

Capítulo 3

La Energía Eólica

Actualmente, no hace falta decir que la energía eólica, ha experimentado un importantísimo crecimiento. Todos, en algún trayecto por las carreteras españolas, hemos visto nuestros campos sembrados de Parques Eólicos o de mastodónticas grúas ensamblado molinos en pleno proceso de siembra. Las energías renovables están en auge, en particular la energía eólica. España instaló 1.516 MW de nuevos parques eólicos en 2010, salvando el lastre de la actual crisis económica que se atraviesa. Existe un gran número de razones para apostar por las energías renovables, producir energía limpia, frenar la dependencia de las importaciones energéticas y limitar el efecto invernadero son algunas de las más importantes.

Las energías renovables empezaron a tener importancia debido a la crisis del petróleo del 73. Los productores de petróleo castigaron a los países que apoyaron a Israel en la guerra, no exportando petróleo, provocando que se cuadruplicara el precio del barril de crudo. Se tuvo conciencia entonces de la fuerte dependencia del petróleo y se creó una gran necesidad de energías que no tuvieran relación alguna con los combustibles fósiles (principalmente con el petróleo). Dos décadas más tarde, en los años 90, comenzó un interés por la conservación del medio ambiente que no se había dado hasta entonces, a causa principalmente, del aumento del efecto invernadero, impulsando el desarrollo de las energías renovables.

La energía eólica, proviene de la energía solar de forma indirecta, ya que la energía solar es la responsable del movimiento conectivo de las masas de aire frías y calientes, o sea, de los vientos.

La energía eólica, el viento, lleva utilizándose desde los albores de la humanidad, el uso de velas rudimentarias para la navegación se remonta milenios a.C. El uso de molinos está presente en todas las civilizaciones a lo largo de la historia para extracción de agua o molienda. Los más antiguos datan del siglo XVII a.C. Molinos de eje horizontal en occidente y de eje vertical en oriente se van perfeccionando con el paso del tiempo. Pero no es hasta principios del siglo XX con el estudio de la aerodinámica (Prandtl, Betz, Joukowski, etc.), cuando se empiezan a perfilar los orígenes de los aerogeneradores que tenemos hoy en día.

3.1.- Situación actual

Para situarnos, España es un país con una enorme dependencia energética de fuentes externas, debido a la inexistencia de yacimientos petrolíferos o de gas natural en su territorio. Únicamente existen yacimientos de carbón, desgraciadamente de baja calidad, y por tanto este recurso suele ser importado.

Debido al hecho de que España es un país con unos recursos de viento excelentes y con una tecnología de aerogeneradores bien desarrollada, la energía del viento es una alternativa clara para la integración de esta energía renovable a la estructura energética española.

Por otro lado, la tecnología española es muy competitiva, tanto en calidad como en precio. Esto permite asegurar que las crecientes necesidades del mercado interno podrán ser cubiertas por suministradoras nacionales, augurando un esplendido futuro del aprovechamiento de la energía eólica en nuestro país.

La Directiva 2009/28/CE del Parlamento europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, establece que cada Estado miembro elaborará un Plan de Acción Nacional en materia de Energías Renovables (PANER) para conseguir los objetivos nacionales fijados en la propia Directiva.

Para España, estos objetivos se concretan en que las energías renovables representen un 20% del consumo final bruto de energía, con un porcentaje en el transporte del 10%, en el año 2020.

El plan de acción de energías renovables de España (PANER) 2011-2020, establece como objetivos alcanzar los 35.000 MW de potencia instalada en 2020, frente a los 20.676 MW del pasado 31 de diciembre 2010 dado que reconoce a la eólica como la tecnología renovable más madura y que será clave en el cumplimiento de los objetivos europeos.

No obstante, el objetivo de eólica marina se ha rebajado solo 750 MW, lo que supone que España no aprovechará todo su potencial offshore.

El PANER 2011-2020, para la consecución de este fin destinará una partida inversora de 55.742 millones de euros al sector eléctrico. Por otro lado se subraya que

para este periodo, entre 2011 y 2020, ciertas tecnologías como la eólica terrestre llegarán a ser competitivas y no necesitaran recibir primas a partir de 2014.

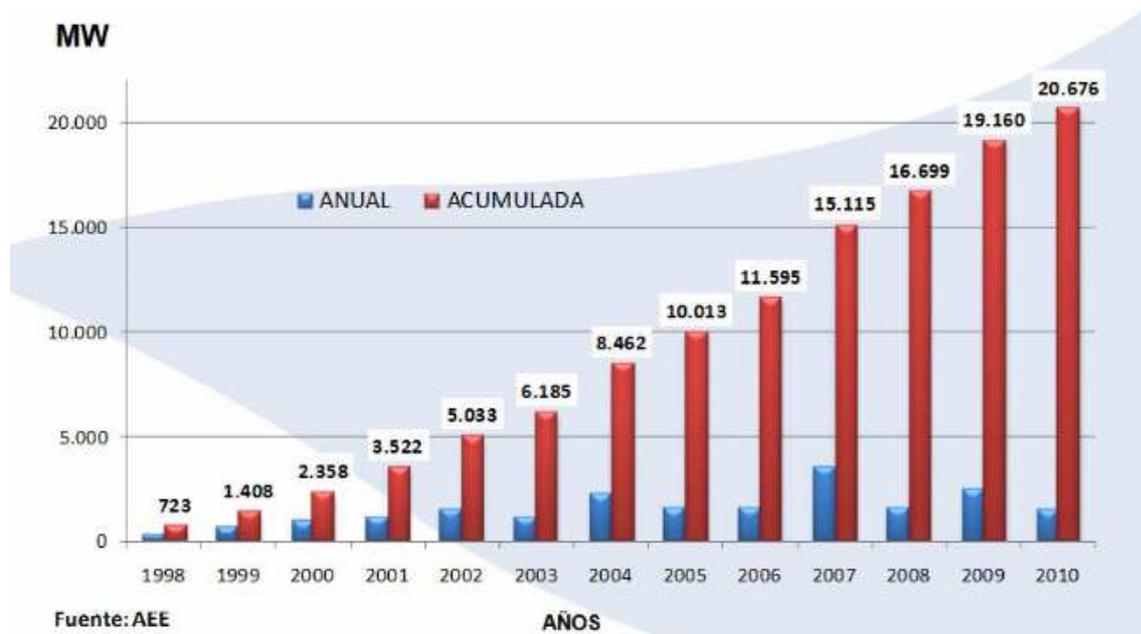


Figura 3.1: Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada en España.
Fuente: AEE

El reparto de estas potencias instaladas, por comunidades autónomas se muestra en el siguiente cuadro 3.1 y en la figura 3.2.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	TOTAL 01/01/2011	En 2010	Tasa de variación 2010/2009 (%)	% sobre total	Nº de parques
Castilla y León	4 803,82	917,02	23,59%	23,23%	204
Castilla-La Mancha	3.709,19	6,00	0,16%	17,94%	121
Galicia	3.289,33	54,80	1,69%	15,91%	150
Andalucía	2.979,33	139,41	4,91%	14,41%	130
Aragón	1.764,01	10,20	0,58%	8,53%	76
Comunidad Valenciana	986,99	0,00	0,00%	4,77%	30
Navarra	968,37	6,60	0,69%	4,68%	45
Cataluña	851,41	326,87	62,32%	4,12%	33
La Rioja	446,62	0,00	0,00%	2,16%	14
Asturias	355,95	0,00	0,00%	1,72%	15
País Vasco	153,25	0,00	0,00%	0,74%	7
Murcia	189,91	37,60	24,69%	0,92%	11
Canarias	138,92	0,00	0,00%	0,67%	47
Cantabria	35,30	17,45	97,76%	0,17%	3
Baleares	3,65	0,00	0,00%	0,02%	3
TOTAL	20.676,04	1.515,95	7,9%	100,0%	889

Cuadro 3.1: Potencia instalada por comunidades autónomas 2009-2010.
Fuente: AEE

POTENCIA POR COMUNIDADES 2004-2010

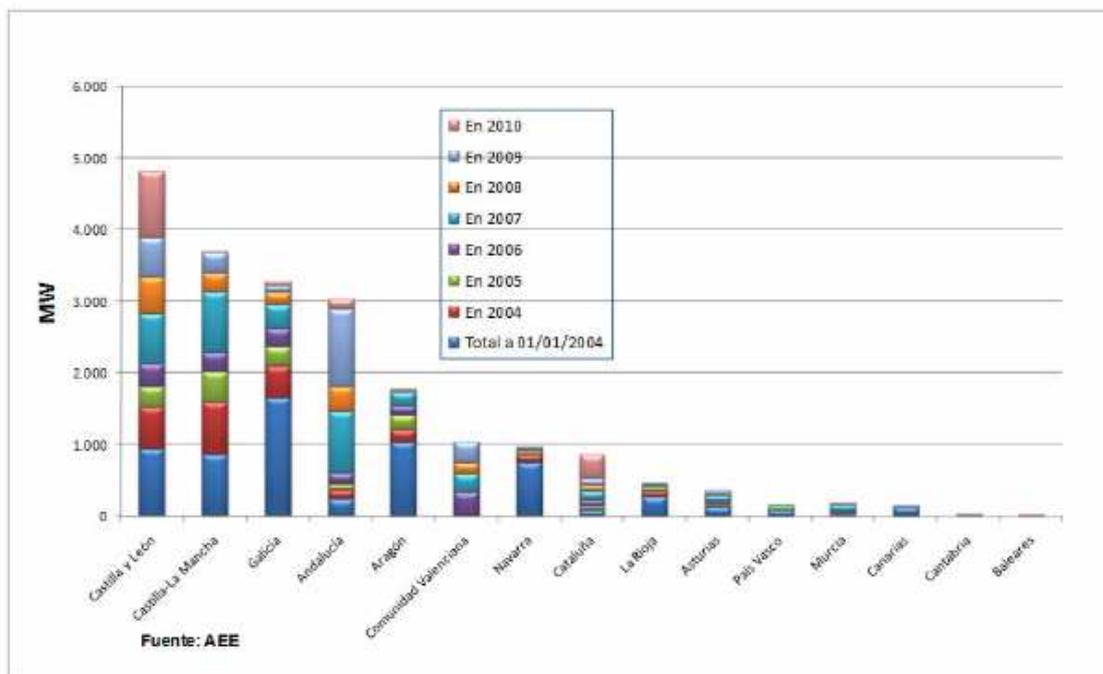


Figura 3.2: Potencia instalada por comunidades autónomas, 2004-2010.
Fuente: AEE

Dando un vistazo fuera de nuestras fronteras vemos que la capacidad de energía eólica en todo el mundo se incrementó un 22% el último año, con los países asiáticos a la cabeza del pelotón de naciones que apuesta por esta energía renovable, y es que más de la mitad de la potencia eólica instalada en 2011 en el mundo no proviene de los mercados tradicionales: el estadounidense y el europeo.

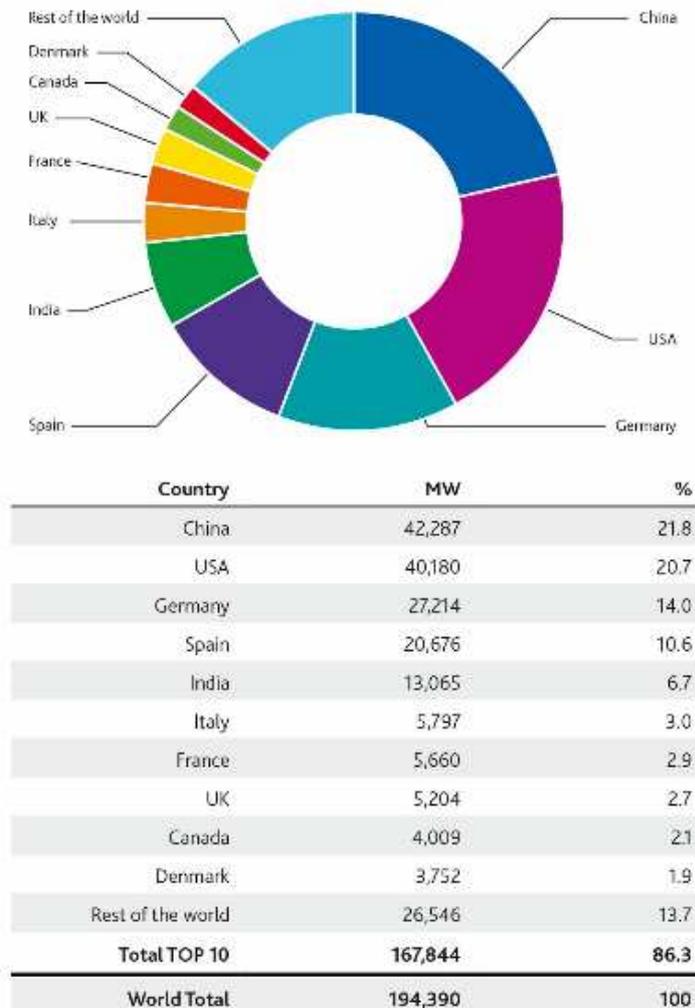


Figura 3.3: Top 10 potencia instalada acumulada.
Fuente: GWEA

China supera ya a EEUU con una capacidad instalada total de 41,8 gigavatios en 2010 (el 46,1% del total mundial), que se espera alcance los 50 gigavatios para este año 2011. Pero 2010 también ha sido el año de la consagración del gigante asiático como fabricante de turbinas eólicas

India sube escalones rápidamente. Con 2.139 MW nuevos instalados en 2010, ocupa en tercer puesto, por detrás de China y EEUU, y por delante de España y Alemania, ambos países con cerca de 1,5 MW instalados el pasado año. Brasil cuenta con 326 MW nuevos, México instaló 316 y en el norte de África, países como Marruecos, Egipto y Túnez instalaron el pasado año un total de 213 MW. En Europa, la instalación de potencia eólica se redujo frente a 2009. (Figura 3.4).

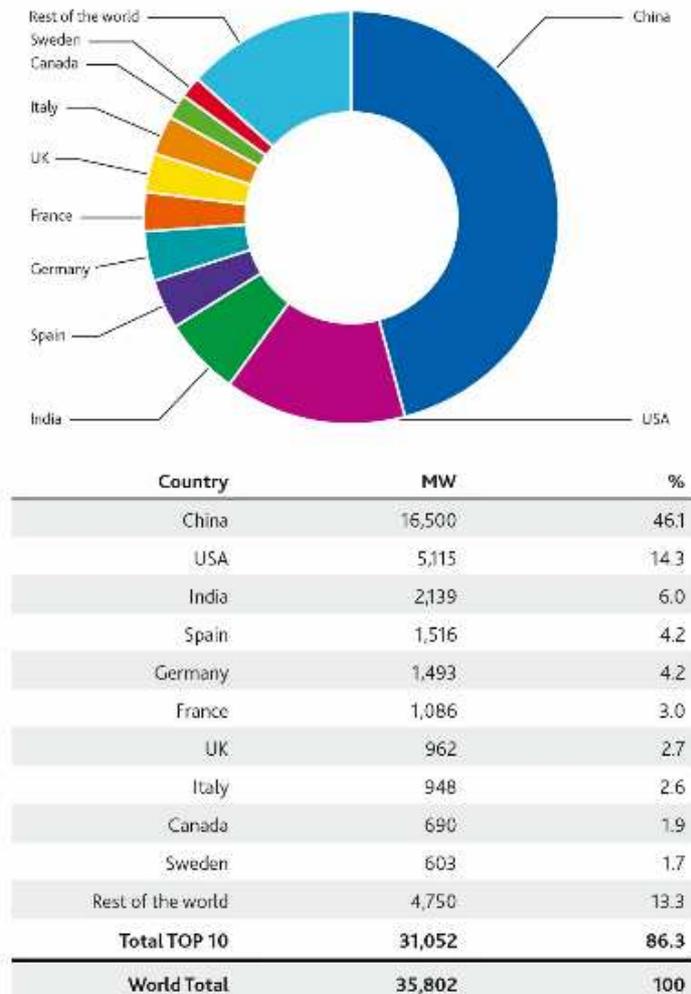


Figura 3.4: Top 10 potencia instalada en 2010.
Fuente: GWEA

3.2.- Aspectos positivos y negativos de la energía eólica

3.2.1.- Aspectos positivos

La razón fundamental que justifica el uso de esta energía es que cada kWh producido por el viento es un kWh menos producido por una central convencional. Esto implica ahorro de energía primaria y, además, ausencia de emisiones (contaminación nula). Los actuales aerogeneradores recuperan rápidamente toda la energía gastada en su fabricación, instalación, mantenimiento y desmantelamiento.

Desaparece la dependencia energética con el exterior, con las consecuencias económicas y políticas que esto conlleva.

Hace posible el acceso a la electricidad de zonas alejadas de los grandes sistemas eléctricos, comúnmente llamadas zonas aisladas.

Un beneficio socioeconómico es la generación de empleo. La eólica es, asimismo, la tecnología renovable que más empleo ha creado hasta el momento. El desarrollo de la eólica en España está permitiendo, además, el desarrollo tecnológico en nuestro país y nuevas oportunidades de negocio para la industria.

Un parque eólico puede ocupar mucho espacio, pero los molinos en si ocupan muy poco, con lo cual, podemos usar el terreno para plantaciones o cualquier otra actividad.

Un parque eólico es una instalación reversible, tras su clausura, devuelve al suelo su apariencia original.

3.2.2.- Aspectos negativos

La energía eólica presenta un aspecto no deseable que la convierte en singular y problemática: es una energía poco predecible. Este es el principal problema, puesto que no sabemos cuando podemos hacer uso de ella, lo que implica una complicada gestión de reparto de energía en el mercado de la electricidad. Además de la falta de viento hay que tener en cuenta el exceso del mismo, dado que los aerogeneradores

tienen una limitación superior de trabajo, ya que, fuertes vientos producen grandes esfuerzos en el eje y pueden dañar la estructura. Con lo cual el generador se para en estos casos con el consecuente descenso de la producción, a pesar de haber viento. Para salvar los valles en la producción de energía eólica es indispensable un respaldo de las energías convencionales. Pero las centrales convencionales trabajando como respaldo no funcionan en su régimen óptimo, consumiendo aún más combustible por kWh producido.

Los Parques Eólicos suelen estar situados en zonas naturales aisladas, incidiendo en el paisaje con la construcción de pistas y caminos. Además de la consecuente línea de alta tensión para evacuar la producción.

Supone un impacto ambiental, tanto para la vista humana, como para la avifauna.

Provoca contaminación acústica tipo mecánica y aerodinámica, además de grandes cantidades de lubricante de desecho, en las operaciones de mantenimiento.

Genera sombras móviles, la permanente exposición a ellas junto con el ruido puede generar situaciones de estrés.

3.3.- Energía primaria: El viento

3.3.1.- Origen del viento

El viento se produce por el movimiento de las masas de aire en la troposfera, la capa más baja de la atmósfera. Dentro de ella, los vientos que tendrán interés desde el punto de vista energético son los que se producen a nivel de la superficie terrestre.

Los movimientos de masas de aire son debidos a desequilibrios por las diferentes temperaturas entre los polos y el ecuador, motivados por la diferente radiación solar que reciben. Las capas de aire caliente ascienden dejando hueco libre para las capas de aire frío, generando así el movimiento. En definitiva la atmósfera es un sistema inestable, y el viento es el mecanismo que tiene la Tierra para intentar equilibrarlo mediante el flujo de masas de aire.

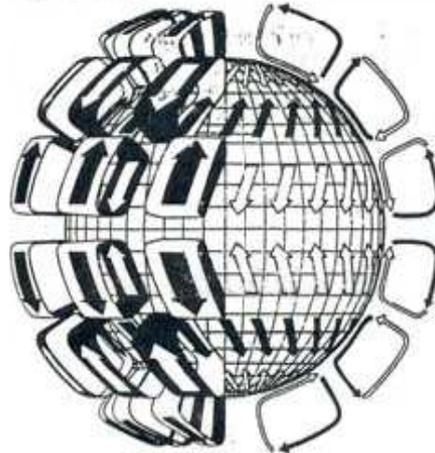


Figura 3.5: Circulación del aire a escala planetaria. Fuente: Endesa.

3.3.2.- El gradiente horizontal de presión

El gradiente horizontal de presiones viene representado en los mapas meteorológicos mediante las isobaras. Los movimientos de masas de aire tienden a compensar las diferencias de presión, de modo que, a mayor gradiente de presión, mayor velocidad de viento.

En principio, el movimiento de las masas de aire se realiza de las altas a las bajas presiones, perpendicularmente a las isobaras. Sin embargo, en la atmósfera libre, el viento sopla paralelo a las isobaras, dejando las zonas de altas presiones a la derecha y las bajas a la izquierda en el hemisferio norte. Esto es debido a la presencia de la fuerza de Coriolis (debido al giro de la Tierra). Al viento ideal que cumple esto se le llama viento geostrófico, y su velocidad, velocidad geostrófica.

El rozamiento con la superficie es otro factor que influye sobre la distribución de velocidades. El rozamiento hace disminuir la velocidad del viento, y por tanto, la fuerza de Coriolis también disminuye, alcanzándose un nuevo equilibrio. De esta forma, el viento cortará oblicuamente a las isobaras desde las altas a las bajas presiones.

Verticalmente este efecto se ve minimizado, con lo que la velocidad aumentará y también la fuerza de Coriolis, alcanzándose la velocidad geostrófica. Asimismo, el ángulo con el que el viento cortará a las isobaras variará con la altura. La curva de variación vertical del viento se llama espiral de Eckman.

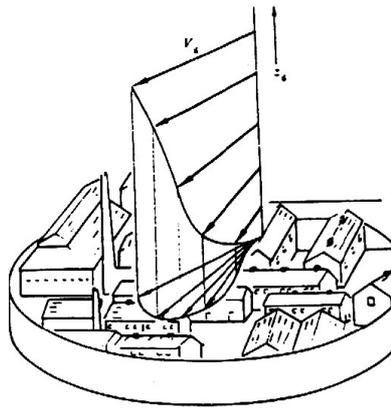


Figura 3.6: Espiral de Eckman. Fuente: Universidad de Zaragoza.

3.3.3.- Estabilidad atmosférica

A medida que se asciende en altitud, la temperatura desciende. Por una parte, la atmósfera emite más radiación que la que absorbe, y por otra, las capas bajas de la atmósfera se calientan como consecuencia de la radiación emitida por el suelo. Cuando una masa de aire a altura Z_1 , con P_1 , T_1 , ρ_1 asciende hasta una altura Z_2 , puede ocurrir:

1) El aire a altura Z_2 tiene la misma temperatura que el aire que se ha elevado de forma adiabática. $T_2=T_1$, por tanto, $\rho_2=\rho_1$. El aire no tenderá ni a subir ni a bajar. Es una atmósfera neutra.

2) El aire a altura Z_2 tiene una temperatura mayor que la del aire que ha ascendido adiabáticamente. Por tanto, $\rho_2<\rho_1$. La masa que ha ascendido volverá a su posición inicial. Es una atmósfera estable.

3) El aire a altura Z_2 tiene una temperatura menor que la del aire que ha ascendido adiabáticamente. Por tanto, $\rho_2>\rho_1$. La atmósfera será inestable. La masa de aire seguirá ascendiendo, y el aire más denso tenderá a descender y a ocupar el hueco dejado por la masa que ha ascendido. Se producirán movimientos verticales que tenderán a mezclar la atmósfera, dando lugar a un movimiento más rápido del aire.

3.3.4.- Rugosidad del terreno

El terreno provoca una fuerza de rozamiento que frena el viento en la superficie. Esta fuerza depende de las rugosidades de los diferentes terrenos. La rugosidad de una superficie se determina por el tamaño y distribución de los elementos de rugosidad que contiene. Se evalúa mediante el parámetro denominado longitud de rugosidad Z_0 , que nos da la altura a la cual la velocidad media es cero cuando el viento tiene una variación logarítmica con la altura:

$$Z_0 = \frac{0.5 \cdot S \cdot h}{A_h}$$

Con:

h : altura cara al viento de los elementos de rugosidad.

S : sección cara al viento de los elementos de rugosidad.

A_h : área horizontal media correspondiente a cada obstáculo.

Z_0 : Longitud de rugosidad (véase Cuadro 3.2.)

Tipo de terreno	Z_0 (mm)
Muy suave; hielo o lodo	0.01
Mar abierto en calma	0.20
Mar picado	0.50
Superficie de nieve	3.00
Césped	8.00
Pasto quebrado	10.00
Campo preparado para cultivo	30.00
Cultivo	50.00
Pocos árboles	100.00
Varios árboles, hileras de árboles, pocas construcciones	250.00
Bosques, tierras cubiertas con árboles	500.00
Suburbios	1500.00
Centros de ciudades con edificios altos	3000.00

Cuadro 3.2: Longitud de rugosidad superficial. Fuente: Endesa.

3.3.5.- Efectos locales

Aparte de las condiciones generales, existen efectos locales responsables de vientos de cierta importancia, tanto más, cuanto menor importancia tienen los vientos generales. Incluso existen ciertas regiones del mundo donde los vientos locales encubren totalmente a los generales.

Los efectos locales pueden tener dos orígenes:

- Origen térmico:

- Brisas, debidas al diferente calentamiento de la tierra y el mar. El viento sopla hacia tierra durante el día, siendo el sentido contrario durante la noche.

- Viento de ladera y valle. Al amanecer, se calientan las laderas del valle y comienzan sobre ellas los flujos de aire ascendentes. A mediodía las corrientes ascendentes ya son fuertes y el aire comienza a subir valle arriba. Tras la puesta de sol se producen vientos de ladera descendentes, y finalmente, vientos descendentes a lo largo del valle.

Los vientos de origen térmico no tienen suficiente contenido energético, por lo que no son susceptibles de ser aprovechados, salvo en aquellos emplazamientos de cierta regularidad de viento.

- Origen geográfico:

- Las colinas, acantilados y pequeños valles pueden dar lugar a la formación de vientos con suficiente contenido energético susceptibles de ser aprovechados energéticamente.

3.3.6.- Variaciones del viento

El viento es una fuente de energía cuya característica fundamental es la irregularidad. Las variaciones de viento hay que caracterizarlas desde dos puntos de vista, variaciones temporales y variaciones espaciales, siendo su conocimiento de vital importancia a la hora de seleccionar un emplazamiento para un parque eólico.

3.3.6.1- Variaciones temporales

- *Turbulencia atmosférica*

La turbulencia atmosférica tiene una vital importancia sobre los siguientes aspectos:

- Cargas dinámicas estructurales sobre aerogeneradores.
- Variaciones de la potencia suministrada.
- Emplazamientos de plantas eólicas, atendiendo a la orografía y a la disposición de aerogeneradores.

Las fluctuaciones turbulentas son esencialmente irregulares por lo que lo más adecuado es realizar un tratamiento estadístico de las mismas. Se considera la turbulencia como la incorporación de todas las fluctuaciones de frecuencias más altas que la variación de la velocidad media.

- *Rafagosidad del viento*

Un aspecto importante a tener en cuenta lo constituyen los valores máximos, rachas o picos de viento que implican variaciones bruscas de esfuerzos dinámicos o estructurales. El análisis de los datos de viento muestra que en general el valor de la racha máxima, la velocidad media y la desviación estándar están relacionados.

3.3.6.2.-Variaciones espaciales del viento

- *Variación vertical del viento*

La variación vertical del viento está estrechamente relacionada con los gradientes verticales de temperatura y con el rozamiento de la corriente de aire con la superficie terrestre, el perfil vertical del viento no es constante, y aumenta con la altura. Se han determinado expresiones empíricas, como la ley potencial. Si conocemos la velocidad v_0 a la altura h_0 , la velocidad v a la altura h vendrá dada por:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{h}{h_0} \right)^\alpha$$

donde α es el coeficiente de fricción, un parámetro que depende de la rugosidad de la superficie. (Ver cuadro 3.3)

Tipo de terreno	Coefficiente de fricción α
Lagos, océano, superficies suaves y duras	0.10
Césped	0.15
Terrenos de cultivo, setos o vallas, y arbustos	0.20
Campo boscoso con muchos árboles	0.25
Pueblo pequeño con algunos árboles y arbustos	0.30
Área de la ciudad con edificios altos	0.40

Cuadro 3.3: Coeficiente de fricción en función del terreno. Fuente: Endesa.

El método seguido tradicionalmente es suponer atmósfera neutra y hacer una estimación de la longitud de rugosidad, y a partir de las medidas de viento a un nivel h , estimar los resultados a otra altura h_0 , con la expresión:

$$\frac{v}{v_0} = \frac{\ln h_0 - \ln z_0}{\ln h - \ln z_0}$$

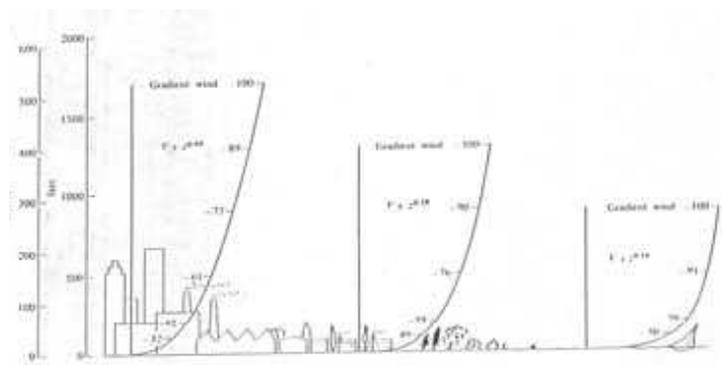


Figura 3.7: Perfil de variación vertical de la velocidad del viento. Fuente: Endesa.

- *Efectos del terreno y perturbaciones del flujo*

Se considera un terreno como llano cuando las diferencias de elevación entre el lugar de referencia y el terreno circundante en un radio de 12 km son inferiores a 60 m y cuando la relación entre la altura y anchura de las elevaciones en un radio de 4 km es inferior a 0.02.

Ahora bien, cuando el terreno del emplazamiento del parque eólico deja de ser plano, la rugosidad del terreno y la presencia de obstáculos se encargan de modificar el perfil vertical del viento.

Este apartado se desarrollara con más detenimiento en el Anexo 1, donde se analizará la construcción de una matriz de correlación de vientos entre los diferentes puntos donde estén situados nuestros aerogeneradores. Trataremos en este anexo la extrapolación espacial.

3.4.- Potencia eólica disponible

Un aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento en un par, actuando sobre las palas del rotor. La cantidad de energía transferida al rotor por unidad de tiempo, o potencia eólica disponible en una sección de área A perpendicular a una corriente de aire con velocidad v será el flujo de energía cinética, es decir,

$$P = \frac{E_{Cinética}}{t} = \frac{1/2 \cdot m \cdot v^2}{t} = \frac{1/2 \cdot \rho \cdot V \cdot v^2}{t} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot Q \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

P = Potencia del viento que barre un área plana

$E_{cinética}$ = Energía cinética del viento

v = Velocidad del viento

ρ = Densidad del viento

V = Volumen de viento

m = Masa de viento

t = Tiempo

Q = Caudal de viento

A = Área plana que barren las palas

Por tanto, la potencia disponible en las masas de aire en movimiento es directamente proporcional a la densidad, al área barrida del rotor y al cubo de la velocidad del viento.

-*Densidad.* La energía cinética de un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa. Así, la energía cinética del viento depende de la densidad del aire. A presión atmosférica normal y a 15° C el aire tiene una densidad de unos 1,225 kg/m³. La densidad disminuye ligeramente con el aumento de la humedad; además, el aire es más denso cuando hace frío que cuando hace calor; por último, a grandes altitudes la presión del aire es menor y el aire es menos denso.

-*Área de barrido del rotor.* El área del rotor determina cuanta energía es capaz de capturar una turbina eólica. Dado que el área del rotor es proporcional al cuadrado del diámetro del rotor, en principio parece muy suculenta la idea de poner palas muy largas. Con el siguiente esquema (figura 3.8.) nos podemos hacer una idea de que diámetro corresponde con que potencia aproximadamente:

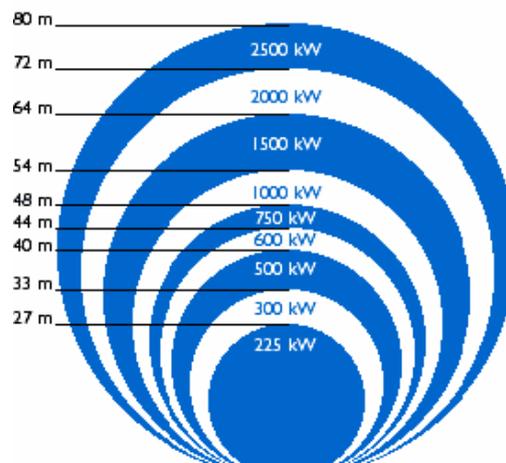


Figura 3.8: Longitud de pala típica. Fuente: WINDPOWER.org.

-La *velocidad del viento*. La potencia eólica varía con el cubo de la velocidad del viento, por lo tanto, la velocidad del viento influye altamente en la potencia.

3.5.- Potencia eólica aprovechable

Realmente nunca seremos capaces de capturar toda la energía que hay en el viento utilizando un aerogenerador. El viento va con una velocidad v_1 antes de tocar las palas y sale con otra velocidad v_2 una vez las abandona. La diferencia entre esas dos velocidades es la energía cinética que el aerogenerador se queda. Si consiguiéramos que v_2 fuera cero estaríamos extrayendo toda la energía al viento, pero físicamente esto no se consigue (véase figura 3.9.).

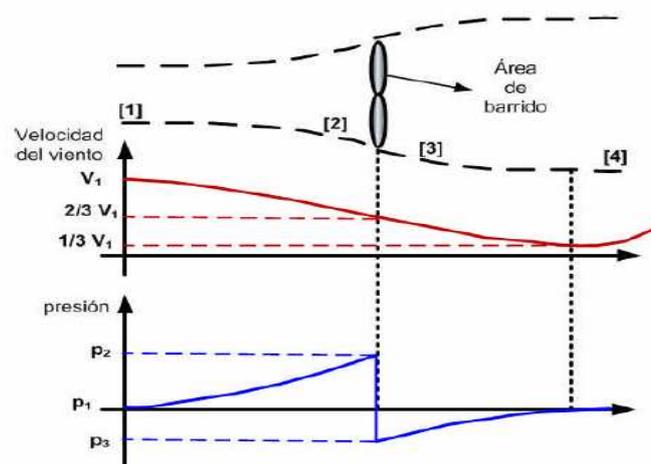


Figura 3.9: Distribución de velocidades y presiones. Fuente: Universidad de Zaragoza

El rotor de la turbina eólica frena 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 derecha del esquema que en la parte izquierda (Figura 3.9). Dado que la cantidad de aire por segundo que pasa a través del área barrida se conserva, el aire ocupará una mayor sección transversal detrás del plano del rotor. Por su parte, la presión irá aumentando conforme el viento se acerca a las palas, puesto que estas hacen de barrera, en cuanto las pase la presión caerá; posteriormente volverá a subir poco a poco hasta que se iguale de nuevo con la presión de la zona.

Anteriormente se ha visto cual es la energía contenida en una masa de aire en movimiento. Como se ha visto anteriormente no toda esa potencia disponible en el aire puede aprovecharse.

Además de las características del viento, la potencia aprovechable depende también de las características de funcionamiento de la máquina. Habrá que considerar, asimismo, las pérdidas mecánicas en la transmisión y la eficiencia eléctrica del generador.

Se define el coeficiente de potencia (C_p) de un aerogenerador como la fracción de potencia contenida en el viento incidente que es realmente capturada por el aerogenerador. Es una medida de la eficiencia de la máquina.

$$P_D = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p$$

P_D : Potencia disponible

ρ : Densidad del viento

A : Área expuesta al viento incidente

v : Velocidad del viento incidente.

El valor del coeficiente como hemos visto nunca puede alcanzar el 100% respecto a la potencia incidente. El valor máximo fue determinado por el físico alemán Albert Betz, con la que se conoce como la Ley de Betz.

La ley de Betz dice que usando un aerogenerador se puede convertir como máximo el 16/27 de la energía cinética en energía mecánica; que es lo mismo que decir que la conversión de energía no superara nunca el 59 %.

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 teoría de cantidad de movimiento, en la que se basó Betz, es una teoría ingeniosa pero sencilla y, en consecuencia, tiene las siguientes limitaciones a efectos prácticos:

- no considera los efectos viscosos del fluido
- las magnitudes son magnitudes equivalentes en cada sección recta del tubo de corriente. No permite cálculos locales en zonas determinadas del rotor, ni tiene en cuenta los cambios de la velocidad incidente con la altura
- no tiene en cuenta el número de palas del aerogenerador
- no tiene en cuenta el giro del rotor ni calcula pares ni fuerza. En particular, no calcula el par motor del rotor.
- no considera fenómenos no estacionarios como ráfagas o variación de la velocidad del aire con el tiempo, o variación en la velocidad de giro del rotor, etc.

Veamos un gráfico (Figura 3.10.) en el que presentamos el coeficiente de potencia en función de la velocidad del viento:

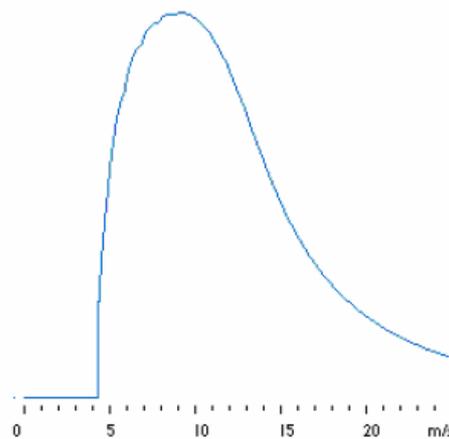


Figura 3.10: Distribución del coeficiente de potencia. Fuente: WINDPOWER.org

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, el valor de la velocidad del viento al que se obtiene el máximo coeficiente de potencia debe elegirse de modo que la producción total de energía en un determinado emplazamiento resulte máxima. Esto implica que vamos a perder mucha energía en los casos probables de que el viento sople por encima o por debajo de tal velocidad. Este es el motivo del desarrollo de los aerogeneradores de velocidad variable.

3.6.- Efecto estela. Disposición de aerogeneradores.

Como hemos visto en el punto anterior, el viento que abandona la turbina tiene un contenido energético menor que el que llega a la turbina. La turbina eólica frena el viento cuando captura su energía cinética. De hecho, habrá una estela tras la turbina (Figura 3.11), es decir, una larga cola de viento bastante turbulenta y ralentizada, si se compara con el viento que llega a la turbina.

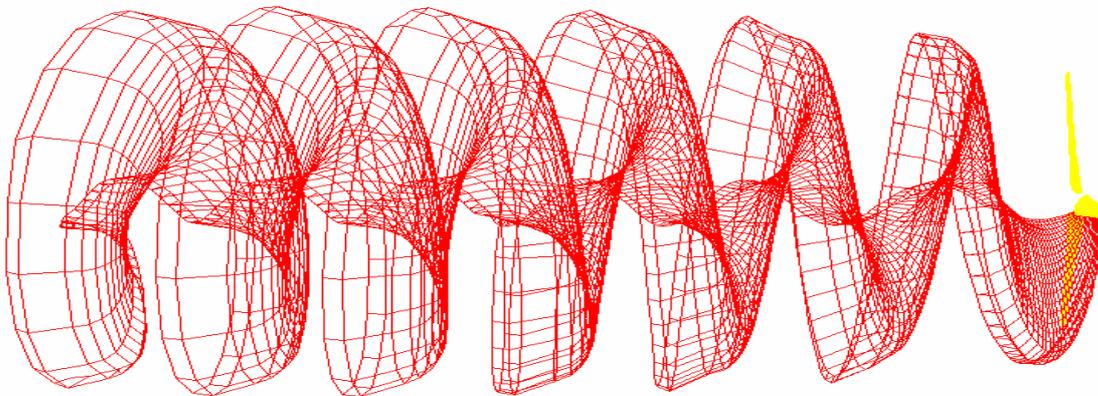


Figura 3.11: Representación del efecto estela. Fuente: GAMESA Eólica

En los parques eólicos, para evitar una turbulencia excesiva corriente abajo 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.

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. En la figura 3.12. se observa una distribución típica en planta de un parque.

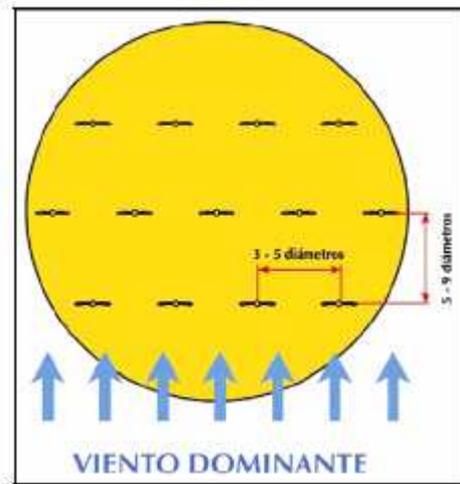


Figura 3.12: Distribución del coeficiente de potencia. Fuente: WINDPOWER.org

Como norma general, los aerogeneradores se sitúan a tresbolillos, para que la estela afecte lo menos posible a las máquinas corriente abajo, 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 la figura a continuación (Figura 3.13), se muestra el defecto de velocidad debido al efecto estela. Es un estudio realizado por el departamento de Mecánica de Fluidos de ETSII-UPM. Corte por un plano horizontal a la altura del buje. La dirección del viento es de izquierda a derecha con una velocidad de 9 m/s.

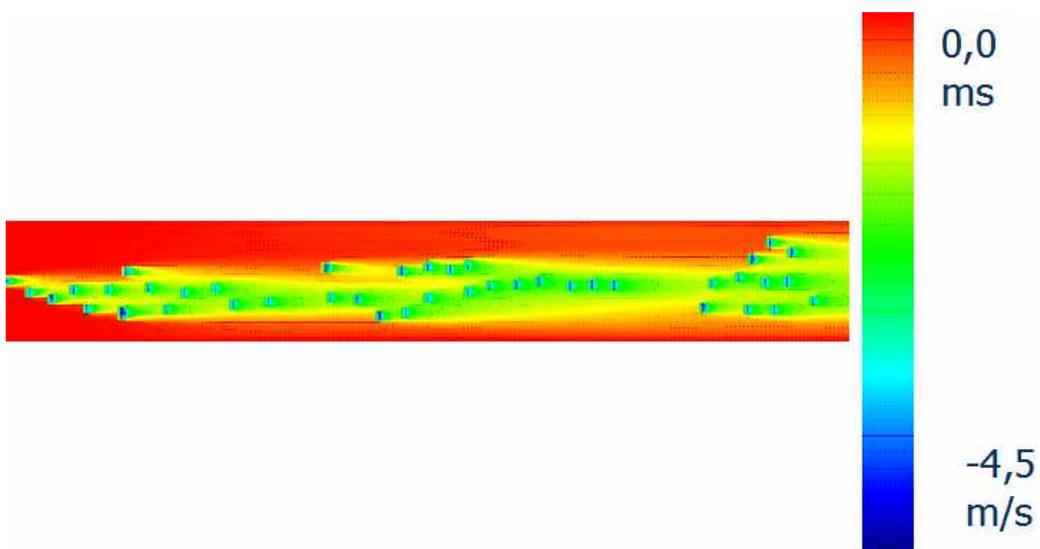


Figura 3.13: Pérdida de velocidad por efecto estela. Fuente: ETSII-UPM

3.7.- Comparación de potencias

En el siguiente gráfico (Figura 3.14.) podemos ver de forma cualitativa, la disminución que sufre la potencia desde que la lleva el viento hasta que la convertimos en electricidad, en función de la velocidad del viento. La potencia extraída por el rotor está limitada por la ley de Betz. Por su parte, la potencia que conseguimos transformar a eléctrica está limitada por la eficiencia del generador (perdidas).

El gráfico muestra las siguientes potencias:

- Potencia del viento, en gris.
- Potencia mecánica en el rotor, en azul.
- Potencia eléctrica en bornas, en rojo.

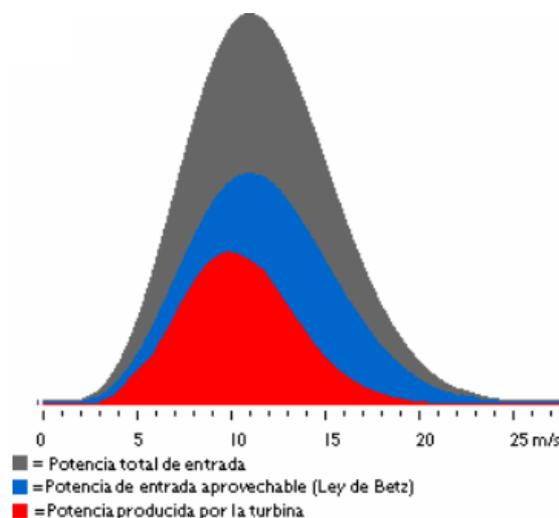


Figura 3.14: Pérdidas de potencia en el proceso de generación. Fuente: WINDPOWER.org

3.8.- Potencial eólico de la zona.

Conocer la potencia eólica de la zona presenta ciertas dificultades, porque necesitamos hacer previsiones de viento. Los valores necesarios se toman haciendo medida en el lugar concreto, ya que el viento tiene características bastante locales. Se

pueden tomar diversas fuentes de información, y a menudo se usa más de una a la vez. Tenemos las siguientes posibilidades:

- Datos tomados en el sitio: Medidas de velocidad y dirección del viento, temperatura, presión, etc. Este método encierra el carácter local del viento, pero los datos no son muy fiables, porque no daría tiempo a captar información a largo plazo.
- Datos meteorológicos archivados: Este método sí cumple la fiabilidad del largo plazo pero, sin embargo, estos datos no van a coincidir con la ubicación exacta del lugar donde tengo mi parque (estos datos suelen archivar, por ejemplo, en aeropuertos).
- Modelado: Consiste en usar un programa de simulación de viento.

3.8.1.- Tratamiento de los datos eólicos

Los datos de viento obtenidos se tratan estadísticamente, con el fin de obtener la distribución por rumbos de las direcciones y la distribución por frecuencias de las velocidades.

-Distribución de direcciones.

La distribución de direcciones de viento es de vital importancia a la hora de ubicar las turbinas eólicas en terrenos no uniformes.

La representación más habitual es la de la rosa de los vientos, en la que se expresa el porcentaje de tiempo en el que el viento tiene una determinada dirección.

-Distribuciones de velocidades.

El conocimiento de la distribución de probabilidades de velocidades de viento (v) es muy importante a la hora de determinar el potencial eólico disponible.

La expresión analítica más utilizada en los estudios de energía eólica es la distribución de Weibull, cuya forma general es:

$$p(V) = \frac{K}{C} \left(\frac{V}{C} \right)^{K-1} \exp \left[- \left(\frac{V}{C} \right)^K \right]$$

- $p(V)$ Frecuencia con la que aparece una velocidad de viento
- K Parámetro de forma de la función de Weibull, es adimensional.
- C Factor de escala (m/s) cuyo valor es cercano a la velocidad media

Se denomina distribución de Rayleigh al caso particular de la distribución de Weibull con $k=2$ (Véase figura 3.15.).

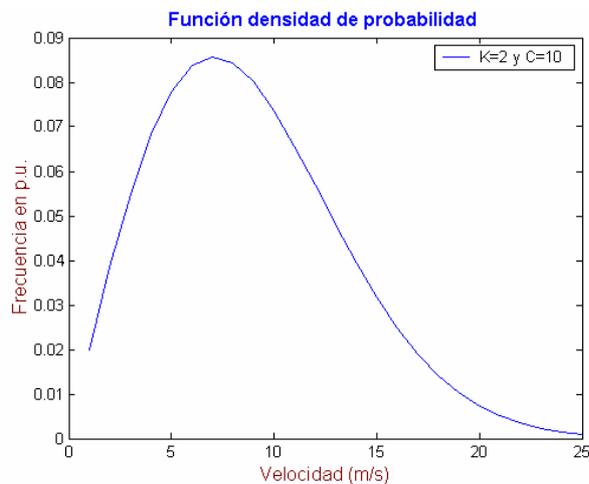


Figura 3.15: Función de densidad de probabilidad de Weibull (Distribución de Rayleigh, para $k=2$).

Fuente: Universidad de Sevilla.

Por otro lado la función de distribución de Weibull $P(V)$ muestra la probabilidad de que la velocidad del viento exceda un valor V . La expresión de la función probabilidad de la Weibull aplicado a este caso es:

$$P(V) = \exp\left[-\left(\frac{V}{C}\right)^K\right]$$

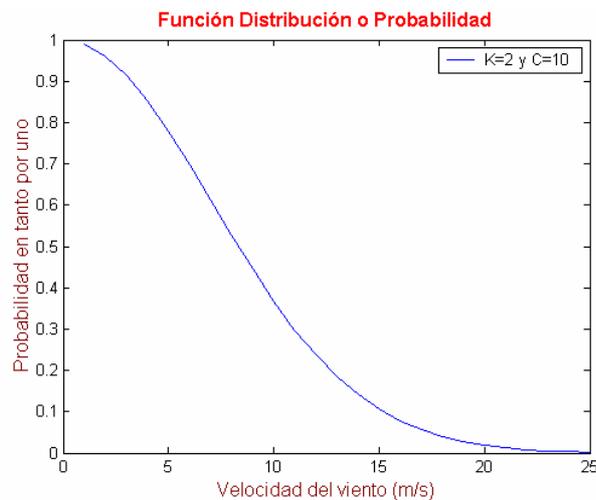


Figura 3.16: Función de probabilidad. Fuente: Universidad de Sevilla.

3.8.2.- Evaluación de la energía producida

El objetivo en la selección de emplazamientos para instalaciones eólicas es maximizar la captación de energía.

Existen diferentes procedimientos para evaluar la producción energética en un emplazamiento, cada una de ellas con una precisión determinada. La que nosotros llevaremos a cabo en el desarrollo del proyecto es la siguiente.

Existe una determinada probabilidad de que tengamos una velocidad de viento V , sabiendo esta probabilidad se sabe el número de horas anuales que se tendrá esa velocidad. Dicha velocidad se traslada a la altura del buje y con la curva viento/potencia de la máquina (proporcionada por el fabricante) se obtiene la potencia correspondiente. Esa potencia por el número de horas nos da la energía que se obtendrá para esa velocidad V . Haciendo este proceso para todas las velocidades de viento posible se obtiene la energía anual del aerogenerador.

Dado que en principio no es común el disponer de los datos de viento en el lugar preciso de un posible emplazamiento, en la actualidad se han ido desarrollando herramientas informáticas, que permiten la extrapolación de los datos de viento recogidos en un determinado lugar a otro diferente. La metodología seguida por estos programas de uso extendido se estudia en el Anexo 1 del presente documento.