

# LA ENERGÍA EÓLICA EN SIERRA MÁGINA

*José A. La Cal Herrera.*

## **RESUMEN**

La comarca de Sierra Mágina posee un potencial elevado de recurso eólico, además cuenta con el único parque de la provincia. Se trata de un recurso invisible, renovable y autóctono, cuyo aprovechamiento racional no tiene porque causar impactos ambientales significativos y sí beneficiar a los habitantes de una comarca que ha destacado precisamente por una aprovechamiento sostenible de sus recursos.

Desde AGENER, S.A., se está trabajando en la elaboración del mapa eólico provincial con la finalidad de poner a disposición de los ayuntamientos de la comarca los mecanismos suficientes para valorizar este recurso que puede reportar, además de beneficios ambientales y energéticos, unos ingresos para las siempre debilitadas arcas municipales.

## **SUMMARY**

Sierra Mágina has an important wind potential and the only wind farm existing is located into it. Wind is a renewable and local resource, which could be used as primary energy without negative impacts and to benefit the economy and citizens of this area of the province of Jaén.

Agener, the energy management agency, is working on elaboration of provincial wind map to set an instrument for the Sierra Mágina councils, which allow to achieve economical, social, environmental and economic benefits for them.

## **1. INTRODUCCIÓN. BREVE HISTORIA DE LA ENERGÍA EÓLICA.**

**L**a utilización del viento como fuente de energía ha sido una constante durante toda la historia de la humanidad. Las distintas culturas han ido empleando la tecnología eólica en aplicaciones tan diversas como los barcos de vela, la molienda o el bombeo de agua para riego o abastecimiento humano. En el siglo VII a.c., en Babilonia, ya se utilizaron molinos de viento para el regadío de llanuras en Mesopotamia. También existen evidencias de utilización de la energía del viento en el siglo III a.c., en Egipto. Del mismo modo, en China se utilizaban este tipo de aparatos para regadío, denominándose panémonas.



Durante la edad media se extendió el uso de los molinos de viento en Europa, comenzando por Grecia, Italia y Francia. En el siglo XIV, Holanda ya utilizaba molinos con un diseño más perfeccionado para drenaje de agua, llegándose a instalar en el siglo XVIII más de 20.000. En el mismo siglo se construye el primer molino multipala (Leopold Jacob en 1724), cuyo diseño se basó en un rotor que accionaba un pistón. Debido a su uso extensivo en América se denominó “molino multipala americano”.

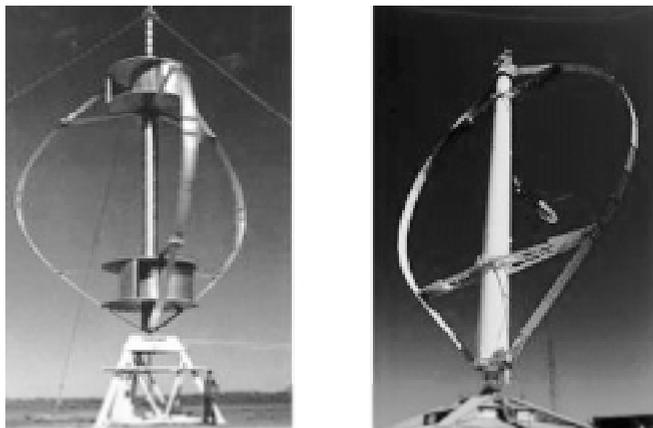
Hasta finales del siglo XIX no se plantea el uso de los llamados molinos para producción de energía eléctrica. El profesor Lacour en 1892, con el apoyo de un programa de desarrollo eólico del gobierno de Dinamarca,

diseña el primer aerogenerador. Se trataba de una máquina cuatripala de una potencia comprendida entre 5 y 25 kW, con una altura de buje de 24 metros y un diámetro de rotor de 25 metros, llegándose a instalar más de 100 antes de la primera guerra mundial. El principal problema de estos aerogeneradores era que no estaban conectados a red y por tanto no se podía adaptar su producción energética a la demanda, puesto que, tal y como sucede en la actualidad, resultaba complicado y difícil almacenar la energía.

En el siglo XX comienza el despegue de la tecnología eólica como consecuencia de los avances en los campos de la aerodinámica, la resistencia de materiales, la electricidad, la electrónica y los métodos de cálculo, pudiendo afirmarse que el sector eólico se ha beneficiado enormemente de los logros de la aerodinámica, como por ejemplo los perfiles de las palas. En 1927 se demostró que sólo se podía aprovechar el 60% de la energía cinética del aire (Ley de Betz), también se avanzó en la velocidades en puntas de pala, multiplicándose por 4 ó por 5 con respecto a la lineal del viento. Asimismo, se averiguó que al aumentar la velocidad del rotor, disminuía la influencia en el rendimiento del sistema del número de palas. Otra innovación de la época fue en los sistemas de cambio de paso, que mejoraban el control de potencia en las turbinas.

Las crisis energéticas de 1950 y 1970 frenaron el desarrollo eólico, abandonándose muchos de los programas de fomento existentes, excepto en Dinamarca, país que lidera la tecnología eólica en Europa.

En la actualidad, el tipo de aerogenerador más utilizado es el de eje horizontal y tripala, sin embargo ha habido otros diseños basados en otro tipo de tecnologías como los de eje vertical, clasificados en Darrieus, Savonius y ciclogiro, siendo los primeros los que más desarrollo tecnológico alcanzaron, con potencias de hasta 2 MW, en desarrollos de 2 ó 3 palas.



*Aerogeneradores de eje vertical "Savonius" y "Darrieus"*

Las ventajas de estos sistemas de eje vertical radican en que no requieren la instalación de sistemas de orientación ni de variación de ángulo de palas, y que el generador y la multiplicadora no necesitan colocarse a una determinada altura sobre el suelo. Sin embargo, como desventajas pueden citarse que se pierde gran parte de la energía como consecuencia de partir del suelo directamente, además de requerir de una aportación de energía del exterior para el arranque; sin olvidar las dificultades a la hora del mantenimiento que pueden conllevar hasta el desmontaje de la máquina.

Los aerogeneradores de eje horizontal se sustentan en una torre, para permitir el giro de las palas, y para captar la máxima cantidad de energía posible, la cual es mayor a medida que aumenta la distancia al suelo. A su vez, este tipo de máquinas se clasifican, en función de la posición del rotor, en a sotavento y a barlovento. En el primer caso las palas se sitúan aguas abajo de la torre, evitándose de este modo impactos de pala con torre, lo que redundaría en una mayor flexibilidad y ligereza de las palas, no siendo necesario un sistema de orientación activo, ya que se puede lograr por la simple acción del viento, con un adecuado diseño de rotor

y góndola. Por el contrario, situarse a rebufo de la torre, crea fluctuaciones de potencia que suponen cargas de fatiga en la multiplicadora. Además, carecer de los equipos de orientación puede acarrear problemas en las líneas eléctricas al no existir un sistema de desenrollamiento fiable y controlable.

Los aerogeneradores con el rotor a barlovento son los más extendidos en el mercado, ya que, aunque puedan presentar algunos inconvenientes, la potencia se mantiene más constante que en el otro tipo y el resto de inconvenientes son más fácilmente subsanables por medio de elementos de control o de materiales adecuados.

Otro aspecto importante que afecta al diseño de los aerogeneradores de eje horizontal es el número de palas, siendo los más extendidos de una, dos y tres, ya que a partir de este número influyen el coste y las turbulencias. Los más utilizados son los de tres palas porque son los más fáciles de calcular y los que menores cargas por torre generan. En los mono y bipala existe una complicación añadida al cálculo de las palas, debido a que cuando el rotor está girando y se encuentra en posición vertical, una pala está en posición de máxima energía y otra al contrario (paso por torre). Estos tipos también generan un mayor impacto tanto acústico como visual, ya que necesitan mayor velocidad de giro para producir la misma cantidad de energía que uno tripala.

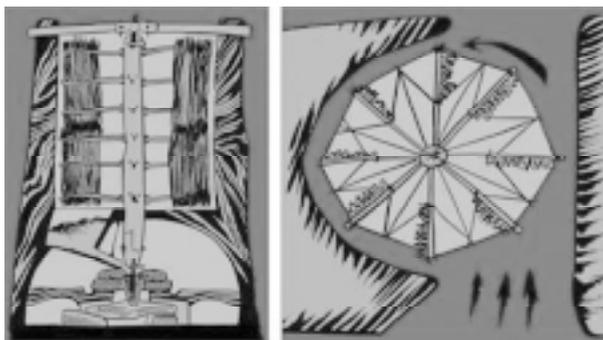


*Aerogeneradores “bipala” y “monopala”*

Por tanto, y a modo de resumen, puede afirmarse que la tecnología eólica actual está basada en aerogeneradores tripala, con rotor a barlovento y eje horizontal, como los instalados en el parque eólico de la Sierra del Trigo, en la Comarca de Sierra Mágina.



*Aerogeneradores tripala, con rotor a barlovento y eje horizontal.*



*Molino de eje vertical utilizado en la antigua Persia para moler grano.*

## 2. EL RECURSO EÓLICO: PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS.

El viento se genera como consecuencia de un gradiente térmico entre zonas de la superficie terrestre, de forma que el más caliente, menos pesado, tiende a ascender ocupando su lugar el frío, más denso. A estos efectos térmicos, se suman los dinámicos, debido a la rotación de la tierra, dando lugar a lo que se conoce como circulación general de la atmósfera. También influye sobre el viento, a un nivel más local, la orografía del terreno, es decir, los efectos topográficos, y también los climáticos.

El viento, considerado como recurso energético, posee una serie de características que influyen en su disponibilidad al presentar importantes variaciones a

diferentes escalas temporales y espaciales, tanto en superficie como en altura. Este gradiente de velocidad supone una importante variación en la energía proporcionada, puesto que ésta depende del cubo de la velocidad por unidad de área.

Las características del viento influirán en:

- La selección de los emplazamientos para la instalación de parques eólicos.
- La estimación de la producción energética y en el funcionamiento global de los parques.
- El diseño del parque eólico si se tienen en cuenta condiciones extremas del viento como rachas máximas, turbulencias, ...

En cualquier caso, el primer paso para la configuración de un parque eólico es el conocimiento de esta variable meteorológica.

La troposfera, que es la capa más baja de la atmósfera, es la que más afecta al tema de la energía eólica, puesto que el viento en superficie se produce a unos pocos centenares de metros. La radiación solar recibida por la Tierra produce unos gradientes de presión que provocan el movimiento del aire. Dependiendo de áreas de alta o de bajas presiones, el viento se ve influenciado por la fricción, de forma que los vientos superficiales se comportan de forma diferente a los de en altura. A ras de suelo o a pocos metros de la superficie, el rozamiento frena al viento, mientras que a medida que se asciende en la vertical, su velocidad aumenta.

Por lo general el viento no es una corriente constante, sino que se producen rachas de dirección variable. Las que se producen en las proximidades de la corteza terrestres se deben a las irregularidades en la superficie.

El viento está afectado por varias fuerzas. Una de ellas es la de Coriolis, la cual se define según la siguiente expresión:

$$F = -2\Omega \text{sen}\varphi V$$

Donde “ $\Omega$ ” es la velocidad angular de la tierra, “ $\varphi$ ” es la latitud y “ $V$ ” la velocidad. Se trata de una fuerza aparente causada por la rotación de la tierra, es decir, si la tierra no rotase, el aire se movería directamente de una zona de alta presión a una de presión más baja. Esta fuerza aparente aumenta a medida que se incrementa la velocidad del viento, permanece en ángulos rectos en relación con la dirección del viento y crece con la latitud, siendo mayor en los polos ( $\text{sen}\varphi=1$ ) y nula ( $\text{sen}\varphi=0$ ) en el Ecuador.

Otra fuerza es la del gradiente de presión. La presión se define como la fuerza por la unidad de superficie, por tanto la presión atmosférica es la fuerza que ejerce la atmósfera en un punto específico de la tierra como consecuencia de la acción de la gravedad sobre la columna de aire que se encuentra encima de ese punto. La presión del aire sobre la superficie de la tierra es diferente en distintos lugares y se debe a la diferente cantidad de calor que reciben.

Cuando el aire se eleva, el área de baja presión permanece en las capas inferiores porque al ascender ya no presiona sobre la superficie tan fuertemente. Cuando desciende empuja con más fuerza sobre la superficie formando áreas de alta presión. La diferencia de presiones hace que el aire se mueva desde las zonas de presión más alta a las de más baja. Este movimiento es el que genera el viento.

La fuerza del gradiente de presión se define como:

$$F_p = -1/\rho \cdot \phi_n / \phi_n$$

Donde “ $\rho$ ” es la densidad del aire y “ $\phi_n / \phi_n$ ” es el gradiente de presión.

Otra fuerza a destacar es la de fricción, la cual empieza a actuar cerca de la superficie terrestre hasta altitudes de 500 ó 1.000 metros. Esta sección de la atmósfera se denomina capa límite atmosférica. Por encima de esta capa la fricción deja de influir en el viento, la aceleración es nula y la velocidad constante, equilibrándose tanto la fuerza de Coriolis como la del gradiente de presión.

### 3. EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO.

Un factor determinante a la hora de instalar un parque eólico es conocer el recurso eólico disponible en el emplazamiento seleccionado, así como sus características, puesto que ambos factores van a condicionar la viabilidad económica del proyecto.

Una de las principales características del viento como variable meteorológica es su variabilidad tanto espacial como temporal, lo que significa que puede variar de un punto a otro, especialmente si el terreno es complejo, y en la escala de las horas, de los días, de los meses y de los años, por lo que se hace necesario aplicar una metodología que permita responder a las dos siguientes preguntas:

- ¿Cuál es la configuración óptima de un parque eólico?
- ¿Cuánta energía producirá el parque eólico a lo largo de su vida útil?

La energía eólica se basa en el aprovechamiento de la energía cinética de las masas de aire, la cual viene dada por la siguiente expresión:

$$E_c = 1/2 m \cdot v^2$$

Siendo “ $v$ ” la velocidad y “ $m$ ” la masa del aire. Dado que la potencia es la energía por unidad de tiempo, la expresión de la misma es:

$$P = E / t = 1/2 m \cdot v^2 / t$$

Si se incorporan a la ecuación la densidad del aire a través de la expresión  $m = \rho \cdot V$  y el área, mediante la fórmula  $V = A \cdot L$ . Teniendo en cuenta, además, que  $L = v \cdot t$ , la expresión de la potencia adquiere la siguiente expresión:

$$P = 1/2 \rho \cdot A \cdot v^3$$

Por tanto, la potencia disponible en el viento con densidad “ $\rho$ ” depende del cubo de la velocidad y de la superficie de área “ $A$ ” perpendicular al flujo de viento. En el caso de los aerogeneradores, “ $A$ ” es el área del rotor. En el Sistema

Internacional la potencia se expresa en Vatios (W), la densidad en  $\text{kg/m}^3$ , el área en  $\text{m}^2$  y la velocidad en  $\text{m/s}$ .

Las expresiones anteriores se refieren a valores instantáneos de la velocidad. Para hacer una estimación de la potencia eólica disponible en un emplazamiento se debe de utilizar la potencia media, que se calcula mediante la velocidad cúbica media:

$$P_m = 1/2 \rho * A * (V_m^3)$$

Hay que destacar que la velocidad cúbica media no es igual a la velocidad media al cubo, y la diferencia entre ambas magnitudes depende de cómo se distribuyen los datos alrededor de la media, información que se recoge en la distribución de probabilidad de la velocidad del viento. Se define el factor de potencia eólica  $f_p$  como la relación entre la velocidad cúbica media y la velocidad media al cubo:

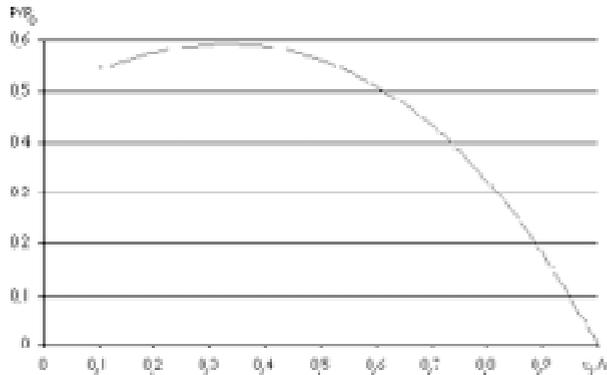
$$F_p = (V_m^3) / (V_m)^3$$

Este factor se calcula según la distribución de probabilidad que se emplee, como por ejemplo dos de las más utilizadas en el mundo eólico, las de Weibull y Rayleigh. Este factor se puede utilizar para calcular la potencia media del viento a partir de la velocidad media del viento.

Según la Ley de Betz, citada en la introducción, solo puede convertirse menos de  $16/27$  (59%) de la energía cinética en energía mecánica usando un aerogenerador. Según el investigador, La velocidad promedio del viento a través del rotor es la media de la velocidad del viento a la entrada sin perturbar y a la salida, es decir:

$$v_m = (v_1 + v_2)/2$$

Si  $P_0$  es la potencia total de una corriente de viento no perturbada,  $P$  es la potencia del aerogenerador, es decir, extraída por el rotor, y  $v_1$  y  $v_2$  son las dos velocidades anteriores, según Betz, y tal y como se recoge en la gráfica, el máximo se obtiene para  $v_2/v_1 = 1/3$ , es decir, el valor máximo de la potencia extraída del viento por el aerogenerador es 0,59 veces la del viento sin perturbar, ó  $16/27$  la potencia del viento.



Con la finalidad de disponer de medidas fiables del recurso eólico en el emplazamiento seleccionado, es necesario realizar una campaña de medidas durante un periodo de tiempo superior a un año, en la que se recojan datos sobre velocidad y dirección del viento y, si es posible, presión y temperatura.

Los equipos empleados para medir la velocidad del viento se denominan anemómetros, y si se colocan en un mismo punto y a diferentes alturas permiten obtener una estimación de la cizalladura del viento, aspecto de gran interés para determinar la altura óptima de los aerogeneradores a instalar. Alturas habituales de medida son 30 y 40 metros. Por debajo pueden existir problemas de turbulencias que alteren los valores medidos, y por encima resulta más costoso, aunque más fiable puesto que la tendencia actual es instalar máquinas cada vez más altas (80 metros).

La dirección del viento es un parámetro relevante a la hora de definir la orientación sobre el terreno del parque eólico. Para determinar las direcciones predominantes del viento los sensores de dirección o veletas, han de colocarse a las mismas alturas que los anemómetros.

La temperatura del aire es un parámetro importante para describir las condiciones ambientales de operación de un parque eólico, y ha de medirse cerca de la superficie (a 2 ó 3 metros) y cerca de la altura del buje. Se utiliza para calcular la densidad del aire en el emplazamiento que es un factor clave para estimar la densidad de potencia y la potencia suministrada por la máquina.

La presión atmosférica también es un parámetro necesario en la determinación de la potencia disponible de una instalación eólica, ya que junto con la temperatura permitirá calcular la densidad del emplazamiento en estudio.

A la hora de diseñar una campaña de medición de viento es necesario considerar, entre otros, los siguientes aspectos:

- Se deben instalar torres de medida en las zonas que presenten un comportamiento del viento diferenciado, como por ejemplo crestas de colinas a distintas alturas, valles, cubiertas vegetales diferentes, ...
- Hay que conocer los requerimientos y limitaciones de los modelos de campo de viento que se vayan a aplicar.
- A mayor extensión y complejidad del terreno mayor número de torres de medida.
- La campaña de medida debe ser de un mínimo de un año para estudiar adecuadamente las variaciones estacionales del viento.
- Las medidas se deben tomar al menos a 10 metros sobre el nivel del suelo. Por debajo de esa altura los efectos de la turbulencia generados por el suelo pueden distorsionar las medidas.

- Se debe medir a la altura a la que se vayan a instalar los aerogeneradores. Si no es posible, se debe medir al menos a dos alturas para caracterizar la velocidad del viento con la altura.
- Los edificios y otros obstáculos perturban las medidas por lo que se deben mantener unas distancias mínimas de separación. La torre de medición debe estar al menos a 2 alturas del edificio aguas arriba y a 10 aguas abajo.
- Los sensores deben estar bien expuestos a todas las direcciones del viento, con brazos suficientemente largos para que la torre no perturbe el flujo incidente.
- Si hay cubierta vegetal, árboles por ejemplo, la medida debe superar el nivel de los mismos. En general no se recomienda medir en zonas de elevada rugosidad superficial.
- La colocación de sensores directamente sobre un edificio puede distorsionar la medida, siendo recomendable el uso de torres meteorológicas o de telefonía para elevar la cota.

La siguiente tabla recoge la distancia máxima recomendada entre la posición de un aerogenerador y la torre de medición más cercana en función del tipo de terreno.

TIPO DE TERRENO	Distancia (km)
Plano, con algún cambio de rugosidad	2,00
Moderadamente complejo, con suaves crestas y/o vegetación abundante	1,00
Zonas montañosas con fuerte pendiente	0,50

Los costes de estas campañas de evaluación de recurso eólico pueden oscilar entre los 16.000 euros para una torre de 30 metros de altura con dos anemómetros y una veleta, 18.000 euros si la torre tiene 40 metros y hasta 24.000 si es de 55 metros, con tres anemómetros y dos veletas.

Existen distintos tipos de sensores y sistemas de adquisición de datos con diversas frecuencias de muestreo e intervalos de promedio. Los estudios de potencial eólico generalmente se realizan con medidas tomadas a 1 Hertzio y promediadas a 10, 30 y 60 minutos.

Los sensores más utilizados en la práctica para medir viento son los anemómetros de cazoletas y las veletas. Estos equipos deben de estar calibrados para evitar que el desgaste origine una variación en los resultados.

Una vez iniciada la campaña de medición se deben de ir recogiendo los datos de las variables registradas de forma periódica, los cuales deberán ser

validados antes de ser utilizados para efectuar una valoración de recurso, eliminando los posibles datos erróneos. Esta validación puede realizarse de forma manual o automática, mediante el empleo de programas informáticos. En este proceso hay que tener en cuenta la existencia de una serie de causas que pueden provocar que los datos sean erróneos, por ejemplo la existencia de sensores defectuosos, la pérdida de conexión de los cables, fallos del data logger, caídas de tensión, etc.

El paso siguiente es el tratamiento estadístico de los datos obtenidos, una vez han sido validados. Los tres parámetros básicos que se analizan son la velocidad media, las direcciones predominantes y el perfil vertical del viento.

Para estudiar el comportamiento direccional del viento se utilizan las llamadas rosas de viento, las cuales se construyen agrupando los datos medidos por sectores de dirección. Se puede representar la frecuencia relativa de cada uno de los sectores, es decir, que tanto por ciento del tiempo el viento sopla en esa dirección. También la velocidad media en cada sector y la distribución direccional de la energía. Ésta última proporcionará una idea de que direcciones son las más energéticas en el emplazamiento seleccionado, y, por tanto, las más atractivas desde el punto de vista de potencial eólico.

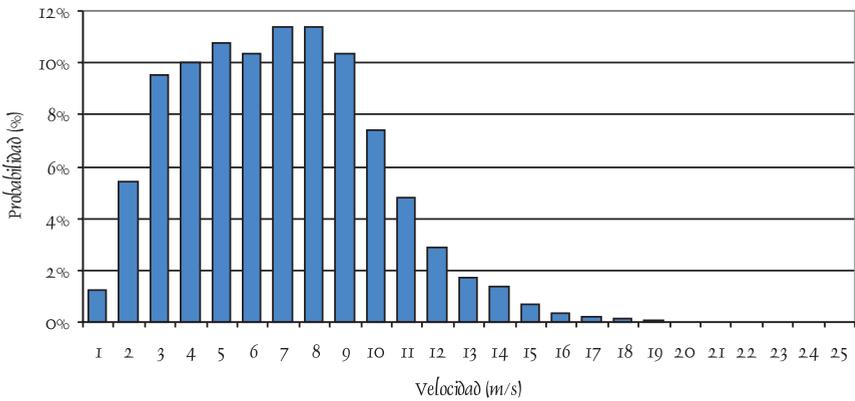
Las rosas de viento también permiten minimizar las pérdidas debidas a estelas entre aerogeneradores, que originan desaceleraciones del flujo del viento que afectan al resto de máquinas aguas abajo. Para ello es preciso ubicar los aerogeneradores en hileras perpendicularmente a la dirección del viento y con una separación mínima entre ellos, normalmente tres veces el diámetro del rotor como mínimo.

Para conocer el comportamiento de la velocidad del viento en un punto de medida se construyen los denominados histogramas, agrupando los datos medidos en intervalos de velocidad (eje de abscisas) y representando el porcentaje de probabilidad de cada uno de ellos (eje de ordenadas). A partir de estos gráficos se puede obtener información sobre cuáles de las velocidades de viento son más frecuentes, el porcentaje de calmas, la existencia de vientos extremos.

El gráfico siguiente muestra un histograma de velocidades.

Se puede apreciar que la distribución de probabilidad del viento en un emplazamiento no es simétrica, es decir, son escasos los vientos fuertes y bastante más comunes los suaves o medios. La mediana es el valor tal que ordenando los datos en magnitud se encuentra en medio, en este caso 6,6 m/s, es decir, la mitad del tiempo el viento soplará a más velocidad y la otra mitad a menos. Por último, existe otro parámetro estadístico que es la moda, definido como el valor que más se repite, que para el caso del ejemplo es 5,5 m/s.

HISTOGRAMA DE VELOCIDAD DEL VIENTO



La velocidad media se obtendría sumando el producto de cada intervalo diminuto de velocidad por la probabilidad de obtener esa velocidad. Para el ejemplo del gráfico de la parte superior 6,8591 m/s.

Hay dos funciones de distribución de probabilidades que se utilizan para describir el comportamiento del viento, son las de Rayleigh y Weibull, las cuales se adaptan bien a la forma típica de los histogramas de viento y se utilizan cuando es necesaria una expresión analítica de la probabilidad de la velocidad del viento, como por ejemplo en los modelos matemáticos de campo de viento.

La de Weibull se ajusta mejor que la de Rayleigh, puesto que ésta es un caso particular de la primera para un valor de  $k=2$ . En la figura se muestra la distribución de Weibull para el ejemplo del histograma de velocidades.

La expresión de la función de densidad de probabilidad de Weibull es la siguiente:

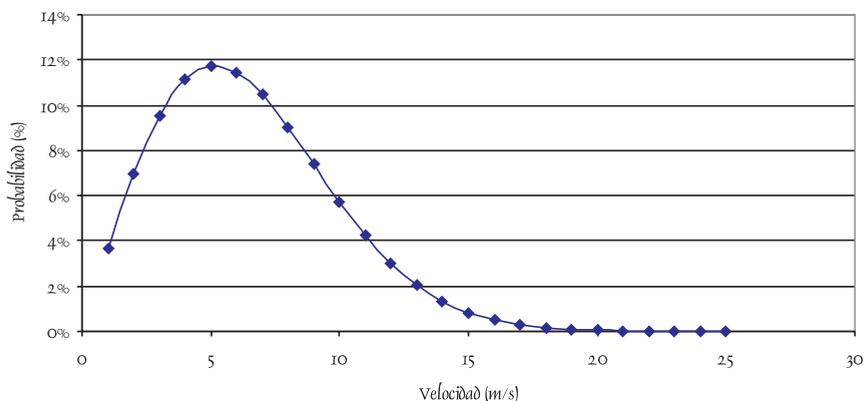
$$P(u) = (k/C)(u/C)^{k-1} \exp-(u/C)^k$$

$P(u)$  es la probabilidad asociada a la velocidad  $u$ ,  $C$  es el factor de escala que tiene unidades de velocidad y  $k$  es el factor de forma adimensional.

La gráfica siguiente muestra la distribución de Rayleigh para el mismo ejemplo, y la siguiente ambas distribuciones junto con el histograma de velocidades. Estas distribuciones sirven para estimar la producción energética de un aerogenerador, al igual que los histogramas, ajustándose a partir de la serie temporal de datos de viento.

En definitiva, el objetivo de la campaña de medidas de viento es caracterizar el recurso eólico disponible en una zona determinada en la que se está intere-

## DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL



sado en proyectar un parque eólico. Esta campaña debe planificarse teniendo en cuenta las características del terreno y las variaciones temporales del viento. En cualquier caso, es recomendable medir, al menos, durante un año para considerar estas posibles variaciones. También hay que tener en cuenta otros aspectos tales como la variación del viento con la altura o perfil vertical del viento, la intensidad de la turbulencia y el factor de rafagosidad, que son parámetros que van a afectar a las características del recurso disponible, y, en definitiva, a la producción energética y a la viabilidad del parque eólico.

#### 4. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA.

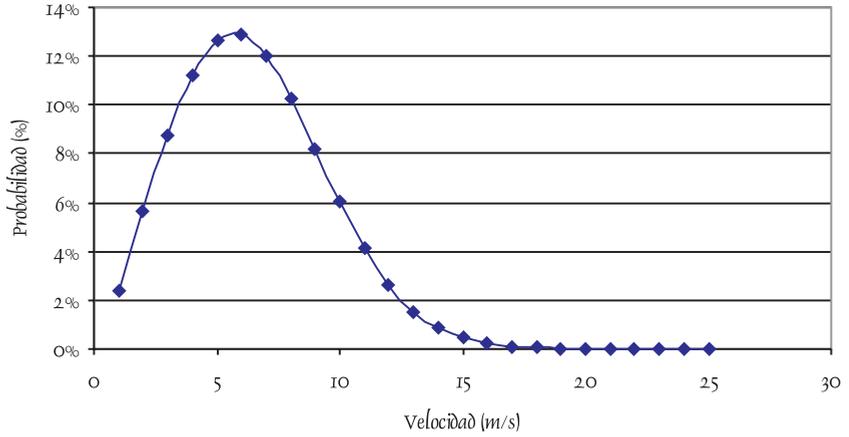
La producción energética de un aerogenerador en un determinado emplazamiento depende de la distribución de velocidad del viento en ese punto y de la curva de potencia del aerogenerador suministrada por el fabricante, la cual se muestra a continuación para una máquina de 850 kW. En la misma se recoge en abscisas la velocidad, y en ordenadas la potencia. También depende de la densidad media del aire en el emplazamiento.

La potencia que entrega en cada instante el aerogenerador depende de la velocidad del viento instantánea, luego para conocer la energía que producirá durante un año, habrá que saber qué tiempo se ha dado cada velocidad a lo largo del período. Información que se obtiene del histograma de velocidades o de los modelos de distribución anteriormente citados.

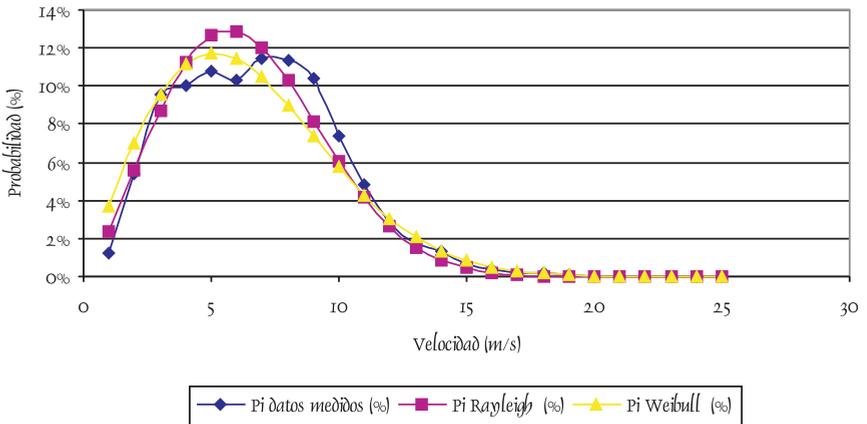
Matemáticamente la expresión que recoge la energía producida por un aerogenerador es la siguiente:

$$E_a = S_i W_i * 8.760 * P_i (v)$$

DISTRIBUCIÓN DE RAYLEIGH



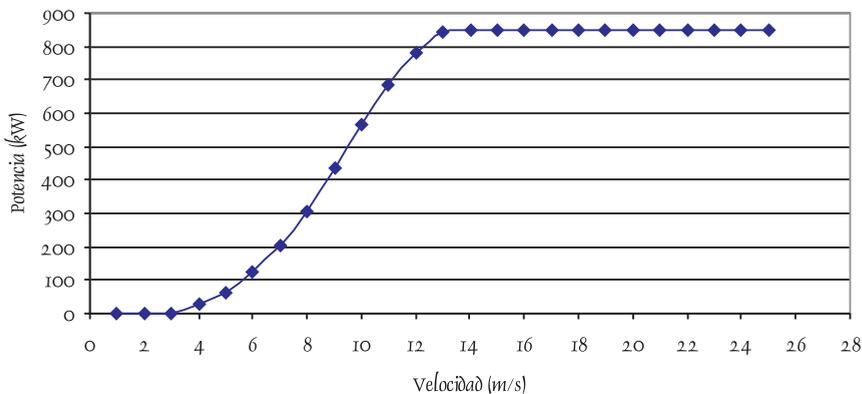
DISTRIBUCIONES DE WEIBULL, RAYLEIGH E HISTOGRAMA DE VELOCIDADES



Siendo  $W_i$  la potencia en kW entregada en cada intervalo,  $P_i(v)$  la probabilidad por intervalo y 8.760 el número total de horas de un año completo.

Para un parque eólico habría que multiplicar este valor por el número de aerogeneradores a instalar. Ahora bien, sería necesario tener en cuenta las condiciones de viento en cada posición y las pérdidas energéticas por efecto estela. Esto se suele realizar mediante un modelo de campo de viento.

CURVA DE POTENCIA DE UN AEROGENERADOR



## 5. COMPONENTES PRINCIPALES DE UN AEROGENERADOR.

Los principales componentes de un aerogenerador son la torre, las palas, el buje y la góndola, en cuyo interior se ubican la multiplicadora y el generador, además de otros como los sistemas de orientación: anemómetro y veleta.

La cimentación es lo que fija el aerogenerador (torre) al terreno. Para su dimensionamiento es fundamental realizar un estudio de cargas así como de las características del terreno. Normalmente, se realiza mediante zapatas de hormigón a cuya ferralla se fija el tramo inferior de la torre mediante tornillos.

La torre es la encargada de sustentar el aerogenerador a una altura suficiente para optimizar la captación de recurso eólico. Existen tres tipos de torres: de celosía, tubular con vientos y tubulares. Las dos primeras ofrecen menor resistencia al viento y son más económicas, en cambio la tercera ofrece la posibilidad de acceder a su través para el acceso a las góndolas. Hasta la fecha son las más extendidas en los parques eólicos. Son de forma troncocónica y están constituidas, normalmente, por dos tramos, para facilitar tanto su transporte como su montaje.

La góndola alberga la mayor parte de los componentes del aerogenerador, entre ellos el bastidor, cuya función principal es sustentarlos, los sistemas de orientación, cuya misión es mantener el aerogenerador en línea con el viento incidente y se compone de una veleta y de un anemómetro.

El sistema de regulación de potencia, que puede ser por pérdida aerodinámica, por cambio de paso y por pérdida aerodinámica, el más utilizado en las máquinas de potencia superior a 1 MW. La multiplicadora es la encargada de elevar la velocidad de giro del rotor hasta las 1.500 rpm para poder acoplarse al generador, elemento encargado de transformar la energía cinética mecánica en eléctrica.

El rotor está compuesto por las palas, el buje y, si existe, el sistema de cambio de paso. La función de las palas es captar la energía del viento. El buje es el elemento de conexión de la torre con las palas.

En la figura siguiente se puede apreciar la máquina de la firma española Gamesa G80-2.0 MW, así como su curva de potencia correspondiente para una densidad del aire de 1,225 kg/m<sup>3</sup>.

## 6. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES.

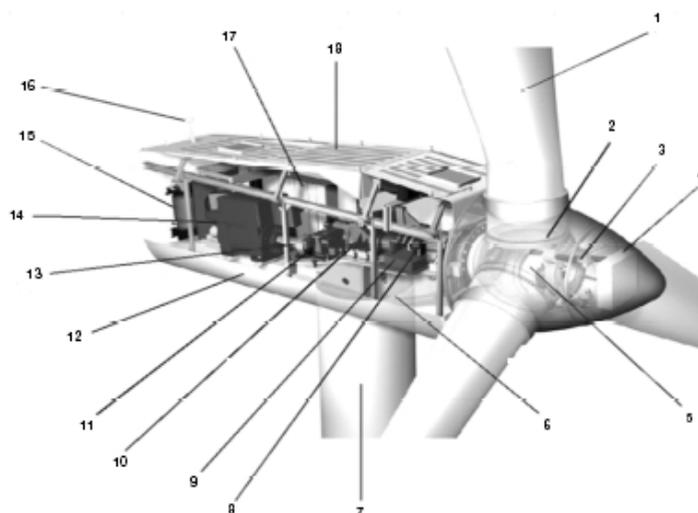
Las posibles afecciones de un parque eólico en el medio ambiente debe ser analizadas con la realización de un Estudio de Impacto Ambiental (E.I.A.), el cual debe ser presentado en las Consejerías con competencia en la materia, aquí en Andalucía, Innovación, Ciencia y Empresa y Medio Ambiente. La Ley 6/2001 de Evaluación de Impacto Ambiental contempla los proyectos eólicos como sujetos a dicha evaluación, para potencias superiores a 1 MW.

El impacto de una actividad en el medio presenta una mayor o menor incidencia dependiendo de tres factores fundamentales:

- El carácter de acción en sí misma.
- De la fragilidad ecológica que tenga el territorio donde vaya a llevarse a cabo.
- De la calidad ecológica que tenga el lugar donde se desarrolla el proyecto.

Cuanto más intensa sea la acción, más frágil el territorio y mayor calidad posea, el impacto va a ser más severo.

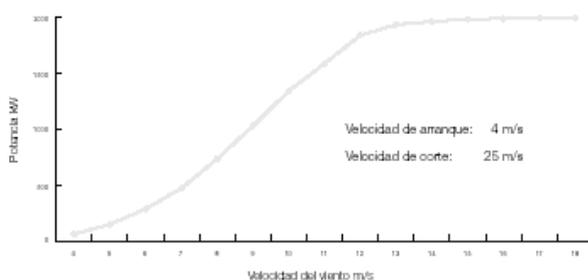
La Consejería de Medio Ambiente de la Junta de Andalucía ha realizado un estudio, a través de la empresa GEMAP, denominado “Estudio sobre determinación de criterios técnicos de referencia de proyectos sometidos a evaluación de impacto ambiental en el ámbito de instalaciones para el aprovechamiento de la energía eólica en Jaén”, el cual tiene por objeto principal definir a un primer nivel de análisis, las zonas de mayor calidad ambiental de la provincia para evitar su posible afección por la instalación de parques eólicos.



1. Pala
2. Rodamiento pala
3. Actuador del pitch
4. Cubierta del buje
5. Buje
6. Control orientación
7. Torre
8. Alojamiento cojinete principal
9. Amortiguadores

10. Multiplicadora
11. Freno de disco principal
12. Soporte de la nacelle
13. Eje cardan o composite
14. Generador
15. Transformador
16. Anemómetro y veleta
17. Armario de control
18. Cubierta de la nacelle

### Curva de Potencia G80-2.0 MW (para una densidad del aire de 1,225 kg/m<sup>3</sup>)



V/m/s	Potencia en kW
4	61
5	149
6	286
7	472
8	736
9	1032
10	1345
11	1591
12	1845
13	1940
14	1968
15	1989
16	1994
17	2000
18	2000

Curva de potencia calculada con base a datos de perfiles aerodinámicos NACA 63.XXX y FFA-W3 (perfiles de pala).

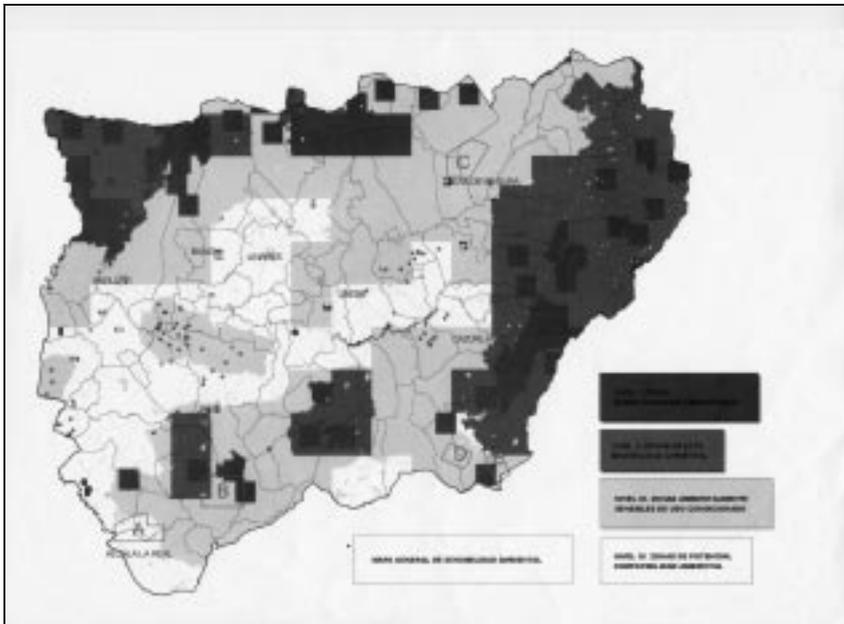
Parámetros de cálculo: 50Hz de frecuencia de red; ángulo de calado de pala variable (control tipo pitch); intensidad de turbulencia del 10% y una velocidad variable del rotor de 9,0 - 19,0 r.p.m..

El estudio concluye con la configuración de cuatro niveles de sensibilidad ambiental:

- NIVEL I: zonas ambientalmente prioritarias.
- NIVEL II: zonas de alta sensibilidad ambiental.
- NIVEL III: zonas ambientalmente sensibles de uso condicionado.
- NIVEL IV: zonas de potencial compatibilidad ambiental.

La conjunción de estos niveles ha permitido establecer un Mapa General de Sensibilidad Ambiental, que es el que se muestra en la figura siguiente:

**Mapa de sensibilidad ambiental de la provincia de Jaén**



Los proyectos eólicos no suponen un impacto muy elevado por su carácter, por lo que conviene centrarse en los dos factores siguientes, la fragilidad y la calidad ecológica, los cuales requieren de un estudio en mayor profundidad. No obstante, existen planteamientos comunes a las instalaciones eólicas que pueden clasificarse en los siguientes aspectos:

- Impacto sobre la flora.
- Efectos sobre la avifauna.
- Impacto visual.

- Ruido.
- Yacimientos arqueológicos.

A continuación se describe brevemente cada uno de los aspectos esbozados.

#### *Impacto sobre la flora y erosión*

Salvo que el parque eólico afecte a un ecosistema sensible, esta afección no suele ser relevante. Sí se verá modificada su cobertura en el momento de puesta en marcha del parque, como consecuencia de los movimientos de tierra, los accesos, la infraestructura eléctrica, las edificaciones, etc.

La erosión puede aparecer en función de la envergadura del parque y de las condiciones climáticas, por lo que es necesario, en algunas ocasiones, realizar estudios de edafología, hidrología, pluviometría, etc., para minimizar su incidencia.

#### *Efectos sobre la avifauna*

Este aspecto puede desde dos puntos de vista, la colisión de las aves con las máquinas y la electrocución o colisión con los tendidos eléctricos asociados. El peligro potencial para las aves va a depender de la altura y de la velocidad a la que giren las palas. Los estudios realizados demuestran que el peligro real de muerte de aves por colisión es ínfimo en comparación con otras causas de muerte como carreteras, caza furtiva o tendidos eléctricos convencionales.

En caso de avifauna, a excepción de planeadoras, que habitan en el propio lugar del parque eólico, el peligro de choque es relativamente bajo puesto que son capaces de evitar los obstáculos con los que conviven. Para las aves migratorias, durante el día el peligro es prácticamente nulo, puesto que pueden divisar el obstáculo, dependiendo de las condiciones climáticas. Las nocturnas sí pueden presentar mayores riesgos de colisión. Es recomendable que los parques eólicos se instalen en zonas donde no existan pasos de aves migratorias o áreas donde habitan aves en peligro de extinción o especialmente sensibles.

El tendido eléctrico y la electrocución suponen unos mayores peligros para las aves que los propios aerogeneradores, siendo las dos principales causas de mortalidad.

Las rapaces son el grupo de aves más afectadas por la electrocución, debido a su tamaño y a su costumbre de usar posaderos elevados. Los tendidos más conflictivos son los de media tensión, hasta 20 kV. La solución para estos problemas pasa por soterrar los tendidos, aspecto éste que eleva los costes de inversión del parque.

### *Impacto visual*

La intrusión visual en el paisaje es la objeción más frecuente hecha contra los aerogeneradores, constituyendo el primer y principal obstáculo para este tipo de energía limpia y renovable. Es una cuestión subjetiva, de ahí que resulte difícil o imposible arbitrar soluciones.

### *Ruido*

El funcionamiento cotidiano de los aerogeneradores produce ruido. Los factores que determinan el grado de molestia son: el propio ruido de las máquinas al girar, la posición de las turbinas, la distancia a zonas de residentes y el ruido de fondo.

En una turbina eólica, existen dos fuentes de ruido, el mecánico procedente de equipos como el generador o la caja multiplicadora, la cual es fácilmente solucionable mediante técnicas convencionales; y el de naturaleza aerodinámica, producido por el movimiento de las palas en contacto con el viento. Éste, a su vez, puede ser de dos tipos, de banda ancha e irreflexivo.

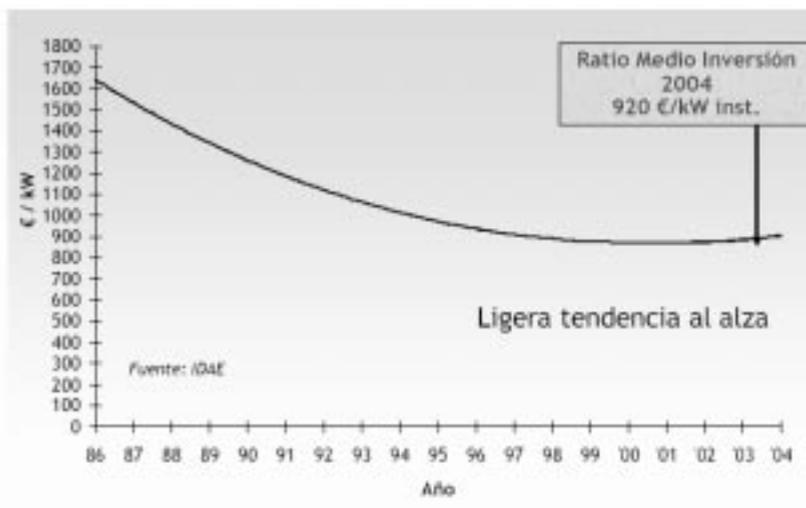
La potencia acústica es proporcional a la sexta potencia de la velocidad para el ruido aerodinámico, lo que significa que con una velocidad punta más baja se produce un menor ruido. Los valores límites permisibles varían de unos países a otros, por ejemplo en Suecia el límite para el ruido industrial esta entre 35 y 40 dB, mientras que en EEUU se permite hasta los 60.



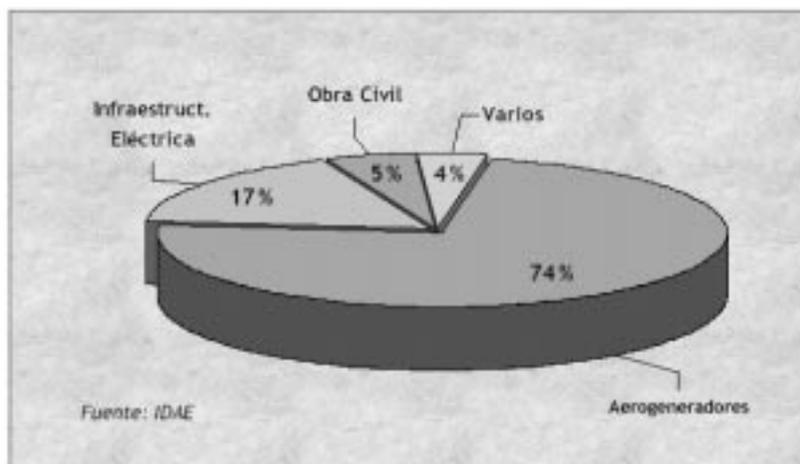
*Vista lejana del parque eólico "Sierra del Trigo"*

## 7. ASPECTOS SOCIOECONÓMICOS Y OBJETIVOS AUTONÓMICOS Y NACIONALES.

La tecnología eólica ha alcanzado un grado de desarrollo muy importante en los últimos años, lo que ha repercutido directamente en una reducción de costes, pasando de más de 1.600 euros por kW instalado en el año 1986 al entorno de 1.000 en 2005, tal y como se puede apreciar en el gráfico adjunto.



Del coste total de un parque eólico, las tres cuartas partes corresponde a los aerogeneradores, distribuyéndose el resto entre la infraestructura eléctrica, la obra civil y las autorizaciones, permisos, estudios, licencias, etc.



En cuanto a los gastos de explotación, la partida más importante corresponde a la operación y mantenimiento, seguida del alquiler de los terrenos, los seguros e impuestos y la gestión administrativa.

Con respecto a los ingresos de un parque eólico, el RD 436/2004 establece dos alternativas de remuneración por el kWh producido:

- a) Venta de la electricidad a la empresa distribuidora a tarifa regulada, cuyo importe depende de la potencia y de los años transcurridos desde su puesta en marcha.
- b) Venta libre en mercado, en cuyo caso se puede optar a una prima más unos incentivos.

Este Real Decreto vincula el precio percibido por el kWh a la denominada Tarifa Eléctrica Media o de Referencia (TMR), la cual está publicada anualmente en el Boletín Oficial del Estado, y que para el año 2006 está fijada en 7,6588 ceuro/kWh. Esto permite poder predecir los futuros ingresos obtenidos por una instalación eólica. Además, establece un marco temporal a largo plazo que permite reducir los riesgos financieros de estas inversiones tan elevadas.

El precio percibido por el kWh eólico si se opta por la opción de tarifa regulada, se sitúa en 6,89292 ceuro/kWh, es decir, 11,468 de las antiguas pesetas.

El cuadro siguiente recoge los parámetros básicos de un parque eólico de 25 MW.

**Parámetros básicos de un parque eólico**

Parque Eólico - año 2005		
Potencia eléctrica	25 MW	
Potencia unitaria aerogeneradores	850 kW - 1.500 kW	
Nº aerogeneradores	30 - 16	
Vida útil	20 años	
Costes de explotación (2006)	22% s/ Facturación	1,51 cent€/kWh
Gastos de desmantelamiento	3,5 % s/ Inversión	820.000 €
Inversión (año 2005)	937 €/kW	23.425.000 €
Horas equivalentes de funcionamiento	2.350 h	
Producción eléctrica neta	58.750 MWh/año	

Desde el punto de vista de objetivos, el PLEAN establece que para el año 2010 la potencia eólica instalada en Andalucía alcanzará los 4.000 MW, de un total de 36.916 MW para toda España. A 31 de diciembre de 2005 la potencia

Ámbito de aplicación	Barreras
Aprovechamiento del Recurso Eólico y gestión de la producción eólica:	- Desconocimiento del potencial energético en el mar.
	- Infraestructuras de evacuación insuficientes.
	- Gestión inadecuada de la producción eléctrica de origen eólico.
	- Envejecimiento del parque tecnológico.
Aspectos tecnológicos:	- Comportamiento de los aerogeneradores y parques existentes frente a perturbaciones en la red.
	- Insuficiente innovación tecnológica.
	- Fiabilidad de las herramientas de predicción eólica.
	- Falta de tecnología para los parques eólicos marinos, e inexistencia de parques eólicos de demostración en el mar.
Aspectos normativos:	- Falta de armonización en el desarrollo normativo de ámbito regional.
	- Normativa de conexión, acceso a red y condiciones de operación obsoleta (O.M. 05/09/1985).
	- Regulación de la garantía de origen de la electricidad con fuentes renovables.
	- Limitación de las primas y tarifas actuales hasta alcanzar los 13.000 MW.
	- Regulación específica para las instalaciones eólicas en el mar.
	- Costes de desvíos en la venta al distribuidor a tarifa regulada.
Aspectos económicos y sociales:	- Rentabilidad insuficiente de las instalaciones eólicas ubicadas en el mar.
	- Contestación social a la implantación de parques eólicos en el mar.

eólica en Andalucía era de 454 MW, y en España de 9.653 MW, cifras aun lejanas a los objetivos marcados.

Las principales barreras existentes en el ámbito de la energía eólica se muestran en el cuadro adjunto, siendo las más importantes las ambientales y las relativas a la evacuación de la energía producida.

#### 8. EL PARQUE EÓLICO DE LA SIERRA DEL TRIGO.

Es el primer y único parque eólico de la provincia de Jaén. Está situado en la comarca de Sierra Mágina, y afecta a las términos municipales de Noalejo, Campillo de Arenas y Valdepeñas de Jaén. Las principales características del parque se recogen en el siguiente cuadro.

En la actualidad existen dos proyectos más de parques eólicos en la provincia de Jaén, uno de los cuales se sitúa en Sierra Mágina, concretamente en el término municipal de Cambil. Con una potencia prevista de 36 MW está actualmente a expensas de autorización administrativa. Otro proyecto se sitúa en Pozo Alcón, estando promovido por, entre otros, la Asociación para el Desarrollo Rural de la Comarca de la Sierra de Cazorla, y apoyado técnica y económicamente por la Diputación Provincial de Jaén. En la actualidad está pendiente de la autorización administrativa.

Potencia instalada	15,18 MW
Número de máquinas	23
Modelo de aerogeneradores	G 47-660 (Gamesa)
Entrada en funcionamiento	Diciembre de 2001
Potencia unitaria	660 kW
Altura buje	55 metros
Inversión aproximada	13,51 Meuros



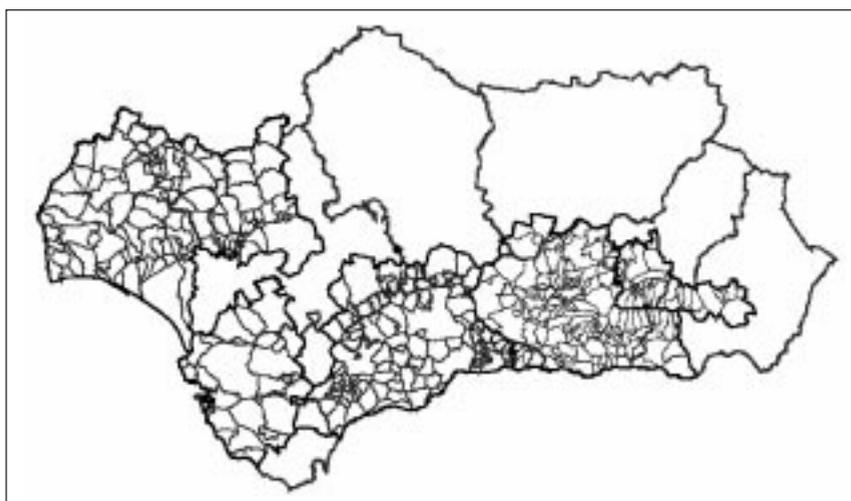
*Vista general del parque eólico de la Sierra del Trigo, Jaén.*

## 9. CONCLUSIONES: EL FUTURO DE LA ENERGÍA EÓLICA.

La energía eólica en general, a pesar de estar sometida a rigurosos y exhaustivos controles de tipo ambiental, arqueológico, culturales, de patrimonio, etc., es una de las energías más limpias, autóctonas y beneficiosa para el medio ambiente de todas las renovables, dado que además no emite CO<sub>2</sub> y, por tanto, no contribuye al calentamiento global del planeta.

Los objetivos que el Plan Energético Andaluz asigna a la provincia de Jaén establecen una potencia instalada en 2010 de unos 75 MW, además de los 15,2 MW ya existentes. Para el logro de tal fin es necesario, por un lado que se amplíe el mapa de zonas "ZEDE" de Andalucía a toda la provincia, dado que hasta la fecha solamente abarca 5 municipios (Alcalá la Real, Frailes, Valdepeñas de Jaén, Noalejo y Castillo de Locubín), tal y como se puede apreciar en el mapa adjunto.

Mapa de zonas "ZEDE" de Andalucía



Por otro, que se realice un "mapa de potencial eólico" de la provincia y se llegue a un consenso con las administraciones competentes para vencer y salvar todos los obstáculos anteriormente citados.

Sierra Mágina se configura como una de las comarcas de mayor potencial de recurso eólico, existiendo municipios como Huelma, Cárcheles o Cambil con posibilidades futuras de instalar parques eólicos que beneficien a los habitantes de dicha comarca y que contribuyan a preservar su variado y rico patrimonio ambiental.

