el número de sectores que el Atlas Eólico Europeo, del cuál ha sido tomada esta imagen, suele utilizar como estándar).

El radio de las cuñas amplias (las más exteriores) proporciona la frecuencia relativa de cada una de las doce direcciones del viento, es decir, qué tanto por ciento del tiempo el viento sopla desde esa dirección.

La segunda cuña da la misma información pero multiplicada por la media de la velocidad del viento en cada dirección particular. El resultado se normaliza sumando hasta el 100 por cien. Esto indica la contribución de cada sector en la velocidad media del viento en nuestra ubicación particular.

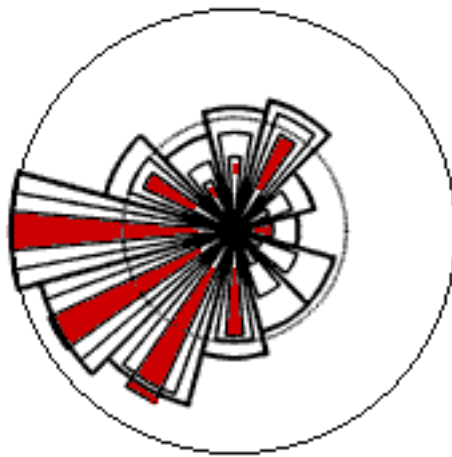
La cuña más interior (en rojo) proporciona la misma información que la primera pero multiplicada por el cubo de la velocidad del viento en cada ubicación. El resultado se normaliza sumando hasta el 100 por cien. Esto indica la contribución de cada sector en la energía contenida en el viento en nuestra ubicación particular.

Recuerde que el contenido energético del viento varía con el cubo de la velocidad del viento, tal y como se expuso en la página sobre [la energía en el viento](#). Por tanto, las cuñas rojas son en realidad las más interesantes. Indican donde encontrar una

mayor potencia que impulse nuestros aerogeneradores. En este caso podemos ver que la dirección de viento dominante es la Sudoeste, tal y como habríamos predicho en la página [vientos globales](#).

Una rosa de los vientos proporciona información sobre las velocidades **relativas** del viento en diferentes direcciones, es decir, cada uno de los tres grupos de datos ha sido multiplicado por un número que asegura que la cuña más larga del grupo mide exactamente lo mismo que el radio del círculo más exterior del diagrama.

Variabilidad de las rosas de los vientos



Las rosas de los vientos varían de un lugar a otro. Son en realidad una especie de huella metereológica.

Por ejemplo, eche un vistazo a esta rosa de los vientos de Caen (Francia) a tan sólo 150 km (100 millas) al norte de Brest. Aunque la dirección del viento primaria es la misma (la Sudoeste) observará que

prácticamente toda la energía del viento proviene del Oeste y del Sudoeste. Por lo tanto, en este emplazamiento no nos preocuparemos de las otras direcciones del viento.

Las rosas de los vientos de las áreas vecinas son a menudo similares, por lo que en la práctica la interpolación (hallando una media) de las rosas de los vientos de las áreas circundantes puede dar resultados seguros. Pero si el terreno es complejo, por ejemplo en montañas y valles que recorren diferentes direcciones, o litorales orientados en direcciones diferentes, **no** es seguro en general adoptar este tipo de suposiciones.

Haciendo hincapié una vez más, la rosa de los vientos sólo indica la distribución **relativa** de las direcciones del viento, y no el nivel real de la velocidad media del viento.

Cómo utilizar una rosa de los vientos

Un vistazo a la rosa de los vientos es extremadamente útil para situar aerogeneradores. Si una gran parte de la energía del viento viene de una dirección particular, lo que deseará, cuando coloque una turbina eólica en el paisaje, será tener la menor cantidad de [obstáculos](#) posibles en esa dirección, así como un terreno lo más

liso posible.

En los ejemplos vistos anteriormente la mayor parte de la energía viene del Sudoeste, por lo que no necesitaríamos preocuparnos de los obstáculos al este y al sudeste del aerogenerador, ya que apenas llegaría nada de energía desde esas direcciones.

Sin embargo los modelos eólicos pueden variar de un año a otro, así como el contenido energético (normalmente alrededor de un 10 por ciento). Por lo tanto, lo más conveniente es tener observaciones de varios años para poder obtener una media fidedigna. Los proyectistas de grandes parque eólicos cuentan normalmente con un año de medidas locales y utilizan observaciones metereológicas a largo plazo de las estaciones climáticas cercanas para ajustar sus medidas y obtener así una media a largo plazo fiable.

Dado que esta rosa de los vientos ha sido tomada del Atlas Eólico Europeo estamos razonablemente seguros de que podemos fiarnos de ella . El Atlas Eólico Europeo contiene descripciones de cada una de las estaciones de medida, por lo que podemos estar advertidos sobre posibles perturbaciones locales en las corrientes de aire. En la página sobre la selección del emplazamiento de un aerogenerador volvemos al tema de los [riesgos en el uso de los datos metereológicos](#).



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© copyright 2000 Søren Krohn.

Actualizado el 7 de marzo 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/rose.htm>

Inicio

Velocidad
Frecuencia del viento
del viento media

Programa trazador de la rosa de los vientos

Dibuje su propia rosa de los vientos

No utilice el formulario hasta que la página y el programa se hayan cargado completamente.

La explicación sobre la rosa de los vientos puede ser encontrada en la [página anterior](#). La frecuencia del viento es el porcentaje de tiempo durante el cual el viento viene de una determinada dirección. La primera fila de la tabla de la izquierda corresponde al Norte (la cuña de la parte superior). Las siguientes filas corresponden a los demás sectores de la rosa de los vientos tomados en el sentido de las agujas del reloj.

Utilizar sectores. diagrama.

los datos correspondientes a Copenhague.

Mostrar la frecuencia del viento.

Mostrar la velocidad media.

Mostrar la energía del viento.



Para cada uno de los sectores, las cuñas más exteriores (en azul) muestran la distribución de frecuencias del viento.



Las cuñas intermedias (en negro) muestran la distribución del producto de las dos columnas, es decir, las velocidades del viento multiplicadas por sus frecuencias.



Las cuñas más interiores muestran la distribución de las velocidades del viento al cubo (esto es, las energías) multiplicadas por sus frecuencias.

Calculator

Para imprimir los resultados de un programa trazador,
deberá hacer un [vuelco de la pantalla](#).

◀ **Visita guiada** ▶

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2002 Soren Krohn](#)

Actualizado el 1 de marzo 2002

<http://www.windpower.org/tour/wres/roseplot.htm>

Inicio

Rugosidad y cizallamiento del viento

A una gran altura de la superficie del suelo, alrededor de un kilómetro, la superficie terrestre apenas ejerce influencia alguna sobre el viento. Sin embargo, en las capas más bajas de la atmósfera, las velocidades del viento se ven afectadas por la fricción con la superficie terrestre. En la industria eólica se distingue entre [rugosidad](#) del terreno, la influencia de los obstáculos, y la influencia del contorno del terreno, también llamada **orografía** del área. Trataremos de la orografía cuando investigamos los llamados **efectos aceleradores**, a saber, el [efecto túnel](#) y el [efecto de la colina](#).

Rugosidad

En general, cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno mayor será la ralentización que experimente el viento.

Obviamente, los bosques y las grandes ciudades ralentizan mucho el viento, mientras que las pistas de hormigón de los aeropuertos sólo lo ralentizan ligeramente. Las superficies de agua son incluso más lisas que las pistas de hormigón, y tendrán por tanto menos influencia sobre el viento, mientras que la hierba alta y los arbustos ralentizan el viento de forma considerable.

Clase de rugosidad y longitud de rugosidad



En la industria eólica, la gente suele referirse a **clase de rugosidad** o **longitud de rugosidad** cuando se trata de evaluar las condiciones eólicas de un paisaje. Una alta rugosidad de clase 3 ó 4 se refiere a un paisaje con muchos árboles y edificios, mientras que a la superficie del mar le corresponde una rugosidad de clase 0.

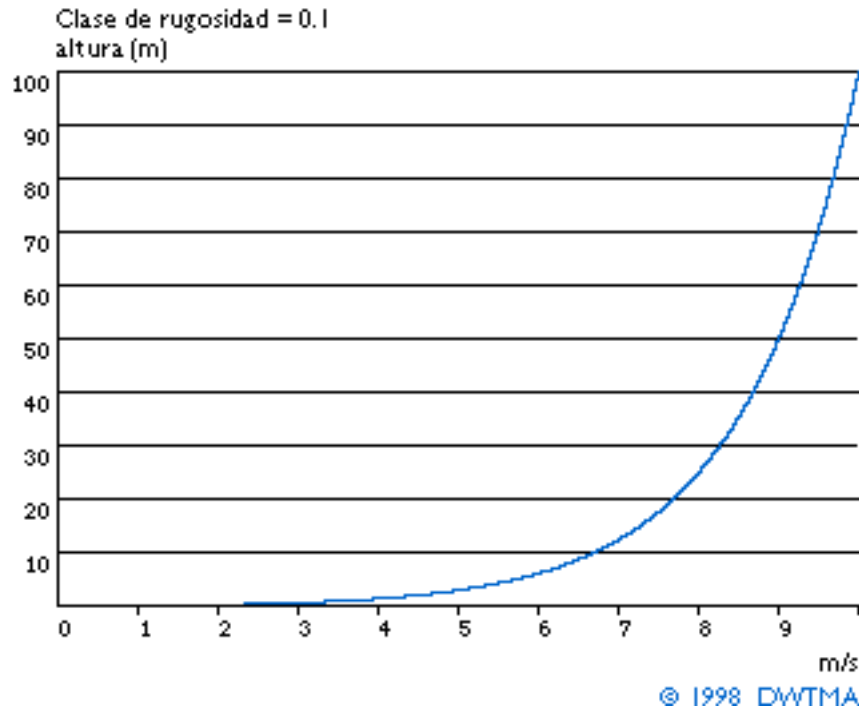
Las pistas de hormigón de los aeropuertos pertenecen a la clase de rugosidad 0.5, al igual que el paisaje abierto y llano pacido por las ovejas (fotografía de la izquierda).

La definición exacta de clase de rugosidad y longitud de

Las ovejas son las mejores amigas de los aerogeneradores. En este dibujo de Akaroa Spit (Nueva Zelanda) las ovejas mantiene una baja rugosidad gracias a su pastoreo. Fotografía © 1998 Søren Krohn

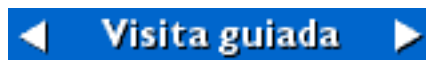
rugosidad puede ser encontrada en el [manual de referencia](#). El término longitud de rugosidad es en realidad la distancia sobre el nivel del suelo a la que teóricamente la velocidad del viento debería ser nula.

Cizallamiento del viento



Este gráfico ha sido trazado con el [programa de cálculo de la velocidad del viento](#) de la página siguiente. Muestra como varía la velocidad del viento en una rugosidad de clase 2 (suelo agrícola con algunas casas y setos de protección a intervalos de unos 500 metros), considerando que el viento sopla a una velocidad de 10 m/s a 100 metros de altura.

El hecho de que el perfil del viento se mueva hacia velocidades más bajas conforme nos acercamos al nivel del suelo suele llamarse **cizallamiento del viento**. El cizallamiento del viento también puede ser importante en el diseño de aerogeneradores. Considerando un aerogenerador con una altura del buje de 40 metros y con un diámetro del rotor de 40 metros observará que el viento sopla a 9,3 m/s cuando el extremo de la pala se encuentra en su posición más elevada, y sólo a 7,7 m/s cuando dicho extremo se encuentra en la posición inferior. Esto significa que las fuerzas que actúan sobre la pala del rotor cuando está en su posición más alta son mucho mayores que cuando está en su posición más baja.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Inicio

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/shear.htm>

Programa de cálculo de la velocidad del viento

No use el formulario hasta que la página y su programa se hayan cargado completamente.

Introduzca sus mediciones de la velocidad del viento en cualquiera de las columnas para la altura correspondiente, p.ej. 10 metros. Después haga click fuera del campo del formulario, haga click en Calcular o use el tabulador. El programa calculará entonces velocidades del viento para otras alturas. Si lo desea puede dibujar su gráfica en una hoja aparte haciendo click en **Dibujar** en la columna correspondiente.(Si la ventana de dibujo desaparece es posible que está oculta detrás de esta ventana).

Rugosidad

Clase	0.0	0.5	1.0	1.5	2.0	3.0	4.0
Long. (m)	0.0002	0.0024	0.03	0.055	0.1	0.4	1.6
100 m							
90 m							
80 m							
70 m							
60 m							
50 m							
40 m							
30 m							
20 m							
10 m							

[Dibujar](#) [Dibujar](#) [Dibujar](#) [Dibujar](#) [Dibujar](#) [Dibujar](#) [Dibujar](#)

Calculator

Las velocidades de viento medias suelen obtenerse a partir de datos meteorológicos medidos a una altura de 10 metros. Sin embargo, las alturas del buje de los aerogeneradores modernos de 600 a 1500 kW son normalmente de 40 a 80 metros. La hoja de cálculo hallará las velocidades de viento medias a diferentes alturas y clases de rugosidad. Lo único que debe hacer es introducir una medición de la velocidad del viento a una cierta altura para una clase de rugosidad dada y seleccionar el botón **Calcular**.

Ejemplo

Como ejemplo eche un vistazo a la hoja de cálculo de arriba, donde ya ha sido introducida una velocidad de 10 m/s a 100 metros de altura. Observará que la velocidad del viento disminuye conforme nos acercamos al nivel del suelo. También notará que esta disminución es más rápida en un terreno rugoso.

Recuerde que el [contenido energético del viento](#) varía con el **cubo** (tercera potencia) de la velocidad del viento. Si mira en la columna de clase de rugosidad 2 observará que la velocidad del viento disminuye un 10 por ciento desde los 100 hasta los 50 metros. Sin embargo la [potencia del viento](#) disminuye hasta $0,9^3 = 0,73$, es decir, el 27 por ciento (de 613 a 447 W/m²).

Observe que los resultados no serán exactos si hay [obstáculos](#) cerca del aerogenerador (ó del punto de medición meteorológica) ni tampoco por encima de la altura del buje especificada (se considera cerca cualquier cosa a menos de 1 km).

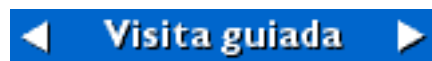
Antes de empezar a introducir sus datos eche un vistazo al ejemplo de abajo para asegurarse de que entiende como funciona. Puede encontrar [definiciones de rugosidades](#) más extensas y precisas en la sección de unidades.

Si compara las velocidades del viento por debajo de 100 metros de la clase de rugosidad 2 con las de la clase de rugosidad 1, observará que para una altura cualquiera dada las velocidades son inferiores en la clase de rugosidad 2.

Si usted tiene un aerogenerador en una rugosidad de clase 2 puede considerar si vale o no la pena invertir 15.000 dólares americanos más para tener una torre de 60 metros en lugar de una de 50 metros. En la tabla puede ver que esto le proporcionará un 2.9 por ciento más de viento, con lo que usted puede calcular que obtendrá un 9 por ciento más de energía eólica.

Este problema puede ser resuelto una vez se haya visto como varía la producción de electricidad en una turbina con la energía eólica disponible. Volveremos sobre este tema cuando sepa como usar el programa de cálculo de la [densidad de potencia](#) y el programa de cálculo [económico en energía eólica](#).

Ahora, pruebe el programa usted mismo.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 25 de abril 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/calculat.htm>

Cizallamiento del viento y escarpas

Fotografía aérea
© 1999 Soren Krohn



No incluya la altitud de su terreno en los cálculos del cizallamiento del viento

La fotografía aérea de arriba muestra un buen emplazamiento para aerogeneradores a lo largo de una línea de costa con las turbinas sobre un acantilado que está a una altura aproximada de 10 metros. Es un error habitual creer que en este caso se puede añadir la altura del acantilado a la altura de la torre del aerogenerador para obtener su altura efectiva, cuando se hacen cálculos de velocidades de viento, al menos cuando el viento viene del mar.

Evidentemente esto no se puede hacer. El acantilado de la fotografía creará [turbulencia](#), y frenará el viento antes incluso de que llegue al acantilado. Por lo tanto, no es una buena idea desplazar las turbinas más cerca del acantilado. Muy probablemente esto implicaría una producción de energía menor, y reduciría el tiempo de vida de las turbinas, debido a una mayor rotura y desgaste provocadas por la turbulencia.

Si teníamos elección, hubiese sido mucho mejor una colina suavemente redondeada, en lugar del escarpe que se ve en la imagen. En el caso de una colina redondeada, incluso podríamos experimentar un efecto acelerador, como más tarde explicaremos

al llegar a la página sobre el [efecto de la colina](#).



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© Copyright 2000 Soren Krohn](#)

Actualizado el 28 de febrero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/escarp.htm>

Inicio



La 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 recalcularse 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 (p.ej. terrenos accidentados y muy montañosos).

Así como usamos una [rosa de los vientos](#) para trazar el mapa de la cantidad de energía procedente de diferentes direcciones, usamos una **rosa de las rugosidades** para describir la [rugosidad](#) 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, como en el dibujo de la izquierda, aunque también son posibles otras divisiones. En cualquier caso, deberán ser las mismas que las que tengamos en nuestra rosa de los vientos.

Para cada sector hacemos una estimación de la rugosidad utilizando las definiciones de la sección [manual de referencia](#). En principio, con esto ya podría utilizarse el [programa de cálculo de la velocidad del viento](#) de la página anterior para estimar como cambia la velocidad media del viento en cada sector debido a las diferentes rugosidades del terreno.

Obtención de la rugosidad media en cada sector

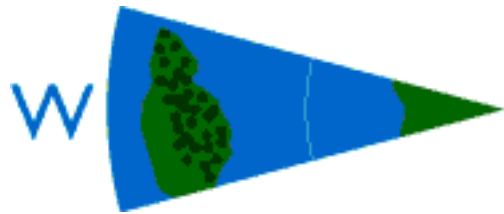
Sin embargo, en la mayoría de los casos, la rugosidad no caerá exactamente dentro de una de las clases de rugosidad, por lo que tendremos que hallar una rugosidad media. Nos preocuparemos sobretodo de la rugosidad en las [direcciones de viento dominante](#). En esas direcciones consultaremos una mapa para medir a que distancia tendremos una rugosidad invariable.



Representación de los cambios de rugosidad dentro de cada sector

Imaginemos que tenemos la superficie del mar o de un lago en el sector oeste (clase 0) a unos 400 m del emplazamiento de la turbina y dos kilómetros

más allá se encuentra una isla arbolada. Si el oeste es una dirección de viento importante, deberemos representar los cambios de clase de rugosidad de 1 a 0 y de 0 a 3.

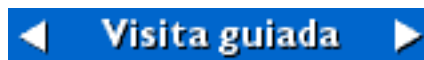


Esto precisa de unos modelos y de un software más avanzados que los expuestos en este sitio web. También es útil poder utilizar programas informáticos para gestionar todos nuestros datos de viento y de turbina, ya que en la próxima actualización de este sitio web explicaremos como funcionan los programas de cálculo eólico profesionales.

Hasta entonces puede consultar la página de [enlaces](#) para encontrar el enlace con el modelo de Risoe WAsP y con el programa de entorno Windows "WindPro" de EMD.

Representación de los obstáculos del viento

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. Insistiremos sobre este tema en un par de páginas.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 25 de febrero 2000

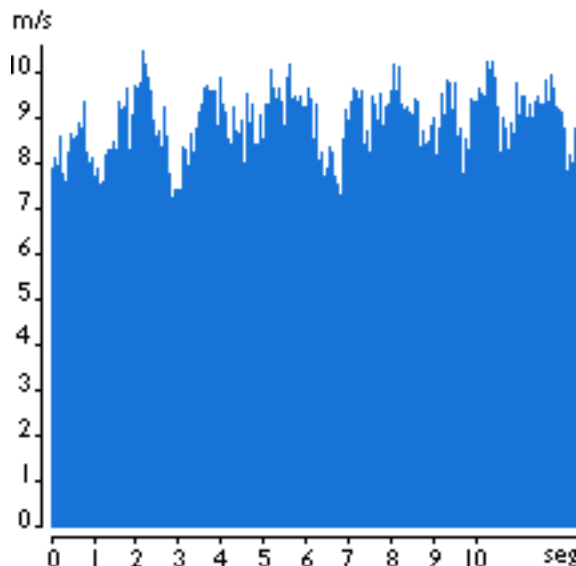
<http://www.windpower.org/es/tour/wres/rrose.htm>

Inicio

Variabilidad de la velocidad del viento

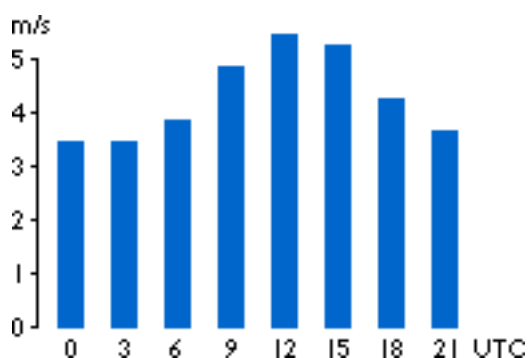
Variabilidad del viento a corto plazo

La velocidad del viento está siempre fluctuando, por lo que el contenido energético del viento varía continuamente. De qué magnitud sea exactamente esa fluctuación depende tanto de las condiciones climáticas como de las condiciones de superficie locales y de los obstáculos.



La producción de energía de una turbina eólica variará conforme varíe el viento, aunque las variaciones más rápidas serán hasta cierto punto compensadas por la inercia del rotor de la turbina eólica.

Variaciones diurnas (noche y día) del viento



En la mayoría de localizaciones del planeta el viento sopla más fuerte durante el día que durante la noche. El gráfico de la izquierda muestra, en intervalos de 3 horas, como varía la velocidad del viento a lo largo del día en

Beldringe (Dinamarca) (información obtenida del Atlas Eólico Europeo).

Esta variación se debe sobretodo a que las diferencias de temperatura, p.ej. 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). Volveremos sobre este tema en la sección [aerogeneradores en la red eléctrica](#).

Variaciones estacionales del viento

Este tema es tratado en la sección sobre [aerogeneradores en la red eléctrica](#).



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
© copyright 2000 Søren Krohn.

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/variab.htm>

Inicio

Turbulencia

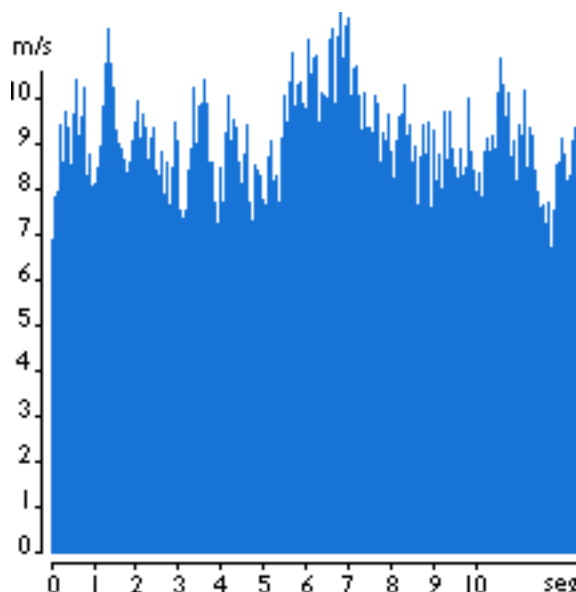
Seguramente ya habrá observado que las tormentas suelen venir asociadas a **ráfagas** de viento que cambian tanto en velocidad como en dirección.

En áreas cuya superficie es muy accidentada y tras [obstáculos](#) como edificios, también se producen muchas turbulencias, con flujos de

aire muy irregulares, con remolinos y vórtices en los alrededores.

En la imagen puede verse un ejemplo de como la turbulencia aumenta las fluctuaciones en la velocidad del viento (puede compararla con la gráfica de la página anterior).

Las turbulencias disminuyen la posibilidad de utilizar la energía del viento de forma efectiva en un aerogenerador. También provocan mayores roturas y desgastes en la turbina eólica, tal y como se explica en la sección sobre [cargas de fatiga](#). Las torres de aerogeneradores suelen construirse lo suficientemente altas como para evitar las turbulencias del viento cerca del nivel del suelo.



Obstáculos al viento

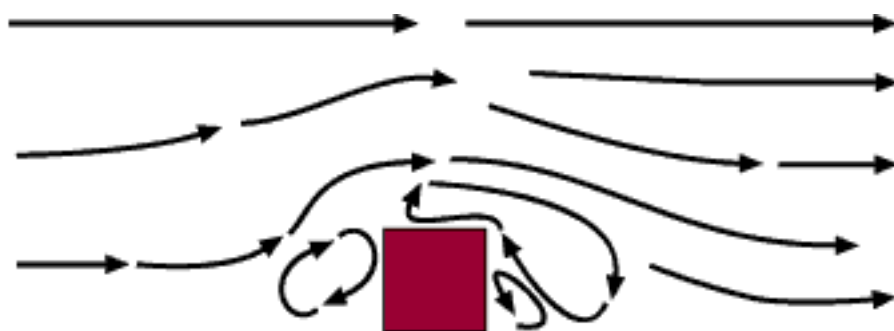


Este vídeo fue rodado en un emplazamiento eólico de una zona costera, con el viento viniendo desde la parte derecha de la fotografía. Muestra un interesante fenómeno:

Deberíamos esperar realmente que el aerogenerador de la derecha (que está directamente de cara al viento) fuese el primero en empezar a girar cuando el viento empieza a soplar. Pero como puede ver, el aerogenerador de la derecha no arrancará a bajas velocidades de viento que, sin embargo, sí que son suficientes para hacer que los otros dos generadores funcionen. El motivo es que el pequeño bosque que está enfrente de las turbinas resguarda, particularmente, la que está más a la derecha. En este caso, la producción anual de estos aerogeneradores se verá probablemente reducida en un 15 por ciento de media, e incluso más en el caso de la turbina más a la derecha.

(Las turbinas están separadas aproximadamente 5 diámetros de rotor, y el bosque está situado a la misma distancia de la primera turbina. La razón por la que parece que las turbinas están tan cerca unas de otras es que el vídeo ha sido filmado a un 1,5 km de distancia, con el equivalente de una lente de 1200 mm para una cámara de 35 mm).

Vista lateral de la corriente de viento alrededor de un obstáculo. Observe la acusada turbulencia de la circulación de aire corriente abajo..

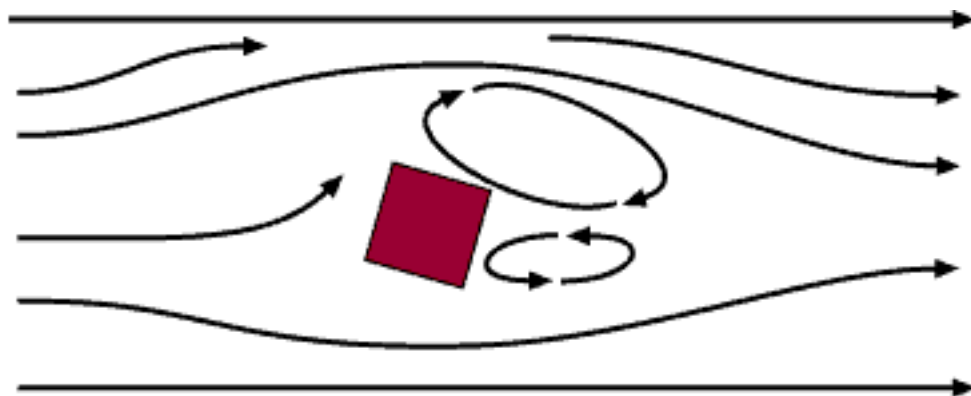


Los obstáculos del viento tales como edificios, árboles, formaciones rocosas, etc. pueden disminuir la velocidad del viento de forma significativa y a menudo crean [turbulencias](#) en torno a ellos.

Como puede verse en este dibujo de típicas corrientes de viento alrededor de un obstáculo, 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 en viento dominante, es decir, "en frente de la turbina".

Vista superior de la corriente de aire alrededor de un obstáculo



Resguardo tras los obstáculos

Los obstáculos disminuirán la velocidad del viento corriente abajo del obstáculo. Esta disminución depende de la porosidad del obstáculo, es decir, de cómo de "abierto" sea el obstáculo (la **porosidad** se define como el área libre dividida por el área total del objeto de cara al viento).

Obviamente un edificio es sólido y no tiene porosidad mientras que un árbol completamente abierto en invierno (sin hojas) puede dejar pasar a su través más de la mitad del viento. Sin embargo, en verano el follaje puede ser muy denso, con lo que puede hacer disminuir la porosidad hasta dejarla en una tercera parte.

El efecto de frenado del viento que un obstáculo produce aumenta con la altura y la longitud del mismo. Obviamente, el efecto será más pronunciado cerca del obstáculo y cerca del suelo.

Cuando los fabricantes y proyectistas calculan la producción de energía de un aerogenerador, siempre tienen en cuenta los obstáculos próximos a la turbina (a menos de un kilómetro en cualquiera de las direcciones más importantes del viento).



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

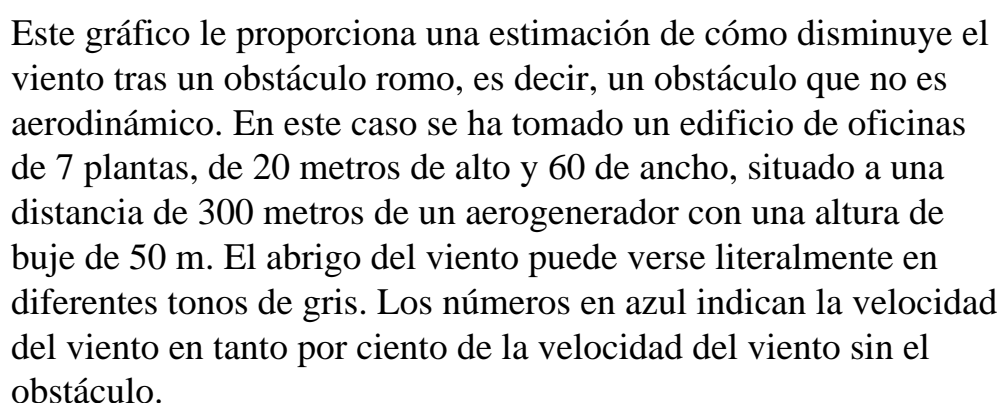
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 7 de marzo 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/obst.htm>

Inicio

Velocidad del viento en porcentaje de la velocidad sin obstáculo



En la parte superior de la torre de aerogenerador amarillo la velocidad del viento a disminuido en un 3 por ciento (hasta el 97 por ciento) de la velocidad del viento sin el obstáculo. Observe que esto representa una pérdida de [energía del viento](#) de alrededor del 10 por ciento, es decir $1,03^3 - 1$, tal y como puede verse en la gráfica de la parte inferior de esta página.

Si tiene un ordenador razonablemente rápido (ó un poco de paciencia con uno más lento) podrá dibujar tablas y gráficos

como este usando el [programa de cálculo del abrigo del viento](#) que encontrará en un par de páginas.

Velocidad del viento en porcentaje de la velocidad sin obstáculo

altura (m)	21	43	64	86	107	129	150	171	193	214	236	257	279	300	321	343	364	386	407	429	450	m
75	100	100	100	100	100	100	100	100	100	99	99	99	99	99	99	99	99	98	98	98	98	
73	100	100	100	100	100	100	100	100	99	99	99	99	99	99	99	98	98	98	98	98	98	
70	100	100	100	100	100	100	100	100	99	99	99	99	98	98	98	98	98	98	98	98	98	
68	100	100	100	100	100	100	99	99	99	98	98	98	98	97	97	97	97	97	97	97	97	
65	100	100	100	100	100	100	99	99	98	98	98	97	97	97	97	97	97	97	97	97	97	
63	100	100	100	100	100	99	99	98	98	97	97	97	96	96	96	96	96	96	96	96	96	
60	100	100	100	100	99	99	98	98	97	96	96	96	96	95	95	95	95	95	95	95	95	
58	100	100	100	100	99	98	98	97	96	95	95	95	94	94	94	94	94	94	94	95	95	
55	100	100	100	99	99	98	97	96	95	94	94	93	93	93	93	93	93	94	94	94	94	
53	100	100	100	99	98	97	95	94	93	92	92	92	92	92	92	92	92	93	93	93	93	
50	100	100	100	98	97	95	93	92	91	90	90	90	90	90	91	91	91	91	92	92	92	
48	100	100	99	97	95	93	91	89	88	88	88	88	88	88	88	89	89	90	90	91	91	
45	100	100	98	96	93	90	88	86	85	85	85	85	86	87	87	88	88	89	89	90	90	
43	100	99	97	93	90	86	84	82	81	81	82	83	84	84	85	86	87	87	88	89	89	
40	100	99	95	90	85	82	79	78	77	77	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	88	
38	100	98	91	85	79	76	74	72	72	73	75	76	78	80	81	82	83	85	86	86	87	
35	100	95	86	78	72	69	67	67	67	68	71	73	75	77	79	80	82	83	84	85	86	
33	99	91	78	69	63	61	60	60	61	64	67	70	72	74	77	78	80	82	83	84	85	
30	98	83	67	57	53	52	53	55	59	63	66	69	72	75	77	79	80	82	83	85	85	
28	96	71	53	45	42	43	44	47	50	54	59	63	67	70	73	75	77	79	81	83	84	
25	89	53	38	31	31	34	37	40	44	50	55	60	64	68	71	74	76	78	80	82	84	
23	74	31	20	19	22	26	30	35	40	46	52	58	62	66	70	73	76	78	80	82	83	
20	47	11	8	10	14	19	25	30	36	43	50	56	61	65	69	72	75	78	80	82	83	
18	14	1	1	4	8	14	20	27	33	41	48	55	60	65	69	73	76	78	80	82	84	
15				1	5	11	18	25	32	40	48	55	61	66	70	73	76	79	81	83	85	
13					3	10	17	25	33	42	50	57	63	68	72	75	78	80	83	84	86	
10					3	10	19	28	36	45	54	60	66	71	75	78	80	83	85	86	88	
8					5	15	25	34	43	52	60	66	71	75	79	82	84	86	87	89	90	
5					3	13	26	37	47	55	62	69	74	78	82	84	87	88	90	91	92	93
3					5	21	37	50	60	67	73	78	82	86	88	90	91	93	94	94	95	96

Longitud de rugosidad = 0,055; Porosidad = 0; Longitud del obstáculo = 60 m
 Nota : las escalas vertical y horizontal son diferentes. La escala horizontal muestra la distancia desde el obstáculo.
 © Copyright 1998 DWTMA

◀ Visita guiada ▶

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© copyright 2000 Søren Krohn.

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/shade.htm>

Inicio

Guía para el programa de cálculo del abrigo

Incluso si usted no tiene un navegador Netscape 3 ó Internet Explorer 4 esta página le proporcionará una gran cantidad de información útil sobre cómo afectan los obstáculos a la energía del viento.

El programa le proporcionará rápidamente los resultados a la altura del buje a la distancia del obstáculo que usted especifique. Si utiliza la aplicación de dibujo, su ordenador le calculará también 620 puntos de medida diferentes a diferentes alturas y distancias al obstáculo.

Altura de buje de la turbina

A mayor altura sobre la parte superior del obstáculo menor será el abrigo. Sin embargo, el abrigo puede extenderse hasta una altura cinco veces superior a la del obstáculo a una cierta distancia.

Si la altura del obstáculo es superior a la mitad de la altura de buje de la turbina los resultados son más inciertos, porque la geometría detallada del obstáculo (p.ej. diferentes inclinaciones del tejado del edificio) afectará al resultado. En ese caso el programa pondrá un aviso en la celda de texto bajo los resultados.

Distancia entre el obstáculo y la turbina

La distancia entre el obstáculo y la turbina es muy importante para el efecto de resguardo. En general el efecto del resguardo disminuirá conforme nos alejemos del obstáculo, tal y como un penacho de humo se diluye al alejarse de la chimenea. En un terreno con una rugosidad muy baja (p. ej. la superficie del agua) el efecto de los obstáculos (p. ej. una isla) puede medirse hasta 20 km más allá del obstáculo.

Si la distancia entre la turbina y el obstáculo es inferior a una longitud igual a cinco veces la altura del obstáculo los resultados son más inciertos, porque dependerán de la geometría exacta del obstáculo. En ese caso el programa pondrá un aviso en la celda de texto bajo los resultados.

Longitud de rugosidad o clase de rugosidad

La [rugosidad](#) del terreno entre el obstáculo y la turbina eólica tiene una gran influencia sobre en que proporción vaya a ser sentido el efecto resguardante. Un terreno de baja rugosidad

permitirá al viento pasar por fuera del obstáculo para mezclarse más fácilmente con la [estela](#) tras el obstáculo, lo que hace que la sombra del viento sea relativamente menos importante.

Al principio puede ser un poco confuso considerar la rugosidad del terreno y los obstáculos individuales al mismo tiempo. Un buen sistema es considerar individualmente los obstáculos que están a menos de 1000 m del aerogenerador en las direcciones del viento dominante. El resto se considerarán como cambios en la rugosidad del terreno.

Altura del obstáculo

Cuanto más alto sea el obstáculo mayor será el abrigo.

Tal y como dijimos antes, si la turbina está a una distancia menor de cinco veces la altura del obstáculo, o el obstáculo es más alto que la mitad de la altura del buje, los resultados serán más inciertos, porque dependerán de la geometría exacta del obstáculo. En ese caso el programa pondrá un aviso en la celda de texto bajo los resultados.

Anchura del obstáculo

El modelo de cálculo del obstáculo trabaja considerando que los obstáculos son infinitamente largos y que están situados en ángulo recto (perpendiculares) respecto a la dirección del viento.

Un objeto muy estrecho proyectará una sombra del viento mucho más pequeña que uno ancho. Por razones prácticas adoptamos un estudio del horizonte dividido en 12 sectores de 30° cada uno alrededor de la turbina.

En la parte inferior del dibujo de la derecha del [programa de cálculo del abrigo](#) se muestra (en escalones del 10 por ciento) cuanto espacio ocupa el obstáculo en una determinada sección de 30°. La anchura del obstáculo puede modificarse en escalones del 10 por ciento haciendo click en los cuadrados de la parte inferior del gráfico.

También puede teclear directamente la longitud exacta del obstáculo (vista desde la turbina eólica), o bien introducir el porcentaje de anchura del sector que ocupa el objeto.

Porosidad

 = 0%  = 30%  = 50%  = 70%

Un árbol sin hojas frenará el viento mucho menos que un edificio. Los árboles con un espeso follaje tendrán un efecto de frenado intermedio. En general, la sombra del viento será proporcional a (uno menos la porosidad del obstáculo).

La [porosidad](#) de un obstáculo es una indicación porcentual de

como de abierto está un obstáculo, es decir, de con que facilidad puede el viento pasar a través de él. Obviamente un edificio tiene una porosidad nula. Un grupo de edificios con algo de espacio entre ellos tendrá una porosidad igual a (área del espacio abierto) dividida por (el área total de ambos edificios más la del espacio abierto entre ellos, visto desde el aerogenerador).

Puede introducir la porosidad directamente en el programa, bien seleccionando uno de los botones con los símbolos mostrados arriba o bien utilizando el menú de valores sugeridos para diferentes objetos.

Botones de control

Aceptar calcula su última entrada. Puede usar el tabulador o en lugar de eso simplemente hacer click fuera del campo que cambia.

Dibujar la velocidad del viento proporciona un gráfico y una tabla del porcentaje de velocidad del viento que queda a un número de alturas y distancias hasta 1,5 veces la altura y la distancia del buje de su turbina eólica. La torre de la turbina se muestra en amarillo. Los cálculos son bastante complejos, por lo que deberá ser paciente si su ordenador es lento.

Dibujar la energía del viento proporciona un gráfico y una tabla del porcentaje de energía del viento que queda a un número de alturas y distancias hasta 1.5 veces la altura y la distancia del buje de su aerogenerador. La torre de la turbina se muestra en amarillo. Los cálculos son bastante complejos, por lo que deberá tener paciencia si su ordenador es lento.

Dibujar el perfil de velocidades proporciona un dibujo del perfil de velocidades a diferentes alturas hasta 100 metros a la distancia donde ha colocado su turbina. En la curva roja puede ver directamente como cae la velocidad del viento por la acción de los obstáculos. Puede introducir la velocidad del viento que desee para la altura del buje (la **forma** del dibujo seguirá siendo la misma, debido a que los obstáculos causan un cambio **relativo** en la velocidad del viento). La curva corresponde a las dibujadas por el [programa de cálculo de la velocidad del viento](#).

Resultados

En la línea de resultados del programa se indica cuál será el porcentaje de disminución de la velocidad del viento debido a la presencia del obstáculo. Puede trazar el cambio en las velocidades del viento para un número de alturas y distancias hasta 1.5 veces su distancia y altura seleccionando el botón **dibujar la velocidad del viento**.

(Si está trabajando con una [distribución de Weibull](#) determinada que

describe el viento en ese sector particular, el cambio de la velocidad del viento corresponde a un cambio de factor de escala A. Si usa los resultados de esos cálculos para hallar una distribución de Weibull, puede simplemente ajustar el factor de escala A con ese cambio. El parámetro de forma, k, permanece constante. La distribución de Weibull aparecerá más tarde en esta visita guiada, cuando veamos cómo hallar la producción de energía de un aerogenerador).

En la línea de resultados también se indica la pérdida de energía del viento debida a la presencia del obstáculo. Puede trazar el cambio en la energía del viento para un número de alturas y distancias hasta 1,5 veces su distancia y altura seleccionando el botón **Dibujar la energía del viento**.

Cálculo de obstáculos más complejos

Los obstáculos pueden no ser perpendiculares a la bisectriz del sector, y puede haber varias filas de obstáculos. Aunque puede seguir utilizando el programa, probablemente desee utilizar un programa de cálculo eólico profesional, como [WindPro®](#) ó [WAsP®](#), para tratar sus datos en estos casos.

Los métodos usados en el programa de cálculo eólico están basados en el Atlas Eólico Europeo. Sin embargo, si lee el capítulo 8 de dicho atlas se dará cuenta de que hay un errata en la fórmula 8.25.

Inicio de página ▲

◀ Visita guiada ▶

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/shelter/guides.htm>

Inicio

Programa de cálculo del abrigo

No utilice el formulario hasta que esta página y su programa estén completamente cargados: si va demasiado rápido, el programa se quejará de que le faltan datos y tendrá hacer click en "volver a cargar".

Este programa muestra el efecto de resguardo (abrigo) de obstáculos romos (edificios, árboles) en cualquiera de los sectores de 30° cerca del aerogenerador. Puede cambiar cualquier número excepto los etiquetados con *. Si el obstáculo es demasiado alto (más de la mitad de la altura del buje de su turbina) o está demasiado cerca (menos de cinco veces la altura del obstáculo) el programa le avisará de que los resultados son inciertos, ya que la geometría exacta del obstáculo y el ángulo de incidencia del viento tendrán una gran influencia sobre el resultado final.

Observe que sólo deberá tener en cuenta el porcentaje de energía eólica proveniente de esa dirección (ver [La rosa de los vientos](#)), ya que el obstáculo sólo afecta a la producción de energía cuando el viento proviene de esa dirección en particular.

Si tiene un ordenador rápido ó se arma de paciencia podrá dibujar la velocidad del viento o el perfil de energía del viento tras el obstáculo (si la ventana de dibujo desaparece probablemente sea porque esté oculta tras otra ventana).

Deberá haber leído sobre [obstáculos](#), [porosidad](#) y [rugosidad](#) antes de utilizar el programa.

? Altura de buje de la turbina m

? Distancia entre el obstáculo y la turbina
m

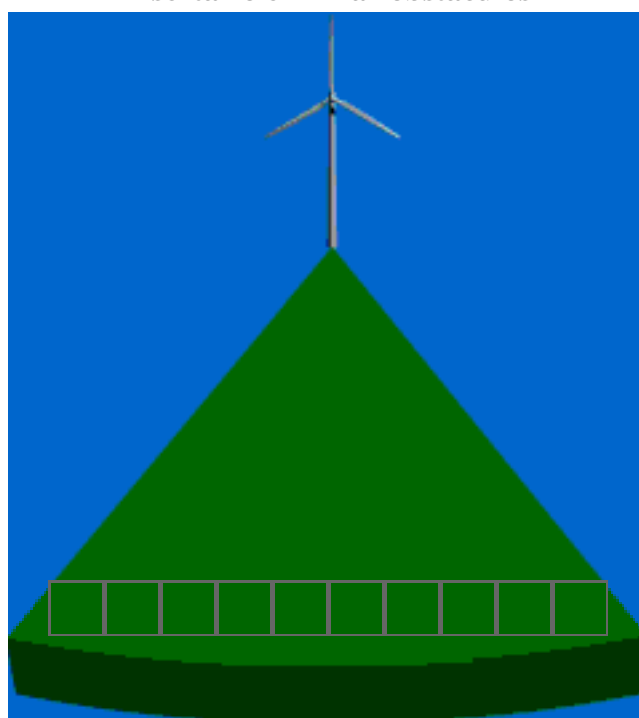
? Longitud de rugosidad m
= clase de rugosidad

? Altura del obstáculo m

? Anchura del obstáculo m
= % de la anchura del sector

? Porosidad
%

Haga click en los cuadrados grises para insertar o eliminar obstáculos



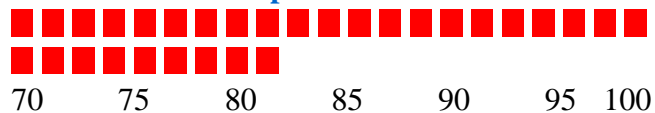
para m/s de velocidad del viento a la altura del buje

?

Calculator

? Resultado: % de disminución en
la velocidad del viento*
=
sector* % de pérdida de energía en este

Porcentaje de energía en un flujo de aire sin
pertubar



Elija la porosidad del obstáculo:



*

Para imprimir los resultados de un programa trazador, deberá hacer un [vuelco de la pantalla](#).

◀ Visita guiada ▶

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2002 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 1 de marzo 2002

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/shelter/index.htm>

Efecto de la estela



Efecto de la estela en
un aerogenerador.
Fotografía © 1997 Risø
National Laboratory
(Dinamarca)

Dado que un aerogenerador produce energía a partir de la energía del viento, el viento que abandona la turbina debe tener un contenido energético menor que el que llega a la turbina. Esto se deduce directamente del hecho de que la energía ni se crea ni se destruye. Si no lo encuentra lo suficientemente claro

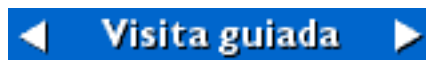
eche un vistazo a la definición de [energía](#) del manual de referencia.

Un aerogenerador siempre va a crear un **abrigo** en la dirección a favor del viento.

De hecho, habrá una **estela** tras la turbina, es decir, una larga cola de viento bastante [turbulenta](#) y ralentizada, si se compara con el viento que llega a la turbina (la expresión **estela** proviene, obviamente, de la estela que deja un barco tras de sí).

Realmente puede verse la estela tras un aerogenerador si se le añade humo al aire que va a pasar a través de la turbina, tal y como se ha hecho en la imagen. (esta turbina en particular fue diseñada para girar en sentido contrario al de las agujas del reloj, algo inusual en los aerogeneradores modernos).

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, tal y como se explica en la página siguiente.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 7 de marzo 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/wake.htm>

Inicio

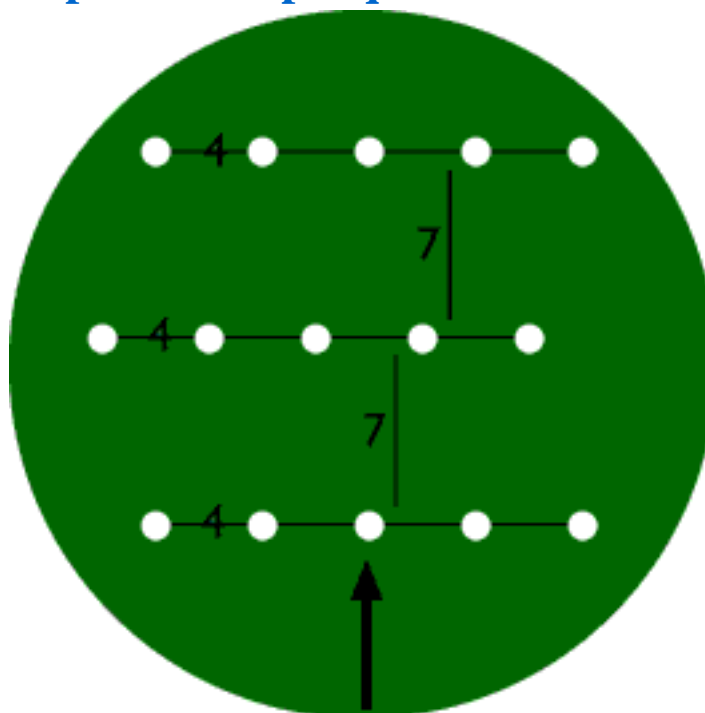
El efecto del parque

Tal y como se vio en la sección anterior sobre el [efecto de la estela](#), 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.

Distribución en planta del parque

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.



En este dibujo se han situado 3 filas de cinco turbinas cada una siguiendo un modelo totalmente típico.

Las turbinas (los puntos blancos) están separadas 7 diámetros en la dirección de viento dominante y 4 diámetros en la dirección perpendicular a la de los vientos dominantes.

Pérdida de energía debida al efecto del parque

Conociendo el rotor de la turbina eólica, la [rosa de los vientos](#), la [distribución de Weibull](#) 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 por ciento.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/park.htm>

Inicio

Efectos aceleradores : efecto túnel



Al utilizar un inflador de bicicleta corriente (señale al dibujo en un navegador Netscape 3 ó 4, sin hacer click sobre él) observará que el aire que sale por la boquilla se mueve mucho más rápidamente que la velocidad a la que estamos bombeando. Por supuesto, la razón es que la boquilla es mucho más estrecha que el cilindro del inflador.

Efecto túnel



Si toma un camino entre dos edificios altos o en un paso estrecho entre montañas observará que se da el mismo efecto: el aire 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".

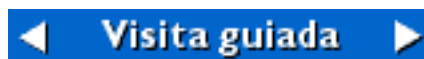
Así pues, incluso si la velocidad normal del viento en un terreno abierto puede ser de, digamos, 6 metros por segundo, en un "túnel" natural puede fácilmente alcanzar los 9 metros por segundo.

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 el túnel debe estar "suavemente" enclavado en el paisaje. En el caso de que las colinas sean muy accidentadas, puede haber muchas [turbulencias](#)

en ese área, es decir, el viento soplará en muchas direcciones diferentes (y con cambios muy rápidos).

Si hay muchas turbulencias, la ventaja que supone la mayor velocidad del viento se verá completamente anulada, y los cambios en el viento pueden causar roturas y desgastes innecesarios en el aerogenerador.



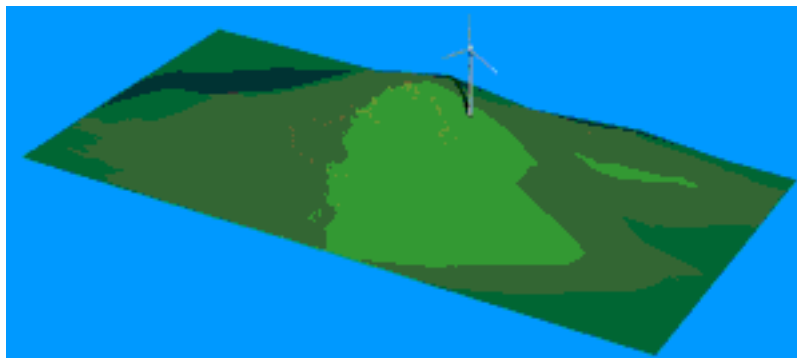
| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de diciembre 1999

<http://www.windpower.org/es/tour/speedup.htm>

Inicio

Efecto de la colina

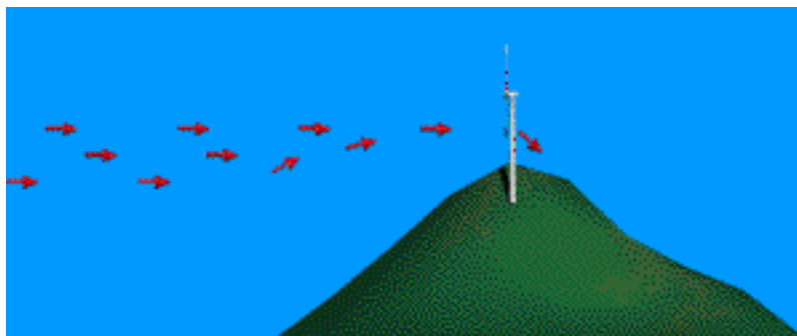


El viento atravesando las cimas de las montañas se hace veloz y denso, y cuando sopla fuera de ellas se vuelve ligero y lento, como el agua que sale de un canal estrecho y va a desembocar al mar.

Leonardo da Vinci(1452-1519)

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. Una vez más, esto es debido a que el viento es comprimido en la parte de la montaña que da al viento, y una vez el aire alcanza la cima de la colina puede volver a expandirse al descender hacia la zona de bajas presiones por la ladera a sotavento de la colina.



Tal y como puede observar en el dibujo, el viento empieza a inclinarse algún tiempo antes de alcanzar la colina, debido a que en realidad la zona de altas presiones se extiende hasta una distancia considerable enfrente de la colina.

También se dará cuenta de 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 [turbulencias](#) significativa, que puede anular la ventaja que supone tener unas velocidades de viento mayores.

Inicio

◀ **Visita guiada** ▶

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000
<http://www.windpower.org/es/tour/hill.htm>

Selección del emplazamiento de un aerogenerador



Fotografía

© 1997 Søren Krohn

Condiciones eólicas

Normalmente, el sólo hecho de observar la naturaleza resulta de excelente ayuda a la hora de encontrar un emplazamiento apropiado para el aerogenerador.

Los árboles y matorrales de la zona serán una buena pista para saber cual es la [dirección de viento dominante](#), como puede verse en

la fotografía de la izquierda

Si nos movemos a lo largo de un litoral accidentado, observaremos que siglos de erosión han trabajado en una dirección en particular.

Los datos metereológicos, obtenidos en forma de [rosa de los vientos](#) durante un plazo de 30 años, sean probablemente su mejor guía, aunque rara vez estos datos son recogidos directamente en su emplazamiento, por lo que hay que ser muy prudente al utilizarlos, tal y como se verá en la próxima sección.

Si ya existen aerogeneradores en ese área, sus resultados de producción son una excelente guía de las condiciones de viento locales. En países como Dinamarca y Alemania, en los que a menudo se encuentra un gran número de aerogeneradores dispersos por el campo, los fabricantes pueden ofrecer resultados de producción garantizados basándose en cálculos eólicos realizados en el emplazamiento.

Buscar una perspectiva

De lo que hemos aprendido en las páginas anteriores, nos gustaría tener una vista lo más amplia posible en la dirección de viento dominante, así como los mínimos obstáculos y una [rugosidad](#) lo más baja posible en dicha dirección. Si puede encontrar una colina redondeada para situar las turbinas, es posible incluso que consiga además un [efecto acelerador](#).

Conexión a la red

Obviamente, los grandes aerogeneradores tienen que ser conectados a la red eléctrica.

Para los proyectos de menores dimensiones es fundamental que haya una línea de alta tensión de 10 - 30 kV relativamente cerca para que los costes de cableado no sean prohibitivamente altos (por supuesto, esto preocupa sobremanera a aquellos que tienen que pagar la extensión de la línea de alta tensión).

Los generadores de las grandes turbinas eólicas modernas generalmente producen la electricidad a 690 V. Un transformador colocado cerca de la turbina o dentro de la torre de la turbina convierte la electricidad en alta tensión (normalmente hasta 10 - 30 kV).

Refuerzo de red

La red eléctrica próxima al(a los) aerogenerador(es) deberá ser capaz de recibir la electricidad proveniente de la turbina. Si ya hay muchas turbinas conectadas a la red, la red puede necesitar **refuerzo**, es decir, un cable más grande, conectado quizás más cerca de una estación de transformación de más alto voltaje. Para más información lea la sección sobre [red eléctrica](#).

Condiciones del suelo

La viabilidad tanto de realizar las cimentaciones de las turbinas como de construir carreteras que permitan la llegada de camiones pesados hasta el emplazamiento deben tenerse en cuenta en cualquier proyecto de aerogenerador.

Riesgos en el uso de datos metereológicos

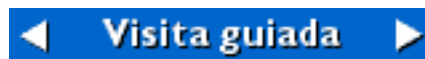
Los metereólogos ya recogen datos de viento para sus previsiones metereológicas y para aviación, y esa información es a menudo utilizada para la evaluación de las condiciones de viento generales para energía eólica en una área determinada.

Sin embargo, aunque para las previsiones metereológicas no es tan importante realizar medidas precisas de la velocidad del viento, y por tanto de la energía del viento, sí que lo es para la elaboración de planes eólicos.

Las velocidades del viento son fuertemente influenciadas por la rugosidad de la superficie del área circundante, por los obstáculos cercanos (como árboles, faros u otras construcciones) y por los alrededores del terreno local.

A menos de que haga cálculos que compensen las condiciones locales en las que las medidas fueron hechas, es difícil estimar las condiciones eólicas en un emplazamiento cercano. En la mayoría de los casos, la utilización directa de datos metereológicos infraestimarán el potencial eólico real del área.

En las páginas siguientes veremos como calculan los profesionales la velocidad del viento.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/siting.htm>

Inicio

Condiciones eólicas marinas



Aerogenerador marino
de 500 kW en Tunø
Knob (Dinamarca).
Fotografía © 1996
Vestas Wind Systems
A/S

Condiciones eólicas en el mar

Las superficies de mares y lagos son obviamente muy lisas, por lo que la [rugosidad](#) de la superficie marina es muy baja (a velocidades del viento constantes). Con velocidades de viento crecientes, parte de la energía se emplea en producir oleaje, lo que implica un aumento de la rugosidad. Una vez se han formado las olas, la rugosidad decrece de nuevo. Por tanto tenemos una superficie de rugosidad variable (lo mismo ocurre en zonas cubiertas con más o menos nieve).

Sin embargo, si generalizamos, puede considerarse que la rugosidad de la superficie del agua es muy baja y que los obstáculos del viento son pocos. Al realizar los cálculos deberán tenerse en cuenta islas, faros, etc. tal y como se tendrían en cuenta los [obstáculos](#) situados en la dirección de donde viene el viento o los cambios de rugosidad en la tierra.

Bajo cizallamiento del viento implica menor altura de buje

Con una baja rugosidad, el [cizallamiento del viento](#) en el mar es también muy bajo, lo que implica que la velocidad del viento no experimenta grandes cambios al variar la altura del buje del aerogenerador. Así pues, puede resultar más económico utilizar torres más bien bajas, de alrededor de 0,75 veces el diámetro del rotor, en aerogeneradores emplazados en el mar, dependiendo de las condiciones locales (normalmente, las torres de los aerogeneradores situados en tierra miden un diámetro de rotor, o incluso más).

Baja intensidad de las turbulencias = mayor tiempo de vida de los aerogeneradores

El viento en el mar es generalmente menos [turbulento](#) que en tierra, por lo que en un aerogenerador situado en el mar se puede esperar un tiempo de vida mayor que en otro situado en tierra.

La baja turbulencia del mar se debe, ante todo, al hecho de que las diferencias de temperatura a diferentes altitudes de la

atmósfera que hay sobre el mar son inferiores a las que hay sobre la tierra. La radiación solar puede penetrar varios metros bajo el mar mientras que en tierra la radiación solar sólo calienta la capa superior del suelo, que llega a estar mucho más caliente.

Consecuentemente, las diferencias de temperatura entre la superficie y el aire serán menores sobre el mar que sobre la tierra. Esto es lo que provoca que la turbulencia sea menor.

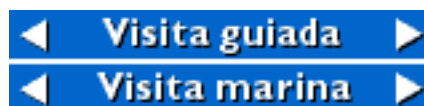
Condiciones del abrigo del viento en el mar

El modelo convencional WASP usado para la modelización del viento en tierra está siendo modificado para poder ser utilizado en la modelización de condiciones de viento en el mar, según su promotor, el 'Riso National Laboratory'.

Los principales resultados obtenidos de la experiencia del principal parque eólico en [Vindeby](#) (Dinamarca) y del construido posteriormente en [Tunø Knob](#) (Dinamarca) han conducido a nuevas investigaciones con anemómetros situados en diferentes emplazamientos a lo largo del litoral danés desde 1996.

Los resultados preliminares indican que los efectos del abrigo del viento desde tierra pueden ser más importantes, incluso a distancias de 20 km., de lo que en un principio se había pensado.

Por otro lado, parece que los recursos eólicos marinos pueden ser del 5 al 10 por ciento superiores a los estimados en un principio.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

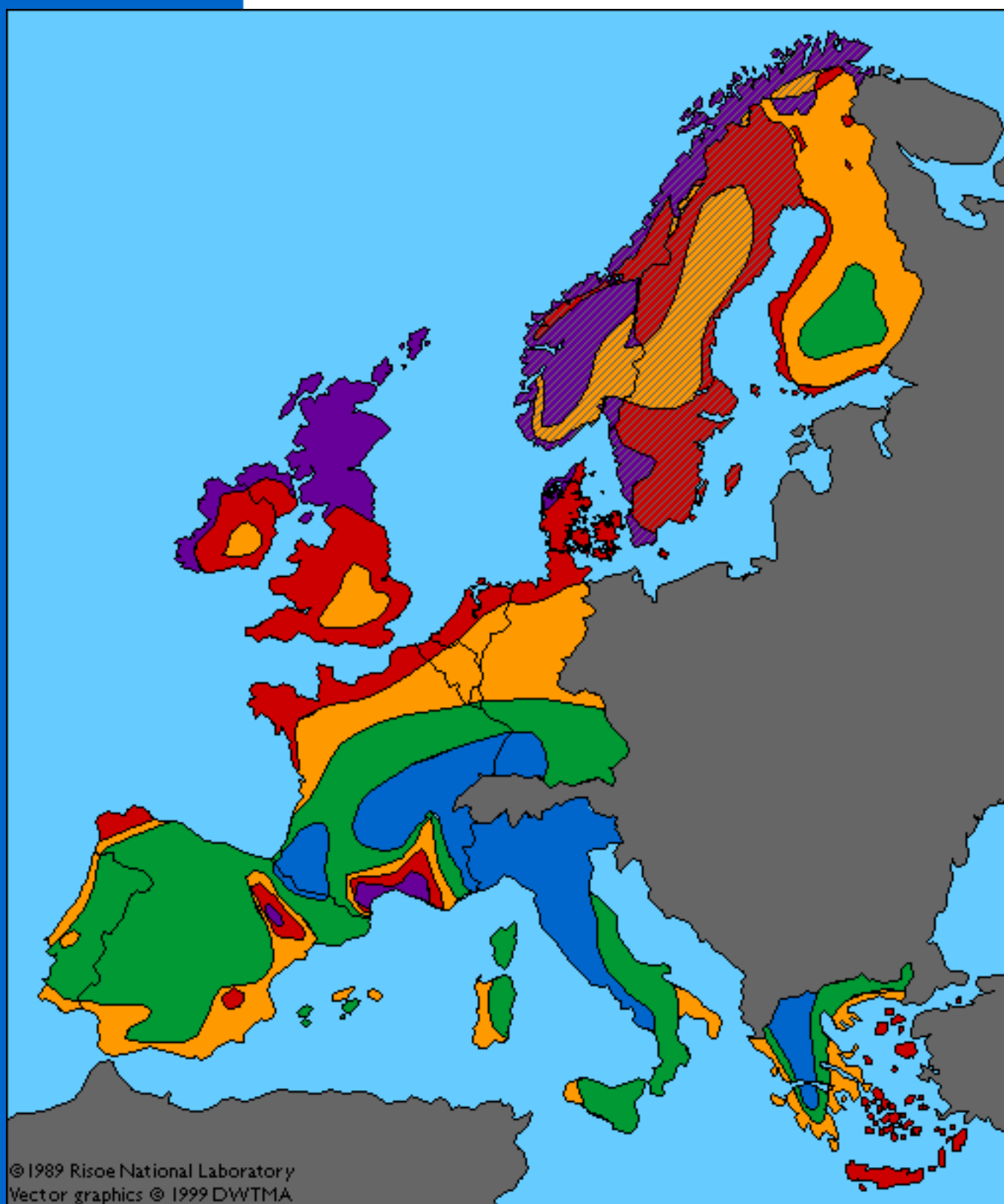
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 7 de marzo 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/offshore.htm>









Inicio

Mapa eólico de Europa Occidental



Recursos eólicos a 50 (45) m sobre el nivel del mar

Color Terreno accidentado Plano abierto En la costa Mar abierto Colinas y crestas

	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²
	>6.0	>250	>7.5	>500	>8.5	>700	>9.0	>800	>11.5	>1800
	5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0-8.5	400-700
	<3.5	<50	<4.5	<100	<5.0	<150	<5.5	<200	<7.0	<400
			>7.5							
			5.5-7.5							
			<5.5							

Cómo leer el mapa eólico de Europa Occidental

Este mapa eólico de Europa Occidental fue originalmente publicado como una parte del [Atlas Eólico Europeo](#). Los detalles de como interpretar los colores se indican en la leyenda de arriba. Observe que los datos de Noruega, Suecia y Finlandia corresponden a un estudio posterior y han sido hallados para una altura de 45 m. sobre el nivel del mar, considerando una llanura abierta.

Las zona púrpuras son las áreas con los vientos más fuertes mientras que las zonas azules corresponden a los vientos más débiles. Las líneas que dividen las diferentes zonas no están tan definidas como aparecen en el mapa. En realidad, las áreas tienden a transformarse suavemente unas en otras.

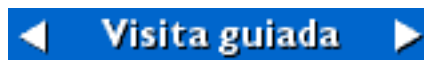
Sin embargo, observe que los colores del mapa asumen que el globo es redondo y sin ningún [obstáculo](#) al viento, [efectos aceleradores](#) o variabilidad en la [rugosidad](#) del terreno. Así pues, puede encontrar fácilmente emplazamientos de mucho viento para aerogeneradores en colinas y estribaciones en áreas del mapa, digamos, amarillas o verdes, mientras que tiene poco viento en zonas resguardadas de las áreas púrpura.

La potencia del viento

En caso de que no pueda explicar porqué la potencia del viento media calculada en la tabla es aproximadamente el doble de la potencia del viento a la velocidad media del viento dada, lea las páginas que empiezan con la [Distribución de Weibull](#).

La realidad es más complicada

Las diferencias locales que hay en realidad en el terreno corresponderán a un dibujo mucho más complicado, si tomamos una vista más de cerca. Como ejemplo, tomaremos un primer plano de Dinamarca en la [página siguiente](#).

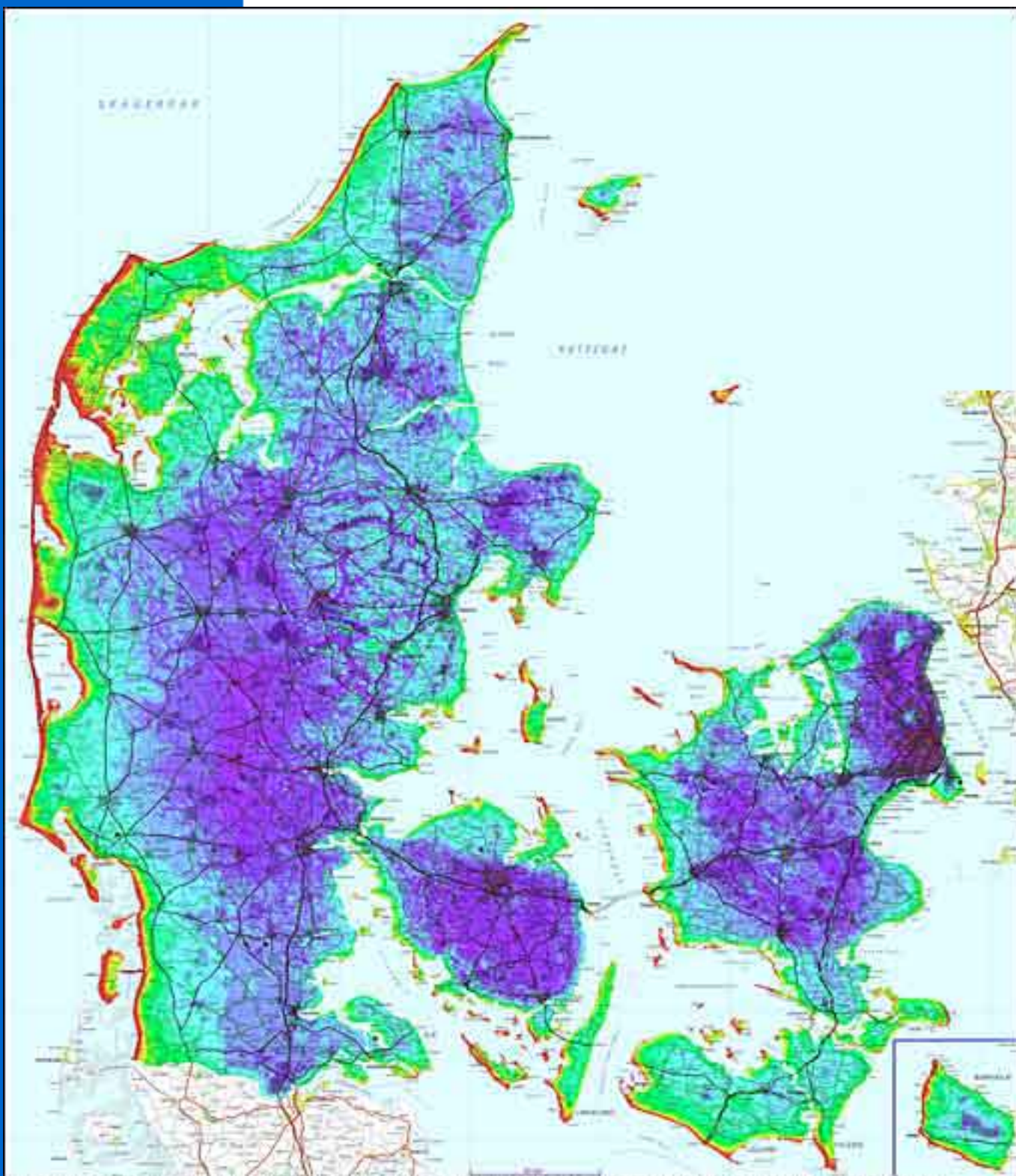


| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
© copyright 2000 Søren Krohn

Inicio

Actualizado el 20 de enero 2000
<http://www.windpower.org/es/tour/wres/euromap.htm>

Mapa eólico de Dinamarca



Wind Map of Denmark © 1999 Danish Energy Agency, Energy & Environmental Data, Risoe National Laboratory









Cómo leer el mapa eólico de Dinamarca

Este mapa único de las velocidades del viento en Dinamarca tiene en cuenta el tipo de terreno local ([efectos aceleradores](#)) y [rugosidad](#).

Muestra un dibujo mucho más detallado de las condiciones eólicas que el que hemos visto en la página anterior. Puede verse claramente que las [direcciones de viento dominante](#) en

Dinamarca son la Oeste y la Sudoeste, puesto que los emplazamientos costeros orientados al Oeste y al Sudoeste tienen, con diferencia, el mayor contenido energético del viento (áreas rojas y amarillas).

Este es en realidad un mapa con una gran resolución, en el que el área de todo el país (44.000 km²) ha sido dividida en 1,1 millones de cuadrados de 200 x 200 m cada uno, y la velocidad media del viento ha sido calculada en cada cuadrado. Si lo desea puede descargarse este mapa del sitio web [Energy & Environmental Data \(EMD\)](#) en Dinamarca en varias resoluciones (también disponible en CD-ROM).

	W/m ²	m/s
	>510	
	510 - 460	7.5
	460 - 410	
	410 - 360	
	360 - 310	6.7
	310 - 260	
	260 - 210	5.7
	<210	

Utilización del mapa eólico para planificación

Este mapa eólico ha sido elaborado para asesorar a los municipios daneses en su trabajo de planificación (distribución por zonas) de los aerogeneradores. Cada municipio en Dinamarca es responsable de asignar áreas apropiadas para aerogeneradores, con el fin de que el Gobierno pueda cumplir sus planes de abastecer el 50% de la electricidad del país con energía eólica en el 2030.

Utilización del mapa eólico para prospecciones eólicas

Este mapa es también un regalo para los promotores de proyectos eólicos, que pueden ver directamente cuales son los (probables) mejores campos eólicos del país. Por lo tanto, apenas podría imaginarse financiado y publicado por otra institución que no fuera el Gobierno.

Sin embargo, realmente el mapa no es suficiente para emplazar un aerogenerador, pues ha sido desarrollado mecánicamente, sin la comprobación detallada en el terreno. Para hacer cálculos correctos de producción de energía, se tendría que ir al lugar de prospección y verificar, p.ej., la porosidad de los [obstáculos](#) y controlar nuevos edificios, árboles, etc.

Estado de los métodos gráficos de evaluación eólica

Esta mapa fue realizado para la [Danish Energy Agency](#) por [EMD](#), una empresa consultora especializada en el desarrollo de software sobre energía eólica, en colaboración con el departamento eólico de [Risoe National Laboratory](#), que desarrolló el software básico de dinámica de fluidos utilizado en los cálculos eólicos, el programa WAsP.

Calcular un mapa eólico de una gran área de forma tan detallada es realmente una tarea enorme: el mapa fue hecho sobre la base de mapas digitales extremadamente detallados, a escala 1 : 25000. En realidad, los mapas se componen de 7 capas, con una capa representando los contornos de altitud (orografía), otra bosques y cercados (e incluso grandes árboles individuales), en una tercera capa se representan los edificios, en una cuarta lagos y ríos, etc. El programa que genera los datos de rugosidad para el programa WAsP determina los contornos del terreno y las áreas contiguas de bosques, lagos, ciudades, etc. en los cuadrados vecinos de cada cuadrado hasta una distancia de 20.000 metros en todas las direcciones.

Posteriormente, los resultados fueron reajustados utilizando estadísticas de varios cientos de aerogeneradores esparcidos por todo el país, cuyos datos de producción de energía están disponibles. Así ha sido posible compensar el hecho de que las velocidades medias del viento en Dinamarca tienden a disminuir conforme nos desplazamos hacia el este.

◀ [Visita guiada](#) ▶

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© copyright 2000 Søren Krohn

Actualizado el 25 de abril 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/dkmap.htm>

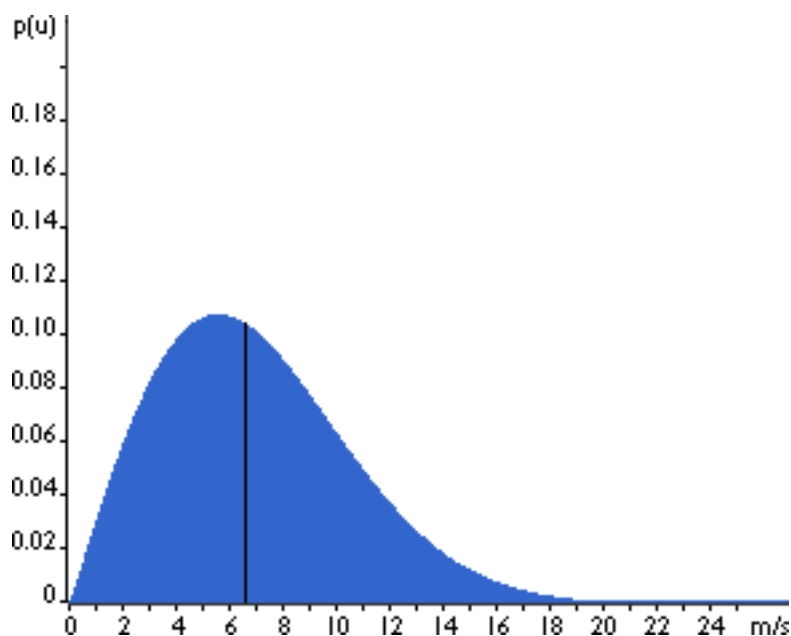
Inicio



Descripción de las variaciones del viento: distribución de Weibull

Modelo general de las variaciones en la velocidad del viento

Para la industria eólica es muy importante ser capaz de describir la variación de las velocidades del viento. Los proyectistas de turbinas necesitan la información para optimizar el diseño de sus aerogeneradores, así como para minimizar los costes de generación. Los inversores necesitan la información para estimar sus ingresos por producción de electricidad.



Si mide las velocidades del viento a lo largo de un año observará que en la mayoría de áreas los fuertes vendavales son raros, mientras que los vientos frescos y moderados son bastante comunes.

La variación del viento en un emplazamiento típico suele describirse utilizando la llamada Distribución de Weibull, como la mostrada en el dibujo. Este emplazamiento particular tiene una velocidad media del viento de 7 metros por segundo, y la forma de la curva está determinada por un parámetro de forma de 2.

Descripción estadística de las velocidades del viento

La gente que esté familiarizada con la estadística se dará cuenta

de que el gráfico muestra una **distribución de probabilidad**. El área bajo la curva siempre vale exactamente 1, ya que la probabilidad de que el viento sople a cualquiera de las velocidades, incluyendo el cero, debe ser del 100 por cien.

La mitad del área azul está a la izquierda de la línea negra vertical a 6,6 metros por segundo. Los 6,6 m/s son la **mediana** de la distribución. Esto significa que la mitad del tiempo el viento soplará a menos de 6,6 m/s y la otra mitad soplará a más de 6,6 m/s.

Puede preguntarse porqué decimos entonces que la velocidad del viento **media** es de 7 m/s. La velocidad del viento media es realmente el **promedio** de las observaciones de la velocidad del viento que tendremos en ese emplazamiento.

Como podrá observar, la distribución de las velocidades del viento es **sesgada**, es decir, no es simétrica. A veces tendrá velocidades de viento muy altas, pero son muy raras. Por otro lado, las velocidades del viento de 5,5 m/s son las más comunes. Los 5,5 metros por segundo es el llamado valor **modal** de la distribución. Si multiplicamos cada diminuto intervalo de la velocidad del viento por la probabilidad de tener esa velocidad particular, y los sumamos todos, obtenemos la velocidad del viento **media**.

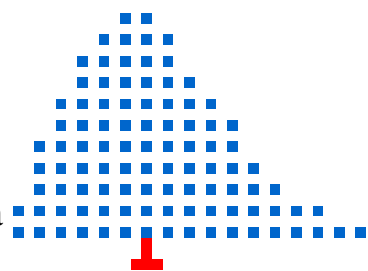
La distribución estadística de las velocidades del viento varía de un lugar a otro del globo, dependiendo de las condiciones climáticas locales, del paisaje y de su superficie. Por lo tanto, la Distribución de Weibull puede variar tanto en la forma como en el valor medio.

Si el parámetro de forma es exactamente 2, como en el gráfico de esta página, la distribución es conocida como **distribución de Rayleigh**. Los fabricantes de aerogeneradores proporcionan gráficas de rendimiento para sus máquinas usando la distribución de Raileigh.

Equilibrado de la distribución de Weibull

Otra forma de obtener la velocidad media del viento es equilibrando el montón de bloques hacia la derecha, que representa exactamente lo mismo que el gráfico de arriba. Cada bloque representa la probabilidad de que el viento sople a esa velocidad durante un 1 por ciento del tiempo durante un año: Las velocidades de 1 m/s están en el montón de más a la izquierda, mientras que las de 17 m/s están en el de más a la derecha.

El punto en el que todo el montón se equilibrará exactamente



será en el séptimo montón, con lo que la **velocidad media del viento** será de 7 m/s.

¡Pruébalo!

Si dispone de un navegador [Netscape 3 ó 4](#), ó [Internet Explorer 4](#), la página siguiente le permitirá experimentar con diferentes valores de los parámetros de Weibull para tener una idea de la forma que adoptará la **distribución de probabilidad de la velocidad del viento**.

Visita guiada 

| [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© [copyright 2000 Søren Krohn](#).

Actualizado el 19 de abril 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/weibull.htm>

Inicio

Programa trazador de la velocidad del viento

(Precisa [Netscape 3.0](#))

Esta página le dará una idea de las diferentes formas que adoptan las distribuciones de Weibull. La velocidad del viento media o el parámetro de escala, A, suelen indicar como de ventoso es, en promedio, el emplazamiento. El parámetro de forma, k, indica cómo de puntiaguda es la distribución, es decir, si las velocidades del viento siempre tienden a estar próximas a un cierto valor, la distribución tendrá un alto valor de k, y será muy puntiaguda.

Empiece haciendo click en **Weibull** en el panel de control inferior, para ver los resultados de nuestro ejemplo de la página anterior. Después pruebe a cambiar un parámetro cada vez y observe que es lo que ocurre.

Para imprimir los resultados de un programa trazador, deberá hacer un [vuelco de la pantalla](#).



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© Copyright 2002 Asociación danesa de la industria eólica

Actualizado el 1 de marzo 2000

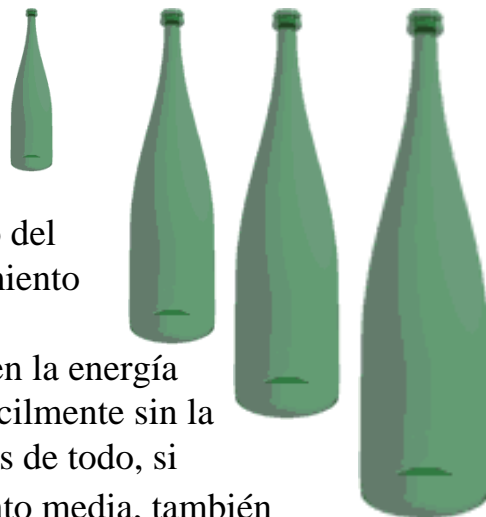
<http://www.windpower.org/es/tour/wres/weibull.htm>

Elija entre introducir la **velocidad media del viento** (2,0-12,0) o el **parámetro de escala A** en la primera celda , y a continuación introduzca el **parámetro de forma k** (1,0-3,0)=

. Después de introducir sus datos, haga click en para dibujar.

<http://www.windpower.org/es/wres/weibull/index.htm>

La falacia de la botella promedio



¿Cuál es el contenido energético del viento promedio en el emplazamiento de su aerogenerador?

La mayoría de la gente nueva en la energía eólica piensa que podría vivir fácilmente sin la [distribución de Weibull](#). Después de todo, si conocemos la velocidad del viento media, también conocemos la potencia media del viento, ¿no es así? Por tanto, ¿no podríamos simplemente utilizar la potencia (o energía) a la velocidad del viento media para calcular cuanta potencia (o energía) llegará al aerogenerador?

En otras palabras, ¿no podríamos simplemente decir que con una velocidad media del viento de 7 m/s tendremos una potencia de entrada de 210 W por metro cuadrado de área del rotor? (puede encontrar esa cifra en la tabla sobre la potencia del viento en el [manual de referencia](#)).

¡La respuesta es no! Subestimaríamos los recursos eólicos en casi un 100 %. Si hiciéramos eso, seríamos víctimas de lo que podríamos llamar la falacia de la botella promedio: mire la botella más pequeña y la más grande del dibujo. Ambas tienen exactamente la misma forma. Una mide 0,24 m de alto y la otra 0,76m. ¿Cuánto mide la botella promedio?

Si su respuesta es 0,5 m, estará siendo víctima de la falacia de la botella promedio. Lo que nos interesa de las botellas es su **volumen**, por supuesto. Pero el volumen varía con el cubo (la tercera potencia) de su tamaño. Por lo tanto, aunque la botella más grande sólo es 3,17 veces mayor que la pequeña, su volumen es $3,17^3 = 32$ veces más grande que el de la botella pequeña.

El volumen promedio es pues 16,5 veces el de la botella pequeña. Eso significa que una botella con el volumen promedio debería tener una altura 2,55 veces la altura de la botella pequeña, es decir, 0,61 metros (puesto que $2,55^3 = 16,5$).

Lo que intentamos resaltar es que no puede simplemente tomar un promedio de las velocidades del viento y después utilizar la velocidad media del viento para sus cálculos de potencia. Deberá **ponderar** la probabilidad de cada velocidad del viento con la correspondiente cantidad de potencia. En las dos páginas siguientes calcularemos la energía en el viento. Primero usamos el ejemplo de la botella para entender la idea y después

utilizaremos las matemáticas.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 19 de abril 2000

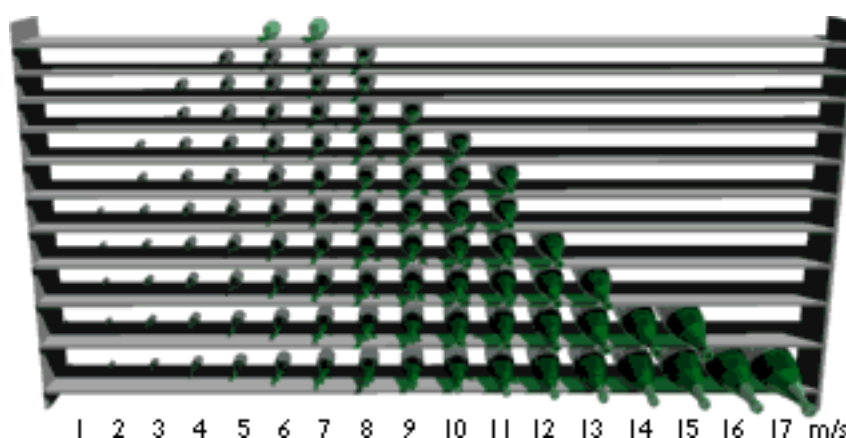
<http://www.windpower.org/es/tour/wres/bottle.htm>

Inicio

Potencia media (promedio) del viento

Equilibrado de la distribución de potencia

La razón por la que nos interesan las velocidades del viento es por su contenido energético, como con las botellas de la página anterior: nos preocupamos de su contenido en términos de volumen. Ahora bien, el volumen de una botella varía con el cubo de su tamaño, tal como la potencia varía con el cubo de la velocidad del viento.



Tomemos la distribución de Weibull para las velocidades del viento, y para cada velocidad colocamos una botella en una repisa cada vez que tengamos una probabilidad de un 1 por ciento de obtener esa velocidad. El tamaño de cada botella corresponde a la velocidad del viento, por lo que el peso de cada botella corresponde a la cantidad de energía en el viento.

A la derecha, a 17 m/s tenemos botellas realmente pesadas, con un peso de casi 5.000 veces mayor que el de las botellas a 1 m/s (a 1 m/s el viento tiene una potencia de $0,61 \text{ W/m}^2$. A 17 m/s su potencia es de 3009 W/m^2).

Encontrar la velocidad del viento a la que obtenemos la media de la distribución de **potencia** equivale a equilibrar las estanterías (¿recuerda cómo hicimos el equilibrado en la página de la [distribución de Weibull](#)?). En este caso, como puede ver, aunque los vientos fuertes son poco frecuentes intervienen con una gran cantidad de energía.

Por tanto, con una velocidad media del viento de 7 m/s en este caso, la **potencia media ponderada** de las velocidades del viento es de 8,7 m/s. A esa velocidad la potencia del viento es de 402 W/m^2 , que es casi el doble de la que obteníamos de nuestro

ingenuo cálculo al principio de la página anterior.

En la próximas páginas utilizaremos un método más conveniente para el cálculo de la potencia en el viento que llevar botellas de un lado al otro.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

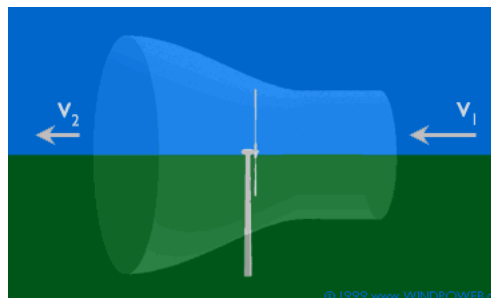
<http://www.windpower.org/es/tour/wres/shelves.htm>

Inicio

La ley de Betz

El frenado ideal del viento

Cuanto mayor sea la energía cinética que un aerogenerador extraiga del viento, mayor será la ralentización que sufrirá el viento que deja el aerogenerador por su parte izquierda en el dibujo (si usted se pregunta sobre el tubo de corriente del dibujo, es porque no ha leído la página sobre [cómo los aerogeneradores desvían el viento](#)).



Si intentamos extraer toda la energía del viento, el aire saldría con una velocidad nula, es decir, el aire no podría abandonar la turbina. En ese caso no se extraería ninguna energía en absoluto, ya que obviamente también se impediría la entrada de aire al rotor del aerogenerador. En el otro caso extremo, el viento podría pasar a través de nuestro tubo (arriba) sin ser para nada estorbado. En este caso tampoco habríamos extraído ninguna energía del viento.

Así pues, podemos asumir que debe haber alguna forma de frenar el viento que esté entremedio de estos dos extremos, y que sea más eficiente en la conversión de la energía del viento en energía mecánica útil. Resulta que hay una respuesta a esto sorprendentemente simple: **un aerogenerador ideal ralentizaría el viento hasta 2/3 de su velocidad inicial**. Para entender el porqué, tendremos que usar la ley física fundamental para la aerodinámica de los aerogeneradores:

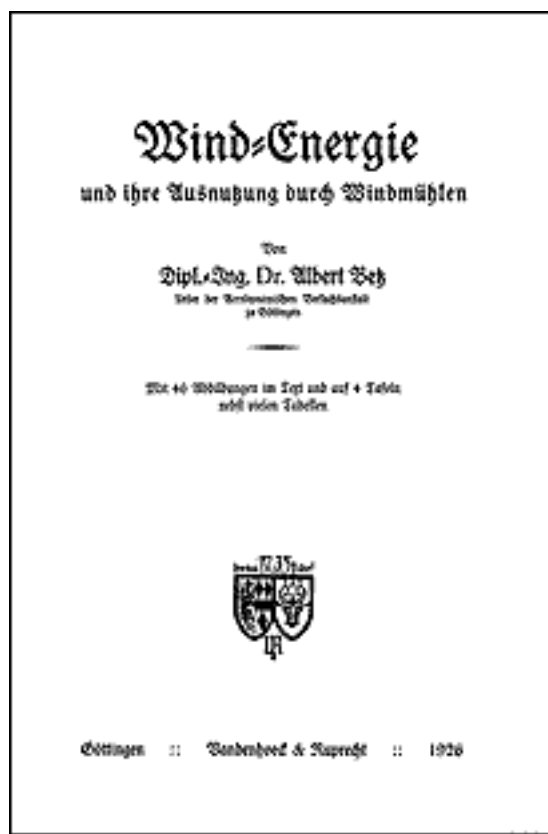
La ley de Betz

La ley de Betz **dice que sólo puede convertirse menos de 16/27 (el 59 %) de la energía cinética en energía mecánica usando un aerogenerador.**

La ley de Betz fue formulada por primera vez por el físico alemán Albert Betz en 1919. Su libro "Wind-Energie", publicado en 1926, proporciona buena parte del conocimiento que en ese momento se tenía sobre energía eólica y aerogeneradores.

Es sorprendente que se pueda hacer una afirmación general tan tajante que se pueda aplicar a cualquier aerogenerador con un rotor en forma de disco.

La demostración del teorema requiere algo de matemáticas y de física, pero no se desanime por eso, tal y como escribe en su libro el propio Betz. La [demostración que Betz hizo del teorema](#) se incluye en el [manual de referencia](#) de este sitio web.



◀ [Visita guiada](#) ▶

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
© copyright 2000 Søren Krohn.

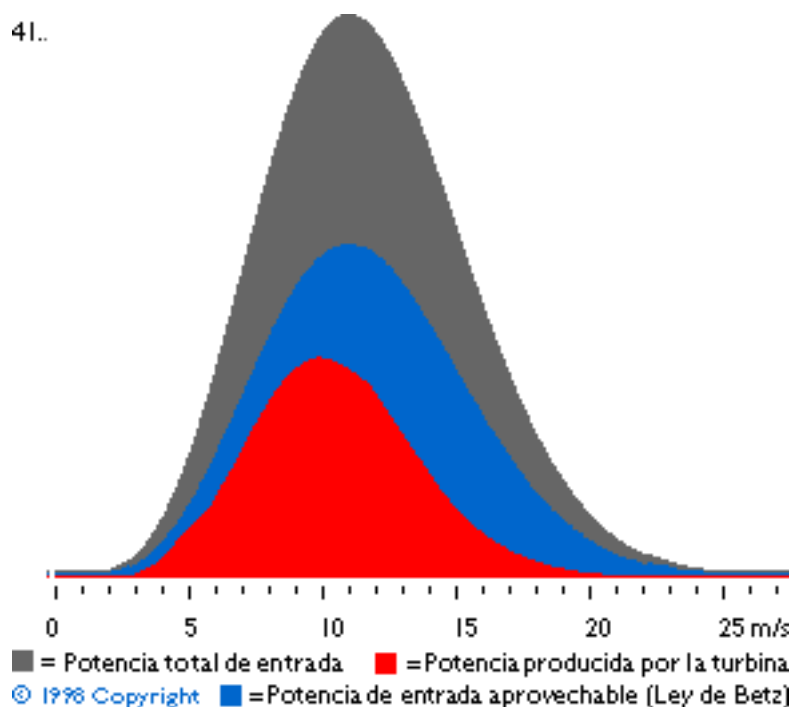
Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/betz.htm>

Inicio

Función de densidad de potencia

Potencia del viento



De la página sobre [la energía en el viento](#) sabemos que el potencial de energía por segundo (la [potencia](#)) varía proporcionalmente al cubo de la velocidad del viento (la tercera potencia), y proporcionalmente a la densidad del aire (su peso por unidad de volumen).

Ahora podemos combinar todo lo que hemos aprendido hasta el momento: si multiplicamos la **potencia** de cada velocidad del viento con la probabilidad de cada velocidad del viento de la gráfica de [Weibull](#), habremos calculado la distribución de energía eólica a diferentes velocidades del viento = **la densidad de potencia**.

Observe que la curva de Weibull anterior cambia de forma, debido a que las altas velocidades del viento tienen la mayor parte de la potencia del viento.

De densidad de potencia a potencia disponible

Este gráfico fue dibujado usando el [programa de cálculo de la potencia de un aerogenerador](#) de este sitio web. El área bajo la curva gris (a lo largo del eje horizontal) nos da la cantidad de potencia eólica por metro cuadrado de flujo del viento que puede

esperarse en este emplazamiento en particular. En este caso tenemos una velocidad del viento media de 7 m/s y un Weibull $k = 2$, por lo que tenemos 402 W/m^2 . Observe que esta potencia es casi el doble de la obtenida cuando el viento sopla constantemente a la velocidad media.

El gráfico consta de cierto número de columnas estrechas, una para cada intervalo de 0,1 m/s de la velocidad del viento. La altura de cada columna es la potencia (número de vatios por metro cuadrado), con la que cada velocidad del viento en particular contribuye en la cantidad total de potencia disponible por metro cuadrado. El área bajo la curva azul indica qué cantidad de potencia puede ser teóricamente convertida en potencia mecánica (según la [ley de Betz](#), será 16/27 de la potencia total del viento).

El área total bajo la curva roja nos dice cual será la potencia eléctrica que un aerogenerador producirá en dicho emplazamiento. Aprenderemos a calcularlo cuando lleguemos a la página sobre [curvas de potencia](#).

Los mensajes más importantes del gráfico

Lo más importante es observar que la mayor parte de la energía eólica se encontrará a velocidades **por encima de** la velocidad media del viento (promedio) en el emplazamiento.

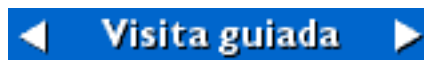
No es tan sorprendente como parece, ya que sabemos que las velocidades del viento altas tienen un [contenido energético](#) mucho mayor que las velocidades del viento bajas.

Velocidad de conexión

Normalmente, los aerogeneradores están diseñados para empezar a girar a velocidades alrededor de 3-5 m/s. Es la llamada **velocidad de conexión**. El área azul de la izquierda muestra la pequeña cantidad de potencia perdida debido al hecho de que la turbina sólo empieza a funcionar a partir de, digamos, 5 m/s.

Velocidad de corte

El aerogenerador se programará para pararse a altas velocidades del viento, de unos 25 m/s, para evitar posibles daños en la turbina o en sus alrededores. La velocidad del viento de parada se denomina **velocidad de corte**. La minúscula área azul de la derecha representa la pérdida de potencia.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

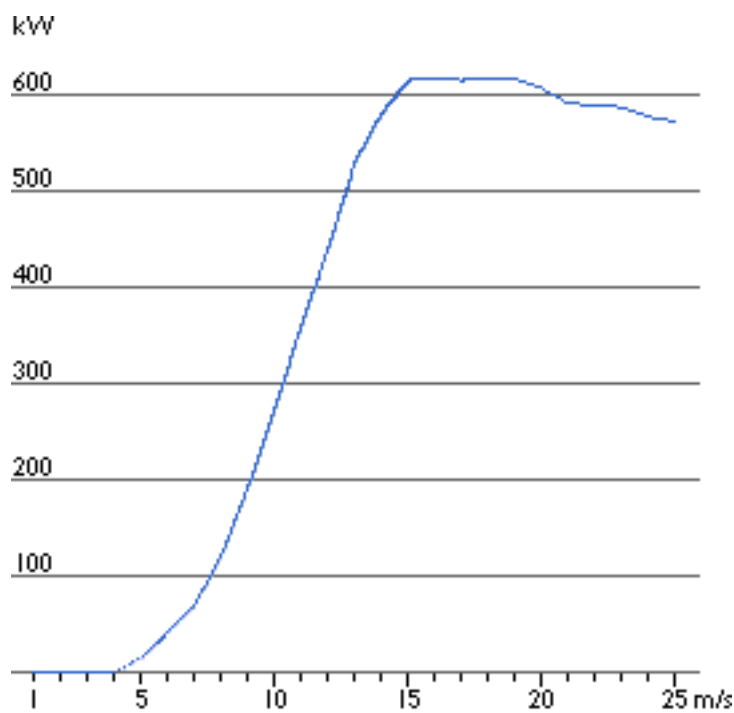
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/powdensi.htm>

Inicio

Curva de potencia de un aerogenerador



La curva de potencia de un aerogenerador es un gráfico que indica cuál será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador a diferentes velocidades del viento.

El gráfico muestra una curva de potencia de un

típico aerogenerador danés de 600 kW.

Las curvas de potencia se obtienen a partir de medidas realizadas en campo, donde un [anemómetro](#) es situado sobre un mástil relativamente cerca del aerogenerador (no sobre el mismo aerogenerador ni demasiado cerca de él, pues el rotor del aerogenerador puede crear turbulencia, y hacer que la medida de la velocidad del viento sea poco fiable).

Si la velocidad del viento no está variando demasiado rápidamente, pueden usarse las medidas de la velocidad del viento realizadas con el anemómetro y leer la potencia eléctrica disponible directamente del aerogenerador, y dibujar los dos tipos de valores conjuntamente en un gráfico similar al de la izquierda.

Incertidumbre en mediciones de curvas de potencia

En realidad, en el gráfico puede verse una nube de puntos esparcidos alrededor de la línea azul, y no una curva bien definida.

El motivo es que en la práctica la velocidad del viento siempre fluctúa, y no se puede medir exactamente la columna de viento que pasa a través del rotor del aerogenerador (colocar un

anemómetro justo enfrente del aerogenerador no es una solución factible, ya que el aerogenerador también proyectará un "abrigo" que frenará el viento enfrente de él).

Así pues, en la práctica se debe tomar un promedio de las diferentes medidas para cada velocidad del viento, y dibujar el gráfico con esos promedios.

Además, es difícil hacer medidas exactas de la propia velocidad del viento. Si se tiene un 3 por ciento de error en las mediciones de la velocidad del viento, entonces la [energía del viento](#) puede ser un 9 por ciento superior o inferior (recuerde que el contenido energético varía con la tercera potencia de la velocidad del viento).

En consecuencia, pueden existir errores hasta de $\pm 10\%$ incluso en curvas certificadas.

Verificación de las curvas de potencia

Las curvas de potencia están basadas en medidas realizadas en zonas de baja intensidad de [turbulencias](#), y con el viento viniendo directamente hacia la parte delantera de la turbina. Las turbulencia locales y los terrenos complejos (p.ej. aerogeneradores situados en una pendiente rugosa) pueden implicar que ráfagas de viento golpeen el rotor desde diversas direcciones. Por lo tanto, puede ser difícil reproducir exactamente la curva en una localización cualquiera dada.

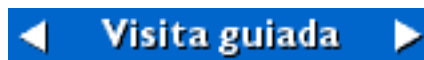
Riesgos en el uso de las curvas de potencia

Una curva de potencia **no** indicará cuanta potencia producirá un aerogenerador a una cierta velocidad del viento media. ¡Ni siquiera se acercará si usa este método!

Recuerde que el contenido de energía varía fuertemente con la velocidad del viento, tal como se vio en la sección sobre [la energía en el viento](#). Por lo tanto, es muy importante la forma a la que se ha llegado a ese promedio, es decir, si los vientos varían mucho o si soplan a una velocidad relativamente constante.

También, puede acordarse del ejemplo en la sección sobre la [función de densidad de potencia](#), que la mayor parte de energía eólica está disponible a las velocidades del viento que son el **doble** de la velocidad del viento más común en dicho emplazamiento

Finalmente, debe tenerse en cuenta el hecho de que la turbina puede no estar girando a la temperatura y presión de aire estándar, y consecuentemente hacer correcciones de los cambios en la densidad del aire.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 9 de marzo 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/pwr.htm>

Inicio

Coeficiente de potencia

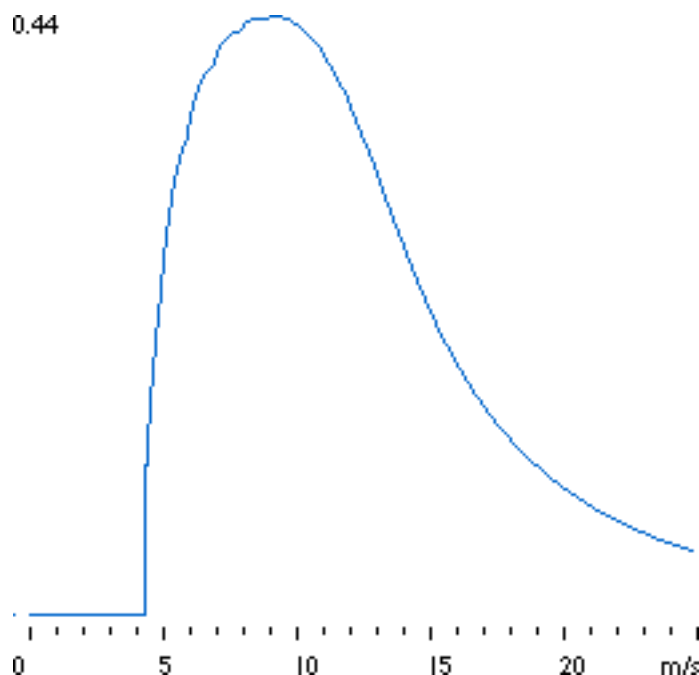
El coeficiente de potencia indica con qué eficiencia el aerogenerador convierte la energía del viento en electricidad. Simplemente dividiendo la **potencia eléctrica disponible** por la **potencia**

eólica de entrada, para medir como de técnicamente eficiente es un aerogenerador.

En otras palabras, tomamos la [curva de potencia](#) y la dividimos por el área del rotor para obtener la potencia disponible por metro cuadrado de área del rotor. Posteriormente, para cada velocidad del viento, dividimos el resultado por la cantidad de [potencia en el viento](#) por metro cuadrado.

El gráfico muestra la curva del coeficiente de potencia para un aerogenerador danés típico. Aunque la eficiencia media de estos aerogeneradores suele estar por encima del 20 por cien, la eficiencia varía mucho con la velocidad del viento (pequeñas oscilaciones en la curva suelen ser debidas a errores de medición).

Como puede observar, la eficiencia mecánica del aerogenerador más alta (en este caso del 44%) se da a velocidades alrededor de 9 m/s. Este valor ha sido elegido deliberadamente por los ingenieros que diseñaron la turbina. A bajas velocidades del viento la eficiencia no es tan alta, ya que no hay mucha energía que recoger. A altas velocidades del viento, la turbina **debe** disipar cualquier exceso de energía por encima de aquella para la que ha sido diseñado el generador. Así pues, la eficiencia interesa sobretudo en la zona de velocidades de viento donde se encuentra la mayor parte de la energía.



Una mayor eficiencia técnica no es necesariamente el camino a seguir

No es un fin en si mismo el tener una gran eficiencia **técnica** en un aerogenerador. Lo que en realidad interesa es el coste de sacar los kWh del viento durante los próximos 20 años. Dado que en este caso el combustible es gratis no hay necesidad de ahorrarlo. Por tanto, la turbina óptima no tiene por qué ser necesariamente la de mayor producción anual de energía.

Por otro lado, cada metro cuadrado de área de rotor cuesta dinero, por lo que, por supuesto, es necesario obtener toda la energía que se pueda (mientras puedan limitarse los costes por kWh).

Volveremos sobre este tema en la página de [optimización de aerogeneradores](#).



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/cp.htm>

Inicio

Guía del programa de cálculo de la potencia de un aerogenerador

Si tiene suficiente sitio en su pantalla, puede [abrir otra ventana del navegador que contenga el programa de cálculo](#), para poder mirarlo mientras lee esta guía. Si no quiere leer todas estas instrucciones, lea en cualquier caso el aviso del final de esta página.

Utilización de la curva de potencia y de la distribución de Weibull para estimar la potencia y la energía disponibles

Para usar la curva de potencia correctamente tiene que combinar sus conocimientos sobre la distribución de Weibull con la curva de potencia. Esto es exactamente lo que vamos a hacer al utilizar el programa de cálculo de la densidad de potencia de la página siguiente:

Por cada minúsculo intervalo de 0,1 m de velocidades del viento multiplicamos la probabilidad de ese intervalo de velocidad del viento (de la curva de Weibull) por el valor obtenido de la curva de potencia del aerogenerador.

Después hacemos la suma de todas esas multiplicaciones para obtener la **potencia** disponible media (o promedio).

Si multiplicamos la **potencia** por 365.25 por 24 (el número de horas en un año) obtenemos la **energía** disponible total en un año promedio.

Datos del emplazamiento

Utilice el menú desplegable para rellenar automáticamente los datos de distribución eólica europea. Los datos tomados para las clases de rugosidad 0, 1, 2 y 3 han sido tomados del Atlas Eólico Europeo. Si utiliza una clase de rugosidad de 1,5, entonces interpolamos para obtener los datos. Si usted tiene datos de otras partes del mundo que le gustaría que fuesen incluidos, escríbanos un [e-mail](#).

Datos de la densidad del aire

Tal y como vimos en una página anterior, la [energía en el viento](#) varía proporcionalmente a la densidad del aire. Intente cambiar la temperatura desde, p.ej., 40 °C a - 20 °C. Hay casi 25 por ciento

más de moléculas de aire en un metro cúbico de aire frío que en un metro cúbico de aire cálido. Vea pues que es lo que ocurre con la energía disponible.

Si desea cambiar la altitud sobre el nivel del mar, empiece introduciendo primero la temperatura a nivel del mar. Entonces el programa calculará automáticamente la temperatura y presión correspondientes a la altitud que usted indique.

Puede introducir la densidad del aire directamente, si sabe qué es lo que hace. Entonces el programa calculará los valores correspondientes al resto de variables (también puede cambiar la presión del aire, aunque es preferible no hacerlo. Su presión del aire obviamente será la que corresponda a la altitud y temperatura locales).

Datos de la distribución del viento

El parámetro de forma de [Weibull](#) suele estar alrededor de 2 en Europa del Norte, aunque puede variar de una situación a otra, por lo que puede necesitar realmente un atlas eólico para conocerlo de forma más exacta. Bien puede introducir la velocidad media del viento o bien el parámetro de escala de Weibull (el programa calculará automáticamente el otro).

La altura a la que se realicen las mediciones de la velocidad del viento es muy importante, ya que las velocidades del viento aumentan con la altitud sobre el nivel del suelo (ver la página sobre [cizallamiento del viento](#)). Las observaciones meteorológicas son generalmente hechas a una altura de 10 metros, pero los estudios anemométricos se realizan a menudo a la altura del buje del aerogenerador (en nuestro ejemplo 50 m).

La [rugosidad](#) promedio del terreno circundante es importante para determinar la velocidad del viento a la altura del buje del aerogenerador, si ésta difiere de la altura a la que fueron hechas las mediciones de la velocidad del viento. Puede bien definir la clase de rugosidad o la longitud de rugosidad, dependiendo del tipo de paisaje local (consulte el [manual de referencia](#) para tener un guía sobre clases de rugosidad).

Datos del aerogenerador

Esta sección del programa le permite especificar la potencia nominal del generador principal, el diámetro del rotor, la [velocidad de conexión](#) y la [velocidad de corte](#) y la altura de buje de su máquina. Al final de la página podrá entonces identificar la curva de potencia de su máquina.

Sin embargo, es mucho más fácil utilizar el primer menú desplegable, que le permitirá introducir las especificaciones del aerogenerador utilizando una tabla incorporada de datos de aerogeneradores daneses típicos. En el formulario ya hemos introducido por usted los datos correspondientes a una típica máquina de 600 kW, pero también puede experimentar mirando otras máquinas.

El segundo menú desplegable le permitirá elegir entre las alturas de buje disponibles para la máquina que usted ha elegido. Si lo desea, también puede introducir usted mismo una altura de buje.

Pruebe un poco con diferentes alturas de buje y vea como varía la energía disponible. El efecto es particularmente notable en máquinas emplazadas en un terreno con una clase de rugosidad alta (puede cambiar la clase de rugosidad en los datos de la distribución del viento para verlo por usted mismo).

Si modifica las especificaciones de la máquina estándar, el texto del primer menú desplegable cambia a **ejemplo del usuario**, para indicarle que no está trabajando con una máquina estándar. Es seguro jugar con todas las variables, aunque **no** tiene mucho sentido cambiar el tamaño del generador o el diámetro del rotor de una máquina estándar, a menos que cambie también la curva de potencia. Sólo se utiliza el diámetro del rotor para mostrar la potencia de entrada y para calcular el rendimiento de la máquina (en términos del [coeficiente de energía](#)). La potencia nominal se utiliza únicamente para calcular el [factor de carga](#).

Curva de potencia del aerogenerador

Por razones prácticas (ver al mismo tiempo los datos de entrada y los resultados) hemos situado el listado de los datos de la [curva de potencia](#) del aerogenerador al final de la página. Puede utilizar este área para especificar una turbina que no esté incluida en la tabla adjunta. El único requerimiento es que las velocidades del viento están ordenadas secuencialmente en sentido ascendente (o descendente).

El programa aproxima la curva de potencia con una línea recta entre cada dos puntos consecutivos que no tienen valor nulo para la potencia disponible.

Nota: El programa sólo usa velocidades de viento de hasta 40 m/s en sus cálculos de clima eólico, por lo que no se moleste en

máquinas fantásticas que trabajan por encima de los 30 m/s.

Botones de control

Calcular recalcula los resultados del formulario. Para activar el programa también puede hacer click en cualquier otro lugar o usar el tabulador después de haber introducido los datos. Observe que si usted cambia la curva de potencia, el programa no recalculará sus datos hasta que haga click en calcular o cambie algún otro dato.

Borrar datos vuelve a introducir los datos del ejemplo del usuario que inicialmente aparecían en su pantalla.

Densidad de potencia dibuja el [gráfico de la densidad de potencia](#) para este emplazamiento y máquina en una ventana aparte.

Curva de potencia dibuja la [curva de potencia](#) para la máquina que usted ha elegido en una ventana aparte.

Coeficiente de energía dibuja el [coeficiente de energía](#), es decir, la eficiencia de la máquina a diferentes velocidades de viento.

Resultados de la potencia de entrada en el emplazamiento

Potencia de entrada por metro cuadrado de área del rotor muestra la cantidad de energía en el viento que teóricamente pasaría a través de un círculo conteniendo al área del rotor, en el caso de que el rotor no estuviese (en realidad, parte del flujo de aire será desviado fuera del área del rotor debido al área de altas presiones en la parte de delante del rotor).

Máxima potencia de entrada a x m/s muestra a qué velocidad del viento se alcanzará la máxima contribución a la potencia total disponible. Dicho valor suele ser mucho más alto que la velocidad del viento promedio (ver la página sobre la [función densidad de potencia](#)).

velocidad media del viento a la altura del buje muestra cómo el programa recalcula los datos del viento a la altura de buje exacta. Si ha especificado una altura de buje diferente de aquella a la que las mediciones fueron tomadas, el programa recalculará automáticamente todas las velocidades en la distribución de Weibull de acuerdo con la clase de rugosidad (longitud de rugosidad) que haya especificado.

Resultados de potencia disponible del aerogenerador

Potencia disponible por metro cuadrado de área del rotor nos indica cuánta de la potencia de entrada por metro cuadrado será convertida en energía. Generalmente, encontrará que construir una máquina para usar el 30 por ciento de la potencia disponible

resulta rentable (observe que el valor de la potencia de entrada del emplazamiento incluye la potencia para velocidades del viento fuera del rango de velocidades de conexión/corte, por lo que no podrá dividir por ese valor para obtener el coeficiente de energía promedio).

Energía disponible por metro cuadrado de área del rotor por año, es simplemente la potencia disponible media por metro cuadrado del área del rotor multiplicado por el número de horas en un año.

Energía disponible en kWh por año, indica cuánta energía eléctrica producirá el aerogenerador en un año promedio. Esta es probablemente la cifra que más va a interesarle al propietario del aerogenerador. Sin embargo, cuando el propietario considere esta cifra, también deberá tener en cuenta el precio de la máquina, su fiabilidad y el coste de operación y de mantenimiento.

Volveremos sobre estas cuestiones en la sección [la economía en la energía eólica](#).

La energía disponible anual calculada aquí puede ser ligeramente diferente de las cifras reales proporcionadas por el fabricante. En particular, esto es lo que ocurre cuando se varía la densidad del aire. En ese caso el fabricante calculará diferentes curvas de potencia para cada densidad del aire. La razón es que con una turbina regulada por [variación del ángulo de paso \("pitch controlled"\)](#), el mecanismo de cambio del ángulo de paso modificará automáticamente el ángulo de paso de la pala al variar la densidad del aire, mientras que en una turbina con [regulación por pérdida aerodinámica \("stall regulation"\)](#) el fabricante fijará un ángulo de paso ligeramente diferente dependiendo de la densidad promedio del aire local. Este programa puede estar hasta un 3,6 % por debajo del valor correcto proporcionado por el fabricante, para bajas densidades del aire, y hasta un 1,6 % por encima, para altas densidades del aire.

Factor de carga indica en que proporción la turbina usa la capacidad nominal de su (principal) generador. Puede leer más en la página sobre [energía anual disponible en un aerogenerador](#).

Nota 1: Asegúrese de que está utilizando la misma altura de buje, si desea comparar el funcionamiento de dos máquinas con el mismo diámetro de rotor.

Nota 2: Si desea comparar dos máquinas con diferentes diámetros de rotor, deberá fijarse en la energía disponible por metro cuadrado de área de rotor (y seguir usando la misma altura de buje).

Nota 3: Generalmente, las máquinas para vientos bajos (gran diámetro del rotor en relación con el tamaño del generador)

funcionarán mal en emplazamientos de fuertes vientos, y viceversa. La mayoría de las máquinas para vientos bajos no están diseñadas para ser utilizadas en áreas de fuertes ráfagas de viento.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 9 de marzo 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/guidep.htm>

Inicio

Programa de cálculo de la potencia de un aerogenerador

No utilizar el formulario hasta que esta página y su programa se hayan cargado completamente. Si es demasiado rápido, el programa se quejará de que le faltan datos y tendrá que hacer click en volver a cargar. **Nota 1:** Los resultados de energía disponible de programas de cálculo como éste pueden diferir ligeramente de los [resultados proporcionados por el fabricante](#). **Nota 2:** Las curvas de potencia son obtenidas por medidas en campo que pueden ser inciertas. Por tanto, estos resultados deben ser interpretados con sumo cuidado, ya que pueden haber $\pm 10\%$ de incertidumbre en estas medidas. **Nota 3:** Los fabricantes de turbinas pueden haber ubicado modelos disponibles de turbinas específicas que no aparecen listados aquí. **Nota 4:** los datos de emplazamiento de abajo no han sido elegidos por ser los más apropiados para aerogeneradores, sino que han sido tomados de ubicaciones de anemómetros utilizadas en el Atlas Eólico Europeo. En el caso de Frankfurt, p.ej., se pueden encontrar emplazamientos en las [colinas](#) con una producción dos veces superior a la que se tendría en el aeropuerto, que es donde está situado el anemómetro. En el caso de Irlanda del Norte, emplazamientos en las colinas que se encuentran rodeando la zona pueden proporcionar de un 20 a un 25 % más de energía disponible.

Puede probar cambiando las cifras del ejemplo de abajo. Puede rellenar cualquiera de las celdas excepto las señaladas con un asterisco (*). Después de cambiar los datos, utilice el tabulador, haga click en el botón Calcular, o bien haga click sobre la página en cualquier lugar fuera del campo que ha modificado para ver los resultados. Haga click en el signo de interrogación para obtener ayuda (si una ventana de dibujo desaparece, probablemente esté oculta tras esta ventana).

Datos del emplazamiento

Datos de densidad del aire

°C temp a m de altitud (= kPa de
presión) kg/m³ de densidad

Datos de distribución del viento en el emplazamiento

parámetro de forma de Weibull
m/s de velocidad media del viento = parámetro de escala de
Weibull
m de altura, Longitud de rugosidad m = clase de
rugosidad

Calculator

?

?

?

Datos del aerogenerador

kW

m/s de velocidad de conexión , m/s de velocidad de corte
m de diámetro de rotor, m de altura de buje

?

?

Resultados de la potencia de salida en el emplazamiento Resultados de la potencia de salida de la turbina

Potencia de entrada* W/m2 de Potencia de salida* W/m2 de
área de rotor área de rotor
Max. potencia de entrada a* m/s Energía producida*
velocidad media del viento a la altura del kWh/m2/año
bujes* m/s Energía producida* kWh/año
Factor de carga* por ciento

?

Curva de potencia del aerogenerador

m/s.....kW m/s.....kW m/s.....kW

?



[◀ Visita guiada ▶](#)

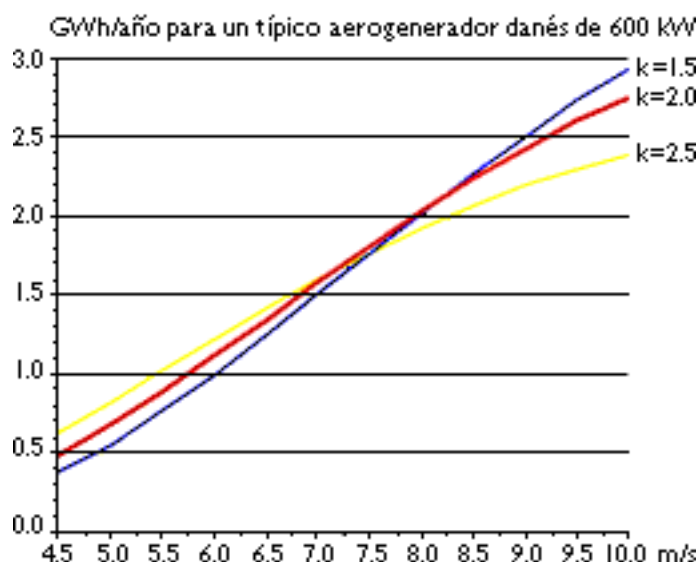
© copyright 2002 Søren Krohn.

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/pow/index.htm>

Energía anual disponible en un aerogenerador

Ahora estamos preparados para calcular la relación entre las velocidades de viento medias y la energía anual disponible en un aerogenerador.

Para dibujar el gráfico de la derecha hemos utilizado el [programa de cálculo de la potencia](#) de la página anterior, y la [curva de potencia](#) del ejemplo por defecto de un aerogenerador de 600 kW. Se ha utilizado una atmósfera estándar con una densidad del aire de $1,225 \text{ kg/m}^3$.



Para cada uno de los [parámetros de Weibull](#) 1'5, 2'0 y 2'5 se ha calculado la energía anual disponible a diferentes velocidades de viento medias a la altura del buje del aerogenerador.

Como puede ver, a una velocidad del viento media baja, de 4,5 m/s, la energía disponible puede variar hasta un 50 por ciento dependiendo del [parámetro de forma](#) mientras que, a una velocidad media del viento muy alta, de 10 m/s a la altura del buje, puede variar alrededor del 30 por ciento.

La salida varía casi con el cubo de la velocidad del viento

Fijémonos ahora en la curva roja con $k = 2$, que es la curva que normalmente muestran los fabricantes:

Con una velocidad media del viento a la altura del buje de 4,5 m/s la máquina generará alrededor de 0,5 GWh por año, es decir, 500.000 kWh al año. Con una velocidad media del viento de 9 m/s generará $2,4 \text{ GWh/año} = 2.400.000 \text{ kWh}$ al año. Así pues, al doblar la velocidad media del viento la producción de energía ha aumentado 4,8 veces.

Si en lugar de eso hubiésemos comparado 5 con 10 m/s, hubiésemos obtenido una producción de energía casi exactamente 4 veces mayor.

La razón por la que no se obtienen exactamente los mismos resultados en ambos casos, es que la eficiencia de los aerogeneradores varía con las velocidades del viento, tal y como se ve en la curva de potencia. Observe que la incertidumbre que se aplica a la curva de potencia también se aplica a los resultados de arriba.

Puede refinar sus cálculos teniendo en cuenta que, p.ej., en climas templados, el viento tiende a ser más fuerte en invierno que en verano, y más fuerte durante el día que durante la noche.

El factor de carga

Otra forma de conocer la producción anual de energía de un aerogenerador es mirar el **factor de carga** de una turbina en su localización particular. Con factor de carga queremos decir la **producción anual de energía** dividida por la producción teórica máxima, si la máquina estuviera funcionando a su **potencia nominal (máxima)** durante las 8766 horas del año.

Ejemplo: si una turbina de 600 kW produce 1,5 millones de kWh al año, su factor de carga es $1.500.000 : (365,25 * 24 * 600) = 1.500.000 : 5.259.600 = 0,285 = 28,5$ por ciento.

Los factores de carga pueden variar en teoría del 0 al 100, aunque en la práctica el rango de variación va del 20 al 70 por ciento, y sobretodo alrededor del 20 al 30 por ciento.

La paradoja del factor de carga

Aunque generalmente se preferiría tener un gran factor de carga, puede no ser siempre ventajoso desde el punto de vista económico. Esto puede ser difícil de comprender para aquellos que están acostumbrados a la tecnología convencional y nuclear.

En localizaciones con mucho viento, por ejemplo, puede ser ventajoso usar un generador más grande con el mismo diámetro de rotor (o diámetro de rotor más pequeño para un tamaño determinado de generador). Esto tendería a disminuir el factor de carga (utilizando menos de la capacidad de un generador relativamente grande), pero puede significar una producción anual sustancialmente mayor, tal y como podrá verificar si usa el [programa de cálculo de la potencia](#) de este sitio web.

Si vale o no la pena tener un menor factor de carga con un generador relativamente mayor, depende tanto de las condiciones eólicas como, por supuesto, del precio de los diferentes modelos de turbinas.

Otra forma de ver la paradoja del factor de carga es decir que,

hasta cierto punto, se tiene la posibilidad de elegir entre tener un **producción de potencia relativamente estable** (cerca del límite de diseño del generador) con un alto factor de carga, o bien una alta producción de energía (que fluctuará) con un bajo factor de carga.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

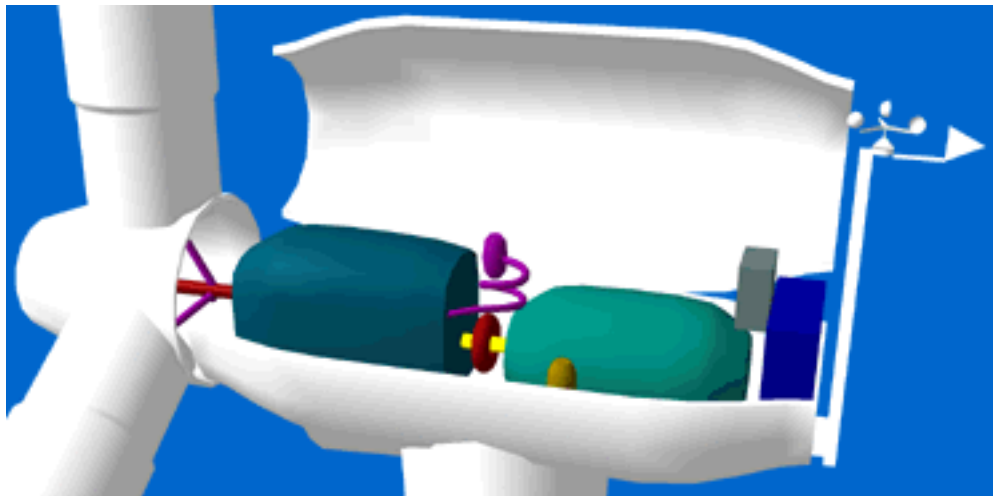
Actualizado el 9 de marzo 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wres/annu.htm>

Inicio



Componentes de un aerogenerador



Haga click sobre las partes del aerogenerador abierto para saber sobre la [góndola](#), las [palas del rotor](#), el [buje](#), el [eje de baja velocidad](#), el [multiplicador](#), el [eje de alta velocidad con su freno mecánico](#), el [generador eléctrico](#), el [mecanismo de orientación](#), el [controlador electrónico](#), el [sistema hidráulico](#), la [unidad de refrigeración](#), la [torre](#), el [anemómetro y la veleta](#).

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© Copyright 1999 Asociación danesa de la industria eólica

Actualizado el 5 de julio 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wtrb/comp/index.htm>

La **góndola** contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. El personal de servicio puede entrar en la góndola desde la torre de la turbina. A la izquierda de la góndola tenemos el rotor del aerogenerador, es decir, las palas y el buje.

Las **palas del rotor** capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje. En un aerogenerador moderno de 600 kW cada pala mide alrededor de 20 metros de longitud y su diseño es muy parecido al del ala de un avión.

El **buje** del rotor está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador.

El **eje de baja velocidad** del aerogenerador conecta el buje del rotor al multiplicador. En un

aerogenerador moderno de 600 kW el rotor gira bastante lentamente, de unas 19 a 30 revoluciones por minuto (r.p.m.). El eje contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos.

El multiplicador tiene a su izquierda el eje de baja velocidad. Permite que el eje de alta velocidad que está a su derecha gire 50 veces más rápidamente que el eje de baja velocidad.

El **eje de alta velocidad gira** aproximadamente a 1.500 revoluciones por minuto (r.p.m.), lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un **freno de disco** mecánico de emergencia. El freno mecánico se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina.

El generador eléctrico suele llamarse generador

asíncrono o de inducción. En un aerogenerador moderno la potencia máxima suele estar entre 500 y 1.500 kilovatios (kW).

El controlador electrónico tiene un ordenador que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación. En caso de cualquier disfunción (por ejemplo, un sobrecalentamiento en el multiplicador o en el generador), automáticamente para el aerogenerador y llama al ordenador del operario encargado de la turbina a través de un enlace telefónico mediante módem.

El **sistema hidráulico** es utilizado para restaurar los frenos aerodinámicos del aerogenerador.

La unidad de refrigeración contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador eléctrico. Además

contiene una unidad de refrigeración del aceite empleada para enfriar el aceite del multiplicador.

Algunas turbinas tienen generadores enfriados por agua.

La torre del aerogenerador soporta la góndola y el rotor.

Generalmente es una ventaja disponer una torre alta, dado que la velocidad del viento aumenta conforme nos alejamos del nivel del suelo. Una turbina típica moderna de 600 kW tendrá una torre de 40 a 60 metros (la altura de un edificio de 13 a 20 plantas).

Las torres pueden ser bien torres tubulares (como la mostrada en el dibujo) o torres de celosía. Las torres tubulares son más seguras para el personal de mantenimiento de las turbinas, ya que pueden usar una escalera interior para acceder a la parte superior de la turbina. La principal ventaja de las torres de celosía es que son más baratas.

El mecanismo de orientación es activado por el controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando la veleta.



El dibujo muestra la orientación de la turbina. Normalmente, la turbina sólo se orientará unos pocos grados cada vez, cuando el viento cambia de dirección.

El anemómetro y la veleta se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento.



Las señales electrónicas del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectar el aerogenerador cuando el viento alcanza aproximadamente 5 metros por segundo. El ordenador parará

el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede de 25 metros por segundo, con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores.

Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para girar al aerogenerador en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación.

Aerodinámica en aerogeneradores

El **rotor**, compuesto por las palas del rotor y el buje, está situado corriente arriba de la torre y la góndola en la mayoría de aerogeneradores modernos. Esto se hace sobretodo porque la corriente de aire tras la torre es muy irregular (turbulenta).

¿Qué es lo que hace que el rotor gire?

La respuesta parece obvia: el viento.

Pero en realidad, no se trata simplemente de moléculas de aire que chocan contra la parte delantera de las palas del rotor. Los



aerogeneradores modernos toman prestada de los aviones y los helicópteros tecnología ya conocida, además de tener algunos trucos propios más avanzados, ya que los aerogeneradores trabajan en un entorno realmente muy diferente, con cambios en las velocidades y en las direcciones del viento.

Sustentación ↑



© 1998 www.WINDPOWER.dk

Eche un vistazo a la animación del perfil cortado (sección transversal) del ala de

un avión. La razón por la que un aeroplano puede volar es que el aire que se desliza a lo largo de la superficie superior del ala se mueve más rápidamente que el de la superficie inferior.

Esto implica una presión más baja en la superficie superior, lo que crea la **sustentación**, es decir, la fuerza de empuje hacia arriba que permite al avión volar.

La sustentación es perpendicular a la dirección del viento. El fenómeno de la sustentación es desde hace siglos bien conocido por la gente que trabaja en la construcción de tejados: saben, por

experiencia, que el material de la cara a sotavento del tejado (la cara que no da al viento) es arrancado rápidamente, si no está correctamente sujeto a su estructura.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© [copyright 2000 Søren Krohn](#).

Actualizado el 17 de abril 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wtrb/lift.htm>

Inicio

Aerodinámica de los aerogeneradores: pérdida de sustentación y resistencia aerodinámica

Pérdida de sustentación



© 1998 www.WINDPOWER.dk

Ahora bien, ¿qué es lo que ocurre cuando un avión se inclina demasiado hacia atrás en un intento de subir más rápidamente? La [sustentación](#) del ala va

de hecho a aumentar, pero en el dibujo puede verse que, de repente, el flujo de aire de la superficie superior deja de estar en contacto con la superficie del ala. En su lugar, el aire gira alrededor de un vórtice irregular (condición que también se conoce como [turbulencia](#)). Bruscamente, la sustentación derivada de la baja presión en la superficie superior del ala desaparece. Este fenómeno es conocido como **pérdida de sustentación**.

Un avión perderá la sustentación si la forma del ala va disminuyendo demasiado rápidamente conforme el aire se mueve a lo largo de su dirección general de movimiento (por supuesto, no va a ser el ala propiamente dicha la que cambie su forma, sino el ángulo que forma el ala con la dirección general de la corriente, también conocido como **ángulo de ataque**, que ha sido aumentado en el dibujo de arriba). Observe que la turbulencia es creada en la **cara posterior** del ala en relación con la corriente de aire.

La pérdida de sustentación puede ser provocada si la superficie del ala del avión (o la pala del rotor de un aerogenerador) no es completamente uniforme y lisa. Una mella en el ala o en la pala del rotor, o un trozo de cinta adhesiva, pueden ser suficiente para iniciar una turbulencia en la parte trasera, incluso si el ángulo de ataque es bastante pequeño. Obviamente, los diseñadores de aviones intentan evitar la pérdida de sustentación a toda costa, ya que un avión sin la sustentación de sus alas caerá como si fuera una piedra.

En la página sobre [control de potencia](#) volveremos sobre este tema, y veremos cómo los diseñadores de aerogeneradores hacen

uso deliberado del fenómeno de pérdida de sustentación cuando diseñan la palas del rotor.

Resistencia aerodinámica

Sin embargo, los diseñadores de aviones y los de palas de rotor no sólo se preocupan de la sustentación y de la pérdida de sustentación.

También se preocupan de la resistencia del aire, conocida en el argot técnico como **resistencia aerodinámica**. La resistencia aerodinámica normalmente aumentará si el área orientada en la dirección del movimiento aumenta.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
© copyright 2000 Søren Krohn.

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wtrb/stall.htm>

Inicio

Aerodinámica de los aerogeneradores

Suma de velocidades y direcciones del viento (velocidades del viento)

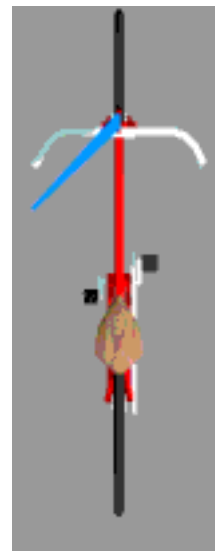


© 1998 www.WINDPOWER.dk

El viento que llega a las palas del rotor de un aerogenerador no viene de la dirección en la que el viento sopla en el entorno, es decir, de la parte delantera de la turbina. Esto es debido a que las propias palas del rotor se están moviendo.

Para entenderlo, considere el dibujo de la bicicleta, que está equipada con una bandera (o con una veleta) para indicar la dirección del viento: si tenemos un tiempo completamente calmado y la bicicleta avanza a, digamos, 7 m/s, la bicicleta se moverá a través del aire a 7 m/s. Sobre la bicicleta podemos medir una velocidad del viento relativa a la bicicleta de 7 m/s. La bandera apuntará recta hacia atrás, ya que el viento vendrá directamente de la parte delantera de la bicicleta.

Ahora miremos de nuevo la bicicleta directamente desde arriba y consideremos una vez más que la bicicleta avanza a una velocidad constante de 7 m/s. Si el viento sopla desde la derecha, también a 7 m/s, la bandera se verá parcialmente desplazada hacia la izquierda, en un ángulo de 45° respecto a la bicicleta. Con algo menos de viento, p.ej. 5 m/s, la bandera se desviará menos, algo así como unos 35°. Tal y como puede verse en el dibujo, la dirección del viento, el **viento resultante**, medido desde la bicicleta, cambiará cuando la velocidad del viento cambie.



¿Y qué ocurre con la velocidad del viento medida desde la bicicleta?

El viento está soplando, por así decirlo, a una velocidad de 7 m/s desde delante, y a una velocidad de 5 a 7 m/s desde la derecha. Si sabe algo de geometría o de trigonometría podrá calcular que la velocidad del viento medida desde la bicicleta estará entre 8,6 y 9,9 metros por segundo.

Ya hemos visto suficiente sobre cambios en las direcciones del viento. Veamos que ocurre ahora con el rotor del aerogenerador.

Inicio

◀ **Visita guiada** ▶

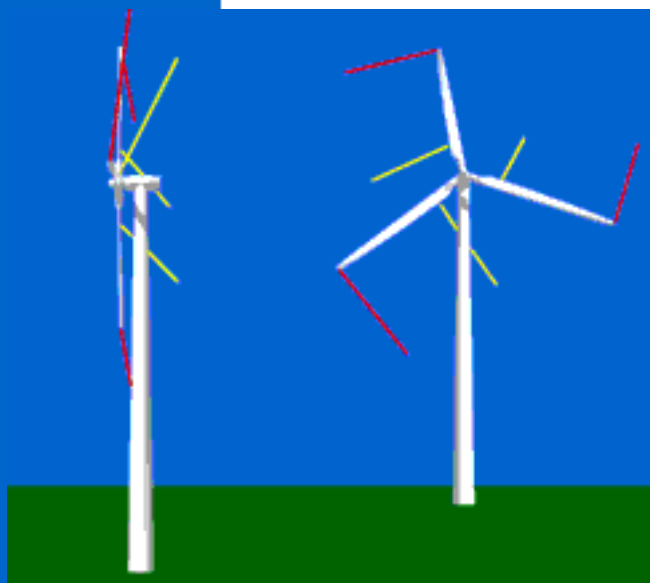
| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 17 de abril 2000

<http://windpower.dk/da/tour/wtrb/aerodyn2.htm>

Aerodinámica del rotor



Para estudiar como se mueve el viento respecto a las palas del rotor de un aerogenerador, hemos fijado lazos rojos en los extremos de las palas del rotor, y lazos amarillos a una distancia al buje de aproximadamente $1/4$ la longitud de la pala. A continuación dejamos los lazos flotar en el aire libremente (en el dibujo no se han tenido en cuenta las corrientes de aire creadas por las propias palas, ni tampoco la fuerza centrífuga).

Las dos imágenes de esta página le proporcionan una vista lateral de la turbina, y otra vista desde la parte delantera de la turbina.

Dado que la mayoría de las turbinas tienen una velocidad de giro constante, la velocidad a la que se mueve la punta de la pala (velocidad periférica) suele estar alrededor de 64 m/s, mientras que en el centro del buje es nula. A un cuarto de la longitud de la pala, la velocidad será entonces de 16 m/s. Los lazos amarillos, cerca del buje del rotor, serán llevados más hacia la parte de atrás de la turbina que los lazos rojos, en los extremos de las palas. Esto es debido a que la velocidad en el extremo de las palas es alrededor de 8 veces superior a la velocidad del viento que llega enfrente de la turbina.

¿ Por qué están torsionadas las palas del rotor?

Las palas del rotor de los grandes aerogeneradores están siempre torsionadas.

Visto desde la pala del rotor, el viento llegará desde un ángulo mucho mayor (más desde la dirección general de viento en el paisaje) conforme nos desplazamos hacia la base de la pala, en el centro del rotor.

Tal como vio en la página sobre [pérdida de sustentación](#), la pala de un rotor dejará de proporcionar sustentación si el viento llega con un ángulo de ataque demasiado grande.

Así pues, la pala debe estar **alabeada**, con el fin de que el ángulo de

ataque sea el óptimo a lo largo de toda la longitud de la misma.

Sin

embargo, en el caso particular de [aerogeneradores controlados por pérdida](#)

[aerodinámica \("stall controlled"\)](#) es importante que la pala esté construida

de tal forma que la pérdida de sustentación se produzca de forma gradual

desde la raíz de la pala y hacia el exterior a velocidades de viento altas.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

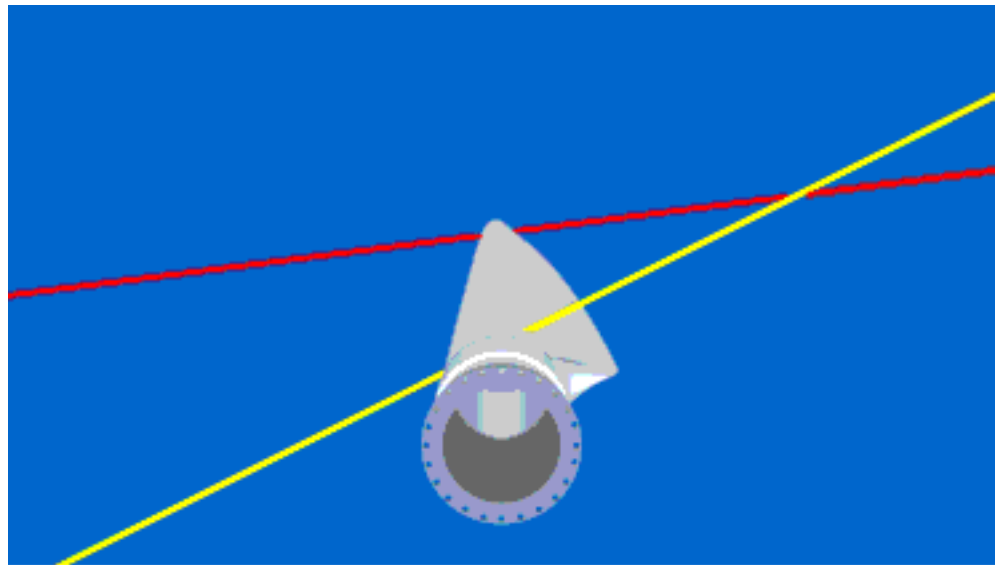
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 5 de mayo 2000

<http://windpower.dk/es/tour/wtrb/rotor.htm>

Inicio

Palas del rotor



© DWTMA 1997

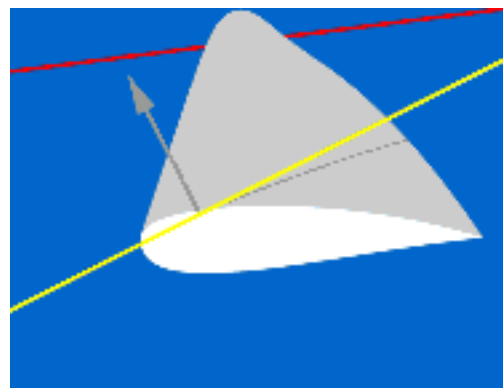
Cambiar la velocidad del viento cambia la dirección del viento relativa a pala del rotor

En este siguiente dibujo hemos sacado una de las palas del rotor de la página anterior fuera de su buje, y miramos desde el buje hacia el extremo, en la parte posterior (cara a sotavento) de la pala. El viento en el paisaje sopla de 8 a 16 m/s (desde la parte inferior del dibujo), mientras que el extremo de la pala gira hacia la parte izquierda de la imagen.

En el dibujo puede ver como el ángulo de ataque del viento cambia mucho más bruscamente en la base de la pala (línea amarilla), que en el extremo de la pala (línea roja), cuando el viento cambia. Si el viento llega a ser lo suficientemente fuerte como para que haya una [pérdida de sustentación](#), este fenómeno empezará en la base de la pala.

Dirección de sustentación

Cortemos ahora la pala del rotor en el punto por el que pasa la línea amarilla. En el siguiente dibujo la flecha gris muestra la dirección de la [sustentación](#) en ese punto. La sustentación es perpendicular a la dirección del viento. Tal y como puede observar, la



© DWIA 2001

sustentación empuja la pala parcialmente en la dirección que nosotros queremos, es decir, hacia la izquierda. Sin embargo, también la dobla otro tanto.

Perfiles de la pala del rotor (secciones transversales)

Como puede ver, las palas del rotor de un aerogenerador se parecen mucho a las alas de un avión. De hecho, los diseñadores de palas de rotor usan a menudo perfiles clásicos de alas de avión como sección transversal de la parte más exterior de la pala.

Sin embargo, los perfiles gruesos de la parte más interior de la pala suelen estar específicamente diseñados para turbinas eólicas. La elección de los perfiles de las palas del rotor conlleva una solución de compromiso entre unas características adecuadas de sustentación y pérdida de sustentación, y la habilidad del perfil para funcionar bien incluso si hay algo de suciedad en su superficie (lo cual puede ser un problema en áreas en las que llueve poco).

Materiales de la pala del rotor

La mayoría de las modernas palas de rotor de grandes aerogeneradores están fabricadas con plástico reforzado con fibra de vidrio ("GRP"), es decir, poliéster o epoxy reforzado con fibra de vidrio.

Utilizar fibra de carbono o aramidas (Kevlar) como material de refuerzo es otra posibilidad, pero normalmente estas palas son antieconómicas para grandes aerogeneradores.

Los materiales compuestos (composites) de madera, madera-epoxy, o madera-fibra-epoxy aún no han penetrado en el mercado de las palas de rotor, aunque existe un desarrollo continuado en ese área. Las aleaciones de acero y de aluminio tienen problemas de peso y de fatiga del metal, respectivamente. Actualmente sólo son utilizados en aerogeneradores muy pequeños.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 17 de abril 2000

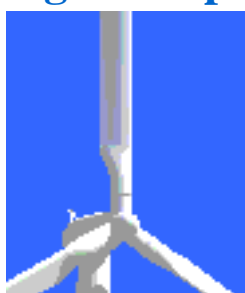
<http://windpower.dk/tour/es/wtrb/ blades.htm>

Control de potencia en aerogeneradores

Los aerogeneradores están diseñados para producir energía eléctrica de la forma más barata posible. Así pues, están generalmente diseñados para rendir al máximo a velocidades alrededor de 15 m/s. Es mejor no diseñar aerogeneradores que maximicen su rendimiento a vientos más fuertes, ya que los vientos tan fuertes no son comunes.

En el caso de vientos más fuertes es necesario gastar parte del exceso de la energía del viento para evitar daños en el aerogenerador. En consecuencia, todos los aerogeneradores están diseñados con algún tipo de control de potencia. Hay dos formas de hacerlo con seguridad en los modernos aerogeneradores.

Aerogeneradores de regulación por cambio del ángulo de paso ("pitch controlled")



En un aerogenerador de regulación por cambio del ángulo de paso, el controlador electrónico de la turbina comprueba varias veces por segundo la potencia generada. Cuando ésta alcanza un valor demasiado alto, el controlador envía una orden al mecanismo de cambio del ángulo de paso, que inmediatamente hace girar las palas del rotor ligeramente fuera del viento. Y a la inversa, las palas son vueltas hacia el viento cuando éste disminuye de nuevo.

Así pues, las palas del rotor deben ser capaces de girar alrededor de su eje longitudinal (variar el ángulo de paso), tal y como se muestra en el dibujo.

Observe que el dibujo está exagerado: durante la operación normal, las palas girarán una fracción de grado cada vez (y el rotor estará girando al mismo tiempo).

El diseño de aerogeneradores controlados por cambio del ángulo de paso requiere una ingeniería muy desarrollada, para asegurar que las palas giren exactamente el ángulo deseado. En este tipo de aerogeneradores, el ordenador generalmente girará las palas unos pocos grados cada vez que el viento cambie, para mantener un ángulo óptimo que proporcione el máximo rendimiento a todas las velocidades de viento.

El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele funcionar de

forma hidráulica.

Aerogeneradores de regulación por pérdida aerodinámica ("stall controlled")

Los aerogeneradores de regulación (pasiva) por pérdida aerodinámica tienen las palas del rotor unidas al buje en un ángulo fijo.

Sin embargo, el perfil de la pala ha sido aerodinámicamente diseñado para asegurar que, en el momento en que la velocidad del viento sea demasiado alta, se creará turbulencia en la parte de la pala que no da al viento, tal y como se muestra en el dibujo de la página anterior. Esta **pérdida de sustentación** evita que la fuerza ascensional de la pala actúe sobre el rotor.

Si ha leído la sección sobre aerodinámica y [aerodinámica y pérdida de sustentación](#), se dará cuenta de que conforme aumenta la velocidad real del viento en la zona, el ángulo de ataque de la pala del rotor también aumentará, hasta llegar al punto de empezar a perder sustentación.

Si mira con atención la pala del rotor de un aerogenerador regulado por pérdida aerodinámica observará que la pala está ligeramente torsionada a lo largo de su eje longitudinal. Esto es así en parte para asegurar que la pala pierde la sustentación de forma gradual, en lugar de hacerlo bruscamente, cuando la velocidad del viento alcanza su valor crítico (otras de las razones para torsionar la pala han sido mencionadas en la sección previa sobre aerodinámica).

La principal ventaja de la regulación por pérdida aerodinámica es que se evitan las partes móviles del rotor y un complejo sistema de control. Por otro lado, la regulación por pérdida aerodinámica representa un problema de diseño aerodinámico muy complejo, y comporta retos en el diseño de la dinámica estructural de toda la turbina, para evitar las vibraciones provocadas por la pérdida de sustentación. Alrededor de las dos terceras partes de los aerogeneradores que actualmente se están instalando en todo el mundo son máquinas de regulación por pérdida aerodinámica.

Aerogeneradores de regulación activa por pérdida aerodinámica

Un número creciente de grandes aerogeneradores (a partir de 1 MW) están siendo desarrollados con un mecanismo de regulación activa por pérdida aerodinámica.

Técnicamente, las máquinas de regulación activa por pérdida aerodinámica se parecen a las de regulación por cambio del

ángulo de paso, en el sentido de que ambos tienen palas que pueden girar. Para tener un momento de torsión (fuerza de giro) razonablemente alto a bajas velocidades del viento, este tipo de máquinas serán normalmente programadas para girar sus palas como las de regulación por cambio del ángulo de paso a bajas velocidades del viento (a menudo sólo utilizan unos pocos pasos fijos, dependiendo de la velocidad del viento).

Sin embargo, cuando la máquina alcanza su [potencia nominal](#), observará que este tipo de máquinas presentan una gran diferencia respecto a las máquinas reguladas por cambio del ángulo de paso: si el generador va a sobrecargarse, la máquina girará las palas en la dirección contraria a la que lo haría una máquina de regulación por cambio del ángulo de paso. En otras palabras, aumentará el ángulo de paso de las palas para llevarlas hasta una posición de mayor pérdida de sustentación, y poder así consumir el exceso de energía del viento.

Una de las ventajas de la regulación activa por pérdida aerodinámica es que la producción de potencia puede ser controlada de forma más exacta que con la regulación pasiva, con el fin de evitar que al principio de una ráfaga de viento la potencia nominal sea sobrepasada. Otra de las ventajas es que la máquina puede funcionar casi exactamente a la potencia nominal a todas las velocidades de viento. Un aerogenerador normal de regulación pasiva por pérdida aerodinámica tendrá generalmente una caída en la producción de potencia eléctrica a altas velocidades de viento, dado que las palas alcanzan una mayor pérdida de sustentación.

El mecanismo de cambio del ángulo de paso suele operarse mediante sistemas hidráulicos o motores eléctricos paso a paso.

La elección de la regulación por cambio de paso es sobretodo una cuestión económica, de considerar si vale o no la pena pagar por la mayor complejidad de la máquina que supone el añadir el mecanismo de cambio de paso de la pala.

Otros métodos de control de potencia

Algunos aerogeneradores modernos usan **alerones** (flaps) para controlar la potencia del rotor, al igual que los aviones usan aletas para modificar la geometría de las alas y obtener así una sustentación adicional en el momento del despegue.

Otra posibilidad teórica es que el rotor oscile lateralmente fuera del viento (alrededor de un eje vertical) para disminuir la potencia. En la práctica, esta técnica de [regulación por desalineación del rotor](#) sólo se usa en aerogeneradores muy pequeños (de menos de 1 kW), pues somete al rotor a fuerzas que varían cíclicamente y que a la larga pueden dañar toda la

estructura.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 17 de abril 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wtrb/powerreg.htm>

Inicio

Mecanismo de orientación

El mecanismo de orientación de un aerogenerador es utilizado para girar el rotor de la turbina en contra del viento.

Error de orientación

Se dice que la turbina eólica tiene un error de orientación si el rotor no está perpendicular al viento. Un error de orientación implica que una menor proporción de la energía del viento pasará a través del área del rotor (para aquéllos que saben matemáticas, está proporción disminuirá con el coseno del error de orientación).

Si esto fuera lo único que ocurre, el mecanismo de orientación sería una excelente forma de [controlar la potencia de entrada](#) al rotor del aerogenerador. Sin embargo, la parte del rotor más próxima a la dirección de la fuente de viento estará sometida a un mayor esfuerzo (par flector) que el resto del rotor. De una parte, esto implica que el rotor tendrá una tendencia natural a orientarse en contra del viento, independientemente de si se trata de una turbina [corriente abajo o corriente arriba](#). Por otro lado, esto significa que las palas serán torsionadas hacia ambos lados en la dirección de "flap" (dirección perpendicular al plano del rotor) a cada vuelta del rotor. Por tanto, las turbinas eólicas que estén funcionando con un error de orientación estarán sujetas a mayores [cargas de fatiga](#) que las orientadas en una dirección perpendicular al viento.



Mecanismo de orientación



Casi todos los [aerogeneradores de eje horizontal emplean orientación forzada](#), es decir, utilizan un mecanismo que mantiene la turbina orientada en contra del

viento mediante motores eléctricos y multiplicadores.

La imagen muestra el mecanismo de orientación de una máquina típica de 750 kW vista desde abajo, mirando hacia la góndola. En la parte más exterior podemos distinguir la **corona de orientación**, y en el interior las ruedas de los motores de orientación y los **frenos del sistema de orientación**. Casi todos los fabricantes de máquinas con rotor a barlovento prefieren frenar el mecanismo de orientación cuando no está siendo utilizado. El mecanismo de orientación se activa por un controlador electrónico que vigila la posición de la [veleta](#) de la turbina varias veces por segundo, cuando la turbina está girando.

Contador de la torsión de los cables

Los cables llevan la corriente desde el generador de la turbina eólica hacia abajo a lo largo de la torre. Sin embargo, los cables estarán cada vez más torsionados si la



turbina, por accidente, se sigue orientando en el mismo sentido durante un largo periodo de tiempo. Así pues, los aerogeneradores están equipados con un **contador de la torsión en los cables** que avisará al controlador de cuando es necesario detorsionar los cables. Por tanto, es posible que alguna vez vea una turbina que parezca que haya perdido los estribos, orientándose continuamente en la misma dirección durante cinco vueltas.

Como en los otros equipos de seguridad en la turbina, el sistema es redundante. En este caso, la turbina está equipada también con un interruptor de cordón que se activa cuando los cables se torsionan demasiado.

Inicio

◀ **Visita guiada** ▶

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 19 de abril 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wtrb/yaw.htm>

Torres de aerogeneradores

Torres de
aerogeneradores,
Navarra (España)
Foto
© 1999 Soren
Krohn



La torre del aerogenerador soporta la góndola y el rotor.

En los grandes aerogeneradores las torres tubulares pueden ser de acero, de celosía o de hormigón. Las torres tubulares tensadas con vientos sólo se utilizan en aerogeneradores pequeños (cargadores de baterías, etc.).

Torres tubulares de acero



La mayoría de los grandes aerogeneradores se entregan con torres tubulares de acero, fabricadas en secciones de 20-30 metros con bridas en cada uno de los extremos, y son unidas con pernos "in situ". Las

torres son tronco-cónicas (es decir, con un diámetro creciente hacia la base), con el fin de aumentar su resistencia y al mismo tiempo ahorrar material.

Torres de celosía

Las torres de celosía son fabricadas utilizando perfiles de acero soldados. La ventaja básica de las torres de celosía es su coste, puesto que una torre de celosía requiere sólo la mitad de material que una torre tubular sin sustentación adicional con la misma rigidez. La principal desventaja de este tipo de torres es su apariencia visual (aunque esa cuestión es claramente debatible). En cualquier caso, por razones estéticas, las torres de celosía han desaparecido prácticamente en los grandes aerogeneradores modernos.



Torres de mástil tensado con vientos



Muchos de los aerogeneradores pequeños están contruidos con delgadas torres de mástil sostenidas por cables tensores. La ventaja es el ahorro de peso y, por lo tanto, de coste. Las desventajas son el difícil acceso a las zonas alrededor de la torre, lo que las hace menos apropiadas para zonas agrícolas. Finalmente, este tipo de torres es más propensa a sufrir actos vandálicos, lo que compromete la seguridad del conjunto.

Soluciones de torres híbridas

Algunas torres están hechas con diferentes combinaciones de las ya mencionadas. Un ejemplo es la torre de tres patas Bonus 95 kW de la fotografía, de la que podría decirse que es un híbrido entre una torre de celosía y una torre tensada con vientos.



Consideraciones de coste

Generalmente, el precio de la torre de la turbina eólica supone alrededor de un 20 por ciento del coste total de la turbina. Para una torre de unos 50 metros, el coste adicional de otros 10 metros es de unos 15.000 dólares americanos. Por lo tanto, es bastante importante para el coste final de la energía construir las torres de la forma más óptima posible.

Consideraciones aerodinámicas

Generalmente, es una ventaja disponer de una torre alta en zonas con una elevada rugosidad del terreno, dado que la velocidad del viento aumenta conforme nos alejamos del suelo, tal y como se vio en la página sobre [cizallamiento del viento](#).

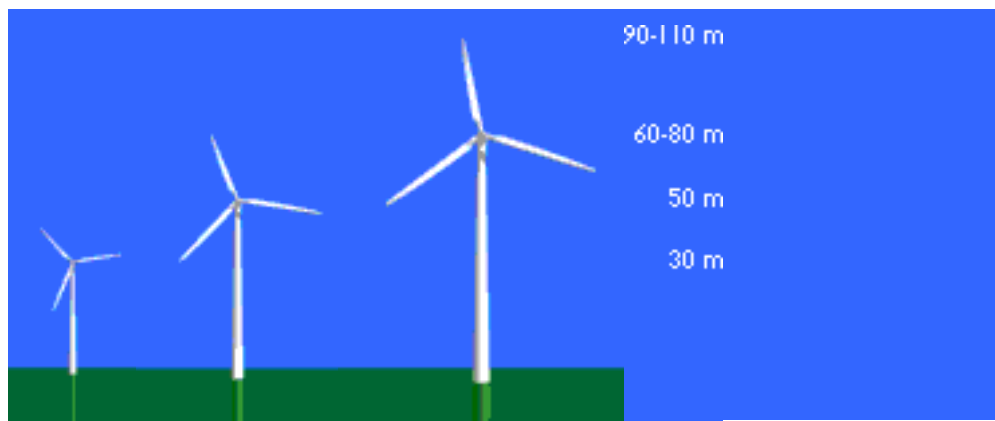
Las torres de celosía y las de mástil tensado con vientos tienen la ventaja de ofrecer menos abrigo que una torre maciza.

Consideraciones de dinámica estructural

Las palas de rotor de turbinas con torres relativamente cortas estarán sometidas a velocidades de viento muy diferentes (y, por lo tanto, a diferente flexión) cuando la pala se encuentre en su posición más elevada y en su posición más baja, lo que provoca un aumento de las [cargas de fatiga](#) en la turbina.

Elección entre torres altas y bajas

Obviamente, obtendrá más energía de una turbina más grande que de otra pequeña, pero si echa un vistazo a los tres aerogeneradores de abajo, que son de 225 kW, 600 kW y 1500 kW, respectivamente, y con diámetros de rotor de 27, 43 y 60 metros, observará que las alturas de las torres también son diferentes.



Claramente, un rotor de 60 metros de diámetro no podrá ser instalado sobre una torre de menos de 30 metros. Pero si consideramos el coste de un gran rotor y un gran generador y multiplicador, sería seguramente un desperdicio instalarlos sobre una torre pequeña, ya que se dispone de velocidades de viento mucho más altas y, por lo tanto, de mucha más energía con una torre alta (ver la sección sobre [recursos eólicos](#)). Cada metro de torre cuesta dinero, por supuesto, por lo que la altura óptima de la torre es función de :

1. Coste por metro de torre (10 metros más de torre le costarán actualmente alrededor de 15.000 dólares americanos).
2. Cuánto varían los vientos locales con la altura sobre el nivel del suelo, es decir, la [rugosidad promedio del terreno local](#) (las grandes rugosidades van mejor con una torre alta).
3. El precio que el propietario de la turbina obtiene por un kWh adicional de electricidad.

Los fabricantes suelen servir máquinas donde la altura de la torre es igual al diámetro del rotor. Estéticamente, mucha gente piensa que las turbinas son más agradables a la vista cuando la altura de la torre es aproximadamente igual al diámetro del rotor.

Consideraciones sobre seguridad en el trabajo

La elección de un determinado tipo de torre tiene consecuencias sobre la seguridad en el trabajo: esto es tratado en profundidad en la página sobre [seguridad en turbinas eólicas](#).

Inicio

◀ **Visita guiada** ▶

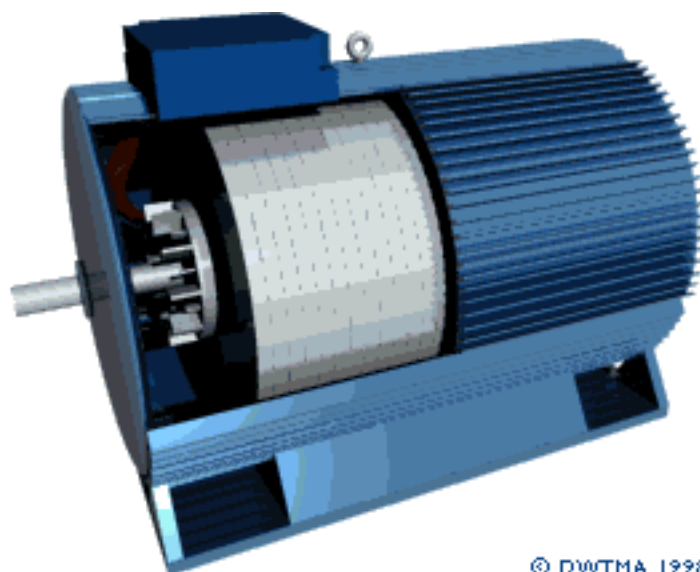
| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wtrb/tower.htm>

Generadores de turbinas eólicas



El aerogenerador convierte la energía mecánica en energía eléctrica. Los aerogeneradores son algo inusuales, si se les compara con los otros equipos

generadores que suelen encontrarse conectados a la red eléctrica. Una de las razones es que el generador debe trabajar con una fuente de potencia (el rotor de la turbina eólica) que suministra una potencia mecánica muy variable (momento torsor).

En estas páginas se asume que usted está familiarizado con la bases de electricidad, electromagnetismo y, en particular, con corriente alterna. Si alguna de las expresiones voltio (V), fase, trifásica, frecuencia o Herzio (Hz) le suena rara, eche un vistazo al [manual de referencia sobre electricidad](#), y lea sobre [corriente alterna](#), [corriente alterna trifásica](#), [electromagnetismo](#) e [inducción](#), antes de seguir con las siguientes páginas.

Voltaje generado (tensión)

En grandes aerogeneradores (alrededor de 100-150 kW) el voltaje (tensión) generado por la turbina suele ser de 690 V de corriente alterna trifásica (AC). Posteriormente, la corriente es enviada a través de un transformador anexo a la turbina (o dentro de la torre), para aumentar su voltaje entre 10.000 y 30.000 V, dependiendo del estándar de la red eléctrica local.

Los grandes fabricantes proporcionan modelos de aerogeneradores tanto de 50 Hz (para las redes eléctricas de la mayor parte del mundo) y de 60 Hz (para la red eléctrica de América).

Sistema de refrigeración

Puede ver el ventilador de refrigeración interno moviéndose dentro de este generador. Está montado en la parte posterior del **rotor**, que está oculto dentro del cilindro de acero magnético brillante, llamado **estator**. La superficie del radiador refrigera el generador.

Es difícil ver los detalles en un generador de verdad como el de la derecha.

Por lo tanto lo desmontaremos y haremos algunos modelos simplificados en las siguientes páginas.

Los generadores necesitan refrigeración durante su funcionamiento. En la mayoría de turbinas la refrigeración se lleva a cabo mediante encapsulamiento del generador en un conducto, utilizando un gran ventilador para la refrigeración por aire, aunque algunos fabricantes usan generadores refrigerados por agua. Los generadores refrigerados por agua pueden ser contruidos de forma más compacta, lo que también les proporciona algunas ventajas en cuanto a rendimiento eléctrico se refiere, aunque precisan de un radiador en la góndola para eliminar el calor del sistema de refrigeración por líquido.

Arranque y parada del generador

Si conecta (o desconecta) un gran generador de turbina eólica a la red simplemente accionando un interruptor corriente, muy probablemente dañará el generador, el multiplicador y la corriente de red del vecindario.

Más tarde conocerá como los diseñadores de aerogeneradores tratan este tema en la página [cuestiones sobre calidad de potencia](#).

Opciones de diseño en generadores y conexión a red

Las turbinas eléctricas pueden ser diseñadas tanto con generadores síncronos como asíncronos, y con varias formas de conexión directa o [conexión indirecta a red](#) del generador.

La conexión directa a red significa que el generador está conectado directamente a la red de corriente alterna (generalmente trifásica).

La conexión indirecta a red significa que la corriente que viene de la turbina pasa a través de una serie de dispositivos eléctricos que ajustan la corriente para igualarla a la de la red. En generadores asíncronos esto ocurre de forma automática.



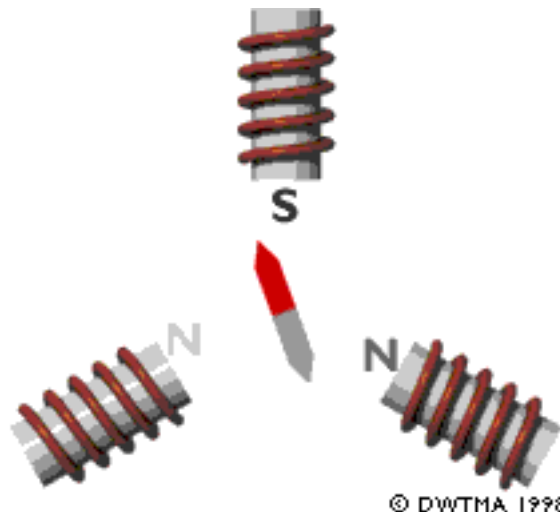
| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wtrb/electric.htm>

Generadores síncronos

Principios de un generador trifásico (o motor)



Todos los generadores trifásicos utilizan un campo magnético giratorio. En el dibujo de la izquierda hemos instalado tres electroimanes alrededor de un círculo. Cada uno de los tres imanes está conectado a su propia fase en la red

eléctrica trifásica.

Como puede ver, cada electroimán produce alternativamente un polo norte y un polo sur hacia el centro. Las letras están en negro cuando el magnetismo es fuerte, y en gris claro cuando es débil. La fluctuación en el magnetismo corresponde exactamente a la fluctuación en la tensión de cada fase. Cuando una de las fases alcanza su máximo, la corriente en las otras dos está circulando en sentido opuesto y a la mitad de tensión. Dado que la duración de la corriente en cada imán es un tercio de la de un ciclo aislado, el campo magnético dará una vuelta completa por ciclo.

Operación de un motor síncrono

La aguja de la brújula (con el polo norte pintado de rojo) seguirá exactamente el campo magnético, y completará una revolución por ciclo. En una red de 50 Hz, la aguja completará 50 revoluciones por segundo, lo que equivale a $50 \times 60 = 3000$ r.p.m. (revoluciones por minuto).

En el dibujo de arriba, hemos construido de hecho lo que se llama motor **síncrono** bipolar de imán permanente. La razón por la que se llama motor síncrono es que el imán del centro girará a una velocidad constante síncrona (girando exactamente como el ciclo) con la rotación del campo magnético.

La razón por la que se le llama **bipolar** es que tiene un polo norte y un polo sur. Puede parecerle tripolar, pero de hecho la aguja de la brújula siente la tracción de la suma de los campos magnéticos que están alrededor de su propio campo magnético.

Por tanto, si el imán de la parte superior es un polo sur fuerte, los dos imanes de la parte inferior equivaldrán a un polo norte fuerte.

Se llama motor de **imán permanente** debido a que la aguja de la brújula del centro es un imán permanente, y no un electroimán (se podría fabricar un motor real sustituyendo la aguja de la brújula por un potente imán permanente, o un electroimán que mantenga su magnetismo gracias a una bobina, arrollada alrededor de un núcleo de hierro, alimentada con corriente continua).

Al montaje con los tres electroimanes se le denomina **estator** del motor, porque es la parte del motor que permanece estática (en el mismo lugar). La aguja de la brújula del centro es el llamado **rotor**, obviamente porque es la parte que gira.

Operación de un generador síncrono

Si empieza a forzar el imán para que gire (en lugar de dejar que la corriente de red lo mueva) descubrirá que trabaja como generador, devolviendo corriente alterna a la red (debería tener un imán más potente para producir mucha electricidad). Cuanta más fuerza (par torsor) le aplique, mayor electricidad producirá, aunque el generador seguirá girando a la misma velocidad, impuesta por la frecuencia de la red eléctrica.

Puede desconectar completamente el generador de la red y construir su propia red eléctrica trifásica, enganchando bombillas a tres bobinas arrolladas a electroimanes (recuerde el principio de [inducción eléctrica/magnética](#) del manual de referencia de este sitio web). Sin embargo, si desconecta su generador de la red principal tendrá que accionarlo a una velocidad de giro constante para que produzca corriente alterna a una frecuencia constante. Por lo tanto, con este tipo de generador, normalmente querrá usar una [conexión indirecta a red](#) del generador.

En la práctica, los generadores síncronos de imán permanente no son muy usados. Hay varias razones para que así sea. Una ellas es que los imanes permanentes tienden a desmagnetizarse al trabajar en los potentes campos magnéticos en el interior de un generador. Otra de las razones es que estos potentes imanes (fabricados a partir de tierras raras, como el neodimio) son bastante caros, a pesar de que los precios han disminuido últimamente.

Turbinas eólicas con generadores síncronos

Las turbinas eólicas que utilizan generadores síncronos suelen usar imanes en el rotor alimentados por corriente continua de la red eléctrica. Dado que la red suministra corriente alterna, hay que convertir la corriente alterna en corriente continua antes de

enviarla a las bobinas arrolladas a los electroimanes del rotor.

Los electroimanes del rotor están conectados a la corriente mediante escobillas y anillos rozantes en el árbol (eje) del generador.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

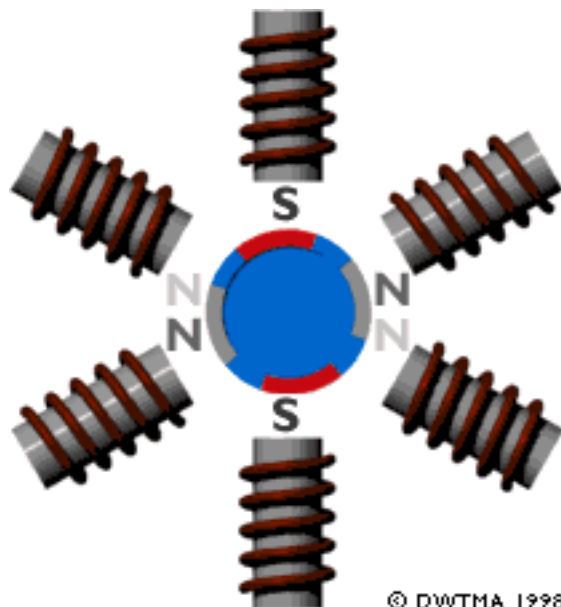
Actualizado el 19 de abril 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wtrb/syncgen.htm>

Inicio

Cambio de la velocidad de giro del generador

Un generador tetrapolar



La velocidad de un generador (o motor) que está directamente conectado a una red trifásica es constante y está impuesta por la frecuencia de la red, tal y como vimos en la página anterior.

Sin embargo, si dobla el número de imanes que hay en el [estator](#), puede asegurar que el campo magnético girará a la

mitad de la velocidad.

En el dibujo de la izquierda se ve como el campo magnético se mueve ahora en el sentido de las agujas del reloj durante media revolución antes de alcanzar de nuevo el mismo polo magnético. Simplemente hemos conectado los seis imanes a las tres fases en el sentido de las agujas del reloj.

Este generador (o motor) tiene **cuatro** polos en todo momento, dos polos sur y dos polos norte. Dado que un generador sólo completará **media** revolución por ciclo, obviamente dará 25 revoluciones por segundo en una red de 50 [Hz](#), o 1500 revoluciones por minuto (r.p.m.).

Al doblar el número de polos en el estator de un generador síncrono, tendremos que doblar el número de imanes en el [rotor](#), tal y como se ve en el dibujo. En caso contrario, los polos no irían parejos (podríamos utilizar dos imanes en forma de herradura en este caso).

Otros números de polos

Obviamente, podemos repetir lo que acabamos de hacer, e introducir otro par de polos, simplemente añadiendo 3 electroimanes más en el estator. Con 9 imanes conseguimos una

máquina de 6 polos, que girará a 1000 r.p.m. en una red de 50 Hz. Los resultados generales son los siguientes:

Velocidades de un genrador síncrono (r.p.m)

Número de polos	50 Hz	60 Hz
2	3000	3600
4	1500	1800
6	1000	1200
8	750	900
10	600	720
12	500	600

El término "velocidad del generador síncrono" se refiere a la velocidad del generador cuando está girando de forma síncrona con la frecuencia de red. Esto es aplicable a todo tipo de generadores, sin embargo: en el caso de generadores asíncronos (o de inducción) equivale a la velocidad en vacío del generador.

¿Generadores de baja o alta velocidad?

La mayoría de turbinas eólicas usan generadores de 4 ó 6 polos. La razón por la que se utilizan estos generadores de velocidad relativamente alta es por ahorrar en tamaño y en costes.

La fuerza máxima (par torsor) que un generador puede manejar depende del volumen del rotor. Para una potencia de salida dada, podrá elegir entre un gran generador (y, por lo tanto, caro) de baja velocidad, o un generador más pequeño (más barato) de alta velocidad.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

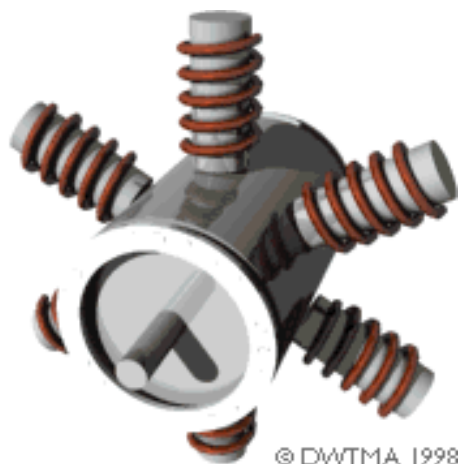
Actualizado el 17 de abril 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wtrb/genpoles.htm>

El dibujo de la derecha ilustra los principios básicos de un generador síncrono, como el que vimos en la página anterior.

En realidad, como verá en la tercera página, sólo la parte del rotor se ve diferente.

Generadores asíncronos (o de inducción)



Nota: antes de leer esta página deberá haber completado las tres páginas anteriores sobre [generadores de turbinas eólicas](#).

La mayoría de turbinas eólicas del mundo utilizan un generador asíncrono trifásico (de jaula bobinada), también llamado generador de inducción, para generar corriente alterna. Fuera de la industria eólica y de las pequeñas unidades hidroeléctricas, este tipo de generadores no está muy extendido; aunque

de todas formas, el mundo tiene una gran experiencia en tratar con ellos:

Lo curioso de este tipo de generador es que fue inicialmente diseñado como motor eléctrico. De hecho, una tercera parte del consumo mundial de electricidad es utilizado para hacer funcionar motores de inducción que muevan maquinaria en fábricas, bombas, ventiladores, compresores, elevadores, y otras aplicaciones donde se necesita convertir energía eléctrica en energía mecánica. Otra de las razones para la elección de este tipo de generador es que es muy fiable, y comparativamente no suele resultar caro. Este generador también tiene propiedades mecánicas que lo hace especialmente útil en turbinas eólicas (el [deslizamiento](#) del generador, y una cierta capacidad de sobrecarga).

El rotor de jaula



Este es el rotor que hace que el generador asíncrono sea diferente del generador síncrono. El rotor consta de un cierto número de barras de cobre o de aluminio, conectadas eléctricamente por anillos de aluminio finales, tal y como se ve en el dibujo de la izquierda.

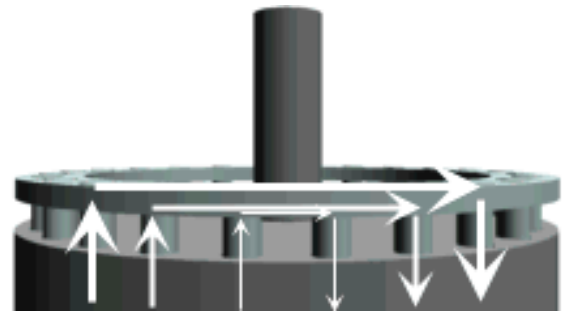
En el dibujo del principio de la página puede verse el rotor provisto de un núcleo de "hierro", utilizando un apilamiento de finas láminas de acero aisladas, con agujeros para las barras conductoras de aluminio. El rotor se sitúa en el centro del estator, que en este caso se trata de nuevo de un estator tetrapolar, conectado directamente a las tres fases de la red eléctrica.

Un componente clave del generador asíncrono es el rotor de jaula.

(Solía llamarse rotor de jaula de ardilla, pero después resultó ser políticamente incorrecto ejercitar a sus roedores domésticos en una rueda de andar, y ahora sólo disponemos de este nombre menos encantador).

Funcionamiento como motor

Cuando se conecte a la corriente, la máquina empezará a funcionar como motor, girando a una velocidad ligeramente inferior a la velocidad síncrona del campo magnético del estator. ¿Qué es lo que ocurre?



Si miramos las barras del rotor desde arriba (en el dibujo de la derecha) tenemos un campo magnético moviéndose respecto al rotor. Esto induce una corriente muy elevada en las barras del rotor, que apenas ofrecen resistencia, pues están cortocircuitadas por los anillos finales.

El rotor desarrolla entonces sus propios polos magnéticos, que se ven, por turnos, arrastrados por el campo magnético giratorio del estator.

Funcionamiento como generador

Ahora bien, ¿qué es lo que ocurre si hacemos girar el rotor de forma manual a, exactamente, la velocidad síncrona del generador, p.ej. 1500 r.p.m. (revoluciones por minuto) para el generador síncrono tetrapolar, tal y como se vio en la página anterior? La respuesta es: nada. Dado que el campo magnético gira exactamente a la misma velocidad que el rotor, no se produce ningún fenómeno de inducción en el rotor, por lo que no interactuará con el estator.

¿Y si aumentamos la velocidad por encima de las 1500 r.p.m.? En ese caso el rotor se mueve más rápidamente que el campo magnético giratorio del estator, lo que significa que, una vez más, el estator inducirá una gran corriente en el rotor. Cuanto más rápidamente hagamos girar el rotor, mayor será la potencia transferida al estator en forma de fuerza electromagnética, y posteriormente convertida en electricidad suministrada a la red eléctrica.

Deslizamiento del generador

La velocidad de un generador asíncrono variará con la fuerza de giro (momento, o par torsor) que se le aplique. En la práctica, la diferencia entre la velocidad de rotación a potencia máxima y en vacío es muy pequeña, alrededor de un 1 por ciento. Esta diferencia en porcentaje de la [velocidad síncrona](#) es el llamado **deslizamiento** del generador. Así pues, un generador tetrapolar girará en vacío a 1500 r.p.m. si se conecta a una red con una corriente de 50 Hz. Si el generador está funcionando a la máxima potencia, girará a 1515 r.p.m.

El hecho de que el generador aumente o disminuya ligeramente su velocidad si el par torsor varía es una propiedad mecánica muy útil. Esto significa que habrá menor rotura y desgaste en la caja multiplicadora (menor par torsor máximo). Esta es una de las razones más importantes para la utilización de generadores asíncronos, en lugar de generadores síncronos, en aerogeneradores directamente conectados a la red eléctrica.

Ajuste automático de los polos del rotor

¿Se ha dado cuenta de que no especificamos el número de polos del estator cuando describíamos el rotor? Lo bueno del rotor de jaula es que él mismo

adapta el número de polos del estator de forma automática. Así pues, un mismo rotor puede ser utilizado con una gran variedad de números de polos.

Requerimientos de conexión a la red

En la página sobre el [generador síncrono de imán permanente](#) mostramos que podía funcionar como generador sin conexión a la red pública.

En un generador asíncrono es diferente, pues precisa que el estator esté magnetizado por la red antes de funcionar.

Sin embargo, se puede hacer funcionar un generador asíncrono de forma autónoma si se le provee de condensadores que le suministren la corriente magnetizante necesaria. También es preciso que haya algo de remanencia en el hierro del rotor, es decir, algo de magnetismo restante, cuando se ponga en marcha la turbina (en caso contrario, necesitará una batería y electrónica de potencia, o un pequeño generador diesel, para arrancar el sistema).



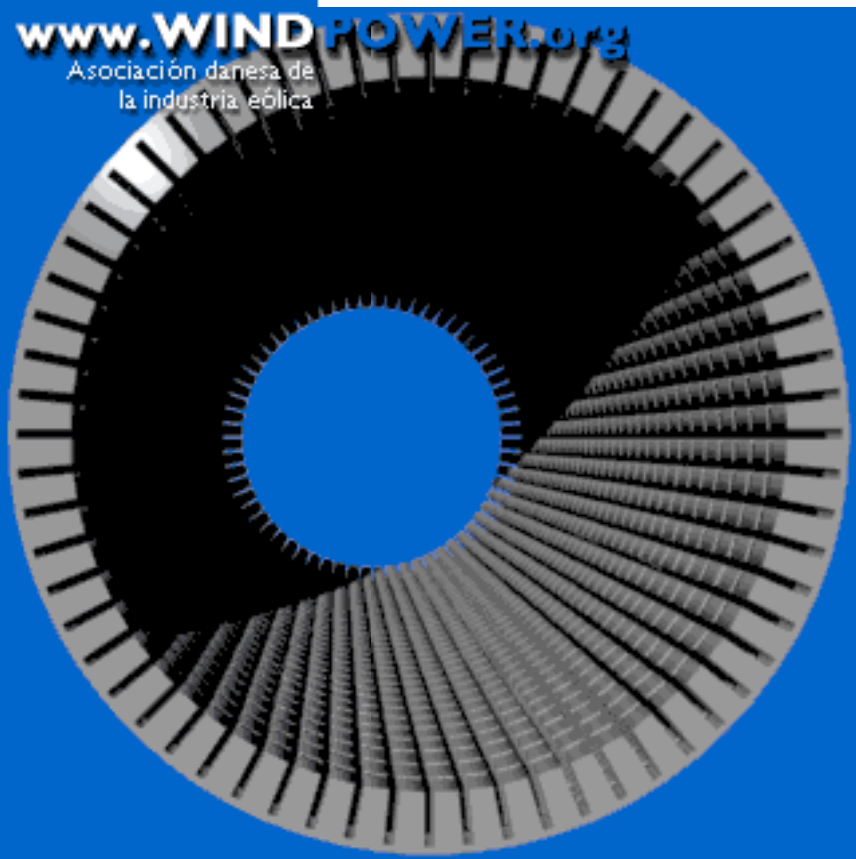
| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wtrb/async.htm>

Inicio



Cambio del número de polos del generador

Tal vez esté pensando que un estator con el doble de imanes será el doble de caro, pero en realidad no ocurre así. De cualquier forma, los generadores (y motores) están fabricados con un gran número de imanes estatóricos, tal y como se ve en el dibujo

(en el dibujo aún no se han añadido los devanados estatóricos arrollados al hierro).

La razón de esta disposición es que se desea minimizar el entrehierro entre el rotor y el estator. Al mismo tiempo es necesario refrigerar los imanes. El hierro del estator consta en realidad de un gran número de delgadas (0,5 mm) láminas de acero aisladas, que se apilan para formar el hierro del estator. Esta disposición en capas se realiza para evitar que las corrientes parásitas en el hierro del estator disminuyan la eficiencia del generador.

Así pues, el problema de proveer de más polos a un generador asíncrono de jaula bobinada se reduce a conectar de distinta forma los imanes vecinos: bien cogemos un grupo de imanes a la misma vez, conectándolos a la misma fase conforme nos vamos moviendo alrededor del estator, o bien cambiamos a la siguiente fase cada vez que tenemos un nuevo imán.

Generador de número de polos variable, dos velocidades

Algunos fabricantes equipan sus turbinas con dos generadores, uno pequeño para periodos de vientos suaves, y otro grande para periodos de vientos fuertes.

Un diseño más común en las máquinas más nuevas es un generador de número de polos variable, es decir, generadores en los que (dependiendo de como están conectados los imanes del estator) puede funcionar con diferente número de polos y, por

Como una ballena

En realidad, el estator de un generador consta de un número muy elevado de electroimanes.

tanto, a distinta velocidad de rotación.

Algunos generadores se fabrican por encargo como dos-en-uno, es decir, que son capaces de funcionar como, p.ej., un generador de 1500 kW o uno de 600 kW, y a dos velocidades diferentes. Este diseño se está extendiendo cada vez más en toda la industria.

Si vale o no la pena de utilizar un generador doble o un mayor número de polos para los vientos suaves dependerá de la [distribución de velocidades del viento](#) local, y los costes de los polos adicionales comparado con el precio que el propietario de la turbina obtiene por la electricidad (deberá tener presente que el contenido energético de los vientos suaves es muy bajo).

Sin embargo, una buena razón para utilizar un sistema de generador doble es que puede hacer funcionar su turbina a más baja velocidad de rotación a bajas velocidades de viento. Esto supone a la vez una mayor eficiencia (aerodinámicamente), y un menor [ruido](#) de las palas del rotor (que sólo suele suponer un problema a **bajas** velocidades del viento).

Y a todo esto, es posible que usted tenga algunos motores de número de polos variable en su casa sin ni siquiera saberlo: las lavadoras que también centrifugan suelen tener motores con número de polos variable capaces de girar a baja velocidad para lavar y a alta velocidad para centrifugar. De igual forma, los ventiladores de su cocina pueden estar contruidos para funcionar a dos o tres velocidades diferentes (en este último caso, con un ventilador de velocidad variable, puede emplear lo que ha aprendido sobre [la energía en el viento](#): si quiere extraer de su casa una cantidad de aire dos veces superior por minuto utilizando el mismo ventilador, gastará ocho veces más de electricidad).

◀ [Visita guiada](#) ▶

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© copyright 2000 Søren Krohn.

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wtrb/stator.htm>

Inicio

Generadores de deslizamiento variable para turbinas eólicas

Durante muchos años, los fabricantes de motores eléctricos se han enfrentado al problema de que sus motores sólo podían girar a [velocidades casi fijas](#), determinadas por el número de polos del motor.

Tal y como vimos en la página anterior, el [deslizamiento](#) del motor (o generador) en una máquina asíncrona (de inducción) suele ser muy pequeño por cuestiones de eficiencia, por lo que la velocidad de giro variará alrededor de un uno por ciento entre el régimen en vacío y a plena carga.

Sin embargo, el deslizamiento es función de la resistencia (medida en ohmios) de los devanados del rotor del generador. A mayor resistencia, mayor deslizamiento. Por lo que una de las formas de variar el deslizamiento es variar la resistencia del rotor. De esta forma puede aumentarse el deslizamiento del rotor hasta, p.ej., un 10 por ciento.

En motores, esto suele hacerse mediante un rotor bobinado, es decir, un rotor con cables de cobre arrollados conectados en [estrella](#), y conectados a resistencias variables externas, además de un sistema de control electrónico para operar las resistencias. La conexión suele hacerse con escobillas y anillos rozantes, lo que supone un claro inconveniente respecto al diseño técnico elegante y simple de una máquina de rotor de jaula bobinada. También introduce partes que se desgastan en el generador, por lo que requiere un mantenimiento adicional.

Opti Slip®

Una variación interesante del generador de inducción de deslizamiento variable evita los problemas que introducen los anillos rozantes, las escobillas, las resistencias externas y, a su vez, el mantenimiento.

Montando las resistencias externas en el propio rotor, así como el sistema electrónico, todavía le queda el problema de cómo comunicarle al rotor la cantidad de deslizamiento que necesita. Sin embargo, esta comunicación puede hacerse de forma muy elegante, usando comunicaciones de fibra óptica, y enviando la señal a través de la electrónica del rotor cada vez que pasa por una fibra óptica fija.

Funcionamiento a velocidad variable de una turbina de regulación por cambio del ángulo de paso (pitch controlled')

Como se mencionó en la página anterior, ser capaz de hacer funcionar una turbina a velocidad variable supone muchas ventajas.

Una de las razones por las que se puede querer hacer funcionar la turbina a velocidad variable es que el [control del ángulo de paso](#) (control del par torsor para evitar sobrecargas en la caja multiplicadora y en el generador, variando el ángulo de paso de las palas) es un proceso mecánico. Lo cual significa que el tiempo de reacción del mecanismo de cambio del ángulo de paso viene a ser un factor crítico en el diseño de turbinas.

Sin embargo, si se tiene un generador de deslizamiento variable, se puede empezar a aumentar el deslizamiento una vez se esté cerca de la potencia nominal de la turbina. La estrategia de control aplicada en un diseño ampliamente utilizado en turbinas danesas (de 600 kW o más) es la de hacer funcionar el generador a la mitad de su deslizamiento máximo cuando la turbina está funcionando cerca de su potencia nominal. Cuando sopla una ráfaga de viento, las señales del mecanismo de control hacen que el deslizamiento aumente para permitir que el rotor gire un poco más rápidamente, hasta que el mecanismo de cambio del ángulo de paso puede hacer frente a la situación, girando las palas más hacia afuera del viento. Una vez que el mecanismo de cambio del paso ha hecho su trabajo, el deslizamiento disminuye de nuevo. En el caso de que el viento caiga de repente, el mecanismo aplicado es el inverso.

Aunque estos conceptos puedan parecer simples, asegurar que los dos mecanismos de control cooperen de forma eficiente es todo un reto técnico.

Mejora de la calidad de potencia

Puede objetar que hacer funcionar un generador con un alto deslizamiento produce más calor, lo hace que el generador trabaje menos eficientemente. Sin embargo, esto no constituye un problema en sí mismo, ya que la única alternativa es gastar el exceso de energía orientando las palas del rotor fuera del viento, al cambiar el ángulo de paso.

Uno de los beneficios reales de utilizar la estrategia de control que aquí se menciona es la obtención de una mejor calidad de potencia, dado que las fluctuaciones en la potencia de salida son absorbidas o compensadas variando el deslizamiento del generador, y almacenando o liberando parte de la energía en

forma de energía rotacional en el rotor de la turbina eólica.



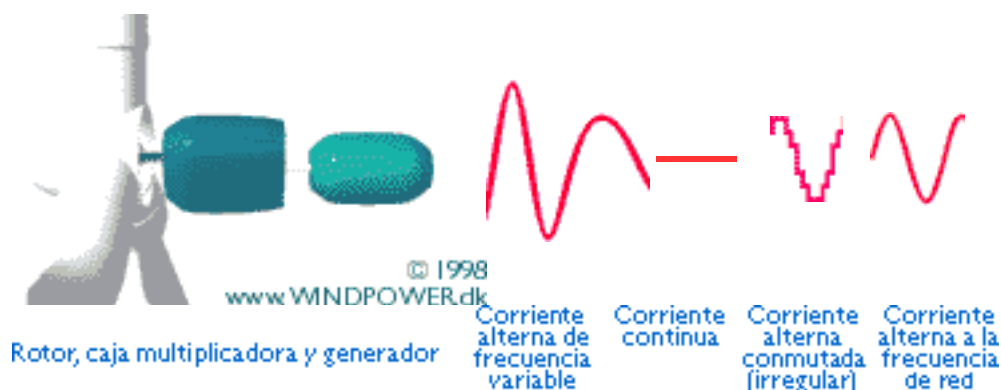
| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wtrb/varislip.htm>

Inicio

Conexión indirecta a red de aerogeneradores



Generación de corriente alterna (CA) a frecuencia variable

La mayoría de aerogeneradores funcionan a una velocidad casi constante con conexión directa a red. Sin embargo, con conexión **indirecta** a red, el generador de la turbina eólica funciona en su propia mini-red separada de corriente alterna, como se ilustra en el gráfico. Esta red está controlada electrónicamente (utilizando un inversor), por lo que puede variarse la frecuencia de la corriente alterna en el [estator](#) del generador. De esta forma se puede hacer funcionar la turbina a una velocidad de giro variable. Así pues, la turbina generará corriente alterna exactamente a la frecuencia variable aplicada al estator.

El generador puede ser bien un generador [síncrono](#) o un [generador asíncrono](#), y la turbina puede tener una caja [multiplicadora](#), como en la imagen de arriba, o no tenerla, si el generador tiene muchos polos, como se explica en la página siguiente.

Conversión a corriente continua (CC)

La corriente alterna de frecuencia variable no puede ser tratada en la red eléctrica pública. Debemos, por tanto, rectificarla, es decir, convertirla en corriente continua (CC). La conversión de corriente alterna de frecuencia variable a corriente continua puede hacerse utilizando tiristores o grandes transistores de potencia.

Conversión a corriente alterna de frecuencia fija

Posteriormente convertimos la corriente continua (fluctuante) a corriente alterna (utilizando un inversor) de exactamente la misma frecuencia que la de la red eléctrica pública. Esta conversión de corriente alterna en el inversor también puede hacerse utilizando tiristores o transistores.

Los tiristores o transistores de potencia son grandes interruptores de material semiconductor que funcionan sin partes mecánicas. A primera vista, la clase de corriente alterna que se obtiene de un inversor tiene un aspecto bastante feo (nada que ver con la suave curva sinusoidal que aprendimos cuando estudiábamos [corriente alterna](#)). En lugar de eso, lo que se tiene es una serie de saltos bruscos en la tensión y en la corriente, como puede verse en la animación de arriba.

Filtrado de la corriente alterna

Sin embargo, las formas de onda rectangulares pueden ser suavizadas utilizando las inductancias y condensadores apropiados, en lo que se da en llamar filtro. Sin embargo, la apariencia más o menos dentada de la tensión no desaparece completamente, tal y como se explica más abajo.

Ventajas de la conexión indirecta a red: velocidad variable

La ventaja de la conexión indirecta a red es que permite hacer funcionar la turbina eólica a velocidad variable.

La principal ventaja es que permite que el rotor gire más rápidamente durante ráfagas de viento, y almacenar así parte del exceso de energía en forma de energía rotacional hasta que la ráfaga haya terminado. Obviamente, esto requiere de una estrategia de control muy inteligente, pues debemos ser capaces de distinguir entre ráfaga y altas velocidades de viento en general. De esta forma es posible reducir el par torsor máximo (reduciendo así deterioro del multiplicador y del generador), así como las [cargas de fatiga](#) en la torre y en las palas del rotor.

La ventaja secundaria es que con la electrónica de potencia se puede controlar la potencia reactiva (es decir, el desfase de la corriente respecto a la tensión en la red de corriente alterna), y así mejorar la calidad de potencia de la red eléctrica. Esto puede ser particularmente útil en turbinas funcionando en una red eléctrica débil.

Teóricamente, la velocidad variable también supone una ligera ventaja en términos de producción anual, puesto que permite

hacer funcionar una máquina a la velocidad óptima de giro, dependiendo de la velocidad del viento. Sin embargo, desde el punto de vista económico la ventaja es tan pequeña que apenas merece la pena mencionarlo.

Desventajas de la conexión indirecta a red

La desventaja básica de la conexión indirecta a red es el coste. Como acabamos de ver, la turbina necesitará un rectificador y dos inversores, uno para controlar la corriente del estator, y el otro para generar la corriente de salida. Actualmente, parece ser que el coste de la electrónica de potencia excede a los beneficios que reporta el hecho de construir turbinas más ligeras, aunque esto puede cambiar cuando el coste de la electrónica de potencia disminuya. Mirando las estadísticas de operación de aerogeneradores con electrónica de potencia (publicadas por el instituto alemán ISET), parece también que las tasas de disponibilidad de estas máquinas están por debajo de las de las máquinas convencionales, debido a fallos en la electrónica de potencia.

Otras desventajas son la pérdida de energía en el proceso de conversión CA-CC-CA, y el hecho de que la electrónica de potencia puede introducir distorsión armónica de la corriente alterna en la red eléctrica y, por tanto, reducir la calidad de potencia.

La distorsión armónica se produce porque el proceso de filtrado mencionado arriba no es perfecto, y puede dejar algunos "tonos agudos" (múltiplos de la frecuencia de la red) en la corriente de salida.



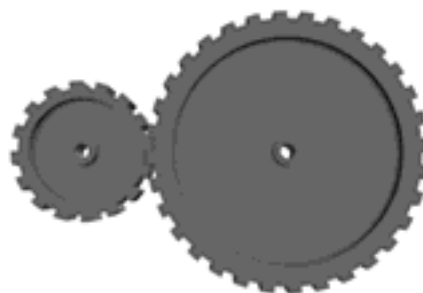
| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 17 de abril 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wtrb/indirect.htm>

Cajas multiplicadoras para aerogeneradores



© 1998 www.WINDPOWER.dk

¿Por qué utilizar una caja multiplicadora?

La potencia de la rotación del rotor de la turbina eólica es transferida al [generador](#) a través del tren de potencia, es decir, a través del eje principal, la caja multiplicadora y el eje de alta velocidad, como vimos en la página con los [componentes de un aerogenerador](#).

Pero, ¿por qué utilizar una caja multiplicadora? ¿No podríamos hacer funcionar el generador directamente con la energía del eje principal?

Si usásemos un generador ordinario, directamente conectado a una red trifásica de CA ([corriente alterna](#)) a 50 Hz, con dos, cuatro o seis polos, deberíamos tener una turbina de velocidad extremadamente alta, de entre 1000 y 3000 revoluciones por minuto (r.p.m.), como podemos ver en la página sobre [cambio de la velocidad de giro del generador](#). Con un rotor de 43 metros de diámetro, esto implicaría una velocidad en el extremo del rotor de bastante más de dos veces la velocidad del sonido, así es que deberíamos abandonar esta opción.

Otra posibilidad es construir un generador de CA lento con muchos polos. Pero si quisiera conectar el generador directamente a la red, acabaría con un generador de 200 polos (es decir, 300 imanes) para conseguir una velocidad de rotación razonable de 30 r.p.m.

Otro problema es que la masa del rotor del generador tiene que ser aproximadamente proporcional a la cantidad de par torsor (momento, o fuerza de giro) que tiene que manejar. Así que, en cualquier caso, un generador accionado directamente será muy pesado (y caro).

Menos par torsor, más velocidad

La solución práctica, utilizada en dirección contraria en muchas máquinas industriales, y que está relacionada con los motores de automóviles, es la de utilizar un multiplicador.

Con un multiplicador hace la conversión entre la potencia de alto par torsor, que obtiene del rotor de la turbina eólica girando lentamente, y la potencia de bajo par torsor, a alta velocidad, que utiliza en el generador.

La caja multiplicadora de la turbina eólica no "cambia las velocidades". Normalmente, suele tener una única relación de multiplicación entre la rotación del rotor y el generador. Para una máquina de 600 ó 750 kW, la relación de multiplicación suele ser aproximadamente de 1:50.

La fotografía de abajo muestra una caja multiplicadora para aerogenerador de 1,5 MW. Esta particular caja multiplicadora es un tanto inusual, pues tiene bridas para acoplar dos generadores en la parte de alta velocidad (en la derecha). Los accesorios naranja, que están justo debajo de los dispositivos de sujeción de los generadores (derecha), son frenos de emergencia de disco accionados hidráulicamente. El fondo puede ver la parte inferior de una góndola para una turbina de 1,5 kW.



◀ Visita guiada ▶

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© copyright 2000 Søren Krohn.

Actualizado el 24 de junio 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wtrb/powtrain.htm>

Inicio

El controlador electrónico de la turbina eólica



El controlador de la turbina eólica consta de varios ordenadores que continuamente supervisan las condiciones de la turbina eólica, y recogen estadísticas de su funcionamiento. Como su propio nombre indica, el controlador también controla un gran número de interruptores, bombas hidráulicas, válvulas y motores dentro de la turbina.

Cuando el tamaño de una turbina eólica crece hasta máquinas de megavatios, se hace incluso más importante que su tasa de disponibilidad sea alta, es decir, que funcionen de forma segura todo el tiempo.

Comunicación con el mundo exterior

El controlador se comunica con el propietario o el operador de la turbina eólica mediante un enlace de comunicación, como por ejemplo, enviando alarmas o solicitudes de servicio a través del teléfono o de un enlace radiofónico. También es posible llamar a la turbina eólica para que recoja estadísticas, y revise su estado actual. En parques eólicos, normalmente una de las turbinas estará equipada con un PC, desde el que es posible controlar y recoger datos del resto de los aerogeneradores del parque. Este PC será llamado a través de una línea telefónica o un enlace radiofónico.

Comunicaciones internas

Normalmente, suele haber un controlador en la parte inferior de la torre y otro en la góndola. En los modelos recientes de aerogeneradores, la comunicación entre controladores suele hacerse utilizando fibra óptica. La imagen de la derecha muestra una unidad de comunicaciones de fibra óptica.



En algunos modelos recientes, hay un tercer controlador situado en el buje del rotor. Esta unidad suele comunicarse con la góndola utilizando comunicaciones en serie, a través de un cable conectado con anillos rozantes y escobillas al eje principal.

Mecanismos de autoprotección y redundancia

Los ordenadores y sensores suelen estar por duplicado (son redundantes) en todas las áreas de precisión, de seguridad o de servicio, de las máquinas grandes más nuevas. El controlador compara continuamente las lecturas de las medidas en toda la turbina eólica, para asegurar que tanto los sensores como los propios ordenadores funcionan correctamente. La fotografía del principio de la página muestra el controlador de una máquina de un megavatio, que tiene dos ordenadores centrales (quitamos la tapa en uno de los dos ordenadores para mostrar la electrónica).

¿Qué está monitorizado?

Es posible monitorizar o fijar alrededor de entre 100 y 500 valores de parámetros en una turbina eólica moderna. Por ejemplo, el controlador puede contrastar la velocidad de rotación del rotor, el generador, su voltaje y corriente. Además, los rayos y su carga pueden ser registrados. También pueden realizarse medidas de la temperatura del aire exterior, la temperatura en los armarios electrónicos, la temperatura del aceite en el multiplicador, la temperatura de los devanados del generador, la temperatura de los cojinetes del multiplicador, la presión hidráulica, el ángulo de paso de cada pala del rotor (en máquinas de regulación por cambio del ángulo de paso -pitch controlled- o de regulación activa por pérdida aerodinámica -active stall controlled-), el ángulo de orientación (contando el número de dientes en la corona de orientación), el número de vueltas en los cables de alimentación, la dirección del viento, la velocidad del viento del anemómetro, el tamaño y la frecuencia de las vibraciones en la góndola y en las palas del rotor, el espesor de las zapatas del freno, si la puerta de la torre está abierta o cerrada (sistema de alarma).

Estrategias de control

Muchos de los secretos de empresa de los fabricantes de aerogeneradores se encuentran en la forma en que el controlador interacciona con los componentes de la turbina eólica. Las mejores estrategias de control son responsables de una parte importante del crecimiento de la productividad de los aerogeneradores en los últimos años.

Una estrategia interesante seguida por algunos fabricantes es la de adaptar la estrategia operacional al clima eólico local. De esta forma, puede ser posible, por ejemplo, minimizar el desgaste y la rotura de la máquina durante los (raros) periodos de clima tormentoso.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 24 de junio 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wtrb/control.htm>

Inicio

Control de la calidad de potencia en aerogeneradores

La mayoría de la gente piensa en el controlador como la unidad que hace funcionar el aerogenerador; por ejemplo, que orienta la turbina en contra del viento, que vigila que los sistemas de seguridad funcionen correctamente y que conecta la turbina.

El controlador hace de hecho todas estas cosas, pero también vigila la calidad de potencia de la corriente generada por la turbina eólica.



Conexión a la red y calidad de potencia

En la sección sobre [calidad de potencia](#) veremos como las compañías exigen que la conexión a red de los aerogeneradores se realice "suavemente", y qué requerimientos tienen respecto a que la corriente alterna y la tensión se muevan de forma sincronizada la una respecto a la otra.

La fotografía de la derecha muestra la parte de alta tensión de un controlador de una máquina de 1 megavatio. Esta parte del controlador opera, por ejemplo, los [tiristores](#), que aseguran un acoplamiento suave a la red eléctrica.

Control de la potencia reactiva



Típicamente, la tensión y la corriente son medidas 128 veces por ciclo de corriente alterna (es decir, 50×128 veces por segundo o 60×128 veces por segundo, dependiendo de la frecuencia de la red eléctrica).

Partiendo de esto, un procesador DSP calcula la estabilidad de la frecuencia de la red, así como la potencia activa y reactiva de la turbina (la componente reactiva de la potencia es básicamente una cuestión de si la tensión y la corriente están o no en fase).

Para asegurar que la calidad de potencia sea la adecuada, el controlador debe conectar y desconectar un gran número de condensadores eléctricos, que ajustarán la potencia reactiva (es decir, el ángulo de fase entre la tensión y la corriente). Como puede ver en la fotografía de la izquierda, un banco de condensadores conmutables es en sí mismo una unidad bastante grande en una máquina de 1 megavatio.

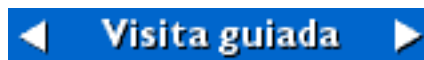
Compatibilidad electromagnética ("EMC")



En una turbina eólica, alrededor de los cables para transporte de energía y de los generadores, hay campos electromagnéticos muy potentes. Esto implica que la electrónica del sistema de control tiene que ser insensible a estos campos

electromagnéticos.

Y a la inversa, la electrónica no debería emitir radiación electromagnética que pueda inhibir el funcionamiento de otros equipos electrónicos. La imagen de la izquierda muestra una sala libre de radiación con paredes de metal en el laboratorio de uno de los mayores fabricantes de controladores de aerogeneradores. El equipo de la sala se utiliza para medir las emisiones electromagnéticas de los componentes de los controladores.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© Copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 23 de octubre 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wtrb/control2.htm>

Inicio

Tamaño de aerogeneradores



Personal de
mantenimiento
trabajano en una pala
de 32 m de un
aerogenerador de 1,5
MW

Fotografía

© 2000 Christian Kjaer

La potencia producida aumenta con el área de barrido del rotor

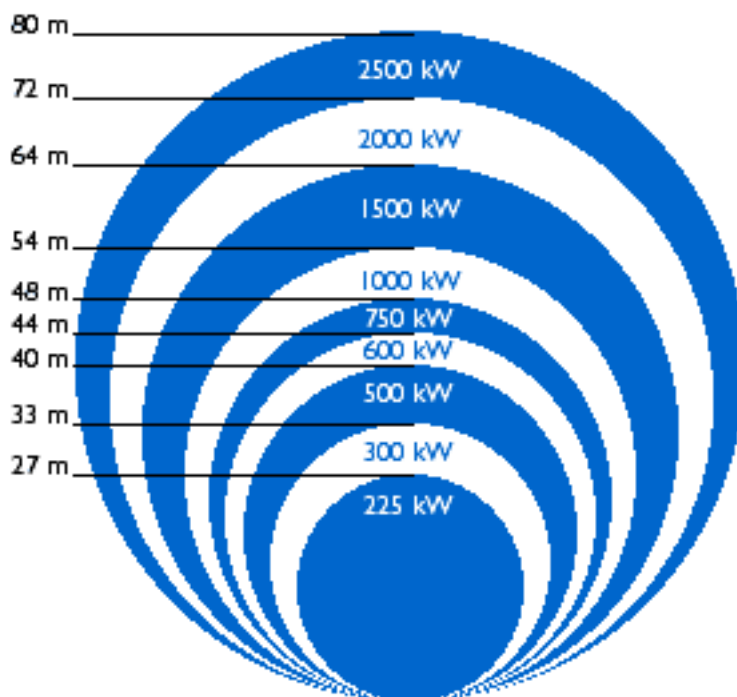
Cuando un
agricultor
habla de la
extensión de
tierra que
está
cultivando
normalmente
lo hará en
términos de
hectáreas o
de acres. Lo
mismo
ocurre con
los

aerogeneradores,

aunque en el caso del cultivo eólico se cultiva un área **vertical** en lugar de una **horizontal**.

El área del disco cubierto por el rotor (y, por supuesto, las velocidades del viento) determina cuanta energía podemos coleccionar en un año.

El dibujo le dará una idea de los tamaños de rotor normales en



aerogeneradores: una típica turbina con un generador eléctrico de 600 kW suele tener un rotor de unos 44 metros. Si dobla el diámetro del rotor, obtendrá un **área cuatro** veces mayor (dos al cuadrado). Esto significa que también obtendrá del rotor una potencia disponible **cuatro** veces mayor.

Los diámetros de rotor pueden variar algo respecto a las cifras dadas arriba, ya que muchos de [los fabricantes optimizan sus máquinas](#) ajustándolas a las condiciones de viento locales: por supuesto, un gran generador requiere más potencia (es decir, vientos fuertes) sólo para poder girar. Por lo tanto, si instala un aerogenerador en un área de vientos suaves realmente maximizará la producción anual utilizando un **generador bastante pequeño** para un tamaño de rotor determinado (o un **tamaño de rotor más grande** para un generador dado). Para una máquina de 600 kW, los tamaños de rotor pueden variar entre 39 a 48 m. La razón por la que, en zonas de vientos suaves, se puede obtener una mayor producción de un generador relativamente más pequeño es que la turbina estará funcionando durante más horas a lo largo del año.

Razones para elegir grandes turbinas

1. Existen **economías de escala** en las turbinas eólicas, es decir, las máquinas más grandes son capaces de suministrar electricidad a un coste más bajo que las máquinas más pequeñas. La razón es que los costes de las cimentaciones, la construcción de carreteras, la conexión a la red eléctrica, además de otros componentes en la turbina (el sistema de control electrónico, etc.), son más o menos independientes del tamaño de la máquina.
2. Las máquinas más grandes están particularmente bien adaptadas para la energía eólica en el mar. Los costes de las cimentaciones no crecen en proporción con el tamaño de la máquina, y los costes de mantenimiento son ampliamente independientes del tamaño de la máquina.
3. En áreas en las que resulta difícil encontrar emplazamientos para más de una única turbina, una gran turbina con una [torre](#) alta utiliza los recursos eólicos existentes de manera más eficiente.

Si lo desea, puede echar un vistazo a algunos [aerogeneradores de potencia del orden de megavatios en la galería de fotografías](#).

Razones para elegir turbinas más pequeñas

1. La **red eléctrica local puede ser demasiado débil** para manipular la producción de energía de una gran máquina. Este puede ser el caso de las partes remotas de la red eléctrica, con una baja densidad de población y poco consumo de electricidad en el área.
2. Hay **menos fluctuación en la electricidad de salida de un parque eólico** compuesto de varias máquinas pequeñas, pues las fluctuaciones de viento raras veces ocurren y , por lo tanto, tienden a cancelarse. Una vez más, las máquinas más pequeñas pueden ser una ventaja en una red eléctrica débil.
3. El **coste de usar grandes grúas**, y de construir carreteras lo suficientemente fuertes para transportar los componentes de la turbina, puede hacer que en algunas áreas las máquinas más pequeñas resulten más económicas.
4. Con varias máquinas más pequeñas **el riesgo se reparte**, en caso de fallo temporal de la máquina (p.ej. si cae un rayo).
5. **Consideraciones estéticas en relación al paisaje** pueden a veces imponer el uso de máquinas más pequeñas. Sin embargo, las máquinas más grandes suelen tener una velocidad de rotación más pequeña, lo que significa que realmente una máquina grande no llama tanto la atención como muchos rotores pequeños moviéndose rápidamente (ver la sección sobre [aerogeneradores en el paisaje](#)).



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 25 de octubre 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wtrb/size.htm>

Inicio

Seguridad en aerogeneradores



Los componentes de un aerogenerador están diseñados para durar 20 años. Esto significa que tendrán que resistir más de 120.000 horas de funcionamiento, a menudo bajo condiciones climáticas

tormentosas.

Si se compara con un motor de automóvil ordinario, éste sólo funcionará durante unas 5.000 horas a lo largo de su vida útil. Los grandes aerogeneradores están equipados de diversos dispositivos de seguridad que garantizan un funcionamiento seguro durante su vida útil.

Sensores

Uno de los más clásicos y simples dispositivos de seguridad en un aerogenerador es el **sensor de vibraciones**, que fue instalado por primera vez en el [aerogenerador de Gedser](#). Consiste simplemente en un bola que reposa sobre un anillo. La bola está conectada a un interruptor a través de una cadena. Si la turbina empieza a vibrar, la bola se caerá del anillo sobre el que reposa y desconectará la turbina.

Hay muchos otros sensores en la góndola, como termómetros electrónicos que controlan la temperatura del aceite en el multiplicador y la temperatura del generador.

Palas de rotor

Las regulaciones de seguridad en aerogeneradores varían de un país a otro. Dinamarca es el único país en el que la ley exige que todas [las palas de rotor nuevas sean ensayadas](#) tanto

estáticamente, aplicando cargas para curvar las palas, como **dinámicamente**, probando la habilidad de las palas para resistir la fatiga de repetidas flexiones más de cinco millones de veces.

Fotografía

© 1998 Søren Krohn

Protección contra el embalamiento

Es fundamental que un aerogenerador se pare automáticamente en caso de un mal funcionamiento de alguno de los componentes críticos. Por ejemplo, si hay un sobrecalentamiento del generador o se desconecta de la red eléctrica dejará de frenar al rotor y, en cuestión de segundos, el rotor empezaría a acelerarse rápidamente.

En un caso así es esencial disponer de un sistema de protección contra el embalamiento. Por ley, los aerogeneradores daneses están obligados a llevar dos **mecanismos de freno independientes a prueba de fallos** para detener la turbina.

Sistema de freno aerodinámico: frenos en punta de pala

El sistema de frenado primario de la mayoría de aerogeneradores modernos es el sistema de frenado aerodinámico, que básicamente consiste en girar las palas del rotor unos 90 grados alrededor del eje longitudinal (en el caso de [turbinas de regulación por cambio en el ángulo de paso](#) o [de turbinas de regulación activa por pérdida aerodinámica](#)), o en girar 90 grados la punta de las palas del rotor (en el caso de [turbinas de regulación por pérdida aerodinámica](#)).

Estos sistemas suelen estar accionados mediante resortes con el fin de que, incluso en caso de fallo de suministro eléctrico, sigan funcionando, y son automáticamente activados si el sistema hidráulico de la turbina pierde presión. Una vez que la situación de peligro ha pasado el sistema hidráulico de la turbina suele devolver las palas, o la punta de las palas, a su posición original.

La experiencia demuestra que los sistemas de freno aerodinámico son extremadamente seguros.

Frenarán la turbina en cuestión de un par de vueltas como mucho. Además, ofrecen una forma muy suave de frenar la turbina, sin ningún esfuerzo, desgaste o rotura importante en la torre ni en la maquinaria.

Así pues, la forma habitual de frenar una turbina moderna (por cualquier razón) es la de utilizar el sistema de freno aerodinámico.

Sistema de freno mecánico

Hacer
click para
activar
freno en
punta de
pala

© 1998 DWTMA





El freno mecánico es utilizado como sistema de apoyo del sistema de freno aerodinámico, como freno de estacionamiento, una vez que la turbina ha sido parada, en el caso de una turbina de regulación por pérdida aerodinámica.

Las turbinas de regulación por cambio del ángulo de paso no suelen necesitar activar el freno mecánico (excepto en trabajos de mantenimiento), dado que el rotor apenas si puede moverse cuando las palas del rotor están giradas 90 grados.

◀ **Visita guiada** ▶

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© copyright 2000 Søren Krohn.

Actualizado el 15 de diciembre 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/wtrb/safety.htm>

Inicio

Seguridad en el trabajo

Torres

Los grandes aerogeneradores modernos suelen utilizar [torres](#) tubulares tronco-cónicas de acero. La principal ventaja de esta torre sobre una [torre de celosía](#) es que hace que el acceso del personal de servicio, para mantenimiento y reparación, sea mucho más cómodo y seguro. La desventaja es el coste.

Seguridad en el trabajo

El principal peligro de trabajar con aerogeneradores es la altura sobre el suelo durante los trabajos de instalación y de mantenimiento.

En los nuevos aerogeneradores daneses es obligatorio disponer de **dispositivos de protección anticaída**, es decir, una persona que suba a la turbina debe llevar un conjunto de correas como un paracaidista.

Las correas están sujetas con un cable de acero a un sistema de anclaje, que sigue a la persona que está subiendo o bajando de la turbina.

El sistema de cables debe incluir un amortiguador, con el fin de que, en el caso de una caída, las personas estén razonablemente seguras.



© 1998 DWTMA



Una tradición danesa (que después ha sido adoptada por otros fabricantes) es la de construir las escaleras a una cierta distancia de la pared. Esto permite que el personal de servicio pueda apoyar los hombros en la parte interior de la pared de la torre mientras escala. En esta imagen puede ver a la editora de nuestro sitio web en español comprobando que, en efecto, se trata de una solución muy práctica.

La protección de la maquinaria, contra el fuego y de aislamiento eléctrico, está regulada por diversos estándares nacionales e internacionales.

Durante el funcionamiento es esencial que la maquinaria pueda pararse completamente. Además de con un freno mecánico, el rotor puede fijarse al sitio con una chaveta, para evitar cualquier movimiento de alguna de las partes.

◀ **Visita guiada** ▶

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
© copyright 2000 Søren Krohn.

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/da/tour/wtrb/safety2.htm>

Inicio

Diseño de aerogeneradores: consideraciones básicas de carga



Molino de viento de
bombeo de agua, sur de
Australia, Fotografía
© 1997 Søren Krohn

Cuando se construyen
aerogeneradores o helicópteros, deben tenerse en cuenta la
resistencia, el comportamiento dinámico y las propiedades de
fatiga de los materiales y de todo el conjunto.

Cargas extremas (fuerzas)



Comodoro Rivadavia,
Argentina
(aerogenerador NEG
Micon 750 kW)
Fotografía
© 1998 Søren Krohn

Los aerogeneradores están
construidos para atrapar la
energía cinética (de movimiento)
del viento. Así pues, se
preguntará porqué los modernos
aerogeneradores no se
construyen con un gran número
de palas del rotor, como en los
viejos molinos de viento
"americanos" que ha visto en la
películas del Oeste.

Sin embargo, las turbinas con
muchas palas o con palas muy **anchas**, esto es, turbinas con un
rotor muy **sólido**, estarán sujetas a fuerzas muy grandes, cuando
el viento sopla a una velocidad de huracán (recuerde que el
[contenido energético del viento](#) varía con la **tercera potencia** -el
cubo- de la velocidad del viento).

Los fabricantes de aerogeneradores deben certificar sus
turbinas, garantizando que una vez cada 50 años pueden soportar
vientos extremos de unos 10 minutos de duración.

Por lo tanto, para limitar la influencia de los vientos extremos,
los fabricantes de turbinas optan por construir turbinas con pocas
palas, largas y estrechas.

Para compensar la estrechez de las palas de cara al viento, los
fabricantes de turbinas prefieren dejar que las turbinas giren
relativamente rápidas.

Cargas de fatiga (fuerzas)

Las aerogeneradores están sujetos a [vientos fluctuantes](#) y, por

tanto, a fuerzas fluctuantes. Esto se da particularmente en el caso de estar emplazados en un clima eólico muy [turbulento](#).

Los componentes sujetos a una flexión repetida pueden desarrollar grietas, que en última instancia pueden provocar la rotura del componente. Un ejemplo de esto es la enorme máquina alemana Growian (100 m de diámetro de rotor), que tuvo que ponerse fuera de servicio en menos de 3 semanas de funcionamiento. La **fatiga** del metal es un problema bien conocido en muchas industrias. Así pues, generalmente el metal no se elige como material para las palas del rotor.

En el diseño de una turbina eólica, es muy importante calcular por anticipado como vibrarán los diferentes componentes, tanto individualmente como en conjunto. También es importante calcular las fuerzas que participan en cada flexión y estiramiento de un componente.

De esto se ocupa la **dinámica estructural**, donde los físicos han desarrollado modelos matemáticos de ordenador que analizan el comportamiento de toda la turbina eólica.

Estos modelos son utilizados por los fabricantes de turbinas para diseñar sus máquinas de forma segura.

Dinámica estructural: un ejemplo *)

Una torre de aerogenerador de 50 m de alta tendrá tendencia a oscilar de un lado a otro cada 3 segundos, aproximadamente. La frecuencia a la que la torre oscila de un lado al otro se denomina **frecuencia propia** de la torre. La frecuencia propia depende de la altura de la torre, el espesor de la pared de la torre, el tipo de acero y del peso de la góndola y el rotor.

Ahora bien, cada vez que la pala del rotor pasa por el abrigo de la torre, el rotor se verá un poco menos empujado contra la torre.

Si el rotor gira con una velocidad de rotación tal que una pala pasa la torre cada vez que la torre está en una de sus posiciones extremas, entonces la pala del rotor puede bien amortiguar o amplificar (reforzar) las oscilaciones de la torre.

Las propias palas del rotor son también flexibles y pueden tener tendencia a vibrar, digamos, una vez por segundo. Como puede ver, es muy importante conocer las frecuencias propias de todos los componentes para diseñar una turbina segura, que no oscile fuera de control.

*) Un ejemplo muy espectacular de las fuerzas de dinámica estructural trabajando bajo la influencia del viento (oscilaciones de torsión subamortiguadas) es el famoso derrumbamiento de puente de Tacoma (cerca de Seattle, en los Estados Unidos). Puede encontrar un breve [videoclip](#) (700 K) sobre el desastre en Internet.

Visita guiada ►

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 22 de enero 2001

<http://www.windpower.org/es/tour/design/index.htm>

Inicio

Aerogeneradores: ¿Máquinas de eje horizontal o vertical?

Aerogeneradores de eje horizontal

La mayor parte de la tecnología descrita en estas páginas se refiere a aerogeneradores de eje horizontal (o "HAWTs", que corresponde a las siglas de la denominación inglesa "horizontal axis wind turbines").

La razón es simple: todos los aerogeneradores comerciales conectados a la red se construyen actualmente con un rotor tipo hélice de eje horizontal (es decir, de eje principal horizontal).

Por supuesto, la finalidad del rotor es la de convertir el movimiento lineal del viento en energía rotacional que pueda ser utilizada para hacer funcionar el generador. El mismo principio básico es el que se utiliza en las modernas turbinas hidráulicas, en las que la corriente de agua es paralela al eje de rotación de los álabes de la turbina.

Aerogeneradores de eje vertical



Como probablemente recordará, en las clásicas norias de agua el agua llegaba en ángulo recto (perpendicular) respecto al eje de rotación de la noria.

Los aerogeneradores de eje vertical (o "VAWTs", como algunos les llaman) son como las norias en ese sentido (algunos tipos de turbinas de eje vertical realmente también podrían trabajar con un eje horizontal, aunque apenas serían capaces de mejorar la eficiencia de una turbina

de tipo hélice).

La única turbina de eje vertical que ha sido comercialmente fabricada a todos los volúmenes es la máquina Darrieus, que debe su nombre al ingeniero francés Georges Darrieus, quien patentó el diseño en 1931 (fue producida por la compañía estadounidense FloWind, que quebró en 1997). La máquina Darrieus se caracteriza por sus palas en forma de C, que le hacen asemejarse a un batidor de huevos. Normalmente se construye con dos o tres palas.

Eole C, un aerogenerador de eje vertical Darrieus de 4200 kW, con un diámetro de rotor de 100 m, en Cap Chat, Québec (Canadá). Esta máquina (que es el aerogenerador más grande del mundo) ya no está operacional.

Fotografía © 1997
Søren Krohn

Las principales ventajas teóricas de una máquina de eje vertical son:

1) Puede situar el generador, el multiplicador, etc. en el suelo, y puede no tener que necesitar una torre para la máquina.

2) No necesita un mecanismo de orientación para girar el rotor en contra del viento.

Las principales desventajas son:

1) Las velocidades del viento cerca del nivel del suelo son muy bajas, por lo que a pesar de que puede ahorrarse la torre, sus velocidades de viento serán muy bajas en la parte más inferior de su rotor.

2) La eficiencia promedio de las máquinas de eje vertical no es impresionante.

3) La máquina no es de arranque automático (es decir, una máquina Darrieus necesitará un "empuje" antes de arrancar. Sin embargo, esto es sólo un inconveniente sin importancia, ya que puede utilizar el generador como motor absorbiendo corriente de red para arrancar la máquina).

4) La máquina puede necesitar cables tensores que la sujeten, aunque esta solución no es practicable en áreas muy cultivadas.

5) Para sustituir el cojinete principal del rotor se necesita desmontar el rotor, tanto en las máquinas de eje horizontal como en las de eje vertical. En el caso de las últimas, esto implica que toda la máquina deberá ser desmontada (esta es la razón por la que EOLE 4 del dibujo ya no está en funcionamiento).



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 25 de abril 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/design/horver.htm>

Aerogeneradores: ¿con rotor a barlovento o a sotavento?

Máquinas con rotor a barlovento

Las máquinas **con rotor a barlovento** tienen el rotor de cara al viento. La principal ventaja de los diseños corriente arriba es que se evita el abrigo del viento tras la torre. Con mucho, la gran mayoría de los aerogeneradores tienen este diseño.

Por otro lado, también hay algo de abrigo **enfrente** de la torre, es decir, el viento empieza a desviarse de la torre antes de alcanzarla, incluso si la torre es redonda y lisa. Así pues, cada vez que el rotor pasa por la torre, la potencia del aerogenerador cae ligeramente.

El principal inconveniente de los diseños corriente arriba es que el rotor necesita ser bastante **inflexible**, y estar situado a una cierta distancia de la torre (como muchos fabricantes han averiguado de su coste). Además, una máquina corriente arriba necesita un mecanismo de orientación para mantener el rotor de cara al viento.

Máquinas con rotor a sotavento



Las máquinas **con rotor a sotavento** tienen el rotor situado en la cara a sotavento de la torre. La ventaja teórica que tienen es que pueden ser contruidos sin un **mecanismo de orientación**, si el rotor y la góndola tienen un diseño apropiado que hace que la góndola siga al viento pasivamente. Sin embargo, en grandes máquinas ésta es una ventaja algo dudosa, pues se necesitan cables para conducir la corriente fuera del generador. ¿Cómo detorsiona los

cables si la máquina ha estado orientándose de forma pasiva en la misma dirección durante un largo periodo de tiempo, si no dispone de un mecanismo de orientación? (Los anillos rozantes o los colectores mecánicos no son muy buena idea si se está trabajando con corrientes de 1000 amperios).

Una ventaja más importante es que el rotor puede hacerse más

Pequeña turbina con
rotor a sotavento (22
kW).

Puede observar que las
palas del rotor están
plegadas hacia fuera de
la torre formando un
cono ("coning").

Fotografía

© 1998 Søren Krohn

flexible. Esto supone una ventaja tanto en cuestión de peso como de dinámica estructural de la máquina, es decir, las palas se curvarán a altas velocidades del viento, con lo que le quitarán parte de la carga a la torre.

El inconveniente principal es la fluctuación de la potencia eólica, debida al paso del rotor a través del abrigo de la torre. Esto puede crear más **cargas de fatiga** en la turbina que con un diseño corriente arriba.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 19 de enero 2001

<http://www.windpower.org/es/tour/design/updown.htm>

Inicio

Aerogeneradores: ¿Cuántas palas?

¿Por qué no un número par de palas?

Los ingenieros de modernos aerogeneradores evitan construir grandes máquinas con un número impar de palas. La razón más importante es la estabilidad de la turbina. Un rotor con un número impar de palas (y como mínimo tres palas) puede ser considerado como un disco a la hora de calcular las propiedades dinámicas de la máquina.

Un rotor con un número par de palas puede dar problemas de estabilidad en una máquina que tenga una estructura rígida. La razón es que en el preciso instante en que la pala más alta se flexiona hacia atrás, debido a que obtiene la máxima potencia del viento, la pala más baja pasa por la sombra del viento de enfrente de la torre.

El concepto tripala danés

La mayoría de aerogeneradores modernos tienen diseños tripala, con el rotor a barlovento (en la cara de la torre que da al viento), usando motores eléctricos en sus [mecanismo de orientación](#). A este diseño se le suele llamar el clásico "concepto danés", y tiende a imponerse como estándar al resto de conceptos evaluados. La gran mayoría de las turbinas vendidas en los mercados mundiales poseen este diseño. El concepto básico fue introducido por primera vez por el célebre [aerogenerador de Gedser](#).

Otra de las características es el uso de un [generador asíncrono](#). Puede leer más sobre el concepto danés en la sección de **artículos** de este sitio web.

Concepto bipala (oscilante/basculante)

Los diseños bipala de aerogeneradores tienen la ventaja de ahorrar el coste de una pala y, por su puesto, su peso. Sin embargo, suelen tener dificultades para penetrar en el mercado, en parte porque necesitan una mayor velocidad de giro para producir la misma energía de salida. Esto supone una desventaja tanto en lo que respecta al ruido como al aspecto visual. Últimamente, varios fabricantes tradicionales de máquinas bipala han cambiado a diseños tripala.



Las máquinas bi y monopala requieren de un diseño más complejo, con un rotor basculante (bujes oscilantes), como el que se muestra en el dibujo, es decir, el rotor tiene que ser capaz de inclinarse, con el fin de evitar fuertes sacudidas en la turbina cada vez que una de las palas pasa por la torre. Así pues el rotor está montado en el extremo de un eje perpendicular al eje principal, y que gira junto con el eje principal. Esta disposición puede necesitar de amortiguadores adicionales que eviten que las palas del rotor choquen contra la torre.



Concepto monopala

¡Sí, los aerogeneradores monopala existen y, de hecho, ahorran el coste de otra pala! Si algo puede ser construido, los ingenieros lo harán. Sin embargo, los aerogeneradores monopala no están muy extendidos comercialmente, pues los inconvenientes de los bipala también son aplicables, e incluso en mayor medida, a las máquinas monopala.

Además de una mayor velocidad de giro, y de los problemas de ruido y de intrusión visual, necesitan un contrapeso en el lado del buje opuesto a la pala que equilibre el rotor. Obviamente, esto anula el ahorro de peso comparado con un diseño bipala.



◀ Visita guiada ▶

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© copyright 2001 Søren Krohn.

Actualizado el 3 de enero 2001

<http://www.windpower.org/es/tour/design/concepts.htm>

Inicio



Optimización de aerogeneradores

Optimización y economía



Victoria, en el sur de Australia, nunca hubiese sido poblada a finales del siglo 19 de no ser por los molinos de viento de bombeo de agua (y estos molinos de viento están realmente optimizados para ese fin).

Fotografía © 1998
Søren Krohn

El molino de viento para bombear agua de la fotografía de la izquierda tiene un aspecto muy diferente al de los grandes aerogeneradores modernos. Sin embargo, están diseñados de forma bastante inteligente para el fin al que están destinados: el rotor muy sólido y con muchas palas significa que girará incluso a velocidades de viento muy

bajas, por lo que bombeará una cantidad de agua razonable a lo largo de todo el año.

Claramente, serán muy ineficientes a altas velocidades del viento, y tendrán que pararse y orientarse fuera del viento para evitar daños en la turbina, debido a la solidez del rotor. Aunque eso realmente no importa: no queremos vaciar los pozos y inundar los tanques de agua durante un vendaval.

El diseño de un aerogenerador no está sólo determinado por la tecnología, sino por una combinación de tecnología y economía: los fabricantes de aerogeneradores quieren optimizar sus máquinas para producir la electricidad al **menor coste posible por kilovatio-hora** (kWh) de energía.

Aunque los fabricantes no se preocupan demasiado de si están utilizando los recursos eólicos de forma eficiente: a fin de cuentas el combustible es gratis.

No es necesariamente una buena idea maximizar la producción anual de energía, si esto implica que se tiene que construir un aerogenerador muy caro.

En las próximas secciones veremos algunas de las decisiones que los fabricantes deben tomar.

Relativo al generador y al tamaño del rotor

Un generador **pequeño** (es decir, un generador con una baja potencia de salida nominal en kW) requiere menos fuerza para hacerlo girar que uno grande. Si se acopla un gran rotor a un generador pequeño, se estará produciendo electricidad durante una gran cantidad de horas al año, pero sólo se capturará una

pequeña parte del contenido energético del viento a altas velocidades de viento.

Por otro lado, un generador grande será muy eficiente a altas velocidades de viento, pero incapaz de girar a bajas velocidades.

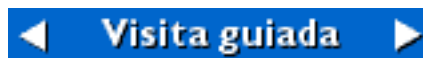
Así pues, los fabricantes mirarán la distribución de velocidades de viento y el contenido energético del viento a diferentes velocidades para determinar cuál será la combinación ideal de tamaño de rotor y de tamaño de generador en los diferentes emplazamientos de aerogeneradores.

Adaptar una turbina con dos (o más) generadores puede ser ventajoso en algunas ocasiones, aunque si vale o no la pena depende realmente del precio de la electricidad.

Alturas de la torre

En la sección sobre [cizallamiento del viento](#), hemos aprendido que en general las **torres más altas** aumentan la producción de energía de un aerogenerador.

Una vez más, discernir si vale o no la pena el coste adicional que supone una torre más alta depende tanto de la **clase de rugosidad** como del coste de la electricidad.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 17 de abril 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/design/optim.htm>

Diseño para un bajo ruido mecánico en aerogeneradores

Las emisiones sonoras en aerogeneradores pueden tener dos orígenes diferentes: el ruido mecánico, que trataremos en esta página, y el [ruido aerodinámico](#), que veremos en la página siguiente.

Fuentes mecánicas de emisión sonora

El ruido mecánico, es decir, componentes metálicos moviéndose o chocando unos contra otros, puede originarse en el multiplicador, en la transmisión (los ejes) y en el generador de una turbina eólica.

Las máquinas de principios de los ochenta o anteriores emiten algún tipo de ruido mecánico, que puede ser oído en los alrededores inmediatos a la turbina, o en el peor de los casos incluso a distancias de hasta 200 m.

Sin embargo, un estudio llevado a cabo en 1995 sobre las prioridades en investigación y desarrollo de los fabricantes de aerogeneradores daneses mostraba que ninguno de los fabricantes consideraba ya que el ruido mecánico fuese un problema, por lo que no se consideraba necesario seguir investigando en ese área. La razón era que en un plazo de tres años las emisiones sonoras se habían reducido a la mitad de su nivel anterior, debido a mejoras en la ingeniería.

Multiplicadores de aerogeneradores silenciosos

Los multiplicadores de los aerogeneradores ya no son multiplicadores industriales estándar, sino que han sido específicamente adaptados para un funcionamiento silencioso en aerogeneradores. Una forma para conseguirlo es que las ruedas de acero del multiplicador tengan un núcleo flexible semiblando, aunque una superficie dura para asegurar resistencia y una larga duración frente al desgaste.

La forma de conseguirlo es básicamente calentando los engranajes después de que los dientes hayan sido rectificadas, y después se les deja enfriar lentamente mientras se rellenan de un polvo especial con un alto contenido en carbono. Luego el carbono migrará hacia la superficie del metal. Esto asegurará un alto contenido de carbono y una alta durabilidad en la superficie

del metal, mientras que la aleación de acero del interior permanecerá más blanda y más flexible.

Análisis de dinámica estructural

Cuando viaja en coche, avión o tren puede haber notado la resonancia de los diferentes componentes, es decir, el tablero de instrumentos de un coche o la ventanilla de un tren pueden amplificar el ruido.

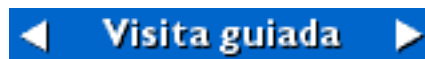
Un consideración importante, que actualmente pertenece al proceso de diseño de la turbina, es el hecho de que las palas pueden actuar como **membranas** capaces de transmitir las vibraciones sonoras de la góndola y la torre.

Tal y como se explica en la sección de esta visita sobre [Investigación y Desarrollo](#), los fabricantes de turbinas desarrollan actualmente modelos informáticos de sus máquinas antes de construirlas, para asegurar que las vibraciones de los diferentes componentes no interaccionarán para amplificar el ruido.

Si mira el chasis de la estructura de la góndola en alguno de los grandes aerogeneradores que actualmente existen en el mercado puede descubrir algunos extraños agujeros practicados en él sin ninguna razón aparente. Estos agujeros han sido precisamente hechos para asegurar que la estructura no vibrará de forma síncrona con el resto de componentes de la turbina.

Aislamiento acústico

Actualmente, el aislamiento acústico juega un papel secundario en la mayoría de aerogeneradores modernos que existen en el mercado, aunque puede ser útil minimizar algunos de los ruidos a medias y altas frecuencias. Sin embargo, parece que es en general más eficiente atacar los problemas de ruido desde su fuente, en la propia estructura de la máquina.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/design/quietma.htm>

Diseño para un bajo ruido aerodinámico en aerogeneradores

Fuentes aerodinámicas de emisión sonora

Cuando el viento choca contra diferentes objetos a una cierta velocidad, generalmente empezará a emitir un sonido. Si choca contra los arbustos o contra las hojas de los árboles, o contra la superficie del agua, creará una mezcla al azar de altas frecuencias, llamada a menudo **ruido blanco**.

El viento también puede inducir vibraciones en superficies, como ocurre a veces con partes de un edificio, un coche e, incluso, con un planeador (sin motor). Cada una de estas superficies emite su propio sonido. Si el viento choca contra un canto afilado, puede producir un tono puro, como el de los instrumentos musicales de viento.

Emisión acústica de una pala y la ley de la quinta potencia

Las palas del rotor producen un ligero sonido silbante que puede oírse si se está cerca de un aerogenerador a velocidades de viento relativamente bajas.

Las palas deben frenar el viento para transferir la energía al rotor. En este proceso producen algunas emisiones de ruido blanco. Si la superficie de la pala es muy lisa (que de hecho debe serlo por razones aerodinámicas), las superficies emitirán una pequeña parte del ruido. La mayor parte del ruido se originará en el borde de salida (posterior) de las palas. Un cuidadoso diseño de los bordes de salida y una cuidadosa manipulación de las palas durante su ensamblado, han llegado a ser una práctica habitual en la industria.

Sin variar el resto de parámetros, la presión sonora aumentará con la quinta potencia de la velocidad de la pala relativa al aire circundante. Así pues, observará que los modernos aerogeneradores con grandes diámetros del rotor tienen una velocidad de giro muy baja.

Diseño en punta de pala

Dado que las puntas de pala se mueven mucho más rápidamente que la base, se debe tener mucho cuidado en el diseño de la punta de la pala. Si mira de cerca las diferentes palas de rotor, descubrirá sutiles cambios en su geometría a lo largo del tiempo,

ya que cada vez se están haciendo más investigaciones en ese campo.

Esta investigación también se hace por razones de rendimiento, ya que una gran parte del par torsor (momento de giro) del rotor proviene de la parte más exterior de las palas. Además, el flujo de aire alrededor de la punta de la pala es extremadamente complejo, comparado con el flujo de aire en el resto de la pala.

Búsqueda de palas más silenciosas

La búsqueda de palas más silenciosas continúa, pero como se dijo en la sección [el ruido es un problema secundario](#), la mayoría de los beneficios de esa investigación repercuten en un aumento de la velocidad de giro y en un aumento de la producción de energía, ya que en general el ruido no constituye un problema en sí mismo, dadas las distancias de las casas vecinas, etc.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 17 de abril 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/design/quietae.htm>

Inicio



Fabricación de góndolas de aerogeneradores

**Tenga una vista panorámica de 360°
(QuickTime VR) del interior de una fábrica de
aerogeneradores**

Fotografías

© 1999 Soren Krohn

Mantenga el botón del ratón apretado sobre la fotografía y **arrástrelo** poco a poco hacia la derecha, hacia la izquierda, hacia arriba y hacia abajo para panoramizar o inclinar la cámara. Utilice la tecla de **mayúsculas** para aproximar la imagen y la tecla de **Ctrl** para alejarla. Esta imagen (364K) precisa un conector ("plugin") QuickTime en su navegador. Puede descargar el conector necesario y el reproductor Quicktime del [sitio web de Apple](#).

Visita guiada



| [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© copyright 2002 Soren Krohn

Actualizado el 10 de enero 2002

<http://www.windpower.org/es/tour/manu/index.htm>

Inicio

Probando palas de aerogeneradores

Pruebas de fatiga en las palas

Vídeo

© 1999 Soren Krohn

Haga click sobre la
imagen para que el
vídeo comience de
nuevo



El vídeo de la izquierda (122 K) muestra como una pala de 32 m está siendo ensayada a fatiga, doblándola cíclicamente en la dirección de flap durante 5 millones de ciclos completos.

Si mira de cerca la parte izquierda podrá ver otra pala (más corta) que está siendo sometida cíclicamente a flexión periférica (en la dirección de la cuerda).

En ambos casos las palas son flexionadas utilizando un ciclo próximo a la **frecuencia natural** de la pala.

La frecuencia natural es la frecuencia con la que la pala oscilará de una parte a otra, si la empuja una vez en una determinada dirección y luego la suelta. Las frecuencias naturales son diferentes en la dirección de flap y en la dirección periférica: la pala tiende a ser mucho más rígida en la dirección periférica, por lo que tiene una frecuencia natural más alta para la flexión periférica.

Cada pala es puesta en movimiento por un motor eléctrico montado sobre la pala que balancea un peso hacia arriba y hacia abajo. Las cimentaciones que soportan el casquillo de la pala deben ser muy sólidas: la cimentación de un gran casquillo de pala se compone de 2.000 toneladas de hormigón.

Este vídeo fue filmado en la empresa de ensayo de palas de rotor del Risoe National Laboratory Sparkær en Jutlandia (Dinamarca). Las especificaciones de las pruebas de homologación para las palas son muy estrictas en Dinamarca, precisando de ensayos físicos tanto de las propiedades de fatiga (ensayo de fatiga) como de las propiedades de resistencia (ensayo estático). Otros países suelen tener requerimientos menos rigurosos para las pruebas de homologación de palas de rotor).

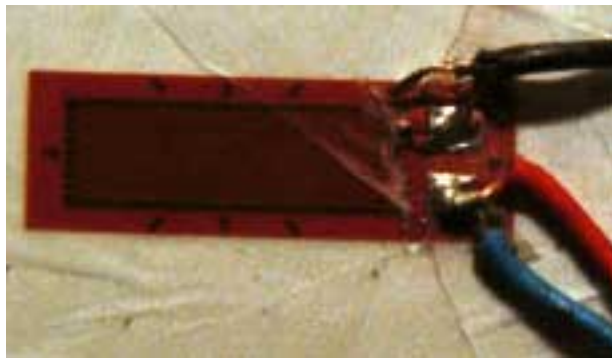
Materiales de las palas de rotor

Las palas de rotor suelen construirse utilizando una matriz de mallas de fibra de vidrio impregnadas de un material como el poliéster ("GRP = Glass fibre reinforced polyester"). El poliéster es endurecido después de que ha impregnado la fibra de vidrio. El Epoxi puede ser utilizado en lugar de poliéster. De esta forma la matriz base puede estar fabricada, total o parcialmente, de fibra de carbono, que es un material con alta resistencia más ligero, aunque más caro. En grandes palas de rotor también están siendo utilizados materiales laminares madera-epoxy.

Finalidad de los ensayos

La finalidad de los ensayos en las palas de rotor es la de verificar que las laminaciones en la pala son seguras, es decir, que las capas de la pala no se separarán (delaminación). De la misma manera, los ensayos verifican que las fibras no se romperán bajo esfuerzos repetidos.

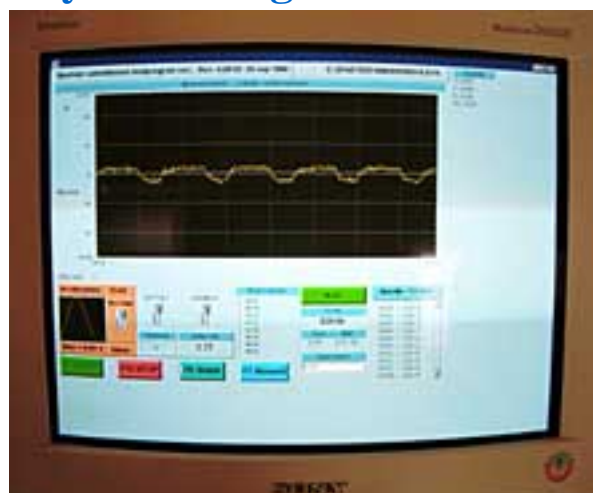
Medición de deformaciones



Galgas extensométricas (resistencias eléctricas planas pegadas a la superficie de la palas que están siendo ensayadas) se utilizan para medir

de forma muy precisa la flexión y el alargamiento de las palas de rotor.

Monitoreo de los ensayos de fatiga



Los resultados de las mediciones de las galgas extensométricas están siendo continuamente monitorizados en ordenadores. Las variaciones no lineales en la tendencia de flexión pueden revelar daños en la estructura de la pala.

Inspección con infrarrojos (Termografía)

Las cámaras de infrarrojos se utilizan para revelar un aumento de calor local en la pala. Esto puede indicar, bien un área con **humedecimiento estructural**, es decir, un área donde el diseñador de la pala ha dispuesto, de forma deliberada, fibras que convierten la energía de flexión en calor con el fin de estabilizar la pala, o bien puede indicar un área de delaminación o un área que se está moviendo hacia el punto de rotura de las fibras.

Forma modales de las vibraciones de las palas

Desde el año 2000 el ensayo de palas (en Dinamarca) también incluye una verificación de las diferentes **formas modales** de vibración de cada pala. Esto se consigue utilizando un tipo especial de equipamiento que excita vibraciones en la pala a diferentes frecuencias y en direcciones diferentes.

Las diferentes formas modales de oscilación también son conocidas en la fabricación de instrumentos musicales: una cuerda de un violín puede oscilar a su **tono básico**, esto es, con el centro de la cuerda moviéndose hacia arriba y hacia abajo, aunque probablemente también oscilará a su primer **armónico superior** (o primer armónico), con dos centros de oscilación localizados a una distancia de 1/4 desde cada extremo de la cuerda, moviéndose a una frecuencia dos veces mayor a la de su tono básico o frecuencia natural.

La razón por la que los fabricantes de aerogeneradores se muestran interesados en el estudio y verificación de las diversas formas de frecuencias de vibración en las palas de rotor, es que deben asegurarse de que la turbina sobre la que van a ser montadas las palas no tenga alguna de las frecuencias naturales de la pala. De no ser así, podría producirse una **resonancia** en el conjunto de la turbina, produciendo vibraciones no amortiguadas que ocasionalmente podrían producir el colapso de todo el

aerogenerador. Más tarde volveremos sobre este tema en la página de [dinámica estructural](#), en la sección de diseño de esta visita guiada.

Ensayo estático de palas de rotor

Las palas de rotor también pasan un ensayo de resistencia (y así su habilidad de soportar cargas extremas) mediante una sólo flexión con una fuerza muy elevada. Este ensayo se realiza después de que las palas han sido sometidas al ensayo de fatiga, con el fin de verificar la resistencia de una pala que ha estado en operación durante un periodo de tiempo importante.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© Copyright 2000 Søren Krohn

Actualizado el 14 de abril 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/manu/bladtest.htm>

Inicio

Fabricación de torres de aerogeneradores

Laminación de secciones cónicas de torres

Todas las fotografías
© 1999 Soren Krohn



La mayoría de las torres en los aerogeneradores modernos son torres tubulares tronco-cónicas de acero, como vimos en la página sobre [torres de aerogeneradores](#).

Esta imagen de un taller de fabricación de torres muestra como una plancha de acero es enrollada en una subsección

cónica para la torre de un aerogenerador. Es un poco complicado conseguir la forma cónica, pues la tensión (presión) de los cilindros de acero tiene que ser diferente en ambos extremos, con el fin de que la plancha se curve adecuadamente.

Las torres son ensambladas a partir de estas subsecciones cónicas más pequeñas, que son cortadas y laminadas con la forma correcta, y posteriormente unidas por soldadura.

Las torres suelen fabricarse en secciones de 20 a 30 m, siendo el transporte por tren o por carretera el factor limitante. Los pesos típicos de las torres modernas son 40 Tm para una torre de 50 m de un turbina con un diámetro de rotor de 44 m (600 kW), y de 80 TM para una torre de 60 m para un diámetro de rotor de 72 m (2000 kW).

Diseñadas por el fabricante de la turbina

Las torres de aerogeneradores son generalmente diseñadas por cada fabricante de turbinas, ya que todo el aerogenerador en conjunto tiene que ser homologado como una unidad (las razones se explican en la página sobre [dinámica estructural](#)). Por tanto, incluso si algunas torres son fabricadas por productores independientes, son siempre específicas para cada fabricante.

A menudo los fabricantes independientes de torres producen también tanques de petróleo y recipientes a presión, dado que la maquinaria y los procedimientos de inspección son muy similares.

Cuestiones de peso

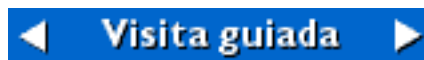
Los pesos de las torres (por kW de potencia instalada) han disminuido alrededor del 50 % en los últimos cinco años gracias a métodos de diseño más avanzados. Aunque la torre todavía sigue siendo una parte del aerogenerador bastante pesada, por lo que los costes de transporte son importantes. En los mercados más grandes, generalmente es mejor no transportar las torres por carretera más de 1000 km. En el caso de que la distancia sea superior (y de que se trate de un gran proyecto) las torres suelen fabricarse localmente.

Láminas con forma de piel de plátano

Para conseguir una sección con forma de cono, la lámina que se utiliza para enrollar debe tener los lados más largos curvados, y los lados cortos no tienen que ser paralelos. La



mayoría de fabricantes de torres utilizan máquinas-herramienta de corte por láser para obtener la forma deseada en la lámina de acero.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Soren Krohn](#)

Actualizado el 14 de abril 2000

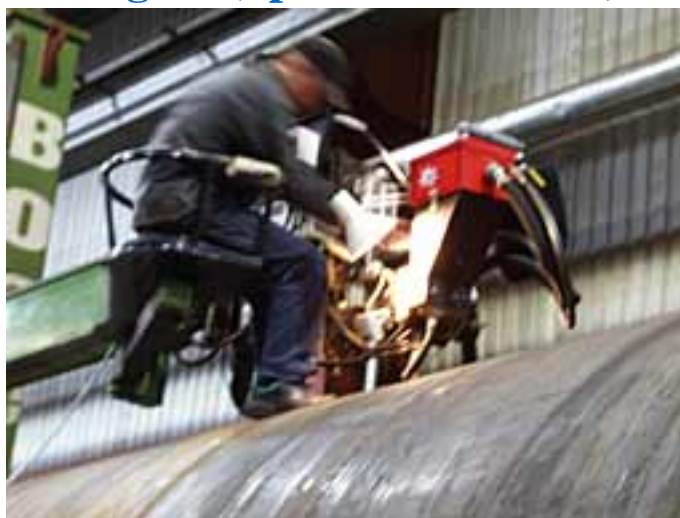
<http://www.windpower.org/es/tour/manu/towerm.htm>

Inicio

Soldeo de torres de aerogeneradores

Las secciones de acero están soldadas por arco sumergido ("powder welded")

Todas las fotografías
© 1999 Soren
Krohn



Cada sección de la torre está soldada con un cordón longitudinal, además de un cordón circular que la une a las siguientes secciones de la torre. Esto se hace colocando

las secciones de la torre sobre un banco de rodillos que gira lentamente la torre, mientras que un operador con una máquina de soldadura por arco sumergido suelda las secciones desde el exterior...

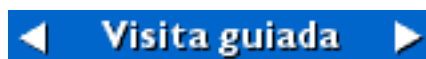


... y otro operador suelda el correspondiente grupo de cordones en el interior.

Inspección de los cordones de soldadura

Los cordones de soldadura de las torres son inspeccionados utilizando dispositivos de ultrasonidos o de rayos-X. Los cordones importantes son inspeccionados al 100%, mientras que el resto de cordones son inspeccionados sobre una muestra base.

Inicio



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Soren Krohn](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/manu/towerwld.htm>

Instalación y ensamblaje de torres de aerogeneradores



Unión de las torres a sus cimentaciones

Las torres suelen estar unidas con pernos a las cimentaciones de hormigón sobre las que reposan.

Sin embargo, hay otros métodos, como en este caso, en el que la parte inferior de la torre es colada dentro de la cimentación de hormigón, por lo que la parte más inferior de la torre tiene que ser soldada directamente en el propio emplazamiento.

Este método requiere que la torre esté provista de guías y

abrazaderas especiales para mantener las dos secciones de la torre en su sitio mientras se está realizando la soldadura. También requiere una pequeña fábrica de torres móvil, incluyendo un generador, un equipo de soldeo y un equipo de inspección de rayos-X, para inspeccionar los cordones de soldadura.

Todas las fotografías
© 1999 Soren Krohn

Bridas

Las secciones de la torre de un aerogenerador son atornilladas utilizando bridas de acero laminado en caliente, soldadas a los extremos de cada sección de la torre.



Las bridas están fabricadas de acero calmado. La fotografía muestra un par de bridas.

Unión con pernos

En la siguiente foto vemos como están unidas entre sí las diferentes secciones en el interior de la torre.



La calidad de las bridas y la tensión en los pernos son parámetros importantes para la seguridad de las torres de aerogeneradores.

◀ Visita guiada ▶

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Soren Krohn](#)

Actualizado el 5 de julio 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/manu/towrassy.htm>

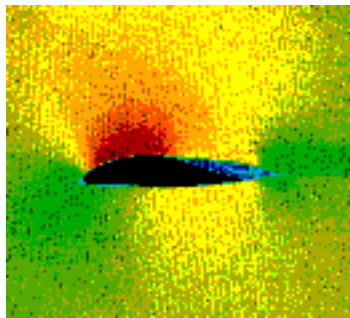
Inicio



Investigación y desarrollo en energía eólica

Para los fabricantes de aerogeneradores, la finalidad básica de la investigación y desarrollo en aerogeneradores es la de ser capaces de fabricar máquinas cada vez más rentables.

Investigación en aerodinámica básica



Los ingenieros de aerogeneradores utilizan técnicas como la de [pérdida de sustentación](#), que los diseñadores de aviones tratan de evitar a cualquier precio. La pérdida de sustentación es un fenómeno muy complejo, pues participan corrientes de aire en tres dimensiones sobre las palas del

aerogenerador (por ejemplo, la fuerza centrífuga inducirá una corriente de aire que hará que las moléculas de aire se muevan de forma radial a lo largo de la pala, desde la base hacia la punta de la pala).

Simulaciones por ordenador en 3D de los flujos de aire no se suelen utilizar en la industria aeronáutica, por lo que los investigadores de aerogeneradores tienen que desarrollar nuevos métodos y modelos de simulación por ordenador para tratar estos temas.

La **dinámica de fluidos computacional**, o **CFD**, es un conjunto de métodos que tratan con simulaciones de flujos de aire alrededor, por ejemplo, de una pala de aerogenerador.

El dibujo muestra una simulación por ordenador de los flujos y las distribuciones de presión alrededor de una pala de aerogenerador moviéndose hacia la izquierda.

Dispositivos de mejora aerodinámica

Un número creciente de tecnologías conocidas de la industria aeronáutica están siendo aplicadas en el rotor de los aerogeneradores para mejorar su funcionamiento.

Un ejemplo son los **generadores de torbellinos**, que son sólo pequeñas aletas, a menudo de sólo 0,01 metros de alto, situadas sobre la superficie de las alas del avión. Las aletas están

Fotografía de una simulación por ordenador de los flujos de aire alrededor de una pala de rotor © Risoe National Laboratory (Dinamarca).

ligeramente inclinadas (unos pocos grados) alternativamente hacia la izquierda y hacia la derecha. Las aletas crean una ligera corriente de aire turbulento en la superficie de las alas. La separación entre las aletas debe ser muy precisa para asegurar que la capa turbulenta se disuelve automáticamente en el borde posterior del ala.

Curiosamente, la creación de estas diminutas turbulencias evita que el ala del avión pierda sustentación a bajas velocidades de viento.

Las palas de aerogeneradores son propensas a sufrir pérdida de sustentación cerca de la base de la pala, donde los perfiles son gruesos, incluso a bajas velocidades del viento.

Consecuentemente, en algunas de las palas más nuevas puede encontrarse una extensión de alrededor de 1 metro de longitud en el borde posterior de la pala (cerca de la base) equipada con varios generadores de torbellinos.

(Fotografía © LM Glasfiber A/S).



Visita guiada



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 19 de enero 2001

<http://www.windpower.org/es/tour/rd/index.htm>

Inicio

Investigación sobre la energía eólica en el mar

Parque eólico marino de
Vindeby
Fotografía © 1992
Bonus Energy A/S



Aerogeneradores del tamaño de megavatios, cimentaciones más baratas y nuevos conocimientos sobre las condiciones eólicas en el mar están mejorando la economía de la energía eólica

marina.

Cuando ya está resultando económica en las buenas localizaciones terrestres, la energía eólica está a punto de cruzar otra frontera: la frontera económica marcada por la línea de costa. Los investigadores y proyectistas están a punto de desafiar el saber convencional sobre tecnologías de generación de electricidad: la energía eólica en el mar está siendo rápidamente competitiva con las otras tecnologías de producción de energía.

El plan 21 danés

De acuerdo con el "Plan de acción sobre energía del gobierno danés, Energía 21" (ver la página de [enlaces](#)), 4.000 MW de energía eólica serán instalados en emplazamientos marinos antes del año 2030. Con otros 1.500 MW instalados en tierra, Dinamarca será capaz de cubrir más del 50 por ciento del consumo total de electricidad con energía eólica. En comparación, la capacidad actual de potencia eólica en Dinamarca es de 1.100 MW (a mediados de 1998).

Un total de 5.500 MW de potencia eólica en el sistema eléctrico danés significa que los aerogeneradores cubrirán periódicamente más del 100 por cien de la demanda de electricidad en Dinamarca. Así pues, las plantas generadoras en el mar deberán estar integradas dentro del sistema escandinavo de electricidad, basado en una enorme proporción de energía hidroeléctrica.

Con una inversión total de alrededor de 48.000 millones de coronas danesas (7.000 millones de dólares americanos) para los 4.000 MW de capacidad en el mar, el plan de acción danés representará la mayor inversión en energía eólica que se haya

hecho nunca en el mundo.

Calendario marino en Dinamarca

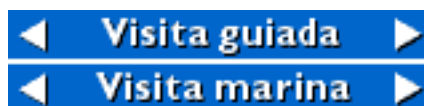
Las compañías danesas de energía ya han solicitado licencias de construcción para 750 MW de parques eólicos marinos. De acuerdo con su calendario, más de 4.000 megavatios de potencia serán instalados en el mar antes del 2027 en Dinamarca.

Probablemente el primer paso sea un parque eólico más pequeño de 40 MW justo en la costa de Copenhague.

Un informe redactado por las compañías danesas de energía para el Ministro de Energía y Medio Ambiente identifica cuatro áreas principales en el territorio marino danés idóneas para la producción de energía eólica, con un potencial de 8.000 MW. La filosofía seguida en la elección de las áreas es bien sencilla: por razones medioambientales el Comité ha concentrado la capacidad en unas pocas áreas remotas, con una profundidad del agua entre 5 y 11 metros.

Las áreas han sido elegidas evitando zonas protegidas, rutas de navegación, enlaces por microondas, áreas militares, etc. Esto también limita el impacto visual en tierra.

Las investigaciones más recientes sobre cimentaciones indican que puede ser económico instalar turbina marinas incluso a 15 metros de profundidad del agua, lo que significa que el potencial en el mar está alrededor de los 16.000 MW en las áreas seleccionadas de las aguas danesas.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/rd/offintro.htm>

Inicio

Cimentaciones de aerogeneradores instalados en el mar

El principal desafío de la energía eólica en el mar son los costes de explotación: el cableado submarino y las cimentaciones han provocado que hasta hace poco la energía eólica marina fuese una opción cara.

Sin embargo, las nuevas tecnologías de cimentación y los generadores del orden de megavatios están a punto de hacer que la energía eólica en el mar sea competitiva con los emplazamientos terrestres, al menos en aguas de hasta 15 metros de profundidad.

Dado que generalmente la producción de los aerogeneradores marinos es un 50 por ciento mayor que la de sus vecinos en tierra (en terreno liso), el emplazar los aerogeneradores en el mar puede ser bastante atractivo (véase la página sobre [condiciones eólicas marinas](#)).

El acero es más barato que el hormigón

Dos compañías de energía danesas y tres empresas de ingeniería llevaron a cabo, durante 1996-1997, un estudio pionero sobre el diseño y los costes de las cimentaciones de aerogeneradores marinos. El informe concluía que el acero es mucho más competitivo que el hormigón para grandes parques eólicos marinos.

Parece ser que todas las nuevas tecnologías resultarán económicas hasta los 15 m de profundidad como mínimo, y posiblemente también a mayores profundidades. En cualquier caso, el coste marginal al desplazarse hacia aguas más profundas es mucho menor de lo que se estimó en un principio.

Con estos conceptos, los costes de cimentación y de conexión a red para las grandes turbinas de 1,5 MW son sólo del 10 al 20 por ciento superiores a los correspondientes costes de las turbinas de 450-500 kW utilizadas en los parques eólicos marinos de [Vindeby](#) y [Tunø Knob](#), en Dinamarca.

Vida de diseño de 50 años

Contrariamente a lo que se suele creer, la **corrosión** no es algo que preocupe especialmente en las construcciones de acero en el mar. La experiencia de las plataformas petrolíferas marinas ha

demostrado que pueden ser correctamente protegidas utilizando una protección catódica (eléctrica) contra la corrosión.

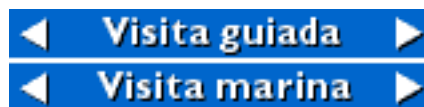
La protección superficial (pintura) de los aerogeneradores marinos se proporcionará por rutina con una clase de protección mayor que para las turbinas instaladas en tierra.

Las plataformas petrolíferas marinas se construyen normalmente para durar 50 años. Ésta es también la vida de diseño de las cimentaciones de acero utilizada en estos estudios.

Turbina de referencia

La turbina de referencia para el estudio es una moderna turbina tripala con el rotor a barlovento y con una altura de buje de unos 55 metros y diámetro de rotor de alrededor de 64 metros.

La altura de buje de la turbina de referencia es pequeña comparada con las típicas turbinas de ese tamaño instaladas en tierra. En el norte de Alemania la altura de buje típica de una turbina de 1,5 MW varía de 60 a 80 metros. Debido a que la superficies de agua son muy lisas (baja [rugosidad](#)), resulta rentable utilizar torres más bajas. Usted mismo puede verificar estas conclusiones utilizando el [programa de cálculo de la potencia en un aerogenerador](#), en el que ya hay un ejemplo de un aerogenerador marino de 1,5 MW.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© copyright 2000 Søren Krohn.

Actualizado el 25 de enero 2001

<http://www.windpower.org/es/tour/rd/foundat.htm>

Inicio

Cimentaciones marinas: hormigón tradicional



Construcción de una
cimentación en Tunø
Knob

Fotografía & COPY; 1996
Flemming Hagensen

Los primeros proyectos experimentales en Dinamarca (y en el mundo) utilizaron cimentaciones de cajón de hormigón (por gravedad). Como su propio nombre indica, una cimentación por gravedad cuenta con la gravedad para mantener la turbina en una posición vertical.

Parques eólicos marinos de Vindeby y Tunoe Knob

El parque eólico marino de Vindeby y el de Tunoe Knob son ejemplos de esta técnica de cimentación tradicional. Las cimentaciones de cajón son construidas en diques secos cerca de los emplazamientos utilizando hormigón armado, y se llevan a su destino final antes de ser rellenadas con grava y arena hasta que alcanzan el peso necesario. Así pues, el principio se parece mucho a la construcción de puentes tradicionales.

Las cimentaciones utilizadas en estos dos emplazamientos son cónicas con el fin de actuar como rompedores del hielo a la deriva, lo cual es necesario, pues tanto en el mar Báltico como en el Kattegat suelen observarse formaciones de hielo sólido durante los inviernos fríos.

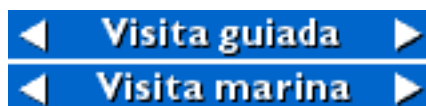
Desventaja del hormigón

Utilizando técnicas de cimentación con hormigón, el coste de la cimentación completa viene a ser proporcional al cuadrado de la profundidad del agua (la regla cuadrática).

Las profundidades del agua en Vindeby y Tunoe Knob varían de 2,5 a 7,5 metros, lo que implica que cada cimentación de hormigón tiene un peso medio de unas 1050 Tm.

De acuerdo con la regla cuadrática, las plataformas de hormigón se hacen prohibitivamente caras y pesadas de instalar a profundidades de agua de más de 10 metros. Así pues, han tenido que desarrollarse otras técnicas para poder atravesar la barrera del coste, como veremos en las siguientes páginas.

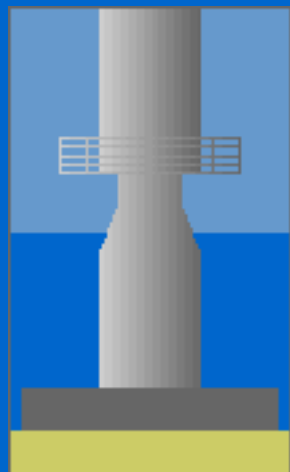
Inicio



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000
<http://www.windpower.org/es/tour/rd/concrete.htm>

Cimentaciones marinas: gravedad + acero



La mayoría de parques eólicos marinos existentes utilizan cimentaciones por gravedad. Una nueva tecnología ofrece un método similar al de cajón de hormigón (por gravedad). En lugar de hormigón armado se utiliza un tubo de acero cilíndrico situado en una caja de acero plana sobre el lecho marino.



Consideraciones de peso

Una cimentación de acero por gravedad es considerablemente más ligera que las cimentaciones de hormigón. Aunque la cimentación final debe tener un peso de aproximadamente 1000 toneladas, el peso de la estructura de acero será solamente de 80 a 100 toneladas para profundidades de agua entre 4 y 10 metros (en las estructuras del mar Báltico, que requieren protección contra el hielo a la deriva, deberán añadirse otras 10 toneladas).

El relativo poco peso permite que los remolques transporten e instalen muchas cimentaciones a la vez, utilizando las mismas grúas relativamente ligeras utilizadas para el montaje de las turbinas.

Las cimentaciones por gravedad se rellenan de olivina, que es un mineral muy denso, que proporciona la suficiente resistencia para que las cimentaciones soporten las olas y la presión del hielo.

Consideraciones de tamaño

La base de una cimentación de este tipo será de 14 por 14 m (o de 15 m de diámetro para una base circular) para profundidades de agua de 4 a 10 m (en caso de un aerogenerador con un diámetro del rotor de aproximadamente 65 m).

Acondicionamiento del lecho marino

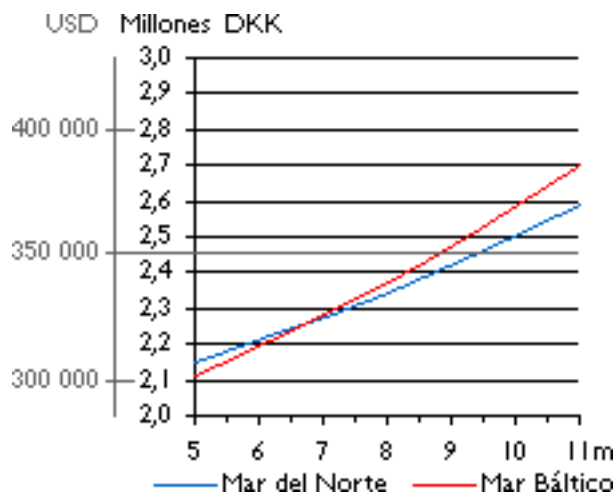
La ventaja de la solución del cajón de acero es que la cimentación puede ser preparada en tierra, y puede ser utilizada en cualquier

tipo de lecho marino, aunque se necesita un acondicionamiento previo del mismo. El limo tiene que ser eliminado y un lecho de grava debe ser preparado por buzos antes de colocar la cimentación en su emplazamiento.

Protección contra la erosión

Normalmente, el lecho marino de alrededor de la base de la cimentación deberá estar protegido contra la erosión colocando cantos rodados o rocas alrededor de los bordes de la base. Lo mismo ocurre con la versión en hormigón de las cimentaciones por gravedad, lo que hace que este tipo de cimentación sea relativamente más costoso en áreas con una erosión significativa.

Costes por metro de profundidad de agua para cimentaciones de acero por gravedad



El coste de penalización que supone el moverse hacia aguas más profundas es mínimo si se compara con el de las cimentaciones de acero tradicionales. La razón es que la base de la cimentación no

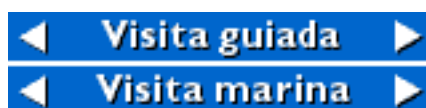
necesita crecer

proporcionalmente con la profundidad del agua para hacer frente a la presión del hielo y las olas.

Los costes estimados para este tipo de cimentación son, por ejemplo, de 2.343.000 coronas danesas (335.000 dólares americanos) para una máquina de 1,5 MW situada a 8 m de profundidad del agua en el mar Báltico (cifras de 1997). Estas cifras incluyen los costes de instalación.

El gráfico muestra la variación del coste respecto a la profundidad del agua. Curiosamente, el factor de dimensionamiento (el que decide la resistencia y el peso requeridos en la cimentación) no es la turbina en sí misma, sino las fuerzas de presión del hielo y de las olas.

Inicio



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 19 de enero 2001

<http://www.windpower.org/tour/rd/gravitat.htm>

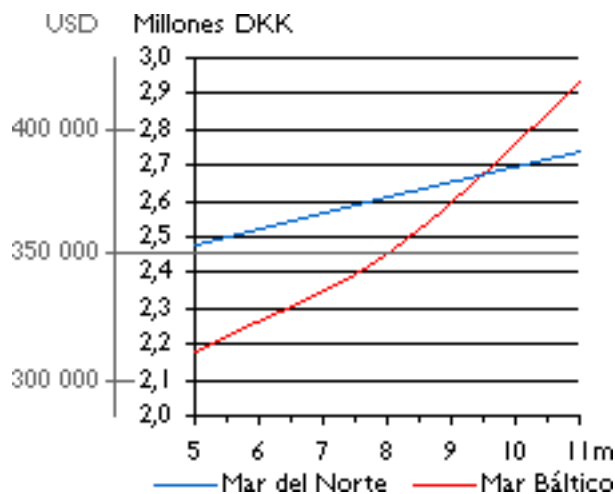
Cimentaciones marinas: el monopilote

La cimentación monopilote es una construcción simple. La cimentación consta de un pilote de acero con un diámetro de entre 3,5 y 4,5 metros. El pilote está clavado de 10 a 20 metros en el lecho marino, dependiendo del tipo de subsuelo.

Efectivamente, la cimentación de un solo pilote extiende la torre de la turbina a través del agua hasta el interior del lecho marino.

Una ventaja importante de este tipo de cimentación es que no necesita que el lecho marino sea acondicionado. Por otro lado, requiere un equipo de pilotaje pesado, y no se aconseja este tipo de cimentación en localizaciones con muchos bloques de mineral en el lecho marino. Si se encuentra un bloque de mineral durante el pilotaje, es posible perforarlo y hacerlo volar con explosivos.

Costes por metro de profundidad de agua para cimentaciones monopilote



El factor de dimensionamiento de la cimentación varía del mar del Norte al mar Báltico. En el mar de Norte es el tamaño de las olas quien determina la dimensión del pilote. En el mar Báltico es la presión del hielo a

la deriva quien decide

el tamaño de la cimentación. Esta es la razón por la que los costes de la cimentación monopilote aumentan más rápidamente en el mar Báltico que en el mar del Norte. Los costes incluyen la instalación (precios de 1997).

Consideraciones de erosión

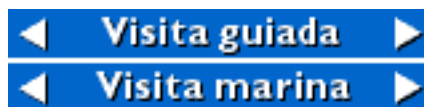
En este tipo de cimentación la erosión no será normalmente un problema.

El proyecto sueco marino

Un proyecto experimental de 2,5 MW con cinco aerogeneradores daneses utilizando la cimentación monopilote ha sido instalado en el mar Báltico, al sur de la isla de Gotland (Suecia).

La utilización de las cimentaciones monopilote supuso taladrar un agujero de 8 a 10 metros de profundidad para cada una de las turbinas (Wind World 500 kW). Cada pilote de acero se encaja dentro de la roca sólida. Una vez que las cimentaciones han sido colocadas en su lugar, las turbinas ya pueden ser atornilladas a la parte superior de los monopilotes.

Realizar toda la operación lleva unos 35 días bajo unas condiciones climáticas normales en el Báltico.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/rd/monopile.htm>



Inicio

Cimentaciones marinas: el trípode



Billede © 1997 Ramboll

La cimentación en trípode se inspira en las ligeras y rentables plataformas de acero con tres patas para campos petrolíferos marinos marginales en la industria del petróleo.

Desde el pilote de acero bajo la torre de la turbina parte una estructura de acero que transfiere los esfuerzos de la torre a tres pilotes de acero. Los tres pilotes están clavados de 10 a 20 metros en el lecho marino, dependiendo

de las condiciones del suelo y de las cargas del hielo.

Ventajas del trípode

La ventaja de un modelo de tres patas es que es apropiado para grandes profundidades del agua. Al mismo tiempo, sólo necesita una preparación mínima del emplazamiento antes de la instalación.

Tecnología multipilote

La cimentación es anclada al lecho marino mediante un pilote de acero relativamente pequeño (0,9 m) en cada esquina. Debido a requerimientos de pilotamiento, la cimentación en trípode no es apropiada para lechos marinos con múltiples y grandes bloques de roca.

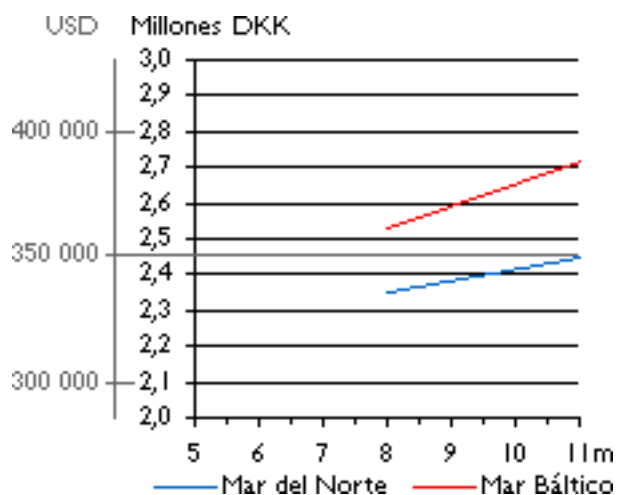
Consideraciones de erosión

Normalmente la erosión no será un problema en este tipo de cimentación.

Adecuada para mayores profundidades de agua

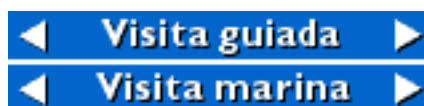
Este tipo de cimentación no es conveniente para profundidades del agua menores a 6-7 metros. La razón principal es que las embarcaciones de servicio a bajas profundidades tendrán problemas para acercarse a la cimentación debido a la estructura de acero.

Costes por metro de profundidad de agua para cimentaciones en trípode



Al igual que en la página anterior, la diferencia entre los costes del mar del Norte y el mar Báltico son que en el mar del Norte son las olas quienes determinan el dimensionamiento, mientras que en el

mar Báltico el factor decisivo es el hielo. Los costes incluyen instalación (precios de 1997).



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© copyright 2000 Søren Krohn.

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/rd/tripod.htm>

Inicio

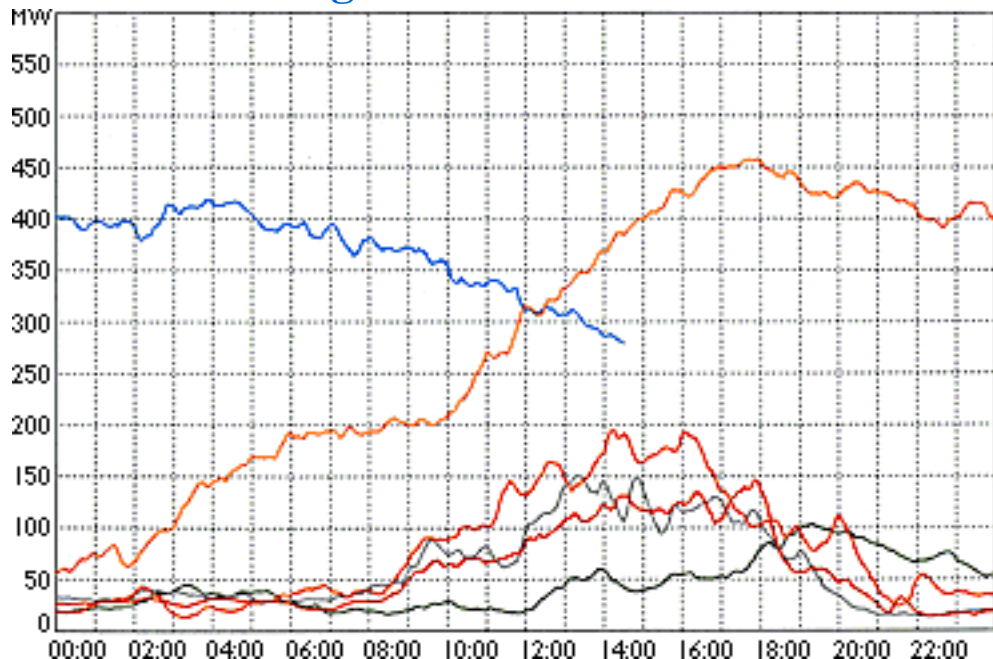


Actualmente el viento cubre el 10 por ciento del consumo de electricidad de la parte occidental de Dinamarca. El área de suministro de electricidad del grupo de compañías que forman el ELSAM comprende la parte occidental de Dinamarca, con la península de Jutlandia y la vecina isla de Fionia. El área tiene una población de tres millones de habitantes.

Aerogeneradores en la red eléctrica: Variaciones en la energía eólica

La gran mayoría de la potencia instalada de aerogeneradores en el mundo está conectada a la red, es decir, las turbinas suministran su electricidad directamente a la red eléctrica pública.

Producción de energía durante una cálida semana veraniega



La gráfica de arriba muestra la producción de electricidad durante una semana veraniega de los 650 [MW](#) (megavatios) de aerogeneradores instalados en la parte oeste de Dinamarca.

La curva azul en la parte de arriba de la izquierda muestra la producción de energía del 25 de junio de 1997, mientras que la curva naranja muestra la producción de energía del día anterior.

El consumo de potencia eléctrica era de 2.700 MW en el momento en que fue impresa esta gráfica por el centro de control de la compañía eléctrica. El viento estaba suministrando 270 MW, por lo que suministraba exactamente el 10 por ciento del consumo de potencia de 3 millones de personas a las 13:45, cuando nosotros visitamos el centro de control.

El viento se ajusta a los patrones de consumo diario de electricidad

En la parte inferior del gráfico puede verse la producción de energía de los cinco días anteriores. De media, el mes de junio es el mes del año de menor producción de energía eólica en Dinamarca. Sin embargo, algunos días de vientos frescos empezaron en las horas tempranas del 24 de junio.

Las condiciones climáticas típicas son que los vientos son suaves durante la noche, y más fuertes durante el día, como puede ver durante los cinco días de vientos moderados.

Lo que significa que la electricidad eólica se ajusta bien en los patrones de consumo de electricidad, es decir, la electricidad eólica es en general más valiosa para los sistemas de redes eléctricas que si estuviese siendo producida a un nivel aleatorio.

Visita guiada 

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

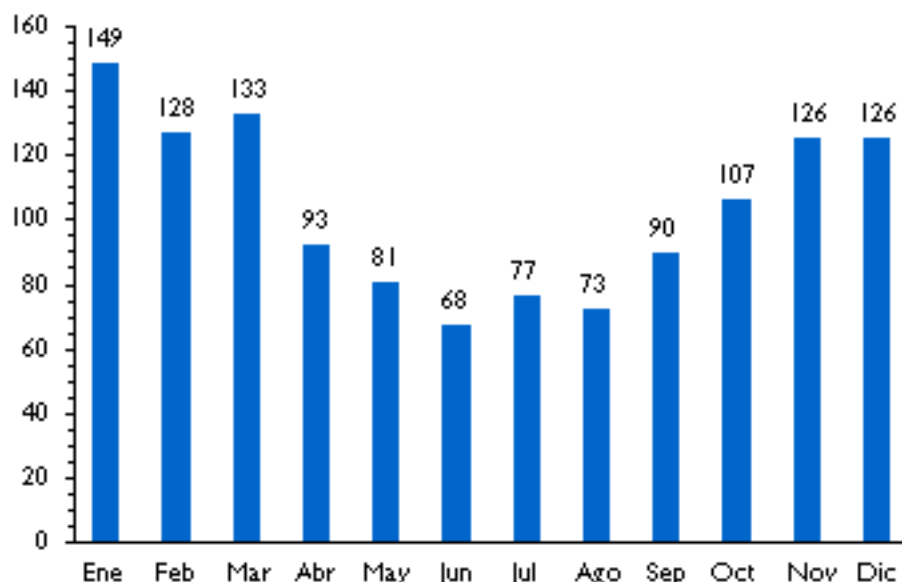
Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/grid/index.htm>

Inicio

Variación estacional en la energía eólica

Índice de energía eólica, Dinamarca (promedio = 100)



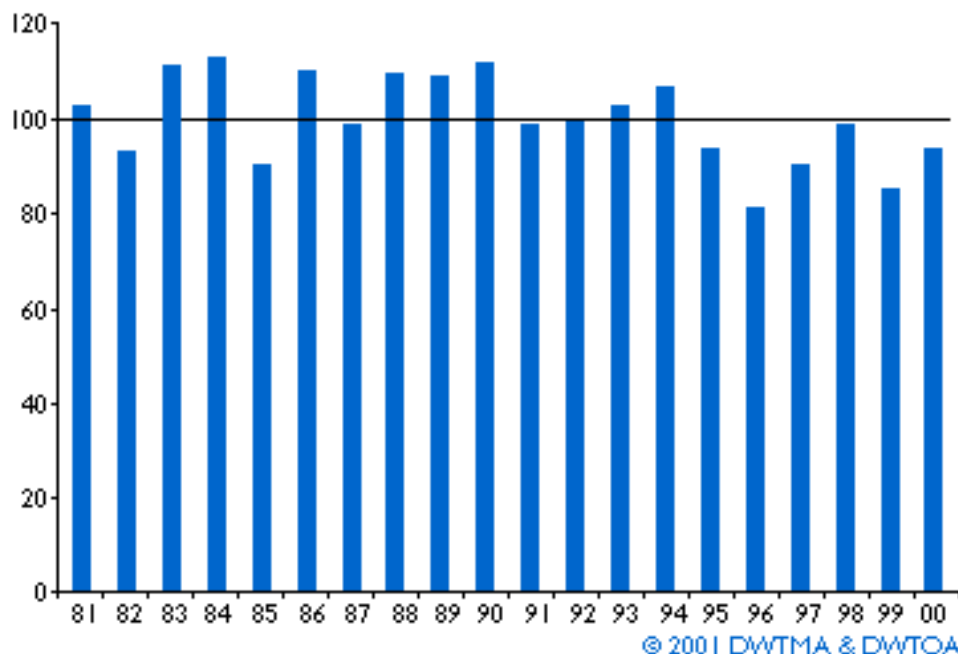
El viento se ajusta a las tendencias de consumo estacional de electricidad

En zonas templadas los vientos de verano son generalmente más débiles que los de invierno. El consumo de electricidad es generalmente mayor en invierno que en verano en estas regiones.

Por lo tanto, en zonas más frías del planeta la calefacción eléctrica es perfecta en combinación con la energía eólica, pues el enfriamiento de las casas varía con la velocidad del viento de la misma forma que la producción de electricidad en los aerogeneradores varía con las velocidades del viento.

Las centrales eléctricas convencionales desaprovechan una gran cantidad de calor, así como de combustible (al menos el 60 %), es decir, por cada unidad de calor útil consumido por una casa, la central eléctrica ha malgastado 1,5 unidades de calor (y de combustible).

Variaciones anuales en la energía eólica



Así como los campos de cultivo varían su cosecha de un año a otro, encontrará que las condiciones eólicas pueden variar de un año al siguiente. Típicamente, estos cambios son menores que los que se producen en la producción agrícola. En el caso de Dinamarca, verá que la producción de los aerogeneradores tiene una variación típica (una desviación estándar) de alrededor de un 9 a un 10 por ciento. Puede ver las variaciones mensuales y anuales de los pasados 20 años en el sitio web [Vindstyrke](http://vindstyrke.dk).

◀ Visita guiada ▶

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© copyright 2000 Søren Krohn.

Actualizado el 14 de febrero 2001

<http://www.windpower.org/es/tour/grid/season.htm>

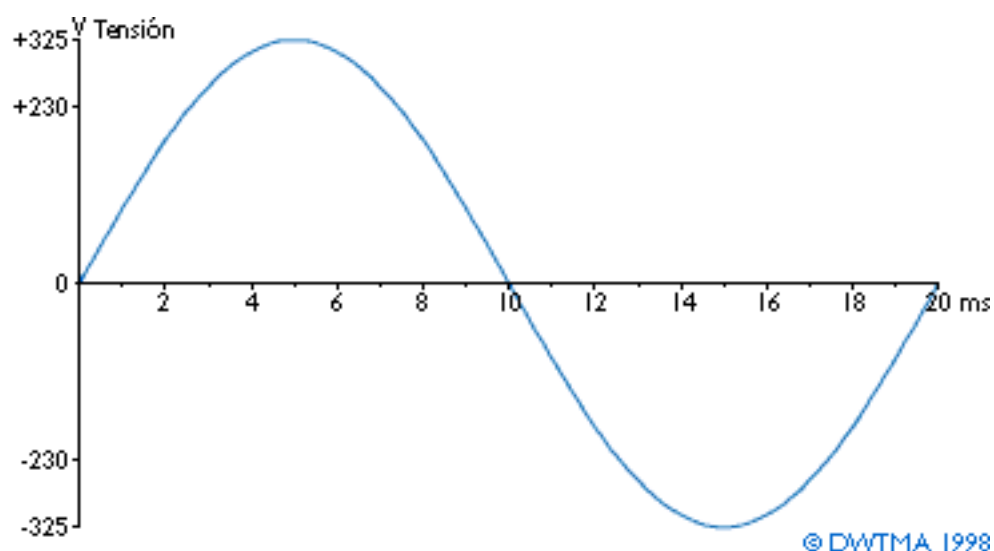
Inicio

Cuestiones de aerogeneradores y de calidad de potencia

El comprador de un aerogenerador no necesita preocuparse él mismo sobre las regulaciones técnicas de aerogeneradores y del resto del equipamiento conectado a la red eléctrica. Esta responsabilidad suele dejarse al fabricante de la turbina y a la compañía eléctrica local.

Para la gente interesada en temas técnicos, en esta página nos adentraremos en algunas de las cuestiones electrotécnicas relacionadas con la conexión de las turbinas a la red eléctrica.

Calidad de potencia



El término calidad de potencia se refiere a la estabilidad en la tensión, estabilidad en la frecuencia y a la ausencia de diversas formas de ruido eléctrico (p.ej., el parpadeo o la distorsión armónica) en la red eléctrica. Hablando en términos más generales, las compañías eléctricas (y sus clientes) prefieren una corriente alterna con una bonita forma sinusoidal, como la que se muestra en la imagen de arriba (si no está familiarizado con los fundamentos sobre corriente alterna (CA) puede serle útil consultar el [manual de referencia](#) sobre este tema antes de continuar).

Arrancar (y parar) una turbina

La mayoría de controladores electrónicos de aerogeneradores

están programados para que la turbina funcione en vacío a bajas velocidades de viento (si estuviese conectada a la red eléctrica a bajas velocidades de viento, de hecho funcionaría como motor, tal y como puede leer en la [página sobre el generador](#)). Una vez que el viento se hace lo suficientemente potente como para hacer girar el rotor y el generador a su velocidad nominal, es importante que el generador de la turbina sea conectado a la red eléctrica en el momento oportuno.

Si no es así, tan solo estarán la resistencia mecánica del multiplicador y del generador para evitar que el rotor se acelere, y que finalmente se embale (existen diversos dispositivos de seguridad, incluyendo frenos de protección contra fallos, en el caso de que el modo de arranque correcto falle, que puede haber leído en la sección sobre [seguridad en aerogeneradores](#)).

Arranque suave con tiristores

Si conectase a red un gran aerogenerador con un interruptor normal, los vecinos verían un oscurecimiento parcial (a causa de la corriente requerida para magnetizar al generador), seguido de un pico de potencia, debido a la corriente del generador sobrecargando la red. Puede ver esta situación en el dibujo de la ventana del navegador que se acompaña, donde puede ver el parpadeo de la bombilla al accionar el interruptor que arranca el aerogenerador. El mismo efecto puede ser posiblemente visto si conecta su ordenador y el transformador de la fuente de alimentación se magnetiza del golpe.

Otro efecto lateral desagradable al utilizar interruptores "duros" sería el de aplicar un desgaste extra al multiplicador, pues la conexión del generador actuaría como si de repente se accionase el freno mecánico de la turbina.



Para evitar esta situación los modernos aerogeneradores tienen un arranque suave, se conectan y se desconectan de la red de forma gradual mediante tiristores, un

tipo de interruptor continuo de semiconductor que puede ser controlado electrónicamente (de hecho es posible que usted tenga un tiristor en su propia casa, si tiene una de las modernas

Los grandes tiristores de potencia en aerogeneradores se calientan enormemente cuando se activan. Deben estar equipados con disipadores térmicos de aluminio y ventiladores, tal y como puede ver en la fotografía de la derecha. Foto © 1998 Søren Krohn

lámparas regulables, en las que se puede ajustar el voltaje de forma continua).

Los tiristores pierden alrededor de un 1 a un 2 por ciento de la energía que pasa a través de ellos. Así pues, los modernos aerogeneradores suelen estar equipados con un llamado **interruptor derivante**, esto es, un interruptor mecánico que es activado después de que la turbina ha efectuado el arranque suave. De esta forma se minimiza la cantidad de energía perdida

Redes débiles, refuerzo de red

Si una turbina se conecta a una red eléctrica débil (es decir, que está muy lejos en un rincón remoto de una red eléctrica con una baja capacidad de transporte de energía), pueden haber algunos problemas de oscurecimiento parcial/sobretensión de energía del tipo de los mencionados arriba.

En estos casos puede ser necesario un refuerzo de red para transportar la corriente alterna desde el aerogenerador.

Su compañía eléctrica local tiene experiencia en tratar con estos problemas de tensión, pues son el reflejo exacto de lo que ocurre cuando se conecta un gran usuario (p.ej. una fábrica con grandes motores eléctricos) a la red.

Flicker

El **flicker** es una expresión ingenieril para designar variaciones cortas en la tensión de la red eléctrica que pueden provocar que las bombillas parpadeen. Este fenómeno puede ser relevante si el aerogenerador está conectado a una red débil, ya que variaciones de viento efímeras causarán variaciones en la potencia generada. Hay varias formas de tratar este asunto en el diseño de una turbina: mecánicamente, eléctricamente y utilizando electrónica de potencia.

Evitar el "islanding"

El **"islanding"** es una situación que puede ocurrir si una sección de la red eléctrica se desconecta de la red eléctrica principal, como ocurriría por el disparo accidental o intencionado de un gran disyuntor en la red (p.ej. debido a paros en el suministro eléctrico o a cortocircuitos en la red). Si los aerogeneradores siguen funcionando en la parte de la red que ha quedado aislada, es muy probable que las dos redes separadas no estén [en fase](#) después de un breve intervalo de tiempo.

El restablecimiento de la conexión a la red eléctrica principal puede causar enormes sobreintensidades en la red y en el generador de la turbina eólica. Esto también causaría una gran liberación de energía en la transmisión mecánica (es decir, en los

ejes, el multiplicador y el rotor), tal como lo haría una "conexión dura" del generador de la turbina a la red eléctrica.

Así pues, el controlador electrónico tendrá que estar constantemente vigilando la tensión y la frecuencia de la corriente alterna de la red. En el caso de que la tensión o la frecuencia de la red local se salgan fuera de ciertos límites durante una fracción de segundo, la turbina se desconectará automáticamente de la red, e inmediatamente después se parará (normalmente activando los frenos aerodinámicos, como se explicó en la sección sobre [seguridad en aerogeneradores](#)).



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© copyright 2000 Søren Krohn.

Actualizado el 17 de abril 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/grid/rein.htm>

Inicio

Parques eólicos marinos conectados a red

La red eléctrica

El dibujo de la derecha muestra la red de transmisión eléctrica danesa. Las principales centrales eléctricas aparecen en amarillo.



La capacidad generadora total era de unos 10.000 MW en 1998. Los parques eólicos marinos actuales y futuros, con un total de unos 4.100 MW, se muestran en blanco y azul.

La parte occidental y oriental del país no está directamente conectada, sino que está conectada a los sistemas de transmisión eléctrica alemanes y suecos utilizando CA (líneas de transmisión de corriente alterna). El resto de las conexiones a Suecia, Noruega y Alemania son conexiones de CC (corriente continua).

La conexión a red de los parques eólicos marinos no constituye un problema en sí misma, ya que la tecnologías que se emplean son conocidas. Sin embargo, la optimización de estas tecnologías para emplazamientos marinos remotos será importante para asegurar una economía razonable.

Los primeros parques eólicos marinos de tamaño comercial en Dinamarca se situarán a unos 15-40 km de la costa, a profundidades del agua de 5 a 10, y posiblemente 15, metros. Los tamaños de los parques variarán de 120 a 150 MW. Los primeros parques (año 2002) serán construidos utilizando la actual generación de aerogeneradores de 1,5 MW, que por entonces habrán terminado un periodo de funcionamiento en tierra de unos cinco años.

La potencia reactiva está relacionada con el desfase de la corriente alterna, lo que dificulta el transporte de energía a través de la red eléctrica. Para los detalles técnicos consulte el manual de referencia de este sitio web .

Cableado

El cableado subterráneo que conecta los parques marinos a la red eléctrica principal es una tecnología muy conocida. Los cables submarinos tendrán que ser enterrados para reducir el riesgo de daños ocasionados por equipos de pesca, anclas, etc. Si las condiciones del fondo lo permiten, será más económico hundir los cables en el lecho marino (utilizando chorros de agua a presión) que enterrarlos en el fondo del mar.

Tensiones

En los grandes parques eólicos de 120-150 MW que están siendo proyectados en Dinamarca, probablemente se utilizarán conexiones de 30-33 kV. En el centro de cada parque habrá seguramente una plataforma con una estación transformadora de 30 a 150 kV, además de diversas instalaciones de servicio.

La conexión con tierra firme se hará utilizando conexiones de 150 kV.

Potencia reactiva, "HVDC"

Los cables submarinos tendrán una gran capacitancia eléctrica, que puede ser útil para suministrar potencia reactiva a los parques. Puede ser útil tener alguna forma de compensación variable de la potencia reactiva dentro del sistema, dependiendo de la configuración precisa de la red. Si la distancia a la red principal es considerable, una alternativa interesante sería la de conectar los parques a tierra firme utilizando conexiones de corriente continua alta tensión (correspondiente a la abreviación inglesa "HVDC").

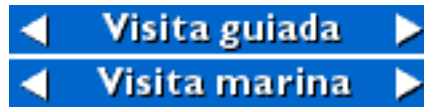
Vigilancia remota

Obviamente, la vigilancia remota de los parques será incluso más importante que en tierra. Los enlaces por radio dedicados a este fin ya han estado funcionando en Tunoe Knob y en Vindeby durante varios años.

Con las grandes unidades de 1,5 MW previstas para estos parques puede resultar económico instalar, p.ej., extra sensores en cada pieza del equipo (y continuamente analizar sus mínimas variaciones, que suelen cambiar su tendencia cuando la pieza está desgastada). Ésta es una tendencia muy conocida en ciertos sectores industriales para asegurar un mantenimiento óptimo de la maquinaria.

Mantenimiento preventivo

Dado que las condiciones climáticas pueden impedir que el personal de servicio llegue hasta los aerogeneradores en épocas de mal tiempo, es muy importante asegurar una alta tasa de disponibilidad en los parques eólicos marinos. En localizaciones marinas remotas puede ser necesario optimizar los programas de revisión de un mantenimiento preventivo.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/grid/offshore.htm>

Inicio

Los aerogeneradores y el medio ambiente: paisaje

Consejos sobre arquitectura paisajística y aerogeneradores



Los aerogeneradores son siempre elementos altamente visibles en el paisaje. De lo contrario, no están situados adecuadamente desde un punto de vista meteorológico (ver la página sobre [emplazamiento de aerogeneradores](#)).

La fotografía de la izquierda muestra el parque eólico de Kappel (Dinamarca). Probablemente sea la distribución más agradable desde el punto de vista estético conocida por este autor. La forma del dique a lo largo de la costa se repite en la línea de las turbinas.

Sólo hay un elemento que molesta en la imagen de arriba: La única turbina de al lado de la granja, que interrumpe la que de otra manera sería una disposición uniforme de las turbinas (esa turbina ya estaba ahí antes de que se construyera el parque eólico).

Foto © 1999
Søren Krohn

Disposiciones geométricas simples

En áreas llanas suele ser una buena idea situar las turbinas en una distribución geométrica simple, fácilmente perceptible por el espectador. Las turbinas situadas equidistantemente a lo largo de una línea recta es una buena solución, aunque el ejemplo de la fotografía de arriba puede ser incluso más elegante, donde los contornos del paisaje invitan a una solución así.

Sin embargo, existen límites a la utilidad de ser dogmáticos sobre la utilización de patrones simples:

En paisajes con fuertes pendientes, rara vez es viable la

utilización de un patrón simple, y suele ser mejor hacer que las turbinas sigan los contornos de altitud del paisaje, o los cercados u otras características del paisaje.

Cuando las turbinas están situadas en varias filas, rara vez es posible percibir la distribución cuando se mira el parque desde una altura de los ojos normal. Sólo si nos situamos al final de una fila, aparece realmente como una distribución ordenada. En la siguiente fotografía panorámica, probablemente sólo sea capaz de discernir tres filas de turbinas, mientras que el resto parece que está disperso por todo el paisaje



Foto © 1997
Suzanne Clemmesen

Pintura gris claro

La fotografía de arriba muestra una de las mayores agrupaciones de aerogeneradores daneses en Nässuden, en la isla de Gotland (Suecia). La pintura gris de las turbinas hace que se confundan bien con el paisaje.

Tamaño de los aerogeneradores

Los grandes aerogeneradores permiten una producción igual de energía con un menor número de aerogeneradores. Esto puede suponer ciertas ventajas económicas, como menores costes de mantenimiento.

Desde un punto de vista estético, los grandes aerogeneradores también suponen una ventaja, porque generalmente tienen una velocidad de rotación menor que las turbinas más pequeñas. Así pues, en general las grandes turbinas no llaman la atención de la misma forma que lo hacen los objetos que se mueven rápidamente.

Percepción de la gente de los aerogeneradores en el paisaje

Cómo perciba la gente que los aerogeneradores encajan en el paisaje es en gran medida una cuestión de gusto.

Numerosos estudios en Dinamarca, Reino Unido, Alemania y los Países Bajos han revelado que la gente que vive cerca de aerogeneradores están generalmente más a favor de ellos que los habitantes de las ciudades.

Un bonito libro de fotografía con ejemplos de aerogeneradores

en el paisaje puede ser adquirido en Birk Nielsens Tegnestue, Aarhus (Dinamarca). Su precio aproximado es de 150 coronas danesas, gastos de envío no incluidos.

Visita guiada ►

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/env/index.htm>

Inicio

Sonido en aerogeneradores

Hoy en día el ruido es un problema secundario

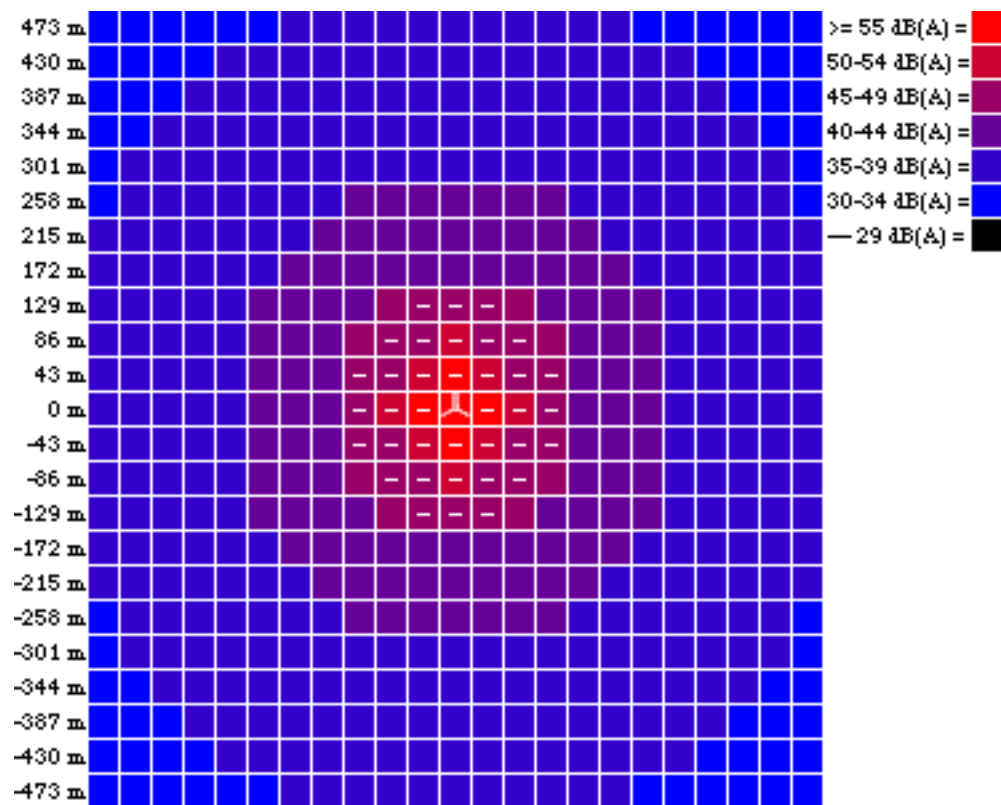
Es interesante observar que los niveles de emisión sonora de todos los nuevos diseños de aerogeneradores daneses tienden a agruparse entorno a los mismos valores. Esto parece indicar que las ganancias debidas a los nuevos diseños, p.ej. puntas de pala más silenciosas, se gastan en aumentar ligeramente la velocidad en punta de pala (la velocidad del viento medida en la punta de la pala) y, por tanto, a aumentar la energía producida por las máquinas.

En la sección de la visita guiada sobre [diseño de aerogeneradores](#) hemos explicado como se diseñan actualmente las turbinas para reducir las emisiones sonoras.

Por lo tanto, parece que el sonido no es un problema principal para la industria, dada la distancia a la que se encuentran los vecinos más cercanos (normalmente se observa una distancia mínima de unos 7 diámetros de rotor o 300 metros).

Los conceptos de percepción de sonido y de medición no son ampliamente conocidos por el público en general, aunque son bastante fáciles de entender una vez uno se ha familiariza con ellos. De hecho, en seguida puede hacer los cálculos usted mismo.

Plan de instalación de un aerogenerador respecto al sonido



Afortunadamente, es razonablemente fácil predecir el efecto sonoro de los aerogeneradores. En una de la páginas siguientes puede incluso probarlo por sí mismo, utilizando el [programa de cálculo del mapa de sonido](#) utilizado para trazar este dibujo.

Cada cuadrado mide 43 por 43 metros, correspondiente a un diámetro de rotor. Las áreas rojas brillantes son las áreas con una alta intensidad sonora, por encima de los 55 dB(A). Las áreas suaves indican áreas con niveles de sonido por encima de los 45 dB(A), que normalmente no serán utilizadas para la construcción de viviendas, etc. (en seguida explicaremos los términos nivel sonoro y dB(A)).

Como puede ver, la zona afectada por el sonido sólo se extiende a una distancia de unos pocos diámetros de rotor desde la máquina.

Ruido de fondo: el ruido enmascarador ahoga el ruido de la turbina

Ningún paisaje está nunca en silencio absoluto. Por ejemplo, las aves y las actividades humanas emiten sonidos y, a velocidades de viento de alrededor de 4-7 m/s y superiores, el ruido del viento en las hojas, arbustos, árboles, mástiles, etc. enmascarará (ahogará) gradualmente cualquier potencial sonoro de los aerogeneradores.

Esto hace que la medición del sonido de los aerogeneradores de forma precisa sea muy difícil. Generalmente, a velocidades de 8 m/s y superiores llega a ser una cuestión bastante abstrusa el

discutir las emisiones de sonido de los modernos aerogeneradores, dado que el ruido de fondo enmascarará completamente cualquier ruido de la turbina.

La influencia de los alrededores en la propagación del sonido

La reflexión del sonido por parte de las superficies del terreno y de los edificios puede hacer que el mapa de sonido sea diferente en cada localización. En general, corriente arriba de los aerogeneradores apenas se oye ningún sonido. Por lo tanto, la [rosa de los vientos](#) es importante para registrar la dispersión sonora potencial en diferentes direcciones.

La percepción humana del sonido y del ruido

La mayoría de la gente encuentra agradable oír el sonido de las olas en la orilla del mar, y a bastantes de nosotros les molesta el sonido de la radio del vecino, aunque el nivel real de sonido pueda ser bastante menor.

Aparte de la cuestión del gusto musical de su vecino, obviamente existe una diferencia en términos de contenido de información. Las olas del mar emiten un ruido "blanco" aleatorio, mientras que la radio de su vecino tiene algún contenido sistemático que su cerebro no puede evitar discernir y analizar. Si normalmente le resulta antipático su vecino, sin duda estará incluso más molesto con el sonido. A falta de una definición mejor para "ruido", los expertos lo definen como "sonido no deseado".

Dado que la distinción entre ruido y sonido es un fenómeno con un alto factor psicológico, no es fácil elaborar un modelo sencillo y universalmente satisfactorio del fenómeno del sonido. De hecho, un estudio llevado a cabo por el instituto de investigación danés "DK Teknik" parece indicar que la percepción del sonido de los aerogeneradores por parte de las personas está más gobernada por su actitud hacia la fuente de sonido que por el sonido real en sí mismo.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© copyright 2000 Søren Krohn.

Actualizado el 19 de abril 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/env/sound.htm>

Medición y cálculo de los niveles de sonido

La escala dB(A)

Las autoridades públicas en todo el mundo utilizan la denominada escala dB(A), o decibelios (A), para cuantificar las medidas de sonido. Para darle una idea de la escala, vea la tabla de abajo.

nivel de sonido	umbral de audibilidad	susurro	conversación	tráfico urbano	concierto de rock	reactor a 10 m de distancia
dB(A)	0	30	60	90	120	150

La escala de decibelios (A) mide la intensidad de sonido en todo el rango de la diferentes frecuencias audibles (diferentes tonos), y posteriormente utiliza un sistema de ponderación teniendo en cuenta el hecho de que el oído humano tiene una sensibilidad diferente a cada frecuencia de sonido. Generalmente oímos mejor a frecuencias medias (rango vocal) que a bajas o altas frecuencias. El sistema de dB(A) dice que la presión sonora a la frecuencias más audibles debe ser multiplicada por valores altos, mientras que las frecuencias menos audibles son multiplicadas por valores bajos, y con todo esto obtenemos un índice numérico.

(El sistema de ponderación (A) se utiliza para sonidos débiles, como el de los aerogeneradores. Existen otros sistemas de ponderación para sonidos fuertes, llamados (B) y (C), aunque raras veces se utilizan).

La escala de decibelios es una escala logarítmica, o escala relativa. Esto significa que al doblar la presión sonora (o energía del sonido) el índice se multiplica aproximadamente por 3. Así pues, un nivel de sonido de 100 dB(A) contiene el doble de energía que uno de 97 dB(A). La razón de medir el sonido de esta manera es que nuestro oídos (y mente) perciben el sonido en términos del logaritmo de la presión sonora, en lugar de en términos de la presión sonora en sí misma.

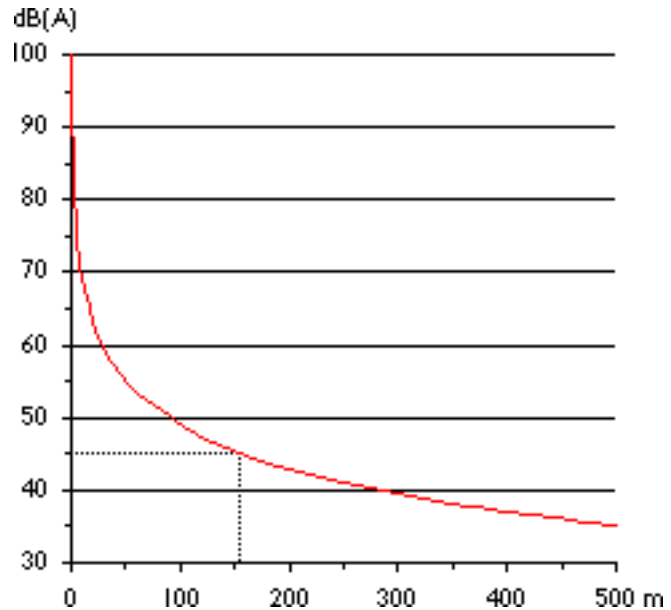
La mayoría de la gente dirá que, si se aumenta 10 veces la cantidad de dB(A), entonces se dobla la **intensidad de sonido** (sonoridad) subjetiva.

En caso de que esté interesado en las definiciones exactas, eche

un vistazo al manual de referencia sobre acústica de este sitio web.

Propagación del sonido y distancia: ley del inverso de cuadrado de la distancia

La energía de las ondas sonoras (y por tanto la intensidad del sonido) caerán con el cuadrado de la distancia a la fuente sonora. En otras palabras, si nos alejamos 200 metros de un aerogenerador, el nivel de sonido será un cuarto del



que teníamos a 100 metros. Y así, si multiplicamos por dos su distancia hará que el nivel de dB(A) se divida por 6.

A una distancia de un diámetro de rotor de la base de un aerogenerador emitiendo 100 dB(A) generalmente tendrá un nivel de sonido de 55-60 dB(A), correspondiente a una secadora de ropa (europea). Cuatro diámetros de rotor más allá tendrá 44 dB(A), que corresponden al sonido que tendría en una tranquila sala de estar. A una distancia de 6 diámetros de rotor (260 m) tendría alrededor de 40 dB(A).

La relación exacta entre el nivel de sonido y la distancia a la fuente sonora se da en el [manual de referencia sobre acústica](#) de este sitio web.

En la práctica, la absorción y la reflexión del sonido (por superficies blandas y duras) puede jugar un papel en un emplazamiento particular y modificar los resultados mostrados aquí.

Suma de sonidos de diversas fuentes

Si tenemos dos aerogeneradores en lugar de uno solo, situados a la misma distancia de nuestros oídos, naturalmente la **energía** sonora que nos llegue será el doble. Como acabamos de ver, esto significa que las dos turbinas aumentarán el **nivel** de sonido en 3 dB(A). Cuatro turbinas en lugar de una (a la misma distancia) aumentarán el nivel de sonido en 6 dB(A). Se necesitan realmente **diez** turbinas situadas a la misma distancia para percibir que la **intensidad** del sonido subjetiva (la sonoridad) se ha doblado (es

decir, que el nivel de dB se ha multiplicado por 10).

Si quiere conocer los detalles sobre la adición de sonidos, eche un vistazo al [manual de referencia sobre acústica](#) de este sitio web.

La penalización del tono puro

El hecho de que el oído humano (y la mente) discierne más fácilmente los tonos puros que el ruido blanco (aleatorio) implica que las autoridades pueden querer tenerlo en cuenta al hacer las estimaciones de sonido. Consecuentemente, a menudo tienen reglas que especifican que deben añadirse cierto número de dB(A) a los valores obtenidos, en el caso de que aparezcan tonos puros en un sonido.

Información sobre el ruido de aerogeneradores en la práctica

De acuerdo con estándares internacionales, los fabricantes de aerogeneradores suelen especificar niveles teóricos de dB(A) para emisiones sonoras considerando que todo el sonido se origina en un punto central aunque, por supuesto, en la práctica se origina en toda la superficie de la máquina y de su rotor.

La presión sonora así calculada oscila entre 96-101 dB(A) en los modernos aerogeneradores. La cifra en sí misma carece de interés, pues: ¡no habrá un solo punto donde pueda experimentar ese nivel de sonido! Sin embargo, resulta útil para predecir los niveles de sonido a diferentes distancias del aerogenerador.

En general, los **tonos puros** han sido completamente erradicados de los modernos aerogeneradores, al menos en las modernas turbinas listadas en el catálogo de la página del [programa de cálculo de la potencia en el viento](#).

Límites legales de ruido

A distancias superiores a 300 metros, el nivel de ruido teórico máximo de los aerogeneradores de alta calidad estará generalmente muy por debajo de los 45 dB(A) al aire libre, que corresponden a la legislación danesa (para áreas con concentración de varias casas, un límite de ruido de 40 dB(A) es el límite legal en Dinamarca).

Las regulaciones de ruido varían de un país a otro. En la práctica, los mismos diseños de máquina pueden ser utilizados en todas partes.

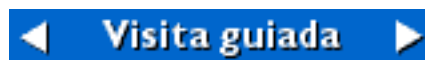
La práctica habitual: cálculos en lugar de mediciones

El cálculo de la emisión de sonido potencial en aerogeneradores

es importante para obtener (de las autoridades públicas) una licencia de construcción para la instalación de aerogeneradores en áreas con una gran densidad de población.

De forma general, en la práctica es mucho más fácil calcular las emisiones de sonido potenciales que medirlas.

La razón por la que resulta difícil medir el sonido es que el nivel de sonido tiene que ser unos 10 dB(A) superior al ruido de fondo para poder medirlo adecuadamente. Sin embargo, el ruido de fondo de las hojas, los pájaros y el tráfico suele estar alrededor de los 30 dB(A). Así pues, en casi todo el mundo, las autoridades públicas confían en los cálculos, más que en las mediciones, a la hora de conceder licencias de construcción de aerogeneradores.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 17 de abril 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/env/db/dbdef.htm>

Inicio

Programa de cálculo del mapa de sonido

No utilizar el formulario hasta que la página y su programa se hayan cargado completamente, y el dibujo haya aparecido en el recuadro de abajo. Haga click en las celdas para introducir o eliminar turbinas. Señale con el ratón para leer en dB(A) en la línea de estado de su navegador. El nivel de sonido de la

fuerza de la turbina más cercana se establece en dB(A). El tamaño establecido para cada celda

es de metros (al colocar turbinas conviene utilizar el diámetro de rotor como tamaño de las

celdas). El máximo nivel de sonido permitido en las casas es de dB(A). Esta cuadrícula tiene

celdas en cada sentido.

Puede utilizar una cuadrícula con un máximo de 32 celdas, si dispone de un ordenador rápido con suficiente memoria asignada para Netscape. Si cambia un número, pulse el tabulador, haga click en **CALCULAR**, o haga click fuera del campo que acaba de introducir para empezar los cálculos y dibujar. Haga click en **BORRAR** para eliminar las turbinas y volver a los datos por defecto.

Para imprimir los resultados de un programa trazador, deberá hacer un [vuelco de la pantalla](#).

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© Copyright 2002 Asociación danesa de la industria eólica

Actualizado el 1 de marzo 2002

<http://www.windpower.org/es/tour/env/db/dbcalc.htm>

Calculator

Cálculo del sonido en aerogeneradores

No utilice el formulario hasta que esta página y su programa se hayan cargado completamente. Puede introducir la fuente de ruido y la distancia de hasta diez turbinas en la hoja de cálculo de abajo para hallar el ruido resultante en un punto particular. El programa asume que la absorción y la reflexión se anulan mutuamente, aunque las regulaciones locales de sonido puede especificar reglas para esto. Debería leer las páginas sobre [sonido en aerogeneradores](#) y [medición y cálculo de los niveles de sonido](#) antes de utilizar el programa de cálculo. Puede aprender más sobre los detalles técnicos de cálculos de sonido en el [manual de referencia sobre acústica](#).

Turbina fuente dB(A)	Distancia m	Nivel de sonido resultante en dB(A)	Potencia sonora W/m ²
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
Total =			

Periodo de restitución de la energía en aerogeneradores

Son necesarios dos o tres meses

Los modernos aerogeneradores recuperan rápidamente toda la energía gastada en su fabricación, instalación, mantenimiento y desmantelamiento. Bajo condiciones de viento normales, a una turbina le cuesta entre dos y tres meses recuperar toda la energía implicada.

Este es uno de los principales resultados del análisis del ciclo de vida de los aerogeneradores hecho por la Asociación danesa de la industria eólica.

El estudio incluye el contenido energético de todos los componentes de un aerogenerador, y también incluye el contenido de energía global de todos los eslabones de la cadena de producción.

Si lo desea puede descargar un informe de 16 páginas de la página de [publicaciones](#) de este sitio web.

Método de análisis input-output

Para encontrar los resultados, el estudio emplea el llamado modelo "input-output" de la economía danesa, publicado por el "Danish Central Bureau of Statistics". El modelo "input-output" divide la economía en 117 subsectores, y representa los flujos de 27 bienes energéticos (combustibles, etc.) entre los 117 sectores.

La principal ventaja de utilizar este método, en lugar de utilizar cálculos de ingeniería, es que nos permite representar adecuadamente la cantidad de energía utilizada por los productores de equipamiento de componentes y fabricación, edificios, etc. en todos los eslabones de la cadena de producción. El resultado es una gran tabla de 117 por 117 flujos de energía (realizando una operación matemática en la tabla, denominada inversión de la matriz, obtenemos la cantidad de energía por dólar de salida).

El balance de energía en los aerogeneradores marinos

Los aerogeneradores instalados en el mar pueden tener un balance de energía ligeramente favorable respecto a los instalados en tierra, dependiendo de las condiciones de viento locales. En Dinamarca y en los Países Bajos, donde las turbinas terrestres

están típicamente situadas en terreno llano, los aerogeneradores marinos producen un 50 por ciento más de energía que los situados en los emplazamientos terrestres cercanos. La causa es la baja [rugosidad](#) de la superficie del mar.

Por otro lado, la construcción e instalación de las cimentaciones requiere un 50 por ciento más de energía que las terrestres.

Sin embargo, debe tenerse presente que los aerogeneradores marinos tienen una mayor vida esperada que las turbinas terrestres, alrededor de 20 a 30 años.

El motivo es que la baja turbulencia en el mar provoca menores [cargas de fatiga](#) en los aerogeneradores.

Análisis de las turbinas cosecha 1980

Los aerogeneradores de 1980 resultaron sorprendentemente buenos en los estudios sobre el balance de energía. Los análisis muestran que mientras las turbinas danesas pequeñas (10-30 kW) de 1980 tardaron casi un año en recuperar la energía gastada en su fabricación, instalación y desmantelamiento, a las turbinas de 55 kW les llevó alrededor de 6 meses el recuperar toda la energía.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/env/enpaybk.htm>

Inicio



Eider común
(*Somateria
Molissima*)

© 1996 Søren Krohn

Aves y aerogeneradores

Las aves colisionan a menudo con líneas aéreas de alta tensión, mástiles, postes y ventanas de edificios. También mueren atropelladas por los automóviles.

Sin embargo, rara vez se ven molestadas por los aerogeneradores. Estudios de radar en Tjaereborg, en la parte occidental de Dinamarca, donde hay instalado un aerogenerador de 2 MW con un diámetro de rotor de 60 metros, muestran que las aves (bien sea de día o de noche) tienden a cambiar su ruta de vuelo unos 100-200 metros antes de llegar a la turbina, y pasan sobre ella a una distancia segura.

En Dinamarca hay varios ejemplos de aves (halcones) anidando en jaulas montadas en las torres de los aerogeneradores.

El único emplazamiento conocido en el que existen problemas de colisión de aves está localizado en Altamont Pass, en California. Incluso allí, las colisiones no son comunes, aunque la preocupación es mayor dado que las especies afectadas están protegidas por ley.

Un estudio de Ministerio de Medio Ambiente danés indica que las líneas de alimentación, incluidas las líneas de alimentación que conducen a los parques eólicos, representan para las aves un peligro mucho mayor que los aerogeneradores en sí mismos.

Algunas aves se acostumbran a los aerogeneradores muy rápidamente, a otras les lleva algo más de tiempo. Así pues, las posibilidades de levantar parques eólicos al lado de santuarios de aves depende de la especie en cuestión. Al emplazar los parques eólicos normalmente se tendrán en cuenta las rutas migratorias de las aves, aunque estudios sobre las aves realizados en Yukon en el norte de Canadá muestran que las aves migratorias no colisionan con los aerogeneradores (Canadian Wind Energy Association Conference, 1997).

Aves y aerogeneradores marinos



Los aerogeneradores marinos no tienen un efecto significativo en las aves acuáticas. Esta es la conclusión global que se obtiene de un estudio de la vida de las aves marinas realizado en el parque eólico marino danés de [Tunø Knob](#).

El parque eólico marino ha sido situado en ese área en particular debido a la sustanciosa población de eiders comunes (*Somateria mollissima*) y la pequeña población de negrones comunes (*Melanitta nigra*). En Tunø Knob más del 90 por ciento de las aves

son eiders, y alrededor del 40 por ciento de la población del Atlántico Norte invernan en la parte danesa del Kattegat.

Los estudios fueron dirigidos por el Instituto Nacional de Investigación Medioambiental de Kalø (Dinamarca).

Ocho estudios diferentes

El estudio minucioso consta tanto de vigilancia aérea, conteos de aves desde las torres de observación y observación de la distribución espacial de aves en el emplazamiento marino, como de un control similar del emplazamiento en la misma región.

En el periodo de tres años unos ocho experimentos han sido llevados a cabo. El experimento central fue el estudio llamado "before-after-control-impact". Desde una torre situada a un kilómetro de las turbinas y desde aeroplanos, los científicos trazaron el mapa de la población de eiders del invierno anterior al montaje de las turbinas y de los dos inviernos posteriores.

Disminución de la población

Durante el periodo de tres años la población de eiders disminuyó en un 75 por ciento y el número de negrones comunes disminuyó en más de un 90 por ciento. Pero lo más interesante es que la población de aves acuáticas disminuyó en todos los bancos de arena de Tunø Knob, y no sólo alrededor de las turbinas. Esto indica que otros factores, además de las turbinas, deben tenerse

Torres de ornitólogos (observadores de aves) erigidas cerca del parque eólico marino de Tunø Knob (Dinamarca), durante unos estudios de tres años de duración que fueron completados en 1997. Foto © 1997 Søren Krohn

en cuenta. Al mismo tiempo el área fue vigilada por buzos en repetidas ocasiones con el fin de determinar las variaciones en la población de mejillones azules (*Mytilus edulis*), de los que se alimentan las aves.

Menos alimento

La cantidad de mejillones azules mostró también una enorme variación natural durante los tres años. Especialmente la población de los mejillones más pequeños, que son el sustento preferido por los eiders, cayó de forma significativa durante este periodo. Teniendo en mente estos descubrimientos, el grupo de científicos concluyó que los cambios en el tamaño y en la composición de la población de mejillones azules podían explicar la variación en el número de eiders antes y después de la construcción del parque eólico.

Distancia segura

Se realizaron experimentos controlados de parada de las turbinas durante un cierto periodo de tiempo. En otro experimento se utilizaron reclamos para atraer a los eiders, que son unas aves muy sociales.

El resultado del experimento utilizando grupos de reclamos a diferentes distancias del parque eólico mostró que los eiders son reacios a pasar a una distancia de las turbinas inferior a 100 metros.

El experimento de arranque/parada mostró que no hay ningún efecto detectable de los rotores que están girando sobre la cantidad de eiders en el área. De hecho los eiders (al igual que las personas) aparentemente prefieren las turbinas que giran (aunque ese resultado era claramente insignificante).

La conclusión global de los dos experimentos finales fue que, por un lado, los eiders se mantienen a una distancia segura de las turbinas y, por otro lado, los rotores que giran no los ahuyentan de sus áreas de forrajeo. Del mismo modo, los eiders muestran un comportamiento de aterrizaje normal hasta una distancia de 100 metros de las turbinas.

Cuestión de mejillones

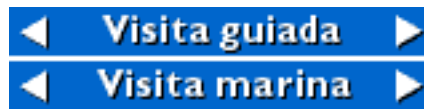


alimento.

El predominio de eiders en las zonas de alrededor de las turbinas puede justificarse completamente por la abundancia relativa del

La edición inglesa de este estudio, "Impact Assessment of an

Off-shore Wind Park on Sea Ducks, NERI Technical report No. 227 1998", está disponible en la Milhøbutikken, es decir, en la [Oficina de ventas del Ministerio de Energía y Medio Ambiente danés](#).



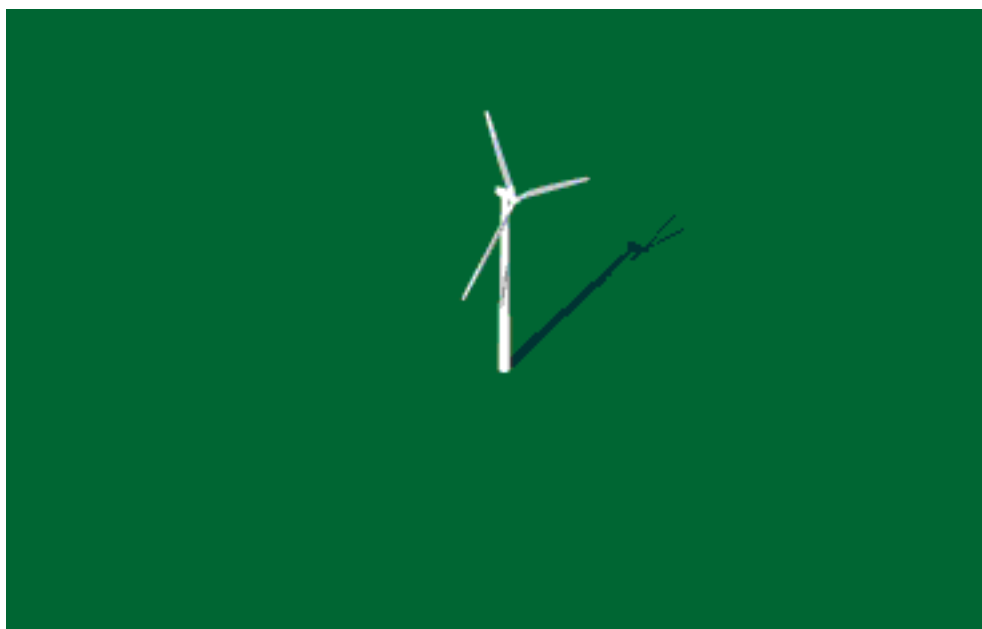
| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
© copyright 2000 Søren Krohn.

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/env/birdsoff.htm>

Inicio

Sombra proyectada por los aerogeneradores

© 1998 www.WINDPOWER.dk

Los aerogeneradores, al igual que el resto de estructuras altas, proyectarán una sombra en las áreas vecinas cuando el sol esté visible. Si vive cerca de un aerogenerador es posible que se vea molestado si las palas del rotor cortan la luz solar, causando un efecto de parpadeo cuando el rotor está en movimiento.

Sin embargo, una planificación cuidadosa y la utilización de un buen programa para planificar el emplazamiento de su aerogenerador puede ayudarle a resolver ese problema. Si conoce la zona donde el potencial efecto de parpadeo va a tener determinado tamaño, será capaz de situar las turbinas de forma que evite cualquier molestia importante para los vecinos.

Pocas reglas

La proyección de la sombra no está en general regulada explícitamente por las autoridades de planificación. Sin embargo, en Alemania ha habido un caso judicial en el cual el juez permitió 30 horas de parpadeo real por año en una propiedad de vecinos en particular. Parece ser que durante las 30 horas sólo se incluye el parpadeo que ocurre cuando la propiedad está siendo realmente utilizada por personas (que están despiertas).

Predicción del parpadeo de la sombra

Afortunadamente, parece ser que somos capaces de predecir con bastante exactitud la probabilidad de cuándo y durante cuánto tiempo puede haber un efecto de parpadeo. No podemos saber por adelantado si habrá viento o cuál será la dirección del mismo, aunque utilizando astronomía y trigonometría podemos calcular bien un escenario probable o un "caso más desfavorable", es decir, una situación donde siempre hay insolación cuando el viento está todo el tiempo soplando y el rotor de la turbina sigue exactamente al sol orientando la turbina exactamente como se mueve el sol.

Obtener la forma exacta, lugar y tiempo de la sombra de un aerogenerador precisa muchos cálculos, pero al menos un programa informático eólico profesional puede hacerlo de forma muy precisa, incluso en terrenos accidentados, y con ventanas de las casas de cualquier tamaño, forma, localización e inclinación orientándose en cualquier dirección (ver la página de [enlaces](#) para obtener las direcciones de las compañías de programas informáticos eólicos).

Hágalo usted mismo

En una de las páginas siguientes hemos incluido otro programa de cálculo de la sombra, que le dará la posibilidad de calcular el mapa de sombra de su área concreta en un terreno liso. El programa le proporciona un gran número de opciones para producir estimaciones realistas de la verdadera proyección de la sombra. Descubrirá que afortunadamente los problemas de proyección de sombra suelen estar restringidos a unas pocas áreas cerca de la turbina.

Dado que el cálculo de la proyección de la sombra requiere una gran potencia de computación, hemos incluido varios resultados generales importantes en las páginas siguientes.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/env/shadow/index.htm>

Cálculo de sombras proyectadas por aerogeneradores

Variación diaria de la sombra (caso más desfavorable)



Esta simulación de la proyección de la sombra muestra como se mueve la sombra del rotor desde la salida del sol hasta la puesta del sol (caso más desfavorable) de un día particular en una localización concreta del globo. La imagen se ve

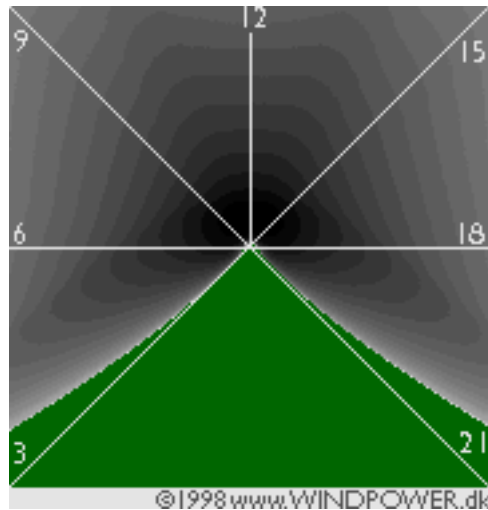
directamente desde arriba, con el centro la torre del aerogenerador situado en el pequeño punto negro del centro. La posiciones de la sombra se muestran durante cada media hora durante el día. Obviamente, las sombras son largas a la salida y a la puesta de sol y cortas al mediodía.

Este grupo particular de imágenes fueron realizadas para una latitud norte de 55° un 22 de septiembre, considerando un diámetro de rotor de 43 m instalado sobre una torre de 50 m, utilizando el programa de simulación de la sombra de este sitio web.

Haciendo una simulación del caso más desfavorable asumimos que el rotor se orienta para seguir exactamente el movimiento del sol. Esto equivale a asumir que el rotor es un globo sólido (o una [turbina Darrieus](#)).

Sombras anuales y diarias (caso más desfavorable)

Mapa de las máximas sombras (caso más desfavorable) alrededor de un aerogenerador de 600 kW, situado a 55 grados de latitud norte. La turbina tiene un diámetro de rotor de 43 m y una torre de 50 m. El mapa tiene una anchura de 1200 m (este-oeste) y 700 m en la dirección norte-sur. El mapa fue calculado utilizando el programa de cálculo de la sombra proyectada por un aerogenerador de este sitio web.



Este mapa muestra cómo las sombras están típicamente distribuidas alrededor de una turbina a lo largo del año, considerando una dirección de rotor de caso más desfavorable. Observará diversas áreas con forma de riñón o acampanadas alrededor del aerogenerador en el centro del mapa. Cada una de las áreas grises

representa un número máximo de minutos de sombra del rotor del aerogenerador. Dado que este mapa fue calculado para 55° de latitud en el hemisferio norte, no hay ninguna sombra sur de la turbina.

Cálculo de la duración de las sombras

Observará, de las líneas blancas del mapa, que podemos predecir fácilmente las horas del día en las que pueden producirse sombras. Por ejemplo, la sombra estará directamente al norte de la turbina durante el mediodía solar, cuando el sol alcance su altura máxima en el cielo (el mediodía solar varía un poco durante el año respecto a nuestros relojes, aunque está bastante cerca de las doce en punto, hora local). La sombra estará en la parte inferior izquierda a las cuatro de la mañana en un día de verano, por lo que las sombras al sudoeste son un problema secundario en el hemisferio norte (las sombras sólo ocurren en verano y, en cualquier caso, a las cuatro de la mañana la mayoría de vecinos están dormidos).

El programa comercial que hemos citado anteriormente le indicará exactamente las fechas y horas a las que las sombras pueden ocurrir.

Inicio

◀ **Visita guiada** ▶

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000
<http://www.windpower.org/es/tour/env/shadow/shadow.htm>

Mejora de los cálculos de la sombra proyectada por aerogeneradores

Dirección del rotor aleatoria (azimut aleatorio)

En la práctica, es muy poco probable que el viento, y por lo tanto el rotor, sigan al sol. Así pues, obtendremos un resultado más realista si modificamos los resultados considerando que el rotor puede adoptar cualquier posición en cualquier instante. En el dibujo de más a la derecha puede ver una situación en la que el rotor está enfocado directamente hacia el sol. El minúsculo punto blanco de la parte inferior derecha representa el centro de la torre del aerogenerador.

Ahora, consideremos que orientamos el rotor un grado fuera de su posición, tomamos una foto instantánea de la imagen de la sombra, giramos otro grado, tomamos otra foto instantánea, etc. hasta que hayamos completado una vuelta de 360 grados. Después superponemos las 360 fotos instantáneas y obtenemos algo similar a la pequeña imagen de la izquierda: el centro obtendrá la mayoría de la sombra, pero a medida que nos desplazamos hacia el exterior (donde los bordes verticales del disco del rotor proyectan su sombra) la intensidad de sombra media disminuirá.

La proyección de la sombra se reduce en promedio un 63 por ciento respecto al caso más desfavorable, si consideramos una dirección del rotor aleatoria. Idealmente, deberíamos tener una [rosa de los vientos](#) (preferiblemente horaria para cada día o mes) para realizar unos cálculos exactos.



Dirección de rotor fija (azimut fijo)



En la práctica, el rotor del aerogenerador seguirá la dirección del viento (si la velocidad del viento está por encima de la [velocidad de conexión](#)). La imagen muestra la forma de un área (en rojo) que proporciona 10 o más horas de sombra al año a una latitud de 55° norte, con el rotor orientado en un ángulo fijo de -45 grados (es decir, con el viento viniendo permanentemente del sudoeste o del noreste). Como puede ver, no habrán casi

sombras en un ángulo de +45 grados, esto es, en la dirección paralela al plano del rotor.

La proyección de la sombra se reduce típicamente en un 62 % respecto a los resultados del caso más desfavorable, si consideramos una dirección de rotor fija.

Dirección de rotor real (rosa de los vientos)

Al realizar la planificación del emplazamiento de una turbina normalmente ya disponemos de una rosa de los vientos con una distribución de las frecuencias de los vientos en las diferentes direcciones de la brújula. Usando esta información podemos calcular un dibujo más exacto de la sombra. En el caso de nuestro ejemplo de prueba, Copenhague, las sombras se reducen alrededor de un 64 por ciento respecto a los valores del caso más desfavorable.

Horas de funcionamiento de la turbina

El rotor no estará girando todo el tiempo, por lo que podemos multiplicar el número de minutos de parpadeo de la sombra por un factor de típicamente el 0'75, dependiendo del clima eólico local (e idealmente utilizar el factor de corrección adecuado para las horas de día durante cada mes).

Horas de insolación reales

En el estudio de las sombras sólo debemos considerar la fracción de tiempo durante la cual el sol está realmente brillando, idealmente utilizando el factor de corrección adecuado para cada hora del día durante el año. En 1853 se inventó (y en 1879 fue mejorado) el primer aparato que registraba la insolación de forma fiable, lo que significa que en muchas partes del mundo los institutos meteorológicos tienen datos estadísticos precisos, tomados durante un largo periodo de tiempo, del número de horas de insolación durante el año.

El número de horas de sol varía con la situación geográfica y con la estación (verano o invierno). Hemos incluido datos de 3 emplazamientos daneses (Christiansø, Copenhague y Viborg), donde el número de horas de insolación varía del 44 al 40 y 36 por ciento del tiempo.

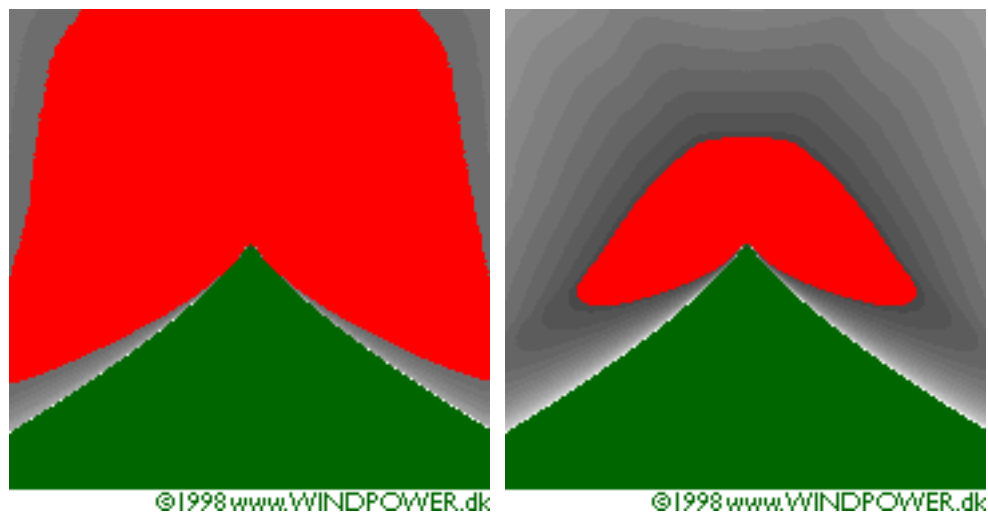
Combinación de las horas de funcionamiento de la turbina, dirección real del rotor y horas de insolación reales

Si utilizamos tanto las horas de funcionamiento de la turbina, la dirección del rotor real y las horas de insolación reales obtenemos

un resultado (en el caso de Dinamarca) que está alrededor del 18 por ciento del caso más desfavorable, utilizando el 75% de horas de funcionamiento en ambos casos (los porcentajes dados arriba son el resultado de simulaciones realizadas con datos para Copenhague, en un área de 720 por 720 metros cuadrados, con una turbina de un diámetro de rotor de 43 m y una altura de buje de 50 m en el centro).

Las dos imágenes de abajo comparan la simulación del caso más desfavorable (con el 75% de horas de funcionamiento) con un simulación real para Copenhague (también con el 75% de horas de funcionamiento), utilizando datos estadísticos tanto para la insolación como para el viento. El área roja representa una zona con 30 o más horas de sombra al año. Cada mapa representa un área de 720 por 720 metros.

La conclusión interesante de estas simulaciones es que las horas de insolación reales juegan un papel muy importante en la disminución de la cantidad de sombras al norte de la turbina (en el hemisferio norte). El motivo de que sea importante es que hay muy pocas horas de insolación cuando el sol está bajo en el cielo hacia el sur durante el invierno.



◀ Visita guiada ▶

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
© copyright 2000 Søren Krohn.

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/env/shadow/shadowr.htm>

Inicio

Variaciones en la sombra proyectada por los aerogeneradores

Variación mensual de la sombra



©1998 DWTMA

Esta película muestra las áreas afectadas por la sombra proyectada por un aerogenerador. El vídeo muestra como el área varía mes a mes (en este caso en latitudes relativamente altas (55°) en el hemisferio norte). Las áreas más

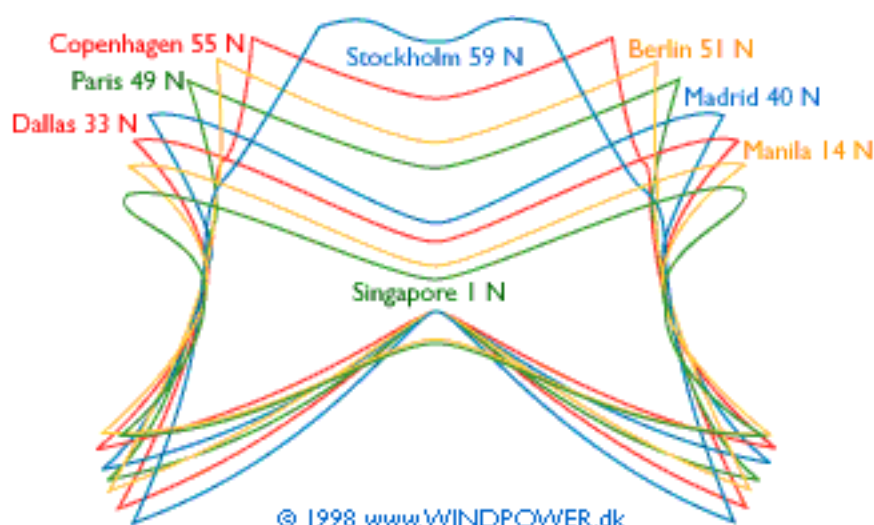
oscuras representan las áreas con la mayor parte de la sombra.

En invierno el sol permanece en la parte sur del cielo, y las sombras se distribuyen en un área en forma de V al norte de la turbina.

En verano el sol sale muy temprano en el noreste y la puesta de sol es en el noroeste. Esto significa que las sombras estarán distribuidas en un área en forma de A durante el verano, con la turbina en el extremo de la "A".

En localizaciones más cercanas al ecuador habrá mucha menos sombra al norte y al sur de la turbina.

La geometría de la sombra varía con la latitud



Cada latitud del globo tiene su propia firma de sombra, en términos de área afectada por un cierto periodo de sombras

proyectadas por un objeto (30 horas al año). Cerca del Ecuador la firma se parece a una mariposa. Más allá adopta una forma más arriñonada, y cerca de los polos llega a ser casi circular.

Todos los gráficos de arriba fueron hallados utilizando el programa de cálculo de este sitio web, y consideran un "caso más desfavorable" o una posición de rotor aleatoria.

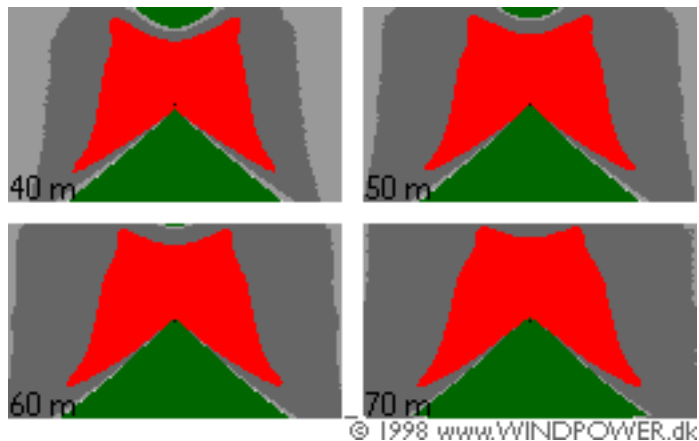
El tamaño de la sombra crece con el diámetro del rotor



El tamaño de la sombra del rotor y el número de minutos de sombra anuales en la vecindad de la turbina varía proporcionalmente al área del rotor. Las áreas rojas indican los patrones de sombra anual con más de 30 horas de sombra (caso más desfavorable) de rotores de 43, 53 y 63 metros montados sobre torres de 50 m y calculados a 55° de latitud.

La altura de buje tiene una importancia secundaria

La altura de buje de un aerogenerador tiene poca importancia para la sombra del rotor. La misma sombra se extenderá en un área mayor, por lo que en la



vecindad de la turbina, digamos hasta unos 1000 metros, el número de minutos anuales con sombra realmente decrecerá. Los cuatro dibujos muestran la proyección de la sombra durante un año (caso más desfavorable) de un aerogenerador con un diámetro de rotor de 43 m, situado a 4 diferentes alturas de buje y calculado a 55° de latitud. Las zonas rojas representan áreas con más de 30 minutos de sombras.

Si se encuentra a más de unos 500-1000 metros del rotor de un aerogenerador, no parecerá que el rotor del aerogenerador esté

interceptando la luz, sino que la turbina se verá como un objeto con el sol tras de sí. Así pues, generalmente no es necesario considerar la proyección de la sombra a tales distancias.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/env/shadow/shadow2.htm>

Inicio

Guía del programa de cálculo de la sombra proyectada por un aerogenerador

El programa de cálculo de la página siguiente le permite simular las sombras de un aerogenerador sobre un paisaje horizontal y plano a cualquier minuto, hora, día, mes o año en cualquier parte del globo.

Aviso

Los grandes dibujos se tomarán su tiempo (y mucha RAM)

Si desea calcular sombras durante un año completo, le puede costar a su ordenador desde 20 minutos hasta un par de horas, o más, dependiendo de la velocidad de su navegador y de su máquina, y de cómo de buena sea la resolución de su mapa y el tiempo de resolución que elija. Una buena resolución de mapa (menos de 3 pixels por cuadrado) o una gran área de trazado aumenta de forma significativa el tiempo de cálculo y la cantidad de RAM requerida por su ordenador.

¿Qué navegador utilizar?

El programa de cálculo de la sombra es extremadamente potente, pero utiliza mucha capacidad de computación.

Si utiliza [Internet Explorer 4](#) para este programa, asegúrese de que ha habilitado el compilador Just-in-Time de Microsoft para JavaScript, dado que es mucho más rápido. Internet Explorer también le permitirá leer el número de minutos de sombra en cualquier lugar moviendo el cursor del ratón alrededor de la pantalla, si selecciona esta opción en su equipo.

[Netscape 4](#) también funcionará, y ocasionalmente es más rápido que IE4 (aunque raras veces) en algunas plataformas.

Desafortunadamente, parece ser que los navegadores Netscape para Macintosh hasta la versión 4.05 tienen un fallo, y es que no hacen la "recogida de basuras" (limpieza de las variables que ya no se utilizan) de forma correcta. Esto implica que el programa se ejecutará cada vez más lentamente, hasta que salga del navegador. Sin embargo, Netscape tiene una ventaja: puede dejar el programa ejecutándose en segundo plano mientras usted

realiza alguna otra tarea (la versión 4.06 parece ser segura, y más rápida que sus predecesores).

Netscape 3 es bastante rápido, aunque puede tener fácilmente un desborde de pila y hacer que caiga el sistema, si utiliza cuadrados de mucho menos de 25 pixels. Netscape 3 también para y le pregunta si quiere continuar cada vez que se han completado un millón de iteraciones (es decir, pasos de cálculo repetidos). Dado que para cada mes hacen falta alrededor de 5 millones de iteraciones, tendrá que estar sin hacer nada y hacer click en "Sí" unas cuantas veces. Por supuesto, la solución es mejorarlo.

Colorear el dibujo

Los colores grises de su dibujo son seleccionados de forma automática por el programa, por lo que las zonas más afectadas por la sombra aparecen en negro puro, mientras que las menos afectadas aparecen en blanco, independientemente de si está ejecutando el programa para un minuto o para un año. Las áreas no afectadas permanecen en verde.

Configuración de la pantalla

Si dispone de una pantalla con millones de colores, encontrará que las sombras grises varían muy suavemente a través de la pantalla. Si desea poder ver las diferentes "bandas" de valores de minutos de sombra, tal y como hemos hecho en nuestras imágenes de este sitio web, configure su monitor para miles de colores, o incluso para 256 colores.

Puede guardar sus mapas de sombra

Si ha generado un mapa de sombra que quiere mirar más tarde, o compararlo con otro mapa, puede guardar la página (p.ej. en su escritorio), simplemente como cualquier otra página web en formato HTML, si está utilizando Internet Explorer 4. Simplemente seleccione **Guardar** en su menú de archivos (y fíjese dónde lo guarda y que nombre le da).

Leer el número de minutos de sombra en cada celda

Si tiene un navegador Internet Explorer 4, y deja activada está opción mientras se genera el mapa, podrá hacer una lectura directa (en la línea de estado de su navegador) del número de minutos durante los que puede haber sombras en cada celda moviendo el cursor alrededor del mapa de sombra.

Puede recolorear su resultado

El dibujo utiliza diversos colores estándar, que parecen lógicos en una pantalla de color. Sin embargo, estos colores pueden no ser los óptimos si desea imprimir el resultado en una impresora en blanco y negro. Así pues, hemos incluido una opción que le permite cambiar el esquema de color sin tener que volver hacer los largos cálculos: puede utilizar un color particular en una "zona de sombra" alrededor de la turbina. Si utiliza un mapa de muy alta resolución, le puede llevar varios minutos a su programa hacer la recoloración (para esto IE4 es más lento que Netscape 4).

Pintar su zona de sombra

Puede modificar su dibujo para ver cualquier zona con un cierto número mínimo de minutos de sombra en un determinado color. Sin embargo, sepa que con un mapa de muy alta resolución le llevará varios minutos completar el proceso.

Otro uso del programa

De paso decir que este programa de cálculo es muy útil para fotógrafos que desean saber dónde está el sol, antes de salir a tomar una fotografía de su motivo favorito en condiciones de iluminación ideales (por supuesto, nosotros ya lo hemos probado al fotografiar aerogeneradores). También puede utilizarlo si desea saber cómo situar una terraza en su jardín (independientemente de si quiere sol o sombra).

Localización

Puede especificar la localización de su turbina, bien sea utilizando el menú desplegable, que le proporciona la longitud y la latitud de diversas ciudades alrededor del globo, o bien introducir directamente la longitud y la latitud en grados y minutos, junto con su huso horario.

Huso horario

El huso horario se incluye automáticamente si utiliza el menú desplegable con los nombres de las ciudades. Puede introducir su huso horario relativo al GMT (hora del meridiano de Greenwich) de los menús desplegables o introducir el huso horario estándar, es decir, la longitud relativa a Greenwich que su sistema horario local utiliza como referencia, que es generalmente un múltiplo de 15 grados, correspondientes a una diferencia de tiempo de una hora (la India y unos pocos lugares más tienen un huso horario múltiplo de 7,5 grados, es decir, de media hora).

Tiempo

Puede introducir la fecha y la hora para ver cuando se producirán la salida y la puesta de sol, además de la dirección actual de la luz proveniente del sol.

Aerogenerador

Introduzca la altura del buje y el diámetro del rotor. Una altura de buje típica para un aerogenerador de 600-750 kW es de 45 a 60 m, y un diámetro de rotor típico de 43 a 48 m (puede encontrar valores típicos de alturas de buje y diámetros de rotor utilizando el menú desplegable de turbinas del [programa de cálculo de la potencia de un aerogenerador](#)).

Si desea estudiar las sombras en zonas que están por debajo de la base del aerogenerador, puede hacer trampa y aumentar la altura de buje de la turbina. Y a la inversa, puede disminuir la altura de buje de la turbina si desea estudiar áreas que están por encima de la base de la turbina.

Si introduce un diámetro de rotor de, digamos, 0'5 puede utilizar el programa para estudiar el comportamiento de la sombra del extremo de un mástil, o de la esquina de un edificio (o utilizarlo para construir su propio reloj de sol).

Dibujo de la sombra

Puede especificar el intervalo de tiempo durante el cual desea calcular las imágenes de la sombra. Puede seleccionar un minuto, una hora, un día, un mes o un año.

Puede configurar el **área de dibujo** para adaptarla al tamaño de su pantalla (y/o a su papel de impresión). Si tiene la suficiente RAM (y tiempo) puede incluso especificar un mapa más grande que su pantalla. El tamaño por defecto se imprime bien en un papel de tamaño A4 en formato apaisado.

El parámetro de **resolución** determina el área cubierta por cada cuadrado de 3-25 pixels. Le recomendamos que para tener un dibujo decente deje que cada cuadrado sólo represente menos de la mitad de un diámetro de rotor. O incluso mejor, puede configurarlo para que se ajuste a la resolución de su mapa, e imprimirlo en una hoja de acetato, para utilizarlo como capa superpuesta a un mapa de una futura localización de un aerogenerador (un pixel impreso equivale a 1/72 pulgadas (1 pulgada = 2,54 cm)).

La **longitud del intervalo** en minutos determinas cuántas imágenes del rotor proyectará el programa sobre la superficie del suelo. La longitud del intervalo de 4 minutos por defecto corresponde al **azimut** solar cambiando en promedio un grado entre cada simulación. Puede ahorrar tiempo de procesamiento si

elige una longitud del intervalo más larga. Para una simulación de un mes o de un año los resultados no suelen verse muy afectados utilizando intervalos de 8 minutos (y es 8 veces más rápido que si utilizamos intervalos de 1 minuto). Si la imagen de la sombra no es uniforme (o si es asimétrica en la dirección este-oeste incluso si no está utilizando una dirección de rotor fija o una rosa de los vientos), su longitud de intervalo puede que sea demasiado grande. Si dobla la longitud del intervalo, el programa considera que la sombra del rotor permanece el doble de tiempo en el mismo lugar, es decir, para cada imagen del rotor proyectada sobre el suelo añade la longitud del intervalo a un contador de sombras para ese área en particular.

Puede elegir una **dirección de rotor** aleatoria (por defecto), lo que significa que el rotor puede estar orientado en cualquier dirección (azimut aleatorio), o bien elegir el **caso más desfavorable**, en el que el rotor siempre está de cara al sol. Puede elegir un **ángulo de azimut del rotor fijo** desde -90 a 90 grados. El ángulo se mide respecto al sur, y el ángulo solar es positivo antes del mediodía, independientemente del hemisferio. 0 significa que el viento viene del sur o del norte. El sudeste/noroeste equivale a 45 grados en el hemisferio norte, y -45 grados en el hemisferio sur. El este/oeste es 90 ó -90 grados. Para ayudarle a elegir el ángulo correcto utilice el menú desplegable.

Finalmente, puede elegir introducir la **rosa de los vientos** con una distribución de frecuencias de sus direcciones de viento. Dado que un aerogenerador con un tipo de hélice normal es simétrico respecto a su plano del rotor, debería sumar los porcentajes para el norte y el sur, y así sucesivamente en cada una de sus direcciones. El programa acepta 8, 12 y 16 direcciones de la brújula, lo que significa que especifica 4, 6 u 8 porcentajes. El programa vigila que la suma sea exactamente 100, antes de querer hacer la simulación. Por favor, observe que las rosas de los vientos se especifican con el norte como cero grados, y que los grados están dados en la dirección de las agujas del reloj (dirección hacia atrás).

Debe especificar la **fracción de horas del día en las que la turbina estará girando**. 0,75 es una fracción típica. El resultado básico en términos de minutos de sombra se multiplica por esta fracción.

Debe especificar la **fracción de horas del día con insolación**. El resultado básico en términos de minutos de sombra se multiplica por esta fracción.

Si tiene estadísticas exactas sobre el número de horas mensuales de insolación puede, en lugar de eso, utilizar ese dato en sus cálculos, rellenando la **tabla de insolación** de la parte inferior de

la tabla. En ese caso el programa utilizará los datos de la tabla para cada mes en lugar del promedio. Hemos incluido datos de insolación para 3 localizaciones en Dinamarca (selecciónelas del menú desplegable). Si dispone de datos mensuales para su localización que sean fiables, por favor envíenos un e-mail (indicando la fuente) para que podamos incluirlos en el menú desplegable de ciudades. Acuérdesse de revisar la celda donde dice si quiere utilizar la tabla para sus cálculos. (Un truco inteligente: si desea ver el dibujo de las sombras, por ejemplo únicamente para junio, julio y agosto, puede introducir los porcentajes de insolación de sólo estos tres meses, y dejar el resto de mese a cero, y después lanzar la simulación para un año, utilizando la tabla de insolación).

Debe indicar una **distancia máxima al aerogenerador** para el dibujo de la sombra, dado que no suele ser relevante mirar a distancias superiores a 7-10 diámetros de rotor o a 1000 metros como máximo.

Finalmente puede elegir que su dibujo se muestre con **sensibilidad de lectura de sombra en el ratón** (para navegadores IE4), lo que significa que puede leer el número de minutos de sombra en cada celda del mapa en la línea de estado de su navegador situando el cursor del ratón en una celda en particular. Utilizando este mecanismo aumenta la demanda de RAM.

Salida de sol

En este programa la hora de salida del sol se define como el momento en que una línea recta hacia el centro del sol pasa el horizonte en la dirección ascendente en el día para el que ha introducido sus datos. En su periódico local, puede encontrar que la salida del sol ha sido algunos minutos más pronto, cuando la parte más alta del sol alcanza el horizonte. Además, la refracción (inclinación de la luz) en la atmósfera significa que usted puede realmente ver el sol antes de que alcance el horizonte. La salida del sol se dará en el horario local, u horario de verano, si se selecciona la casilla Horario de verano.

Mediodía

El mediodía solar es cuando el sol alcanza su punto más alto en el cielo, es decir, cuando la altitud solar está en su máximo. El mediodía está en horario local, u horario de verano, si se selecciona la casilla Horario de verano.

Puesta del sol

En este programa la hora de puesta del sol se define como el

momento en que una línea recta hacia el centro del sol pasa el horizonte en la dirección descendente en el día para el que ha introducido sus datos. En su periódico local, puede encontrar que la salida del sol ha sido algunos minutos más tarde, cuando la parte más alta del sol alcanza el horizonte. Además, la refracción (inclinación de la luz) en la atmósfera significa que usted puede realmente ver el sol después de que ya se ha ocultado tras el horizonte. La puesta del sol se dará en el horario local, u horario de verano, si se selecciona la casilla Horario de verano.

Declinación

La declinación es el ángulo entre el plano ecuatorial de la tierra y la línea Tierra-Sol. Cuando la tierra está en rotación, gira alrededor de su eje, que apunta hacia la estrella polar. Este eje está inclinado $23,45^\circ$ respecto al plano de la órbita del sol. Así pues, el ángulo entre el plano ecuatorial y la línea Tierra-Sol varía entre $\pm 23,45^\circ$ durante el año, siendo aproximadamente cero el 21/3 y el 23/9 (equinoccios), y alcanzando sus valores extremos el 21/6 y el 21/12 (solsticios). (Los valores exactos varían ligeramente de un año a otro, dado que la duración de un año es de 365,25 días).

Duración de la salida/puesta del sol

Es el número de minutos y segundos que le cuesta al disco solar desplazarse los $0,531^\circ$ entre la parte inferior y la superior del sol en la salida y en la puesta del sol. En el ecuador, la salida y la puesta del sol duran poco más de dos minutos. Conforme nos desplazamos hacia las regiones polares la duración crece de forma significativa, particularmente en verano, tal y como podrá comprobar si cambia la latitud.

Azimut solar

El azimut solar es el ángulo en el plano horizontal entre el sur y el sol en el momento de tiempo para el que ha introducido sus datos. El ángulo es positivo antes del mediodía, y negativo después del mediodía (independientemente del hemisferio).

Altitud

La altitud solar es el ángulo entre el plano horizontal y el sol.

Dirección del sol (vector solar)

Si permanece en el centro de una turbina con su espalda hacia el sur, y si se desplaza x unidades de longitud hacia la derecha (este) y hacia delante (norte), y z unidades hacia arriba (o mejor dicho - z hacia abajo), entonces una línea recta desde su nueva posición hacia el centro de la turbina estará apuntando directamente al sol.

Los valores para x, y, z se proporcionan en las tres celdas.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/env/shadow/guide.htm>

Programa de cálculo de la sombra proyectada por un aerogenerador

No utilice el formulario hasta que está página y su programa se hayan cargado completamente. En caso contrario, el programa reclamará que le faltan datos y tendrá que hacer click en **Recargar**.

Este programa de cálculo le permite experimentar con sus condiciones locales para determinar la forma y el tamaño del área local que se verá afectada por la sombra (parpadeo) proyectada por un aerogenerador. Para un proyecto real probablemente desee disponer de programas profesionales de proyectos eólicos, que también le serán de gran ayuda en muchos otros aspectos (vea la sección [enlaces](#)).

Después de cambiar los datos utilice el tabulador, haga click en el botón Calcular o en cualquier sitio fuera del campo que acaba de modificar para obtener los resultados en la columna de la derecha. Para obtener una imagen dibujada, seleccione el botón Dibujar. Pulse con el ratón sobre los signos de interrogación para obtener ayuda (si la ventana de dibujo desaparece, es probable que esté oculta tras esta ventana).

Localización

? Seleccione:

o teclee:

° ' latitud Norte Sur

° ' longitud Este Oeste

Huso horario

? ° huso horario Este Oeste

o GMT :

Tiempo

? día mes

hora (0:00-23:59) : horario de verano

Aerogenerador

? m de altura de buje, m de diámetro de rotor

Resultados de este día

? Salida del sol :

? Mediodía :

? Puesta del sol :

? Declinación °

Duración de la salida/puesta del sol

? min. sec.

Resultados de este minuto

? Azimut solar °

? Altura del sol °

Dirección del sol

(Este, Norte, coordenadas verticales)

Dibujo de la sombra

?

Este...

minuto

hora

día

mes

año, intervalo

minutos

Dibujar área

altura

anchura

pixels, resolución =

m por pixels

Dirección del rotor (azimut)

aleatoria

caso más desfavorable (Darrieus)

Azimut opuesto

° =

utilizar la tabla de la rosa de los vientos

Aerogenerador girando el

% del día. Distancia máxima

m

Insolación

% del tiempo

O haga click aquí

para utilizar las horas de insolación mensual de la tabla de abajo.

Incluir sensibilidad en el ratón para leer la duración de la sombra (sólo útil si se utiliza un navegador IE 4)

*)= Las ciudades marcadas con un asterisco en el menú desplegable de ciudades incluyen datos de insolación y de rosa de los vientos para las tablas de abajo.

Tabla de insolación

Mes	Horas de día	Horas de insolación	Porcentaje de insolación
Enero			
Febrero			
Marzo			
Abril			
Mayo			
Junio			
Julio			
Agosto			
Septiembre			
Octubre			
Noviembre			
Diciembre			
Total anual			

Tabla de la rosa de los vientos

utilizando direcciones sector de la rosa de los vientos (no el azimut) %	
	o
	o
	o
	o
	o
	o
	o
	o
Total	
El total debe ser del 100%	

Las horas de día son automáticamente calculadas por el programa. Fuente de las horas de insolación:

Para imprimir los resultados de un programa trazador, deberá hacer un [vuelco de la pantalla](#).



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

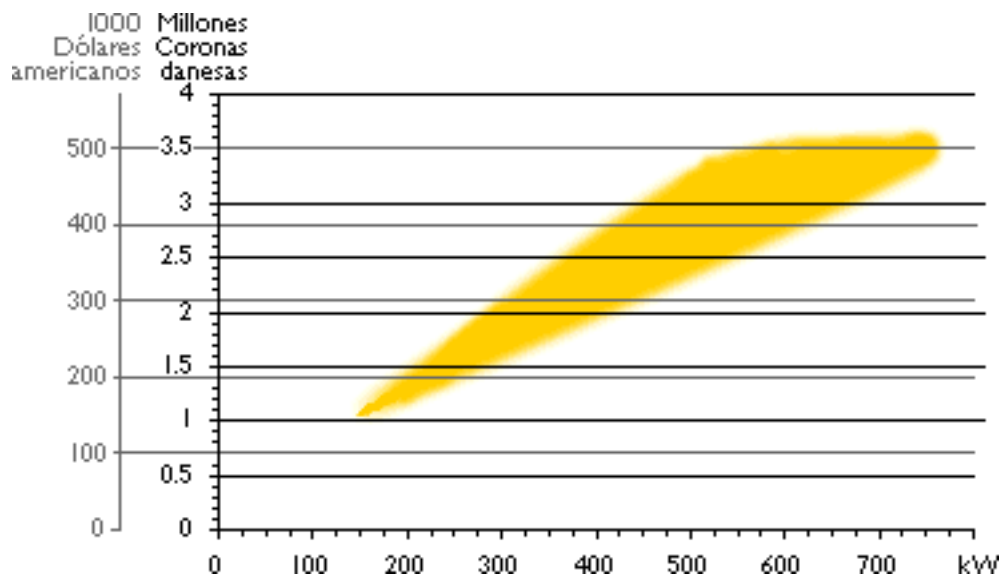
[© Copyright 2002 Asociación danesa de la industria eólica](#)

Actualizado el 1 de marzo 2002

<http://www.windpower.org/es/tour/env/shadow/shadowc.htm>

¿Cuánto cuesta un aerogenerador?

El precio banana



El gráfico de arriba da una idea del rango de precios de los aerogeneradores daneses modernos conectados a red, en febrero de 1998. Como puede ver, los precios varían para cada tamaño de aerogenerador. Los motivos son, p.ej., las diferentes alturas de las torres y los diferentes diámetros de rotor. Un metro extra de torre le costará aproximadamente 1.500 dólares americanos. Una máquina especial para vientos suaves con un diámetros de rotor relativamente grande será más cara que una máquina para vientos fuertes con un diámetro de rotor pequeño.

Economías de escala

Al cambiar de una máquina de 150 kW a otra de 600 kW los precios más o menos se triplicarán, en lugar de cuadruplicarse. La razón es que hasta cierto punto existen economías de escala, p.ej. la cantidad de mano de obra que participa en la construcción de una máquina de 150 kW no es muy diferente de la que hace falta para construir una máquina de 600 kW. P.ej. las características de seguridad, la cantidad de electrónica necesaria para hacer funcionar una máquina pequeña o una grande es aproximadamente la misma. También puede haber (algunas) economías de escala en la [operación](#) de parques eólicos en lugar de operar turbinas individuales, aunque estas economías tienden a ser bastante limitadas.

Competencia de precios y gama de productos

Actualmente la competencia de precios es particularmente dura, y la gama de productos particularmente amplia alrededor de 500-750 kW. Aquí es donde probablemente va a encontrar una máquina optimizada para cualquier clima eólico en particular.

Máquinas típicas de 600 kW en el mercado actual

Incluso si los precios son muy similares en el rango de 500 a 750 kW, no tiene necesariamente que elegir una máquina con un generador lo más grande posible. Una máquina con un gran generador de 750 kW (y un diámetro de rotor relativamente pequeño) puede generar menos electricidad que otra de, digamos, 450 kW, si está situada en una zona de vientos suaves. Hoy en día el caballo de carga es típicamente una máquina de 600 kW con una altura de torre de 40 a 50 metros y un diámetro de rotor de alrededor de 43 metros.

En el ejemplo de abajo utilizamos una típica turbina danesa de 600 kW (cantidades aproximadas en dólares americanos, los precios pueden variar con la altura de la torre, el diámetro del rotor y las especificaciones locales):

Moneda *

Aerogenerador típico de 600 kW

Costes de instalación típicos


Total

*) Los precios, costes y tipos de cambio eran bastante exactos el 13 de febrero de 1998. El rango de precios va del modelo más barato de turbina, sin ningún extra, a un modelo especial para vientos suaves con una torre alta y un gran diámetro de rotor. Los costes de transporte no están incluidos. La conversión de moneda requiere un navegador Netscape 3.0.

1000 dólares por kW en promedio

El precio medio para los grandes parques eólicos modernos está alrededor de 1.000 dólares americanos por kilovatio de potencia eléctrica instalada. (Observe que aún **no** estamos hablando de producción de energía. Volveremos sobre esto en un par de páginas. La producción de energía se mide en kilovatios-hora. Si esto suena confuso, eche un vistazo al [manual de referencia](#) de este sitio web).

Para turbinas individuales o pequeños grupos de turbinas, los costes estarán normalmente algo por encima. En la página siguiente veremos más a fondo los costes de instalación.

Visita guiada 

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/econ/index.htm>

Inicio

Costes de instalación de aerogeneradores



Los costes de instalación incluyen las **cimentaciones**, normalmente hechas de hormigón armado, la **construcción de carreteras** (necesarias para transportar la turbina y las secciones de la torre hasta el lugar de la

construcción), un **transformador** (necesario para convertir la corriente a baja tensión (690 V) de la turbina a una corriente a 10-30 kV para la red eléctrica local), **conexión telefónica** para el control remoto y vigilancia de la turbina, y los **costes de cableado**, es decir, el cable que va desde la turbina hasta la línea de alta tensión de 10-30 kV.

Parque eólico de Novar
(Escocia), en
construcción en un
páramo, julio 1997.
Foto & COPY; 1997
Steffen Damborg

Los costes de instalación varían

Obviamente, los costes de las carreteras y de las cimentaciones dependen de las **condiciones del suelo**, es decir, de como de barato y fácil sea construir una carretera capaz de soportar camiones de 30 toneladas. Otro factor variable es la **distancia** a la carretera ordinaria más cercana, los costes de llevar una **grúa móvil** hasta el sitio, y la **distancia a una línea de alta tensión** capaz de manejar la producción de energía máxima de la turbina.

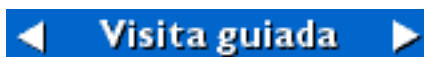
La conexión telefónica y el control remoto no es una necesidad, pero a menudo es bastante barato, por lo que resulta económico incluirlo en la instalación de una turbina.

Los **costes de transporte** de la turbina pueden entrar en los cálculos, si el emplazamiento es muy remoto, aunque normalmente no son superiores a unos 15.000 dólares americanos.

Economías de escala

Obviamente es más barato conectar muchas turbinas en la misma

localización que conectar una sola. Por otra parte, hay limitaciones a la cantidad de energía eléctrica que la red local puede aceptar (vea la sección sobre [aerogeneradores en la red eléctrica](#)). Si la red eléctrica es demasiado débil para manejar la producción de la turbina, puede ser necesario un **refuerzo de red**, es decir, una extensión de la red eléctrica de alta tensión. Quién debe pagar por el refuerzo de red (si el propietario de la turbina o la compañía eléctrica) varía de un país a otro.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
© copyright 2000 Søren Krohn.

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/econ/install.htm>

Inicio

Costes de operación y de mantenimiento en aerogeneradores

Los modernos aerogeneradores están diseñados para trabajar alrededor de 120.000 horas de operación a lo largo de su tiempo de vida de diseño de 20 años. Esto supone mucho más que un motor de automóvil, que dura generalmente alrededor de 4.000 a 6.000 horas.

Costes de operación y mantenimiento

La experiencia muestra que los costes de mantenimiento son generalmente muy bajos cuando las turbinas son completamente nuevas, pero que aumentan algo conforme la turbina va envejeciendo.

Estudios llevados a cabo en 500 aerogeneradores daneses instalados en Dinamarca desde 1975 muestran que las nuevas generaciones de turbinas tienen relativamente menos costes de reparación y mantenimiento que las generaciones más viejas (los estudios comparan turbinas que tienen la misma **edad** pero que pertenecen a distintas **generaciones**).

Los aerogeneradores daneses más antiguos (25-150 kW) tienen costes de reparación y mantenimiento de una media de alrededor del 3 por ciento de inversión inicial de la turbina. Las turbinas más nuevas son en promedio sustancialmente más grandes, lo que tendería a disminuir los costes de mantenimiento por kW de potencia instalada (no necesita revisar una gran turbina moderna más a menudo que otra pequeña). Para las máquinas más nuevas los rangos estimados son del 1,5 al 2 por ciento al año de la inversión inicial de la turbina.

La mayoría de costes de mantenimiento son una cantidad anual fija para el mantenimiento regular de las turbinas, aunque algunos prefieren utilizar en sus cálculos una cantidad fija por kWh producido, normalmente alrededor de 0,01 dólares americanos/kWh. El razonamiento sobre el que se apoya este método es que el desgaste y la rotura en la turbina generalmente aumentan con el aumento de la producción.

Economías de escala

Además de las economías de escala, mencionadas arriba, que varían con el tamaño de la turbina, pueden haber economías de escala en la operación de parques eólicos en lugar de turbinas

individuales. Estas economías se refieren a visitas de mantenimiento cada seis meses, vigilancia y administración, etc.

Reinversión en la turbina (reacondicionamiento, revisión general)

Algunos componentes del aerogenerador están más sujetos que otros al desgaste y a la rotura. Esto es particularmente cierto para las palas y para el multiplicador.

Los propietarios de aerogeneradores que ven que el final de la vida de diseño de su turbina está cerca, pueden encontrar ventajoso alargar la vida de la turbina haciendo una revisión general de la turbina, p.ej. reemplazando las palas del rotor.

El precio de un juego nuevo de palas, un multiplicador o un generador suele ser del orden de magnitud del 15-20 por ciento del precio de la turbina.

Tiempo de vida de proyecto, vida de diseño

Los componentes de los aerogeneradores daneses están diseñados para durar 20 años. Evidentemente, se podría diseñar alguno de los componentes para que durase más tiempo, aunque realmente sería un desperdicio si otros componentes principales fueran a averiarse más pronto.

La vida de diseño de 20 años es un compromiso económico útil, que se utiliza para guiar a los ingenieros que desarrollan los componentes para las turbinas. Sus ensayos tienen que demostrar que sus componentes tienen una probabilidad de fallo muy baja antes de que hayan transcurrido 20 años.

La vida real de un aerogenerador depende tanto de la calidad de la turbina como de las condiciones climáticas locales, es decir, de la cantidad de turbulencias del emplazamiento, tal como se explicó en la página sobre el diseño de la turbina y las [cargas de fatiga](#).

Por ejemplo, las turbinas marinas pueden durar más debido a la baja turbulencia en el mar. Esto puede implicar costes menores, como se muestra en el gráfico de la página sobre [economía en aerogeneradores marinos](#).



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/econ/oandm.htm>



Ingresos en aerogeneradores

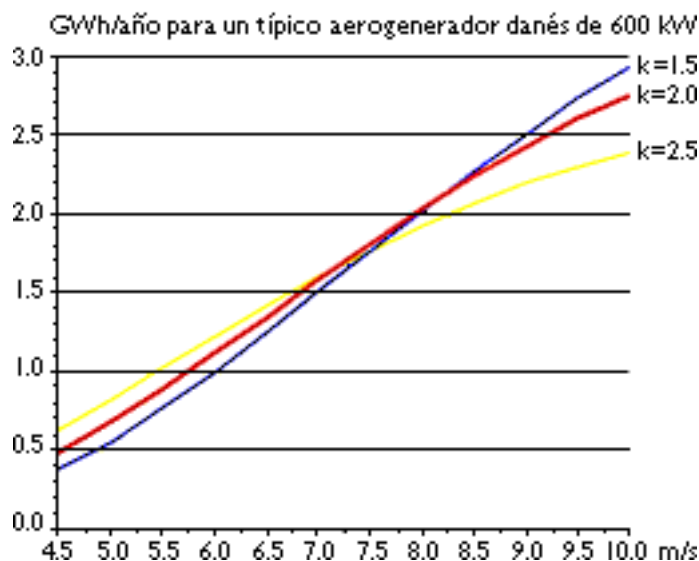
Producción de energía en un aerogenerador

Si ha leído la página sobre [producción de energía anual de un aerogenerador](#), este gráfico ya le resultará familiar.

El gráfico muestra como la producción de energía

anual (en millones de kWh) varía con la intensidad del viento de la localización. Con una velocidad de viento media de, digamos, 6'75 m/s a la altura del buje, obtendrá alrededor de 1,5 millones de kWh de energía anuales.

Como puede ver, la producción de energía anual varía aproximadamente con el cubo de la velocidad del viento a la altura del buje. Cómo de sensible es la producción de energía respecto a la velocidad del viento varía con la distribución de probabilidad del viento, como se explicó en la página sobre la [distribución de Weibull](#). En este gráfico tenemos tres ejemplos con diferentes valores de k (factores de forma). En nuestro ejemplo trabajaremos con la curva roja ($k=2$).



Factor de disponibilidad

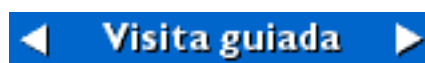
Las cifras de producción de energía anual consideran que los aerogeneradores están en condiciones de servicio y preparados para girar todo el tiempo. Sin embargo, en la práctica, los aerogeneradores necesitan reparación e inspección una vez cada seis meses para asegurar que siguen siendo seguros. Además, las averías de componentes y los accidentes (fallos de suministro eléctrico) pueden inutilizar los aerogeneradores.

Estadísticas muy extensas muestran que los fabricantes alcanzan, en consecuencia, **factores de disponibilidad** de alrededor del 98 por ciento, es decir, las máquinas están preparadas para funcionar más del 98 por ciento del tiempo. La producción de energía total se ve generalmente afectada en

menos de un 2 por ciento, dado que los aerogeneradores nunca están en funcionamiento durante los vientos fuertes.

Un grado tan alto de fiabilidad es extraordinario, comparado con otros tipos de maquinaria, incluyendo otras tecnologías de generación de electricidad. Así pues, el factor de disponibilidad suele ignorarse en los cálculos económicos, dado que hay otras incertidumbres (p.ej. la variabilidad del viento) que son mucho mayores.

Sin embargo, no todos los fabricantes del mundo tienen un buen registro de fiabilidad, por lo que siempre es una buena idea revisar el historial de los fabricantes y la capacidad de servicio antes de salir y comprar un nuevo aerogenerador.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de agosto 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/econ/income.htm>

Energía eólica y tarifas eléctricas

Esta página es importante para los inversores en energía eólica privados, pero no para las compañías eléctricas, que por supuesto ya lo conocen todo sobre su propio sistema de tarifas.

Tarifas de energía eléctrica

Generalmente las compañías eléctricas están más interesadas en comprar electricidad durante las horas de picos de carga (máximo consumo) de la red eléctrica, pues de esta forma se ahorran la utilización de electricidad de unidades generadoras menos eficientes. De acuerdo con un estudio sobre los costes y beneficios sociales de la energía eólica realizado por el instituto danés AKF (ver la página de [enlaces](#)), la electricidad eólica puede ser de un 30 a un 40 por ciento más valiosa para la red que si se produjera de forma totalmente aleatoria.

En algunas áreas, las compañías eléctricas aplican tarifas eléctricas distintas dependiendo de la hora del día, cuando compran la energía eléctrica de los propietarios privados de aerogeneradores.

Normalmente, los propietarios de aerogeneradores reciben menos del precio normal de la electricidad para el consumidor, pues ese precio suele incluir el pago a la compañía eléctrica por los costes de operación y mantenimiento de la red eléctrica, además de sus beneficios.

Crédito medioambiental

Muchos gobiernos y compañías eléctricas en el mundo quieren promover el uso de fuentes de energía renovables. Por lo tanto, ofrecen una prima medioambiental a la energía eléctrica, p.ej. en forma de devolución de tasas eléctricas etc. sobre las tasas normales pagadas por el suministro de energía a la red.



Crédito de capacidad

Para entender el concepto de crédito de capacidad, echemos un vistazo a su opuesto, tarifas de potencia: Los grandes consumidores de electricidad suelen pagar tanto por la cantidad de [energía](#) (kWh) que consumen como por la máxima cantidad de [potencia](#) que obtienen de la red, es decir, los consumidores que quieren obtener una gran cantidad de energía muy rápidamente deben pagar más. La razón de ello es que obligan a la compañía eléctrica a tener una mayor capacidad de generación total disponible (mayor potencia de planta).

Las compañías eléctricas tienen que considerar añadir capacidad de generación cuando le proporcionan acceso a red a un nuevo consumidor. Pero con un número modesto de aerogeneradores en la red, los aerogeneradores son casi como "consumidores negativos", como se explica en la sección sobre [aerogeneradores en la red eléctrica](#): posponen la necesidad de instalar otra nueva capacidad generadora.

Así pues, muchas compañías eléctricas pagan una cierta cantidad anual a los propietarios de aerogeneradores en concepto de crédito de capacidad. El nivel exacto de crédito de capacidad varía. En algunos países se paga en función de un número de mediciones de la potencia producida durante el año. En otras áreas, se utiliza algún tipo de fórmula. Finalmente, en diversas áreas no se proporciona ningún tipo de crédito de capacidad, pues se considera como una parte de la tarifa de energía. En cualquier caso, el crédito de capacidad es una cantidad por año bastante modesta.

Costes de potencia reactiva

La mayoría de aerogeneradores están equipados con los denominados generadores asíncronos, también llamados generadores de inducción (ver la sección sobre [partes eléctricas de un aerogenerador](#)). Estos generadores necesitan corriente de la red eléctrica para crear un campo magnético dentro del generador con el fin de funcionar. Como resultado, la corriente alterna de la red eléctrica cercana a la turbina se verá afectada (desplazamiento de fase). En algunos casos esto puede hacer que disminuya (aunque en algunos casos aumenta) la eficiencia de la transmisión de electricidad en la red vecina, debido al consumo de potencia reactiva.

En casi todo el mundo las compañías eléctricas exigen que los aerogeneradores estén equipados con una batería de condensadores eléctricos conmutables, que compensan parcialmente este fenómeno (por razones técnicas no quieren una compensación total). Si la turbina no cumple las especificaciones

de la compañía eléctrica, el propietario puede tener que pagar cargos adicionales.

Normalmente, este no es un problema que preocupe a los propietarios de aerogeneradores, ya que los fabricantes experimentados suministran por rutina de acuerdo con las especificaciones de la compañía eléctrica local.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de agosto 2000

<http://www.windpower.org/econ/tariffs.htm>

Inicio

Economía básica de inversiones

Rentabilidad social de las inversiones en energía eólica

En las próximas dos páginas veremos la economía y las inversiones en energía eólica desde el punto de vista de la sociedad en conjunto, como los economistas suelen hacer. Si no le gusta la economía, o si ya lo sabe todo sobre ella de antemano, sáltese esta página.

No damos cuenta de los beneficios medioambientales, lo haremos más tarde. No miramos la financiación ni los impuestos. Esas cuestiones varían enormemente de un país a otro, aunque no hacen que ninguna nación sea más rica o más pobre: sólo sirven para redistribuir los ingresos. Lo que la sociedad obtiene por recompensa de la inversión en energía eólica es electricidad no contaminante; averigüemos cuánto cuesta eso.

Guía de los inversores privados

Si usted es un inversor privado en energía eólica, ¿puede seguir utilizando nuestros cálculos? Antes de impuestos, esto es: generalmente, las inversiones que tienen una alta tasa de rentabilidad antes de impuestos tendrán una tasa de rentabilidad incluso mayor después de impuestos.

Esto sorprende a la mayoría.

Sin embargo, la razón es que los reglamentos de amortización para toda esta clase de negocios tienden a ser muy favorables en la mayoría de países. Con rápidas amortizaciones de los impuestos obtiene una mayor rentabilidad de su inversión, dado que le permite deducir la pérdida de valor de su activo más rápidamente de lo que en realidad lo hace. Esto no es nada particular de los aerogeneradores. Es cierto para todo tipo de inversiones financieras.

Observe una vez más que nuestros cálculos omiten la financiación y los impuestos en condiciones reales. Como inversor prudente, probablemente querrá planificar su flujo de fondos para asegurarse de que puede pagar sus deudas. Obviamente deberá calcularlo en términos **monetarios**, es decir, en términos nominales.

Trabajar con inversiones

En cualquier inversión, se paga algo ahora para obtener algo más

después. Consideramos que tener un dólar en su bolsillo hoy es más valioso para usted que tenerlo mañana. La razón por la que decimos esto es que puede invertir ese dólar en algún sitio o meterlo en una cuenta bancaria y ganar los intereses sobre ese dólar.

Así pues, para indicar la diferencia entre los dólares de hoy y de mañana utilizamos la **tasa de interés**. Si hacemos eso, un dólar de hace un año vale hoy $1/(1+r)$. **r** es la tasa de interés, p.ej. de un cinco por ciento al año.

Así pues, un dólar de hace un año vale ahora $1/1,05 = 0,9523$ dólares. Un dólar de hace dos años vale $1/(1,05*1,05) = 0,9070$, y así sucesivamente.

¿Pero que pasa con la inflación? Para tratar con eso simplemente debemos trabajar con dólares que tienen el mismo poder adquisitivo que los actuales. Los economistas lo llaman trabajar con valores **reales**, en lugar de con los nominales.

Trabajar en valores reales, no en valores nominales

Una inversión en un aerogenerador le proporciona una rentabilidad **real**, es decir, **electricidad**, y no sólo una rentabilidad financiera (dinero efectivo). Esto es importante, porque si espera alguna inflación general en los precios durante los próximos 20 años, puede esperar que los precios de la electricidad sigan la misma tendencia. Así pues, esperaremos que los costes de operación y mantenimiento sigan aproximadamente la misma tendencia de precio que la electricidad. Si esperamos que todos los precios se muevan paralelamente (con las mismas tasas de crecimiento) en los próximos 20 años, podemos hacer nuestros cálculos de forma bastante sencilla: no necesitamos ajustar nuestros cálculos a la inflación, simplemente haremos todos nuestros cálculos al nivel de precios de nuestro año base, es decir, del año de nuestra inversión.

En otras palabras, cuando trabajamos con valores **reales**, trabajamos con dinero que representa una cantidad **fija** de poder adquisitivo.

Utilizar la tasa de interés *real*, no la tasa nominal

Dado que estamos estudiando la tasa de rentabilidad real de la energía eólica tenemos que utilizar la tasa de interés real, esto es, la tasa de interés menos la tasa de inflación esperada (si ambas tasas son altas, digamos de alrededor del 10 por cien, realmente no se pueden restar los porcentajes, debería dividir de esta forma: $(1+r)/(1+i)$, pero no convirtamos esto en un curso de economía).

Las tasas de interés real para fines de cálculo están estos días cerca del cinco por ciento anual. Usted puede decir que en países de Europa Occidental están incluso por debajo del 3 por ciento. Algunas personas tienen una gran demanda de rentabilidad, por lo que pueden querer utilizar una tasa de interés real superior, digamos del 7 por ciento. Utilizar la tasa de interés del banco no tiene sentido, a menos que haga entonces cálculos **nominales**, es decir, añadir cambios en los precios en todas partes, incluso en el precio de la electricidad.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/econ/basic.htm>

Inicio

Aspectos económicos de la energía eólica

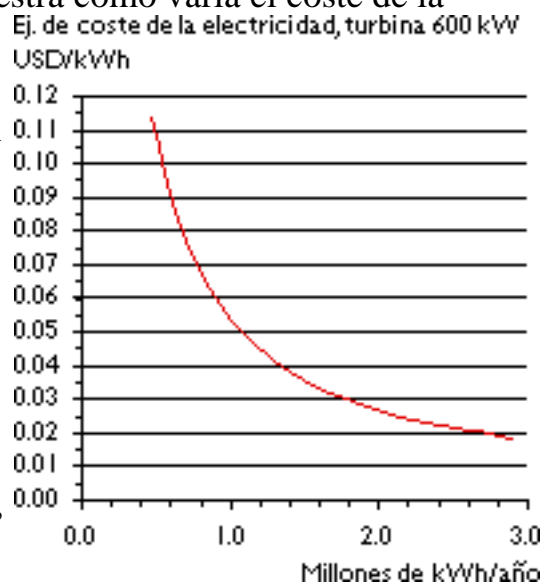
No existe un único precio para la energía eólica

Como aprendimos en la página sobre [producción de energía](#), la producción anual de electricidad variará enormemente dependiendo de la cantidad de viento del emplazamiento de su turbina. Así pues, no hay un único precio para la energía eólica, sino un rango de precios, dependiendo de las velocidades de viento.

El gráfico de la derecha muestra cómo varía el coste de la electricidad producida por un aerogenerador típico danés de 600 kW con la producción anual (utilizamos el ejemplo desarrollado en el [programa de cálculo económico en energía eólica](#) para encontrar los puntos del gráfico).

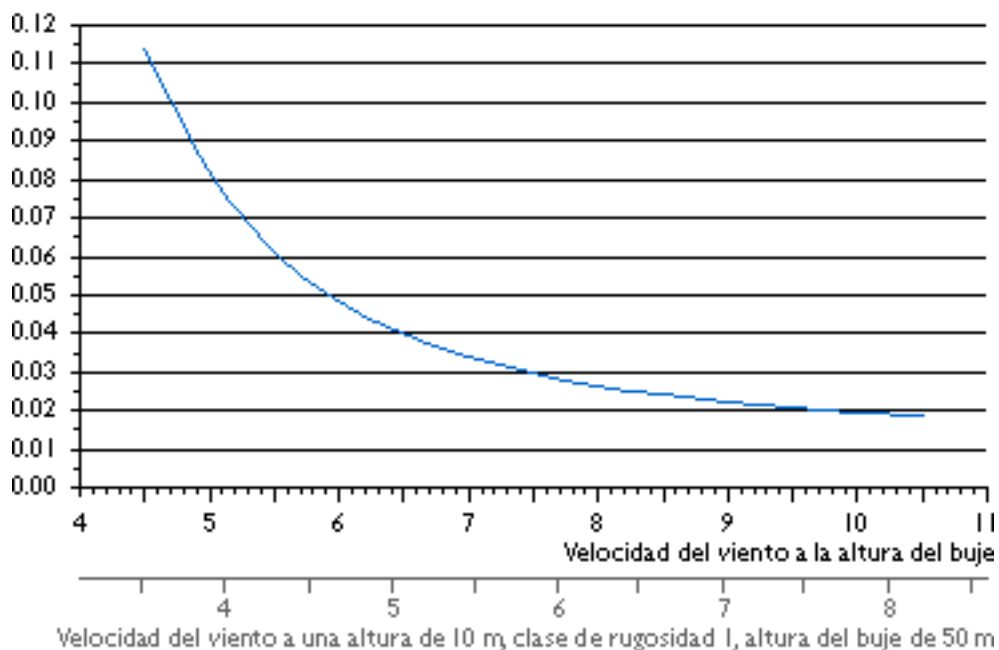
La relación es en realidad muy simple: si produce el doble de electricidad por año, paga la mitad de coste por kilovatio hora (si piensa que los costes de mantenimiento aumentan con el uso de la turbina, el gráfico no será exactamente cierto, pero estará muy cerca de serlo).

Si utilizamos el gráfico de arriba, además del ejemplo de la página sobre [ingresos en aerogeneradores](#), encontraremos la relación entre las velocidades del viento y los costes por kWh de abajo. **Recuerde que todo lo de esta página se basa en nuestros ejemplos, por lo que estos gráficos no se pueden utilizar para predecir los costes de ningún proyecto en particular.** Como en el ejemplo, si su tasa de interés real es del 6 por ciento anual, en lugar del 5, los costes son aproximadamente un 7,5 por ciento superiores a los mostrados en el gráfico. Cuando utilice el [programa de cálculo económico en energía eólica](#) dentro de un momento puede utilizar sus propios datos para calcular los costes de electricidad.



Ejemplo de coste de la electricidad, turbina de 600 kW

USD/kWh



El ejemplo es para un aerogenerador de 600 kW con una vida de proyecto de 20 años; inversión=585.000 dólares americanos, costes de instalación incluidos; costes de operación y mantenimiento=6.750 dólares americanos/año; 5 por ciento anual de tasa de interés real; producción de energía anual de la turbina tomada del programa de cálculo de la densidad de potencia utilizando una distribución de viento de Rayleigh (factor de forma=2).

Observe que las velocidades del viento a una altura de buje de 50 metros son alrededor de un 28 a un 35 por ciento mayores* que a una altura de buje de 10 metros, que es la que normalmente se utiliza para observaciones meteorológicas (ver la página del [programa de cálculo de la velocidad del viento](#)). Mire el eje gris de la parte inferior del gráfico para ver cómo las velocidades del viento a 10 metros de altura pueden convertirse en velocidades de viento mayores. Por ejemplo, una velocidad de viento de 6,25 m/s a 10 metros de altura en una clase de rugosidad 1 se convertirá en 8 m/s a una altura de buje de 50 m.

◀ Visita guiada ▶

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© copyright 2000 Søren Krohn.

Actualizado el 7 de marzo 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/econ/economic.htm>

Errores en el análisis de costes en energía eólica

Muchos estudios sobre los costes en energía eólica y otras energías renovables son ciencia barata, debido tanto al desconocimiento de la tecnología como de la economía implicadas. A menudo, la gente que entiende la parte económica no conoce la tecnológica, y viceversa - ¡y a veces, ni lo uno ni lo otro!

Esta página le previene contra los errores más comunes. Incluso economistas con experiencia han caído en estos fallos, y desafortunadamente no es extraño encontrar comparaciones erróneas entre costes de diferentes tipos de tecnologías energéticas.

¿Qué son los costes de generación de energía eólica?

1. Depreciación económica de su inversión
2. Interés sobre el capital invertido
3. Costes de operación y mantenimiento

Si cree que la cantidad necesaria para comprar un aerogenerador es un coste o un gasto, se equivoca, y no entiende los conceptos básicos de contabilidad o economía. En ese caso, ¡no se dedique a análisis de costes! El beneficio tampoco es un coste. Si eso es lo que cree, no siga leyendo esta página y haga antes un curso de economía.

Depreciación

La depreciación económica es un poco engañosa. Simplemente, no podrá calcular la depreciación económica de su inversión a menos que conozca los ingresos de la misma. Esto es algo que sorprende a mucha gente, incluso a algunos economistas. Pero la depreciación se define simplemente como la disminución en el valor del capital de su inversión, utilizando como factor de actualización la tasa interna de retorno. Si desconoce cuáles serán los ingresos de esa inversión, tampoco conoce la tasa de retorno, por lo que no puede calcular la depreciación económica.

La fuente del error es que la gente confunde depreciación fiscal o contable con depreciación económica. Pero la depreciación

fiscal o contable es simplemente un conjunto de reglas mecánicas que **no** se utiliza para obtener los verdaderos costes por kWh de la energía.

Precios y costes son dos conceptos muy diferentes

Muchos no-economistas utilizan las palabras coste y precio como sinónimos. Y no lo son. El precio de un producto viene determinado por la oferta y la demanda del producto. Mucha gente asume ingenuamente que el precio de un producto es algo que resulta de añadir un beneficio normal o razonable a un coste. Claramente no es el caso, a menos que se esté dirigiendo un monopolio controlado por el Gobierno.

Los precios de los aerogeneradores no pueden calcularse dividiendo la facturación por el volumen

Algunas personas toman las cifras de los fabricantes y las dividen por las ventas (en MW) para obtener el precio del megavatio instalado. Pero estos resultados carecen de significado alguno. Algunas de las razones por las que eso no puede hacerse son:

1. Algunas de las entregas de los fabricantes son proyectos completos llave en mano, y que incluyen planificación, góndolas, palas, torres, cimentaciones, transformadores, multiplicadores y otros costes de instalación, incluyendo la construcción de viales y las líneas de evacuación. Otras entregas son únicamente de góndolas, o pasando por todas las posibles combinaciones. Las cifras de ventas que dan los fabricantes también incluyen el servicio y las ventas de piezas de recambio.
2. Las ventas de los fabricantes incluyen los ingresos por licencias, aunque el correspondiente MW no aparece registrado en las cuentas de la compañía.
3. Las ventas pueden variar de forma muy significativa entre mercados, p.ej., de aerogeneradores altos y de aerogeneradores bajos. Los precios de los diferentes tipos de turbina son muy diferentes.
4. Los patrones de ventas, tipos de turbinas, y tipos de contratos varían de forma significativa y nada sistemáticamente de un año a otro.

Los precios deberían obtenerse de listas de precios. Sin embargo, es inútil obtener promedios simples de una lista así, ya que

algunos modelos de turbina no se comercializan, mientras que el volumen de venta de otros es enorme. No tiene sentido obtener un promedio del precio de turbinas de, digamos, 1.000 kW, incluso si tienen la misma altura de torre. Tiene mucho más sentido mirar el precio por metro cuadrado de área de rotor, tal y como se explica en la siguiente sección.

La productividad y los costes dependen del precio de la electricidad, y **no** al revés

Si mira la producción anual por metro cuadrado de área de rotor en Dinamarca, tiende a ser mucho mayor que en Alemania, por ejemplo. En rigor, esto no tiene nada que ver con los diferentes recursos eólicos. Se debe a los diferentes precios de la electricidad. En Dinamarca no resulta rentable instalar aerogeneradores en zonas de vientos bajos, mientras que en Alemania es rentable utilizar las zonas de poco viento debido a los altos precios de la electricidad.

Alemania tiene un precio de la electricidad muy alto para las renovables (tarifa eléctrica por kWh de la energía suministrada a red). Así pues, encontrará que en Alemania es rentable equipar a los aerogeneradores con torres muy **altas** para un determinado tamaño de generador. El elevado precio de la electricidad también hace rentable que se instalen aerogeneradores en las zonas de poco viento. En ese caso, las turbinas más económicas tendrán mayores diámetros de rotor respecto al tamaño del generador que en otras partes del mundo.

Así pues, los aerogeneradores vendidos en el mercado alemán pueden parecer más caros que los de otros mercados, si mira el precio por kW de potencia (nominal) instalada. Aunque esto es una estadística engañosa, porque lo que usted realmente ve son máquinas que están optimizadas para aquellos emplazamientos alemanes en los que hay poco viento. **Lo que importa es el precio por metro cuadrado de área de rotor a una altura de buje dada, y no el precio por kW de potencia instalada.** Esto se explica en detalle en una de las siguientes secciones.

Variación de los costes de instalación

Igualmente obtiene una imagen engañosa cuando mira los costes de instalación. Lo curioso es que no necesariamente tendrá un alto coste de generación de electricidad debido a un alto coste de instalación. Más bien al contrario: Se suele incurrir en costes de instalación altos cuando se tiene un buen recurso eólico (y por lo tanto costes de generación baratos) en un área remota.

Los costes de instalación en Gales tienden a ser muy altos -varias veces superiores a los de Dinamarca- a pesar de un muy

bajo precio de la electricidad. Esto se debe simplemente a que hay una gran cantidad de viento si se sitúan los aerogeneradores en la cima de las perfectamente redondeadas colinas Welch (vea el efecto colina). Realmente es rentable construir una carretera cara a través de los páramos, y construir cimentaciones caras con el fin de utilizar las áreas de vientos fuertes. En otras palabras: se pueden asumir altos costes de instalación precisamente cuando se tiene un buen recurso eólico.

En muchos casos los costes de instalación incluyen los costes de extensión de la red eléctrica y/o refuerzo de la misma. Dado que los costes de cableado pueden ser bastante significativos, es crucial el hecho de que un parque eólico se sitúe próximo a una línea existente de media tensión (9-30 kV), o lejos de una línea eléctrica.

Como consecuencia, no tiene sentido utilizar costes de instalación medios, si no se habla de áreas con un régimen eólico muy semejante, el mismo precio del kWh de electricidad vertida a la red, y la misma distancia a la red.

La energía eólica es una tecnología de obtención de un recurso

Mucha gente pregunta: "¿Cuál es el coste medio de la energía eólica?". Esa pregunta tiene tan poco sentido como la de "¿Cuál es el coste medio del crudo?"

En Kuwait el coste medio puede ser de 1 dólar por barril, mientras que en el Mar del Norte puede ser de 15 dólares por barril. La razón por la que los costes son tan diferentes es que es mucho más complicado y costoso extraer el petróleo del Mar del Norte que el de Kuwait. No tiene ningún sentido promediar el coste de la producción de petróleo en el Mar del Norte con el de Kuwait para obtener una especie de coste promedio. ¡Ese valor medio en ningún caso será una guía para el precio del crudo! Incluso si el precio de mercado del petróleo cae por debajo de los 16 dólares por barril, puede seguir valiendo la pena producir petróleo del Mar del Norte, lo que importa en ese caso no es el coste promedio del barril de petróleo, sino el coste variable marginal de extraer otro barril de petróleo.

Utilizar las estadísticas de un área no es una guía fiable de los costes en otra área

El coste de la energía eólica en Alemania es alto porque los precios de la electricidad son altos. El coste de la energía eólica en el Reino Unido es bajo porque los precios de la electricidad son bajos. Y, por supuesto, si tiene bajos precios de la electricidad habrá pocas turbinas instaladas, dado que los

emplazamientos con vientos altos son escasos, y puede no ser capaz de encontrar emplazamientos que resulten rentables.

El coste por kW de potencia nominal es una guía muy pobre para invertir en energía eólica - Lo que importa es el coste por metro cuadrado de área de rotor

Muchos investigadores que están interesados en la disminución de costes de la energía eólica desean estudiar la disminución en el precio de los aerogeneradores, por lo que solicitan una estadística aparentemente simple: el precio de un aerogenerador por kW de potencia instalada. Esa cifra suele ser difícil de obtener, y una guía muy pobre para los desarrollos de costes por varias razones.

Es muy difícil dar una única cifra para el coste por kW de potencia instalada, ya que el precio de un aerogenerador varía mucho más con el diámetro del rotor que con el tamaño del generador. La razón es que la producción anual depende mucho más del diámetro del rotor que del tamaño del generador.

Los estudios que comparan el coste medio por kW de potencia instalada para diferentes tecnologías suelen ser engañosos cuando incluyen a la energía eólica.

Desatino sistemático del kW - Un ejemplo

Como ejemplo de porqué resulta engañoso utilizar el precio por kW de potencia nominal para un aerogenerador, compare la producción anual de energía de dos máquinas del mismo fabricante, ambas montadas sobre una torre de 50 m (la primera es una máquina para vientos altos -con algunos años- y la segunda es una máquina universal, actualmente vendida en grandes cantidades). Puede utilizar el [programa de cálculo de la potencia en un aerogenerador](#) para comprobar los resultados:

1. Vestas V39, una turbina de 600 kW con un diámetro de rotor de 39 m
2. Vestas V47, una turbina de 660 kW con un diámetro de rotor de 47 m

El resultado es que la producción anual de energía de la segunda máquina es 45,2% mayor que la de la primera máquina, a pesar de que el generador es tan sólo un 10% mayor. Sin embargo, si se comparan las dos áreas de rotor, puede observar que el área del rotor de la segunda máquina es exactamente el 45,2% más grande que la de la primera máquina.

Por lo tanto, si consideramos que el precio de la segunda

máquina es un 33% mayor al de la primera, al compararlas obtendría resultados muy diferentes:

1. El precio por kW de potencia nominal ha aumentado un 21%
2. El precio por metro cuadrado de área de rotor ha disminuido un 8,4%
3. El precio por kWh de energía ha disminuido un 8,4%

Cada vez más los nuevos aerogeneradores están siendo contruidos con [cambio del ángulo de paso \(pitch control\)](#) en lugar de con [pérdida aerodinámica \(stall control\)](#). Esto significa que el tamaño del generador, en relación con el del rotor, puede ser variado más libremente. En general, existe la tendencia a utilizar áreas de rotor mayores para un tamaño de generador dado. Eso significa que obtendrá un precio de desarrollo completamente falso (sobrestimado) cuando compare el coste por kW instalado de nuevas y viejas turbinas. **La medida importante del precio es el precio por metro cuadrado de área que barre el rotor, y no el precio por kW de potencia (nominal) instalada.**

Errores con los factores de capacidad

Frecuentemente, los analistas se interesan en el factor de capacidad de la energía eólica. El factor de capacidad para una tecnología de generación es igual a la producción anual de energía dividida por la producción teórica máxima si el generador estuviese funcionando a su potencia nominal durante todo el año.

Dependiendo de las estadísticas de viento para un emplazamiento concreto, el factor de capacidad ideal de un aerogenerador está alrededor del 25-30%, ya que ese factor de capacidad minimiza los costes por kWh. No es para nada deseable aumentar el factor de capacidad en un aerogenerador, ¡tal y como lo sería para las tecnologías en las que el combustible no es gratis! Esta aparente paradoja del factor de capacidad se explica más detalladamente en la página sobre [Producción anual de energía en un aerogenerador](#).

Los factores de capacidad serán muy diferentes para diferentes máquinas (cfr. el ejemplo anterior), aunque los precios (o costes) de esas máquinas serán igualmente muy diferentes. **En el análisis final, lo que cuenta es el coste por kWh de energía producida, y no el factor de capacidad.**

Los alquileres del suelo dependen de la

rentabilidad de un proyecto - y no al revés

Es un error muy común el considerar la compensación a los propietarios de los terrenos donde se sitúan los aerogeneradores como un coste de la energía eólica. En realidad, es sólo una pequeña parte de la compensación la que es un coste, que es la pérdida de cosecha en el área que ya no puede ser cultivada, más una compensación por las posibles molestias en caso de que el agricultor tenga que dar más vueltas cuando labra los campos de debajo de las turbinas.

Si la compensación sobrepasa a lo que normalmente pagaría por instalar un poste de una línea eléctrica, el exceso es en realidad una **transferencia de ingresos**, que es una cuestión bastante diferente para los economistas. No es un coste para la sociedad como tal, aunque es una transferencia de ingresos (beneficios) del propietario de la turbina al propietario del suelo. Los economistas llaman **renta** a una transferencia así. El pago de una renta no transfiere recursos reales de un uso a otro.

Muchos preguntan cuál es la compensación normal por instalar un aerogenerador en un terreno agrícola. La respuesta es que no hay una compensación "normal". La compensación depende de la calidad del emplazamiento. Si hay mucho viento, y en las proximidades existe un acceso a la red barato, el propietario del suelo puede obtener una compensación alta, ya que el propietario de la turbina puede asumirlo debido a la rentabilidad del emplazamiento. Si hay poco viento y/o los costes de instalación son altos, la compensación será únicamente el valor como irritante de la turbina.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© copyright 2002 Søren Krohn.

Actualizado el 29 de enero 2002

<http://www.windpower.org/es/tour/econ/pitfalls.htm>

Inicio

Guía del programa de cálculo económico en aerogeneradores

Esta página es una guía del [programa de cálculo económico en aerogeneradores](#) de la página siguiente. Puede tener más sentido para usted si mira primero el programa, y después hace click en los signos de interrogación para volver aquí y obtener toda la explicación de cómo funciona.

Ejemplos incorporados

Para empujarle a trabajar directamente hemos incluido algunos datos de ejemplos de aerogeneradores, que puede seleccionar en el menú desplegable. El ejemplo marino ha sido tomado del informe de las compañías eléctricas danesas sobre aerogeneradores marinos. Puede encontrar los detalles en nuestro informe sobre balance de energía en aerogeneradores, que puede descargar de la [sección de publicaciones](#).

Vida del proyecto

Los aerogeneradores daneses tienen una vida de diseño de 20 años. Con condiciones de viento marinas (baja turbulencia), es probable que las turbinas vayan a durar más tiempo, probablemente 25 ó 30 años.

Dado que las cimentaciones marinas están diseñadas para durar 50 años, puede ser interesante calcular dos generaciones de turbinas en el mismo conjunto de cimentaciones, posiblemente con una revisión de reparación después de 25 años.

Lea más en la página sobre [reparación y mantenimiento](#).

Precio de aerogeneradores

Los precios pueden variar debido a los costes de transporte, diferentes alturas de la torre, diferentes diámetros de rotor, etc. Puede utilizar los precios del ejemplo, o bien introducir usted mismo un precio en la casilla de la derecha directamente.

Lea más en la página [¿Cuánto cuesta un aerogenerador?](#)

Coste de instalación

Los costes pueden variar con la localización, particularmente con los costes para construcción de carreteras y conexión a red. El 30% de los costes de la turbina es un promedio acertado para

Dinamarca.

Lea más en la página sobre [costes de instalación](#).

Ingresos por ventas de electricidad

Esta información opcional es interesante para aquéllos que quieren invertir en un aerogenerador. También puede incluir el crédito de capacidad, si es que lo hay. Especifique el número de kilovatios-hora que encontró utilizando el [programa de cálculo de la densidad de potencia](#), y la tarifa (pago) por kilovatio-hora.

También puede introducir directamente una cantidad en el formulario en la casilla de más a la derecha. La fecha no es necesaria para calcular los costes de electricidad.

Lea más en la página sobre [ingresos en aerogeneradores](#), y en la página sobre [tarifas eléctricas](#).

Operación y mantenimiento

Puede incluir bien una cantidad fija por año (tecleándola directamente en la casilla de la derecha) o un porcentaje del coste de la turbina. Los costes pueden incluir un contrato de servicio con el fabricante. Si lo desea, en lugar de eso puede especificar un coste fijo del kWh.

Puede leer más en la página sobre [operación y mantenimiento](#).

Valor actual neto

Aquí especifica la [tasa de interés real](#) para decirle al programa cómo evaluar los futuros gastos e ingresos.

El valor actual neto de nuestro proyecto es el valor de todos los pagos, actualizado al principio de la inversión. Si la cifra es **positiva**, su proyecto tiene una tasa de rentabilidad real **superior** a su tasa de interés real. Si el valor es negativo, su proyecto tiene una tasa de rentabilidad inferior.

Para calcular la tasa de rentabilidad real, el programa toma el primer pago listado en la parte inferior del programa (número 01) y lo divide por $(1 + \text{la tasa de interés real})$. Después divide el siguiente pago (número 02) por $(1 + \text{la tasa de interés real})$ a la segunda potencia, y así sucesivamente, y los suma todos junto a la inversión inicial (número 00).

Tasa de rentabilidad real

La tasa de rentabilidad real le indica la tasa de interés real que hace que el valor actual neto de su proyecto sea exactamente cero. En otras palabras, la tasa de rentabilidad real le dice cuánto interés real gana en su inversión. (El programa no utiliza para nada su tasa de interés real, sino que le calcula una para usted).

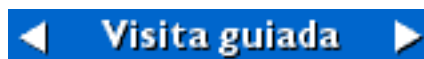
El cálculo de esta tasa es un poco complicado, dado que requiere que el programa haga una hipótesis para encontrar la solución que haga que el valor actual neto sea cero. Si la suposición es demasiado alta, el valor actual neto se hace negativo. Si la suposición es demasiado baja, se hace positivo. Pero el programa utiliza una técnica muy inteligente, brillantemente rápida, llamada iteración de Newton-Rapson, que hace que las suposiciones mejoren enormemente cada vez. Después de cinco iteraciones ha encontrado la solución con una precisión de cinco dígitos.

Costes de electricidad por kWh

Los costes se calculan encontrando la suma de la inversión total y el valor actualizado de operación y mantenimiento todos los años. Después dividimos el resultado por la suma del **valor actualizado** de toda la futura producción de electricidad, es decir, dividiremos cada producción anual de electricidad por $(1+i)^n$ a la n -ésima potencia, donde n es el número del periodo (de 01 a 50). Si ha especificado unos ingresos por ventas de electricidad, esa cantidad no se utiliza, o más exactamente, se resta de las cantidades no nulas especificadas en la lista de pagos en el periodo de 01 a 50.

Pagos

Los pagos en estas casillas son los resultados de las especificaciones que ha indicado arriba, y se utilizan para calcular el valor actual neto y la tasa de rentabilidad real. Las casillas también se utilizan para calcular los costes de electricidad después de sustraer cualquier ingreso por ventas de electricidad de todas las casillas no nulas en el periodo de 01 a 50.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© copyright 2000 Søren Krohn.

Actualizado el 18 de abril 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/econ/guide.htm>

Programa de cálculo económico en aerogeneradores

No utilice el formulario hasta que esta página y su programa se hayan cargado completamente. **Nota:** Los precios y los costes sólo constituyen un ejemplo. Pueden no reflejar las condiciones de mercado actuales o los emplazamientos locales o las condiciones de instalación.

Puede probar cambiando las cifras en el ejemplo de abajo. Puede rellenar cualquier celda, excepto las celdas de resultado marcadas con un asterisco (*). Después de cambiar los datos utilice el tabulador, haga click en el botón Calcular o en cualquier sitio fuera del campo que acaba de modificar para ver los resultados. Pulse con el ratón sobre los signos de interrogación para obtener ayuda.

Inversión con años de vida esperada

precio del aerogenerador

costes de instalación⁺

Inversión total*

Gastos e ingresos actuales por año

Ingresos kWh a por kWh =

Utilizar el % del precio de la turbina para operación y mantenimiento

Utilizar por kWh (precios actuales) -

Especificar el coste total (en precios actuales) a la derecha

Ingresos totales netos al año *

Valor actual neto % de la tasa de interés **real** al año*

Tasa de rentabilidad real*** *

Costes de electricidad por kWh** Valor actual por kWh *

Calculator

?

?

?

?

?

?

?

?

Pagos (utilizado para el valor neto actual y la tasa de rentabilidad real) ** ?

00	Inversión (gastos, por lo que llevan siempre un signo negativo)			
01	02	03	04	05
06	07	08	09	10
11	12	13	14	15
16	17	18	19	20
21	22	23	24	25
26	27	28	29	30
31	32	33	34	35
36	37	38	39	40
41	42	43	44	45
46	47	48	49	50

* = Las celdas marcadas con un asterisco no pueden ser modificadas por el usuario.
** = Estas celdas son rellenas por el programa, aunque puede cambiar las cantidades si lo desea. Los cálculos de los costes de electricidad por kWh utilizan los mismos pagos que arriba, aunque el programa sustrae los ingresos por ventas de electricidad de todos los valores de pago no nulos de la tabla, del año 01 al año 50. Si quiere asegurarse de que los cálculos de coste por kWh de electricidad son correctos, debería poner a cero los ingresos por ventas de electricidad.
*** = Para calcular la tasa de rentabilidad real tiene que haber introducido tanto los gastos como los ingresos por ventas de electricidad.

◀ Visita guiada ▶

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000
<http://www.windpower.org/es/tour/econ/econ.htm>

Aspectos económicos de la energía eólica marina

Nuevos informes daneses sobre energía eólica marina

En 1997, las compañías de energía eólica danesas y la agencia danesa de energía aprobaron planes para inversiones a gran escala en energía eólica marina en aguas danesas. Los planes implican que unos 4.100 MW de potencia eólica van a ser instalados costa afuera antes del año 2030. El viento cubriría para entonces alrededor de un 50 por ciento de consumo de electricidad danés (de un total de 31 TWh/año).

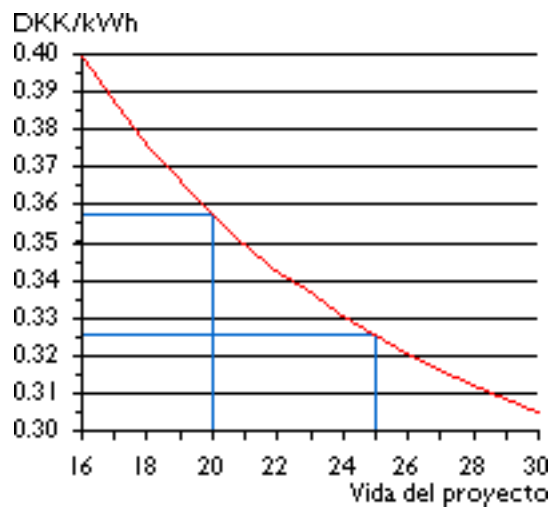
Mejora económica de la energía eólica marina

En la página anterior, el programa de cálculo ya incluye un ejemplo que muestra el coste medio esperado de la energía eólica marina en Dinamarca, usando la tecnología actualmente disponible.

La razón principal por la que la energía eólica marina resulta económica es que los costes de las cimentaciones han disminuido de forma espectacular. La inversión total estimada necesaria para instalar 1 MW de energía eólica marina en Dinamarca está hoy en día alrededor de 12 millones de coronas danesas (equivalente a 271 millones de pesetas, o 1,7 millones de dólares americanos). Incluye la conexión a red, etc.

Sin embargo, dado que hay mucho más viento en el mar que en la tierra, llegamos a un coste de electricidad promedio de unas $0,36 \text{ coronas danesas/kWh} = 8 \text{ ptas./kWh} = 0,05 \text{ dólares americanos}$ (tasa de descuento real del 5 por ciento, 20 años de vida de proyecto, $0,08 \text{ coronas danesas/kWh} = 1,6 \text{ ptas./kWh} = 0,01 \text{ dólares americanos/kWh}$ de costes de operación y mantenimiento).

Justificación de una vida de proyecto más larga



Sin embargo, parece ser que las turbinas en el mar tendrán una vida técnica más larga, debido a que la turbulencia es más baja.

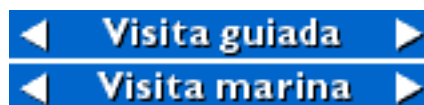
Si consideramos un vida de proyecto de, digamos, 25 años en lugar de 20, los costes se reducen en un 9 por ciento, hasta alrededor de 0,325 coronas

danesas/kWh).

La sensibilidad de los costes a la vida de proyecto viene representada en la gráfica adjunta, que ha sido hecha utilizando el programa de cálculo de la página anterior.

Sin embargo, las compañías de energía danesas parecen estar optimizando los proyectos con vistas a obtener una vida de proyecto de 50 años. Esto puede verse en el hecho de que planifican tener una vida de proyecto de 50 años en las cimentaciones, en las torres, en la envoltura de la góndola y en los ejes principales de las turbinas.

Si consideramos que las turbinas tienen una vida de proyecto de 50 años y añadimos una revisión general (reacondicionamiento) a los 25 años, que cueste alrededor del 25 por ciento de la inversión inicial (esta cifra es un ejemplo puramente numérico), obtendremos un coste de la electricidad de 0,283 coronas danesas/ kWh, similar al de las localizaciones terrestres en Dinamarca.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© copyright 2000 Søren Krohn.

Actualizado el 7 de marzo 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/econ/offshore.htm>

Inicio

Empleo en la industria eólica

30.000 empleos en todo el mundo en 1995

La energía eólica empleó en 1995 a unas 30.000 personas en todo el mundo. Esta estimación se basa en un estudio de la Asociación danesa de la industria eólica, que fue publicado en 1995.

El estudio considera tanto el empleo **directo** como el empleo **indirecto**. Por empleo indirecto entendemos las personas que trabajan fabricando **componentes** de aerogeneradores, y los involucrados en la **instalación** de aerogeneradores en todo el mundo.

9.000 empleos en Dinamarca

La industria eólica danesa tenía alrededor de 8.500 empleados en 1995. Puede ser interesante ver cómo se dividen entre los diferentes componentes:

Componente	Empleo
Ensamblaje de la turbina	3 600
Palas del rotor	2 000
Controladores	700
Frenos, hidráulica	200
Torres	1 500
Instalación de las turbinas	300
Otros	300
Total	8 300

En realidad la producción de aerogeneradores crea un 50 por ciento más de empleos, dado que los fabricantes daneses importan muchos de los componentes, como multiplicadores, generadores, bujes, etc. del extranjero. Además, los empleos generados por la instalación de los aerogeneradores en otros países.

¿Cómo fue realizado el estudio?

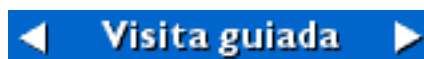
Puede pensar que salimos y que interrogamos a los fabricantes de aerogeneradores para obtener las cifras. Pues bien, así fue, pero sólo para comprobar nuestros cálculos. La cuestión es que acabará con unos resultados erróneos si se fía de preguntarle a la gente sobre un tema tan complejo como el de la creación de empleo en toda la economía. Pueden verse errores enormes en

otras estimaciones realizadas a partir de ingenuos cálculos realizados en un pedazo de papel en otros lugares de la web (por cortesía, no incluiremos aquí el enlace).

Realmente, nosotros empezamos de una forma muy diferente, utilizando el llamado **modelo de entrada-salida**, que es el que la mayoría de economistas del servicio estatal, o las oficinas centrales de estadísticas, utilizarían. En un modelo de entrada-salida se sigue realmente el flujo de distribución de cada sector de la economía hacia el resto de sectores. En nuestro caso, tenemos una tabla de entregas entre los sectores de 117 por 117, y los estadistas han verificado dos veces que suman el total de la producción económica. Con esta tabla se pueden seguir las sub-subcontrataciones a lo largo de toda la economía en un número infinito de eslabones (utilizando una técnica matemática llamada inversión de matrices):

Cómo adquirir el estudio

Puede descargar el estudio en la versión inglesa de este sitio web.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |
[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/tour/econ/empl.htm>

Inicio



Historia

Por favor respete el hecho de que tenemos los derechos de autor de todo este sitio web. Usted puede citarnos, indicando la correcta atribución a la Asociación danesa de la industria eólica, sitio web www.windpower.org, pero es ilegal reutilizar cualquier fotografía, dibujo, gráfico o programa en cualquier otro sitio web o en cualquier medio impreso o electrónico o de cualquier tipo, comercial o no comercial.

1. [Un pionero de la turbina eólica: Charles F. Brush](#)
2. [El pionero de la energía eólica: Poul la Cour](#)
3. [Pioneros de la energía eólica: 1940-1950](#)
4. [Pioneros de la energía eólica: el aerogenerador Gedser](#)
5. [Aerogeneradores a partir de los 80](#)
6. [El gran torrente eólico de California](#)
7. [Los modernos aerogeneradores](#)
8. [Aerogeneradores marinos](#)
9. [Turbinas del tamaño de megavatios](#)
10. [Aerogeneradores multimegavatios](#)

Por favor observe que los derechos de todas las fotografías pertenecen a la Asociación danesa de la industria eólica o al propietario del copyright indicado.

Historia

| [Inicio](#) | [Visita Guiada](#) | [FAQs](#) | [Test](#) | [Fabricantes](#) | [Publicaciones](#) | [Noticias](#) |
[Lista de correo](#) | [Buscar](#) | [Enlaces](#) | [Quiénes somos](#) | [Manual](#) | [E-mail](#) | [Mapa y guía](#) | [Descargar](#) |

© copyright 2002 Søren Krohn.

Actualizado el 28 de mayo 2002

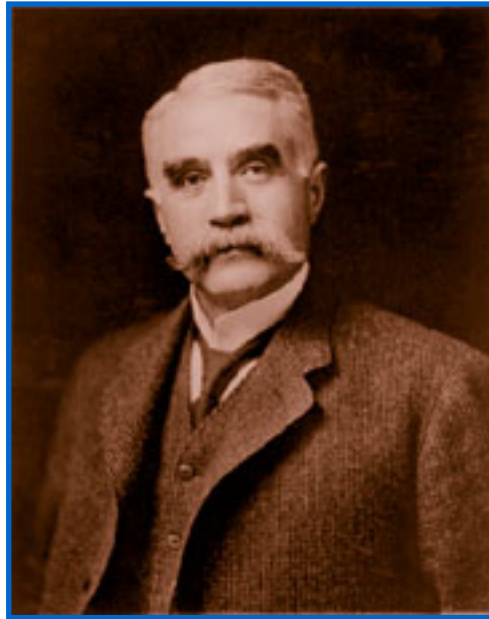
<http://www.windpower.org/es/pictures/index.htm>



Un pionero de la turbina eólica: Charles F. Brush

El pionero olvidado de la turbina eólica

Todas la
fotografías de esta
página son
copyright © de la
F. Brush Special
Collection, Case
Western Reserve
University,
Cleveland (Ohio).



Charles F. Brush (1849-1929) es uno de los fundadores de la industria eléctrica americana.

Inventó por ejemplo una dinamo muy eficiente de corriente continua utilizada en la red eléctrica pública, la primera luz de arco eléctrico comercial, así como un eficiente método para la fabricación de baterías de plomo-ácido. Su compañía, la Brush Electric, en

Cleveland (Ohio), fue vendida en 1889 y en 1892 se fusionó con la Edison General Electric Company bajo el nombre de General Electric Company (GE).

La turbina eólica gigante de Brush en Cleveland (Ohio)



Durante el invierno de 1887-88 Brush construyó la que hoy se cree es la primera turbina eólica de funcionamiento automático para generación de electricidad.

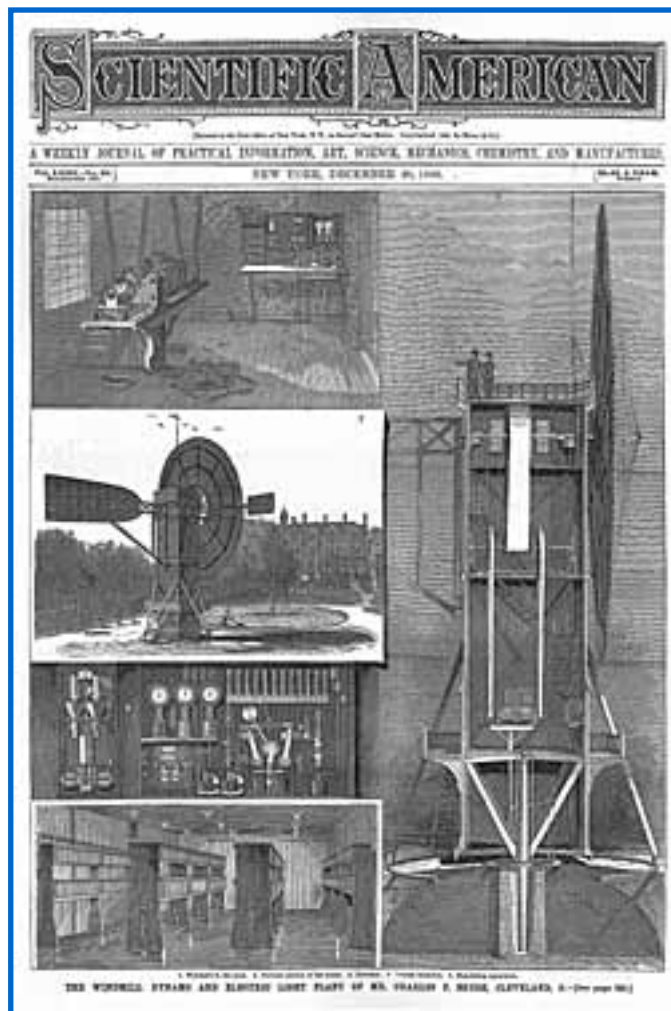
Era un gigante -la más grande del mundo- con un diámetro de rotor de 17 m y 144 palas fabricadas en madera de cedro. Fíjese en la persona que está cortando el césped a la derecha de la turbina eólica.

La turbina funcionó durante 20 años y cargó las baterías en el sótano de su mansión.

A pesar del tamaño de la turbina, el generador era solamente un modelo de 12 kW. Esto se debe al hecho de que las turbinas eólicas de giro lento del tipo americano de rosa de vientos no tienen una eficiencia media

particularmente alta. Fue el danés Poul la Cour quien más tarde descubrió que las turbinas eólicas de giro rápido con pocas palas de rotor son más eficientes para la producción de electricidad que aquéllas de giro lento.

El artículo en la Scientific American sobre la turbina eólica de Brush



El 20 de diciembre de 1890 la revista Scientific American publicaba una muy detallada descripción de la turbina eólica de Brush.

Es particularmente célebre por su sistema de control eléctrico totalmente automatizado.

Sus principios, mediante la utilización de solenoides, no cambian mucho con las futuras

generaciones de turbinas eólicas - hasta 1980 aproximadamente, cuando los controladores de los aerogeneradores son equipados con ordenadores.

La dinamo de la turbina eólica de Mr Brush

Scientific American, 20 de diciembre de 1890

(Es una buena idea hacer click en la fotografía de arriba para tenerla junto a esta página, y seguir así las referencias en el artículo)

Es difícil estimar el efecto de un invento en prácticas e industrias existentes. De vez en cuando aparecerá un nuevo invento que afectará enormemente a todo un conjunto de inventos e industrias relacionadas, de tal manera que cambia totalmente costumbres consagradas, inaugura nuevas prácticas y establece nuevos artes. El desarrollo comercial de la electricidad es un ejemplo notable de esto.

Después de que Mr. Brush lograra exitosamente una iluminación eléctrica práctica mediante luces de arco, la iluminación incandescente fue rápidamente adelantada y perfeccionada. La iluminación de gas también fue mejorada de

diversas formas. Simultáneamente, la distribución eléctrica de energía avanzó, y se hicieron importantes mejoras en fuentes de energía primarias para el accionamiento de dinamos. En este sentido se ha hecho mucho, tanto en motores de vapor como de agua.

La energía eólica ha sido sugerida en diversas ocasiones para el accionamiento de dinamos, pero la adaptación de los molinos de viento a este uso parece haber sido un problema cargado de dificultades. Pocos se han atrevido a esforzarse por resolverlo, y no únicamente por cuestiones relacionadas con la fuerza motriz en sí misma y la dinamo, sino también por los medios de transmisión de la potencia de la rueda a la dinamo, el aparato para la regulación, el almacenamiento y la utilización de la electricidad.

A excepción del molino de viento gigante y la planta eléctrica mostrada en nuestro grabado, no conocemos ningún sistema de iluminación eléctrica operado mediante energía eléctrica que haya tenido éxito.

El molino aquí mostrado, así como todo el equipo eléctrico utilizado a propósito de él, y el muy completo sistema por el cual los resultados están asegurados, han sido diseñados e implementados de acuerdo con los planos de Mr. Charles F. Brush, de Cleveland (Ohio) y bajo su propia supervisión. Como ejemplo de minucioso trabajo de ingeniería es inmejorable.

Se ha tenido en cuenta cualquier imprevisto, y el aparato, desde la enorme rueda hasta el regulador de corriente, es totalmente automático.

El lector no debe pensar que la iluminación eléctrica mediante energía suministrada de esta forma es barata sólo porque el viento no cuesta nada. Al contrario, el coste de la planta es tan elevado que contrarresta lo barato de la energía motriz. Sin embargo, poder hacer uso de uno de los más indisciplinados agentes motrices de la naturaleza produce una gran satisfacción.

Pasando por la Avenida Euclid de la bonita ciudad de Cleveland, uno reconocerá la magnífica residencia de Mr. Brush, tras la cual y un poco más abajo puede verse el parque, montado sobre una alta torre, la inmensa rueda que lleva a la planta eléctrica a la que nos hemos referido. La torre tiene forma rectangular y unos 60 pies de altura. Está montada sobre un perno de 14 pulgadas de diámetro y que se embebe 8 pies en el hormigón sólido bajo el nivel del suelo. El perno se proyecta 12 pies sobre el suelo y se encaja en la estructura de hierro de la torre, el peso de la torre, que es de 80.000 libras, siendo soportado por un escalón que descansa en la parte superior del perno. El escalón es asegurado a una pesada cruceta fijada a la parte inferior de la estructura de la torre.

En la parte superior de la torre se soporta con cojinetes el eje principal de la rueda. Este eje tiene 20 pies de largo y 6 pulgadas y media de diámetro. Está provisto de cajas auto lubricadas de 26 pulgadas de largo y lleva la polea principal, que tiene un diámetro de 8 pies y un ancho de 32 pulgadas. La rueda, que es de 56 pies de diámetro, está asegurada al eje y tiene 144 palas, que tienen una forma alabeada en forma de espiral como las de una hélice. La superficie de vela de la rueda es aproximadamente de 1800 pies cuadrados, la longitud de la cola que gira la rueda hacia el viento es de 60 pies, y su anchura de 20 pies. El molino se convierte en automático mediante una veleta auxiliar que se extiende desde un lado, y que sirve para girar la rueda de lado al viento durante un vendaval fuerte. La cola puede plegarse contra la torre paralela a la rueda, de forma que el lado de la rueda queda hacia el viento cuando la maquinaria no está en uso. El eje secundario dispuesto bajo el eje de la rueda es de 3 pulgadas y media de diámetro, lleva una polea de 16 pulgadas de diámetro, con un ancho de 32 pulgadas, que recibe la correa principal de la polea de 8 pies en el eje de la rueda. Esta es una correa doble de 32 pulgadas de ancho. El eje secundario está provisto de dos poleas propulsoras de 6 pulgadas de diámetro cada una, con un ancho de 6 pulgadas y media, y la dinamo está equipada en los extremos opuestos del eje de la armadura con poleas que reciben a las correas de las ruedas motrices en el eje secundario.

La dinamo, que es un diseño del propio Mr Brush, está montada en un soporte que se desliza verticalmente y está parcialmente equilibrado con una palanca pesada. Se verá que el eje secundario está suspendido del eje principal por la correa principal, y la dinamo está parcialmente suspendida del eje secundario por las correas motrices. De esta forma una tensión adecuada de las correas está siempre asegurada, siendo la carga total sobre las correas de la dinamo de 1200 libras, y sobre la correa principal de 4200 libras. Los extremos del eje secundario están soportados por cojinetes en cajas distribuidoras conectadas por palancas niveladoras que consiguen que los dos extremos del eje se muevan a la vez. Las poleas están proporcionadas de tal forma que la dinamo realiza cincuenta revoluciones por una de la rueda. La velocidad de la dinamo a plena carga es de 500 revoluciones por minuto, y la capacidad normal a plena carga es de 12000 vatios.

Los dispositivos de interrupción automática están dispuestos para que la dinamo pase a acción efectiva a 330 revoluciones por minuto, y un regulador automático evita que la fuerza electromotriz supere los 90 voltios a cualquier velocidad. El circuito de trabajo está dispuesto para cerrar automáticamente a 75 voltios y abrir a 70 voltios. Las escobillas en la dinamo dan la

vuelta automáticamente cuando la carga cambia. El campo en la dinamo es ligeramente compuesto. La corriente pasa de la dinamo a zapatas contactoras de acero pulido y endurecido aguantadas por un travesaño en la torre, y las zapatas deslizan sobre planchas anulares que rodean un perno. Los conductores se extienden bajo tierra desde estas planchas hasta la casa habitada. Para resguardarse de una presión del viento extraordinaria, la torre está provista en cada una de sus esquinas con un brazo que se proyecta hacia abajo y hacia fuera, y que lleva una rueda pivotante muy cerca pero sin estar en contacto con el raíl circular concéntrico con el perno. Ordinariamente las ruedas pivotantes no tocan el raíl, pero cuando el viento es muy fuerte, se ponen en contacto con el raíl y liberan al perno de más esfuerzos.

En el sótano de la casa de Mr Brush hay 408 células de batería secundarias dispuestas en doce baterías de 34 células cada una; estas 12 baterías se cargan y descargan en paralelo; cada célula tiene una capacidad de 100 amperio horas. Las jarras que contienen los elementos de la batería son de vidrio, y cada célula tiene su líquido cubierto con una capa de aceite de "sellado mineral", de un espesor de un cuarto de pulgada, que evita por completo la evaporación y las salpicaduras, y elimina los olores. Los instrumentos de regulación automática se muestran en una de las vistas de nuestro grabado. En 1 se muestran los voltímetros y amperímetros empleados en la medida de las corrientes de carga y descarga; en 2 se muestran una serie de indicadores, uno para cada batería; en 3 se representa un interruptor operado eléctricamente por medio del cual la corriente puede conectarse o desconectarse de la red de la casa apretando pulsadores en varios lugares de la casa; 4 muestra un detector de tierra, que está conectado con el centro de la batería y con el suelo, de forma que si el conductor en cada extremo de la batería estuviese conectado a tierra, esto se vería por el movimiento del indicador en una dirección o la otra desde el valor cero de la escala, por tanto mostrando no sólo que la batería está conectada a tierra, sino además indicando el polo que está conectado; 5 es un detector de fugas conectado con los circuitos de lámparas, y dispuesto para mostrar cualquier fuga de un conducto al otro; en 6 se muestra un relé compuesto para operar la resistencia automática mostrada en 7. Esta resistencia está situada entre las baterías y la red eléctrica de la casa, y está dispuesta para mantener el voltaje de las lámparas constante en todo momento. En este instrumento la resistencia está asegurada por polvo de carbón sometido a presión variable, siendo el movimiento necesario realizado por medio de presión hidráulica bajo control de los relés.

La casa está equipada con 350 luces incandescentes, que varían de 10 a 50 candelas de potencia cada una. Las lámparas que más

comúnmente se usan son de 16 a 20 candelas de potencia; y alrededor de 100 lámparas incandescentes son de uso diario. Además de estas luces hay dos luces de arco y tres motores eléctricos. Se comprobó que después del uso continuado de esta planta eléctrica, la cantidad de atención requerida para mantenerla en condiciones óptimas de funcionamiento es prácticamente nula. Ha estado en funcionamiento constante más de dos años, y ha resultado en todos los aspectos un éxito completo.

Historia



| [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000, 2002 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 16 de julio 2002

<http://www.windpower.org/es/pictures/brush.htm>

Inicio

El pionero de la energía eólica: Poul la Cour

Poul la Cour



Poul la Cour (1846-1908), que tuvo originalmente una formación como meteorólogo, fue el pionero de las modernas turbinas eólicas generadoras de electricidad.

Poul la Cour fue uno de los pioneros de la moderna aerodinámica, y construyó su propio túnel de viento para realizar experimentos.

La fotografía muestra a Poul la Cour y a su esposa Christine en Askov ([49 K JPEG](#)).

La Cour se preocupaba del almacenamiento de energía y utilizaba la electricidad de sus turbinas eólicas 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 (!).

La clase de 1904

El instituto Folk de Askov todavía existe.

Actualmente una asociación no lucrativa está intentando recoger fondos para mantener el molino de viento originals de la Cour.

Fotografías © 2000
Poul la Cour Museet

La Cour impartía cada año diversos cursos para electricistas eólicos en el instituto Folk de Askov. La fotografía muestra la promoción de 1904 ([124K, JPEG](#)).



Los aerogeneradores de la Cour



Dos de sus aerogeneradores de prueba en 1897 en el instituto de Askov Folk, Askov (Dinamarca), ([89 K, JPEG](#)).

La Cour fundó la "Society of Wind Electricians", que en 1905, un año después de su fundación,

contaba con 356 miembros.

La revista de electricidad eólica

Poul la Cour también publicó la primera **revista de electricidad eólica** del mundo.

En 1918 unas 120 empresas públicas locales tenían un aerogenerador, generalmente del tamaño de 20 a 35 kW, haciendo un total de 3 megavatios de potencia instalada.

Estas turbinas cubrían alrededor de un 3 por ciento del consumo de electricidad de Dinamarca en aquel momento. Sin embargo, el interés danés en la energía eólica decayó en los años siguientes, aunque una crisis de suministro durante la Segunda Guerra Mundial hizo que se afianzara.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2002 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 28 de mayo 2002

<http://www.windpower.org/es/pictures/lacour.htm>

Inicio

Pioneros de la energía eólica: 1940-1950

Las turbinas de F.L. Smidth



Durante la segunda guerra mundial, la compañía danesa de ingeniería **F.L. Smidth** (ahora un fabricante de maquinaria para la industria cementera) construyó diversos aerogeneradores bi y tripala.

Sí, de hecho los fabricantes daneses han fabricado realmente aerogeneradores bipala, aunque el denominado "concepto danés" se refiere a una máquina tripala.

Todas estas máquinas (al igual que sus predecesoras) generaban CA (corriente alterna). ([43 K, JPEG](#))

(Foto © F.L.Smidth & Co. A/S)

Esta máquina F.L. Smidth tripala de la isla de Bogø, fabricada en 1942, ya se parece más a una máquina "danesa". Formaba parte de un sistema eólico-diesel que regía el suministro eléctrico de la isla. ([22 K, JPEG](#)).

Probablemente hoy discutiríamos el aspecto que tiene la torre de hormigón, pero esta máquina jugaba un papel realmente importante en el programa de estudio de la energía eólica en Dinamarca.

En 1951, el generador de CC fue sustituido por un generador asíncrono de CA (corriente alterna), haciendo que esta segunda turbina generase así CA.



(Foto © F.L.Smidth & Co. A/S)

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/pictures/fifties.htm>

Inicio

Pioneros de la energía eólica: el aerogenerador de Gedser

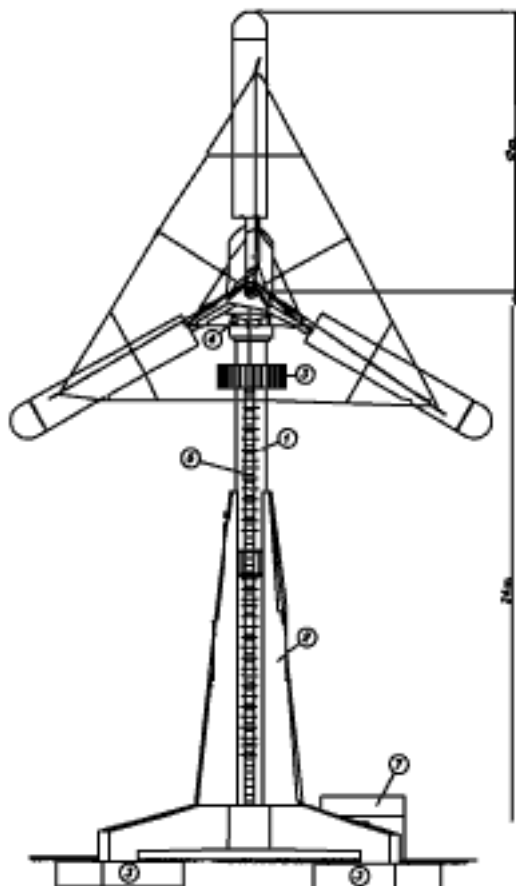
Johannes Juul y las turbinas Vester Egeborg



El ingeniero Johannes Juul fue uno de los primeros alumnos de Poul la Cour en sus cursos para "electricistas eólicos" en 1904.

En los años 50, J. Juul llegó a ser un pionero en el desarrollo de los primeros aerogeneradores en el mundo de corriente alterna en [Vester Egesborg, Dinamarca \(57K, JPEG\)](#).

El aerogenerador de Gedser



El innovador aerogenerador de [Gedser de 200 kW \(35 K JPEG\)](#) fue construido en 1956-57 por J. Juul para la compañía eléctrica SEAS en la costa de Gedser, en la parte sur de Dinamarca.

La turbina tripala con rotor a barlovento, con orientación electromecánica y un generador asíncrono fue un diseño pionero de los modernos aerogeneradores, aunque su rotor con cables de acero parezca actualmente algo pasado de moda.

La turbina disponía de

[regulación por pérdida aerodinámica](#), y J. Juul inventó los [frenos aerodinámicos de](#)

Gedser es una buena área con mucho viento, situada en el extremo sur de la isla de Falster en Dinamarca.

La torre de hormigón del aerogenerador de Gedser sigue estando allí después de 50 años, aunque ahora está equipada con una moderna góndola de aerogenerador danés.

[emergencia en punta de pala](#), que se sueltan por la fuerza centrífuga en caso de sobrevelocidad. Básicamente, el mismo sistema es hoy en día utilizado en las modernas turbinas de regulación por pérdida aerodinámica.

La turbina, que durante muchos años fue la más grande del mundo, fue increíblemente duradera. Funcionó durante 11 años sin mantenimiento.

El aerogenerador de Gedser fue reacondicionado en 1975 a petición de la NASA, que quería resultados de medición de la turbina para el nuevo programa estadounidense de energía eólica.

La máquina funcionó durante pocos años para las mediciones de prueba antes de ser desmantelada. La góndola y el rotor de la turbina se exponen actualmente en el Museo de Electricidad de Bjerringbro (Dinamarca). (Fotografías © Museo de Electricidad, Bjerringbro).



Las turbinas Nibe

Después de la primera crisis del petróleo de 1973, muchos países despertaron su interés en la energía eólica. En Dinamarca, las compañías de energía dirigieron inmediatamente su atención a la construcción de grandes aerogeneradores, al igual que sus homólogos de Alemania, Suecia, el Reino Unido y los EE.UU.

En 1979 construyeron dos aerogeneradores de 630 kW, uno con [regulación por cambio del ángulo de paso](#), y el otro de [regulación por pérdida aerodinámica](#). En muchos sentidos corrieron la misma suerte que sus colegas del extranjero, que eran incluso de mayor tamaño: Las turbinas resultaron extremadamente caras y, en consecuencia, el alto precio de la energía devino un argumento clave en contra de la energía eólica.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© copyright 2000 Søren Krohn.

Actualizado el 18 de abril 2000

<http://www.windpower.org/es/pictures/juul.htm>

Aerogeneradores a partir de los 80

La turbina Riisager

Un carpintero, Christian Riisager, construyó sin embargo un pequeño [aerogenerador de 22 kW \(39 K, JPEG\)](#) en su propio jardín utilizando el diseño del aerogenerador de Gedser como punto de partida. Utilizó componentes estándar que no resultaban caros (p.ej. un motor eléctrico como generador, partes de un vehículo como multiplicador y freno mecánico) donde le fue posible.



La turbina de Riisager resultó ser un éxito en muchos casos particulares de Dinamarca, y su éxito proporcionó la inspiración para que los actuales fabricantes daneses de aerogeneradores empezasen a diseñar sus propios aerogeneradores a partir de los 80.

(Fotografía © 1996 Copyright Museo de la Electricidad, Bjerringbro, Dinamarca)

Diseños competitivos de turbinas



Algunos diseños, incluido el de Riisager, están en parte basados en la sólida experiencia del [aerogenerador de Gedser](#), o en las clásicas "rosas de los vientos" multipala americanas de lento movimiento; otras eran más revolucionarias, incluyendo las [máquinas Darrieus](#) de eje vertical, las máquinas que utilizan aletas para el

[control de potencia](#), o hidráulica para el sistema de transmisión, etc., etc. La mayoría de máquinas eran muy pequeñas para los

Fotografía de los campos de ensayo secretos de Vestas Wind Systems en 1979: El ingeniero León Bjervig al lado de su máquina "biplane" Darrieus de 12 kW con un rotor de 7 m.
Fotografía © 1979 BTM Corporation

estándares actuales, normalmente de 5 a 11 kW.

La máquina Tvind

Una excepción importante a la regla de las máquinas pequeñas era la **máquina Tvind de 2 MW**, una máquina totalmente revolucionaria (también en el sentido político, estando construida por voluntarios idealistas, partidarios de la igualdad entre los sexos y otras actividades políticamente correctas, y que agitaban incluso el "libro rojo" del presidente Mao). La máquina es una máquina [corriente abajo](#), con un diámetro de rotor de 54 m, girando a velocidad variable con un [generador síncrono](#), y con una [conexión indirecta a red](#) utilizando electrónica de potencia. La máquina todavía funciona perfectamente. (Fotografía © 1998 Soren Krohn).



Así pues, el temprano desarrollo de los aerogeneradores daneses era un lejano clamor de los programas de investigación subvencionados por el gobierno sobre grandes máquinas llevados a cabo simultáneamente en Alemania, EE.UU., Suecia, el Reino Unido o Canadá.

Finalmente, versiones mejoradas de la clásica máquina tripala corriente arriba del aerogenerador de Gedser resultaron ser los ganadores comerciales de esta competición salvaje, aunque es verdad que no sin diversos naufragios, tanto mecánicos como financieros.

Risø National Laboratory

El Risø National Laboratory nació realmente como respuesta a Los Álamos, es decir, el centro nacional de investigación nuclear. Actualmente es más conocido por sus trabajos en energía eólica.

El departamento de Energía Eólica y de Física Atmosférica del Risø National Laboratory tiene una plantilla de unas 100 personas investigando las bases de la *aeroelasticidad*, es decir, de la interacción entre la aerodinámica y la dinámica estructural, en *tecnología de aerogeneradores*, y en la evaluación de los recursos eólicos. También tiene una pequeña actividad comercial aparte ocupándose de las pruebas de homologación de los aerogeneradores.

El Risø fue originalmente fundado con este propósito, cuando el Gobierno Danés inició un programa de apoyo para la

construcción de aerogeneradores en Dinamarca. Para proteger a los compradores de aerogeneradores (y a sus alrededores) el gobierno exigió que todos los aerogeneradores subvencionados estuvieran homologados por seguridad. Las estrictas regulaciones de seguridad (incluyendo los requerimientos para los sistemas de frenado redundante) ayudó indirectamente al desarrollo de aerogeneradores más fiables y seguros (el programa de apoyo se abandonó en 1989).

Bonus 30 kW

La máquina [Bonus 30 kW \(21K, JPEG\)](#), fabricada desde 1980, es un ejemplo de uno de los primeros modelos de los fabricantes actuales.

Al igual que la mayor parte del resto de fabricantes daneses, la compañía se dedicaba inicialmente a la fabricación de maquinaria agrícola.

El diseño básico de estas máquinas se desarrolló mucho más en las siguientes generaciones de aerogeneradores.

(Foto © Bonus Energy A/S)



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© copyright 2000 Søren Krohn.

Actualizado el 15 de diciembre 2000

<http://www.windpower.org/es/pictures/eighties.htm>

Inicio

El gran torrente eólico de California

Nordtank 55 kW



La generación de aerogeneradores de 55 kW que fueron desarrollados en 1980-1981 supuso la ruptura industrial y tecnológica para los modernos aerogeneradores. El coste del

kilovatio-hora (kWh) de electricidad cayó alrededor de un 50 por ciento con la aparición de esta nueva generación. La industria eólica se hizo mucho más profesional, y el desarrollo paralelo del método del Atlas Eólico Europeo por el Risoe National Laboratory fue extremadamente importante en la disminución de los costes del kWh.

La fotografía muestra una forma particularmente imaginativa de situar estos aerogeneradores [Nordtank de 55 kW \(69 K; JPEG\)](#), en un espigón del puerto de la ciudad de Ebetoft (Dinamarca). Las palas del rotor con la punta roja han desaparecido completamente del mercado desde entonces, después de que se descubriera que en cualquier caso las **aves** no vuelan a través de los rotores.

(Foto © 1981 NEG Micon A/S)

El gran torrente eólico de California

Literalmente miles de estas máquinas fueron instaladas en el programa eólico de California a principios de los 80. La [Micon de 55 kW \(JPEG\)](#) es un ejemplo de tales máquinas, instalada en un



enorme parque eólico de más de 1.000 máquinas en Palm Springs (California).

Habiendo empezado series de fabricación de aerogeneradores unos cinco años antes, los fabricantes daneses disponían de mucho más que de una simple hoja de servicios respecto al resto de compañías de otros países. Alrededor de la mitad de los aerogeneradores instalados en California son de origen danés. El mercado de energía eólica en Estados Unidos desapareció de la noche a la mañana con la desaparición de los esquemas de apoyo californianos alrededor de 1985. Desde entonces, sólo unas pocas nuevas instalaciones han sido puestas en servicio, aunque finalmente el mercado parece haberse recuperado. Alemania es ahora el principal mercado mundial, y el país con la mayor potencia eólica instalada.

(Foto © NEG Micon A/S)



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/pictures/windrush.htm>

Inicio

Los modernos aerogeneradores

Avedøre Holme (Dinamarca)

La fotografía muestra el parque eólico de Avedøre, a tan sólo 5 km del centro de Copenhague (Dinamarca). Los 12 aerogeneradores Bonus de 300 kW (y uno de prueba de 1000 kW de la compañía eléctrica) están situados al lado de una central térmica de 250 MW.

(Foto © 1997 Soren Krohn) ([39K, JPEG](#))



El mayor parque eólico de Dinamarca: Middelgrunden



Actualmente Dinamarca dispone de unos 2.000 megavatios de potencia, y de unas 6.000 turbinas en operación. El 80 por ciento de las turbinas pertenecen a

particulares o a cooperativas locales de aerogeneradores.

El mayor parque eólico de Dinamarca es el de Middelgrunden, que es también el mayor parque eólico offshore del mundo. Consta de 20 aerogeneradores Bonus de 2 MW cada uno - una potencia total de 40 MW.

El mayor parque eólico de Dinamarca ubicado en tierra firme es el de Syltholm, en la isla de Lolland, que consta de 35 aerogeneradores NEG Micon de 750 kW - una potencia total de 26,25 MW.

(Foto © 2000 Soren Krohn) ([52K, JPEG](#)).



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© Copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 5 de enero 2001

<http://www.windpower.org/es/pictures/modern.htm>

Inicio

Aerogeneradores marinos

Vindeby



El [parque eólico de Vindeby \(32 K, JPEG\)](#), en la costa del mar Báltico de Dinamarca, fue construido en 1991 por la compañía de servicio público SEAS.

El parque eólico consta

de 11 aerogeneradores Bonus de 450 kW con [regulación por pérdida aerodinámica](#), y está situado entre 1,5 y 3 km al norte de la costa de la isla de Lolland, cerca del pueblo de Vindeby.

Las turbinas fueron modificadas para permitir alojar grandes transformadores de alta tensión en el interior de las torres de las turbinas, y las puertas de entrada están situadas a un nivel más elevado de lo normal. Las mismas modificaciones se llevaron a cabo en el posterior proyecto de Tunø Knob.

Dos anemómetros de mástil fueron situados en el emplazamiento para estudiar las condiciones eólicas, y particularmente la turbulencia. A partir de esos estudios, que fueron realizados por el Risø National Laboratory, se han obtenido diversos resultados interesantes de las [condiciones eólicas marinas](#).

El parque ha estado funcionando impecablemente.

La producción de electricidad es de alrededor de un 20 por ciento superior a la de emplazamientos en tierra equiparables, aunque de alguna forma se ve disminuida por el abrigo del viento de la isla de Lolland al sur del parque.

(Fotografía copyright Bonus Energy A/S)



El primer parque eólico marino del mundo se encuentra al norte de la isla de Lolland, en la parte sur de Dinamarca.



El segundo parque eólico más grande del mundo está situado entre la península de Jutlandia y la pequeña isla de Tunø en Dinamarca.

Tunø Knob



El [parque eólico marino de Tunø Knob \(36 K; JPEG\)](#), en la costa danesa del mar de Kattegat, fue construido en 1995 por la compañía de servicio publico Midtkraft. La fotografía muestra los trabajos de construcción con una grúa flotante.

El parque eólico consta de 10 aerogeneradores Vestas de 500 kW con [regulación por cambio del ángulo de paso](#).

Las turbinas fueron modificadas para adaptarlas al ambiente marino, equipando cada turbina con una grúa eléctrica que permite la sustitución de las partes principales, como los generadores, sin necesidad de utilizar una grúa flotante.

Además los multiplicadores fueron modificados para permitir una velocidad de giro de un 10 por ciento superior a la de la versión en tierra firme de la turbina. Esto proporcionará una producción de electricidad adicional de alrededor del 5 por ciento. Esta modificación pudo llevarse a cabo porque las emisiones de ruido no son un problema en un parque eólico situado a 3 kilómetros mar adentro de la isla de Tunø y a 6 kilómetros de tierra firme de la costa de la península de Jutlandia.

El parque ha estado funcionando francamente bien, y los resultados de producción han sido muy superiores a los esperados, ver la página sobre [condiciones eólicas marinas](#).

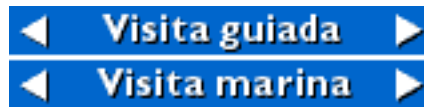
(Fotografía copyright Vestas Wind Systems A/S)

El futuro de la energía eólica marina

La energía eólica marina es una aplicación de la energía eólica con un futuro enormemente prometedor, particularmente en países con una alta densidad de población, con las consiguientes dificultades para encontrar un emplazamiento apropiado en tierra. Los costes de construcción son muy superiores en el mar, pero también lo es la producción de energía.

Las compañías eléctricas danesas han anunciado planes más ambiciosos para la instalación de hasta 4.000 MW de energía eólica marina en los años siguientes al año 2000. Se espera que los 4.000 MW de potencia eólica produzcan 13,5 TWh de electricidad al año, lo que equivale al 40 por ciento del consumo

de electricidad en Dinamarca.



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/pictures/offshore.htm>

Inicio

Turbinas del tamaño de megavatios

NEG Micon 1500



El prototipo de la [turbina NEG Micon 1500 kW \(35 K JPEG\)](#) fue puesto en funcionamiento en septiembre de 1995.

El modelo original tenía un diámetro de rotor de 60 metros y dos generadores de 750 kW funcionando en paralelo.

La versión más reciente es un modelo 1.500/750 kW (con dos generadores de 750 kW) con un diámetro de rotor de 64 m.

La fotografía fue tomada en el emplazamiento de Tjaereborg, en la parte occidental de Dinamarca, cerca de la ciudad de Esbjerg.

(Foto © 1995 NEG Micon A/S)

Vestas 1,5 MW



El prototipo de la [turbina Vestas 1500 kW \(51 K JPEG\)](#) fue puesto en funcionamiento en 1996. El modelo original tenía un diámetro de rotor de 63 metros y un generador de 1.500 kW.

La versión más reciente tiene un diámetro de rotor de 68 metros y un generador doble de 1650/300 kW.

La fotografía muestra la góndola siendo alzada por una grúa.

En el fondo a la izquierda puede ver la turbina de prueba ELSAM de 2 MW (sobre una torre de hormigón), y un poco más al fondo la NEG Micon 1500 kW. Y a lo lejos a la izquierda



El campo de pruebas de turbinas del tamaño de megavatios de Tjaereborg está situado en la parte occidental de Dinamarca, cerca de la ciudad de Esbjerg.

puede vislumbrar una turbina Bonus 750 kW (la versión más reciente es de 1 MW).

(Foto 1996 © Vestas Wind Systems A/S)

El futuro de las turbinas del tamaño de megavatios

Actualmente, las máquinas de 600 y 750 kW continúan siendo el caballo de carga de la industria, aunque el mercado de los megavatios despegó en 1998.

Las máquinas del tamaño de megavatios son ideales para las aplicaciones marinas, y para las áreas donde escasea el espacio para emplazarlas, pues una máquina de un megavatio explotará mejor los recursos eólicos locales.

◀ Historia ▶

Visita guiada

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn.](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/pictures/mega.htm>

Inicio

Aerogeneradores multimegavatios

NEG Micon 2 MW



El prototipo de la [turbina NEG Micon 2 MW \(1024 x 768 pixels, 132 K JPEG\)](#) fue puesto en funcionamiento en agosto de 1999.

Posee un rotor de 72 m de diámetro. En este caso (Hagesholm, Dinamarca) está montado sobre una torre de 68 metros. Al fondo puede ver las cimentaciones para dos máquinas hermanas a ésta. La turbina está pensada para aplicaciones marinas.

Desde el exterior se parece mucho a una [máquina NEG Micon 1500 kW](#), por lo que tendría que ver la turbina en su posición de parada (con las palas orientadas fuera del viento) para notar la diferencia: las palas del rotor pueden variar su ángulo de paso, dado que la máquina dispone de [regulación activa por pérdida aerodinámica](#), mientras que su prima de 1500 kW es de [regulación pasiva por pérdida aerodinámica](#).

(Fotografía aérea © 1999 Søren Krohn)

Bonus 2 MW



El prototipo de la [turbina Bonus 2 MW \(88K\)](#) fue puesta en funcionamiento en otoño de 1998. Tiene un diámetro de rotor de 72 metros. En este caso (Wilhelmshaven, Alemania), está montado sobre una torre de 60 m. La turbina está pensada para aplicaciones marinas, y dispone de un control de potencia "Combi Stall" (una marca registrada de Bonus para la [regulación activa por pérdida aerodinámica](#)). Esta máquina se parece bastante a las máquinas Bonus de 1 MW y 1,3 MW.

(Fotografía aérea © 1999 Søren Krohn)

Nordex 2,5 MW



El prototipo de la [turbina Nordex 2,5 MW](#) (132 K) fue puesto en funcionamiento en la primavera de 2000. El diámetro de rotor del aerogenerador es de 80 m. La imagen muestra un prototipo en Grevenbroich, Alemania, que tiene una altura de torre de 80 m. La turbina dispone de un [control por](#)

[variación del ángulo de paso.](#)

(Fotografía © 2000 Nordex)

◀ Historia ▶

Visita guiada

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

© copyright 2002 Søren Krohn.

Actualizado el 26 de enero 2002

<http://www.windpower.org/es/pictures/multimeg.htm>

Inicio

Las 21 preguntas más frecuentes sobre energía eólica

Estas páginas están también disponibles en [inglés](#), [alemán](#), [danés](#), y [francés](#).

1. [¿Son ruidosos los aerogeneradores?](#)
2. [¿Realmente ahorran energía las turbinas?](#)
3. [¿Existen suficientes recursos eólicos?](#)
4. [¿Puede el viento contribuir de forma significativa a la producción de electricidad?](#)
5. [¿Hay algún progreso en tecnología eólica?](#)
6. [¿Es cara la energía eólica?](#)
7. [¿Es segura la energía eólica?](#)
8. [¿Son fiables los aerogeneradores?](#)
9. [¿Cuánto terreno se necesita para el emplazamiento de aerogeneradores?](#)
10. [¿Pueden los aerogeneradores integrarse en el paisaje?](#)
11. [¿De qué forma se ve afectado el paisaje después del desmantelamiento de un aerogenerador?](#)
12. [¿Los aerogeneradores molestan a la fauna?](#)
13. [¿Los aerogeneradores pueden situarse en cualquier emplazamiento?](#)
14. [¿Los aerogeneradores pueden ser utilizados de forma económica en áreas interiores?](#)
15. [¿Cómo puede ser utilizada en la red eléctrica la producción variable de los aerogeneradores?](#)
16. [¿Puede la energía eólica funcionar a pequeña escala?](#)
17. [¿La energía eólica puede ser utilizada en países en vías de desarrollo?](#)
18. [¿La energía eólica crea puestos de trabajo?](#)
19. [¿La energía eólica es popular en los países que ya disponen de un gran número de aerogeneradores?](#)
20. [¿Cómo es el mercado de energía eólica?](#)
21. [¿Por qué los aerogeneradores daneses son conocidos en todo el mundo?](#)

1. Actualmente los aerogeneradores producen

un suave silbido

Los grandes aerogeneradores modernos se han hecho muy silenciosos. A distancias superiores a 200 metros, el sonido silbante de las palas se ve completamente enmascarado por el ruido que produce el viento en las hojas de los árboles o de los arbustos.

Existen dos fuentes potenciales de ruido en un aerogenerador: El **ruido mecánico**, del [multiplicador](#) o del [generador](#), y el **ruido aerodinámico**, de las palas del rotor.

El **ruido mecánico** prácticamente ha desaparecido en los modernos aerogeneradores. Esto es debido a una mejor ingeniería, más preocupada por evitar las vibraciones. Otras mejoras técnicas incluyen juntas y uniones elásticamente amortiguadas en los principales componentes de la góndola, y en cierta medida un aislamiento acústico. Finalmente, los mismos componentes básicos, incluyendo los [multiplicadores](#), han experimentado un desarrollo considerable a lo largo de los años. Los multiplicadores de los modernos aerogeneradores utilizan engranajes "suaves", es decir, ruedas dentadas con superficies endurecidas e interiores relativamente elásticos. Lea más en la página de la visita guiada sobre [diseño para un bajo ruido mecánico](#).

El **ruido aerodinámico**, es decir, el sonido "silbante" de las palas del rotor al pasar por la torre, se produce principalmente en las puntas y en la parte posterior de las palas. A mayor velocidad de giro, mayor es el sonido producido. El ruido aerodinámico ha disminuido drásticamente en los últimos diez años, debido a un mejor diseño de las palas (particularmente en las puntas de pala y en las caras posteriores). Lea más en la página sobre [diseño para un bajo ruido aerodinámico](#) de la visita guiada.

Los tonos puros pueden resultar muy molestos para el oyente, mientras que el "ruido blanco" casi no se nota. Los fabricantes de palas ponen toda su atención en asegurar una superficie suave, importante para evitar los tonos puros. Así pues, los fabricantes encargados de instalar las turbinas eólicas toman precauciones para asegurar que las palas no se verán dañadas durante la instalación de la turbina.

Lea más en la sección sobre [sonido de aerogeneradores](#) de la visita guiada .



2. La energía eólica es limpia y ahorra energía

¿Puede un aerogenerador recuperar la energía gastada en su producción, mantenimiento y puesta en servicio?

Los aerogeneradores utilizan sólo la energía del aire en movimiento para producir electricidad. Un moderno aerogenerador de 1.000 kW evitará las 2.000 toneladas de CO₂ que producirían otras fuentes de energía, generalmente centrales térmicas a carbón.

La energía producida por un aerogenerador durante sus 20 años de vida (en una localización promedio) es ochenta veces superior a la energía utilizada para su construcción, mantenimiento, explotación, desmantelamiento, y desguace.

En otras palabras, a un aerogenerador sólo tarda en promedio dos o tres meses en recuperar toda la energía gastada en su construcción y explotación.

Lea más en la sección de la visita guiada sobre [periodo de restitución de la energía en aerogeneradores](#).



3. La energía eólica es abundante

Los recursos eólicos son abundantes. El viento no se agotará.

Dinamarca es uno de los países donde está planificado que una parte importante de la energía consumida sea proporcionada por la energía eólica. De hecho, el 18 por ciento del consumo de electricidad en Dinamarca ya ha sido cubierto, en 2002, por la energía eólica, una cifra que aumentará al menos hasta el 21 por ciento en el 2003. Y de acuerdo con los planes del Gobierno ("Energy 21"), el 50 por ciento del consumo de electricidad del país provendrá del viento en el 2030.

Teóricamente, los recursos eólicos sobre las aguas poco profundas de los mares en torno de Europa podrían proporcionar varias veces todo el suministro de electricidad de Europa.

Sólo en Dinamarca, el 40 por ciento del consumo actual de electricidad podría ser cubierto por los parques eólicos marinos localizados en un área de unos 1.000 kilómetros cuadrados de territorio de aguas poco profundas.



4. La energía eólica marca la diferencia

Los aerogeneradores han crecido de manera espectacular, tanto en tamaño como en potencia producida.

Un aerogenerador danés típico de la cosecha de 1980 tiene un

[generador](#) de 26 kW y un diámetro de rotor de 10,5 m. Un aerogenerador moderno tiene un diámetro de rotor de 54 m y un generador de 1.000 kW. Producirá entre 2 y 3 millones de kilovatios hora al año. Esto equivale al consumo anual de electricidad de 300 ó 400 hogares europeos.

Los 80 aerogeneradores (160 MW en total) del último parque eólico offshore de la costa del Mar del Norte de Dinamarca, Horns Rev, proporcionará una producción de energía anual de 600 millones de kWh (600 GWh), equivalente al consumo de electricidad de 150.000 hogares daneses, o el equivalente a la energía necesaria para que funcionen todos los frigoríficos de Dinamarca (5 millones de habitantes).

La última generación de aerogeneradores tiene un generador de 1.000-2.500 kW y un diámetro de rotor de 50-80 m.

En Europa, había más de 17.000 conectados en enero de 2002, cubriendo el consumo doméstico de electricidad medio de 10 millones de hogares. En todo el mundo han sido instalados 24.000 MW. Esto equivale a la cantidad total de potencia nuclear que había instalada en todo el mundo en 1971.



5. La energía eólica es una tecnología en avance.

Los avances tecnológicos en aerodinámica, dinámica estructural y micrometeorología han contribuido a un incremento del 5 por ciento anual en el campo energético por metro cuadrado de área de rotor (registrado en Dinamarca entre 1980 y 2001). La introducción nueva tecnología en los nuevos aerogeneradores es continua.

En cinco años el peso de los aerogeneradores daneses se ha reducido a la mitad, el nivel de sonido se ha reducido a la mitad en tres años, y la producción de energía anual ha aumentado 100 veces en 15 años.

Haga click en la sección sobre [investigación y desarrollo](#) de la visita guiada.



6. La energía eólica resulta barata

La energía eólica ha llegado a ser la menos cara de las energías renovables existentes.

Dado que los contenidos energéticos del viento varían con el cubo (es decir, la tercera potencia) de la velocidad del viento, la economía de la energía eólica depende mucho de cuanto viento

hay en el emplazamiento. Existen además economías de escala en la construcción de parques eólicos de muchas turbinas.

Hoy en día, de acuerdo con las compañías eléctricas danesas, el coste energético por kilovatio hora de electricidad proveniente del viento es el mismo que para las nuevas centrales térmicas a carbón equipadas con dispositivo de lavado de humos, esto es, alrededor de 0,04 dólares americanos por kWh para un emplazamiento europeo medio.

Estudios I+D en Europa y en los Estados Unidos apuntan hacia una mayor caída en los costes de la energía, de alrededor de un 10 a un 20 por ciento entre ahora y el año 2005.

Lea más sobre [economía en energía eólica](#) en la visita guiada.



7. La energía eólica es segura

La energía eólica no deja ningún tipo de residuos ni de emisiones dañinas para el medio ambiente.

La energía eólica posee un récord de seguridad comprobado.

Los accidentes fatales en la industria eólica sólo están relacionados con los trabajos de construcción y de mantenimiento. Lea más en la sección de la visita guiada sobre [seguridad en aerogeneradores](#) .



8. Los aerogeneradores son fiables

Los aerogeneradores sólo producen energía cuando el viento está soplando, y la producción de energía varía con cada ráfaga de viento.

Es de esperar que las fuerzas variables que actúan sobre un aerogenerador a lo largo de su vida útil de 120.000 horas de funcionamiento ejerzan en la máquina una rotura y un desgaste significativos.

Los aerogeneradores modernos de alta calidad tienen un factor de disponibilidad de alrededor del 98 por ciento, es decir, los aerogeneradores están operacionales y preparados para funcionar durante una media superior al 98 por ciento de las horas del año.

Los modernos aerogeneradores sólo necesitan una revisión de mantenimiento cada seis meses.



9. La energía eólica utiliza poco recursos de

terreno

Los aerogeneradores y las carreteras de acceso ocupan menos del uno por ciento del área de un parque eólico típico. El 99 por ciento restante puede ser utilizado para agricultura y pasto, como suele hacerse.

Dado que los aerogeneradores extraen la energía del viento, hay menos energía al abrigo del viento de una turbina (y más turbulencia) que delante de ella.

En parques eólicos, los aerogeneradores suelen tener que espaciarse entre 3 y 9 diámetros de rotor para no interferir demasiado entre ellos. (De 5 a 7 diámetros de rotor es el separación que más se suele utilizar).

Si hay una [dirección de viento dominante](#) particular, p.ej. la oeste, las turbinas pueden situarse más próximas en la dirección que forma un ángulo recto con la primera (es decir, la norte-sur).

Mientras que un aerogenerador utiliza 36 metros cuadrados, ó 0,0036 hectáreas, para producir entre 1,2 y 1,8 millones de kilovatios-hora anuales, una planta de biocombustible precisaría 154 hectáreas de bosque de sauces para producir 1,3 millones de kilovatios-hora al año. Los paneles solares (células fotovoltaicas) precisarían un área de 1,4 hectáreas para producir la misma cantidad anual de energía.



10. La energía eólica puede y debe respetar los principios medioambientales

Obviamente, las turbinas eólicas deben ser altamente visibles, dado que deben situarse en terreno abierto con mucho viento para resultar rentables.

Un mejor diseño, una cuidadosa elección de los colores de la pintura -y unos esmerados estudios de visualización antes de decidir el emplazamiento- pueden mejorar de forma espectacular el impacto visual de los parques eólicos.

Hay quien prefiere las torres de celosía a las torres tubulares de acero porque hacen que la torre en sí misma sea menos visible.

Sin embargo, no hay pautas objetivas respecto a esto. Depende mucho del paisaje y de la armonización con las tradiciones arquitecturales de la zona.

Dado que, en cualquier caso, las turbinas son visibles, suele ser una buena idea utilizarlas para resaltar las características del paisaje naturales o artificiales. Vea algunos ejemplos en la sección de la visita guiada sobre [aerogeneradores en el paisaje](#).

Al igual que otras estructuras realizadas por el hombre, las turbinas y los parques eólicos bien diseñados pueden ofrecer

interesantes perspectivas y proveer al paisaje de nuevos valores arquitecturales.

Las turbinas eólicas han sido un rasgo distintivo del paisaje cultural de Europa durante más de 800 años.



11. Los proyectos eólicos minimizan el impacto ecológico

Los fabricantes de aerogeneradores y los proyectistas de parques eólicos ya disponen de una importante experiencia en minimizar el impacto ecológico de los trabajos de construcción en áreas sensibles, como páramos, o montañas o en la construcción de parques eólicos en emplazamientos marinos.

La restauración del paisaje circundante hasta su estado original después de la construcción se ha convertido en una tarea rutinaria para los proyectistas.

Cuando la vida útil de un parque eólico ya ha transcurrido, las cimentaciones pueden volver a ser utilizadas o eliminadas completamente.

Normalmente el valor de la chatarra de una turbina eólica puede cubrir los costes de restauración del emplazamiento hasta su estado inicial.



12. Los aerogeneradores coexisten con la fauna de forma pacífica

Los ciervos y el ganado pastan normalmente bajo los aerogeneradores, y las ovejas buscan resguardo alrededor de ellos.

Mientras que las aves tienden a colisionar con las estructuras artificiales tales como líneas de alta tensión, postes o edificios, muy raras veces se ven directamente afectadas por las turbinas eólicas.

Un reciente estudio realizado en Dinamarca sugiere que el impacto de las líneas aéreas de alta tensión que llevan la corriente producida en los parques eólicos tienen un impacto mucho mayor en la mortalidad de las aves que los parques eólicos en sí mismos.

¡De hecho los alcones están anidando y reproduciéndose en jaulas enganchadas a dos aerogeneradores daneses!

Estudios realizados en los Países Bajos, Dinamarca y los EE.UU. muestran que el impacto total de los parques eólicos sobre las aves es despreciable comparado con el impacto que

tiene el tráfico rodado.

Lea más sobre [aves y aerogeneradores](#) en la visita guiada.



13. Los aerogeneradores requieren una esmerada localización

El contenido energético del viento varía con el cubo (es decir, la tercera potencia) de la velocidad del viento. Con vientos dos veces mayores obtenemos ocho veces más energía. Así pues, los fabricantes y proyectistas de parques eólicos ponen mucho esmero en situar los aerogeneradores en áreas con tanto viento como les sea posible.

La [rugosidad](#) del terreno, es decir, la superficie del suelo, sus contornos, e incluso la presencia de edificios, árboles, plantas y arbustos, afecta a la velocidad del viento local. Un terreno muy desigual o próximo a grandes obstáculos puede crear turbulencia que puede hacer que la producción de energía disminuya y que aumente el desgaste y la rotura en las turbinas.

El cálculo de la producción anual de energía es una tarea bastante compleja: se necesitan mapas detallados del área (hasta tres kilómetros en la dirección del viento dominante), y mediciones meteorológicas de viento muy precisas durante un periodo de un año como mínimo. Puede leer más en la sección de la visita guiada sobre [recursos eólicos](#).

Así pues, el asesoramiento cualificado de los fabricantes experimentados o de las empresas consultoras será esencial para el éxito económico de un proyecto eólico.



14. Los aerogeneradores pueden ser bastante económicos en áreas interiores

Aunque las condiciones eólicas a la orilla del mar suelen ser ideales para los proyectos eólicos, es posible encontrar zonas interiores altamente económicas para los aerogeneradores.

Cuando del viento pasa sobre una colina o a través de un paso de montaña, se comprime y acelera de forma significativa. Las cimas redondeadas de las colinas con una amplia vista en la dirección de viento dominante son ideales como emplazamiento de aerogeneradores. Ver la sección de la visita guiada sobre los [efectos aceleradores](#).

Las torres altas de las turbinas eólicas son una forma de incrementar la producción de energía de un aerogenerador, dado

que la velocidad de viento aumenta normalmente de forma significativa con la altura sobre el nivel del suelo.

En áreas de viento suave, los fabricantes pueden suministrar versiones especiales de aerogeneradores, con grandes rotores comparado con el tamaño del generador eléctrico.

Tales máquinas alcanzarán el pico de producción a velocidades de viento relativamente bajas, aunque desperdiciarán parte de la potencial energía de los vientos fuertes. Los fabricantes están optimizando sus máquinas cada vez más para las condiciones eólicas locales de todo el mundo.



15. La energía eólica se integra bien en la red eléctrica

El mayor inconveniente de la energía eólica es su variabilidad.

Sin embargo, en las grandes redes eléctricas la demanda de los consumidores también varía y las compañías de electricidad tienen que mantener capacidad de más funcionando en vacío por si una unidad de generación principal se avería.

Si una compañía eléctrica puede manejar la demanda variable del consumidor, también puede técnicamente manejar el "consumo negativo de electricidad" de los aerogeneradores.

Cuantos más aerogeneradores haya en la red, más se cancelarán mutuamente las fluctuaciones a corto plazo.

En la parte occidental de Dinamarca, más del 25 por ciento del suministro eléctrico procede actualmente del viento durante las noches de invierno ventosas.

Lea más en la sección de la visita guiada sobre la [energía eólica en la red eléctrica](#).



16. La energía eólica es una tecnología dimensionable

La energía eólica puede ser utilizada en toda clase de aplicaciones -desde pequeños cargadores de batería en faros o viviendas remotas, hasta turbinas a escala industrial de 1,5 MW capaces de suministrar el consumo de energía equivalente a mil familias.

Otras aplicaciones interesantes y altamente económicas incluyen la utilización de la energía eólica en combinación con generadores de emergencia alimentados con fueloil en varias pequeñas redes eléctricas aisladas de todo el mundo.

Las plantas desalinizadoras en comunidades isleñas del Atlántico y del Mediterráneo constituyen otra reciente aplicación.



17. La energía eólica constituye una tecnología idónea en los países en vías de desarrollo

Aunque el diseño de aerogeneradores ha llegado a ser una industria de alta tecnología, los aerogeneradores pueden ser fácilmente instalados en los países en vías de desarrollo. Los fabricantes de turbinas dan cursos de formación de personal.

La instalación de los aerogeneradores proporciona puestos de trabajo en la comunidad local, y a menudo los fabricantes construyen localmente las partes pesadas de la turbinas, p.ej. las torres, una vez que el ritmo de instalación alcanza un determinado nivel.

Los aerogeneradores no requieren un caro suministro de combustible posterior, lo que constituye el principal obstáculo para varias de las otras tecnologías de generación de electricidad en áreas en vías de desarrollo.

La India ha llegado a ser una de las naciones con mayor cantidad de energía eólica en el mundo, con una fabricación local considerable.



18. La energía eólica proporciona empleo

La industria eólica proporciona actualmente (2001) más de 50.000 puestos de trabajo en todo el mundo.

Sólo en Dinamarca, más de 20.000 personas viven de la industria eólica, diseñando y fabricando aerogeneradores, componentes, u ofreciendo servicios ingenieriles y de consultoría.

Hoy en día el empleo en la industria eólica danesa es superior, p.ej., al de la industria pesquera.

La producción de aerogeneradores danesa requiere otros 20.000 empleos en otros países que construyen aerogeneradores o que fabrican componentes de turbinas, tales como [generadores](#) y [cajas multiplicadoras](#).

Lea más en la página sobre [empleo](#) en la visita guiada.



19. La energía eólica es popular

Sondeos de opinión en varios países europeos (Dinamarca, Alemania, Holanda y Reino Unido) muestran que más del 70 por ciento de la población está a favor de utilizar más energía eólica en el suministro de electricidad.

De acuerdo con una encuesta de opinión del periódico Jyllands Posten, realizada en el 2001, el 65% de los daneses cree que es buena idea aumentar la proporción de energía eléctrica en el suministro danés de electricidad. Este porcentaje de población es exactamente el mismo que en que se obtuvo en las dos anteriores encuestas de opinión, realizadas cinco y diez años atrás.

Es un resultado bastante sorprendente a la vista de que los daneses saben perfectamente que la proporción de energía eólica en el consumo de electricidad durante el lustro anterior se ha más que triplicado, desde 1996, y se ha multiplicado por seis desde 1991.

La gente que vive cerca de aerogeneradores se muestran incluso más favorables hacia la energía eólica, con un porcentaje de más del 80 a favor.

En Dinamarca, más de 100.000 poseen participaciones en alguno de los 6.500 aerogeneradores dispersos por todo el país.

Más del 85 por ciento de la capacidad de energía eólica en Dinamarca pertenece a particulares o a cooperativas eólicas.

La sirenita, el símbolo del turismo en Dinamarca, mira los aerogeneradores en el muelle de Copenhague, Dinamarca.



© 2002 Soren Krohn

En general, los aerogeneradores suelen ser buenas atracciones turísticas cuando son nuevos en un área, y los promotores de grandes parques eólicos suelen instalar centros para las visitas en sus parques eólicos. No existen estudios sistemáticos sobre la

relación entre turismo y aerogeneradores. (El turismo en Dinamarca ha aumentado en un 50% desde 1980).



20. La energía eólica constituye un mercado de rápido crecimiento

Desde 1993, las tasas de crecimiento del mercado de aerogeneradores han estado alrededor del 40 por ciento anual, y se esperan tasas de crecimiento del 20 para los próximos diez años.

Actualmente hay unos 40 fabricantes de aerogeneradores en todo el mundo. Alrededor de la mitad de las turbinas mundiales provienen de fabricantes daneses.

La energía eólica está ganando terreno tanto en los países desarrollados como en aquéllos que están en vías de desarrollo.

En los países desarrollados la energía eólica está sobretodo demandada por sus cualidades no contaminantes.

En los países en vías de desarrollo su popularidad está relacionada con el hecho de que las turbinas pueden ser instaladas rápidamente, y con que no requieren un suministro posterior de combustible.

La industria eólica es ahora una industria de 6.000 millones de EUR americanos, con un futuro extremadamente brillante, particularmente cuando las políticas energéticas de protección al medioambiente están ganando terreno internacionalmente.

Lea más en la sección [publicaciones](#) de de este sitio web.



21. La industria de aerogeneradores danesa es la mayor del mundo

En 2001 las compañías de aerogeneradores danesas suministraron 3.400 MW de nueva capacidad generadora, equivalente a cinco centrales nucleares de tamaño medio.

Los fabricantes daneses poseían el 50 por ciento del mercado mundial de aerogeneradores en 2001.

El desarrollo de la moderna energía eólica para generación de electricidad tiene una larga tradición en Dinamarca. Empezó hace más de cien años, en 1891. Lea más sobre esta excitante historia de la tecnología en la sección de [fotografías](#) de este sitio web.

Lea más sobre [diseño de aerogeneradores](#) y sobre el denominado [concepto danés](#) en la visita guiada.



Si está interesado en respuestas más globales, siga la [visita guiada sobre la energía eólica](#).

Si no ha encontrado la respuesta a alguna de sus preguntas, por favor envíenos un [e-mail](#).

| [Inicio](#) | [Visita Guiada](#) | [FAQs](#) | [Test](#) | [Fabricantes](#) | [Fotografías](#) | [Noticias](#)
| [Lista de correo](#) | [Buscar](#) | [Enlaces](#) | [Quiénes somos](#) | [Manual](#) | [E-mail](#) | [Mapa y guía](#) | [Descargar](#) |

© Copyright 2002 Asociación danesa de la industria eólica

Actualizado el 12 de junio 2002

<http://www.windpower.org/es/faqs.htm>

Inicio de página ▲

Visita guiada

Inicio

Manual de referencia sobre la energía eólica

1. [Conceptos de energía eólica](#)
2. [Definiciones de energía y de potencia](#)
3. [Demostración de la ley de Betz](#)
4. [Acústica de la energía eólica](#)
5. [Energía eólica y electricidad](#)
 1. [Corriente alterna trifásica](#)
 2. [Conexión a la corriente alterna trifásica](#)
 3. [Electromagnetismo. Primera parte](#)
 4. [Electromagnetismo. Segunda parte](#)
 5. [Inducción. Primera parte](#)
 6. [Inducción. Segunda parte](#)
6. [Energía eólica, medio ambiente y combustibles](#)
7. [Bibliografía](#)
8. [Glosario de energía eólica](#)

Manual de referencia

Primera parte:

Conceptos sobre la energía eólica

Abreviaturas de las unidades

m = metro = 3,28 pies

s = segundo

h = hora

W = vatio

CV= caballo de vapor

J = julio

cal = caloría

tep = tonelada

equivalente de

petróleo

Hz= hercio (ciclos por
segundo)

10^{-12} = p pico = 1/1000.000.000.000

10^{-9} = n nano = 1/1000.000.000

10^{-6} = μ micro = 1/1000.000

10^{-3} = m mili = 1/1000

10^3 = k kilo = 1.000 = millares

10^6 = M mega = 1.000.000 = millones

10^9 = G giga = 1.000.000.000

10^{12} = T tera = 1.000.000.000.000

10^{15} = P peta = 1.000.000.000.000.000

Velocidades del viento

1 m/s = 3,6 km/h = 2,187 millas/h = 1,944 nudos

1 nudo = 1 milla náutica/h = 0,5144 m/s = 1,852 km/h = 1,125 millas/h

Escala de velocidades de viento

Velocidades de viento a 10 m de
altura

Escala
Beaufort
(anticuada)

Viento

m/s	nudos		
0,0-0,4	0,0-0,9	0	Calma
0,4-1,8	0,9-3,5	1	
1,8-3,6	3,5-7,0	2	Ligero
3,6-5,8	7-11	3	
5,8-8,5	11-17	4	Moderado
8,5-11	17-22	5	Fresco
11-14	22-28	6	
14-17	28-34	7	Fuerte
17-21	34-41	8	
21-25	41-48	9	Temporal
25-29	48-56	10	
29-34	56-65	11	Fuerte temporal
>34	>65	12	Huracán

Clases de rugosidad y longitudes de rugosidad

El [Atlas Eólico Europeo](#) define clase de rugosidad a partir de la longitud de rugosidad medida en metros, z_0 , es decir, la altura sobre el nivel del suelo donde la velocidad del viento es teóricamente cero. \ln es la función logaritmo neperiano (o natural).

```
si (longitud <= 0.03)
clase = 1.699823015 + ln(longitud)/ln(150)
si (longitud > 0.03)
clase = 3.912489289 +
ln(longitud)/ln(3.3333333)
```

Puede utilizar la calculadora de abajo e introducir bien la longitud de rugosidad, o bien la clase de rugosidad.

No utilizar la calculadora hasta que esta página y su programa se hayan cargado completamente.

Programa de cálculo de la clase de rugosidad

Calculator

Longitud de rugosidad en m

= Clase de rugosidad

Tabla de clases y de longitudes de rugosidad

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad m	Índice de energía (%)	Tipo de paisaje
0	0,0002	100	Superficie del agua
0,5	0,0024	73	Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p.ej., pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.

1	0,03	52	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Sólo colinas suavemente redondeadas
1,5	0,055	45	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1250 m.
2	0,1	39	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m.
2,5	0,2	31	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m.
3	0,4	24	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual
3,5	0,8	18	Ciudades más grandes con edificios altos
4	1,6	13	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos

Definiciones de acuerdo con el [Atlas Eólico Europeo, WAsP](#).
Para los ejemplos prácticos, vea la sección sobre [cálculos de la velocidad del viento](#) de la visita guiada.

Densidad del aire a presión atmosférica estándar

Temperatura ° Celsius	Temperatura ° Farenheit	Densidad, es decir, masa de aire seco kg/m ³	Contenido de agua máx. kg/m ³
-25	-13	1,423	
-20	-4	1,395	
-15	5	1,368	

-10	14	1,342	
-5	23	1,317	
0	32	1,292	0,005
5	41	1,269	0,007
10	50	1,247	0,009
15	59	1,225 *)	0,013
20	68	1,204	0,017
25	77	1,184	0,023
30	86	1,165	0,030
35	95	1,146	0,039
40	104	1,127	0,051

*) La densidad del aire seco a la presión atmosférica estándar al nivel del mar a 15° C se utiliza como estándar en la industria eólica.

Potencia del viento **)

m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²
0	0	8	313,6	16	2508,8
1	0,6	9	446,5	17	3009,2
2	4,9	10	612,5	18	3572,1
3	16,5	11	815,2	19	4201,1
4	39,2	12	1058,4	20	4900,0
5	76,5	13	1345,7	21	5672,4
6	132,3	14	1680,7	22	6521,9
7	210,1	15	2067,2	23	7452,3

**) Para una densidad del aire de 1,225 kg/m³, correspondiente al aire seco a la presión atmosférica estándar al nivel del mar y a 15° C.

La fórmula para la potencia por m² en W es $0,5 * 1,225 * v^3$, donde v es la velocidad del viento en m/s.

Aviso: Aunque la potencia del viento a una velocidad de , p.ej., 7 m/s es 210 W/m², deberá observar que la potencia del viento en un emplazamiento con una velocidad del viento media de 7 m/s suele ser el doble. Para entenderlo, deberá leer las páginas de la visita guiada empezando por la [distribución de Weibull](#) y acabando por la [función de densidad de potencia](#).

Definiciones estándar de clases de viento, "Wind Class" (utilizado en EE.UU.)

Clase	30 m de altura		50 m de altura	
	Velocidad del viento	Potencia del viento	Velocidad del viento	Potencia del viento
	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²
1	0-5.1	0-160	0-5.6	0-200
2	5.1-5.9	160-240	5.6-6.4	200-300
3	5.9-6.5	240-320	6.4-7.0	300-400
4	6.5-7.0	320-400	7.0-7.5	400-500

5	7.0-7.4	400-480	7.5-8.0	500-600
6	7.4-8.2	480-640	8.0-8.8	600-800
7	8.2-11.0	640-1600	8.8-11.9	800-2000

Visita guiada



Manual



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2002 Søren Krohn](#)

Actualizado el 22 de febrero 2002

<http://www.windpower.org/es/stat/unitsw.htm>

Inicio de página ▲
Inicio

Manual de referencia

Segunda parte:

Definiciones de energía y de potencia

Energía

Los físicos definen la palabra **energía** como la cantidad de **trabajo** que un sistema físico es capaz de producir. La energía, de acuerdo con la definición de los físicos, no puede ser creada, ni consumida, ni destruida.

Sin embargo la energía puede ser **convertida** o transferida en diferentes formas: la energía cinética del movimiento de las moléculas de aire puede ser convertida en energía rotacional por el rotor de una turbina eólica, que a su vez puede ser convertida en energía eléctrica por el generador de la turbina eólica. En cada conversión de energía, parte de la energía proveniente de la fuente es convertida en energía **calorífica**.

Cuando utilizamos de forma poco precisa la expresión pérdida de energía (lo cual es imposible según la definición dada arriba), queremos decir que parte de la energía de la fuente no puede ser utilizada directamente en el siguiente eslabón del sistema de conversión de energía, porque ha sido convertida en calor. Por ejemplo, los rotores, los multiplicadores o los generadores nunca tienen una eficiencia del 100 por cien, debido a las pérdidas de calor por fricción en los cojinetes, o a la fricción entre las moléculas de aire.

Sin embargo, la mayoría de nosotros tiene una noción lógica de que cuando se queman combustibles fósiles, de alguna forma, y diciéndolo de forma sencilla, el potencial global para una futura conversión de energía se reduce. Esto es totalmente cierto.

Sin embargo, los físicos utilizan una terminología diferente: Ellos dicen que la cantidad de **entropía** del universo ha aumentado. Con esto quieren decir que nuestra capacidad de producir **trabajo útil** convirtiendo energía disminuye cada vez que dejamos que la energía acabe en forma de **calor** que se disipa en el universo. El trabajo útil es llamado **exergía** por los físicos.

Dado que la gran mayoría de turbinas eólicas producen electricidad, solemos medir su producción en términos de **cantidad de energía eléctrica** que son capaces de convertir a partir de la energía cinética del viento. Solemos medir esa energía en términos de **kilovatios-hora (kWh)** o de megavatios-hora

(MWh) durante un cierto periodo de tiempo, p.ej. una hora o un año.

La gente que quiere demostrar lo inteligente que es, y hacer ver que la energía no puede ser creada, sino sólo convertida en diferentes formas, llaman a los aerogeneradores **convertidores de energía (WEC's**, que corresponde a las siglas inglesas de "**Wind Energy Converters**"). El resto de nosotros puede seguir llamándoles aerogeneradores.

Nota La energía **no** se mide en kilovatios, sino en **kilovatios-hora (kWh)**. Confundir las dos unidades es un error muy común, por lo que si quiere entender la diferencia puede leer la próxima sección sobre [potencia](#).

Unidades de energía

1 J (julio) = 1 Ws = 0,2388 cal

1 GJ (gigajulio) = 10^9 J

1 TJ (terajulio) = 10^{12} J

1 PJ (petajulio) = 10^{15} J

1 (kilovatio-hora) kWh = 3.600.000 Julios

1 tep (tonelada equivalente de petróleo)

= 7,4 barriles de crudo en energía primaria

= 7,8 barriles de consumo final total

= 1270 m³ de gas natural

= 2,3 toneladas métricas de carbón

1 Mtep (millones de toneladas equivalentes de petróleo) = 41,868 PJ

Potencia

La potencia eléctrica suele medirse en vatios (W), kilovatios (kW), megavatios (MW), etc. La potencia es **transferencia de energía por unidad de tiempo**.

La **potencia** puede ser medida en cualquier instante de tiempo, mientras que la **energía** debe ser medida durante un cierto periodo, p.ej. un segundo, una hora o un año. (Lea la sección sobre [energía](#) si aún no lo ha hecho).

Que un aerogenerador tenga una **potencia nominal** (la que figura en la placa de características) de 600 kW, le indica que producirá 600 kilovatios-hora (kWh) de **energía** por hora de funcionamiento, cuando trabaje a rendimiento máximo (es decir, con vientos de, digamos, más de 15 metros por segundo).

Que un país como Dinamarca tenga, digamos, 1000 MW de **potencia** eólica instalada no le indica cuanta **energía** producen las turbinas. Los aerogeneradores estarán girando normalmente

durante el 75 por ciento de las horas de año, aunque sólo estarán funcionando a la **potencia nominal** durante un número limitado de horas al año.

Para poder calcular cuanta **energía** producirán los aerogeneradores deberá conocer la distribución de velocidades de viento para cada aerogenerador. En el caso de Dinamarca, los aerogeneradores promedio devolverán 2.300 horas de funcionamiento a plena carga por año. Para obtener la producción total de energía multiplica los 1000 MW de **potencia** instalada por las 2.300 horas de operación = 2.300.000 MWh = 2,3 TWh de energía (ó 2.300.000.000 de KWh).

En otras zonas, como Gales, Escocia o la parte occidental de Irlanda, probablemente tenga alrededor de 3.000 horas o más de funcionamiento a plena carga. En Alemania la cifra está cerca de 2.000 horas de funcionamiento a plena carga.

La **potencia** de los automóviles se indica a menudo en **caballos de vapor** (CV o HP) en lugar de en kilovatios (kW). La palabra "caballo de vapor" puede proporcionarle una idea intuitiva de que la **potencia** define que cantidad de "músculo" tiene un motor o un generador, mientras que la **energía** le indica cuanto "trabajo" produce un generador o un motor durante un cierto periodo de tiempo.

Unidades de potencia

1 kW = 1.359 CV (HP)

[Visita guiada](#)



[Manual](#)



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2002 Søren Krohn](#)

Actualizado el 5 de marzo 2002

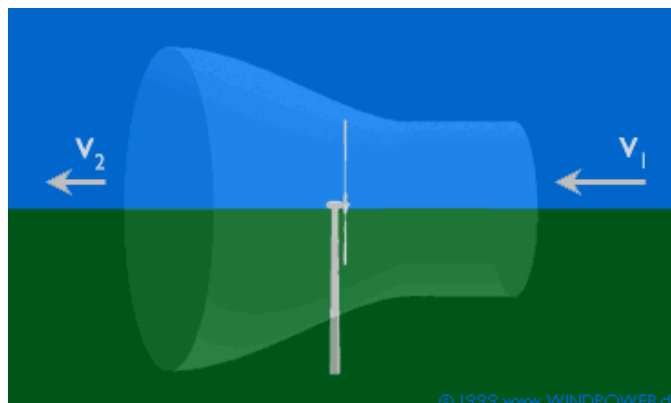
<http://www.windpower.org/es/stat/unitsene.htm>

[Inicio de página ▲](#)
[Inicio](#)

Demostración de la ley de Betz

Esta página le proporciona una demostración de la ley de Betz. Antes de leer esta página deberá haber leído las páginas de la visita guiada sobre como [un aerogenerador desvía el viento](#) y la [ley de Betz](#). Si no comprende el razonamiento de forma detallada, simplemente examine por encima el resto de esta página, que utiliza el razonamiento que el propio Betz hizo en su libro "Wind-Energie" de 1926 para explicar la ley.

Demostración del teorema de Betz



Consideremos, cosa bastante razonable, que la velocidad promedio del viento a través del área del rotor es el promedio de la velocidad del viento sin

perturbar antes de la turbina eólica, v_1 , y la velocidad del viento después de su paso por el plano del rotor, v_2 , esto es, $(v_1 + v_2)/2$. (Betz ofrece una demostración de esto).

La masa de la corriente de aire a través del rotor durante un segundo es

$$m = \rho F (v_1 + v_2)/2$$

donde m es la masa por segundo, ρ es la densidad del aire, F es el área barrida por el rotor y $[(v_1 + v_2)/2]$ es la velocidad del viento promedio a través del área del rotor. La [potencia](#) del viento extraída por el rotor es igual a la masa por la diferencia de los cuadrados de la velocidad del viento (de acuerdo con la segunda ley de Newton):

$$P = (1/2) m (v_1^2 - v_2^2)$$

Leistung, welche wir mit einem Windrade von D m Durchmesser bei einer Windgeschwindigkeit v m/sec dem Wunde entziehen können, ist demnach

$$L_{\max} = \frac{16}{27} \cdot \frac{\rho}{2} \cdot \frac{D^3 \pi}{4} v^3 \quad \text{mkg/sec}$$

La formulación original
de la ley de Betz en
alemán.

Sustituyendo en esta expresión la m de la primera ecuación obtenemos la siguiente expresión para la potencia extraída del viento:

$$P = (\rho/4) (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2) F$$

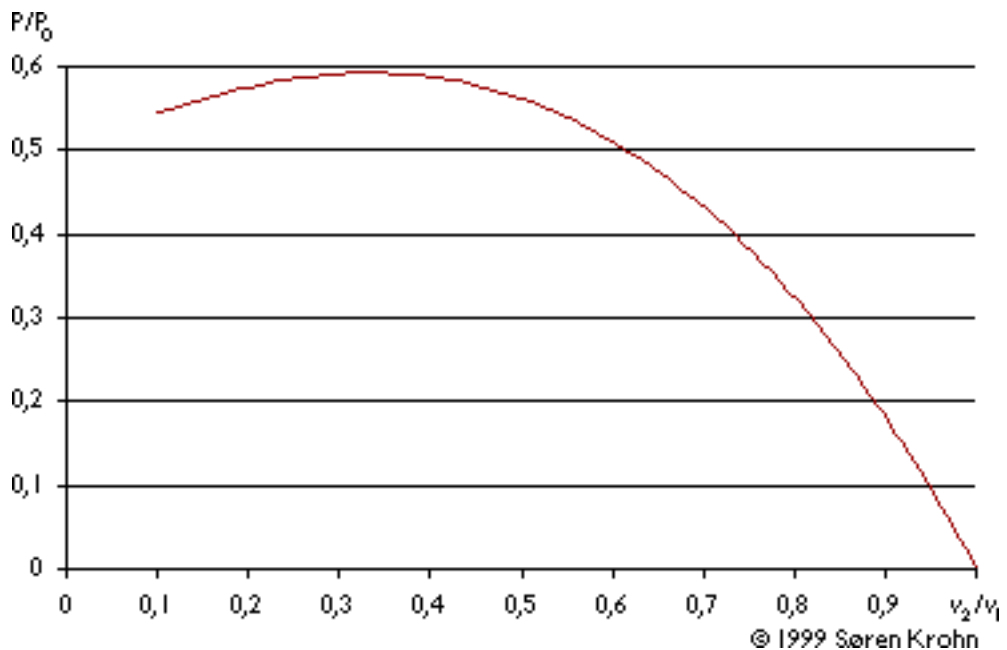
Ahora, comparemos nuestro resultado con la potencia total de una corriente de viento no perturbada a través de exactamente la misma área F , sin ningún rotor que bloquee el viento. Llamamos a esta potencia P_0 :

$$P_0 = (\rho/2) v_1^3 F$$

El ratio entre la potencia que extraemos del viento y la potencia del viento sin perturbar es:

$$(P/P_0) = (1/2) (1 - (v_2 / v_1)^2) (1 + (v_2 / v_1))$$

Podemos dibujar P/P_0 en función de v_2/v_1 :



Podemos ver que la función alcanza su máximo para $v_2/v_1 = 1/3$, y que el valor máximo de la potencia extraída del viento es de 0,59 veces ó $16/27$ de la potencia total del viento.

Haga click aquí para volver a la página de la visita guiada sobre la [ley de Betz](#).

Visita guiada



Manual



Inicio

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Soren Krohn](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/stat/betzpro.htm>

Manual de referencia

Tercera parte:

Acústica

dB(A) Niveles sonores en decibelios y potencia sonora en W/m²

Nivel dB(A)	Potencia W/m ²	Nivel dB(A)	Potencia W/m ²	Nivel dB(A)	Potencia W/m ²
0	1,000*10 ⁻¹²	55	3,162*10 ⁻⁷	83	1,995*10 ⁻⁴
10	1,000*10 ⁻¹¹	56	3,981*10 ⁻⁷	84	2,512*10 ⁻⁴
20	1,000*10 ⁻¹⁰	57	5,012*10 ⁻⁷	85	3,162*10 ⁻⁴
30	1,000*10 ⁻⁹	58	6,310*10 ⁻⁷	86	3,981*10 ⁻⁴
31	1,259*10 ⁻⁹	59	7,943*10 ⁻⁷	87	5,012*10 ⁻⁴
32	1,585*10 ⁻⁹	60	1,000*10 ⁻⁶	88	6,310*10 ⁻⁴
33	1,995*10 ⁻⁹	61	1,259*10 ⁻⁶	89	7,943*10 ⁻⁴
34	2,512*10 ⁻⁹	62	1,585*10 ⁻⁶	90	1,000*10 ⁻³
35	3,162*10 ⁻⁹	63	1,995*10 ⁻⁶	91	1,259*10 ⁻³
36	3,981*10 ⁻⁹	64	2,512*10 ⁻⁶	92	1,585*10 ⁻³
37	5,012*10 ⁻⁹	65	3,162*10 ⁻⁶	93	1,995*10 ⁻³
38	6,310*10 ⁻⁹	66	3,981*10 ⁻⁶	94	2,512*10 ⁻³
39	7,943*10 ⁻⁹	67	5,012*10 ⁻⁶	95	3,162*10 ⁻³
40	1,000*10 ⁻⁸	68	6,310*10 ⁻⁶	96	3,981*10 ⁻³
41	1,259*10 ⁻⁸	69	7,943*10 ⁻⁶	97	5,012*10 ⁻³
42	1,585*10 ⁻⁸	70	1,000*10 ⁻⁵	98	6,310*10 ⁻³

43	$1,995 \cdot 10^{-8}$	71	$1,259 \cdot 10^{-5}$	99	$7,943 \cdot 10^{-3}$
44	$2,512 \cdot 10^{-8}$	72	$1,585 \cdot 10^{-5}$	100	$1,000 \cdot 10^{-2}$
45	$3,162 \cdot 10^{-8}$	73	$1,995 \cdot 10^{-5}$	101	$1,259 \cdot 10^{-2}$
46	$3,981 \cdot 10^{-8}$	74	$2,512 \cdot 10^{-5}$	102	$1,585 \cdot 10^{-2}$
47	$5,012 \cdot 10^{-8}$	75	$3,162 \cdot 10^{-5}$	103	$1,995 \cdot 10^{-2}$
48	$6,310 \cdot 10^{-8}$	76	$3,981 \cdot 10^{-5}$	104	$2,512 \cdot 10^{-2}$
49	$7,943 \cdot 10^{-8}$	77	$5,012 \cdot 10^{-5}$	105	$3,162 \cdot 10^{-2}$
50	$1,000 \cdot 10^{-7}$	78	$6,310 \cdot 10^{-5}$	106	$3,981 \cdot 10^{-2}$
51	$1,259 \cdot 10^{-7}$	79	$7,943 \cdot 10^{-5}$	107	$5,012 \cdot 10^{-2}$
52	$1,585 \cdot 10^{-7}$	80	$1,000 \cdot 10^{-4}$	108	$6,310 \cdot 10^{-2}$
53	$1,995 \cdot 10^{-7}$	81	$1,259 \cdot 10^{-4}$	109	$7,943 \cdot 10^{-2}$
54	$2,512 \cdot 10^{-7}$	82	$1,585 \cdot 10^{-4}$	110	$1,000 \cdot 10^{-1}$

Para entender la tabla de arriba, lea las páginas de la visita guiada empezando por la página sobre [sonido de aerogeneradores](#). Si desea saber cómo diseñar aerogeneradores para un funcionamiento silencioso, lea las páginas sobre [diseño de turbinas](#) en la visita guiada.

La **intensidad** sonora subjetiva se percibe como dos veces superior cada vez que el nivel de dB(A) aumenta en 10.

Por definición, el nivel sonoro en dB = $10 \cdot \log_{10}(\text{potencia en W/m}^2) + 120$, donde \log_{10} es la función logarítmica en base 10.

[Si sólo tiene acceso a la función logaritmo neperiano, ln, siempre puede utilizar la relación $\log_{10}(x) = \ln(x) / \ln(10)$]

Si resuelve la ecuación para la potencia obtendrá:

La **potencia** sonora en $\text{W/m}^2 = 10^{0,1 \cdot (\text{dB} - 120)}$

Nivel sonoro respecto a distancia a la fuente

Distancia m	Cambio del nivel sonoro dB(A)	Distancia m	Cambio del nivel sonoro dB(A)	Distancia m	Cambio del nivel sonoro dB(A)
9	-30	100	-52	317	-62
16	-35	112	-53	355	-63
28	-40	126	-54	398	-64
40	-43	141	-55	447	-65
50	-45	159	-56	502	-66
56	-46	178	-57	563	-67
63	-47	200	-58	632	-68
71	-49	224	-59	709	-69
80	-50	251	-60	795	-70
89	-51	282	-61	892	-71

Cómo utilizar la tabla de arriba:

Si un aerogenerador tiene un nivel sonoro en la fuente de 100 dB(A), tendrá un nivel sonoro de 45 dB(A) 141 m más allá. [100 - 55 dB(A) = 45 dB(A)].

El nivel sonoro disminuye aproximadamente en 6 dB(A) [= $10 \cdot \log_{10}(2)$] cada vez que doblamos la distancia a la fuente de sonido. La tabla considera que la reflexión y la absorción del sonido (si las hay) se cancelan mutuamente.

Cómo obtener la tabla de arriba:

La superficie de una esfera es $= 4 \pi r^2$, donde $\pi=3,14159265$, y r es el radio de la esfera. Si tenemos una emisión de sonido con una potencia de $x \text{ W/m}^2$ que alcanza a una esfera de un cierto radio, si doblamos el radio tendremos un área cuatro veces superior afectada por la misma potencia.

Suma de niveles sonores de dos fuentes

dB	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50
41	44,0	44,5	45,1	45,8	46,5	47,2	48,0	48,8	49,6	50,5
42	44,5	45,0	45,5	46,1	46,8	47,5	48,2	49,0	49,8	50,6
43	45,1	45,5	46,0	46,5	47,1	47,8	48,5	49,2	50,0	50,8
44	45,8	46,1	46,5	47,0	47,5	48,1	48,8	49,5	50,2	51,0
45	46,5	46,8	47,1	47,5	48,0	48,5	49,1	49,8	50,5	51,2
46	47,2	47,5	47,8	48,1	48,5	49,0	49,5	50,1	50,8	51,5
47	48,0	48,2	48,5	48,8	49,1	49,5	50,0	50,5	51,1	51,8
48	48,8	49,0	49,2	49,5	49,8	50,1	50,5	51,0	51,5	52,1
49	49,6	49,8	50,0	50,2	50,5	50,8	51,1	51,5	52,0	52,5
50	50,5	50,6	50,8	51,0	51,2	51,5	51,8	52,1	52,5	53,0

Ejemplo: una turbina situada a 200 m de distancia con un nivel sonoro de 100 dB(A) le proporcionará al oyente un nivel sonoro de 42 dB(A), como vimos en la tabla anterior a ésta. Otra turbina alejada 160 m con el mismo nivel sonoro, proporcionará un nivel sonoro de 44 dB(A) en el mismo punto. De acuerdo con la tabla superior, el nivel sonoro experimentado debido a las dos turbinas será de 46,1 dB(A).

La suma de dos niveles de sonido idénticos proporciona un nivel sonoro 3 dB(A) mayor. Cuatro turbinas darán un nivel sonoro de 6 dB(A) más. 10 turbinas proporcionarán un nivel 10 dB(A) superior.

Cómo sumar niveles sonores en general

Para cada uno de los niveles sonores en el punto donde el oyente está situado, busque el potencia sonora en W/m^2 en la primera de las tres tablas de sonido. Después sume todas las potencias para obtener el número total de W/m^2 . Posteriormente utilice la fórmula $\text{dB} = 10 * \log_{10}(\text{potencia en } \text{W/m}^2) + 120$, para obtener el nivel sonoro en dB(A).

Visita guiada



Manual



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn](#)

Actualizado el 19 de abril 2000

<http://www.windpower.org/es/stat/unitssnd.htm>

Inicio de página ▲
Inicio

Manual de referencia

Cuarta parte: Electricidad

Tensión

Para generar una corriente eléctrica a través de un cable es necesario tener una diferencia de tensión entre los dos extremos del cable - al igual que si quiere hacer que el aire se mueva a través de un conducto, necesita tener una diferencia de presión entre los dos extremos del conducto.

Si dispone de una gran diferencia de tensión, puede transportar grandes cantidades de energía por segundo a través del cable, es decir, puede transportar grandes cantidades de potencia.

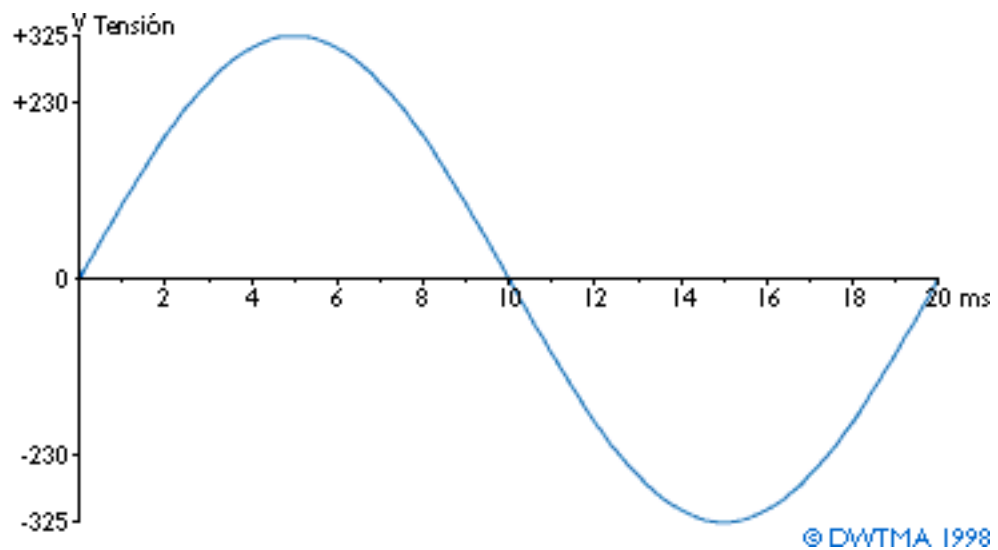
(Recuerde que potencia = energía por unidad de tiempo, ver la página sobre [definiciones de energía y de potencia](#).)

Corriente alterna

La electricidad que proviene de una batería es **corriente continua** (CC), es decir, los electrones circulan en una única dirección. Sin embargo, la mayoría de las redes eléctricas del mundo son de **corriente alterna** (CA).

Una de las razones para el uso de la corriente alterna es que resulta bastante barato aumentar o disminuir su voltaje, y cuando se desea transportar la corriente a largas distancias se tendrá una menor pérdida de energía si se utiliza la alta tensión. Otra de las razones por la que se utiliza corriente alterna es que resulta difícil y caro construir disyuntores (interruptores) para altos voltajes de CC que no produzcan chispas enormes.

Frecuencia de red



Con una corriente alterna en la red eléctrica la corriente cambia de dirección muy rápidamente, tal como se ilustra en el gráfico de arriba: la corriente doméstica en casi todo el mundo es una corriente alterna de 230 voltios y 50 ciclos por segundo = 50 Hz (el "hercio" debe su nombre al físico alemán H.R. Hertz (1857-1894)). Al número de ciclos por segundo también se le llama frecuencia de la red. En América la corriente es de 130 V con 60 ciclos por segundo (60 Hz).

En un sistema a 50 Hz un ciclo completo dura 20 milisegundos (ms), es decir, 0'020 segundos. En ese tiempo la tensión recorre realmente un ciclo completo entre +325 V hasta -325 V. La razón por la que decimos que es un sistema a 230 voltios es que la energía eléctrica por segundo (la potencia) en promedio es equivalente a la que se obtendría de un sistema de CC a 230 voltios.

Como puede ver en el gráfico, la tensión tiene una bonita variación suave. Este tipo de forma de onda se llama **curva sinusoidal**, debido a que puede obtenerse a partir de la fórmula matemática.

$$\text{tensión} = v_{\text{max}} * \sin(360 * t * f),$$

donde **vmax** es la máxima tensión (amplitud), **t** es el tiempo medido en segundos, y **f** es la frecuencia en hercios, en nuestro caso **f** = 50. **360** es el número de grados alrededor de una circunferencia. (Si prefiere medir los ángulos en radianes, sustituya 360 por $2 * \pi$).

Fase

Dado que la tensión en un sistema de corriente alterna oscila continuamente arriba y abajo, no puede conectarse a red de forma segura un generador a menos que la corriente del generador oscile exactamente con la misma frecuencia, y vaya exactamente "al paso" con la red, es decir, que la duración de los ciclos de

tensión del generador coincidan exactamente con los de la red. Ir "al paso" con la red se suele denominar estar **en fase** con la red.

Si las corrientes no están en fase, habrá una gran sobretensión que provocará enormes chispas, que a la larga causarán daños al circuito disyuntor (el interruptor), y/o al generador.

En otras palabras, la conexión de dos líneas activas de CA es como saltar a un balancín en movimiento. Si no lleva exactamente la misma velocidad y dirección que el balancín, tanto usted como los que ya están en el balancín probablemente resulten malparados.

La página sobre [cuestiones sobre calidad de potencia](#) explica cómo hacen los aerogeneradores para conectarse a red de forma segura.

Corriente alterna y electromagnetismo

Para aprender sobre electromagnetismo, empiece con las [siguientes páginas](#).

Visita guiada



Manual



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn](#)

Actualizado el 19 de abril 2000

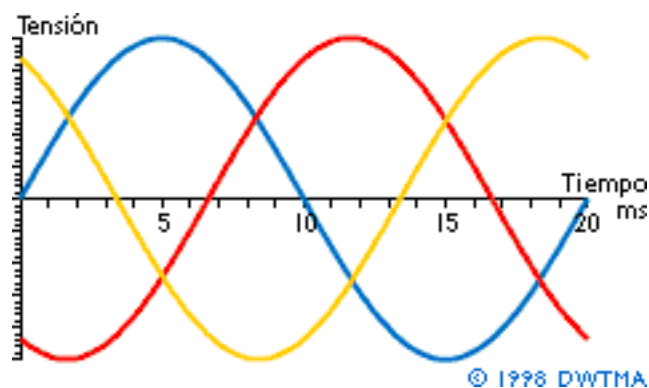
<http://www.windpower.org/es/stat/unitsac.htm>

Inicio

Corriente alterna trifásica

La potencia de la corriente alterna (CA) fluctúa. Para uso doméstico, p.ej. en bombillas, esto no supone un problema, dado que el cable de la bombilla permanecerá caliente durante el breve intervalo de tiempo que dure la caída de potencia. De hecho, los tubos de neón (y la pantalla de su ordenador) parpadearán, aunque más rápidamente de lo que el ojo humano es capaz de percibir. Sin embargo, para el funcionamiento de motores, etc., es útil disponer de una corriente con una potencia constante.

Variación de la tensión en la corriente alterna trifásica



De hecho, es posible obtener una potencia constante de un sistema de de corriente alterna teniendo tres líneas de alta tensión con corriente alterna funcionando en

paralelo, y donde la corriente de fase está desplazada 1/3 de ciclo, es decir, la curva roja de arriba se desplaza un tercio de ciclo tras la curva azul, y la curva amarilla está desplazada dos tercios de ciclo respecto de la curva azul.

Como vimos en la página anterior, un ciclo completo dura 20 milisegundos (ms) en una red de 50 Hz. Entonces, cada una de las tres fases está retrasada respecto de la anterior $20/3 = 6 \frac{2}{3}$ ms.

En cualquier punto a lo largo del eje horizontal del gráfico de arriba, encontrará que la suma de las tres tensiones es siempre cero, y que la diferencia de tensión entre dos fases cualesquiera fluctúa como una corriente alterna.

En la [página siguiente](#) verá como realizamos la conexión de un generador a una red trifásica.

Visita guiada



Manual



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/stat/unitsac3.htm>

Inicio

Conexión de la corriente alterna trifásica



En la página sobre [generadores síncronos](#) mencionamos que cada uno de los electroimanes se conecta a su propia fase. Usted se preguntará cómo es posible, pues en un sistema trifásico normalmente sólo se dispone de tres conductores (cables). La respuesta la tiene en los dibujos de arriba:

Conexión triángulo

Si llamamos a los conductores trifásicos L1, L2 y L3, entonces se conectará el primer imán a L1 y L2, el segundo a L2 y L3 y el tercero a L3 y L1.

Este tipo de conexión se denomina conexión triángulo, ya que los conductores se disponen en forma de triángulo. Habrá una diferencia de tensión entre cada dos fases que en sí misma constituye una corriente alterna. La diferencia de tensión entre cada par de fases será superior a la tensión que definíamos en la página anterior; de hecho será siempre 1,732 veces superior a esa tensión (1,732 es la raíz cuadrada de 3).

Conexión estrella

Sin embargo, existe otra forma en la que una red trifásica puede ser conectada:

También puede conectar uno de los extremos de cada una de las tres bobinas de electroimán a su propia fase, y después conectar el otro extremo a una conexión común para las tres fases. Esto puede parecer imposible, pero considere que la suma de las tres

fases es siempre cero y se dará cuenta de que esto es, de hecho, posible.

Visita guiada



Manual



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

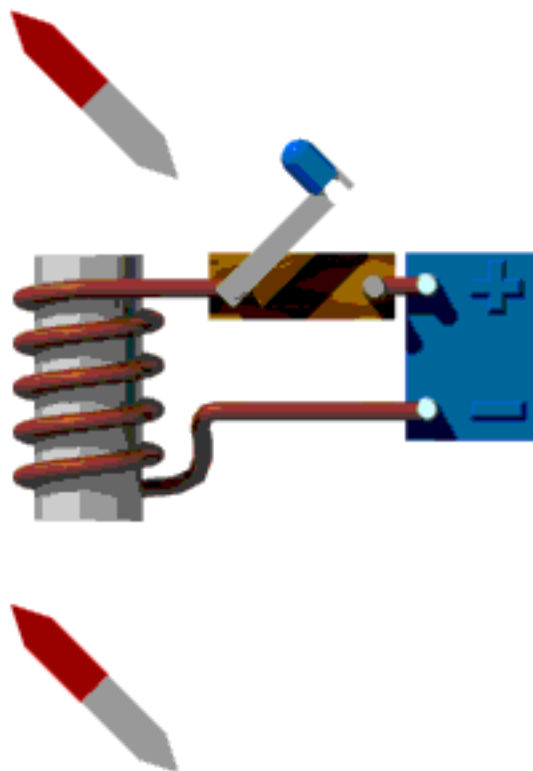
[© copyright 2000 Søren Krohn](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/stat/unitac3c.htm>

Inicio

Electromagnetismo



E₁

electromagnetismo fue descubierto de forma accidental en 1821 por el físico danés H.C. Ørsted.

El

electromagnetismo se utiliza tanto en la conversión de energía mecánica en energía eléctrica (en generadores), como en sentido opuesto, en los motores eléctricos.

En el dibujo de la izquierda hemos

construido un circuito eléctrico con una bobina de cable de cobre aislado, arrollada alrededor de un núcleo de "hierro" (acero magnético).

Haga click en el interruptor del dibujo de la izquierda para conectar la corriente (continua), y ver qué es lo que ocurre.

[Visita guiada](#)[Manual](#)

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

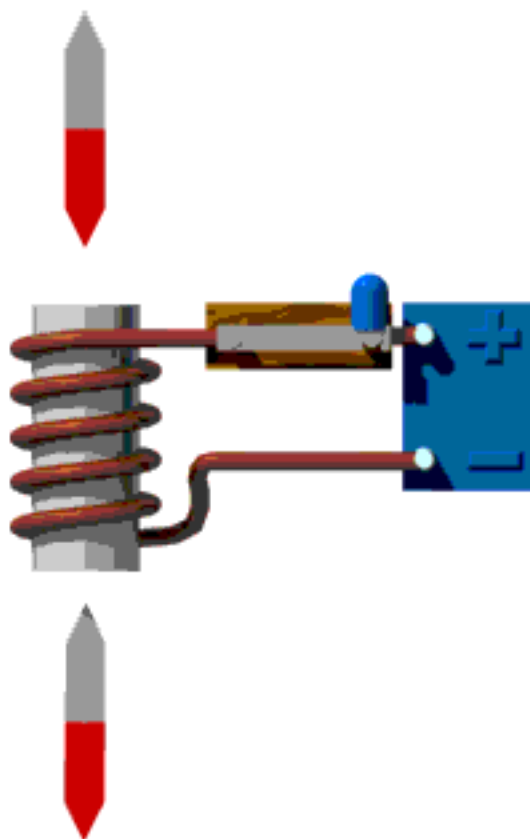
© copyright 2000 Søren Krohn

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/stat/emag/index.htm>

Inicio

Electromagnetismo



La corriente magnetiza el núcleo de hierro y crea un par de polos magnéticos, uno norte y el otro sur. En consecuencia, las dos agujas de la brújula apuntan en direcciones opuestas. (Puede repetir el experimento haciendo click nuevamente en el interruptor).

Este campo magnético sería creado tanto si

tuviéramos el núcleo de hierro en el medio como si no. Pero el núcleo de hierro hace que el campo magnético sea mucho más fuerte.

El núcleo de hierro puede tener forma, p.ej., de herradura de caballo, o de "C", que es un diseño utilizado en generadores.

Los generadores suelen tener varios **pares de polos** norte-sur.

De momento, veamos cómo el electromagnetismo puede trabajar "en sentido contrario" en la siguiente página sobre [inducción](#).

[Visita guiada](#)

Manual

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

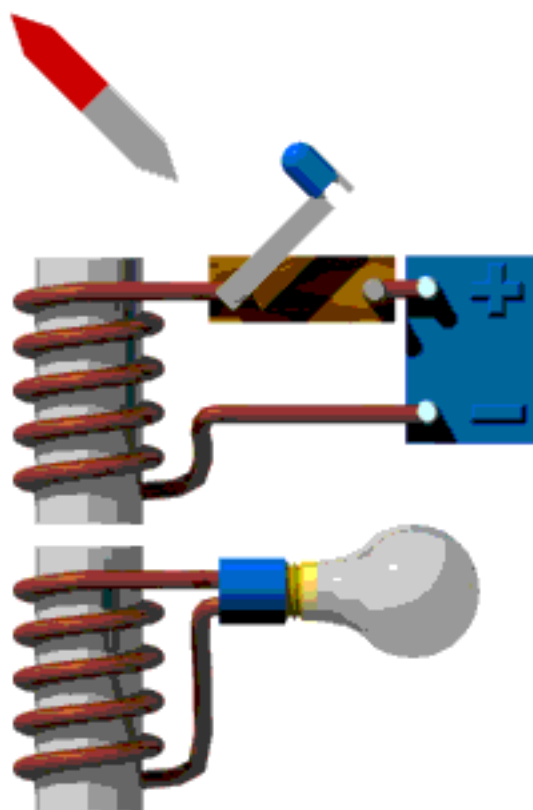
© copyright 2000 Søren Krohn

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/stat/emag/emagn.htm>

[Inicio](#)

Inducción



A la izquierda hemos montado otro experimento, casi con el mismo aspecto que el de la página anterior. En la parte superior tenemos una batería, un interruptor y un electroimán.

Debajo del electroimán hemos montado otro núcleo de hierro con una bobina de cobre aislado alrededor de él. Después hemos conectado una

bombilla a la bobina inferior.

Ahora, accione el interruptor una vez más y vea qué es lo que ocurre.

[Visita guiada](#)

Manual

| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

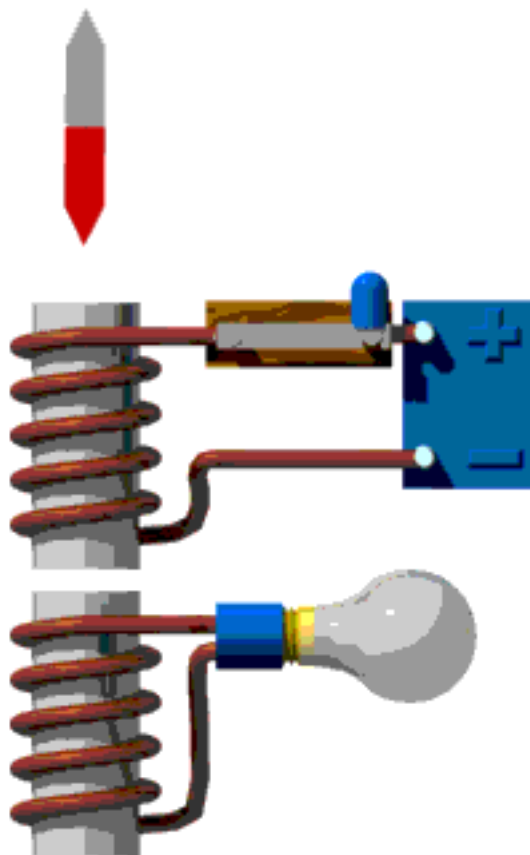
© copyright 2000 Søren Krohn

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/stat/emag/induct1.htm>

Inicio

Inducción



Como puede ver, la luz de la bombilla se enciende en el momento de conectar el interruptor a la batería.

La explicación es que el campo magnético proveniente del electroimán de más arriba circula a través del núcleo de hierro inferior.

El **cambio** en el campo magnético induce, por turnos,

una corriente eléctrica en la bobina de abajo.

Observará que la corriente de la bobina inferior cesa una vez que el campo magnético se ha estabilizado.

Si [desconecta la corriente](#), obtendrá un nuevo flash, debido a que el campo magnético desaparece. El **cambio** en el campo induce otra corriente en la bobina de la parte inferior, provocando que la luz de la bombilla brille de nuevo.

Con el fin de aplicar sus conocimientos sobre electromagnetismo e inducción, puede ahora [volver a la página sobre generadores de turbinas eólicas](#).

Manual de referencia

Quinta parte:

Medio ambiente y combustibles

Contenido energético de los combustibles*)

	GJ por tonelada
Crudo del Mar del Norte	42,7
GLP (Gases licuados del petróleo: propano, butano)	46,0
Gasolina	43,8
JP1 (combustible de avión a reacción)	43,5
Gasóleo / Fracciones ligeras del petróleo	42,7
Fracciones pesadas del petróleo	40,4
Orimulsion	28,0
Gas natural	39,3 por 1000 Nm ³
Carbón térmico	24,5
Otro carbón	26,5
Paja	14,5
Trozos de madera	14,7
Basura doméstica, 1995	10,0
Basura doméstica, 1996	9,4

Emisiones de CO₂ *)

	kg de CO ₂ por GJ	kg de CO ₂ por kg de combustible
Gasolina	73,0	3,20
Fuel / Fracciones ligeras del petróleo	74,0	3,16
Fracciones pesadas del petróleo	78,0	3,15
Orimulsion	76,0	2,13
Gas natural (metano)	56,9	2,74
Carbón	95,0	2,33 (carbón térmico) 2,52 (otro)

*) Factores de conversión proporcionados por la Agencia Danesa de Energía.

Visita guiada



Manual



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2000 Søren Krohn](#)

Actualizado el 20 de enero 2000

<http://www.windpower.org/es/stat/unitsend.htm>

Inicio

Bibliografía sobre energía eólica

Esta es una lista útil para aquellos lectores que deseen encontrar las fórmulas físicas y matemáticas relacionadas, etc.

Recursos eólicos y

cálculo de la producción de energía en aerogeneradores

Ib Troen & Erik Lundtang Petersen: European Wind Atlas, [Risoe National Laboratory](#), [Risoe](#), Denmark, 1991, ISBN 87 550 1482 8
(Contiene consejos útiles para los cálculos de la velocidad del viento, estadísticas de viento, producción de energía en aerogeneradores, así como los fundamentos teóricos).

Dipl.-Ing. Dr. Albert Betz, Wind-Energie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen, Bandenhoeck & Ruprect, Göttingen 1926. Facsimileudgave ved Ökobuch Verlag, Staufen, 1994. ISBN 3-922964-11-7

D.L.Elliott, C.G.Holladay, W.R.Barchet, H.P.Foote, W.F.Sandusky: Wind Energy Resource Atlas of the United States, Solar Energy Research Institute, Golden, Co, 1987.

¿Cómo funciona un aerogenerador?

Martin O.L. Hansen: Aerodynamics of Wind Turbines, Rotors, Loads and Structure, James & james Ltd., London 2000, ISBN 1-902916-06-9

Bruce R. Munson, Donald F. Young, Theodore H. Okiishi: Fundamentals of Fluid Mechanics, John Wiley & Sons Inc., New York 1994, ISBN 0-471-30585-5

Ira H. Abott & Albert E. von Doenhoff: Theory of Wing Sections, Dover Publications, Inc., New York 1959

Franck Bertagnolio, Niels Sørensen, Jeppe Johansen and Peter Fuglsang: Wind Turbine Airfoil Catalogue, Risø National Laboratory, Roskilde, 2001. ISBN 87-550-2910-8

Austin Hughes: Electric Motors and Drives, Oxford 1997, Butterworth-Heinemann, ISBN 0 7506 1741 1

Poul Erik Petersen: Elektricitet og Magnetisme, Bogfondens Forlag A/S, København 1995, ISBN 87-7463-228-0

Poul Erik Petersen: Elektriske Maskiner, Bogfondens Forlag A/S, København 1996, ISBN 87-7463-255-8

Diseño de aerogeneradores

Wind Energy Department of Risoe National Laboratory and Det Norske Veritas: Guidelines for Design of Wind Turbines, Copenhagen 2001. ISBN 87-550-2870-5

The Danish Approval Scheme for Wind Turbines
(Godkendelsesordningen for opstilling af vindmøller i Danmark).
Sitio web: www.vindmoellegodkendelse.dk

La energía eólica y el medio ambiente

Birk Nielsens Tegnestue, Vindmøller og landskab, Arkitektur og æstetik, Aarhus 1996,

Henrik Meyer m. fl.: Omkostningsopgørelse for miljøeksternaliteter i forbindelse med energiproduktion, Risø-R-770 (DA), Roskilde 1994, ISBN 87-550-2011-9 ISBN 87-985801-0-8

Søren Krohn: [The Energy Balance of Modern Wind Turbines](#), Danish Wind Industry Association, WindPower Note No. 16, København 1997.

Lars Teglgaard and others: Municipal planning for wind energy in Denmark - Examples and experience, Ministry of Environment and Energy, Copenhagen 1994, ISBN 87-601-5027-0

Guillemette, M., Larsen, J.K. & Clausager, I.: Assessing the impact of the Tunø Knob wind park on sea ducks: the influence of food resources, National Environmental Research Institute, NERI Technical Report No 263, København 1999, ISBN 87-7772-444-5

Economía en energía eólica

Søren Krohn: Er 10 og 27 lige ? [Offentlige Finanser og Vindkraft](#), Vindmølleindustrien, Vindkraft Note nr. 7, København 1996.

Jesper Munksgaard, m.fl.: Samfundsmæssig Værdi af Vindkraft

(4 delrapporter), AKF Forlaget, København 1995, ISBN 87-7509-443-6

Hans-Henrik Kristoffersen, m.fl.: Kortlægning af Afgifter og Tilskud inden for Energiområdet, AKF Forlaget, København 1997, ISBN 87-7509-509-2

Danish Ministry of Environment and Energy: Energy 21 - The Danish Government's Action Plan for Energy 1996, Copenhagen 1996, ISBN 87-7844-062-9

Danmarks Energifremtider, Energistyrelsen, København 1995, ISBN 87-7844-027-0

Action Plan for Offshore Wind Farms in Danish Waters, The Offshore Wind-Farm Working Group of the Electricity Companies and the Danish Energy Agency, SEAS, Haslev 1997

Birger T. Madsen: World Market Update 1996-97, [BTM Consult ApS](#), Ringkøbing 1995

International Energy Agency (IEA) Wind Energy Annual Report 1998, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, USA, april 1999

Historia de los modernos aerogeneradores

Peter Karnøe, Dansk Vindmølleindustri, Samfundslitteratur, Frederiksberg 1991, ISBN 87-593-0255-0

Per Dannemand Andersen, En analyse af den teknologiske innovation i dansk vindmølleindustri, Handelshøjskolen i København, 1993, ISBN 87-593-8027-6

H. C. Hansen, Poul la Cour - grundtvigianer, opfinder og folkeoplyser, Askov Højskoles Forlag, Askov 1985, ISBN 87-88765-01-6

Manual de referencia

Danish Energy Agency: [Energy Statistics](#)

International Electrotechnical Commission: International Electrotechnical Vocabulary - Part 415: Wind turbine systems, Geneva 1998, IEC 60050-415

George Elliot (ed.): 8. Glossary Of Terms, 2. Edition, Expert Group Study on Recommended Practices for Wind Turbine Testing and Evaluation, International Energy Agency Programme for Research and Development on Wind Energy Conversion Systems, Glasgow 1993

Diseño de páginas web

David Siegel: [Creating Killer Web Sites](#), Second Edition, Hayden Books, Indianapolis 1998, ISBN 1-56830-433-1

Jakob Nielsen: Designing Web Usability : The Practice of Simplicity, First Edition, New Riders Publishing 1999, ISBN 156205810X

Edward R. Tufte: The Visual Display of Quantitative Information, Graphics Press, Cheshire, Connecticut, 1983

Jan Tschichold, The Form of the Book, Essays on the Morality of Good Design, Hartley & Marks, Vancouver, B.C. 1991, ISBN 0-88179-116-4

Paul Arthur & Romedi Passini: Wayfinding, People, Signs and Architecture, McGraw-Hill, New York 1992, ISBN 0-07-551016-2

Visita guiada



Manual



| [Página anterior](#) | [Inicio](#) | [Página siguiente](#) |

[© copyright 2002 Søren Krohn](#)

Actualizado el 6 de junio 2002

<http://www.windpower.org/es/stat/biblio.htm>

Inicio

Glosario de energía eólica

Escriba la primera letra de la palabra para ir a esa letra.

Después haga click en el término para ir a la página donde se explica. En algunos casos le enviamos al principio de la página que contiene la explicación, en lugar de a la palabra en sí misma, con el fin de que tenga una mejor idea de cada concepto.

[A](#) [B](#) [C](#) [D](#) [E](#) [F](#) [G](#) [H](#) [I](#) [J](#) [K](#) [L](#) [M](#) [N](#) [O](#) [P](#) [Q](#) [R](#) [S](#) [T](#) [U](#) [V](#) [W](#) [X](#) [Y](#) [Z](#)

Español	Inglés	Alemán	Francés	Danés
A brigo (o sombra) del viento	wind shade	Windschatten	abri, effet d'abri	lævirkning
acero calmado	killed steel	beruhichter Stall	acier calmé	beroliget stål
aerodinámica*	aerodynamics	Aerodynamik	aérodynamique*	aerodynamik
aerogenerador de eje horizontal	horizontal axis wind turbine (HAWT)	Horizontalachser, - läufer	éolienne* à axe horizontal	horisontalakslet vindmølle
aerogenerador de eje vertical	vertical axis wind turbine (VAWT)	Vertikalachser, -läufer	éolienne* à axe vertical	vertikalakslet vindmølle
aerogenerador, turbina* eólica, aeroturbina*	wind turbine	Windkraftanlage	éolienne*, aérogénérateur	vindmølle, vindkraftanlæg
aerogenerador de Gedser	Gedser wind turbine	Gedser- Windkraftanlage	l'éolienne* de Gedser	Gedsermøllen
altura* de buje	hub height	Nabenhöhe	hauteur du moyeu	navhøjde
anemómetro	anemometer	Anemometer	anémomètre	anemometer
ángulo azimutal	azimuth angle	Azimuth	(angle d') azimuth	azitmutvinkel
área* del rotor (de barrido del rotor)	rotor area(swept) rotor area	Rotorfläche	surface* balayée par le rotor (ou le l'hélice)	(bestrøget) rotorareal
arranque suave	soft start	"weiches" Einschalten	démarrage souple	blød indkobling
ave marina	sea bird	Seevogel	oiseau de mer	søfugl
aves*	birds	Vögel	oiseaux (avifaune)	fugle
B alance de energía	energy balance	Energiebilanz	bilan énergétique	energibalance

brida*	flange	Flansche	bride*	flange
brisa* marina	sea breeze	Seebrise	brise de mer *	søbrise
buje	hub	Nabe	moyeu	nav
Calidad* de potencia	power quality	Leistungsqualität	qualité* du courant électrique	spændingskvalitet
carga* de fatiga	fatigue load	Materialermüdung	charge de fatigue	udmattelseslast
carga* extrema	extreme load	Extremlast	charge extrême	ekstremlast
cimentación*	foundation	Fundament	fondation	fundament
cimentación* (marina) en trípode	tripod foundation (offshore)	Dreibein-Fundament (Offshore)	fondation* à trois pieds (le trépied) (offshore)	tripod fundament (offshore)
cimentación* (marina) monopilote	mono pile foundation (offshore)	Fundament mit einem Pfeiler (Offshore)	monopilot d'acier (fondation offshore)	enkeltpæls-fundament (offshore)
cimentación* (marina) por gravedad	gravity foundation (offshore)	Schwerkraft-Fundament (Offshore)	fondation* de caissons (d'acier ou de béton)(offshore)	gravitations-fundament (offshore)
cizallamiento (o cortadura) del viento	wind shear	Windscherung	cisaillement du vent	vindgradient, wind shear
clase* de rugosidad	roughness class	Rauhigkeitsklasse	classe* de rugosité	ruhedsklasse
coeficiente de potencia (del rotor)	power coefficient(rotor) power coefficient	Leistungsbeiwert (des Rotors)	coefficient de puissance du rotor)	(rotores) effektkoefficient
concepto danés	Danish concept	Dänisches Konzept	conception* danoise	dansk koncept
conexión indirecta a red*	indirect grid connection	indirekte Netzanbindung	raccordement indirect au réseau	indirekte nettilslutning
conexión* directa a red	direct grid connection	direkte Netzanbindung	raccordement direct au réseau	direkte nettilslutning
conexión* estrella	star connection	Sternschaltung	connexion* (ou couplage) en étoile	stjerneforbindelse
conexión* triángulo	delta connection	Dreieckschaltung	connexion*(ou couplage) en triangle	deltaforbindelse

<u>corriente* alterna (CA)</u>	alternating current (AC)	Wechselstrom	courant alternatif	vekselstrøm
<u>corriente* alterna trifásica</u>	three phase alternating current	Dreiphasen -Wechselstrom	courant alternatif triphasé	trefaset vekselstrøm
<u>corrosión* (en agua de mar)</u>	corrosion (offshore)	Korrosion (Offshore)	corrosion* (en mer)	korrosion (offshore)
<u>coste de la electricidad</u>	cost of electricity	Strompreis	coût d'électricité	omkostninger til elproduktion
<u>costes de instalación</u>	installation costs	Installationskosten	coûts d'installation	installations-omkostninger
<u>costes* de operación y mantenimiento</u>	operation and maintenance costs	Betriebs- und Wartungskosten	coûts d'exploitation et d'entretien	drifts- og vedligeholdelses-omkostninger
<u>crédito de capacidad</u>	capacity credit	Leistungsvergütung	crédit de capacité	effektbetaling
<u>curva* de potencia</u>	power curve	Leistungskurve	courbe* de puissance	effektkurve

D

<u>dB(A), escala* de decibelios A</u>	dB (A), decibel (A) scale	dB(A)-Skala	dB (A), échelle* des décibel (A)	dB (A), decibel (A) skala
<u>densidad* de aire</u>	density of air	Luftdichte	densité* d'air	massefylde, vægtfylde
<u>densidad* de potencia</u>	power density	Leistungsdichte	densité* de puissance	effekttæthed
<u>deslizamiento (del generador)</u>	(generator) slip	(Generator-) Schlupf	glissement (d'un générateur)	(generator) slip
<u>dinámica* de fluidos computacional (CFD)</u>	computational fluid dynamics (CFD)	Computational Fluid Dynamics (CFD)	dynamique* des fluides numérique	computational fluid dynamics (CFD)
<u>dinámica* estructural</u>	structural dynamics	Strukturdynamik	dynamique des structures (dynamique structurale)	strukturdynamik
<u>distribución* de las sombras</u>	shadow casting	Schattenwurf	projection* d'ombres	skyggekastning
<u>distribución* de Rayleigh</u>	Rayleigh distribution rectifier	Rayleigh-Verteilung	distribution* de Rayleigh	Rayleighfordeling

distribución* de Weibull	Weibull distribution	Weibull-Verteilung	distribution* de Weibull	Weibullfordeling
Economía*	economics	Wirtschaftlichkeit	économie*	økonomi
economías* de escala	economies of scale	Kostenvorteile bei größeren Anlagen	économies* d'échelle	stordriftsfordele
efecto acelerador	speed up effect	Beschleunigungseffekt	effet de survitesse	speed up effekt
efecto de la estela	wake effect	Nachlauf-Effekt	effet de sillage	kølvandseffekt, wake effekt, slipstrøm
efecto de resguardo	shelter effect	Windschatten eines Hindernisses	effet d'obstacle	lævirkning
efecto del parque	park effect	Parkeffekt	effet de parc	parkvirkning
eficiencia*	efficiency	Wirkungsgrad	efficacité*	effektivitet
electromagnetismo	electromagnetism	Elektromagnetismus	électromagnétisme	elektromagnetisme
emplazamiento	site, siting	Standort, Standortwahl	site, choix de site	plads, placering
energía*	energy	Energie	énergie*	energi
energía* eólica	wind energy	Windenergie	énergie* éolienne	vindenergi
energía* eólica marina	offshore wind energy	Offshore-Windenergie	énergie* éolienne offshore	offshore vindkraft
energía* renovable	renewable energy	erneuerbare Energie	énergie* renouvelable	vedvarende energi
estator	stator	Stator	stator	stator
Fabricantes	manufacturers	Hersteller	fabricants	fabrikanter
factor de carga	capacity factor	Kapazitätsfaktor	facteur de capacité	kapacitetsfaktor
factor de disponibilidad	availability factor	Verfügbarkeitsfaktor	facteur de disponibilité	rådighedsfaktor
flicker	flicker	kurzzeitige Spannungs-schwankungen		flicker
frecuencia* de red	grid frequency	Netzfrequenz	fréquence* du réseau	netfrekvens
fuerza* de Coriolis	Coriolis force	Corioliskraft	force* de Coriolis	Corioliskraft
Generador	generator	Generator	générateur (ou génératrice*)	generator

generador asíncrono	induction generator / asynchronous generator	Asynchrongenerator	générateur asynchrone / générateur à induction	asynkron generator
generador con número de polos variable	pole changing generator	Generator mit Polumschaltung	génératrice* á pôles commutables	polomkobbelbar generator
generador de inducción	induction generator	Induktionsgenerator	alternateur (ou génératrice*) asynchrone	asynkrongenerator
generador de torbellinos	vortex generator	Vortexgenerator	génératrice* de vortex	vortex generator
generador síncrono	synchronous generator	Synchrongenerator	générateur (ou génératrice*) synchrone	synkrongenerator
góndola*	nacelle	Gondel	nacelle*	nacelle
H_z (hercio)	Hz (Hertz)	Hz (Hertz)	Hz (Hertz)	Hz (Hertz)
I_{nducción}*	induction	Induktion	induction*	induction
inversor	inverter	Wechselrichter	onduleur	vekselretter
islanding (o funcionamiento en isla)	islanding	Inselbildung	opération* insulaire	ødrift
J				
K				
L_{ey}* de Betz	Betz' law	Betz'sches Gesetz	loi* de Betz	Betz' lov
longitud* de rugosidad (o parámetro de aspereza)	roughness length	Rauhigkeitslänge	longueur* de rugosité	ruhedslængde
M_{apa eólico}	wind map	Windkarte	carte* des vents	vindkort
máquina* con rotor a barlovento	upwind (machine)	Luvläufer	éolienne* face au vent	forløber

máquina* con rotor a sotavento	downwind (machine)	Leeläufer	(éolienne*) sous le bagløber vent	
mecanismo de orientación	yaw mechanism	Windnachführ-mechanismus	dispositif d'orientation	krøjemekanisme
multiplicador/ caja* multiplicadora	gearbox	Getriebe	multiplicateur	gearkasse

N

Obstáculo	obstacle	Hindernis	obstacle	lægiver
orientación*	yaw	Windnachführung	orientation*	krøjning
Pala*	rotor blade	Rotorblatt	pale*	rotorblad, vinge
parámetro de escala (distribución de Weibull)	scale parameter (Weibull distribution)	Skalierungsparameter (Weibull-Verteilung)	paramètre d'échelle (distribution de Weibull)	skalaparameter (Weibullfordeling)
parámetro de forma (distribución de Weibull)	shape parameter (Weibull distribution)	Formparameter (Weibull-Verteilung)	paramètre de forme (distribution de Weibull)	formfaktor (weibullfordeling)
pérdida* de sustentación ("stall")	stall	Strömungsabriß, Stall	décrochage aérodynamique ("stall")	stall
polo (magnético)	(magnetic) pole	(magnetischer) Pol	pôle (magnétique)	(magnet) pol
porosidad*	porosity	Porosität	porosité*	porøsitet
potencia* (eléctrica)	(electrical) power	(elektrische) Leistung	puissance* (électrique)	(elektrisk) effekt
potencia* del viento	power of the wind	Leistung des Windes	puissance* du vent	vindens effekt
potencia* eólica	wind power	Windkraft	puissance* éolienne	vindkraft
potencia* nominal	rated power, nameplate power	Nennleistung	puissance* nominale	mærkeeffekt

Q

Ráfaga*	gust	Bö	rafale*	vindstød, vindbyge
-------------------------	------	----	---------	--------------------

rectificador	rectifier	Gleichrichter	redresseur	ensretter
red* (eléctrica)	(electrical) grid	(elektrisches) Netz	réseau (électrique)	(el) net
red* débil	weak grid	schwaches Netz	réseau faible	svagt net
regulación* activa por pérdida aerodinámica	active stall power control	aktive Stall-regelung	régulation active par décrochage aérodynamique	aktiv stallregulering
regulación* por cambio del ángulo de paso ("pitch control")	pitch control	Pitchregelung	contrôle à calage variable	pitchregulering
regulación* por pérdida aerodinámica ("stall control")	stall control	Stallregelung, Regelung durch Strömungsabriß	régulation* par décrochage aérodynamique	stallregulering
resistencia* aerodinámica	drag	Luftwiderstand	trainée*	drag, luftmodstand
rosa* de las rugosidades	roughness rose	Rauhigkeitsrose	rose* des rugosités	ruhedsrose
rosa* de los vientos	wind rose	Windrose	rose* des vents	vindrose
rotor (de una turbina eólica)	rotor(of a wind turbine)	Rotor (der Windkraftanlage)	hélice*, rotor (d'une éolienne)	rotor (på vindmølle)
rotor (del generador)	rotor(of a generator)	Rotor (des Generators)	rotor (d'une génératrice)	rotor (på generator)
rotor de jaula de ardilla	cage rotor	Käfigläufer, Kurzschlußläufer	induit à cage d'écureuil	kortslutningsrotor
ruido	noise	Schall, Lärm	bruit	støj
ruido enmascarador	masking noise	Hintergrundgeräusche	effet de masque	maskerende lyd
Seguridad*	safety	Sicherheit	sécurité*	sikkerhed
seguridad* en el trabajo	occupational safety	Betriebssicherheit	sécurité* du travail	arbejdssikkerhed
sinusoidal	sinusoidal	sinusförmig	sinusoïdal	sinusformet
sistema de refrigeración	cooling system	Kühlung	système de refroidissement	kølesystem
sistema hidráulico	hydraulics system	Hydrauliksystem	système hydraulique	hydrauliksystem

sonido	sound	Schall	son	lyd
sustentación* ("lift")	lift	Auftrieb	poussée* aérodynamique	opdrift, lift
T iristor	thyristor	Thyristor	thyristor	thyristor
torre*	tower	Turm	tour*	tårn
torre* de celosía	lattice tower	Gitterturm	mât en trellis	gittertårn
torre*tubular	tubular tower	Rohrturm	tour tubulaire	rørtårn
torsión, alabeo (de la pala)	(rotor blade) twist	Verwindung (des Rotorblatts)	torsion* de la pale	twist, vridning
tubo de corriente	stream tube	Stromröhre	tube de courant	strømrør
turbulencia*	turbulence	Turbulenz	turbulence*	turbulens
U nión* con pernos	bolt assembly	Verschrauben	assemblage par boulonnage	boltsamling
V eleta*	wind vane	Windfahne	girouette*	vindfane
velocidad* (de giro) variable	variable (rotational)	variable (Drehzahl)	vitesse* (de rotation) variable	variabel (omløbs)hastighed
velocidad* de conexión (ó de arranque)	cut in wind speed	Einschaltwind- geschwindigkeit	vitesse* de démarrage	starthastighed
velocidad* de corte	cut out wind speed	Abschaltwind- geschwindigkeit	vitesse* de coupure	stopfastighed
velocidad* de sincronismo	synchronous speed	Synchrondrehzahl	vitesse* synchrone	synkron hastighed
vida* (de diseño)	(design) lifetime	Lebensdauer	durée de vie*	(design) levetid
viento	guy (wire)	Abspannung	hauban	bardun
viento de montaña	mountain wind	Bergwind	vent de montagne	bjergvind
viento geostrófico	geostrophic wind	geostrophischer Wind	vent géostrophique	geostrofisk vind
vientos globales	global winds	globale Winde	vents globaux	globale vinde

W

X

Y

Z

* = femenino

* = féminin

Visita guiada



Manual



| [Inicio](#) | [Visita guiada](#) | [FAQs](#) | [Test](#) | [Fabricantes](#) | [Publicaciones](#) |
[Fotografías](#) | [Noticias](#) | [Lista de correo](#) | [Buscar](#) | [Enlaces](#) | [Quiénes somos](#) | [E-mail](#) | [Mapa y guía](#) | [Descargar](#) |

Email: danish@windpower.dk

Estas páginas han sido diseñadas para [Netscape 4](#) ó [Internet Explorer 4](#)
© Copyright 2002 Soren Krohn

Actualizado el 8 de febrero 2002

<http://www.windpower.org/es/glossary.htm>

Inicio de página ▲



Aviso de Copyright

Este material está exclusivamente dedicado a uso personal y educativo. Se fomenta enlazar a nuestras páginas, pero está prohibida la duplicación, modificación o distribución del contenido por cualquier medio.

© Copyright

Excepto que se indique lo contrario, cualquiera está autorizado por la presente a ver, copiar e imprimir los documentos de este sitio web, sujeto a las siguientes condiciones:

- Los documentos SÓLO pueden ser utilizados para fines informativos, no comerciales.
- Cualquier copia del documento o parte del mismo debe incluir este aviso de copyright.
- La Asociación danesa de la industria eólica y cualquier otro propietario del copyright se reservan el derecho de revocar dicha autorización en cualquier momento, por lo que un uso tal deberá ser inmediatamente interrumpido a partir de un aviso por escrito de la Asociación danesa de la industria eólica o de cualquier otro propietario del copyright.

© Copyright sobre los gráficos y el código de programación

Con la excepción de nuestro logotipo mencionada abajo, las fotografías, dibujos, gráficos o código de programación de este sitio web **no** pueden ser utilizados en ningún otro sitio de Internet, o de una intranet, CD-ROM o cualquier otro medio, comercial o no comercial, ya sea electrónico, impreso, o de cualquier otra forma. El texto, las imágenes y el código de programación son propiedad de la Asociación danesa de la industria eólica, y de los respectivos titulares del copyright.

- Cualquier cita del contenido de este sitio web debe estar claramente atribuida *al sitio web www.windpower.org de la Asociación danesa de la industria eólica.*

Marcas registradas

La Asociación danesa de la industria eólica y todos los logotipos y gráficos contenidos en este sitio web son marcas registradas de la Asociación danesa de la industria eólica o de sus miembros.

Puede encontrar la lista actual de los miembros en

<http://www.windpower.org/manuf/>. Todas las otras marcas y nombres de productos son marcas registradas o de servicio de sus respectivos titulares.

Guía para las terceras personas que utilizan nuestras marcas registradas

La Asociación danesa de la industria eólica autoriza a cualquier lector de este documento a incluir el logotipo de la Asociación danesa de la industria eólica mostrado abajo en cualquier sitio World Wide Web, siempre y cuando el logotipo incluya también un enlace a la página principal de la Asociación danesa de la industria eólica situada en <http://www.windpower.org/>. Los siguientes logotipos progresivos en formato GIF están tratados ("antialised"), respectivamente, para un fondo de página web blanco, o gris por defecto:



Enlazar a este sitio web

Si desea enlazar con este sitio web desde su página, preferimos que enlace con nuestra página de inicio,

<http://www.windpower.org>. Si no quiere hacerlo así, le recomendamos que lo haga sólo a las secciones principales listadas en el panel de navegación de la esquina superior izquierda de esta página. De esta forma seremos capaces de modificar y de mejorar la estructura de este sitio web sin estropear los enlaces de su página.

Sobre este sitio web

A menos que se indique lo contrario, el material de este sitio web fue escrito, editado, diseñado, programado y presentado por Søren Krohn.



El material de este sitio web fue creado en ordenadores [Apple Macintosh](#) Power PC 8500, ordenadores Apple Macintosh Power PC G3 y G4 y ordenadores Apple Macintosh Power Book. Las páginas web fueron creadas utilizando el programa extraordinariamente sencillo [Adobe PageMill](#), aunque es verdad que se han utilizado algunos manuales de HTML manipulando aquí y allá. Las páginas web de Moliner y el viento fueron creadas utilizando [Adobe GoLive](#). Los errores en nuestros enlaces los descubrimos utilizando [Adobe SiteMill](#). Las complicadas búsquedas multifichero para la modificación de palabras fueron realizadas con el programa de libre distribución [BBEdit Lite](#). Los gráficos 2D y los perfiles de extrusión fueron dibujados en [Macromedia FreeHand](#). Los gráficos 3D y las imágenes animadas se diseñaron utilizando [Infini-D](#). La optimización de fotografías para la web se realizó con [Adobe Photoshop](#), y posteriormente con [Adobe ImageReady](#). El excelente programa de libre distribución [GifBuilder](#) fue utilizado para crear animaciones compactas, y finalmente algunas de las animaciones fueron modificadas en [Adobe ImageReady](#). Las versiones del sitio web que pueden ser descargadas se comprimieron utilizando [Stuffit de Luxe](#). Los vídeos [QuickTime](#) se filmaron con las videocámaras digitales [Canon](#) XL1 y XM1, editados con [Adobe Premiere](#) y [Apple FinalCut Pro](#), comprimidos con [Media Cleaner Pro](#) y [Sorenson Video](#) Developer Edition. Las imágenes panorámicas QuickTime VR fueron creadas utilizando [Apple QuickTime VR Authoring Studio](#). La composición de las publicaciones impresas se realizó con [Adobe PageMaker](#) y [Adobe InDesign](#) y fue posteriormente convertida a formato pdf con [Adobe Acrobat Distiller](#). Utilizamos [eMerge](#) para los envíos de mensajes en grandes cantidades, cuando realizamos actualizaciones, mientras que para la puesta al día de nuestra lista de correo usamos [FileMaker Pro](#). Todos estos programas, a excepción de GifBuilder y eMerge, están disponibles tanto para la plataforma de Mac como para la de Windows.

| [Inicio](#) | [Visita Guiada](#) | [FAQs](#) | [Test](#) | [Fabricantes](#) | | [Publicaciones](#) |
[Fotografías](#) | [Noticias](#) | [Lista de correo](#) | [Buscar](#) | [Enlaces](#) | [Quiénes somos](#) |
[Manal](#) | [E-mail](#) | [Mapa y guía](#) | [Descargar](#) |

[© copyright 1998-2002](#)

Actualizado el 29 de enero 2002

<http://www.windpower.org/es/copyright.htm>

Inicio