

PROYECTO FINAL DE CARRERA



Escuela
Universitaria
Ingeniería
Técnica
Industrial
ZARAGOZA

Energía Eólica Terrestre y Marítima

AUTOR

Juan Lahoz Lafuente

DIRECTOR

Miguel Ángel Torres Portero

ESPECIALIDAD

Electrónica

CONVOCATORIA

Septiembre 2010



PROYECTO FINAL DE CARRERA



Escuela
Universitaria
Ingeniería
Técnica
Industrial
ZARAGOZA

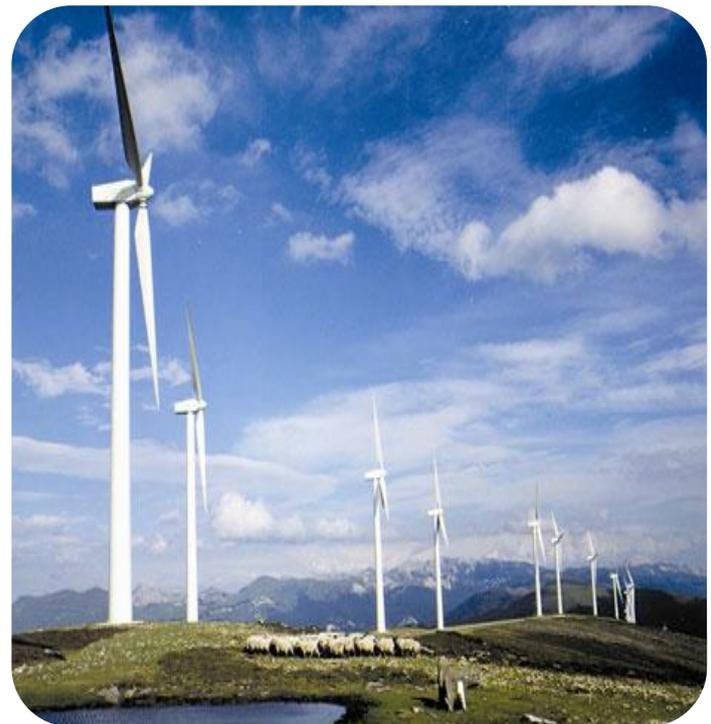
ENERGÍA EÓLICA TERRESTRE Y MARÍTIMA

Autor:

Juan Lahoz Lafuente

Director del proyecto:

Miguel Ángel Torres Portero

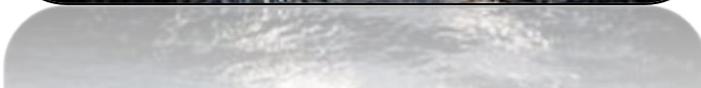


Especialidad:

Electrónica

Convocatoria:

Septiembre 2010



INDICE

1.- Historia, Definición y Contexto.....	1
1.1.- Definiciones:.....	1
1.2.- Contexto:.....	3
1.3.- Historia:.....	4
Los primeros molinos:.....	4
En Europa:.....	7
Molinos de bombeo:.....	8
Turbinas modernas:.....	8
2.-El viento recurso eólico, aerodinámica y cálculo energético.....	9
2.1.- El viento recurso eólico:.....	9
2.1.1.- Naturaleza del viento:.....	9
2.1.1.1.- Fuerza de Coriolis:.....	12
2.1.1.2.- Cinturones de presión:.....	13
2.1.1.3.- Viento geostrófico:.....	14
2.1.1.4.- Vientos locales:.....	14
a.-Brisas de la costa-mar:.....	14
b.-Vientos de montaña-valle:.....	15
c.-Alisios y monzones:.....	15
2.1.1.5.- Sistemas de bajas presiones extra tropicales:.....	16
2.1.2.- Caracterización de los valores medios. Curvas de distribución de velocidad y Rosa de vientos:.....	17
2.1.3.- Variación del viento con la altura:.....	19
2.1.3.1.- Capa superficial:.....	21
2.2.1.- Efectos orográficos y de estelas:.....	23
a.-Orografía del terreno:.....	24
b.-Cizalladura:.....	28
3- Aerogeneradores.....	30
3.1.- ¿Que es un aerogenerador?.....	30
3.2.- Aerodinámica:.....	32
3.2.1.- Perfiles y potencia:.....	32

	<p style="text-align: center;">Título Proyecto</p>	<p style="text-align: center;">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	--

3.3.- Tipos de generador eléctrico:.....	37
3.3.1.- Generadores asíncronos o de inducción:.....	38
3.3.2.- Generadores síncronos:.....	40
3.4.- Diferentes partes de un aerogenerador:.....	42
3.4.1.- Descripción general y componentes:.....	42
3.4.1.1.- La góndola:.....	42
3.4.1.2.- El rotor:.....	43
3.4.1.2.1.- Parámetros de diseño de rotores eólico:.....	46
3.4.1.2.2.- Influencia del número de palas:.....	47
3.4.1.2.3.- Diseño óptimo de la pala. Factor de actividad:.....	48
3.4.1.2.4.- Tecnología de palas:.....	49
a.- Geometría:.....	49
3.4.1.3.- Sistemas de transmisión:.....	51
3.4.1.3.1.- Aspectos generales:.....	52
3.4.1.3.2.- Configuración del sistema de transmisión:.....	54
a) Diseño estándar:.....	54
a.- Generador de eje vertical en la zona superior de la torre:.....	55
b.- Generador en la base de la torre:.....	55
c.- Generador directamente acoplado:.....	56
3.4.1.3.3.- Apoyo del sistema de transmisión:.....	56
a.- Eje del rotor con apoyos separados:.....	57
b.- Eje del rotor integrado en la caja multiplicadora:.....	57
c.- Eje del rotor conectado a un soporte fijo:.....	58
3.4.1.4.- Freno mecánico:.....	58
3.4.1.5.- Caja multiplicadora:.....	60
a.- Tipos de cajas multiplicadoras:.....	62
b.- Dimensionamiento:.....	64
c.- Rendimiento:.....	65
d.- Ruido acústico:.....	66
3.4.1.6.- Amortiguamientos mecánicos:.....	66
3.4.1.7.- Torre:.....	69
3.4.1.7.1.- Tipos de torre:.....	70
a.- Torre de celosía:.....	70

	<p style="text-align: center;">Título Proyecto</p>	<p style="text-align: center;">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	--

b.- Torre tubular de acero:.....	71
c.- Torre tubular de hormigón:.....	72
d.- Accesibilidad:.....	73
e.- Diseño estructural:.....	74
3.4.1.8.- Mecanismo de cambio de pala:.....	76
3.4.1.8.1.- Componentes básicos:.....	76
a.- Elementos de conexión con el buje:.....	76
b.- Accionamiento del sistema de giro:.....	77
3.4.1.8.2.- Sistemas electrónicos de cambio de paso:.....	78
3.4.1.8.3.- Sistemas individuales de cambio de paso:.....	79
3.4.1.8.4.- Sistemas pasivos de cambio de paso:.....	81
3.4.1.9.- Mecanismo de orientación:.....	82
a.- El buje:.....	84
b.- El eje de baja velocidad:.....	85
c.- El eje de alta velocidad:.....	85
d.- El anemómetro y la veleta:.....	86
e.- La unidad de refrigeración:.....	86
f.- Turbina:.....	86
3.5.- Tipología de los Aerogeneradores:.....	91
3.5.1.-Por la posición del aerogenerador:.....	91
3.5.1.1.- Eje vertical:.....	91
a.- Darrieus:.....	91
b.- Panemonas:.....	92
c.- Savonius:.....	92
3.5.1.2.- Eje horizontal:.....	92
3.5.2.- Por la posición del equipo con respecto al viento:.....	94
a.- A barlovento:.....	94
b.- A sotavento:.....	94
3.5.3.- Por el número de palas:.....	95
a.- Un pala:.....	95
b.- Dos palas:.....	95
c.- Tres palas:.....	96
d.- Multipalas:.....	96

	<p style="text-align: center;">Título Proyecto</p>	<p style="text-align: center;">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	--

3.5.4.- Por la manera de adecuar la orientación del equipo a la dirección del viento en cada momento:.....	97
3.6.- Control de potencia:.....	98
3.6.1.- Comparación de las aeroturbinas según su coeficiente de potencia y su velocidad de giro:.....	100
3.7.- Sistemas de almacenamiento:.....	108
4.- Usos de los aerogeneradores.....	104
4.1.- Pequeña potencia:.....	104
4.1.1.- Generalidades:.....	104
4.1.2.- Molinos de bombeo de agua:.....	105
4.1.3.- Aerogeneradores para una vivienda aislada:.....	112
4.1.3.1.- Aerogeneradores de 800 W:.....	112
4.1.3.2.- Aerogenerador de 1,5 kW:.....	119
4.2.- Media potencia:.....	122
4.2.1.- Generalidades:.....	122
4.2.2.- Coste de un aerogenerador destinado a un pueblo o una isla:.....	123
4.2.2.1.- Introducción:.....	123
4.2.2.2.- Alimentación exclusiva de un pueblo o de una isla sin conectar a la red eléctrica (aerogenerador 250 kW):.....	125
4.2.2.3.- Alimentación de un pueblo con conexión a la red eléctrica vendiendo la energía sobrante (aerogenerador 600 kW):.....	129
4.3.- Potencia alta:.....	134
4.3.1.- Generalidades:.....	134
4.3.2.- Coste aproximado de un aerogenerador de 3MW:.....	138
4.4.- Otros usos:.....	141
4.4.1.- Desalación de agua marina:.....	141
4.4.2.- Producción de Hidrogeno:.....	142
4.5.- Perspectivas futuras:.....	143
4.5.1.- Tornado like:.....	143
4.5.2.- Turbinas en los aerogeneradores:.....	144
4.5.3.- Aerogeneradores con forma de cometa captarán la energía eólica de la atmósfera:.....	144
4.5.4.- Rascacielos con aerogeneradores:.....	146
4.5.5.- Un aerogenerador para suministrar electricidad a 5.000 hogares:.....	147
5.- Parques eólicos terrestres:.....	149

	<p style="text-align: center;">Título Proyecto</p>	<p style="text-align: center;">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	--

5.1.- Generalidades :.....	149
5.2.- Evaluación del potencial eólico:.....	151
5.2.1.- Generalidades:.....	151
5.2.2.- Mapa eólico:.....	152
5.2.3.- Rugosidad del terreno:.....	156
5.2.4.- Descripción del terreno:.....	158
5.2.5.- Porosidad:.....	159
5.3.- Aviación:.....	159
5.4.- Transporte:.....	160
5.5.- Disposición de los aerogeneradores en el parque:.....	160
5.5.1.- Generalidades:.....	160
5.5.2.- Efecto sombra:.....	162
5.5.3.- Estimación velocidad del viento:.....	163
5.5.4.- Característica aerogenerador:.....	164
5.6.- Potencia del viento:.....	165
5.7.- Calidad de la energía de un parque eólico inyectada a la red eléctrica:.....	170
5.8.- Conexión del parque eólico a la red:.....	172
5.9.- Sistemas de gestión del parque eólico:.....	174
5.10.- Cálculo del coste de un parque:.....	176
5.11.- Emisiones de un parque:.....	183
5.12.- Seguridad:.....	183
5.13.- Estado actual de la tecnología:.....	184
6.-Parques eólicos en el mar: Offshores.....	187
6.1.-Generalidades:.....	187
6.2.- Recursos del viento:.....	189
6.3.- Cimentación:.....	192
6.4.- Tipos de aerogeneradores:.....	195
6.5.-Transmisión de potencia de los aerogeneradores a tierra:.....	196
6.6.- Disposición de los aerogeneradores:.....	201
6.7.- Impacto ambiental en la vida marina:.....	202
6.7.1.- Campos electromagnéticos generados por el cable submarino:.....	202
6.7.2.- Ruido:.....	203
6.8.- Control del parque eólico:.....	206
6.9.- Viabilidad del parque eólico:.....	210

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	----------------------------	--

6.9.1.- Gastos de instalación y operación:.....	210
6.9.2.- Criterios de desarrollo:.....	211
6.10.- Análisis de coste y balance económico de un parque eólico:.....	212
6.11.- Parques eólicos marinos en el mundo:.....	217
7.- Medio Ambiente:.....	227
7.1.- Introducción:.....	227
7.2.- Elementos constitutivos de un sistema de gestión:.....	229
7.3.- Impacto visual:.....	230
7.4.- El ruido:.....	234
7.5.- Los destellos:.....	238
7.6.- Parpadeos por sombra de las palas (shadow flicker):.....	239
7.7.- Riesgo de rotura del aerogenerador:.....	242
7.8.- Caída de rayos:.....	242
7.9.- Efectos electromagnéticos:.....	243
7.10.- Afectación de la vida animal:.....	245
7.11.- Aviación:.....	246
7.12.- Desmontaje:.....	250
7.13.- Emisiones:.....	250
7.14.- Empleo:.....	251
7.15.- Recursos arqueológicos y paleontológicos:.....	252
7.16.- A nivel marítimo:.....	252
7.17.- Ventajas de la energía eólica:.....	253
8.- Legislación:.....	255
8.1.- Internacional:.....	255
8.2.- Unión Europea:.....	255
8.3.- Nacional:.....	256
8.4.- Comunidades Autónomas:.....	258
8.4.1.- Andalucía.....	258
8.4.2.- Aragón:.....	258
8.4.3.- Asturias:.....	259
8.4.4.- Cantabria:.....	259
8.4.5.- Castilla La Mancha:	259
8.4.6.- Castilla y León:.....	259
8.4.7.- Cataluña:.....	260

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
---	----------------------------	--

8.4.8.- C.F. Navarra:.....	260
8.4.9.- Comunidad Valenciana:.....	261
8.4.10.- Extremadura:.....	261
8.4.11.- Galicia:.....	261
8.4.12.- Islas Baleares:.....	261
8.4.13.-Islas Canarias:.....	262
8.4.14.- La Rioja:	262
8.4.15.- Madrid:.....	262
8.4.16.- Murcia:.....	263
8.4.17.- País Vasco:.....	263
9.- Bibliografía.....	264

 <p data-bbox="247 197 446 248">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 145 694 224">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 145 1300 190">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	---	---

 <p data-bbox="247 197 446 246">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 145 694 224">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 145 1300 179">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	---	---

1. -Historia, Definiciones y Contexto

1.1.- Definiciones:

Para empezar, daremos una explicación de lo que son las energías renovables. Se denomina energía renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, unas por la inmensa cantidad de energía que contienen, y otras porque son capaces de regenerarse por medios naturales.

Las energías renovables, se pueden considerar una fuente de energía alternativa. Esto significa, que pueden suplir a las energías o fuentes energéticas actuales contaminando menos y como su propio nombre indica, renovándose.

La energía eólica es la energía obtenida del viento, o sea, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, y que es transformada en otras formas útiles para las actividades humanas.

El consumo de energía es uno de los grandes medidores del progreso y bienestar de una sociedad. El concepto de "crisis energética" aparece cuando las fuentes de energía de las que se abastece la sociedad se agotan. Un modelo económico como el actual, cuyo funcionamiento depende de un continuo crecimiento, exige también una demanda igualmente creciente de energía. Puesto que las fuentes de energía fósil y nuclear son finitas, es inevitable que en un determinado momento la demanda no pueda ser abastecida y todo el sistema colapse, salvo que se descubran y desarrollen otros nuevos métodos para obtener energía: éstas serían las energías alternativas.

En conjunto con lo anterior se tiene también que el abuso de las energías convencionales actuales hoy día tales como el petróleo la combustión de carbón entre otras acarrear consigo problemas de agravación progresiva como la contaminación, el aumento de los gases invernadero y la perforación de la capa de ozono.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-----------------------------------	--

La discusión energía alternativa/convencional no es una mera clasificación de las fuentes de energía, sino que representa un cambio que necesariamente tendrá que producirse durante este siglo. Es importante reseñar que las energías alternativas, aun siendo renovables, también son finitas, y como cualquier otro recurso natural tendrán un límite máximo de explotación. Por tanto, incluso aunque podamos realizar la transición a estas nuevas energías de forma suave y gradual, tampoco van a permitir continuar con el modelo económico actual basado en el crecimiento perpetuo. Es por ello por lo que surge el concepto del Desarrollo sostenible.

Dicho modelo se basa en las siguientes premisas:

- El uso de fuentes de energía renovable, ya que las fuentes fósiles actualmente explotadas terminarán agotándose, según los pronósticos actuales, en el transcurso de este siglo XXI.
- El uso de fuentes limpias, abandonando los procesos de combustión convencionales y la fisión nuclear.
- La explotación extensiva de las fuentes de energía, proponiéndose como alternativa el fomento del autoconsumo, que evite en la medida de lo posible la construcción de grandes infraestructuras de generación y distribución de energía eléctrica.
- La disminución de la demanda energética, mediante la mejora del rendimiento de los dispositivos eléctricos (electrodomésticos, lámparas, etc.)
- Reducir o eliminar el consumo energético innecesario. No se trata sólo de consumir más eficientemente, sino de consumir menos, es decir, desarrollar una conciencia y una cultura del ahorro energético y condena del despilfarro.

La producción de energías limpias, alternativas y renovables no es por tanto una cultura o un intento de mejorar el medio ambiente, sino una necesidad a la que el ser humano se va a ver abocado, independientemente de nuestra opinión, gustos o creencias.

 <p data-bbox="245 197 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 141 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 141 1305 181">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

1.2.- Contexto:

Para poder controlar la contaminación y la emisión de gases contaminantes, que podrían acelerar el proceso del efecto invernadero, el 11 de diciembre de 1997, se firmó el protocolo de Kyoto. Este protocolo es un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases provocadores del calentamiento global: dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), además de tres gases industriales fluorados: Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC) y Hexafluoruro de azufre (SF₆), en un porcentaje aproximado de al menos un 5%, dentro del periodo que va desde el año 2008 al 2012, en comparación a las emisiones al año 1990. Por ejemplo, si la contaminación de estos gases en el año 1990 alcanzaba el 100%, al término del año 2012 deberá ser al menos del 95%. Es preciso señalar que esto no significa que cada país deba reducir sus emisiones de gases regulados en un 5% como mínimo, sino que este es un porcentaje a nivel global y, por el contrario, cada país obligado por Kyoto tiene sus propios porcentajes de emisión que debe disminuir.

En este contexto, la energía eólica, es una energía renovable que evita la emisión de gases tóxicos, así como está dentro del marco del protocolo de Kyoto, ya que no produce ningún gas de los citados anteriormente, y ayuda a la reducción de la producción de los mismos. A partir de este momento, es por lo tanto importante explicar en qué consiste la energía eólica y desde cuándo se podría decir que la usamos.

El término eólico viene del latín Aeolicus, perteneciente o relativo a Eolo, dios de los vientos en la mitología griega. La energía eólica ha sido aprovechada desde la antigüedad para mover los barcos impulsados por velas o hacer funcionar la maquinaria de molinos al mover sus aspas.

En la actualidad, la energía eólica es utilizada principalmente para producir energía eléctrica mediante aerogeneradores. A finales de 2007, la capacidad mundial de los generadores eólicos fue de 94.1 gigavatios. Mientras la eólica genera alrededor del 1% del consumo de electricidad mundial, representa alrededor del 19% de la producción

 <p data-bbox="245 192 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 138 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 138 1305 174">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

eléctrica en Dinamarca, 9% en España y Portugal, y un 6% en Alemania e Irlanda (Datos del 2007).

La energía eólica es un recurso abundante, renovable, limpio y ayuda a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero al reemplazar termoeléctricas a base de combustibles fósiles, lo que la convierte en un tipo de energía verde. Sin embargo, el principal inconveniente es su intermitencia.

1.3.- Historia:

Un molino es una máquina que transforma el viento en energía aprovechable, que proviene de la acción de la fuerza del viento sobre unas aspas oblicuas unidas a un eje común. El eje giratorio puede conectarse a varios tipos de maquinaria para moler grano, bombear agua o generar electricidad. Cuando el eje se conecta a una carga, como una bomba, recibe el nombre de molino de viento. Si se usa para producir electricidad se le denomina generador de turbina de viento. Los molinos tienen un origen remoto.

- Los primeros molinos

La referencia más antigua que se tiene es un molino de viento que fue usado para hacer funcionar un órgano en el siglo I era común. Los primeros molinos de uso práctico fueron construidos en Sistán, Afganistán, en el siglo VII. Estos fueron molinos de eje vertical con hojas rectangulares. Aparatos hechos de 6 a 8 velas de molino cubiertos con telas fueron usados para moler maíz o extraer agua.

Las primeras máquinas que aprovecharon el viento fueron probablemente los molinos de viento de eje vertical usados para moler granos en Persia (actualmente Irán) alrededor del 200BC. Tenían un cierto número de brazos en los cuales se montaban velas, las cuales originalmente estaban hechas de cañas.

 <p data-bbox="245 197 443 244">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 143 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 143 1305 181">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

Los molinos de viento de eje horizontal aparecieron en la región mediterránea alrededor del el siglo 10 y estaban emplazados de forma permanente de cara a los vientos marítimos que predominantes.

Los primeros molinos de viento europeos aparecieron en el siglo décimo tercero, y poseían un mecanismo manual que rotaba todo el molino de viento para orientarlo frente al viento. Estos molinos eran utilizados para moler granos y bombear agua.

El molino de viento holandés del siglo 15 tenía un cuerpo fijo y un casquillo rotativo con un veleta que apuntaba las paletas al viento.

Estas máquinas tenían paletas con diámetros de hasta 25 m y salidas de energía de hasta 30 kilovatios con vientos favorables. En general, tenían alrededor de un cuarto de la eficacia de los de turbina del viento generadores modernos.

Estas máquinas llegaron a extenderse mucho hasta final del siglo diecinueve cuando, por ejemplo, Holanda tenía cerca de 9000 molinos. Menos de 1000 de estas máquinas aún continúan funcionando.



Fig.1. 1 Molino

Aprovechar el viento para la generación en gran escala de energía eléctrica es un desarrollo relativamente reciente. El viento ha sido utilizado por centenares de años para la navegación y para accionar molinos de viento, pero no fue hasta fines del siglo XIX que se construyó la primera turbina eólica para la producción eléctrica. Este molino de viento fue construido por Charles Brush (inventor del cable de varias tecnologías de la naciente industria eléctrica de ese entonces), Este molino tenía 17 metros de alto y un rotor de 144 paletas, completamente construido de madera del cedro. Poco después de eso, el danés Poul la Cour, descubrió que las turbinas del viento que rotaban rápidamente y poseían rotores con pocas paletas generaban electricidad más eficientemente que las turbinas de viento de movimiento lento con rotores de muchas paletas.

 <p data-bbox="247 197 446 246">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 145 694 224">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 145 1300 179">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	---	---

Esto abrió la puerta en un número de avances de la turbina del viento durante el siglo 20. Éstos avances incluyen la introducción de los generadores de Corriente Alterna, la estandarización del modelo con rotor a barlovento (el rotor de cara al viento), de los equipos de orientación electromecánicos para asegurarse de que el rotor siempre este directamente frente al viento, y de frenos de control para prevenir que el rotor se de vuelta demasiado rápido frente a fuertes vientos. Las turbinas eólicas modernas hacen uso de muy pocas paletas pero muy largas para capturar energía del viento. Como éstas son máquinas grandes, su rotación es relativamente lenta, pero generan grandes cantidades de energía al hacerlo.

- En Europa

En Europa los primeros molinos aparecieron en el siglo XII en Francia e Inglaterra y se distribuyeron por el continente. Eran unas estructuras de madera, conocidas como torres de molino, que se hacían girar a mano alrededor de un poste central para levantar sus aspas al viento. El molino de torre se desarrolló en Francia a lo largo del siglo XIV. Consistía en una torre de piedra coronada por una estructura rotativa de madera que soportaba el eje del molino y la maquinaria superior del mismo. Estos primeros ejemplares tenían una serie de características comunes. De la parte superior del molino sobresalía un eje horizontal. De este eje partían de cuatro a ocho aspas, con una longitud entre 3 y 9 metros. Las vigas de madera se cubrían con telas o planchas de madera. La energía generada por el giro del eje se transmitía, a través de un sistema de engranajes, a la maquinaria del molino emplazada en la base de la estructura. Los molinos de eje horizontal fueron usados extensamente en Europa Occidental para moler trigo desde la década de 1180 en adelante. Basta recordar los ya famosos molinos de viento en las andanzas de Don Quijote. Todavía existen molinos de esa clase, por ejemplo, en Holanda.

 <p data-bbox="245 197 443 244">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 143 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 143 1305 181">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

- Molinos de bombeo

En Estados Unidos, el desarrollo de molinos de bombeo, reconocibles por sus múltiples velas metálicas, fue el factor principal que permitió la agricultura y la ganadería en vastas áreas de Norteamérica, de otra manera imposible sin acceso fácil al agua. Estos molinos contribuyeron a la expansión del ferrocarril alrededor del mundo, supliendo las necesidades de agua de las locomotoras a vapor.

- Turbinas modernas

Las turbinas modernas fueron desarrolladas a comienzos de 1980, si bien, los diseños continúan en desarrollo.

 <p data-bbox="245 197 443 244">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 141 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 141 1300 181">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

2. -El viento recurso eólico, aerodinámica y cálculo energético

2.1.- El viento recurso eólico:

2.1.1.- Naturaleza del viento:

El viento se genera por el calentamiento desigual que sufre la tierra . El calentamiento es más intenso cerca del ecuador y durante el día , esto provoca que las zonas más calientes se muevan sobre la superficie de la tierra en su movimiento de rotación. Como la mayoría de las fuentes de energía terrestres, en última instancia viene del sol. El sol irradia 174.423.000.000.000 kilovatios/hora de energía a la tierra. Es decir, en una hora la tierra recibe 1.74×10^{17} vatios de energía. Aproximadamente entre el 1 y el 2 por ciento la energía que proveniente del sol es convertida en viento. Ésa cantidad es de 50 a 100 veces más que la energía convertida en biomasa por todas las plantas de la tierra. Generalmente el aire caliente sube, para después circular por la parte superior de la atmósfera y caer en las zonas más frías. Las regiones alrededor de ecuador, de latitud 0°, son calentadas por el sol más que el resto del planeta. El aire caliente que es más ligero que el aire frío y se eleva hasta alcanzar aproximadamente 10 kilómetros (6 millas) de altitud y se separará en dos corrientes una se dirige hacia el norte y otra al sur. Si el globo no rotara, el aire simplemente llegaría al Polo Norte y al polo sur, bajaría, y volvería al ecuador. A nivel del suelo la circulación es en sentido inverso. El efecto combinado del desigual calentamiento de la tierra y de las fuerzas centrífugas y de Coriolis debidas a la rotación, da lugar a vientos a escala terráquea , con unas tendencias más o menos permanentes. En la siguientes figura 2.1 se indican los vientos aliseos, polares y vientos del Oeste como ejemplos significativos de vientos con estas características.

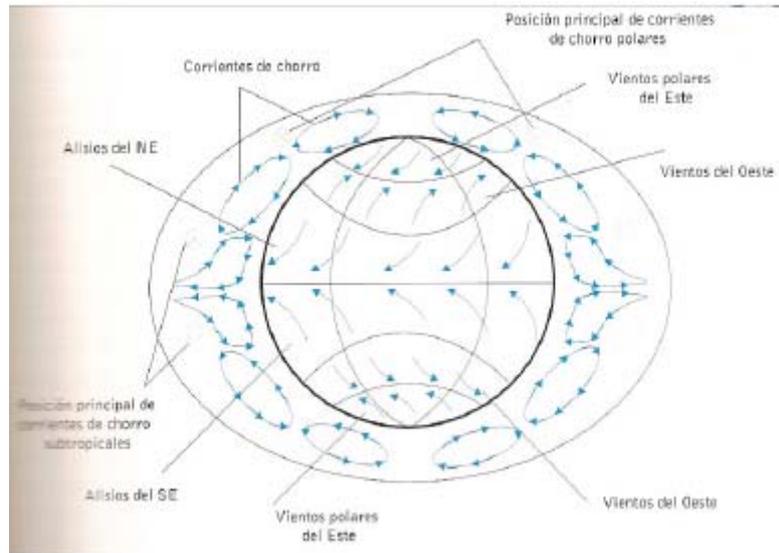


Fig. 2. 1 Vientos a escala global

A escalas menores, pero suficientemente grandes, del orden de los 1.000 km, el viento resulta fundamentalmente de un equilibrio entre la fuerza de Coriolis, la fuerza de presión y el rozamiento con el suelo. La fuerza de Coriolis es perpendicular a la velocidad del aire y es hacia la mano derecha de su trayectoria en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el sur. Por encima de la capa límite terrestre, de unos mil metros de altura, el rozamiento con el suelo es poco significativo, y puede ser una buena aproximación considerar que hay equilibrio entre las fuerzas de Coriolis y las de presión, de manera que las trayectorias serían las líneas isobaras de presión constante. Este viento se suele conocer con el nombre de viento geostrófico. Para un núcleo de altas presiones, en el hemisferio norte, el aire se movería según las agujas del reloj, figura 2.2.

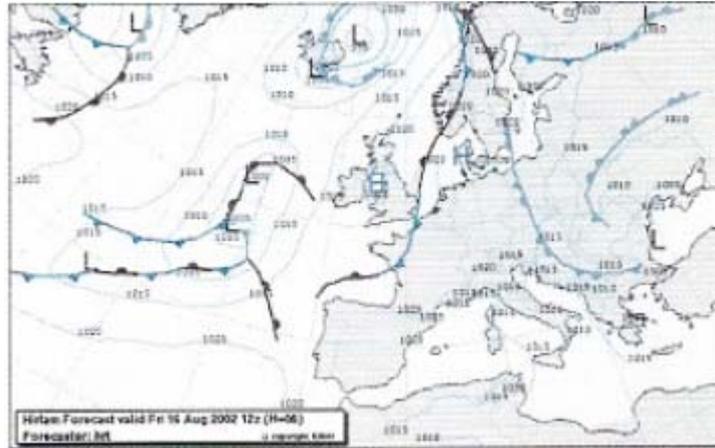


Fig. 2. 2 Viento geostrofico. La dirección del viento marcada por las líneas de presión constantes, las isobaras

Si se considera un seno de bajas presiones, el sentido sería el inverso, y en el hemisferio sur los sentidos serían los opuestos a los del hemisferio norte. Cerca del suelo, el rozamiento con el mismo adquiere más importancia, y la dirección de la velocidad adquiere una componente en la dirección de mayor a menor presión, desviándose entre unos 15° y 30° de la dirección del viento geostrofico.

A una escala menor, el desigual calentamiento de la tierra puede crear brisas a escala local en costas, montañas o valles. Por ejemplo, el desigual calentamiento o enfriamiento de la tierra, el mar, que absorben o emiten distinta energía por radiación, dan lugar a las brisas marinas nocturnas y diurnas. La tierra se calienta o enfría más rápidamente que el mar, de manera que durante el día el aire caliente fluye por las capas bajas del mar, donde cae el aire frío, a la tierra donde se eleva el aire caliente. Por la noche ocurre el fenómeno inverso. También puede ocurrir por las noches que haya aire frío pesado que se desliza por las laderas, y al revés durante el día causando vientos importantes. A una escala local, más pequeña, puede haber muchos otros factores que influyen considerablemente en el viento, unos de los más importantes son los obstáculos y configuraciones orográficas, que dan lugar a efectos aceleradores, por ejemplo en las colinas, que son de mucho interés para el aprovechamiento de la energía eólica. Los meteorólogos suelen denominar a las tres escalas anteriores del movimiento atmosférico macro-escala, meso-escala y micro-escala, respectivamente. La macro-escala típica es de unos 1.000 km y es la que se puede observar en un mapa

del tiempo como el de la figura 2.2. La meso-escala es de unos 10 a 500 km y corresponde por ejemplo a las brisas marinas, o a los vientos asociados a cordilleras o valles. La micro-escala se refiere al tamaño de la perturbación debida a obstáculos tales como colinas o montículos, o las propias estelas de las aeroturbinas.

2.1.1.1.- Fuerza de Coriolis:

Coriolis fue un matemático francés (1795 - 1843) que observó que un objeto de masa m que se desplaza con velocidad angular constante w , experimenta una velocidad tangencial (velocidad angular * radio de giro) tanto mayor cuanto mayor es su alejamiento del centro. Si el objeto se va alejando gradualmente del centro, la variación de su velocidad comportará una aceleración, la que a su vez es debida a la existencia de una fuerza sobre la masa del objeto. Estas son respectivamente la aceleración y la fuerza de Coriolis, que son perpendiculares al desplazamiento del objeto. Como dato curioso, el fenómeno de Coriolis es el responsable de que al vaciar un depósito se forme un remolino con sentido a derechas en el hemisferio Norte y a izquierdas en el hemisferio Sur. Asimismo, es la causa de que los lechos de los ríos sean más profundos en un lado que el otro y que los raíles de los trenes se desgasten más en un lado que en el otro.

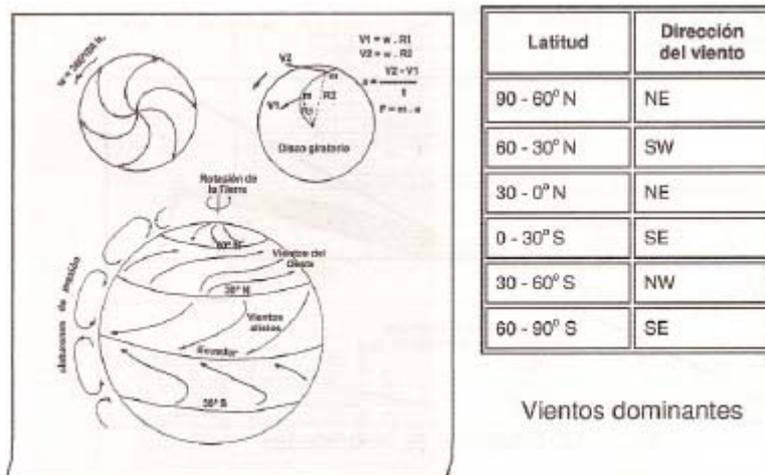
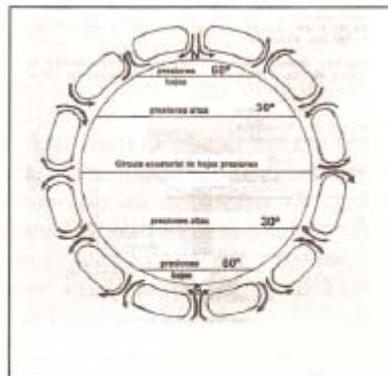


Fig. 2. 3 Fuerza de Coriolis

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

2.1.1.2.- Cinturones de presión:

La radiación solar calienta más el ecuador, con lo que el aire asciende, se enfría y descendería en el Polo Norte si no fuera por la fuerza de Coriolis. Debido a ella, el aire desciende hacia el paralelo 30°. De forma análoga, en los polos el aire frío desciende, recoge calor y asciende nuevamente hacia el paralelo 60°. Se forman así zonas de presiones bajas (entre 60° N Y 60° S), zonas de presiones altas (entre 30° N Y 30° S), y el cinturón ecuatorial de bajas presiones (figura 2.4). Estos cinturones de circulación de calor o cinturones de presión, son influidos por los vientos y por la rotación de la Tierra. A nivel mundial, existen zonas con una actividad atmosférica definida y constante durante meses. Por ejemplo, el anticiclón de las Azores (1.025 milibares), los vientos del Oeste, los vientos alisios en el hemisferio Norte y los monzones y los alisios en el Ecuador. Los cinturones de circulación de calor por convección combinados con la fuerza de Coriolis establecen la disposición de las corrientes en las zonas mundiales de altas y bajas presiones (vientos alisios y vientos del oeste).



Cinturones de circulación por convección

Fig. 2. 4 Cinturón ecuatorial de bajas presiones

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

2.1.1.3.- Viento geostrófico:

Una serie de isobaras rectilíneas situadas en el hemisferio norte generan un viento acelerado en una dirección perpendicular a las isobaras, desde la alta presión a la baja. Esta aceleración de las masas de aire, combinada con la aceleración de Coriolis, resulta en una aceleración inclinada, perpendicular a la trayectoria de la masa de aire. A medida que esta masa va cruzando las isobaras, y lo hace cada vez a mayor velocidad por ser un movimiento acelerado, se irá inclinando cada vez más, ya que, en todo momento, la aceleración de Coriolis continúa siendo perpendicular al movimiento de la masa de aire. El proceso continúa hasta que las dos aceleraciones citadas son opuestas y se anulan mutuamente, quedando como resultante la velocidad final alcanzada por la masa de aire, y de sentido paralelo a las isobaras, que es el viento geostrófico (figura 2.5). Se encuentra a altitudes sobre el terreno de unos 1.000 metros (3.300 pies) y su velocidad se mide mediante globos meteorológicos.

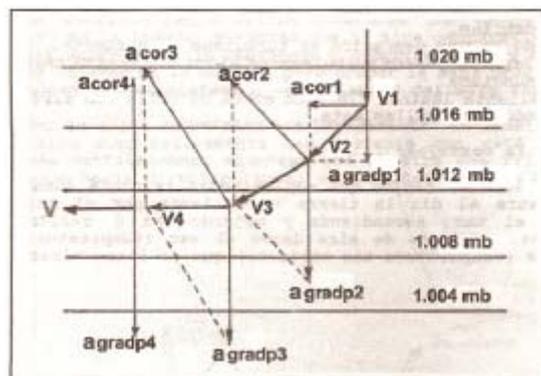


Fig. 2. 5 Viento geostrófico

2.1.1.4.- Vientos locales:

a.- Brisas de la costa-mar:

Son vientos locales flojos que soplan desde el mar hacia la costa. Durante el día la tierra se calienta por el sol más rápidamente que el mar, con lo que el aire caliente asciende y deja una depresión. Se establece así una corriente de aire desde el mar (temperatura más fría) a la tierra (temperatura más caliente) que se llama virazón. En cambio durante la noche la tierra se enfría más rápidamente que el mar y la corriente

de aire es inversa, desde la tierra hacia el mar. Esta corriente de aire se denomina terral (figura 2.6).

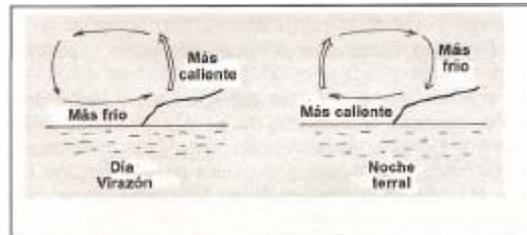


Fig. 2. 6 Brisas costa-mar

b.- Vientos de montaña-valle

De forma análoga se crean las corrientes entre la montaña y el valle. Durante el día se calientan más las laderas de la montaña que el suelo del valle, por lo que el aire caliente de la montaña asciende creándose una pequeña baja presión relativa en la ladera, mientras que el aire comparativamente más frío que está alto sobre el valle desciende y comprime el aire pegado al valle haciéndolo subir por las laderas de la montaña para ocupar la baja presión de la ladera, cerrándose así el sistema de circulación del aire (brisa de valle) (figura 2.7).

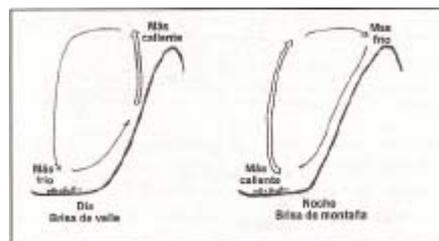


Fig. 2. 7 Brisas de montaña-valle

c.- Alisios y monzones

Los sistemas de vientos tropicales y subtropicales dominan la zona próxima al ecuador. También conocidos como alisios y monzones, estos vientos atraviesan el mar desde las zonas de altas presiones subtropicales, situadas a unos 30 grados de latitud al norte y sur del ecuador. La rotación de la Tierra desvía los vientos a la derecha en el hemisferio norte y a la izquierda en el hemisferio sur.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--



Fig. 2. 8 Efecto del viento en el paisaje

2.1.1.5.- Sistemas de bajas presiones extra tropicales:

La energía eólica no se genera únicamente en áreas con vientos locales. La mayoría de aerogeneradores están situados en lo que denominamos zonas de vientos del oeste: las amplias franjas al norte y sur de los trópicos donde el viento suele soplar del oeste. Aquí es donde las grandes zonas de bajas presiones y las tormentas (ciclones extra tropicales) determinan las condiciones climatológicas y del viento.



Fig. 2. 9 Aerogeneradores

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

2.1.2.- Caracterización de los valores medios. Curvas de distribución de velocidad y Rosa de vientos:

Para poder predecir la variación de la velocidad del viento durante un largo periodo de tiempo se suele utilizar la función de distribución acumulada o curva de duración del viento, que expresa la probabilidad de que la velocidad V exceda un valor límite, V_0 , durante el periodo considerado.

$$F(V_0) = Pr(V_0 < V) \quad (2.1)$$

Cuando dicha probabilidad se multiplica por 8.760 tendríamos el número de horas del año en que esperamos que se exceda dicha velocidad. La velocidad considerada suele ser una media de 10 minutos. Una forma muy aceptada de dicha función es la distribución de Weibull, dada por la siguiente ecuación:

$$F(V_0) = Pr(V_0 < V) = \exp\left[-\left(\frac{V_0}{C}\right)^k\right] \quad (2.2)$$

En esta ecuación aparecen dos parámetros, C y k , que se deben ajustar con los datos del lugar. El parámetro k suele variar entre 1,3 y 3, aunque en algún caso se pueden tener valores cercanos a 1. Para $k=2$, la anterior distribución se conoce con el nombre de distribución de Rayleigh. En la figura 2.12 aparecen representadas distintas distribuciones de Weibull. El valor medio de la velocidad en el periodo indicado viene dado por:

$$V_{ave} = C\tau\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (2.3)$$

donde τ es la función gamma. Para los valores de k entre 1,3 y 3, se cumple aproximadamente que $V_{ave}=0,9 C$. En particular para la distribución de Rayleigh:

$$V_{ave} = \frac{\sqrt{\pi}}{2} C = 0,886C, \quad k = 2 \quad (2.4)$$

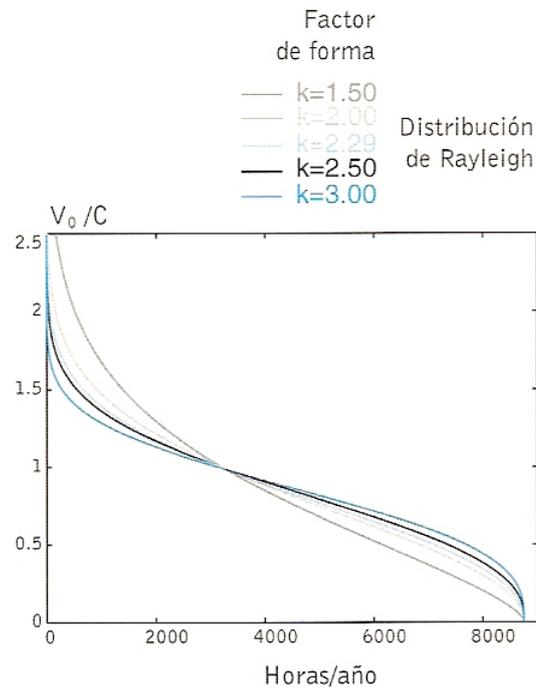


Fig. 2. 10 Curvas de Weibull de duración del viento

La norma IEC (1999) de requerimientos de seguridad, define distintos tipos de aeroturbinas y especifica que las de tipo I deben estar diseñadas para lugares donde $V_{ave}=10$ m/s, y las de tipo IV para lugares donde $V_{ave}=6$ m/s, con valores intermedios para categorías intermedias, y en todos los casos se toma $k=2$ en dicha norma. En EE.UD. se tomó como valores de referencia para el estudio de la energía eólica $k=2,29$, $C=7,07$ m/s. La información anterior se refiere a la distribución del módulo de la velocidad del aire. Sin embargo, para la estimación del recurso eólico es necesario conocer también la dirección del viento. La información simultánea sobre la dirección del viento y su intensidad se suele dar mediante la rosa de los vientos, bien en forma gráfica o en forma tabular. En la figura 2.13 y tabla 1 se da la rosa de los vientos en la que se clasifican los vientos según su procedencia, considerando 16 direcciones angulares. La longitud radial marcada en cada sector indica la frecuencia del viento procedente de esa dirección. El color indica la frecuencia con que ocurre cada intervalo de velocidad para cada dirección.

	<p align="center">Título Proyecto</p>	<p align="center">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	--	---

Velocidad millas/hora	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	caliente	total
0-3	1	1	3	1	1	1	1	0	1	1	1	2	1	1	0	1	3	20
4-7	1	1	2	3	2	2	3	2	1	2	2	2	1	1	1	1	1	11
8-12	0	1	3	2	0	0	2	2	3	5	5	1	0	0	0	0	0	24
13-18	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	1	1	1	0	0	0	12
19-24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	3
25-31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	2	4	14	8	3	3	6	6	8	15	17	5	2	2	1	1	3	100
Velocidad media	4	5,5	5,9	6,3	4	4,1	7,1	7,8	8,3	11,5	11,7	5,2	4	5,9	5	2	0	7,5

Tabla 2. 1 Rosa de los vientos en forma tabular

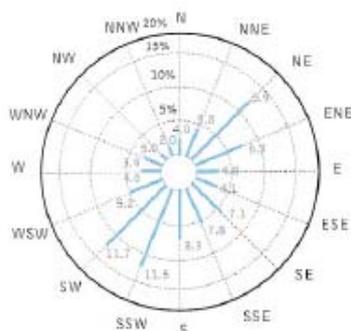


Fig. 2. 11 Rosa de los vientos. Datos de velocidad en millas/horas

2.1.3.- Variación del viento con la altura:

Aun en terreno llano el viento varía con la altura sobre el suelo, según se muestra en la figura 2.14. El estudio de dicha variación es de gran importancia por las siguientes razones:

- A mayor altura hay mayor velocidad del viento, y por tanto la potencia producida por las aeroturbinas también es mayor, aunque por otra parte, al ser más alta la torre mayor es su coste. Es por tanto necesario optimizar el sistema, teniendo en cuenta estos dos efectos. Ésta es una de las razones por las que modernamente se tiende a hacer máquinas más grandes y de más potencia, y consecuentemente más altas.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

- Cada pala al girar se encuentra con viento variable, por lo que se generan cargas alternativas.

- Por la misma razón se generan pares alternativos que dan lugar a fluctuaciones de la energía eléctrica generada. Como se indicó anteriormente, el viento por encima de una cierta altura está sujeto a un equilibrio entre las fuerzas de presión y las de Coriolis. Sin embargo, a medida que nos vamos acercando al suelo el viento es frenado por efecto del rozamiento con el mismo. Este proceso de frenado ocurre en la capa límite terrestre. El espesor de la misma varía según las condiciones climatológicas, y un valor típico medio puede ser de 2 km, aunque en noches frías y claras de poco viento puede llegar a ser de unos 100 m, y bastante mayor en días soleados. La parte superior de la capa límite terrestre se puede identificar a veces desde un avión como una zona de menor visibilidad en la que hay una fuerte mezcla de humo y polvo. La parte inferior de la misma, que alcanza hasta los 150 m, se conoce con el nombre de capa superficial o capa logarítmica. El resto se conoce con el nombre de capa de Ekman. A través de la capa de Ekman, el viento cambia de dirección, con una tendencia a moverse de mayor a menor presión, a medida que nos acercamos al suelo. Para estudiar la acción del viento sobre las aeroturbinas podría bastar con el conocimiento de la capa superficial (aunque esto es cada vez más discutible debido a la creciente altura de las máquinas). En cualquier caso, el conocimiento de la capa de Ekman y de la capa límite completa puede ser útil para poder trasladar datos de viento entre lugares relativamente próximos.

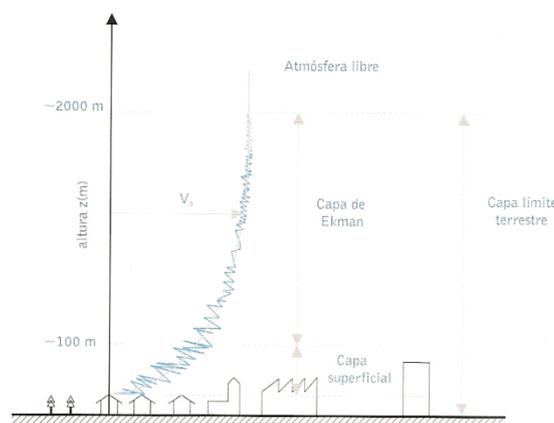


Fig. 2. 12 Capa límite terrestre

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
---	------------------------	--

2.1.3.1.- Capa superficial:

En la capa superficial, una fórmula típica que da la variación del viento con la altura es:

$$V = 2,5 \cdot u^* \cdot \left[\ln\left(\frac{z}{z_0}\right) + \Psi \right] \quad (2.5)$$

Tipo de terreno	Rugosidad (m)
Hielo	10^{-5} a 3×10^{-5}
Agua	10^{-4} a 3×10^{-4} (en el mar la rugosidad aumenta con el viento)
Hierba cortada	10^{-3} a 10^{-2}
Hierba alta	10^{-2} a 4×10^{-2}
Terrenos rocosos	10^{-2} a 5×10^{-2}
Pastos	0,1 a 0,3
Suburbios	0,5 a 1
Bosques	0,1 a 1
Ciudades	1 a 5

Tabla 2. 2 Valores típicos de la rugosidad

donde u^* es la velocidad de fricción turbulenta, z es la distancia al suelo y Z_0 es la rugosidad del suelo. La función Ψ se discutirá posteriormente, depende de la estabilidad atmosférica y vale cero para atmósfera neutra. En la Tabla 2.2 se dan valores típicos de la rugosidad, para distintos tipos de terreno. Se llama la atención de que, para un mismo material, la rugosidad, tal como aparece en (2.5) es 30 veces menor que la que se utiliza en los diagramas de Moody o Níkuradse para pérdida de carga en tuberías. La ecuación (2.5) para atmósfera neutra se puede escribir utilizando una velocidad de referencia V_r a una altura z_r en lugar de la velocidad de fricción:

$$V = V(z_r) \cdot \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_r/z_0)} \quad (2.6)$$

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

Otra forma alternativa es utilizar una ley potencial en lugar de la ley logarítmica; su fundamento teórico es menos riguroso, pero su aplicación puede ser más sencilla:

$$V = V(z_r) \cdot \left(\frac{z}{z_r}\right)^\alpha \quad (2.7)$$

El exponente α varía con la hora del día, la estación, el tipo de terreno, la velocidad del viento y la estabilidad atmosférica. Por las noches con fuerte estabilidad y cortadura puede llegar a valer 0,5 y por el día bajar hasta 0,1. Lo mejor es si se conoce la distribución del viento con la altura; calcular α de forma que las medidas aproximen lo mejor posible la fórmula anterior. Si se quiere predecir su valor se pueden usar las siguientes correlaciones, válidas para atmósfera neutra. En general α aumenta con la rugosidad del terreno y disminuye con la velocidad y con el grado de estabilidad atmosférica. En la referencia siguiente se propone la siguiente correlación:

$$\alpha = \left(\frac{z_0}{10}\right)^{0,2} \left(1 - 0,55 - \log_{10}(V(z_r))\right) \quad (2.8)$$

Donde la altura de referencia es $Z_r=10$ m, z_0 se indica en m y $V(z)$ en ms/. En (2.4) en cambio se propone la siguiente correlación, en la que α sólo depende de la rugosidad:

$$\alpha = \frac{1}{\ln\left(\frac{15,25}{z_0}\right)}, z_0 \text{ en m} \quad (2.9)$$

Para un valor de $V(z)$ entre 5 y 8 m/s ambas correlaciones dan resultados parecidos. La norma IEC61400-1 define para los cálculos de seguridad un perfil normalizado de velocidad (Normal wind profile model, NWP), e indica que las aeroturbinas deben estar calculadas con el exponente $\alpha=0,2$, que según (2.9) correspondería a una rugosidad $z_0=0,10$ m.

 <p data-bbox="245 192 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 138 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 138 1300 174">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

2.2.1.- Efectos orográficos y de estelas:

Cuando se quiere instalar bien una aeroturbina Aislada o un parque eólico, se busca fundamentalmente que la energía obtenida sea máxima y que las cargas turbulentas, que deben soportar las máquinas acortando su vida, sean lo menores posibles. Es de esperar que en distancias del orden de la meso-escala, unos 100 km, y de la macro-escala, unos 1.000 km, exista un suficiente número de estaciones meteorológicas para tener en una primera aproximación, datos generales y de muchos años sobre el viento en esa región. En cambio, es casi seguro que nos va a faltar el conocimiento detallado en la micro-escala distancias de unos 10 km, de cómo los diferentes obstáculos, colinas, configuraciones orográficas o la propia presencia de otras aerogeneradores afectarían localmente al viento.

Existen otros factores de interés en la selección de emplazamientos eólicos, tales como la facilidad de conexión a la red eléctrica, la accesibilidad para llevar a cabo la obra civil, la proximidad de los usuarios para pequeñas instalaciones, etc. Hay modelos de simulación numérica del flujo sobre terreno complejo, de diferente grado de dificultad y aplicabilidad, algunos de uso muy extendido, y otros más complicados, sobre los que se investiga activamente. También se recurre, aunque con menos frecuencia a la simulación física, que utiliza modelos a escala en el túnel aerodinámico. También hay otros métodos alternativos para hacer esta estimación, como la deformación de las plantas, la configuración geomorfológica del terreno, etc. Como consecuencia de estos modelos y estudios, se llega generalmente a la necesidad de la instalación local de anemómetros nuevos en sitios que el modelo ha indicado como más idóneos o representativos. El efecto de la interferencia entre aeroturbinas suele ser importante, ya que las utilizadas en la actualidad tienen una potencia nominal típica de entre 500 y 1.500 kW, con diámetros de entre 40 y 80 m, y para poder producir energía de forma significativa es necesario agrupar las máquinas en parques eólicos.

Por ello, hay que buscar de forma adecuada el emplazamiento de las máquinas, de manera que se aprovechen aquellos lugares con más potencial eólico, situando en ellos el mayor número posible de aerogeneradores, minimizando al mismo tiempo los

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-----------------------------------	--

efectos nocivos asociados a la interferencia. Dichos efectos son diversos. La máquina eólica extrae energía cinética del viento, por lo que éste es menos intenso en su estela, dando lugar a que la producción energética de una máquina situada a sotavento de otra disminuya. En la estela el nivel de turbulencia es mayor que en el viento libre, dando lugar a que aumenten las cargas no permanentes sobre la máquina a sotavento, y a que su vida se acorte. Es además posible que una máquina que en ausencia de estelas cumple con la normativa existente, deje de hacerlo cuando esté sometida a la interferencia, debido a la mayor turbulencia incidente.

Otro factor importante es la falta de uniformidad de la corriente en planos verticales, o cortadura, que se ve notablemente afectada, no sólo por la estela sino también por la topografía compleja. Al aumentar la cortadura, por encima de la correspondiente a terreno llano, aumentan también las cargas cíclicas a que se ven sometidas las palas en su giro. En una primera aproximación se puede estimar el efecto de las estelas mediante el uso de correlaciones, aunque para situaciones complicadas con gran número de aeroturbinas y fuertes interferencias es necesario recurrir a simulaciones numéricas, que se comentarán más adelante.

a.- Orografía del terreno:

El viento, al soplar sobre los accidentes orográficos del terreno, produce los fenómenos siguientes (figura 2.13):

- Una cima redondeada genera ascensiones sin turbulencias.
- Un viento suave, al chocar sobre aristas montañosas así como con obstáculos abruptos (casas altas,...) genera vientos rotos (que giran sobre sí mismos). Si el viento es fuerte se producen turbulencias.
- En el fondo de una depresión montañosa la turbulencia es fuerte.
- Un viento laminar genera turbulencias al chocar contra terrenos de pendiente pronunciada.
- El aire caliente laminar fluyendo sobre un valle con aire frío inmóvil puede producir cizallamiento.

-Los salientes pueden generar turbulencias fuertes en la cima y fuertes descendencias.

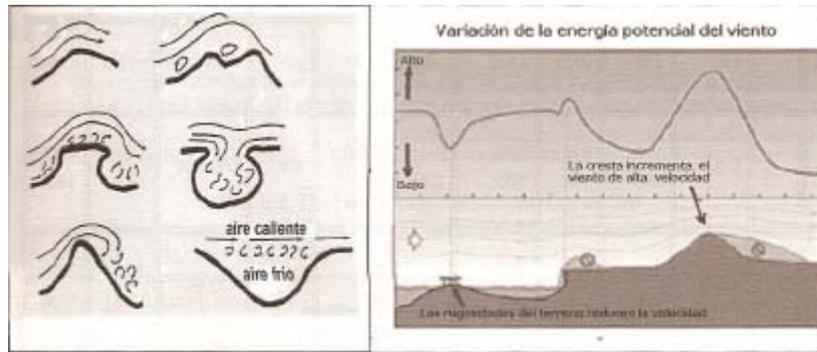


Fig. 2.13 Viento orográfico

Cuanto más accidentada sea la orografía del terreno, tanto más se reducirá la velocidad del viento (bosques y grandes ciudades). Un mapa de vientos de Europa (figura 2.22) indica mediante código de colores (tabla 2.3) una aproximación a la velocidad del viento y permite tener una idea de la energía en w/m^2 que podrá extraerse.

	Terreno accidentado		Terreno llano		Costa		Mar abierto		Colinas	
	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
Morado	>6	>250	>7,5	>500	>8,5	>700	>9	>800	>11,5	>1800
Bermellón	5-6	150-250	6,5-7,5	300-500	7-8,5	400-700	8-9	600-800	10-11,5	1200-1800
Anaranjado	4,5-5	100-150	5,5-6,5	200-300	6-7	250-400	7-8	400-600	10-11,5	700-1200
Verde turquesa	3,5-4,5	50-100	4,5-5,5	100-200	5-6	150-250	5,5-7	200-400	8,5-10	400-700
Azul celeste	<3,5	<50	<4,5	<100	<5	<150	<5,5	<200	7-8,5	<400

Tabla 2.3 Datos del viento a 50m sobre el terreno y código de colores



Fig. 2. 14 Mapa de vientos de Europa

Para tener en cuenta la orografía se considera la llamada rugosidad del terreno, término que permite evaluar las condiciones del viento en el campo. El término longitud de rugosidad (z_0) es la altura sobre el terreno del punto en que la velocidad teórica del viento es 0. La expresión en metros de la rugosidad es:

$$z_0 = 0.5 \frac{h \cdot S}{A_H} \quad (2.10)$$

siendo: h = Altura

S = Sección frente al viento de los elementos de rugosidad del paisaje.

A_H = Área horizontal media correspondiente a cada elemento del paisaje.

La tabla siguiente indica clases y longitudes de rugosidad tabla 2.4

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad (m)	Índice de energía (%)	Tipo de paisaje
0	0,0002	100	Superficie de agua
0,5	0,0024	73	Terreno abierto con superficie suave. Pistas de aeropuertos. Hierba segada, ...
1	0,03	52	Área agricultura abierta sin vallas, sin setos y con edificios muy desperdigados. Colinas suaves
1,5	0,055	45	Terreno de agricultura, con algunas casas, setos de 8 m. de altura a 1.250 m. de distancia
2	0,1	39	Terreno de agricultura con algunas casas, y cubiertas o setos de 8 m. de alto a 500 m. de distancia.
2,5	0,2	31	Terreno de agricultura con muchas casas, arbustos y plantas o setos de 8 m de alto a 250 m de distancia.
3	0,4	24	Pueblos, pequeñas ciudades, tierra de agricultura con muchos setos y cubiertas altas, bosques y terreno accidentado y desigual
3,5	0,8	18	Ciudades grandes con edificios altos
4	1,6	13	Ciudades grandes con edificios altos y rascacielos

Tabla 2. 4 Clases y longitudes de rugosidad

Velocidad (m/s)	Potencia W/m ²	Velocidad (m/s)	Potencia W/m ²	Velocidad (m/s)	Potencia 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	76,2	13	1345,7	21	5672,4
6	132,3	14	1680,7	22	6521,9
7	210,1	15	2067,2	23	7452,3

Tabla 2. 5 Potencia del viento (W/m²)=0,5*1,225*v³

	<p style="text-align: center;">Título Proyecto</p>	<p style="text-align: center;">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	---	--

b.- Cizalladura

La cizalladura (wind shear) consiste en un cambio rápido en la dirección y en la intensidad del viento que se presenta verticalmente y en muy poco espacio. Puede ser provocada por la orografía del terreno, por edificios, etc.

La velocidad del viento a una altura h sobre el nivel del terreno es:

$$v = v_{ref} \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)} \quad (2.11)$$

siendo : v =velocidad a la altura z

z =altura sobre el terreno del punto con el viento a la velocidad v

z_0 =longitud de rugosidad en la dirección normal del viento, en metros

V_{ref} =velocidad de referencia, es decir, velocidad conocida a la altura h_{ref}

Z_{ref} =altura de referencia, es decir, altura punto de velocidad conocida V_{ref}

Por consiguiente, al ser las velocidades del viento dependientes de la altura, es necesario proyectar el rotor para que soporte las fuerzas distintas en las palas, ya que en un momento determinado, la pala que esté arriba estará sometida a una mayor fuerza que la que esté abajo.

En el gráfico de la figura 2.15, puede verse esta distribución de velocidades para una longitud de rugosidad de 0,1 m, de este modo, si un anemómetro mide la velocidad de 6,8 m/s a 10m de altura, una turbina de 40 m de diámetro con su eje a 60 m del suelo tendrá unas velocidades en las palas inferior y superior y en el eje de 7,7 m/s, 10 m/s y 9,2 m/s respectivamente.

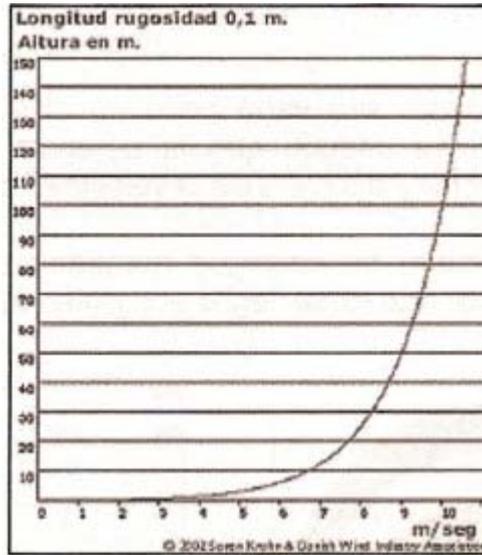


Fig. 2. 15 Cizalladura

 <p data-bbox="245 197 443 244">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 143 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 143 1305 181">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

3. -Aerogeneradores

3.1.- ¿Que es un aerogenerador?

Un aerogenerador es un generador eléctrico movido por una turbina accionada por el viento (turbina eólica). Sus precedentes directos son los molinos de viento que se empleaban para la molienda y obtención de harina. En este caso, la energía eólica, en realidad la energía cinética del aire en movimiento, proporciona energía mecánica a un rotor hélice que, a través de un sistema de transmisión mecánico, hace girar el rotor de un generador, normalmente un alternador trifásico, que convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica.

Existen aerogeneradores a 28 kilómetros mar adentro como por ejemplo en la parte belga del Mar del Norte. Este tipo de aerogeneradores, se les denomina aerogeneradores offshore.

Existen diferentes tipos de aerogeneradores, dependiendo de su potencia, la disposición de su eje de rotación, el tipo de generador etc.

Los aerogeneradores pueden trabajar de manera aislada o agrupados en parques eólicos o plantas de generación eólica, distanciados unos de otros, en función del impacto ambiental y de las turbulencias generadas por el movimiento de las palas.

Para aportar energía a la red eléctrica, los aerogeneradores deben estar dotados de un sistema de sincronización para que la frecuencia de la corriente generada se mantenga perfectamente sincronizada con la frecuencia de la red, (en España 50 Hz).

Ya en la primera mitad del siglo XX, la generación de energía eléctrica con rotores eólicos fue bastante popular en casas aisladas situadas en zonas rurales.

En Europa se distingue claramente un modelo centro-europeo, donde los aerogeneradores llegan a ubicarse en pequeñas agrupaciones en las cercanías de las

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-----------------------------------	--

ciudades alemanas, danesas, neerlandesas, y un modelo español, donde los aerogeneradores forman agrupaciones (a veces de gran tamaño) en las zonas montañosas donde el viento es frecuente, normalmente alejadas de los núcleos de población.

La energía eólica se está volviendo más popular en la actualidad, al haber demostrado la viabilidad industrial, y nació como búsqueda de una diversificación en el abanico de generación eléctrica ante un crecimiento de la demanda y una situación geopolítica cada vez más complicada en el ámbito de los combustibles tradicionales.

La tecnología eólica ha evolucionado a velocidad creciente en las últimas dos décadas, lo que ha permitido pasar de los aerogeneradores de apenas varias decenas de kilovatios de potencia de los años ochenta a los actuales turbinas, de potencia nominal superior al megavatio (algunas llegan a los 5 MW). Además, el peso de los aerogeneradores se ha reducido a la mitad, así como el nivel de ruido, y la producción de energía anual ha aumentado 100 veces en 15 años.

Los modelos que se instalan en la actualidad son, por lo general, tripala de paso variable (este sistema permite una producción óptima con vientos bajos y una reducción de cargas con vientos altos), alta calidad en el suministro eléctrico y bajo mantenimiento. Preparadas para optimizar los recursos eólicos de un emplazamiento determinado, la vida útil de estas máquinas es, como mínimo, de 20 años (si se compara con un motor de automóvil ordinario, este solo funcionara durante unas 5.000 horas a lo largo de su vida útil). Otra ventaja de las actuales turbinas eólicas es que tienen un factor de disponibilidad de alrededor del 98%. Es decir, están operativas y preparadas para funcionar durante una media superior al 98% de las horas del año, y sólo necesitan una revisión de mantenimiento cada seis meses.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

3.2.- Aerodinámica:

3.2.1.- Perfiles y potencia:

El desarrollo de la aeronáutica, ha permitido un avance espectacular en el campo de la energía eólica, principalmente en lo que se refiere a perfiles, que son las secciones transversales de las palas de las hélices. El viento al actuar sobre los perfiles origina una fuerza que se puede descomponer en dos: la fuerza de sustentación, perpendicular al viento, que es la que hace girar las palas, y la fuerza de resistencia, paralela al viento.

Análogamente al fenómeno de sustentación del ala de un avión, la fuerza neta aerodinámica sobre las palas se produce como resultante de la depresión que se crea en el extradós (parte superior- barlovento) y la sobrepresión que se produce en el intradós (parte inferior- sotavento).

El teorema de Bernoulli relaciona la presión (p) y la velocidad (v) del aire (densidad ρ) entre dos puntos situados a la misma altura en el seno de un flujo de corriente (uno próximo a las palas y el otro en el extradós), según la fórmula :

$$p + \frac{\rho \cdot v^2}{2} = \text{constante} \quad (3.1)$$

Por consiguiente, un aumento de la velocidad del aire se traduce en una disminución de la presión, mientras que una disminución en la velocidad comporta un aumento. En las palas, al girar, las partículas de aire que pasan por delante (extradós) y las que pasan por detrás (intradós), deben llegar al mismo tiempo al borde de salida.

Por lo tanto, la velocidad del aire es mayor en el extradós, por tener el perfil una mayor longitud, de modo que tendrá así una menor presión (succión), mientras que en el intradós, al ser menor la velocidad del aire, existirá una mayor presión. La diferencia de presiones entre el extradós y el intradós, reduce una fuerza resultante, que se

descompone en dos. Una es la fuerza de sustentación L , que en el caso de un avión, soporta su peso, y la otra es la resistencia de avance D . En el caso de las palas de la turbina, la fuerza resultante se descompone en una fuerza neta en la dirección del eje del movimiento, que es la que hace girar las palas, y en otra que es perpendicular al plano de rotación de las palas, en la misma dirección del viento, y es la que debe resistir la torre de soporte figura 3.1.

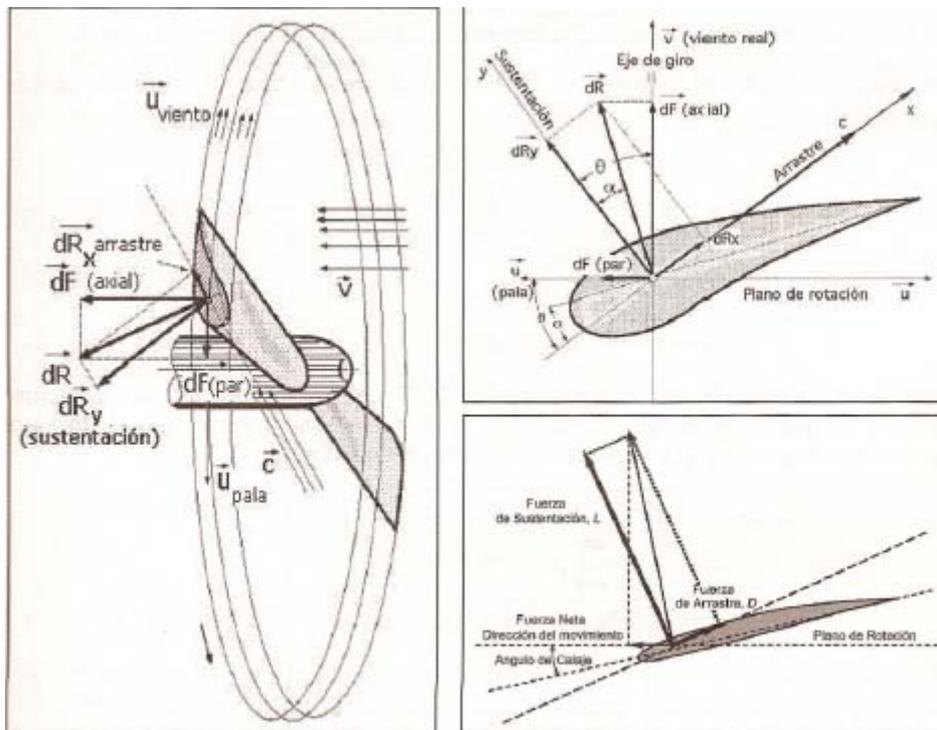


Fig. 3. 1 Diagrama de fuerzas

Realizando experimentos en un túnel aerodinámico con un perfil asimétrico de ala y midiendo la sustentación L y la resistencia D a diferentes ángulos de ataque α , se obtiene un coeficiente C_L sin dimensiones:

$$C_L = \frac{L}{(1/2) \cdot \rho \cdot C \cdot v^2} \quad (3.2)$$

Siendo: L = sustentación
 ρ = densidad del aire
 C = cuerda
 v = velocidad del aire

La siguiente figura 3.2 representa el valor C_L en función del ángulo de ataque α . En la curva se aprecia que la sustentación L aumenta proporcionalmente al ángulo de ataque, y que se anula (entrada en pérdida) cuando el ángulo de ataque α , es de unos 18° . En estas condiciones los filetes de aire son incapaces de seguir el perfil y lo abandonan en forma de remolinos.

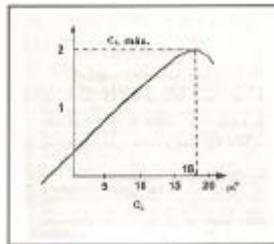


Fig. 3. 2 Coeficiente de sustentación C_L

De modo análogo, se obtiene el coeficiente de resistencia C_D definido como el cociente:

$$C_D = \frac{D}{(1/2) \cdot \rho \cdot C \cdot v^2} \quad (3.3)$$

Siendo: D = resistencia
 ρ = densidad del aire
 C = cuerda
 v = velocidad del aire

La siguiente curva figura 3.3, representa el valor de C_D en función del ángulo de ataque α . Se observa que el coeficiente de resistencia C_D es mínimo para un ángulo de ataque ligeramente negativo y que después crece exponencialmente.

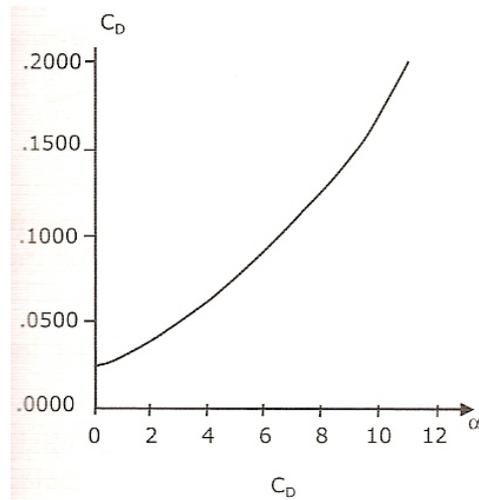


Fig. 3.3 Coeficiente de resistencia CD

Otto Lilienthal (1848-1896) fue el primero que obtuvo la curva llamada polar que relaciona los valores de sustentación L y de la resistencia D , es decir la relación equivalente entre los coeficientes C_L y C_D para diversos ángulos de ataque. La curva polar (figura de abajo figura 3.4) es el retrato aerodinámico de las palas. El rendimiento aerodinámico es tanto más elevado cuando mayor sea la relación C_L/C_D . Esta relación recibe el nombre de finura aerodinámica. La tangente desde el origen de coordenadas a la curva polar proporciona la finura aerodinámica máxima.

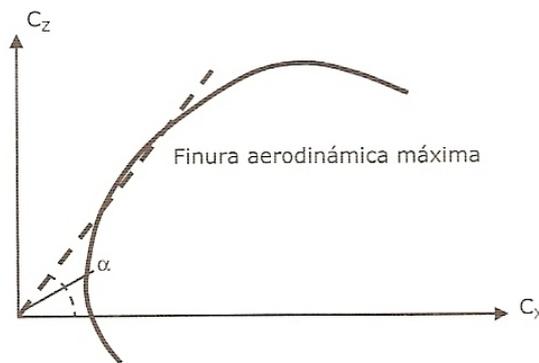


Fig. 3.4 Curva polar

En los perfiles del parámetro del área, se distinguen:

- Borde de entrada o borde de ataque: es la parte delantera del perfil del ala. Presenta una pequeña zona de remanso donde la velocidad del aire es cero.

- Borde de salida: es la parte posterior del perfil, por donde salen los filetes de aire en contacto con la superficie de la pala.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

-Alabeo o Línea de curvatura media del perfil: es la línea que equidista de la parte superior (extradós) y de la parte inferior (intradós) de la pala.

-Envergadura: es la distancia de punta a punta de la ala.

-Cuerda: es la línea recta que une el borde de ataque con el borde de salida. Como las cuerdas no son iguales a lo largo del ala, se define como cuerda media aquella que multiplicada por la envergadura es igual a la superficie de la pala.

-El ángulo de ataque: es el ángulo que forma la cuerda aerodinámica con la dirección del viento al vivo.

-Alargamiento: es la relación entre la envergadura y la cuerda media.

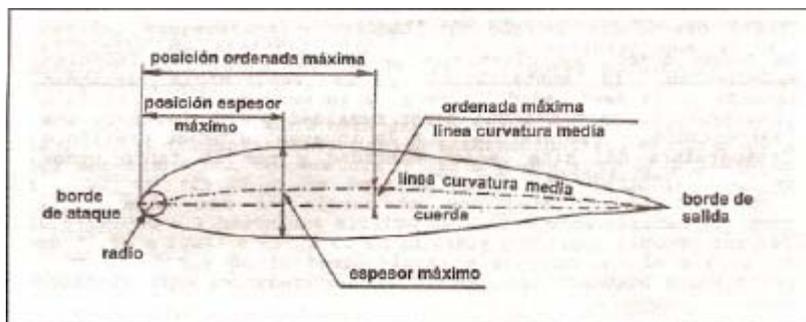


Fig. 3. 5 Parámetros ala

Los perfiles de las alas son perfiles de ala que inciden en el aire con ángulo de ataque variables, que disminuyen desde el centro o cubo a la periferia (figura siguiente). Esto es natural porque el recorrido de estos puntos extremos es mayor y también lo es su velocidad con relación al aire, lo que limita el ángulo de ataque para la sección de la hélice correspondiente no entra en pérdida.

A señalar que la velocidad del aire v en el seno de la turbina y a la altura de cualquier sección será menor que la velocidad del aire libre v_1 antes del círculo de las palas, y que la velocidad angular w impartida a la corriente de aire libre por el giro de

las palas es menor que la velocidad angular w de éstas. En la figura de abajo puede verse a distribución de velocidades.

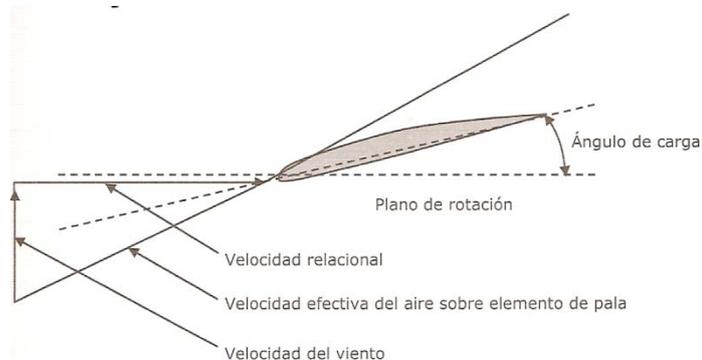


Fig. 3. 6 Diagrama a de velocidades

La solidez es la relación entre el área proyectada por las palas sobre el plano de rotación y la superficie de barrida por el rotor. Puede variar desde el 1% para turbinas rápidas al 100% para turbinas lentas.

La velocidad específica o TSR (Tip Speed Ratio) es el cociente entre la velocidad tangencial de la punta de las palas $U = W \cdot r$, y la velocidad del viento V , siendo W la velocidad angular y r el radio de las palas.

$$V_e = \frac{U}{v} = \frac{W \cdot r}{S \cdot V} \quad (3.4)$$

El par Q sobre las palas es el resultado del producto de las fuerzas de sustentación y resistencia por la distancia al eje. La potencia P podría calcularse como el resultado de multiplicar este par Q por la velocidad angular W .

3.3.- Tipos de generador eléctrico:

Entendiendo un aerogenerador como la máquina que integra una aeroturbina y un generador eléctrico, y vistos en los apartados anteriores los principales tipos de aeroturbinas concebidas para aprovechar la energía del viento, es de interés clasificar los aerogeneradores atendiendo al tipo de generador eléctrico utilizado. Como ya se ha comentado, el primer generador eólico se atribuye a William Thomson a finales del

 <p data-bbox="245 192 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 138 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 138 1300 174">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

siglo XIX. Posteriormente, investigadores como Poul de la Cour, F.L. Smidth o Johannes Juul, entre otros, fueron los protagonistas del desarrollo experimentado por los generadores eólicos en la primera mitad del siglo XX, y cuya investigación fue nuevamente impulsada en la década de los setenta tras la primera crisis energética. Dejando aparte algunos pequeños aerogeneradores domésticos que funcionan de forma aislada de la red y donde se utilizan generadores corriente continua conectados a baterías a trata de un regulador de carga; en general, los aerogeneradores están conectados a redes eléctricas distribución y utilizan generadores trifásicos corriente alterna. Más adelante se analizarán las diferentes tecnologías que se aplican actualmente como sistemas de generación eléctrica de aerogenerador Según el sistema empleado, la máquina eléctrica utilizada como generador puede tratarse de:

- Generador asíncrono de Jaula de Ardilla, de rotor bobinado.
- Generador síncrono con bobinado de excitación, o de imanes permanentes.

3.3.1.- Generadores asíncronos o de inducción:

En la figura 3.7 (a) se presenta un esquema de principio de este robusto generador que es compuesto por un bobinado trifásico inductor conectado a la red eléctrica y ubicado en el núcleo magnético del estator, y de un sencillo bobinado de inducido, cortocircuitado, y ubicado en el rotor de la máquina. Generalmente este bobinado cortocircuitado está constituido por barras de aluminio sin conexión exterior, en ese caso, se denomina “generador asíncrono de jaula de ardilla.”A veces, por el contrario, y con objeto de poder acceder eléctricamente a dicho bobinado de inducido, se bobina el rotar con espiras, la conexión de cortocircuito se establece externamente a través de un sistema de anillos y escobillas. Esta máquina se conoce como “generador asíncrono de rotar bobinado”.

La forma peculiar de la característica de par-velocidad de este generador, que presenta un ligero deslizamiento de velocidad proporcional al par electromagnético

 <p data-bbox="245 197 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 141 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 141 1305 179">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

transmitido, hace que presente algunas ventajas en su utilización en aerogeneradores, como son:

- No precisa un sistema de sincronismo con la frecuencia de red en el arranque. Esto significa que, en caso necesario, permitiría arrancar el sistema desde el propio generador eléctrico haciéndolo trabajar en modo motor arrastrando la turbina.
- Establece un acoplamiento amortiguado entre el sistema aerodinámico, la transmisión mecánica y la red eléctrica, lo que permite reducir el impacto en la potencia generada que pueden provocar oscilaciones del viento.
- Tiene una respuesta rápida y estable frente a sobrecargas transitorias y fortuitas provocadas, por ejemplo, por ráfagas de viento, lo que permite el uso de turbinas sencillas de entrada en pérdida sin necesidad de regulación de paso de pala.
- Las características constructivas de este generador, hacen que sea una máquina muy robusta y exenta prácticamente de mantenimiento, especialmente en el caso de "rotor de jaula de ardilla".
- La conexión necesariamente de cortocircuito en el rotor, hace que este sistema admita trabajar a dos velocidades distintas del eje, en dependencia de la velocidad del viento, precisando para ello, únicamente un sencillo sistema de conmutación de los polos del devanado del inducido del estator.

No obstante, el empleo de esta máquina como generador tiene un grave inconveniente. No dispone de un bobinado que permita ni producir ni controlar la potencia reactiva que, en función del grado de carga, precisa la máquina para

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

mantenerse magnetizada. Muy al contrario, esa potencia reactiva requerida por la máquina, la absorbe de la propia red eléctrica a la que está conectada. Esto así planteado impediría su utilización como sistemas de generación ya que, entre otras cosas, se le exige mantener un factor de potencia determinado, próximo a la unidad, independientemente de la energía producida. Para solucionar este problema estos generadores precisan un costoso sistema adicional de aporte y control de reactiva, compuesto por baterías regulables de condensadores.

No obstante, este inconveniente, y debido a las múltiples ventajas que presenta el generador asíncrono, es la máquina que se utiliza en exclusiva en los sistemas que tecnológicamente, se agrupan dentro del tipo “aerogeneradores de velocidad fija, directamente acoplados a la frecuencia de red”.

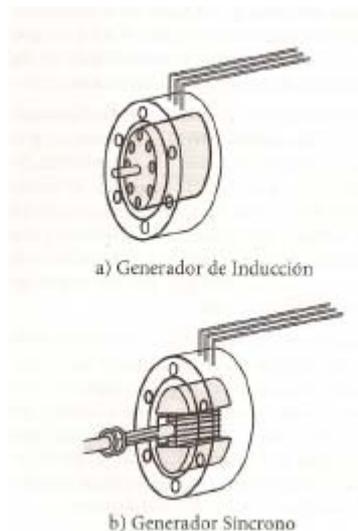


Fig. 3. 7 Esquema de generadores eléctricos de C.A

3.3.2.- Generadores síncronos:

En la figura 3.7 (b) se presenta un esquema de principio de este otro tipo de generador, donde el bobinado trifásico conectado a la red eléctrica y ubicado en el núcleo magnético del estator constituye el inducido de la máquina, contrariamente a lo que ocurría en un generador asíncrono. Por el contrario, el rotor dispone de un bobinado de corriente continua, que, mediante un circuito de auto excitación, puede ser regulado desde el exterior, que constituye el sistema inductor de la máquina y, por

	<p style="text-align: center;">Título Proyecto</p>	<p style="text-align: center;">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	--

tanto, desde donde se puede regular el nivel de magnetización en función del grado de carga. La máquina, así constituida, recibe el nombre de "generador síncrono con bobinado de excitación": A veces, se sustituye este bobinado de excitación por imanes permanentes. En este caso, la característica par-velocidad es absolutamente rígida, su velocidad es inamovible y está impuesta por el valor de la frecuencia de la red a la que está conectado. Esto hace que pueda presentar ciertos inconvenientes en su utilización en aerogeneradores, como son:

- Se establece un acoplamiento absolutamente rígido entre el sistema aerodinámico, y la transmisión mecánica y la red eléctrica, lo que exigiría introducir en el tren de transmisión sistemas de acoplamientos elásticos e incluso amortiguadores viscosa para reducir a valores tolerables, el impacto en la potencia generada que pueden provocar oscilaciones del viento.
- La elevada constante de tiempo que, obligatoriamente, tiene el bobinado de excitación, hace que este sistema tenga una respuesta lenta y oscilante frente a sobrecargas transitorias y fortuitas provocadas, por ejemplo, por ráfagas de viento, lo que necesariamente exige el uso de turbinas con sistema de regulación de paso de pala.

Sin embargo, hay dos características muy positivas que hacen que se contemple su empleo en cierto tipo de aerogeneradores:

- Esta máquina sí dispone de un bobinado de excitación donde se puede, ya no sólo aportar la potencia reactiva de magnetización de la máquina en cada circunstancia de operación, sino que incluso se puede regular el nivel de la reactiva aportada por ella misma al sistema.
- Por otra parte, la constitución de esta máquina hace que presente un rendimiento sensiblemente mayor al del generador asíncrono, y, en el caso que

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
---	----------------------------	--

se precise, requiere dimensiones menores, en especial en máquinas de alto par y baja velocidad.

Estas últimas ventajas hacen que el generador síncrono se utilice, tanto como el asíncrono, en los sistemas pertenecientes a la clase de “aerogeneradores de velocidad variable, desacoplados de la frecuencia de red mediante convertidor electrónico”.

3.4.- Diferentes partes de un aerogenerador:

3.4.1.- Descripción general y componentes:

3.4.1.1.- 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.



Fig. 3. 8 Góndola con los elementos más significativos. Modelo de GAMESA

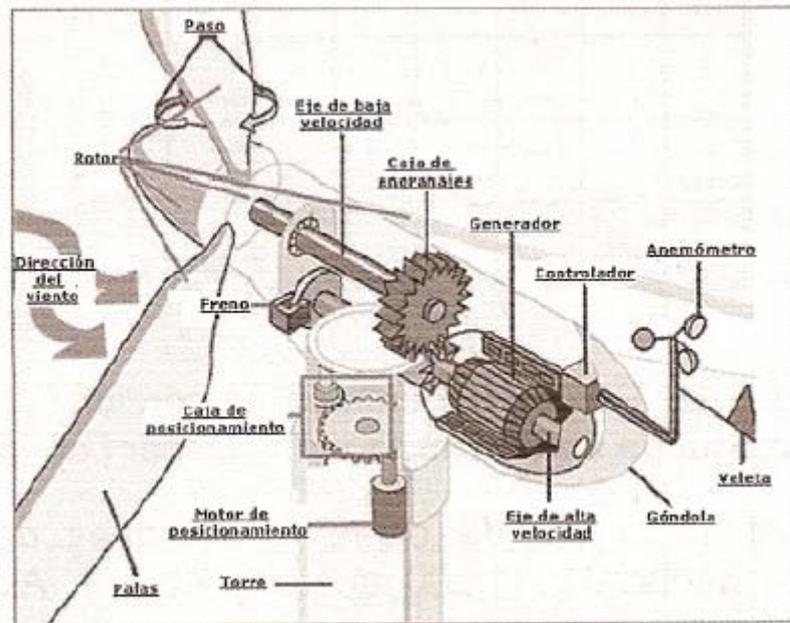


Fig. 3. 9 Componentes turbina

3.4.1.2-. El rotor:

Se entiende por rotor eólico el conjunto de componentes del aerogenerador que giran fuera de la góndola. Estos componentes son las palas, buje y el mecanismo de cambio de paso de la pala. Desde un punto de vista de diseño y fabricación, cada uno de estos componentes se pueden considerar como elementos independientes. Sin embargo, cuando se estudia su funcionamiento, es muy adecuado incluirlos, como partes del rotor eólico o bien como componentes del tren de potencia. Las palas, claramente pertenecen al rotor eólico, sin embargo, en cuanto al buje y al mecanismo de cambio de paso esta pertenencia no es tan clara.

El tipo de rotor eólico más adecuado en turbinas eólicas diseñadas para producir energía eléctrica es el rotor tipo hélice. Esta denominación se basa en que el principio de funcionamiento aerodinámico y estructural de las hélices utilizadas en la tecnología aeronáutica se pueden aplicar a los rotores eólicos de los aerogeneradores de eje horizontal, aunque con algunas restricciones.

El rotor puede ser de velocidad fija o velocidad variable.

En el rotor de velocidad fija figura inferior el generador asíncrono se conecta directamente a la red principal de suministro eléctrico, por lo que su construcción es simple y barata. Por contra, presenta unas altas corrientes de arranque y una alta

demanda de potencia reactiva. Un generador multipolo con imanes permanentes en el rotor y devanados en el estator, de gran diámetro, no necesita caja multiplicadora. La energía que se obtiene es de frecuencia variable y necesariamente hay que añadir un rectificador y un ondulator para tener los 50 ciclos de la corriente de red.

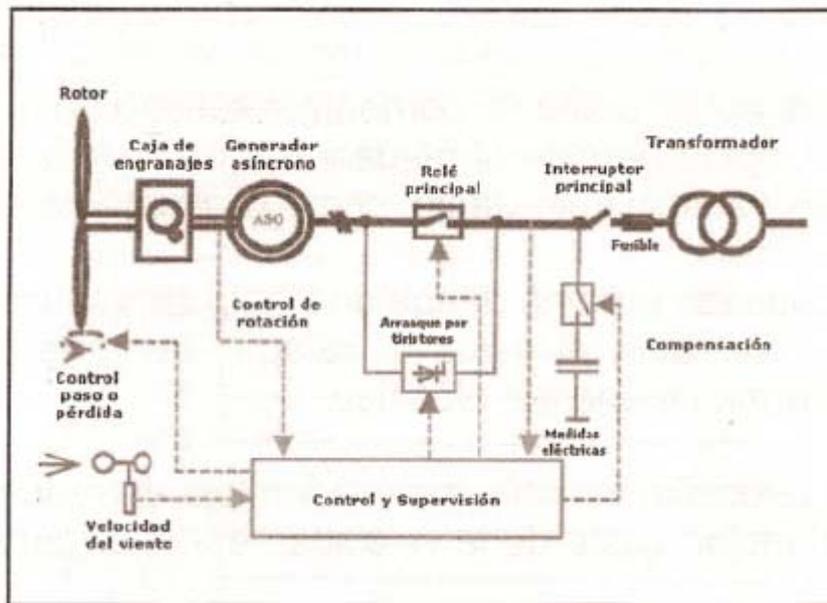


Fig. 3. 10 Rotor de velocidad fija

En el rotor de velocidad variable figura inferior, el rotor y el generador se desacoplan de la frecuencia de la red. De este modo, el rotor puede operar con velocidad variable ajustada a la velocidad de viento real. Como consecuencia, los componentes mecánicos tienen mejor comportamiento a la fatiga y esto permite un alargamiento de la vida de la máquina.

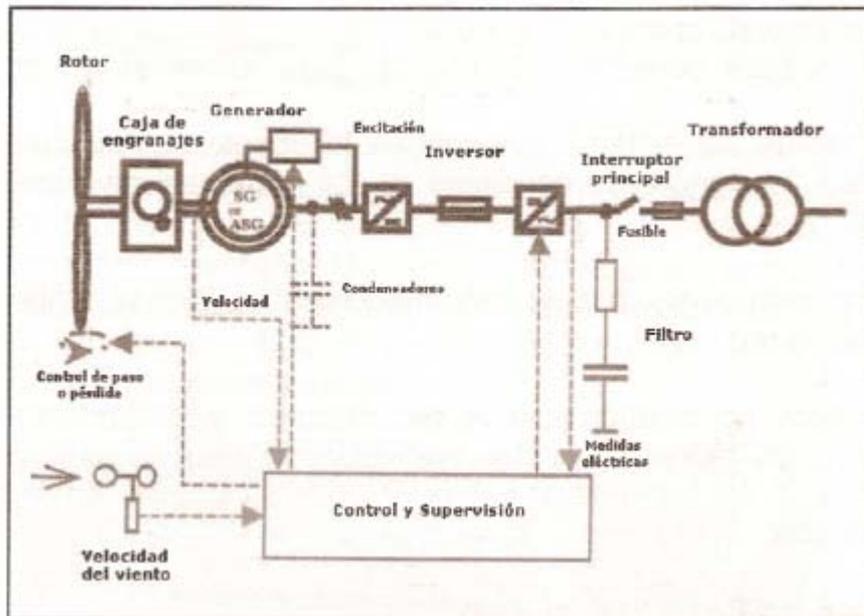


Fig. 3. 11 Rotor de velocidad variable

El generador se conecta a la red mediante un sistema inversor electrónico o bien, los arrollamientos de excitación del generador son alimentados por una frecuencia externa desde un inversor. El sistema eléctrico está compuesto por un generador asíncrono con anillos en el rotor donde se puede conectar un cortocircuito, un juego de resistencias o una cascada hipersíncrona.

El circuito de cascada hipersíncrona está formado por un rectificador trifásico, una reactancia alisadora, una protección de sobre intensidad, un ondulator trifásico, un filtro de armónicos y un transformador, para adaptar la salida de la cascada hipersíncrona a la salida del estator.

La potencia de salida se puede controlar con el mecanismo de cambio de paso (respuesta en 0,2 segundos) y con el disparo de los tiristores (respuesta en 20 ms).

El control de los tiristores actúa sobre la corriente rotórica controlando el par en el rotor. Esta actuación tan rápida permite al mecanismo de cambio de paso adaptar la máquina a las condiciones variables del viento, con una mayor elasticidad.

El exceso de energía provocado por una ráfaga de viento se traduce instantáneamente en una aceleración del rotor que, al pasar la ráfaga, devuelve la energía cinética adquirida al sistema, en forma de energía eléctrica.

 <p data-bbox="245 192 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 138 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 138 1300 174">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

En resumen, el rotor de velocidad variable tiene la ventaja de reducir las fluctuaciones mecánicas y consigue el mejor ajuste de la velocidad del rotor para operar al máximo de potencia.

3.4.1.2.1.- Parámetros de diseño de rotores eólicos:

El proceso de diseño de un rotor eólico consiste en definir la geometría más adecuada de las palas para conseguir que las actuaciones de la turbina sean las esperadas. Se entiende por actuación de la turbina la potencia que es capaz de desarrollar ante variaciones en la velocidad del viento, la velocidad de giro y el ángulo de paso de pala.

El criterio de optimizar las actuaciones de la turbina no se debe considerar como el único, ya que el diseño del rotor debe tener en cuenta que las palas sean de fácil fabricación y tengan una adecuada resistencia estructural.

Las actuaciones del rotor están ligadas fundamentalmente a la forma del coeficiente de potencia del rotor eólico. La dependencia de este coeficiente se puede expresar en función de parámetros a dimensionales en los que intervienen la forma geométrica del rotor, la operación de la máquina y las características del viento.

Los parámetros relacionados con la geometría del rotor son:

- Diámetro del rotor, O
- Número de palas, N
- Tipo de perfil aerodinámico (L/D) máx.
- Forma en planta, cuerda del perfil, c
- Espesor relativo d/c
- Ángulo de torsión, θ

Los correspondientes a la operación de la máquina son:

- Velocidad de giro de la turbina n (rpm)
- Ángulo de paso de pala, β y las características del viento
- Densidad ρ

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
---	----------------------------	--

- Viscosidad μ .
- Velocidad del viento v

A partir de los parámetros anteriores se puede expresar el coeficiente de potencia del rotar eólico en función de los siguientes números a dimensionales

$$C_{p,m} = f\left(N, \frac{L}{D}, \frac{d}{c}, AF, \lambda, \beta, \theta, Re\right) \quad (3.5)$$

L/D es el cociente entre la fuerza de sustentación y la fuerza de arrastre en el perfil. AF se define como el factor de actividad. Este factor junto con el número de palas, N , permite obtener una medida de la solidez del rotar. Se obtiene a partir de la siguiente expresión

$$AF = \frac{10^5}{16.D} \int_{x_r}^1 c(x)x^3 \cdot dx \quad (3.6)$$

Donde $x=r/R$ es el cociente entre la distancia de un determinado perfil al centro de giro de la máquina con respecto al radio total R . x_r es la distancia normalizada de la raíz de la pala. Re es el número de Reynolds que mide la relación entre las fuerzas convectivas y las fuerzas viscosas.

3.4.1.2.2.- Influencia del número de palas:

En las aeroturbinas rápidas un aumento del número de las palas supone un incremento del coeficiente de potencia máximo como se muestra en la Figura 3.12. Esta dependencia no se puede extrapolar a los rotores multipala, ya que aunque disponen de mayor número de palas el coeficiente de potencia máximo es inferior al de las aeroturbinas rápidas. En la figura inferior se observa como el coeficiente de potencia máximo se incrementa cuando aumenta el número de palas. El paso de 1 a 2 palas supone un incremento del 10%, de 2 a 3 palas un 3-4% y de 3 a 4 sólo un 1%. Esto explica la razón por la que no es rentable emplear aeroturbinas de 4 palas en vez de 3,

ya que el aumento de energía que se obtiene al incrementar esta última pala no justifica su empleo.

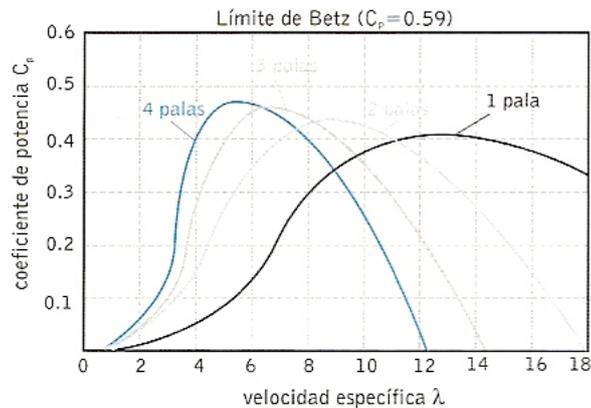


Fig. 3. 12 Influencia del numero de palas sobre el coeficiente de potencia

3.4.1.2.3.- Diseño óptimo de la pala. Factor de actividad:

El coeficiente de potencia y por lo tanto la potencia mecánica desarrollada por una turbina depende en gran medida de la geometría de sus palas. Es posible obtener de forma matemática la geometría óptima de las palas empleando la teoría del elemento de pala (strip theory en terminología inglesa). Una buena aproximación a esta geometría debe ser uno de los objetivos del diseñador, sin embargo, la geometría final vendrá impuesta también por criterios estructurales y de fabricación. La forma en planta de la pala se determina cualitativamente mediante el factor de actividad. En la figura inferior se representan los factores de actividad para diseños óptimos de rotores tripa la. Factores de actividad elevados implican velocidades específicas de diseño, A , reducidas. Esto hace que el factor de actividad deba reducirse cuando la velocidad de giro aumenta. En el diseño óptimo velocidades específicas de diseño crecientes implican menor torsión de las palas.

Si se sustituye la geometría óptima de las palas por otras configuraciones más fáciles de construcción como son: la rectangular o la semi-trapezoidal, se observa que al menos en esta última configuración, el coeficiente de potencia no se diferencia mucho de la geometría óptima. En el caso de la configuración rectangular el coeficiente de potencia máximo se reduce considerablemente y se produce un deslizamiento en el parámetro A de diseño. Figura siguiente:

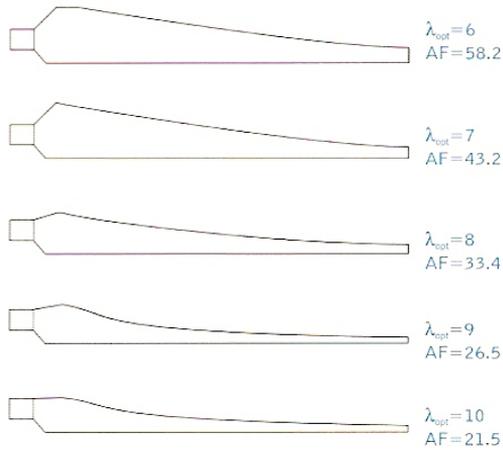


Fig. 3.13 Factor de actividad de un diseño óptimo palas en función de la velocidad específica de diseño

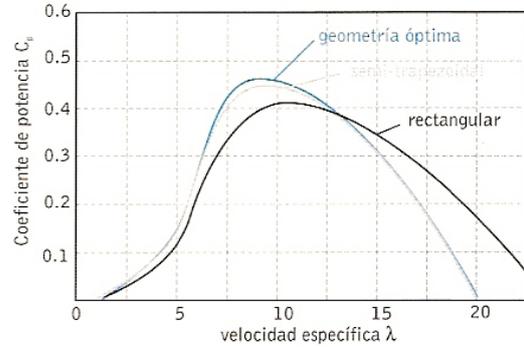


Fig. 3.14 Influencia de la geometría de las palas en el coeficiente de potencia

3.4.1.2.4.- Tecnología de palas:

a.- Geometría:

El comportamiento aerodinámico de los rotores de aeroturbinas depende en gran medida de la geometría de la pala, que se define indicando la distribución de cuerdas, ángulos de torsión, espesores relativos y tipo de perfil a lo largo de su radio. Partiendo de esta información se definen algunos parámetros que caracterizan de forma sencilla la forma geométrica de las palas. Estos parámetros son:

- Solidez: Es la relación, expresada en %, entre la superficie en planta de las palas con respecto al área barrida por el rotor al que pertenece.
- Relación de aspecto: Cociente entre el radio de la pala al cuadrado y la superficie en planta de la pala.
- Relación de cuerdas: Cociente entre la cuerda en la punta y la cuerda en la raíz.
- Espesor relativo: Cociente entre el espesor del perfil respecto a la cuerda. Este parámetro se suele indicar para un radio determinado (por ejemplo $r/R = 0.7$).

La relación de aspecto de las palas de turbinas eólicas suele ser bastante elevada) con relación a los diseños de alas de avión. Este diseño de palas con

relaciones de aspecto elevadas (palas muy esbeltas) da lugar a una distribución de espesores relativos que puede llegar incluso a no cumplir los requisitos estructurales. Los espesores relativos son más reducidos en la zona de la punta de pala (12 a 15%) y se acercan más al diseño óptimo aerodinámico.

Por el contrario, los espesores relativos aumentan en la zona cercana a la raíz. La prioridad de diseño, en esta zona, es aportar rigidez estructural a la pala aunque la distribución de espesores no sea el más adecuado desde un punto de vista aerodinámico diferente radio.

La distribución de cuerdas y del ángulo de torsión depende en gran medida de las preferencias que el diseñador establezca en las actuaciones de la aeroturbina. Así por ejemplo, palas con una relación de cuerdas mayor, esto es con longitudes de cuerda mayores en la punta, mejora el coeficiente de potencia a carga parcial y aumenta el par de arranque. Sin embargo, este diseño penaliza el funcionamiento aerodinámico de la turbina a plena carga. Se han propuesto diseños con alerones en la punta para favorecer estos aspectos, figura inferior, sin embargo no han sido muy efectivos.

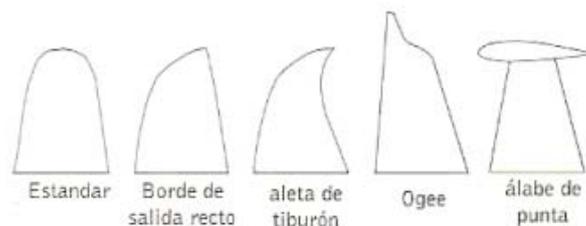


Fig. 3. 15 Forma geométrica de la punta de la pala

La forma geométrica de la punta de la pala es otro aspecto que se debe considerar en el diseño aerodinámico ya que influye en la potencia generada de la turbina y en la emisión de ruido acústico. En la figura superior se muestran diferentes configuraciones de la punta de pala utilizadas en el diseño de rotores eólicos.

Los parámetros indicados anteriormente, se pueden considerar como una información resumida de la geometría de la pala. Sin embargo, las especificaciones técnicas de una pala deben incluir al menos: distribución de cuerdas, ángulo de torsión, tipo de perfil y espesor relativo a lo largo de toda la envergadura de la pala. En la figura inferior se indican estos parámetros para una pala comercial Otra información

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

que se debe incluir en las especificaciones técnicas es la relativa a pesos, momentos de inercia, distancia del centro de gravedad a la raíz de la pala, frecuencias naturales en los movimientos de batimiento y arrastre, sentido de rotación, capacidad de autoarranque, etc. También es interesante presentar las características técnicas del mecanismo de cambio de paso, en el caso que la pala se diseñe con este dispositivo, o del freno aerodinámico si la pala no puede girar sobre su eje longitudinal.

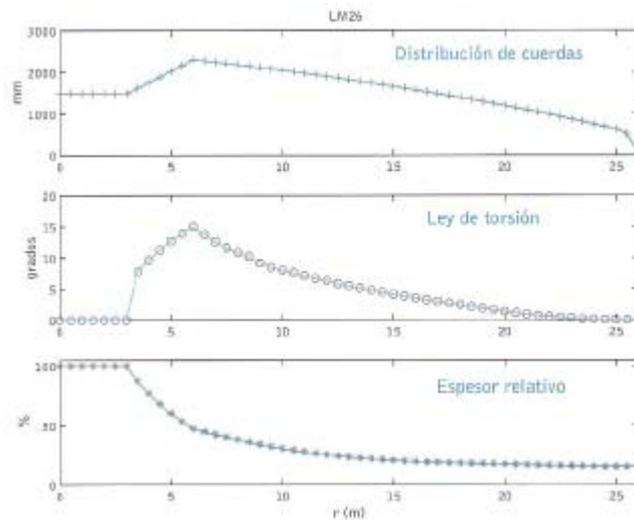


Fig. 3. 16 Distribución de cuerdas, torsión, y espesor relativo de una pala comercial.

3.4.1.3.- Sistema de transmisión:

El sistema mecánico de la transmisión o tren de potencia lo constituyen todos los elementos y componentes de la turbina que transmiten par mecánico al eje de giro. Según esta definición, el sistema mecánico de la transmisión, en una turbina de eje horizontal, lo componen al menos el rotor eólico y el generador eléctrico. En la mayoría de los diseños, la velocidad de giro de la turbina no se corresponde con la velocidad de giro del generador y es necesario incluir una pala multiplicadora. El cuerpo de baja velocidad de este elemento se acopla al rotor eólico a través del eje primario o eje lento y el cuerpo de alta velocidad al generador eléctrico mediante el eje secundario o eje rápido. Además, en el tren de potencia se incluyen los apoyos del sistema de giro con la estructura de la góndola y el freno mecánico, cuya función es

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-----------------------------------	--

bloquear la turbina en operaciones de mantenimiento y eventualmente contribuir a paradas de emergencia.

Las funciones del tren de potencia no se limitan a transmitir la potencia mecánica con el mayor rendimiento posible, sino que sus componentes deben estar diseñados para soportar los esfuerzos de empuje transmitidos por el rotor eólico. Por otra parte, un buen diseño del tren de potencia debe garantizar que todos sus elementos sean de fácil montaje y sustitución en caso de avería.

3.4.1.3.1.- Aspectos generales:

Los requisitos que hoy día se exigen a las turbinas de las centrales convencionales (hidráulicas, vapor o gas) que accionan generadores eléctricos conectados a red son por una parte un elevado grado de uniformidad en su velocidad de giro y en el par que transmiten. Por otra parte, las turbinas y el generador eléctrico, se diseñan de tal forma que, la velocidad de giro de ambos elementos sea similar. Así por ejemplo, los turboalternadores que están movidos por turbinas de vapor tienen gran rendimiento cuando se mueven a velocidades elevadas, este tipo de generadores eléctricos está diseñado con 2 o 4 polos, que para una red eléctrica de 50 Hz supone una velocidad de giro del conjunto de 3000 o 1500 rpm respectivamente. Los generadores eléctricos de las centrales hidráulicas están movidos por turbinas cuyo tipo y velocidad de giro depende de las características del salto hidráulico. En saltos de gran altura se utilizan turbinas Peltan que impulsan grupos de eje horizontal que giran a velocidades comprendidas entre 750 (8 polos) Y 375 rpm (16 polos), En saltos medios se utilizan turbinas Francis que funcionan con velocidades más reducidas que las aplicaciones con saltos elevados pudiéndose llegar a velocidades de giro cercanas a 150 rpm (20 polos), En saltos de pequeña altura se emplean turbinas Kaplan donde la velocidad del grupo puede ser inferior a 100 rpm (30 polos).

Las turbinas eólicas actuales están diseñadas con velocidades específicas cercanas a 7 en el punto de diseño. Esto hace que para una velocidad del viento de 10 m/s y una velocidad lineal en la punta de la pala de 70 m/s la turbina funcione en

 <p data-bbox="245 192 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 138 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 138 1305 179">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

condiciones de diseño. Si consideramos que esta turbina es de 1MW de potencia nominal con un diámetro de rotor de 60 m, para la velocidad de punta de pala anterior, el régimen de giro de esta máquina es de 22,28 rpm. Si se pretende diseñar un generador eléctrico tal que su velocidad de sincronismo coincida con el régimen de giro de la turbina eólica anterior, cuando se conecta directamente a una red de 50 Hz, el número de polos de diseño sería aproximadamente 270. Este número de polos implicaría diseñar el generador con un diámetro de al menos 10 o 15 m. Evidentemente, este tipo de diseño resultaría poco rentable económicamente y demasiado pesado para ubicarlo a una altura de decenas de metros sobre el nivel del suelo.

Sin embargo, hoy día el empleo de generadores multipolares directamente acoplados, esto es sin caja multiplicadora, es una solución muy prometedora en los diseños de turbinas más modernas. Este avance ha sido posible gracias a que este tipo de sistemas funcionan con un cambiador de frecuencias que permite reducir el número de polos del generador y por lo tanto el diámetro del generador y su peso.

Es evidente que excluir del diseño del tren de potencia al multiplicador de velocidad es una ventaja importante ya que este elemento está sometido a esfuerzos cíclicos que provocan fatiga de sus componentes y reducen su vida útil.

La disminución de esfuerzos en el tren de potencia es uno de los aspectos que más preocupa hoy día a los diseñadores de turbinas.

Una manera de disminuir este tipo de cargas se consigue variando la velocidad de giro de la turbina. Cuando la velocidad de giro permanece constante las variaciones de la velocidad del viento se traducen en oscilaciones bruscas del par transmitido, sin embargo cuando la velocidad de la turbina varía, el rotor eólico actúa como un volante de inercia capaz de almacenar parte de la energía mecánica transitoria introducida en el sistema en energía cinética de rotación. Esto hace que se suavice tanto el par transmitido como la potencia eléctrica generada.

Existen dos formas de conseguir que el sistema gire a velocidad variable. La primera de ellas, y la más utilizada en la actualidad, es utilizar convertidores electrónicos entre el generador y la red eléctrica. Este tipo de dispositivos permiten controlar el generador

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-------------------------------	--

a velocidad variable y por lo tanto la velocidad de giro de la turbina. La relación de multiplicación de la caja, en el caso de que exista, permanece constante. La segunda forma de proporcionar una variación en la velocidad de giro de la turbina es utilizando cajas de transmisión variable y generadores eléctricos directamente conectados a red evitando así el uso de convertidores electrónicos. Esta práctica, que condiciona en gran medida el diseño del tren de potencia, se ha empleado en algunos prototipos, sin embargo la experiencia no ha sido demasiado satisfactoria.

3.4.1.3.2.- Configuración del sistema de transmisión:

La configuración del sistema de transmisión en las turbinas de eje horizontal está condicionada por la posición del rotar eólico. Este elemento se encuentra situado en la parte superior de la torre a una altura que debe ser en cualquier caso superior a la mitad del diámetro de la turbina. La configuración más habitual del tren de potencia consiste en ubicar todos los elementos que lo componen dentro de la góndola y alineados según el eje de giro detrás del rotar eólico. Sin embargo, históricamente se han realizado diseños del tren de potencia donde parte de sus componentes se han ubicado fuera de la góndola. A continuación se indican las ventajas e inconvenientes de cada uno de estos diseños.

a) Diseño estándar:

El diseño más habitual del tren de potencia consiste en ubicar la caja multiplicadora y el generador eléctrico detrás del rotar eólico y dentro la góndola. Otros componentes auxiliares como los motores de orientación o el grupo hidráulico se ubican también en la góndola. La principal ventaja de esta configuración es que se puede considerar como la más compacta posible. Sin embargo, presenta algunos inconvenientes: en primer lugar, el peso total del tren de potencia se concentra en la parte superior de la torre lo que condiciona de forma definitiva el diseño estructural de toda la turbina. Por otra parte, los aspectos relativos a accesibilidad y mantenimiento de componentes se hacen más complejos.

 <p data-bbox="245 197 443 244">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 143 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 143 1305 181">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

a.- Generador de eje vertical en la zona superior de la torre:

Una forma de reducir peso en la góndola es utilizar un generador eléctrico con eje vertical en la zona superior de la torre. Con esta configuración se evita el problema de retorcimiento de los cables de potencia durante los procesos de orientación, sin embargo las desventajas de esta configuración son numerosas, ya que es necesario utilizar una caja multiplicadora más compleja con engranajes crónicos. Además, el par que opone el generador presenta una componente vertical que puede afectar al rotar durante paradas de emergencia. El prototipo germano-sueco A EOLUS II, presenta esta disposición del tren de potencia, figura inferior.



Fig. 3. 17 Tren de potencia de la turbina AEOLUS II con generador de eje vertical

b.- Generador en la base de la torre:

La solución más radical para solucionar el problema de peso excesivo en la góndola es ubicar los componentes del tren de potencia en la base de la torre. Esta opción implica que el eje lento de la caja multiplicadora debe tener una longitud similar a la altura de la torre. Una alternativa a este diseño es mantener la caja multiplicadora en la góndola y el generador en la parte inferior de la torre. En cualquier caso, la excesiva longitud de algunos de los ejes de acoplamiento hace que hayan aparecido problemas de vibraciones en los escasos prototipos de estas características, WEC-520.

c.- **Generador directamente acoplado:**

Los diseños basados en generadores multipolares directamente acoplados al rotor eólico que no utilizan caja multiplicadora son hoy día una de las opciones más utilizadas en los sistemas eólicos de producción de energía eléctrica. Los primeros diseños comerciales basados en este concepto son del fabricante alemán ENERCON N en sus modelos E-30, E-40 y E58 Y E66, figura inferior. Este tipo de diseño se basa en utilizar generadores síncronos de excitación independiente con un número elevado de polos y gobernados mediante un convertidor electrónico que desacopla la frecuencia de funcionamiento del generador con la frecuencia de la red. En la actualidad, otros fabricantes como Lagerwey, Mtorres, Joumont o WindFormer utilizan este tipo de sistemas. La desventaja fundamental que presenta esta máquina es su elevado peso y su diseño poco convencional. En la figura inferior se muestran las diferentes configuraciones del tren de potencia indicadas anteriormente.

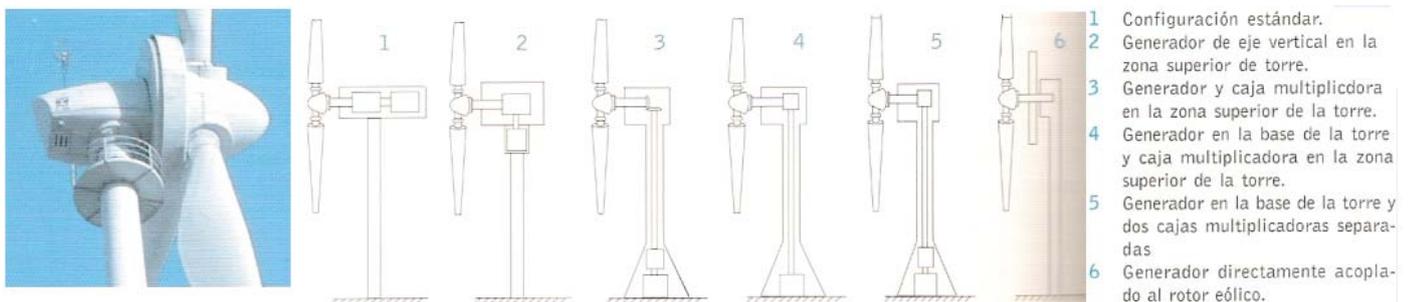


Fig. 3. 18 Generador síncrono directamente acoplado a la turbina E-40

3.4.1.3.3.- Apoyo del sistema de transmisión:

El diseño de los apoyos sobre los que se sustentará el eje de giro del rotor eólico y su integración en el tren de potencia y en la estructura de la góndola es uno de los puntos fundamentales del diseño mecánico de la turbina, ya que este elemento soporta buena parte de las cargas que posteriormente se transmiten a la torre. A continuación se indican diferentes configuraciones relativas a los apoyos del tren de potencia.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-----------------------------------	--

a.- Eje del rotar con apoyos separado:

En este tipo de diseño el eje del rotar se monta sobre dos cojinetes unidos a una estructura o bancada solidaria a la torre mediante apoyos longitudinales transversales. Todas las cargas del rotar se transmiten a la torre a través de este elemento. Con esta disposición la caja multiplicadora no soporta ninguna carga excepto el par transmitido por el eje de rotación. La ventaja fundamental de este diseño es que emplea cojinetes y cajas multiplicadoras convencionales, sin embargo presenta el inconveniente de ser una configuración demasiado pesada. Una alternativa a este diseño es integrar el cojinete posterior en la estructura de la caja multiplicadora. Con esta variante la distancia entre cojinetes se reduce, lo que implica una reducción en las cargas transmitidas a la banca de unión con la torre. En esta configuración el multiplicador de velocidades monta con dos apoyos adicionales sobre la bancada, de tal forma que el tren de potencia se apoya sobre tres puntos de suspensión. La ventaja fundamental de esta configuración es que se reduce notablemente el peso de la bancada y mejora su montaje en la góndola.

b.- Eje del rotor integrado en la caja multiplicadora

En este diseño el rotor eólico se apoya completamente sobre la estructura de la caja multiplicadora. El diseño de este tipo de cajas multiplicadoras deja de ser convencional y se emplea sólo, exclusivamente, en aplicaciones de energía eólica. El coste de este componente evidentemente se incrementa, sin embargo este tipo de cajas de multiplicación se justifica si se produce en serie. Este diseño debe garantizar que las cargas que recibe su estructura no afectan a la función de transmisión. La bancada de unión de la transmisión con la torre se reduce significativamente con esta opción de diseño. En algunos casos, la carcasa de la caja multiplicadora hace las funciones de bancada y a través de ella se transmiten las cargas del rotor eólico a la torre.

c.- Eje del rotor conectado a un soporte fijo:

En las configuraciones anteriores el eje del rotor está sometido a momentos flectores muy acentuados que implican diseños muy robustos de todos los componentes del tren de potencia. Para evitar este problema, en algunos diseños, el rotor se une a un eje soporte fijo conectado a la torre a través de una brida cuya función es absorber los momentos flectores transmitidos por el rotor eólico. Este diseño ha sido adoptado en algunos diseños (E NERCON E-40 y BONUS 500 kW), Existen numerosas variantes sobre los conceptos básicos indicados anteriormente, en concreto algunos diseños tienen el cojinete frontal de apoyo del eje del rotor integrado en la estructura de la góndola. En la figura inferior se muestra un esquema de todas estas configuraciones.

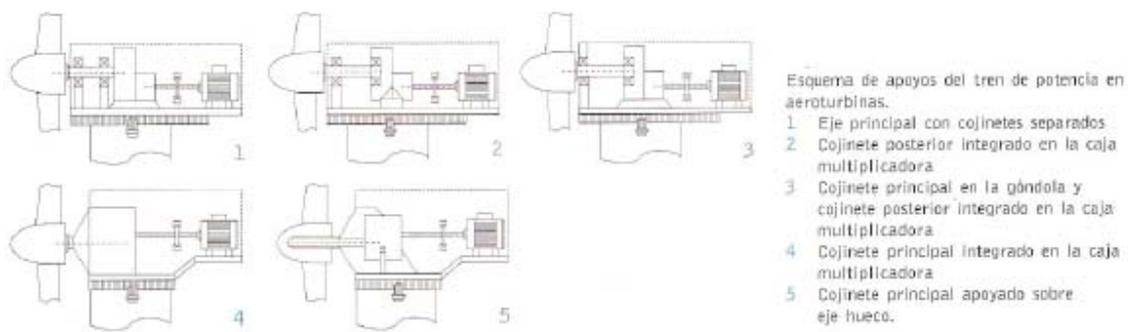


Fig. 3. 19 Esquema de apoyos del tren de potencia en aeroturbinas

3.4.1.4.- Freno mecánico:

La función principal del freno mecánico es mantener bloqueado el eje de giro durante las operaciones de puesta en marcha y mantenimiento del aerogenerador. Además del freno mecánico, es práctica habitual durante los períodos de reparación impedir el giro del rotor eólico mediante unos pernos colocados entre este elemento y la góndola. Cuando el freno mecánico se diseña únicamente para bloquear el rotor, el par que debe soportar, es el transmitido por el rotor eólico puesto en bandera en condiciones de viento extremo y con el eje de giro bloqueado.

Además de la función de bloqueo, algunos diseños de frenos mecánicos se pueden emplear para contribuir al frenado dinámico del rotor eólico durante procesos

de parada de emergencia. El freno mecánico se puede utilizar como freno secundario de apoyo al freno aerodinámico que incorporan todas las turbinas de cierta potencia. La función de parada aerodinámica se realiza, o bien actuando sobre el control de paso girando la pala un ángulo cercano a 90° sobre su eje de giro (condiciones de puesta en bandera) cuando la turbina lleva incorporado un sistema de control de paso de pala, o bien activando los aerofrenos en el caso que el control aerodinámico de la turbina sea pasivo.

El empleo del freno mecánico para contribuir a los procesos de parada dinámica sólo está justificado en turbinas de reducida o mediana potencia. Para máquinas de elevada potencia (cercasas al MW), el freno mecánico se utiliza sólo para funciones de bloqueo ya que un diseño de este componente durante procesos de parada supondría unas dimensiones del disco de frenado excesivamente grandes.

La constitución física de este componente consiste en un disco que gira solidario al eje de transmisión y unas zapatas de frenado que rozan con el disco cuando se activan ya sea por vía eléctrica, hidráulica o neumática. En la figura contigua se muestra el freno mecánico de una turbina alojado en el eje de alta velocidad.

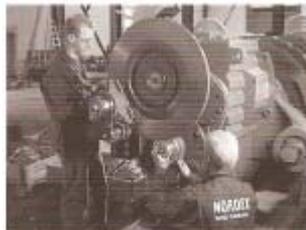


Fig. 3. 20 Freno mecánico de una turbina alojado en el eje de alta velocidad

Uno de los aspectos más relevantes en el diseño del freno mecánico es su ubicación en el tren de potencia. Este componente se puede colocar tanto en el eje lento como en el eje rápido. En la mayoría de los diseños el freno mecánico está colocado en el eje que acopla la caja multiplicadora con el generador eléctrico, ya que en este eje la potencia mecánica generada por el rotar se transmite con una elevada velocidad de giro y un par reducido, lo que implica diámetros del disco de frenado reducidos. Sin embargo, este diseño presenta ciertos inconvenientes:

 <p data-bbox="245 192 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 138 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 138 1305 179">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

-Por un lado no se garantiza el bloqueo del rotor eólico cuando por accidente se desacopla del tren de potencia el eje lento o el cuerpo de baja velocidad de la caja multiplicadora.

-Por otra parte, en el caso de bloqueo del rotor los dientes de la caja multiplicadora están sometidos a esfuerzos producidos por la variabilidad del viento, aún cuando el giro se impide desde el eje de alta velocidad.

Este problema da lugar a desgaste de los engranajes de la caja multiplicadora. Para solucionar estos problemas, algunos fabricantes han optado por no bloquear completamente el tren de potencia, incluso durante los periodos de mantenimiento.

Otra solución a los inconvenientes anteriores es colocar el freno mecánico en el eje de baja velocidad. Esta ubicación es muy apropiada en turbinas de reducida potencia, sin embargo para máquinas de elevada potencia el tamaño del freno en esta posición es excesivamente grande, incluso en el caso que estuviera diseñado para funciones de bloqueo. Por razones económicas, este componente rara vez se dispone en el eje lento de los grandes aerogeneradores.

3.4.1.5.- Caja multiplicadora:

La caja multiplicadora como elemento del tren de potencia aparece como una opción de diseño habitual ya desde las primeras turbinas eólicas concebidas para producir energía eléctrica. La necesidad de este elemento se justifica por el diferente régimen de giro que requiere un rotor eólico y un generador eléctrico de diseño convencional.

Por una parte, la velocidad de giro de la turbina depende en gran medida del diseño aerodinámico de las palas. Los modernos rotores eólicos, ya sean de velocidad fija o variable, se diseñan con velocidades lineales en la punta de la pala que pueden variar entre 70 y 80 m/s. Considerando constante este parámetro, es inmediato concluir que cuanto mayor sea el diámetro de la máquina y por lo tanto su potencia asignada, menor ha de ser la velocidad de giro del rotor eólico.

Por otra parte, considerando un generador eléctrico conectado directamente a una red de frecuencia constante, por ejemplo 50 Hz, su velocidad de sincronismo depende

	<p style="text-align: center;">Título Proyecto</p>	<p style="text-align: center;">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	--

exclusivamente del número de pares de polos. El empleo de generadores multipolares que se adapten al régimen de giro del rotor eólico sin necesidad de cajas multiplicadoras es una opción de diseño que no se ha considerado hasta hace pocos años por los siguientes motivos:

- Para que el número de polos no sea excesivamente elevado la frecuencia eléctrica del generador ha de ser más reducida que la frecuencia de la red, ya que diseñar un generador directamente acoplado a una turbina que gire, por ejemplo, a 20 r.p.m. con una frecuencia de alimentación de 50 Hz, supondría ubicar 300 polos en el inductor de la máquina, lo cual no es en la mayoría de los casos viable económicamente y supondría, además, serios problemas estructurales y de montaje del aerogenerador.

- Gobernar un generador eléctrico con una frecuencia distinta de la frecuencia de la red requiere utilizar convertidores electrónicos con una fiabilidad suficiente de sus componentes. Esta madurez tecnológica de los convertidores electrónicos para una gama de potencias entre 500 y 1000 kW se ha alcanzado recientemente.

Como se verá posteriormente, uno de los parámetros de diseño de las cajas multiplicadoras es la relación de transformación (cociente entre la velocidad de giro rápido y el eje de giro lento). Parece claro que, cuanto menor sea esta relación menor será el tamaño de este elemento y por lo tanto su coste. Las dos únicas formas de reducir la relación de transmisión son: disminuir la velocidad del generador aumentando el número de polos y para una turbina en la que el diámetro está fijado aumentar la velocidad de giro de la turbina. Esta última forma de reducir la relación de transmisión implica aumentar los esfuerzos centrífugos y lleva asociado un aumento de las cargas aerodinámicas sobre la estructura de la máquina. A pesar de esto, los diseñadores siguen realizando esfuerzos considerables para aumentar la velocidad de giro del rotor eólico. Esta necesidad inicial de reducir la relación de transmisión no se percibe en la actualidad como un problema de diseño crítico. Hoy día es posible encontrar en el mercado cajas multiplicadoras de elevada potencia (hasta 2 MW) y

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
---	----------------------------	--

relación de transmisión (1:100) con rendimientos y fiabilidad muy altos durante todo su período de funcionamiento.

Este grado de madurez actual se ha alcanzado gracias a la experiencia adquirida durante años en los que las cajas de multiplicación fueron causa continuada de avería, sobre todo en los primeros diseños. Las causas de fallo en este elemento no se debían al diseño de la caja multiplicadora en sí, sino a las condiciones de trabajo tan especiales a las que se ve sometida. El par que transmite una caja multiplicadora y los esfuerzos que soporta su estructura presentan una componente oscilatoria muy marcada que provoca fatiga y por lo tanto aumento de la probabilidad de fallo. Actualmente, los diseños de cajas multiplicadoras se realizan con unos coeficientes de seguridad muy elevados en los que se considera el estado real de cargas con los que trabaja este componente. La tendencia en cuanto al número de averías de cajas multiplicadoras se ha reducido considerablemente en los últimos años.

a.- Tipos de cajas multiplicadoras:

Los engranajes de las cajas multiplicadoras pueden ser de dos tipos: engranajes rectos o helicoidales. Los primeros se utilizan en cajas multiplicadoras de ejes paralelos y presentan una relación de multiplicación máxima en cada etapa de 1:5. Los engranajes helicoidales tienen un diseño más sofisticado que los engranajes rectos y se emplean en cajas multiplicadoras de tipo planetario. La relación de multiplicación en cada etapa puede ser como máximo de 1:12.

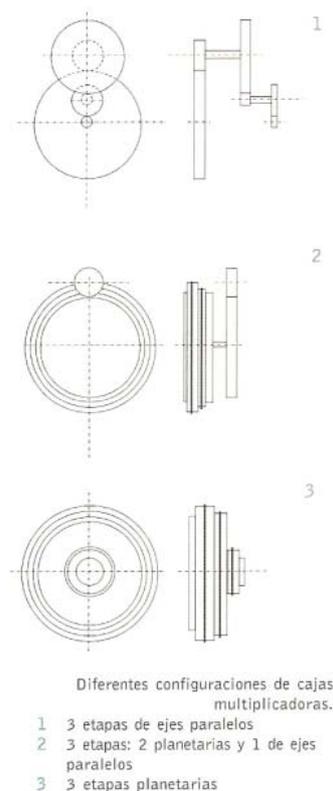


Fig. 3. 21 Diferentes configuraciones de cajas multiplicadoras

Las necesidades de transmisión de las turbinas actuales requieren el empleo de al menos dos o tres etapas de multiplicación. En la figura 3.21, se muestran diferentes configuraciones de cajas multiplicadoras.

En general, las cajas multiplicadoras de ejes paralelos son más sencillas de diseño y por lo tanto más baratas que los diseños planetarios. Sin embargo, ante igualdad en la relación de transmisión y en la potencia transferida los diseños con ejes planetarios son más robustos y menos pesados, lo que hace que ésta opción sea la más utilizada en máquinas de gran potencia.

En la actualidad los diseños de cajas multiplicadoras que incorporan los aerogeneradores se realizan de forma específica para esta aplicación. Los nuevos diseños de este componente incluyen parte de los apoyos del eje de baja velocidad en su propia estructura. Las ventajas que presenta este diseño son por una parte su reducido peso y su facilidad de ensamblaje con otros elementos del tren de potencia durante el período de montaje. Otros diseños utilizan, al menos una etapa de engranajes rectos para conseguir que los ejes de la caja multiplicadora no estén

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

alineados. Esta configuración se emplea en la actualidad en máquinas de paso variable donde es posible utilizar un eje de baja velocidad hueco a través del cual se conecta un vástago movido por un pistón hidráulico para modificar el ángulo de paso de las palas.

b.- Dimensionamiento:

Para diseñar correctamente una caja multiplicadora no es suficiente conocer las velocidades y pares que transmitirán sus ejes en condiciones nominales. Como se indicó con anterioridad, el hecho de no considerar las variaciones de par tan bruscas que se transmiten en una caja multiplicadora ha sido causa de fallos sistemáticos en los primeros diseños.

Para que el fabricante de cajas multiplicadoras sea capaz de realizar un diseño adecuado de los engranajes, ejes y apoyos, es necesario que conozca las sollicitaciones mecánicas y esfuerzos que sus componentes han de transmitir y soportar durante toda la vida útil del componente. Esta información previa se conoce tras un detallado estudio de cargas que el diseñador del aerogenerador debe proporcionar.

El parámetro de diseño más importante es el par transmitido por el eje de baja en condiciones nominales, sin embargo este par está sujeto a variaciones importantes. Una forma de considerar las variaciones de par es mediante el espectro de carga que consiste en representar la magnitud y fase de estas pulsaciones de par durante la vida de operación de la caja multiplicadora. El diseño ha de realizarse de tal forma que la línea de resistencia a fatiga del material en función del número de ciclos sea superior en todo momento al espectro de carga, figura siguiente.

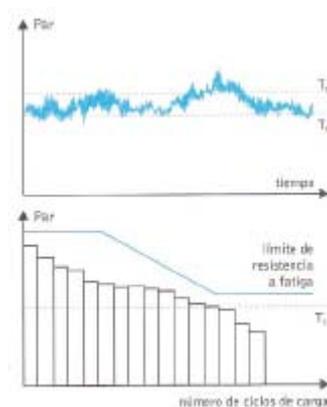


Fig. 3. 22 Espectro de la carga y límite de resistencia a fatiga de una caja multiplicadora

	<p style="text-align: center;">Título Proyecto</p>	<p style="text-align: center;">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	--

En muchas ocasiones, no es conocido el espectro de carga con el que la caja multiplicadora debe trabajar, por lo que es habitual utilizar métodos empíricos para realizar su diseño. El parámetro inicial de partida es el par nominal, T_N que se calcula, aproximadamente, como el cociente entre la potencia eléctrica asignada al aerogenerador y la velocidad de giro nominal. Se define el par equivalente, T_e como aquel que aplicado de forma continua sobre el eje de la caja multiplicadora tuviera los mismos efectos mecánicos que el espectro real de cargas. El cociente entre el par equivalente y el par nominal se conoce como el factor de servicio ($\lambda = T_e / T_N$)

La magnitud de este factor de servicio depende en gran medida de la tecnología de aerogenerador, es decir, si es de velocidad fija o variable, o si el rotor eólico se controla de forma activa o pasiva. Además el factor de servicio de la caja multiplicadora depende de la disposición del freno mecánico y de la existencia de amortiguamientos mecánicos para reducir las oscilaciones del par transmitido. Los sistemas que presentan factores de servicio mayores son los sistemas de velocidad fija y control de paso de pala pasivo con valores cercanos a 2.0. Los aerogeneradores de velocidad variable y control de paso de pala activo presentan factores de servicio para el diseño de la caja de multiplicación inferior a 2.0.

Este criterio de diseño es completamente empírico y su aplicación depende en gran medida de la experiencia del diseñador. En cualquier caso, cabe decir, que diseños con factores de servicio cercanos a 2.0, presentan generalmente límites de resistencia superiores en tres veces el par nominal de diseño. Este par tan elevado sólo se presenta durante un accidente de cortocircuito. Para prevenir esta situación, que puede provocar una avería irreversible en la caja multiplicadora, algunos diseños disponen de embragues en el eje de alta velocidad con el fin de limitar el par transmitido a otros componentes del sistema en caso de avería.

c.- Rendimiento:

Los modernos multiplicadores de velocidad se caracterizan por las pocas pérdidas que presentan durante todo el proceso de transmisión. Estas pérdidas mecánicas se deben a la fricción entre dientes del engranaje y al flujo de aceite necesario para la

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-----------------------------------	--

lubricación, En las pérdidas mecánicas se incluyen también las debidas a la fricción entre los rodamientos y los cojinetes de apoyo. La irreversibilidad de estos procesos da lugar a una transmisión de calor que puede llegar a ser un problema, sobre todo en cajas multiplicadoras con diseño planetario de elevada potencia y muy compactas. Por esta razón, en muchos casos es necesario utilizar sistemas de refrigeración por aire o agua.

El rendimiento mecánico, en principio depende de: el número y tipo de etapas multiplicadas, la potencia mecánica transmitida y la velocidad de giro, la pérdida de potencia por etapa se estima en un 2% para cajas multiplicadoras con engranajes rectos (sistemas de ejes paralelos) y un 1% para cajas multiplicadoras con engranajes helicoidales (sistema planetario).

d.- Ruido acústico:

Parte de las pérdidas de potencia se convierten en ruido acústico. Este factor puede ser determinante en algunos diseños, sobre todo cuando el aerogenerador se ubica en zonas cercanas a núcleos de población. El ruido acústico depende en gran medida del tipo de materiales utilizados y del tamaño de la caja multiplicadora. El ruido acústico se mide por el nivel de presión de las ondas sonoras, en dBA. Los diseños de mediana potencia con ejes paralelos, hasta 1MW, presentan niveles de presión entre 80 a 85 dBA a 1 m de distancia del aerogenerador. Para cajas multiplicadoras de gran potencia, hasta 3MW, el ruido acústico puede ser de 100 a 105 dBA.

3.4.1.6.- Amortiguamientos mecánicos:

Los aerogeneradores conectados directamente a la red mantienen prácticamente constante su velocidad de giro, esto hace que las variaciones de la velocidad del viento se traduzcan en oscilaciones de par que se transmiten directamente al tren de potencia. En concreto, los generadores asíncronos presentan pequeñas variaciones de velocidad cuando aumenta el par transmitido

(deslizamiento), sin embargo los generadores síncronos están diseñados de tal forma que su velocidad de giro permanezca constante, al menos en régimen permanente, lo que da lugar a un acoplamiento muy rígido con la red. Son pocos los diseños de aerogeneradores, que se han realizado con generadores síncronos directamente acoplados a la red, sin embargo en todos ellos se ha incluido algún sistema de amortiguamiento de las oscilaciones mecánicas para reducir las cargas sobre el tren de potencia.

A continuación se indican algunas técnicas empleadas para amortiguar estas oscilaciones mecánicas:

-Diseño flexible a torsión del eje del rotor:

Este diseño se utilizó, no con demasiado éxito, en el aerogenerador americano MOD-2. Esta máquina estaba equipada con un generador síncrono directamente conectado a la red (sin convertidores electrónicos). Para aportar cierto amortiguamiento al tren de potencia se diseñó el eje principal con dos ejes concéntricos; el más interior se encargaba de transmitir par mecánico y el más exterior aportaba flexibilidad torsional al tren de potencia, figura contigua.

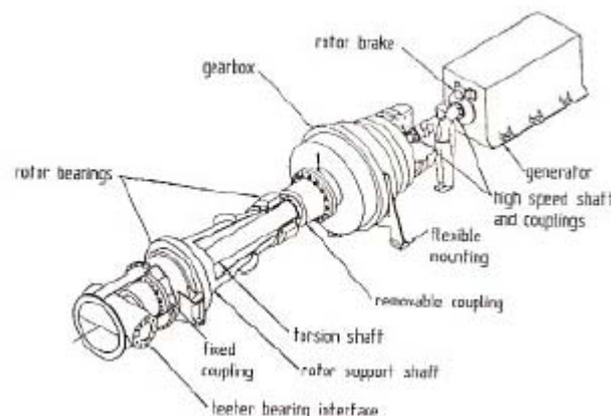


Fig. 3. 23 Eje de giro del aerogenerador

La siguiente generación de este prototipo, MOD-5, se diseñó con un sistema de velocidad variable para solucionar los problemas estructurales ocurridos en el eje de baja del aerogenerador MOD-2.

-Cajas multiplicadoras con suspensión:

Una solución para aportar flexibilidad torsional al tren de potencia es utilizar cajas multiplicadoras con suspensión mecánica conectada entre la carcasa de la caja multiplicadora y la bancada de unión a la estructura de la góndola. Esta suspensión consiste en amortiguadores hidráulicos que permiten, en algunos diseños, hasta 300 de torsión en el caso de ráfagas extremas.

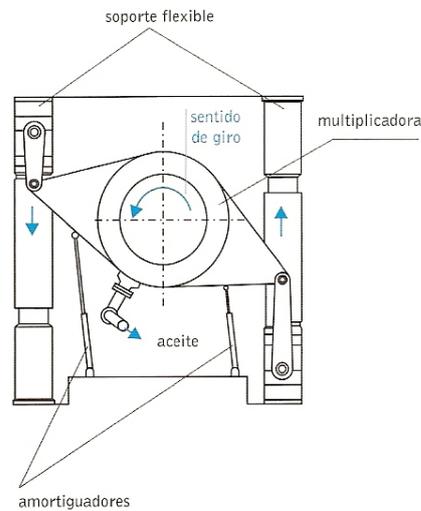


Fig. 3. 24 Caja de multiplicación con suspensión

-Acoplamientos fluidos:

Otra forma de reducir las oscilaciones de par en el tren de potencia es introducir un acoplamiento fluido entre el generador y la caja multiplicadora, sin embargo este tipo de sistemas introduce pérdidas adicionales de potencia y un mayor mantenimiento del sistema.

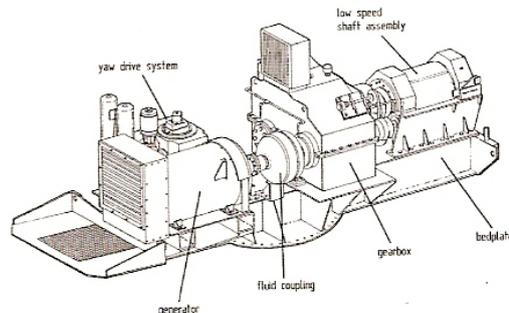


Fig. 3. 25 Acoplamiento fluido en el eje de alta velocidad del aerogenerador Westinghouse WVG-0600

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

-Transmisiones variables:

Los problemas asociados a las oscilaciones de par se pueden solventar en el momento que la velocidad de giro del eje lento se pueda modificar, ya que la aceleración y la inercia del rotor eólico permite almacenar las variaciones transitorias de potencia en forma de energía cinética de rotación. Una forma de cambiar la velocidad de giro del eje del rotar, utilizando generadores eléctricos acoplados directamente a la red sin necesidad de convertidores electrónicos, es empleando un sistema de transmisión mecánica de relación variable. Este sistema, que no ha pasado de la fase de prototipo, presenta como inconveniente fundamental la complejidad mecánica que se introduce al tren de potencia.

Los sistemas de velocidad variable actuales, modifican la velocidad de giro del sistema alimentando al generador a frecuencia variable utilizando convertidores electrónicos. En la figura siguiente se muestra el esquema de un sistema mecánico de transmisión variable.

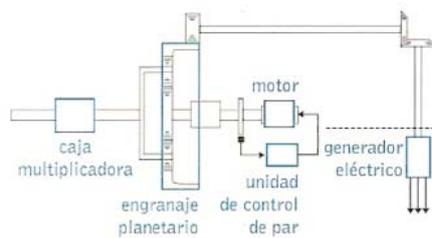


Fig. 3. 26 Esquema de un sistema mecánico de transmisión variable

3.4.1.7.- Torre:

La torre es uno de los componentes principales de los aerogeneradores de eje horizontal. Considerada de forma aislada, la torre representa un elemento convencional del aerogenerador, sin embargo su diseño estructural requiere un conocimiento general del funcionamiento del sistema.

Uno de los parámetros de diseño más importantes de la torre es, lógicamente, su altura. Cuanto mayor es la altura de la torre, la producción de energía de la turbina aumenta siempre que el perfil vertical de la velocidad del viento en el emplazamiento sea creciente. Sin embargo, un aumento de la altura de la torre implica un aumento del coste del componente y una mayor dificultad para la instalación de equipos. Así

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	----------------------------	--

pues, la elección de la altura de la torre responde a una solución de compromiso entre las ventajas e inconvenientes que supone aumentar este parámetro de diseño.

Por otra parte, la torre debe presentar una rigidez suficiente para soportar las cargas de empuje transmitidas por el rotor eólico. Además, el diseño estructural de la torre debe fijar su frecuencia natural de flexión de tal forma que en ninguna condición de funcionamiento estable se excite esta frecuencia propia. Como se indicará posteriormente, el diseño estructural de la torre depende en buena medida de los materiales utilizados en su fabricación. Otros aspectos relativos al impacto visual o la accesibilidad de la torre se tratarán a continuación.

3.4.1.7.1.- Tipos de torre:

Las primeras máquinas diseñadas para producir energía eléctrica utilizaron torres con estructuras metálicas o configuración en celosía, posteriormente para máquinas de potencia superior la tecnología ha evolucionado hacia torres tubulares de acero u hormigón. A continuación se indican las particularidades de cada tipo de torre.

a.- Torre de celosía

Este tipo de torre consiste en una estructura metálica en la que se sustenta el rotor eólico y los componentes mecánicos de la transmisión. Este tipo de diseños fue el más empleado en las primeras generaciones de aeroturbinas. Presentan la ventaja de tener un coste reducido, pero tienen una accesibilidad compleja que dificulta las tareas de mantenimiento. El impacto visual de las torres de celosía es elevado a distancias cercanas a la torre, sin embargo este tipo de torre se confunde con el horizonte cuando la máquina se observa a una distancia suficientemente lejana.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--



Fig. 3. 27Aerogenerador con torre de celosía

b.- Torre tubular de acero:

Este tipo de torre es el más utilizado en la actualidad. Las primeras torres tubulares de acero presentaban una gran rigidez estructural, se diseñaban de tal forma que la frecuencia natural de flexión de la torre fuera superior a la frecuencia de giro de la pala (1P). El motivo de esta elección se realizaba para reducir la posibilidad de excitar esta frecuencia natural del sistema. Este diseño rígido da lugar a torres excesivamente pesadas y caras, en especial cuando aumenta su altura. Las nuevas torres tubulares de acero se diseñan de tal forma que la frecuencia natural de flexión es inferior a 1P. El criterio de fabricación más sencillo de las torres tubulares es mediante la unión de varios tramos cilíndricos. El número de tramos habitual suele ser dos o tres, para alturas de torre superiores a 60m. En las torres de altura elevada el diseño suele ser tronco-cónico con chapa de acero de espesor decreciente con la altura para reducir peso.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--



Fig. 3. 28 Aerogenerador con torre tronco-cónica

c.- Torre tubular de hormigón:

La configuración de la estructura de la torre con hormigón se puede realizar o bien con hormigón armado u hormigón pretensado. Algunos diseños actuales, en concreto los prototipos: Tjaereborg <Dinamarca>, LS-I (Gran Bretaña) y WTS-75 (Suecia), emplean torre tubular de hormigón.

El hormigón pretensado presenta mejores características para los diseños de torres de elevada rigidez que los hormigones armados y es una opción económicamente competitiva con las torres tubulares de acero cuando éstas se han de diseñar con elevada rigidez.

Las torres de hormigón se pueden construir en el propio emplazamiento o se pueden transportar en varios tramos prefabricados.

Existen otras configuraciones basadas en la utilización de tensores anclados a tierra para aportar rigidez a la torre, o torres mixtas formadas por un tramo superior de acero montado sobre una base de hormigón. En cualquier caso, ambas configuraciones son diseños muy particulares que no se utilizan actualmente.



Fig. 3. 29 Aerogenerador con torre de hormigón

d.- Accesibilidad:

Los criterios de accesibilidad tanto al rotor eólico como a los equipos embarcados en la góndola son muy importantes en los diseños actuales. Para turbinas pequeñas, con torres de altura inferior a 15 m, existen escaleras exteriores para acceder a la maquinaria. Cuando la altura de la torre es mayor, es común utilizar escaleras interiores con plataformas intermedias cuando la altura es superior a 30m. Las turbinas actuales de gran potencia con alturas superiores a 60m disponen, en algunos casos, de ascensor para acceder a la góndola.

Evidentemente, este accesorio, casi imprescindible para tareas de mantenimiento, supone un coste adicional del aerogenerador. El acceso a la góndola se puede realizar o bien, por el interior de la torre, cuando el diseño es tubular o a través de un acceso exterior cuando la torre es de hormigón. Dependiendo del tipo de góndola es posible realizar todos los trabajos de mantenimiento dentro de ella, o en diseños más compactos, es necesario descubrir la capota que cubre la góndola para acceder a la maquinaria.

La torre no sólo dispone de las escaleras y plataformas para acceder a la parte superior de la máquina, en ella se ubican las canalizaciones de los cables de potencia que bajan hasta la zona inferior, donde cada vez es más frecuente que se ubique un transformador de potencia y las celdas de media tensión donde se realizan las conexiones exteriores y se colocan determinadas protecciones.

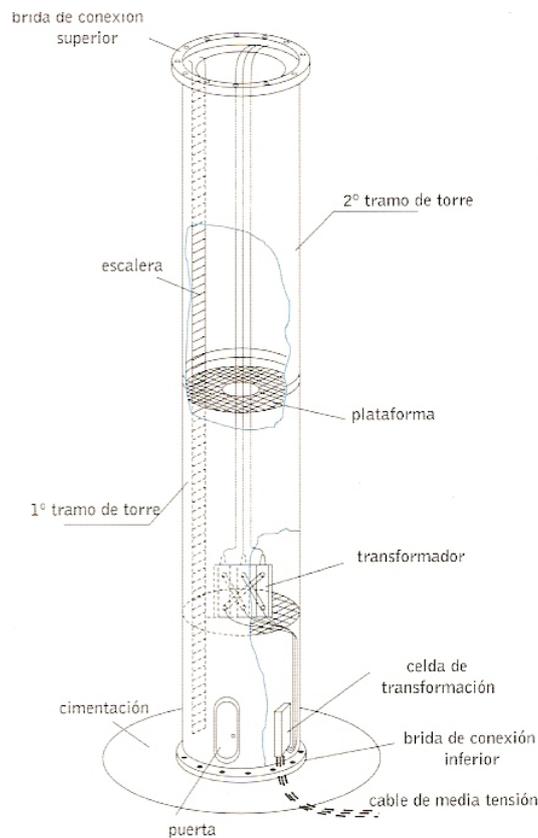


Fig. 3. 30 Componente de una torre tubular actual

e.- Diseño estructural:

El diseño de la torre se ha de realizar con unos criterios de resistencia y rigidez tales que la estructura soporte los esfuerzos debidos a los casos de carga que establece la norma IEC61400/1. En concreto se debe calcular: la máxima resistencia de la torre ante viento extremo, resistencia a fatiga de los materiales de la torre para una vida útil de diseño de 20 a 30 años y la rigidez de la torre (frecuencia natural de flexión) para evitar problemas de vibraciones mecánicas. A continuación se comentan cada uno de estos criterios de diseño.

- Resistencia máxima:

La máxima resistencia de la torre se determina mediante un cálculo de cargas estáticas debidas al peso de la propia torre y de todos los elementos situados en su parte superior (rotor eólico y góndola). Además se debe considerar el momento flector que

	<p style="text-align: center;">Título Proyecto</p>	<p style="text-align: center;">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	---	--

soporta la base de la torre debido a las fuerzas aerodinámicas de empuje sobre el rotar. Las condiciones de empuje más desfavorables se producen, en las turbinas con control de paso de pala, cuando se alcanza la velocidad de giro máxima y la velocidad del viento es la nominal. Por el contrario, las mayores fuerzas de empuje en turbinas con control aerodinámico pasivo se presentan para velocidades del viento superiores a la nominal. Otro caso de carga que se debe considerar en el diseño de la torre es la situación de viento extremo con la máquina parada.

- Resistencia a fatiga:

Las cargas dinámicas sobre la torre son muy significativas cuando se calcula su resistencia a fatiga. Un cálculo estático no es suficiente para determinar el comportamiento estructural del componente a largo plazo. Además, en los estudios dinámicos es necesario incluir su comportamiento en el caso que se excite la frecuencia natural de flexión.

- Rigidez:

Los requisitos de rigidez estructural dependen del comportamiento general de la turbina ante vibraciones. Los modos de vibración más importantes de la torre son el 1º y 2º modo de vibración de flexión lateral. La frecuencia natural correspondiente a este 1º modo de vibración para una torre de 50 m de altura puede variar en el entorno de 0,5 a 1 Hz. Otro modo de vibración importante es el correspondiente a la frecuencia de torsión de la torre, que en la mayoría de los casos puede ser 3 o 4 veces superior a la frecuencia natural de flexión.

- Flexión lateral. Pandeo:

Uno de los problemas de diseño más importantes que se deben considerar, en especial en las torres de altura elevada diseñadas con rigideces reducidas (torres muy esbeltas), es el fenómeno del pandeo o la flexión lateral que puede sufrir la estructura. Para evitar la aparición de este fenómeno, es necesario aumentar la rigidez de la estructura aumentando el grosor de la chapa de acero.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-------------------------------	--

3.4.1.8.- Mecanismo de cambio de pala:

La mayoría de las modernas aeroturbinas incorporan en sus diseños dispositivos capaces de hacer girar la pala alrededor de su eje longitudinal. La función del cambio de paso de las palas es doble: por una parte permite controlar la potencia y la velocidad de giro del rotor eólico y por otra parte es capaz de frenar aerodinámicamente el sistema en caso de avería.

No es el propósito de este apartado indicar las funciones del cambio de paso de pala durante los distintos modos de funcionamiento del aerogenerador, ni tampoco describir sus diferentes esquemas de control, todas estas cuestiones se tratan con detalle en el capítulo 4. A continuación se estudia el mecanismo de cambio de paso, es decir los dispositivos que se utilizan para conseguir girar la pala.

3.4.1.8.1.- Componentes básicos:

Los componentes básicos de un mecanismo de cambio de paso de pala son los siguientes:

a.- Elemento de conexión con el buje:

En el mecanismo de cambio de paso el elemento que conecta la pala con el buje debe permitir el giro de ésta alrededor de su eje longitudinal. Debido a que los ángulos y la velocidad de giro de la pala son reducidos, los sistemas de soporte son habitualmente rodamientos de bolas (roller bearing), que están sometidos a cargas elevadas producidas por momentos de flexión y torsión, incluso cuando los movimientos de giro son reducidos.

Cuando el sistema de cambio de paso no gira toda la pala, sino solamente la punta, el rodamiento y el accionamiento se encuentran situados a cierta distancia de la raíz de la pala. Este diseño presenta como problemas añadidos: la ubicación de estos elementos en un espacio reducido, el aumento del peso de la pala y el desplazamiento de su centro de gravedad hacia posiciones más alejadas de la raíz.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

b.- Accionamiento del sistema de giro:

El accionamiento del sistema de giro consta de un actuador, eléctrico o hidráulico, que transmite el movimiento de giro a la pala directamente o a través de un elemento adicional como ruedas dentadas, barra de desplazamiento etc.

Los sistemas de cambio de paso convencionales de las grandes turbinas constan de un actuador situado en el buje que se conecta a un grupo de presión hidráulico ubicado en la góndola. La conexión entre ambos elementos se realiza a través de un circuito hidráulico que atraviesa la caja multiplicadora y el eje principal que debe ser hueco. La unión entre las partes fijas y giratorias del circuito hidráulico se realizan en un elemento de transmisión giratorio convenientemente sellado para impedir fugas de aceite. Este elemento tiene una buena accesibilidad ya que se sitúa en la parte posterior de la caja multiplicadora como se indica en la figura inferior.

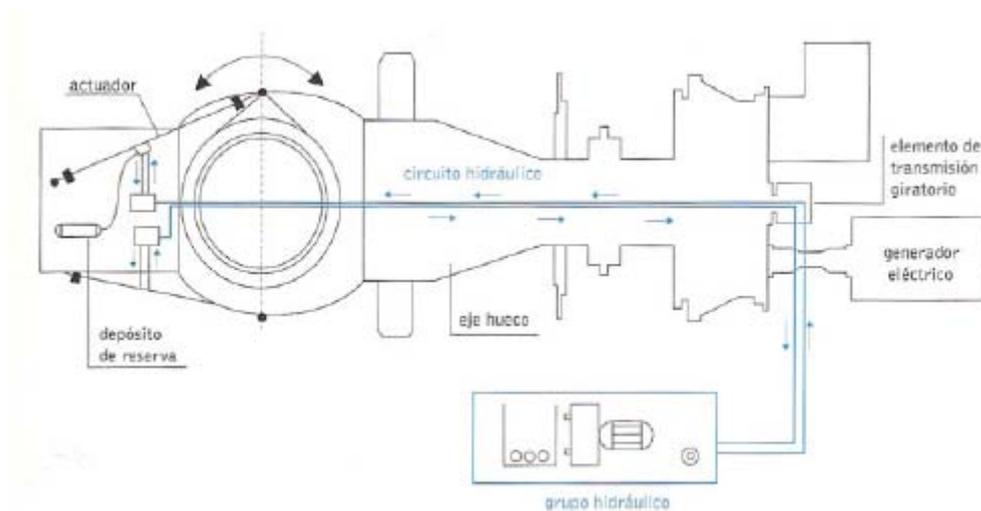


Fig. 3. 31 Mecanismo de cambio de paso hidráulico con el accionamiento de giro en el buje

Los elementos del accionamiento hidráulico pueden estar ubicados en la góndola como se indica en la figura inferior. Este sistema no utiliza elementos de transmisión giratorios y su modo de funcionamiento es como sigue; el grupo hidráulico controla la presión de un pistón que acciona un vástago en cuyo extremo se conectan unas barras que convierten el desplazamiento axial del vástago en movimiento de giro de las palas. El pistón ejerce su presión contra un resorte de tal forma que si el pistón pierde presión el resorte acciona las palas poniéndolas en posición de bandera y parando así

la aeroturbina. Este concepto de seguridad pasiva es muy importante ya que garantiza la parada de la máquina en caso de avería del grupo hidráulico. Un aspecto importante de este sistema es que los ejes de giro primario y secundario deben estar necesariamente desalineados para permitir la ubicación del accionamiento de las palas.

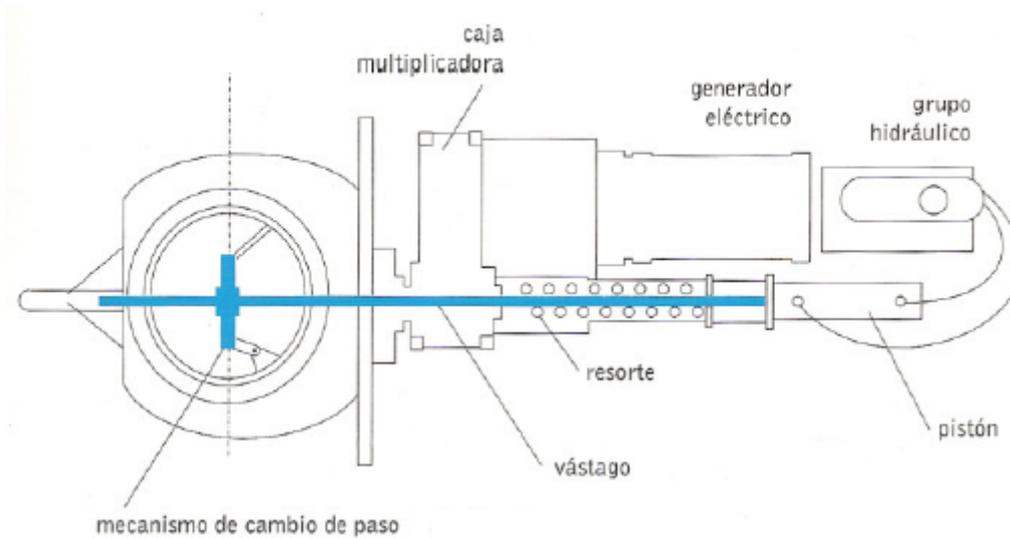


Fig. 3. 32 Mecanismo de cambio de paso hidráulico con el accionamiento de giro en la góndola

3.4.1.8.2.- Sistemas electrónicos de cambio de paso:

En el apartado anterior se ha descrito el funcionamiento de los mecanismos de cambio de paso hidráulicos más utilizados que accionan de forma conjunta todas las palas del rotar eólico. Recientemente se están utilizando motores eléctricos para gobernar el giro de las palas, pero a diferencia de los sistemas presentados en el apartado anterior los sistemas eléctricos de cambio de paso suelen ser individuales, ya que un sistema colectivo de estas características es más complicado y costoso que un sistema hidráulico. Las ventajas de utilizar un motor eléctrico controlado para girar la pala son entre otras que permite una gran precisión, presenta una rigidez mayor que los sistemas hidráulicos y evita las pérdidas de estanqueidad que pueden aparecer en ellos, además estos sistemas son muy compactos, ya que todo el accionamiento eléctrico se encuentra situado en el buje y no necesita elementos mecánicos adicionales para girar la pala. En la Figura inferior se muestra un mecanismo de cambio de paso de estas características.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

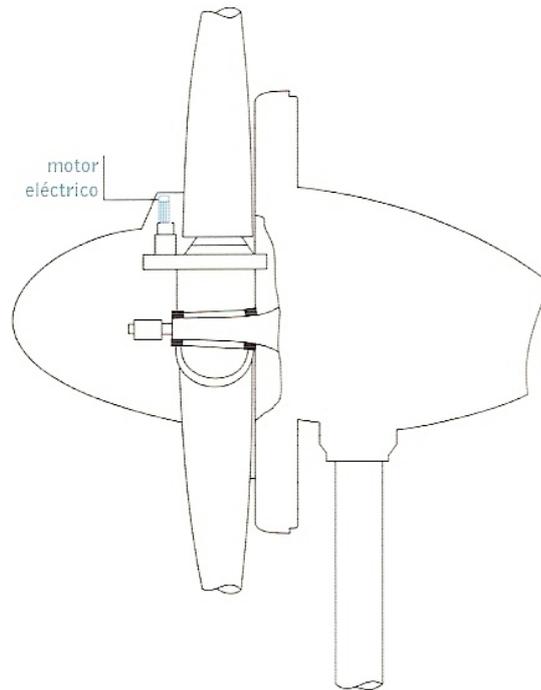


Fig. 3. 33 Mecanismo de cambio de paso eléctrico

3.4.1.8.3.- Sistemas individuales de cambio de paso:

Los sistemas individuales de cambio de paso de pala presentan la ventaja fundamental de aportar mayor fiabilidad, ya que poniendo una o dos palas en posición de bandera es posible parar el rotar eólico en caso de avería. Este aspecto de la redundancia en la seguridad de los sistemas de parada es una cuestión en la que los fabricantes están prestando especial atención. En concreto los diferentes sistemas en los que se debe incorporar redundancia para garantizar la parada de la turbina son: sensores, sistemas de alimentación, y accionamiento del sistema de giro. En la figura inferior, se muestra un sistema redundante de cambio de paso hidráulico de una turbina de tres palas.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

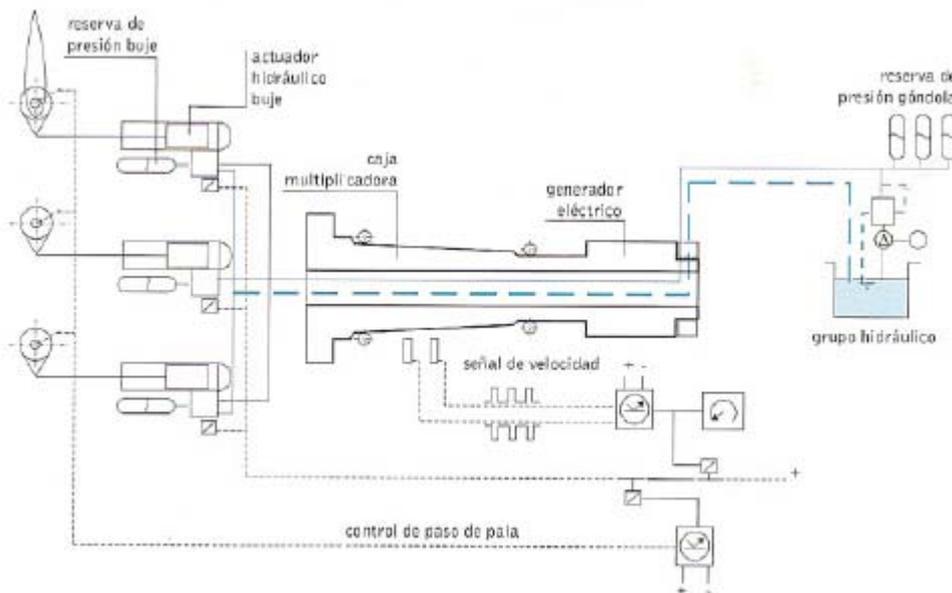


Fig. 3. 34 Sistema redundante de cambio de paso de pala hidráulico

Encaso de fallo de la bomba del grupo hidráulico existen unos depósitos de reserva en la góndola que garantizan la presión necesaria para accionar el mecanismo de giro. Si se produce un fallo en los circuitos hidráulicos los depósitos de reserva situados en el buje actuarían de igual manera. Cada pala dispone de una sistema de giro individual de tal forma que la puesta en bandera de una sola de las palas es suficiente para frenar el rotar. Las señales de parada o frenado de emergencia que accionan el mecanismo de cambio de paso para poner en bandera las palas del rotar provienen directamente de los sensores de velocidad de giro o a través del sistema supervisor de la turbina.

Los sistemas individuales permiten también ajustar el ángulo de paso en cada revolución de la pala, con el propósito de compensar las cargas cíclicas producidas por la cortadura del viento. Este control se puede realizar cuando la constante de tiempo del mecanismo de cambio de paso lo permita, es decir cuando el ángulo de paso alcance su valor de consigna antes de completar una vuelta. Cuanto mayor es el tamaño de la máquina, menor es su velocidad de giro y por lo tanto mayor será el tiempo que tarde una pala en realizar un giro completo, pero por otro lado el peso y el momento de inercia de la pala también aumentan con el tamaño de la máquina, lo que incrementa el tiempo de respuesta del sistema de control. Por esta razón, cuando las

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-------------------------------	--

turbinas aumentan su tamaño no es inmediato suponer que es más sencillo realizar un control de estas características, en cualquier caso los rotores con palas más ligeras favorecen su implantación.

3.4.1.8.4.- *Sistemas pasivos de cambio de paso:*

Los sistemas pasivos de cambio de paso consisten en utilizar las fuerzas aerodinámicas e inerciales para girar la pala alrededor de su eje, precisamente cuando la potencia y la velocidad de giro alcanzan sus valores nominales establecidos. Esta idea que no es nueva, se utilizó hace años en diferentes prototipos de pequeña potencia. En concreto, el método Jacobs, utilizaba un sistema de masas que accionaba un resorte para girar las palas cuando la velocidad de giro aumentaba. Todos estos métodos no son muy precisos, ya que, dependen de las variaciones de la velocidad del viento, sin embargo presentan la ventaja de no utilizar ningún dispositivo eléctrico, electrónico o hidráulico para hacer girar las palas. Además, estos sistemas presentan como problema añadido la imposibilidad de modificar el ángulo de paso en el arranque y girar la pala cerca de 90° en caso de parada de emergencia.

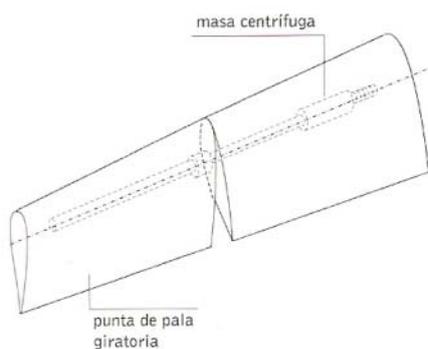


Fig. 3. 35 Sistema pasivo de cambio de paso

A pesar de los problemas anteriormente comentados, hoy en día algunos proyectos de investigación continúan estudiando estos sistemas de regulación pasivos. En concreto en el marco del proyecto de investigación Flexhat un prototipo holandés lleva incorporado un sistema de estas características, figura contigua. Incluso algunos diseños del fabricante holandés Lagerwey, utilizan sistemas pasivos de cambio de paso.

 <p data-bbox="245 197 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 141 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 141 1305 179">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

3.4.1.9.- Mecanismo de orientación:

El mecanismo de orientación es el dispositivo que se emplea para girar automáticamente el rotor eólico y la góndola de tal forma que la dirección del viento incidente sea lo más perpendicular posible al plano de giro de las palas.

Este sistema de orientación es activo ya que utiliza motores eléctricos o sistemas hidráulicos para efectuar el movimiento del rotor, a diferencia de otros sistemas denominados pasivos, donde las propias fuerzas aerodinámicas realizan las funciones de orientación. Las turbinas diseñadas para recibir el viento a barlovento emplean sistemas activos, mientras que las turbinas dispuestas a sotavento con las palas dotadas de un cierto ángulo de conicidad pueden orientarse de forma pasiva. A priori, parecería que la opción de un sistema pasivo es la más acertada, sin embargo en estos sistemas aparecen cargas elevadas producidas por la velocidad y aceleración del movimiento de giro del rotor y la góndola. Para realizar esta maniobra de forma controlada y evitar así cargas elevadas se prefiere utilizar sistemas con orientación activa.

Desde un punto de vista funcional, el sistema de orientación se podría considerar como un sistema independiente, sin embargo constructivamente une la góndola con la parte superior de la torre.

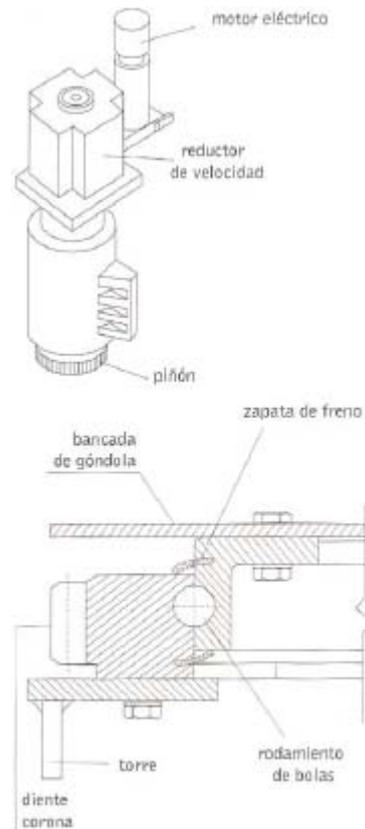


Fig. 3. 36 Sistema de orientación activo

A continuación se describen el funcionamiento y los elementos que constituyen un sistema de orientación activa convencional, figura superior.

Los dispositivos que se utilizan para hacer girar el rotor eólico son básicamente de dos tipos, hidráulicos o eléctricos. Los sistemas hidráulicos se emplearon en las primeras generaciones de grandes turbinas, presentaban como ventaja su reducido coste y tamaño en comparación con la opción motor eléctrico, reductor de velocidad y convertidor electrónico, todavía poco competitivo en coste y poco fiable en aquella época. Sin embargo, esta última opción es la que se emplea hoy día de forma mayoritaria, ya que: su coste se ha reducido significativamente, permite una regulación muy precisa, requiere un menor mantenimiento y ofrece una rigidez mayor que los sistemas hidráulicos, lo que favorece el comportamiento dinámico de la turbina.

Habitualmente los sistemas de orientación disponen de dos motores, uno de giro a derechas y otro de giro a izquierdas. Estos motores accionan un piñón que mueve el

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-----------------------------------	--

engranaje tipo corona sobre el que está unido rígidamente la góndola Figura 3.51. Para evitar que los motores eléctricos soporten el momento de orientación originado por las fuerzas aerodinámicas durante la maniobra de giro o cuando el viento cambia de orientación bruscamente es habitual incorporar en el sistema unos frenos. Durante el giro los frenos introducen un cierto amortiguamiento impidiendo cambios bruscos del movimiento de orientación. En periodos de parada prolongada, como por ejemplo operaciones de mantenimiento, el sistema de orientación se bloquea mediante una serie de pernos. El mecanismo de orientación suele llevar incorporado un dispositivo para determinar la torsión de los cables de potencia que bajan desde la salida del generador a la base de la torre. Cuando se repiten varias maniobras de orientación en el mismo sentido los cables de potencia sufren un retorcimiento que puede llegar a deteriorar/los, por esa razón en el momento que se alcanza el límite de torsión permitido (3 vueltas en el mismo sentido, habitualmente) el sistema de orientación gira la máquina en sentido contrario hasta que se alcanza la situación inicial de torsión nula en los cables.

a.- El buje

El buje del rotor está conectado, a su vez, a un multiplicador, incluido dentro de la góndola. Esta contiene, entre otros componentes, el generador eléctrico, el citado multiplicador y los sistemas de control, orientación y freno. El multiplicador funciona de manera similar a la caja de cambios de un coche, multiplicando unas 60 veces, mediante un sistema de engranajes, la velocidad del eje del rotor. Así se consigue comunicar al eje del alternador una velocidad de 1.500 revoluciones por minuto, lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico, cuyo cometido es convertir la energía mecánica del giro de su eje en energía eléctrica.

El buje puede ser rígido o puede permitir un cierto juego o movimiento relativo de las palas respecto al eje, mediante articulaciones apropiadas. Una opción, denominada en inglés “teetering hub”, es que el conjunto del rotor sea rígido. Pero que las articulaciones le permitan forma: un ángulo variable con el eje de giro. Esta solución es compleja mecánicamente, pero permite reducir las cargas no permanentes

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	----------------------------	--

asociadas al movimiento del buje cuando se busca el alineamiento con la dirección del viento, mediante el cambio del ángulo de guiñada (ver figura 5.19). Este tipo de solución se suele usar en aeroturbinas de dos palas, ya que una tercera pala suele eliminar las cargas sinusoidales asociadas a: movimiento y desalineación del buje. Otra opción, denominada en inglés “hinged hub”, permite el movimiento individual de las palas relativo al eje. En general, los bujes particularmente los de aeroturbinas de tres palas, suelen ser rígidos, para evitar las complicaciones mecánicas. Si la máquina está controlada por cambio de paso (ver figura 5.19), el buje deberá incorporar unos cojinetes en la raíz de cada pala, que permitan únicamente ese movimiento de cambio de paso, así como el mecanismo correspondiente para efectuado. Una forma puede ser a través de motores eléctricos dentro del buje a los que se les comunica la energía eléctrica por anillos deslizantes. El sistema actuador también puede ser a través de una varilla que pasa por el eje y está conectada a la raíz de las palas. Dicha varilla es movida desde fuera del buje en la parte no rotante de la aeroturbina. El giro del ángulo de paso depende de las condiciones del viento, la velocidad viene a ser de $1^\circ/s$, y es mayor cuando el cambio de paso es utilizado como freno aerodinámico. Otro aspecto importante es la unión del buje al eje, de forma que no permita deslizamientos.

b.- El eje de baja velocidad

Conecta el buje del rotor al multiplicador. En un aerogenerador moderno de 600 Kw El rotor gira muy lento, a 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.

c.- El eje de alta velocidad

Gira aproximadamente a 1.500 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.

	<p style="text-align: center;">Título Proyecto</p>	<p style="text-align: center;">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	--

d.- El anemómetro y la veleta

Las señales electrónicas de anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectarlo cuando el viento alcanza aproximadamente 5 m/s. El ordenador parará el aerogenerador automáticamente si la velocidad del viento excede de 25 m/s, con el fin de proteger a la turbina y sus alrededores. Las señales de la veleta son utilizadas por el controlador electrónico para girar el aerogenerador en contra del viento, utilizando el mecanismo de orientación.

e.- La unidad de refrigeración

Contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador eléctrico. Además contiene una unidad refrigerante por aceite empleada para enfriar el aceite del multiplicador. Algunas turbinas tienen generadores refrigerados por agua.

f.- Turbina

La energía del viento convertida por la turbina depende de la densidad del aire, del área del rotor y de la velocidad del viento. Las palas de la turbina se comportan como las alas de un avión, extrayendo la energía del viento. La potencia del viento transferida a las palas de la turbina, viene expresada por:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \text{massa} * v^2 = \frac{1}{2} \cdot (\text{volumen} * \rho) * v^2 = \frac{1}{2} \cdot (\pi R^2 \cdot v^2 * \rho) * v^2 =$$

$$\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot v^3 = \frac{\pi}{8} \cdot \rho \cdot D^2 \cdot v^3 \quad (3.7)$$

ya que el volumen de aire que pasa por unidad de tiempo (segundo) es la sección del rotor (πR^2) multiplicada por la velocidad (v).

Siendo:

P = potencia en W

p = densidad del aire seco, en Kg/m³ a la presión atmosférica estándar (1013,2 mb) y a la temperatura de 15° C = 1,225 Kg/m³

R = Radio del rotor en metros (D = Diámetro del rotor en metros)

v = velocidad del viento en m/s

La densidad del aire varía con la altitud del lugar y con la presión y temperatura atmosférica. En función de la altitud h en metros, y para alturas menores de 6.000 metros, la densidad es:

$$\rho = \rho_0 \cdot e^{\left(\frac{0,267 \cdot h}{3048}\right)} = 1,225 * e^{\left(\frac{0,297 \cdot h(\text{metros})}{3048}\right)} \quad (3.8)$$

y en función de la presión atmosférica P (kPa) y la temperatura ambiente t ($^{\circ}\text{C}$) es:

$$\rho = 3,4843 * \frac{P}{t+273} \quad (3.9)$$

La temperatura del aire disminuye linealmente con la altitud h (metros), según la fórmula:

$$t = 15 - 1,983 * \frac{h}{304,8} \quad (3.10)$$

A señalar que la densidad del aire varía poco en el lugar de emplazamiento del aerogenerador, por lo que se deduce que la potencia depende básicamente del cuadrado del diámetro del rotor y del cubo de la velocidad del viento. Es decir, doblando el diámetro se consigue aumentar en 4 ($2^2 = 4$) la potencia, mientras que doblando la velocidad se logra aumentar ésta 8 veces ($2^3 = 8$) figura inferior

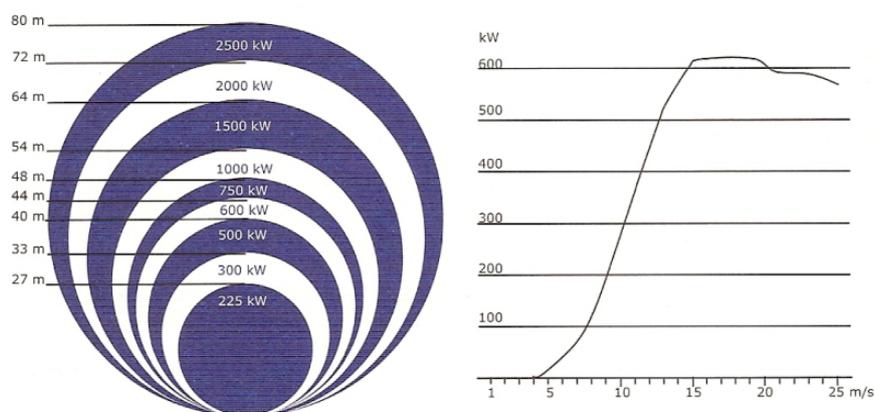


Fig. 3. 37 Curva de potencia

El coeficiente de potencia C_p o rendimiento de la turbina (figuras inferiores), proporciona el valor de la capacidad que tiene un rotor para captar la energía del

	<p align="center">Título Proyecto</p>	<p align="center">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	--	---

viento. Se obtiene dividiendo la potencia disponible en el eje por la potencia eólica de entrada. De la fórmula inicial de potencia:

$$C_D = \frac{8 \cdot \text{Potencia mecánica en el eje}}{\rho \cdot \pi \cdot D^2 \cdot V^3} \quad (3.11)$$

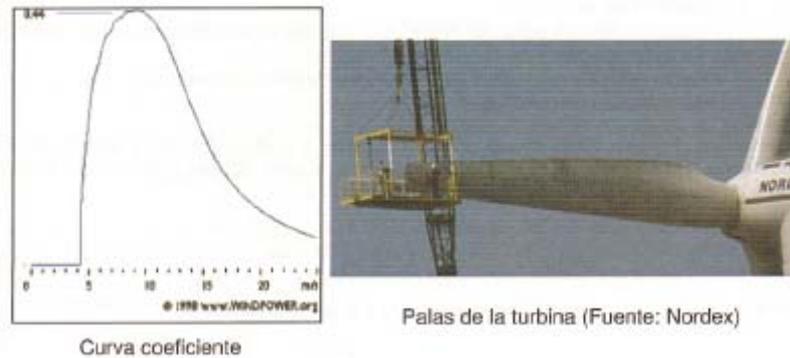


Fig. 3. 38 Curva coeficiente y palas de turbina

Evidentemente no puede extraerse toda la potencia indicada por la fórmula ya que entonces la velocidad del viento a la salida de la turbina sería cero y el aire no penetraría en el círculo barrido por la turbina. La turbina ideal reduciría la velocidad del viento en 2/3 según la ley de Betz, que indica que sólo puede convertirse el 59% (16/27) de la energía cinética del viento en energía mecánica para mover la turbina. En efecto:

Si V_1 y V_2 son las velocidades antes y después de pasar por el círculo barrido por la turbina, la velocidad media del viento es $(V_1 + V_2)/2$, y la masa de aire que penetra en el rotor cada segundo es:

$$\text{Masa} = \rho \cdot \frac{\pi D^2}{4} \cdot \left(\frac{v_1 + v_2}{2} \right) \quad (3.12)$$

Y la potencia extraída del rotor es:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \text{masa} \cdot v_1^2 - \frac{1}{2} \cdot \text{masa} \cdot v_2^2 = \frac{1}{2} \rho \cdot \frac{\pi D^2}{4} \cdot \left(\frac{v_1 + v_2}{2} \right) (v_1^2 - v_2^2) \quad (3.13)$$

Comparada esta potencia con la potencia teórica P_o transportada por la masa de aire sin estar perturbada por la turbina resulta: y la potencia extraída del rotor es:

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho \cdot \frac{\pi D^2}{4} v_1^3 \quad (3.14)$$

por lo tanto,

$$\frac{P}{P_0} = \left(\frac{v_1+v_2}{2}\right) \frac{(v_1^2-v_2^2)}{v_1^3} = \frac{1}{2} \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2\right) \cdot \left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right) \quad (3.15)$$

El valor máximo de esta expresión se encuentra igualando la derivada a cero

Derivada de

$$\frac{P}{P_0} = -\frac{3}{2} \cdot \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right) + \frac{1}{2} = 0 \quad (3.16)$$

Resultando:

$$\left(\frac{v_2}{v_1}\right) = \frac{1}{3} \quad (3.17)$$

Y la representación gráfica de la relación de potencia y la relación de velocidades figura inferior es:

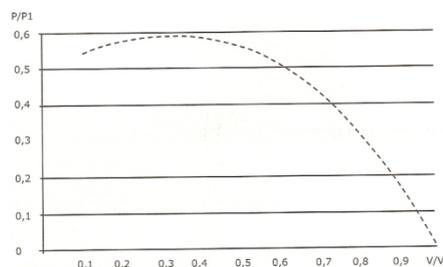


Fig. 3. 39 Relación de potencia y relación de velocidades

Y la máxima potencia extraída del viento por la turbina es:

$$\frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2\right) \cdot \left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right) = \frac{1}{2} * \frac{8}{9} * \frac{4}{3} = 0,593 \quad (3.18)$$

El 59,3% es pues el máximo rendimiento teórico de una turbina que no tuviera pérdidas por rozamiento, y en la que la eficacia de las palas fuera del 100%. El rendimiento práctico depende del tipo de rotar, y de los diversos mecanismos que componen el aerogenerador, por lo que desglosando los rendimientos:

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

Rendimiento de Betz	—————>	59,3%
Rendimiento de la hélice	—————>	85%
Rendimiento del multiplicador.	—————>	98%
Rendimiento del alternador	—————>	95%
Rendimiento del transformador.	—————>	98%

Resulta un rendimiento global de la instalación del orden del 45,9%. En la práctica el rendimiento del aerogenerador será aún menor, obteniéndose en las modernas turbinas un rendimiento del 35% (coeficiente de potencia de la turbina), mientras que en las que se utilizaban en el año 1900, el rendimiento no pasaba del 5%. Por otro lado, la fiabilidad es muy alta siendo del orden del 96%. En la figura siguiente puede verse la potencia que puede extraerse de la turbina.

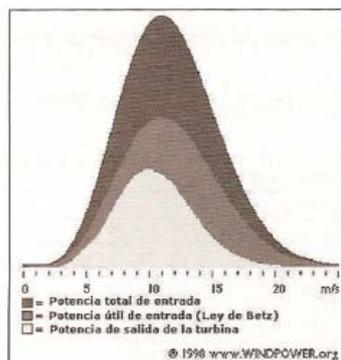


Fig. 3. 40 Potencia extraída por la turbina

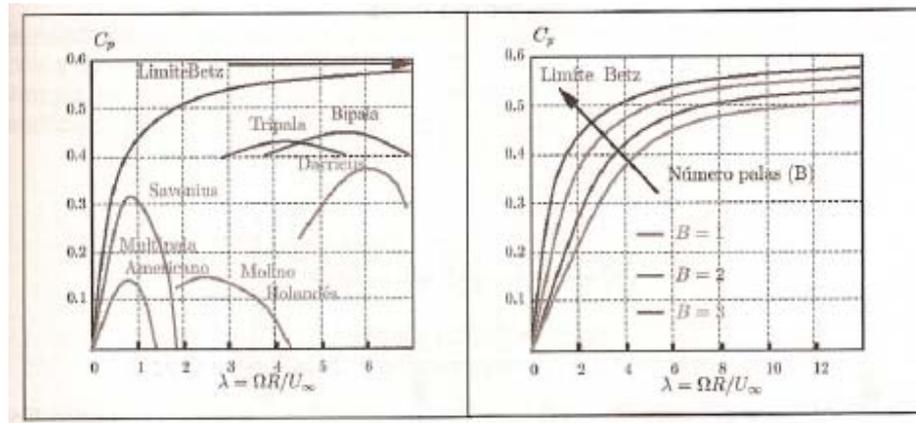


Fig. 3. 41 Coeficiente de potencia

3.5.- Tipología de los Aerogeneradores:

En la actualidad existe toda una enorme variedad de modelos de aerogeneradores, diferentes entre sí tanto por la potencia proporcionada, como por el número de palas o incluso por la manera de producir energía eléctrica (aisladamente o en conexión directa con la red de distribución convencional). Pueden clasificarse, pues, atendiendo a distintos criterios:

3.5.1.-Por la posición del aerogenerador:

3.5.1.1.- Eje Vertical:

Su característica principal es que el eje de rotación se encuentra en posición perpendicular al suelo. Son también llamados "VAWTs", que corresponde a las siglas de la denominación inglesa "vertical axis wind turbines". Existen tres tipos de estos aerogeneradores:

a.- Darrieus:

Consisten en dos o tres arcos que giran alrededor del eje.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

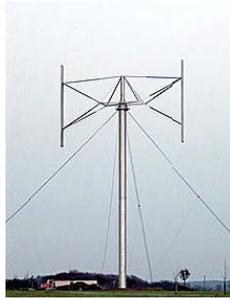


Fig. 3. 42 Aerogenerador tipo Darrieus

b.- Panemonas

Cuatro o más semicírculos unidos al eje central. Su rendimiento es bajo.

c.- Savonius:

Dos o más filas de semicilindros colocados opuestamente.

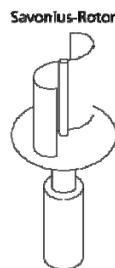


Fig. 3. 43 Aerogenerador tipo Savonius

3.5.1.2.- Eje horizontal:

Son los más habituales y en ellos se ha centrado el mayor esfuerzo de diseño en los últimos años. Se los denomina también "HAWTs", que corresponde a las siglas de la denominación inglesa "horizontal axis wind turbines". Las partes principales de un aerogenerador de eje horizontal son:

- Rotor: las palas del rotor, construidas principalmente con materiales compuestos, se diseñan para transformar la energía cinética del viento en un momento torsor en el eje del equipo. Los rotores modernos pueden llegar a tener un diámetro de 42 a 80 metros y producir potencias equivalentes de varios MW. La velocidad de rotación está normalmente limitada por la

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
---	----------------------------	--

velocidad de punta de pala, cuyo límite actual se establece por criterios acústicos.

- Caja de engranajes o multiplicadora: puede estar presente o no dependiendo del modelo. Transforman la baja velocidad del eje del rotor en alta velocidad de rotación en el eje del generador eléctrico.
- Generador: existen diferentes tipos dependiendo del diseño del aerogenerador. Pueden ser síncronos o asíncronos, jaula de ardilla o doblemente alimentados, con excitación o con imanes permanentes.
- La torre: sitúa el generador a una mayor altura, donde los vientos son de mayor intensidad y para permitir el giro de las palas y transmite las cargas del equipo al suelo.
- Sistema de control: se hace cargo del funcionamiento seguro y eficiente del equipo, controla la orientación de la góndola, la posición de las palas y la potencia total entregada por el equipo.

Todos los aerogeneradores de eje horizontal tienen su eje de rotación principal en la parte superior de la torre, que tiene que orientarse hacia el viento de alguna manera. Los aerogeneradores pequeños se orientan mediante una veleta, mientras que los más grandes utilizan un sensor de dirección y se orientan por servomotores. Dado que la velocidad de rotación de las aspas es baja, la mayoría hacen uso de una caja reductora para aumentar la velocidad de rotación del generador eléctrico.

En general, la hélice está emplazada de tal manera que el viento, en su dirección de flujo, la encuentre antes que a la torre (rotor a barlovento). Esto disminuye las cargas adicionales que genera la turbulencia de la torre en el caso en que el rotor se ubique detrás de la misma (rotor a sotavento). Las palas de la hélice se montan a una distancia razonable de la torre y tienen alta rigidez, de tal manera que al rotar y vibrar naturalmente no choquen con la torre en caso de vientos fuertes.

A pesar de la desventaja en el incremento de la turbulencia, se han construido aerogeneradores con hélices localizadas en la parte posterior de la torre, debido a que

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	----------------------------	--

se orientan en contra del viento de manera natural, sin necesidad de usar un mecanismo de control. Sin embargo, la experiencia ha demostrado la necesidad de un sistema de orientación para la hélice que la ubique delante de la torre. Este tipo de montaje se justifica debido a la gran influencia que tiene la turbulencia en el desgaste de las aspas por fatiga. La mayoría de los aerogeneradores actuales son de este último tipo.

3.5.2.- Por la posición del equipo con respecto al viento:

a.- A barlovento:

Las máquinas, corriente arriba 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 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. Además una máquina corriente arriba necesita un mecanismo de orientación para mantener el rotor de cara al viento.

b.- A sotavento:

Las máquinas, corriente abajo tienen el rotor situado en la cara a sotavento de la torre. La ventaja teórica que tienen es que pueden ser construidos 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. Si la máquina ha estado

 <p data-bbox="245 197 443 244">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 143 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 143 1305 181">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

orientándose de forma pasiva en la misma dirección durante un largo periodo de tiempo y no dispone de un mecanismo de orientación, los cables pueden llegar a sufrir una torsión excesiva.

Un aspecto más importante es que el rotor puede hacerse más flexible. Esto supone una ventaja tanto en cuestión de peso como de dinámica de potencia de la máquina, es decir, las palas se curvarán a altas velocidades del viento, con lo que 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.

3.5.3.- Por el número de palas:

a.- Una pala

Al tener sólo una pala estos aerogeneradores precisan un contrapeso en el otro extremo para equilibrar. La velocidad de giro es muy elevada. Su gran inconveniente es que introducen en el eje unos esfuerzos muy variables, lo que acorta la vida de la instalación. Una aplicación de este tipo de máquinas puede verse en la foto situada al lado.

b.- Dos palas

Los diseños bipala de aerogeneradores tienen la ventaja de ahorrar el coste de una pala y, por supuesto, 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.

 <p data-bbox="245 197 443 244">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 141 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 141 1305 181">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

Una aplicación de este diseño se presenta en la figura siguiente:



Fig. 3. 44 Aerogenerador de dos aspas

c.- Tres palas

La mayoría de los aerogeneradores modernos tienen este diseño, con el rotor mantenido en la posición corriente arriba, usando motores eléctricos en sus mecanismos de orientación. Este diseño tiende a imponerse como estándar al resto de los conceptos evaluados. La gran mayoría de las turbinas vendidas en los mercados mundiales poseen este diseño.

Un espectacular ejemplo de 72 m de diámetro del rotor y 80 m de altura hasta el eje puede verse en la foto.

d.- Multipalas

Con un número superior de palas o multipalas. Se trata del llamado modelo americano, debido a que una de sus primeras aplicaciones fue la extracción de agua en pozos de las grandes llanuras de aquel continente.

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	----------------------------	-------------------------------------

3.5.4.- Por la manera de adecuar la orientación del equipo a la dirección del viento en cada momento:

El mecanismo de orientación de un aerogenerador es utilizado para girar el rotor de la turbina en contra del viento. Se dice que la turbina 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 (esta proporción disminuirá con el coseno del error de orientación) Por tanto, la eficiencia del mecanismo de orientación es fundamental para mantener el rendimiento de la instalación. Los diferentes tipos pueden ser:

- Mediante conicidad: son aquellos que usan el motor de orientación para posicionar la góndola en cada momento, dependiendo de la dirección a la que sopla el viento.

- Mediante veleta: usan una especie de aleta en la parte anterior de la góndola, el viento choca transversalmente con este elemento, y mueve todo el conjunto. Este método solo es apto en pequeños equipos de poco peso.

- Mediante molinos auxiliares: básicamente se trata de construir varios molinos en distintas caras de la góndola, de esta manera se consigue que gire uno u otro dependiendo de la dirección del viento. Es un sistema muy poco usado.



Fig. 3. 45 Aerogenerador movido por veleta. En la parte anterior de la góndola se puede apreciar la pieza que hace posible el movimiento.

3.6.- Control de potencia:

En general, los aerogeneradores modernos de eje horizontal se diseñan para trabajar con velocidades del viento que varían entre 3 y 24 m/s de promedio. La primera es la llamada velocidad de conexión y la segunda la velocidad de corte. Básicamente, el aerogenerador comienza produciendo energía eléctrica cuando la velocidad del viento supera la velocidad de conexión y, a medida que la velocidad del viento aumenta, la potencia generada es mayor, siguiendo la llamada curva de potencia. Asimismo, es necesario un sistema de control de las velocidades de rotación para que, en caso de vientos excesivamente fuertes, que podrían poner en peligro la instalación, haga girar a las palas de la hélice de tal forma que éstas presenten la mínima oposición al viento, con lo que la hélice se detendría.

Para aerogeneradores de gran potencia, algunos tipos de sistemas pasivos, utilizan características aerodinámicas de las palas que hacen que aún en condiciones de vientos muy fuertes el rotor se detenga. Esto se debe a que él mismo entra en un régimen llamado "pérdida aerodinámica".

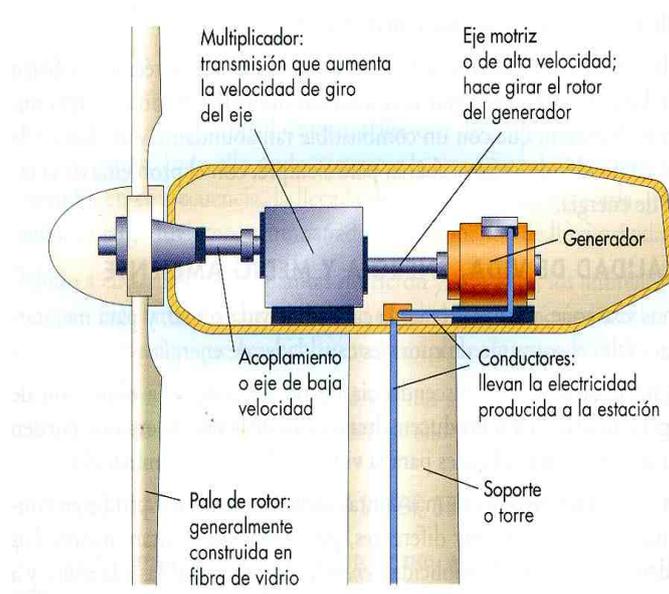


Fig. 3. 46 Mecanismo de un aerogenerador

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-----------------------------------	--

Los aerogeneradores, para que puedan funcionar, tienen que recibir un viento de cómo mínimo 15km/h.

Los fabricantes de aerogeneradores en España se enfrentan a otros desafíos, como producir máquinas capaces de trabajar en condiciones de bajo viento (los buenos emplazamientos en tierra están prácticamente agotados) y contribuir a una gestión más eficaz del sistema eléctrico, para que desaparezcan las retenciones que persisten en torno a la energía del viento. Claro que para ello también es necesario que España deje de ser prácticamente una isla energética. En este sentido, el sector eólico comparte con Red Eléctrico de España (REE) los objetivos de reforzar la capacidad de conexión de nuestro país, lo que dará mayor estabilidad al sistema eléctrico y permitirá aumentar la capacidad de penetración de la eólica en el mismo.

La predicción de viento es un factor clave para la eólica. Una variación de un metro por segundo puede equivaler en algunas regiones con mucha potencia eólica instalada a la producción de varias centrales térmicas. La Asociación Empresarial Eólica (AEE) trabaja en un estudio denominado Ejercicio de Programación de la Producción Eólica, con el objetivo de definir hasta qué punto medida los factores orográficos afectan a esta precisión. El estudio compara el comportamiento y fiabilidad de siete modelos de predicción que operan en seis parques eólicos distribuidos por toda geografía española. Esencialmente, estos modelos son de dos tipos: los que procesan datos principalmente estadísticos y los basados en la física relacionada con la dinámica de fluidos.

Para el operador del sistema, REE, es esencial conocer la cantidad de energía que la eólica va a inyectar a la red en cada momento. Lo que evitaría restricciones técnicas a esta energía, que, hasta ahora, no ha sido capaz de predecir la producción con una precisión suficiente. De ahí la importancia de estos estudios que tratan de encontrar el mejor modelo de predicción para las distintas condiciones de viento que se dan en las distintas orografías de nuestro país. El estudio de la AEE es también la prueba evidente de que las energías renovables han colocado a España en primera línea tecnológica

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

mundial, ya que nunca antes se había emprendido un estudio tan complejo sobre esta fuente de energía limpia.

3.6.1.- Comparación de las aeroturbinas según su coeficiente de potencia y su velocidad de giro:

En la figura contigua, se da el coeficiente de potencia de los distintos tipos de máquinas para distas velocidades específicas. El coeficiente potencia C_p ya se introdujo anteriormente en la ecuación que representaba la energía extraíble con una aeroturbina obviamente, cuanto mayor sea mayor será la potencia extraída, para un mismo tamaño y velocidad de viento. La velocidad específica, λ , vale:

$$\lambda = \frac{\omega D}{2V_{hub}} \quad (3.19)$$

donde ω es la velocidad angular de rotación, D el diámetro y V_{hub} la velocidad del viento incidente.

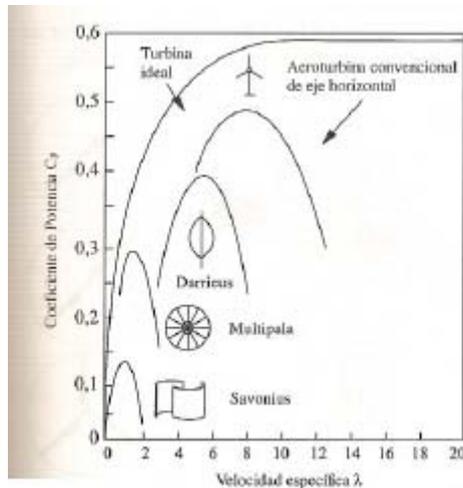


Fig. 3. 47 Coeficiente de potencia como función de la velocidad específica para los distintos tipos de aeroturbina

El parámetro λ es por tanto el cociente entre la velocidad de la punta de la pala y la velocidad del viento. La aeroturbina de eje horizontal de pocas palas, da un mayor coeficiente de potencia con una mayor velocidad específica, o lo que es lo mismo da mayores potencias y gira más rápidamente. La velocidad de giro alta es conveniente para poder acoplar mejor la aeroturbina al generador eléctrico, particularmente para

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-----------------------------------	--

las máquinas grandes, que tienen velocidades de rotación comparativamente menores. Para un viento de diseño $V_{hub}=12,5$ m/s, y $A=8$ tendríamos que $wD/2=AV_{hub}=100$ m/s, con lo que una máquina de $D=50$ m, giraría a $w=4$ rad/s, $n=38$ rpm. Un generador eléctrico de dos pares de polos gira a unas 1.500 rpm, y por tanto se necesitaría una caja de transmisión que aumentase dicha velocidad de las 38 rpm a las 1.500 rpm. Estos mecanismos suelen ser costosos y propensos a tener averías. Hay diversas formas de aliviar el problema, según veremos más adelante; una forma podría ser aumentar el número de polos, pero entonces el generador se hace más caro y pesado. Según se ve de los cálculos anteriores el problema se agrava más cuanto mayor sea el diámetro de la aeroturbina, como es la tendencia actual en el diseño, y todavía sería peor si la aeroturbina diese su máxima potencia a un bajo valor de la velocidad específica. Para comprender mejor la razón por la que la aeroturbina convencional de eje horizontal gira más rápidamente, es necesario entender su principio de funcionamiento, estudiando las fuerzas del viento que actúan sobre la misma. La fuerza sobre una pala de la aeroturbina resulta de acción de la velocidad relativa del aire sobre la misma, tal como se muestra en la figura contigua. Dicha velocidad relativa es la composición de la velocidad del viento y de la velocidad de giro de la propia pala. Puede haber dos tipos de fuerzas, fuerzas de sustentación, normales a la velocidad relativa, y fuerzas de arrastre, o resistencia aerodinámica, paralelas a dicha velocidad relativa. En principio puede haber turbinas que funcionen basándose en cualquiera de estos dos tipos de fuerzas. Por ejemplo, las fuerzas sobre una aeroturbina tipo Savonius, la turbina hidráulica Pelton, o en el mismo anemómetro de cazoletas son principalmente de arrastre, (figura inferior b).

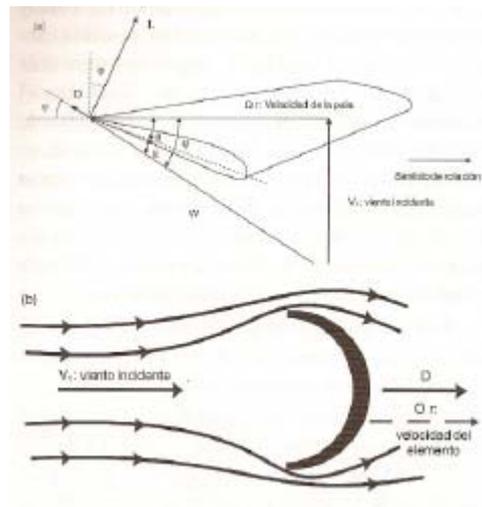


Fig. 3. 48 Fuerzas aerodinámicas. (a) Fuerzas de sustentación L y arrastre D sobre un elemento de pala, y velocidad del viento V_P de giro ω , r , y relativa W . La fuerza L tiene una componente motriz, $L \cos \phi$, en la dirección de giro. (b) Elemento de aeroturbina que se mueve por fuerza de arrastre.

Sin embargo, la mayor parte de las aeroturbinas modernas, de amplia utilización, se basan en el principio de sustentación aerodinámica, similar al de las alas de un avión, las palas de una hélice, o muchos de los sistemas de navegación a vela, (figura superior a). Una aeroturbina que se mueve por arrastre siempre girará más despacio que una que se mueva por sustentación; el elemento de una máquina que es arrastrada por el viento, nunca podrá moverse a mayor velocidad que la del propio viento.

Otra ventaja adicional de las aeroturbinas que funcionan por sustentación aerodinámica, además de la mayor potencia y mayor velocidad de giro, es el menor empuje o fuerza de tumbado, con lo que las cargas y los efectos de estela son menores. Las aeroturbinas de eje vertical tipo Darrieus también se mueven por el principio de sustentación aerodinámica, pero como se verá luego, tienen otras desventajas, fundamentalmente que su funcionamiento es intrínsecamente no estacionario, con lo que las cargas dinámicas y de fatiga son más importantes.

 <p data-bbox="245 192 445 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 141 695 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="764 141 1302 176">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

3.7.- Sistemas de almacenamiento:

En los periodos en que no sopla el viento, es necesario utilizar algún sistema que almacene la energía producida y la libere cuando sea conveniente. Un sistema estándar está formado por los siguientes elementos:

- Baterías
- Controladores de carga de la batería.
- Inversores para convertir c.c. en c.a. para alimentar la red (doméstica o general).
- Controladores del sistema que dirigen la operación del sistema de energía renovable, los generadores diesel, y los sistemas de almacenamiento de energía.

Las turbinas disponen de equipos de control sofisticados para controlar su operación e interaccionar con la red.

En parques eólicos conectados con la red eléctrica, y alimentados con centrales eléctricas diesel, es primordial evitar fluctuaciones ya que perjudican al equipo eléctrico de consumo y a la operación de la central eléctrica. La tecnología clásica limita la energía eólica que alimenta el sistema.

 <p data-bbox="247 197 443 246">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 145 694 224">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 145 1300 179">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	---	---

4. -Usos de los aerogeneradores

4.1.- Pequeña potencia:

4.1.1.- Generalidades:

El bombeo de agua con energía eólica tiene miles de años de antigüedad. En todas las naciones se encuentran vestigios de estos molinos, en particular en Holanda y en Creta. En los Estados Unidos se utilizaban los molinos de agua multipalas de eje horizontal. Todavía hoy en día se instalan miles de este tipo de molinos. Puede afirmarse que su diseño no ha cambiado en cientos de años debido a que fueron bien proyectados desde el primer modelo.

En los primeros diseños el eje de potencia del molino se conectaba directamente a la bomba de agua pero actualmente, y desde 1980, es típico el molino de viento que emplea un aerogenerador que proporciona electricidad y alimenta bombas de agua eléctricas sumergibles.

El motivo de este cambio es que los molinos de viento trabajan muy bien a bajas velocidades, pero los aerogeneradores son más eficientes en un campo más amplio de las velocidades de viento, con lo que pueden bombear mayores volúmenes de agua y además, el aerogenerador puede instalarse más lejos del pozo y requiere un menor mantenimiento.

Por consiguiente los molinos de viento mecánicos se eligen para pequeñas cantidades de agua y alturas bajas de bombeo, mientras que los aerogeneradores son el sistema de elección para bombear grandes cantidades de agua, en irrigaciones de campos de cultivos, en el suministro de agua a pequeñas aldeas y en la alimentación de energía a una vivienda aislada. En el primer caso la potencia requerida alcanza 1 kW (coste unos 5000 €) Y en el segundo de 1,5 a 10 kW (coste de 8000 a 25000 €).

Por otro lado, las micropotencias utilizadas en señalización y en pequeñas viviendas aisladas llegan a 1 kW, mientras que las bajas potencias abarcan de 1 a 100 kW y son usadas en pequeñas granjas y en casas aisladas.

 <p data-bbox="245 197 443 244">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 143 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 143 1305 181">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

4.1.2.- Molinos de bombeo de agua:

Son molinos multipala que constan de la torre, el rotar, la bomba y el depósito regulador. Su mantenimiento es mínimo. Una vez al año se cambia el aceite y se efectúa una rápida verificación de la maquinaria.

La torre está construida con perfiles de acero galvanizado en caliente, y su altura puede variar entre 4 y 12 m, se montan en el suelo y se elevan mediante una grúa o bien pueden ser armadas sección a sección, desde el terreno.

El rotor consta de un conjunto de palas de acero galvanizadas, con el perfil adecuado y su diámetro puede variar entre 1,80 y 5 m.

Tiene una pequeña velocidad de rotación, y un gran par de arranque por lo que se adapta perfectamente a las características de las bombas de émbolo. Debe estar situado a 3 m como mínimo, de cualquier obstáculo existente en un radio de 100 m.

El molino puede arrancar a una velocidad del viento de unos 4 km/h y va aumentando su velocidad de rotación hasta unos 30 km/h, bombeando a partir de este límite el mismo caudal de agua.

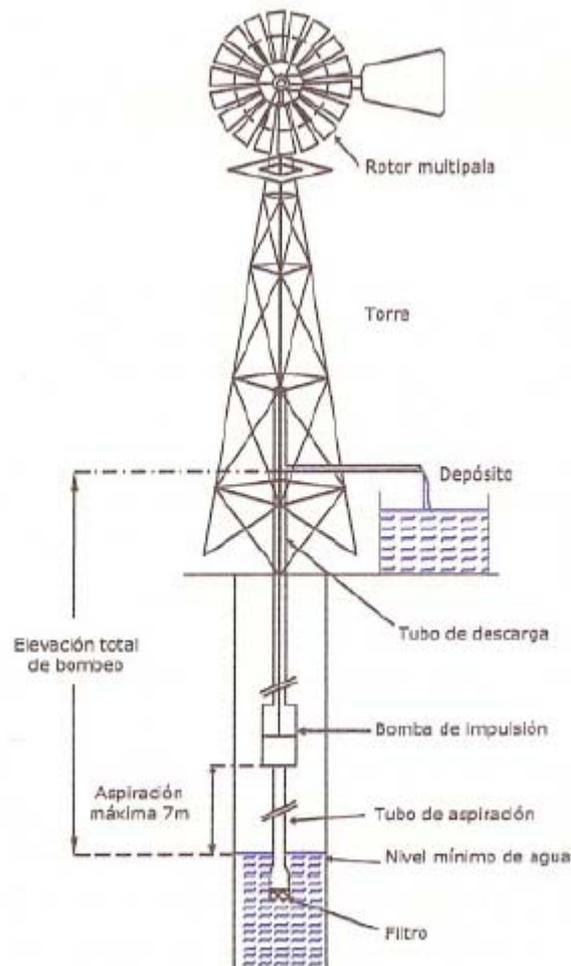


Fig 4. 1 Molinos de bombeo de agua

La bomba, que es accionada directamente por el rotor, consiste en un sistema biela-manivela, que actúa sobre el émbolo de la bomba, dándole un movimiento de vaivén. El depósito regulador de agua tiene la capacidad suficiente para cubrir eventuales puntas de consumo y posibles períodos de calma del viento. Estas instalaciones requieren una serie de medidas del viento para determinar el potencial energético que puede obtenerse en la zona.

El parámetro más importante es la velocidad media del viento que puede determinarse mediante anemómetros o utilizando la información meteorológica del lugar, o bien mediante la escala de Beaufort.

La escala de Beaufort, que es el nombre del almirante inglés que la creó alrededor de 1805, se basa en la observación de los efectos del viento en tierra o en el aspecto del mar. La fórmula que permite calcular la velocidad del viento es:

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	------------------------	--

$$v = 0,837 \cdot B^{3/2} \text{ m/s} \quad (4.1)$$

De este modo, si en tierra se ve que se levanta polvo y papeles y se agitan las copas de los árboles, la escala es Beaufort 4 (bonancible) y la velocidad:

$$v = 0,837 \cdot B^{3/2} \frac{\text{m}}{\text{s}} = 0,837 \cdot 4^{1,5} = 6,696 \frac{\text{m}}{\text{s}} = \frac{24,1\text{Km}}{\text{h}} = 13 \text{ nudos} \quad (4.2)$$

Beaufort	Velocidad del viento (km/h)	Nudos (millas náuticas/h)	Denominación	Aspecto de la mar	Efectos en tierra
0	0 a 1	< 1	Calma	Espejado	Calma, el humo asciende verticalmente
1	2 a 5	1 a 3	Ventolina	Pequeñas olas, pero sin espuma	El humo indica la dirección del viento
2	6 a 11	4 a 6	Flojito (Brisa muy débil)	Crestas de apariencia vítrea, sin romper	Se mueven las hojas de los árboles, empiezan a moverse los molinos
3	12 a 19	7 a 10	Flojo (Brisa débil)	Pequeñas olas, crestas rompientes.	Se agitan las hojas, ondulan las banderas
4	20 a 28	11 a 16	Bonancible (Brisa moderada)	Borreguillos numerosos, olas cada vez más largas	Se levanta polvo y papeles, se agitan las copas de los árboles
5	29 a 38	17 a 21	Fresquito (Brisa fresca)	Olas medianas y alargadas, borreguillos muy abundantes	Pequeños movimientos de los árboles, superficie de los lagos ondulada
6	39 a 49	22 a 27	Fresco (Brisa fuerte)	Comienzan a formarse olas grandes, crestas rompientes, espuma	Se mueven las ramas de los árboles, dificultad para mantener abierto el paraguas
7	50 a 61	28 a 33	Frescachón (Viento fuerte)	Mar gruesa, con espuma arrastrada en dirección del viento	Se mueven los árboles grandes, dificultad para andar contra el viento
8	62 a 74	34 a 40	Temporal (Viento duro)	Grandes olas rompientes, franjas de espuma	Se quiebran las copas de los árboles, circulación de personas dificultosa
9	75 a 88	41 a 47	Temporal fuerte (Muy duro)	Olas muy grandes, rompientes. Visibilidad mermada	Daños en árboles, imposible andar contra el viento
10	89 a 102	48 a 55	Temporal duro (Temporal)	Olas muy gruesas con crestas empenachadas. Superficie del mar blanco	Árboles arrancados, daños en la estructura de las construcciones
11	103 a 117	56 a 63	Temporal muy duro (Borrasca)	Olas excepcionalmente grandes, mar completamente blanca, visibilidad muy reducida	Estragos abundantes en construcciones, tejados y árboles
12	118 y más	64 a 71>	Temporal huracanado (Huracán)	El aire está lleno de espuma y rociones. Enorme oleaje. Visibilidad casi nula	Destrucción total

Tabla 4. 1 Escala de Beaufort

Las necesidades de agua en las granjas pueden determinarse aproximadamente mediante la siguiente tabla:

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	------------------------	--

Sujetos	Consumo l/día
Persona	50
Caballo, vaca común	60
Vaca lechera	100
Cerdo	15
Oveja, cabra	10
Coneja + camada	2
Pato	0,5
Gallina	0,25
Perdiz	0,1
Avestruz	10
Pavo	0,9

Tabla 4. 2 Consumo medio diario de agua en una granja

Así una granja llevada por 4 personas que tenga 2 caballos, 4 vacas lecheras, 10 conejos, 4 gallinas y 2 pavos tendrá un consumo medio de:

$$4 \cdot 50 + 4 \cdot 100 + 10 \cdot 2 + 4 \cdot 0,25 + 2 \cdot 0,9 = 622,8 \text{ l/día}$$

Por otro lado, el agua consumida en limpieza y duchas de los animales es aproximadamente la sexta parte del consumo diario:

$$622,8 / 6 = 103,8 \text{ l/día}$$

Lo que representa un total de $622,8 + 103,8 = 726,6 \text{ l/día}$

Añadiendo a este valor el agua de riego de un terreno de extensión 5 Ha = 50000 m² que consume unos 7000 m³/año, que a 1 hora de promedio/día son 19,4 m³/día, resultan:

$$726,6 + 19400 = 20126,6 \text{ l/día}$$

La capacidad de bombeo necesaria se determina considerando que en cinco horas se obtendrá todo el caudal estimado en un día. Es decir, la bomba debería dar:

$$\frac{20126,6}{5} = 4025,32 \frac{\text{l}}{\text{h}} \approx 4000 \text{ l/h}$$

y la altura de bombeo sería:

Profundidad del pozo (15 m) + desnivel suelo y tanque de agua (10 m) = 25 m

En el catálogo del fabricante se selecciona una bomba de 5000 l/h con una elevación total de bombeo de 25 m y un rotor de 3 m de diámetro.

	<p align="center">Título Proyecto</p>	<p align="center">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	--	---

Caudal máximo de bombeo (l/h)	Elevación total de bombeo (m)				
	20	50	80	105	-
1000	20	50	80	105	-
1200	15	45	70	100	-
1800	10	40	60	90	-
2400	-	30	50	80	-
5000	-	-	25	50	-
7500	-	-	15	35	-
Diámetro del rotor (m)	1,80	2,60	3,00	4,00	5,00

Tabla 4. 3 Dimensionado del molino de bombeo

La potencia requerida es pues:

$$\frac{[(4000 \text{ kg} \cdot 9,81) \text{newton} \cdot 25 \text{ m}]}{3600 \text{ s}} = 272,5 \text{ W} \quad (4.3)$$

La potencia del viento transferida a las palas de la turbina, viene expresada por:

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot \text{volumen} \cdot v^2 = \frac{1}{2} (R^2 \cdot v \cdot \rho \cdot \Pi) v^2 = \frac{1}{2} \rho \cdot \Pi \cdot R^2 v^3 = \frac{\Pi}{8} \rho D^2 v^3 \quad (4.4)$$

ya que el volumen de aire que pasa por unidad de tiempo (segundo) es la sección del rotor ($\Pi \cdot R^2$) multiplicada por la velocidad (v).

Siendo:

-P; potencia en W

- ρ ; densidad del aire seco, en kg/m³ a la presión atmosférica estándar (1013,2 mb) ya la temperatura de 150C = 1,225 kg/m³

-R; radio del rotor en metros (D = diámetro del rotor en metros)

-v; velocidad del viento en m/s

Considerando una velocidad media de 7 m/s la potencia teórica es:

$$P = \frac{\Pi}{8} \rho D^2 v^3 = \frac{\Pi}{8} 1,293 \cdot 3^2 7^3 = 1567 \text{ W} \quad (4.5)$$

Evidentemente no puede extraerse toda la potencia indicada por la fórmula ya que entonces la velocidad del viento a la salida de la turbina sería cero y el aire no penetraría en el círculo barrido por la turbina. La ley de Betz indica que la velocidad del viento se reduce en 2/3 a la salida de la turbina, por lo que solo puede convertirse el 59,3% de la energía cinética del viento a energía mecánica para mover la turbina. Por otro lado, influye el rendimiento de los engranajes y de la bomba, con lo que el rendimiento global es del 35%.

Luego, la potencia real de salida será de:

$$1567 \cdot 0,35 = 548,45 = 550 \text{ W} > 272,5 \text{ W (potencia requerida)} \quad (4.6)$$

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

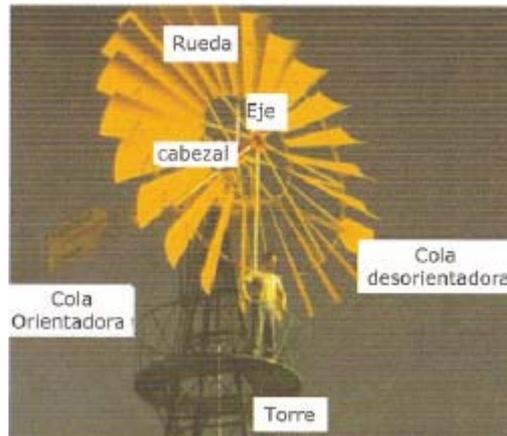


Fig 4. 2 Componentes del molino

Los componentes del molino (fig. 4.2) son:

- Aerogenerador compuesto de: eje, rueda, cabezal, cola orientadora al viento, cola desorientadora de la rueda en caso de vientos excesivos o cuando se quiere parar el molino de viento y Mástil o Torre.

- Cuadro de control que fija las velocidades de trabajo del viento del aerogenerador.

- Sistema de frenado automático que actúa en caso de velocidad excesiva - Tubería y Bomba

- Sistema de engrase

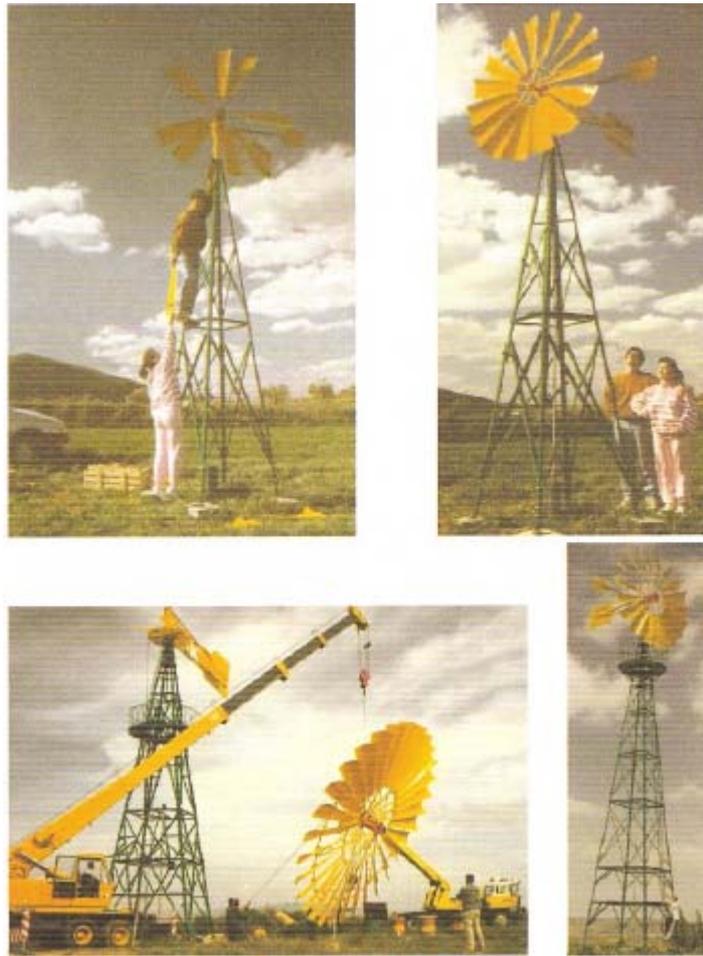


Fig 4. 3 Instalación de un molino de viento de bombeo

El precio estimado del sistema es de unos 5000 euros. El montaje e instalación es un 40% del coste del sistema = 2000 euros. La subvención sobre el aprovechamiento de la energía eólica, cofinanciada por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional, para la promoción de las energías renovables para el año 2007 considera una subvención del 40% sobre la inversión, tomando como ejemplo, las ayudas subvencionables de Asturias del 25 de junio de 2007.

Molino de bombeo de 5000 l/h - presupuesto aproximado			
	% inversión	Cantidad	Precio (€)
Inversión total			5000
Montaje e instalación (40% inversión)	40	1	2000
Total parcial	100		7000
Subvención - 40% de la inversión			2800
Total con subvención			4200
IVA (16%)			672
Total con subvención e IVA			3528

Tabla 4. 4 Precio aproximado de un molino de bombeo de agua de 5000 l/h

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	----------------------------	--

Luego el total importa unos 3528 euros (IVA incluido).

4.1.3.- Aerogeneradores para una vivienda aislada:

4.1.3.1.- Aerogenerador de 800 W:

En la tabla 4.5 puede verse la energía consumida por los electrodomésticos de la casa considerando unas horas de consumo medio de cada aparato.

Aparato	Vatios	Horas consumo medio (h/día)	W · h/día
Frigorífico	250	6	1500
Lavaplatos	1200	0,25	300
Lavadora de ropa	2500	0,25	625
Tostadora	1500	0,25	375
Microondas	1500	0,5	750
Televisión	100	3	300
Plancha	1200	1	600
Aspirador	900	0	225
Aire acondicionado	1200	1	600
Iluminación			
Garaje y taller	350	2	700
Habitación 1	150	1	150
Habitación 2	100	2	150
Habitación 3	100	1	50
Sala de estar	200	5	1000
Pasillo	100	1	50
Recibidor	80	0	20
Cocina	150	3	450
Baño	100	2	150
Aseo	80	0,5	40
Total	11760		8035

Tabla 4. 5 Consumo electrodoméstico vivienda

Para disponer de energía en las horas con escaso viento, la vivienda necesitará una batería de acumuladores. Como el aerogenerador dispone de un alternador, será necesario instalar un rectificador (c.a./c.c.) para cargar las baterías. Por otro lado, a la salida de las baterías debe instalarse un ondulador que convierta la corriente continua en alterna para la alimentación de la vivienda.

El aerogenerador, al inicio, debe ser capaz de aportar el consumo total de energía por día de 8035 W , valor al que se le suma el consumo de energía del sistema eléctrico (rectificador, ondulador) que se estima en un 10% del consumo total de energía.

Por la ley de Betz sólo se aprovecha el 59% de la energía eólica, ya que la velocidad del viento se reduce en 2/3. Añadiendo el rendimiento de los demás componentes (hélice, alternador, rodamientos,) se obtiene un 35% de rendimiento global, con lo que la potencia real es de:

$$P = 0,35 \cdot \frac{\pi}{8} \rho D^2 v^3 \quad (4.7)$$

Por lo tanto el diámetro de las palas es:

$$D = \sqrt{\frac{8P}{0,35 \rho \pi v^3}} = \sqrt{\frac{8 \cdot 803,5}{0,35 \cdot 1,293 \cdot \pi \cdot 8^3}} = 2,9 \text{ m} \approx 3 \text{ m} \quad (4.8)$$

En el caso de que el responsable de la vivienda desee intervenir en la compra e instalación del aerogenerador, deberá comprar los componentes, montarlos e instalarlos. Si es buen mecánico, dispone de herramientas y tiene tiempo, podrá hacerlo personalmente, pero si este no es el caso, deberá contar con un taller de confianza donde le mecanicen las piezas y con un equipo reducido de personas que le ayuden en la instalación.

El tipo de alternador que puede seleccionarse es el 145 STK8M de ALXION (o similar) cuyas curvas características pueden verse en la figura 4.4.

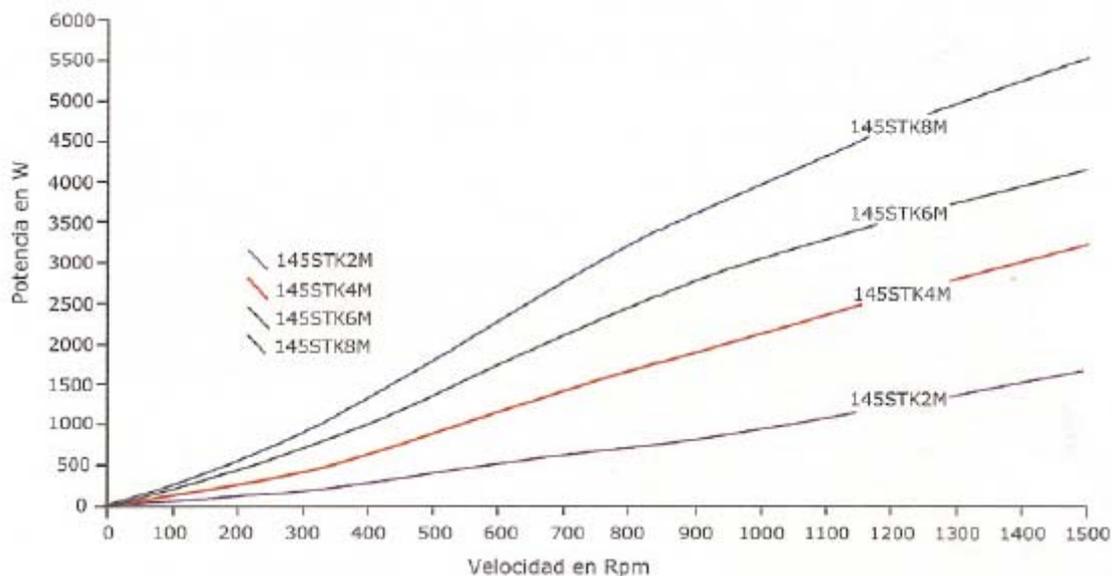


Fig 4. 4 Curvas características de un alternador para aerogenerador

La figura 4.4 indica que la turbina gira a 280 rpm al proporcionar 803,5 W.

La velocidad en las puntas de las palas es de:

$$V = \omega \cdot R = \frac{2\pi n}{60} R = \frac{2\pi \cdot 280}{60} 1,5 = 43,9 \frac{m}{s} < \frac{340m}{s} \text{ (velocidad del sonido)} \quad (4.9)$$

	<p style="text-align: center;">Título Proyecto</p>	<p style="text-align: center;">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	--

Lo que confirma que no se producirá cavitación en las puntas de las palas y no habrá pérdidas de rendimiento por vibraciones y erosión. La turbina de dos palas puede dar problemas de estabilidad en un aerogenerador de estructura rígida, ya que en el preciso instante en que la pala más alta está en la parte superior y se flexiona hacia atrás, debido a que obtiene la máxima potencia del viento, la pala más baja pasa por la sombra del viento de la torre. Por otro lado, su coste es menor pero gira más rápidamente. En cambio, a mayor número de palas, aunque el coste y el par de arranque aumentan, las cargas debidas a fatiga son menores. En nuestro caso, tratándose de una torre tubular de poca sombra con relación al viento y de un aerogenerador que va a rendir 803,5 W a 280 rpm, seleccionamos un rotor de dos palas.

La marcha del mecanizado y el montaje es la siguiente:

1. Mecanizado de los alojamientos de los soportes de los rodamientos, de las patas del alternador y del soporte para la veleta.

2. Se practican en la base los agujeros para los tornillos .
3. Se colocan los soportes de los rodamientos del eje horizontal y se sueldan.
4. Mecanizado de los alojamientos de los rodamientos.
5. Montaje en la base del eje vertical y de la pieza que une la base y el eje.
6. Soldado del eje a esta pieza de unión de la base y el eje y molado de la soldadura.
7. Sobre el eje vertical se coloca el primer rodamiento y se monta su soporte.
8. Se coloca el segundo rodamiento y se fija mediante una arandela de seguridad y una tuerca entallada.
9. Se montan los engrasadores.

 <p data-bbox="245 197 443 244">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 143 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 143 1305 181">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

10. Se fija el alternador a la base pasando el cable por el agujero de la base y el eje vertical.

11. Sobre el eje horizontal se monta el rotor del alternador.

12. Se aloja el rodamiento fijo sobre su soporte y se acopla el eje horizontal entre los soportes de los rodamientos y el alternador.

13. Se monta entonces el rodamiento libre y el casquillo que hace presión sobre éste, la chaveta del eje y el buje.

14. Para el montaje final del eje se coloca la pieza que hace presión contra el buje, el tornillo y se fija el rodamiento fijo con una arandela de seguridad y una tuerca entallada.

15. Una vez montado el eje se puede montar ya la veleta a la góndola, se fija la veleta a su eje y éste al soporte que al mismo tiempo va sujeto a la base.

A continuación se coloca la carcasa inferior que va unida a la base, se monta sobre ésta la junta y se cierra con la carcasa superior. Finalmente se coloca el embellecedor sobre el buje.

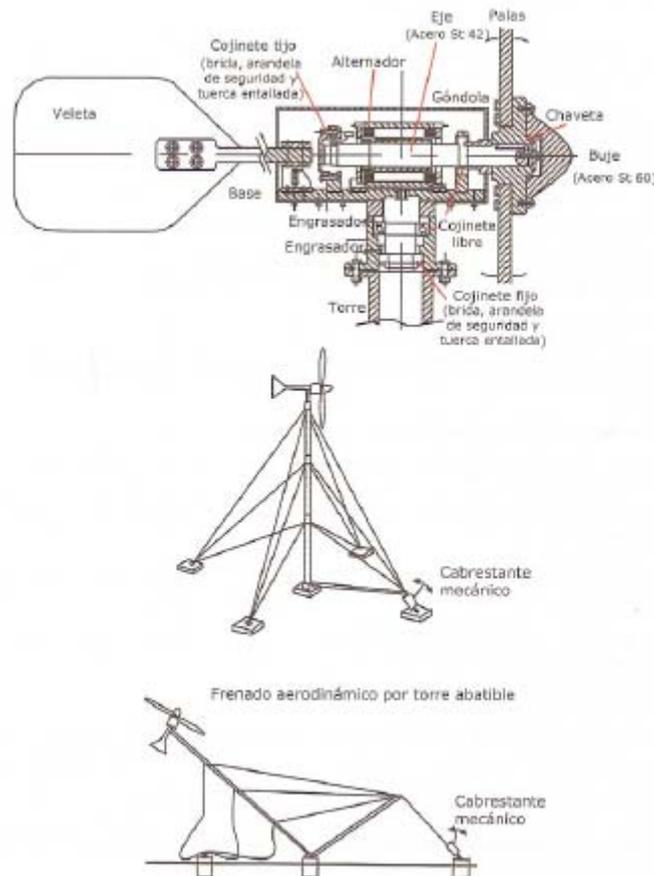


Fig 4. 5 Despiece aerogenerador

El sistema de frenado del rotor en caso de vientos fuertes, es del tipo de freno aerodinámico mediante torre abatible, en el que la torre bascula respecto al suelo. La torre se atiranta mediante cables laterales para guiar la trayectoria de bajada y cables perpendiculares para subirla o bajarla. Los tensores que unen el cable al suelo permiten regular la tensión de cada cable, uno de los cables se enrolla a un cabestrante mecánico accionado manualmente.

La fuerza del viento que actúa sobre las palas se equilibra con la ejercida por el cable del cabestrante, de modo que la torre adopta posiciones cada vez mas inclinadas si el viento va aumentando en intensidad. Una vez ha desaparecido la situación de fuerte viento el conjunto se eleva manualmente con el cabestrante.

Según la Tabla 4.6, la energía consumida por día de todos los electrodomésticos de la casa es de 8035 Wh/día. El consumo estimado de los aparatos que se van a utilizar durante las horas de falta de viento es:

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	------------------------	--

Aparato	Wattios	Horas consumo medio (h/día)	W · h/día
Frigorífico	250	3	750
Televisión	100	2	200
Iluminación			
Habitación 1	150	0,5	75
Habitación 2	100	0,5	50
Habitación 3	100	0,5	50
Sala de estar	200	1	200
Cocina	150	1	150
Baño	100	1	50
Total	1150		1525

Tabla 4. 6 Consumo electrodomésticos en una casa, en horas sin viento

Por consiguiente, cuando no hay viento, los Ah de la batería para hacer frente a las necesidades de 1 día, siendo el número de horas estimado sin viento de 13, es de:

$$\frac{1525 \text{ Wh/día}}{12 \text{ V}} = 127 \text{ Ah/día} \quad (4.10)$$

1 - Considerando que las baterías de acumuladores no se cargasen durante 3 días, pero el aerogenerador estuviera dando energía 11 h cada día, la capacidad de estas sería:

$$127 \text{ (Ah / día) } \cdot 3 = 381 \text{ Ah} \quad (4.11)$$

Si las baterías se descargan el 70%, su capacidad debe ser: $381/0,7 = 544 \text{ Ah}$

Seleccionaríamos: 1 batería YUASA EN, 500 Ah de 12 V sin mantenimiento, vida útil 12 años, o bien: 4 Baterías tipo Planté estacionarias tubulares 7 BTX 120, 140 Ah de 12 V.

2 - Si hubiera tres días de calma sin viento, las baterías deberían proporcionar:

$$\frac{8035 \frac{\text{Wh}}{\text{día}} \cdot 3 \text{ días}}{12 \text{ V}} = 2009 \text{ Ah} \quad (4.12)$$

Y si se descargan el 70%, su capacidad debe ser: $2009/0,7 = 2870 \text{ Ah}$

Seleccionaríamos: 6 baterías YUASA EN, 500 Ah de 12 V sin mantenimiento, vida útil 12 años, o bien: 20 Baterías tipo Planté estacionarias tubulares 7 BTX 120, 140 Ah de 12 V

En la tabla 4.7 puede verse el presupuesto del aerogenerador con los componentes necesarios para disponer de energía en las horas sin viento. Cabe señalar que el

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	------------------------	--

generador es un alternador con rotor de imanes permanentes, con lo que se suprimen escobillas y colectores que pueden ser causa de averías.

No se ha considerado la adquisición de baterías de acumuladores para 3 días sin viento, solo el supuesto de que las baterías estuvieran 3 días sin cargarse, pero el viento soplando 11 horas cada día.

Item	Cantidad	Componentes	Precio unitario (€)	Precio total (€)
Componentes de compra				
1	1	Alternador de imanes permanentes	340	340
2	4	Batería tipo Planté de 12 V (100 Ah en 20 horas)	300	1.200
3	1	Inversor 12 V c.c./ 220 V c.a, 800 W	700	700
4	1	Rectificador regulador de carga de la batería, 12 V 30 A	190	190
5	2	Rodamiento rígido de bolas de contacto angular	45	90
7	2	Rodamientos rígidos de bolas	50	100
8	2	Engrasadores	25	50
9	1	Materiales varios: tornillos, tuercas, arandelas, junta ...	40	40
Componentes fabricados				
10	1	Góndola	950	950
11	1	Palas	240	240
12	1	Torre	350	350
Puesta en marcha y prueba final				
13	1	Mano de obra	400	400
TOTAL PRESUPUESTO				3660
Subvención (40% inversión)				1464
Total con subvención				2196
IVA (16%)				351
Total con subvención e IVA				2547

Tabla 4. 7 Presupuestos de un aerogenerador de 800 W

El coste del kW instalado es: $2547/0,8035 = 3170 \text{ €/kW}$

El consumo anual de la casa es: $8035 \text{ Wh/día} \cdot 360 \text{ días} = 2892 \text{ kWh/año}$

La vida útil de un grupo electrógeno diesel es de 25 años y se estima que la amortización y mantenimiento es de 380 €/año .

Si la casa obtuviera su electricidad con un generador diesel de rendimiento 0,4, como 1 kWh equivale a la energía de 0,09524 litros de gasoil, el coste sería de:

$$0,09524 \text{ l} \cdot \frac{0,993\text{€/l}}{0,4} \cdot 2892 \text{ kWh} + 380 \text{ € (amortización y mantenimiento)} = 1064 \text{ €/año}$$

Que es el ahorro obtenido por año al no utilizar el generador diesel para el consumo de la casa aislada.

Aerogenerador de 800 W a 280 rpm											
Operación y mantenimiento 1% inversión total /año (aumento 3% anual) = 0,01 · 3660 = 36,60											
Año	Inv. Inicial	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00
Ahorro importe consumo		1064	1096	1129	1163	1198	1233	1270	1309	1348	1388
Operación y Mantenimiento		-37	-38	-39	-40	-41	-42	-44	-45	-46	-48
Inversión	-2547										
Cash-flow	-2547	1027	1058	1090	1123	1156	1191	1227	1264	1301	1341
Pay-back	-2547	-1520	-461	629	1751	2908	4099	5325	6589	7890	9231
Pay-back = 3 años											
Año		11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00
Ahorro importe consumo		1430	1473	1517	1563	1609	1658	1707	1759	1811	1866
Operación y Mantenimiento		-49	-51	-52	-54	-55	-57	-59	-60	-62	-64
Cash-flow		1381	1422	1465	1509	1554	1601	1649	1698	1749	1802
Pay-back		10612	12034	13499	15007	16562	18162	19811	21509	23258	25060
VAN	8190										
TIR 20 años	43,28%		TIR 5 años	31,40%		TIR 10 años	41,67%		TIR 15 años	43%	
Ratio	11,23										

Tabla 4. 8 Amortización de un aerogenerador de 800 W

La tasa interna de rentabilidad (TIR) que indica la viabilidad del Proyecto, depende tipo de interés aplicado ($r = 0,07$) Y de los años de vida útil de la planta ($n = 20$).

$$TIR = \frac{r}{\left(1 - \frac{1}{(1+r)^n}\right)} = \frac{0,07}{\left(1 - \frac{1}{(1+0,07)^n}\right)} = 0,0944 \quad (4.13)$$

4.1.3.2.- Aerogenerador de 1,5 kW:

Si el propietario decidiera comprar el aerogenerador directamente a una casa comercial, el coste depende del tipo de torre, del generador, de las baterías y del sistema de carga. No se incluye la instalación en el terreno ni la puesta en marcha.

Aerogenerador de 750 W 12 V c.c. con torre de 12 m = 4600 euros

Aerogenerador de 1500 W 12 V c.c. con torre de 12 m = 3500 euros

Seleccionamos el generador de 1,5 kW 12 V c.c.

En las tablas, 4.9 y 4.10, se encuentran los cálculos de coste del aerogenerador y de la amortización de la inversión.

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	------------------------	--

Item	Cantidad	Componentes	Precio unitario (€)	Precio total (€)
Aerogenerador de 1,5 kW 12 V c.c. con torre de 12 m				
1	1	Aerogenerador de 1,5 kW 12 V c.c.	3500	3500
2	4	Regulador de velocidad 1,5 kW 12 V c.c.	1000	4000
3	1	Inversor 12 V c.c./ 220 V c.a. 1,5 kW	900	900
4	1	Rectificador regulador de carga de la batería, 12 V 30 A	190	190
5	4	Batería de 12 V c.c. (100 Ah en 20 horas)	300	1200
6	2	Torre de 12 m	1500	3000
Suma parcial				12790
Puesta en marcha y prueba final (20% inversión)				2558
TOTAL PRESUPUESTO				15348
Subvención (40% inversión)				6139
Total con subvención				9209
IVA (16%)				1473
Total con subvención e IVA				10682

Tabla 4. 9 Coste del aerogenerador de 1,5 kW

Coste del kW instalado = $10682/1,5 = 7121 \text{ €/kW}$

Aerogenerador de 1,5 kW											
Operación y mantenimiento 2% inversión total /año (aumento 3% anual) = $0,02 \cdot 15348 = 306,96$											
AÑO	Inv. Inicial	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00
Ahorro importe consumo		1064	1096	1129	1163	1198	1233	1270	1309	1348	1388
Operación y Mantenimiento		-307	-316	-326	-335	-345	-356	-367	-378	-389	-401
Inversión	-10682										
Cash-flow	-10682	757	780	803	827	852	878	904	931	959	988
Pay-back	-10682	+9925	-9145	-8342	-7515	-6663	-5785	-4881	-3950	-2991	-2003
Pay-back = 11,1 años											
Año		11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00
Ahorro importe consumo		1430	1473	1517	1563	1609	1658	1707	1759	1811	1866
Operación y Mantenimiento		-413	-425	-438	-451	-464	-478	-493	-507	-523	-538
Cash-flow		1017	1048	1079	1112	1145	1179	1215	1251	1289	1327
Pay-back		-986	62	1141	2253	3398	4578	5792	7044	8332	9660
VAN	-2771										
TIR 20 años	6,35%		TIR 5 años	-25,33%		TIR 10 años	-3,47%		TIR 15 años	3%	
Ratio	2,68										

Tabla 4. 10 Amortización de la inversión de un aerogenerador de 1,5 kW

Procediendo de forma análoga a la del aerogenerador de 800 W, el coste del kWh sería:

- Interés aplicado $r = 0,07$
- Años de vida útil de la planta $n = 20$
- TIR = $0,0944$
- Factor de compatibilidad (Fe) = $0,4583$

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	----------------------------	-------------------------------------

$$\frac{\text{capital}}{\text{kWh}} = \left(\frac{\text{inversión}}{\text{potencia (kW)}} \right) \cdot \left(\frac{\text{TIR}}{\text{FC} \cdot 8760} \right) = \left(\frac{10682}{1,5} \right) \cdot \left(\frac{0,0944}{0,4583 \cdot 8760} \right)$$

$$= 0,16744 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \quad (4.14)$$

Costes anuales de operación y mantenimiento = 2% inversión inicial

$$\text{Costes operación + mantenimiento} = \frac{0,02 \cdot 15348}{1,5 \cdot 0,4583 \cdot 8760} = 0,05097 \text{ €/kWh}$$

Luego: precio/kWh = 0,16744 + 0,05097 = 0,21841 €/kWh

Por lo tanto sería preferible considerar el aerogenerador de 800 W o bien escoger el aerogenerador comercial de 750 W y colocar una o dos baterías más de reserva en la planta.

En Europa, a finales del año 2006, el costo de un microgenerador eólico de 1 kW, sin incluir el montaje y la puesta en marcha, era de 2000 €. La conclusión es pues que si el usuario no es mecánico y no dispone de tiempo libre, es mejor que encargue el aerogenerador a una empresa, la que a su vez se encargará de tramitar las subvenciones pertinentes.

La energía eólica no produce ningún contaminante que incida sobre el medio ambiente. El generar energía eléctrica sin que exista un proceso de combustión o una etapa de transformación térmica supone un procedimiento muy favorable por ser limpio. De cada kWh generado mediante energía eólica en lugar de carbón se evita generar:

- 0,60 kg de CO₂, - 1,33 g de SO₂

Por consiguiente, en el caso de la casa aislada se dejarán de generar anualmente:

12960 kWh/año . 0,6 = 7776 kg de CO₂,

12960 kWh/año . 1,33 = 17,237 kg de SO₂

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

4.2.- Media potencia:

4.2.1.- Generalidades:

Los generadores de media potencia abarcan desde 100 a 1000 kW. Se aplican típicamente en pueblos situados en áreas remotas y en islas. La mayor potencia que aportan estos generadores obliga a una mayor robustez de la máquina, en particular en la estructura de la torre, la barquilla o góndola, las palas, el sistema de frenado, el cableado, la electrónica de potencia y la unidad de control.

El paso desde pequeñas potencias (hasta 100 kW) a potencias medias de 100 a 1000 kW trae consigo las siguientes mejoras, que son prácticamente obligadas debido a la mayor potencia:

- Mejor regulación de la máxima potencia de salida
- Acoplamiento más suave del generador.
- Arranque sin motor.
- Menores cargas sobre la estructura.
- Frenado realizado sin la utilización del freno mecánico.
- Optimización de la producción bajo todas las condiciones de viento.

Por otro lado, así como antes en pequeñas potencias, bastaba una estimación aproximada de la velocidad media del viento, en potencias medias es necesaria la toma de datos del viento para la evaluación del potencial eólico del sitio. Asimismo, son importantes los sistemas de protección del aerogenerador, entre los que se encuentra la protección de las estructuras contra el rayo.

Merecen una mención especial las normas de seguridad orientadas a evitar daños a las personas y a los bienes relacionados.

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	----------------------------	-------------------------------------

4.2.2.- Coste de un aerogenerador destinado a un pueblo o una isla:

4.2.2.1.- Introducción:

Tratándose de un aerogenerador único destinado a un pueblo o a una isla con pocos habitantes, los costes de instalación del aerogenerador incluyen la obra civil, en particular la cimentación en hormigón armado de la base de la torre, la preparación del terreno y el camino para transportar el equipo, una conexión telefónica para el control remoto y la vigilancia de la turbina, y en el caso de que la instalación ceda energía a la red eléctrica, los costes del cableado desde la turbina hasta la línea de alta tensión de 10-30 kV.

El control remoto suele incluirse en la instalación de la turbina .

El coste de un aerogenerador de un parque eólico es aproximadamente de 800 a 1000 €/kW de potencia instalada.

El gasto de operación representa el 3% anual de la inversión.

Los kWh producidos, considerando un promedio de 8 h de viento a una media de 8 m/s dando el generador la potencia máxima de 250 kW, son:

$$250 \text{ kW} \cdot 8 \text{ h} \cdot 360 \text{ días} = 720000 \text{ kWh/año}$$

La mayoría de costes de mantenimiento ascienden al 1% del kWh de salida, con un aumento del 5% anual o del 1,5 al 2% de la inversión inicial de la turbina. El primer sistema tiene su justificación en el hecho de que el desgaste de la turbina aumenta generalmente con el crecimiento de la producción de energía.

Dentro de los costes de mantenimiento se engloban el mantenimiento preventivo, el alquiler de una grúa, los repuestos, la línea de interconexión y los sistemas de control y el software. Si el generador se encuentra al lado del mar es necesario un tratamiento anticorrosivo de los componentes y su correspondiente mantenimiento.

El precio de un juego nuevo de palas, un multiplicador o un generador suele ser del orden del 15% al 20% del precio de la turbina.

 <p data-bbox="245 197 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 141 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 141 1305 181">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

Los aerogeneradores están diseñados para trabajar alrededor de 120000 horas de operación a lo largo de su tiempo de vida de diseño de 20 años.

Tratándose de un aerogenerador de media potencia, en principio no dispone de la subvención cofinanciada por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional, para la promoción de las energías renovables, como ocurría en los aerogeneradores de pequeña potencia adecuados para casas aisladas.

Los datos de base que se han utilizado en el cálculo son:

Inversión total = 860 €/kW = 860 . 250 = 215000 €

Precio turbina 250 kW (palas 27 m. Φ) y torre = 80% inversión total= 172000 €

Coste del mantenimiento = 1% del kWh de salida (aumento 5% anual) o 1,5 al 2% de la inversión inicial de la turbina. Para 1% de 720000 kWh es de 7200 €

Costes de operación = 3% inversión total/año = 0,03 . 266800 = 8004 € (aumento 3% anual).

Interés del capital = 8,75%. Tasa de amortización 5%

Precio del kWh = 0,065 €/kWh (aumento del 1,4 %/año)

Ingresos iniciales= 0,065 €/kWh . 720000 = 3500000 kWh/año = 227500 €/año

Se considera el precio del aerogenerador instalado y a punto de generar energía eléctrica de 1364160 € para una producción de energía de 3500 MWh.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-------------------------------	--

Pueden presentarse dos casos: Alimentación exclusiva de un pueblo o de una isla sin conectar a la red eléctrica y con la conexión a la red eléctrica vendiendo la energía a la compañía eléctrica.

4.2.2.2.- Alimentación exclusiva de un pueblo o de una isla sin conectar a la red eléctrica (aerogenerador 250 kW):

En este caso no hay conexión a la red eléctrica de suministro de energía, el coste ahorrado se estima en 35000 euros, y la inversión total en:

$$250000 - 35000 = 215000 \text{ €}$$

La energía generada en un año, considerando una media diaria de 8 horas de viento es de:

$$250 \text{ kW} \cdot 8 \text{ h} \cdot 360 \text{ días} = 720000 \text{ kWh/año}$$

Una vivienda tipo consume 8,035 kWh/día. El número de viviendas que pueden alimentarse es:

$$\frac{720000}{8,035 \cdot 360} = 250 \text{ Viviendas}$$

Será necesario pues un apoyo de baterías para las horas sin viento. El consumo por día de la vivienda tipo en las horas sin viento es de 1525 Wh/día.

Por consiguiente, cuando no hay viento, los Ah de la batería para hacer frente a las necesidades de una vivienda en 1 día, siendo el número de horas estimado sin viento de 13, es de:

$$\frac{1525 \text{ Wh/día}}{12 \text{ V}} = 127 \text{ Ah/día}$$

Si las baterías se descargan el 70%, su capacidad debe ser:

$$\frac{127}{0,7} = 181 \text{ Ah}$$

Sí hubiera tres días de calma sin viento,

$$\frac{8035 \left(\frac{\text{Wh}}{\text{día}}\right) \cdot 3 \text{ días}}{12 \text{ V}} = 2009 \text{ Ah}$$

Y si se descargan el 70%, su capacidad debe ser:

$$\frac{2009}{0,7} = 2870 \text{ Ah}$$

	<p style="text-align: center;">Título Proyecto</p>	<p style="text-align: center;">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	--

En este último supuesto, seleccionaríamos:

20 baterías tipo Planté estacionarias tubulares 7 BTX 120, 140 Ah de 12 V.

El coste aproximado del grupo de baterías y componentes (inversor y rectificador) sería de:

20 baterías de 12 V (140 Ah en 20 horas) = 20 . 630 € = 12600 €

Inversor 12 V cc/220 Vca 800 W = 700 €

Rectificador regulador de carga de la batería, 12 V, 30 A = 190 €

Total por vivienda = 12600 + 700 + 190 = 13490 €

Total por las 250 viviendas = 13490 . 250 = 3372500 €

Lo que es inviable desde el punto de vista económico, a no ser que cada vivienda asuma este coste, lo que también es improbable.

La mejor solución es instalar un grupo electrógeno de gasoil en el edificio de la torre que pueda sustituir al aerogenerador de 250 kW cuando no haya viento o éste no tenga la velocidad suficiente.

Consumo anual de cada vivienda: 8035 Wh/día . 360 días = 2892 kWh/año

El coste del grupo electrógeno es de unos 15000 €. Siendo el rendimiento de 0,4, como 1 kWh equivale a la energía de 0,09524 litros de gasoil, el coste sería de:

$$\frac{0,09524 \text{ l}, 0,993 \text{ €/l}}{0,4} \cdot 2892 \text{ kWh} = 684 \text{ €/año}$$

Y para las 250 viviendas sería: 684 . 250 = 171000 €

Dentro de las actividades de mantenimiento de las centrales de generación diesel, hay las siguientes:

- Inspección del nivel de agua
- Verificación de sensores de temperatura.
- Verificación de conexiones y bornes de baterías.

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
---	----------------------------	--

- Cambio de Aceite lubricante y filtro de aceite.
- Drenaje del tanque y cambio del filtro de combustible.
- Cambio del filtro de aire
- Limpieza y ajuste de borneras y tarjetas
- Revisión y pruebas de señalización

El coste anual del mantenimiento y operación del grupo electrógeno es del 3% de su coste: $0,03 \cdot 15000 = 450 \text{ €}$

Y para cada vivienda representaría: $\frac{450}{250} = 1,8 \text{ €}$

Coste total anual por vivienda (gasoil + mantenimiento) = $684 + 1,8 = 685,8 \text{ €}$

Coste total anual del grupo electrógeno = $171000 + 450 = 171450 \text{ €}$

Este valor representa el ahorro obtenido por año al utilizar el aerogenerador en lugar del grupo electrógeno para el consumo de las 250 casas.

Por otro lado, dentro del coste de funcionamiento del sistema debe considerarse el del grupo electrógeno en las horas sin viento y en los días sin viento.

Consumo anual 250 viviendas (horas sin viento)

$$1,525 \text{ kWh/día} \cdot 360 \text{ días} \cdot 250 \text{ viviendas} = 137250 \text{ kWh/año}$$

Consumo en 1 semana sin viento/año: $8,035 \cdot 7 \cdot 250 = 14061 \text{ kWh/año}$

Total suministro anual grupo electrógeno: $137250 + 14061 = 151311 \text{ kWh/año}$

Precio kWh grupo electrógeno: $628859,28 = 0,2371 \text{ €/kWh}$

Coste anual grupo electrógeno (solo gasoil): $151311 \cdot 0,2371 = 35876 \text{ €/año}$

Fracción mantenimiento: $\frac{450}{52} = 8,6 \text{ €}$

Coste anual grupo electrógeno (gasoil + mto): $35876 + 8,6 = 35885 \text{ €/año}$

El presupuesto aproximado del aerogenerador sin conexión a la red es:

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	------------------------	--

Aerogenerador de 250 kW sin conexión a la red - Presupuesto aproximado			
Inversión total aerogenerador (sin grupo electrógeno) = 860 €/kW = 215000 €			
215000			
Componentes	Inversión	Cantidad	Precio (€)
Turbina con palas de 27 m diámetro y torre (80% de la inversión total)	0,8	1	172000
Transporte y montaje turbina (6% coste turbina)	0,06	1	12900
Obra civil - preparación del terreno, caminos, ... (8% inversión total)	0,08	1	17200
Platificación y administración - notario, compensaciones, ... (3% coste total)	0,03	1	6450
Gastos varios - ingeniería, estudios de impacto, ... (3% inversión total)	0,03	1	6450
Total parcial	1		215000
Grupo electrógeno			15000
Total parcial			230000
IVA (16%)			36800
Total con subvención e IVA			266800

Tabla 4. 11 Presupuesto aproximado de aerogeneradores de 250 kW sin conexión a la red

Aerogenerador de 250 kW sin conexión a la red											
Coste del mantenimiento del aerogenerador = 1% del kWh de salida (aumento 5% anual) o 1,5 al 2% de la inversión inicial de la turbina. Para 1% de 720000 kWh es de 7200 €											
Coste del mantenimiento y operación del grupo electrógeno = 35885 €											
Costes de operación aerogenerador = 3% inversión total/año = 0,03 · 266800 = 8004 € (aumento 3% anual)											
Interés del capital = 8,75% Tasa de amortización 5%.											
Año	Inv. Inicial	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00
Ahorro grupo electrógeno		171450	174879	178377	181944	185583	189295	193081	196942	200881	204899
Operación grupo electrógeno		-35885	-37679	-39563	-41541	-43618	-45799	-48089	-50494	-53018	-55669
Mantenimiento aerogeneradores		-7200	-7560	-7938	-8335	-8752	-9189	-9649	-10131	-10638	-11170
Operación aerogeneradores		-8004	-8244	-8491	-8746	-9009	-9279	-9557	-9844	-10139	-10443
Inversión	-266800										
Cash-flow	-266800	156246	159075	161947	164863	167823	170827	173875	176967	180104	183286
Pay-back	-266800	-110554	48521	210468	375331	543154	713980	887855	1064822	1244926	1428212
Pay-back = 1,5 años											
Año	Inv. Inicial	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00
Ahorro grupo electrógeno		208997	213177	217440	221789	226225	230749	235364	240071	244873	249770
Operación grupo electrógeno		-58453	-61376	-64444	-67667	-71050	-74602	-78332	-82249	-86362	-90680
Mantenimiento aerogeneradores		-11728	-12314	-12930	-13577	-14256	-14968	-15717	-16503	-17328	-18194
Operación aerogeneradores		-10757	-11079	-11412	-11754	-12107	-12470	-12844	-13229	-13626	-14035
Cash-flow		186512	189783	193098	196458	199862	203311	206803	210339	213919	217541
Pay-back		1614724	1804506	1997605	2194063	2393925	2597236	2804039	3014379	3228298	3445839
VAN	1379036										
TIR 20 años	60,36%		TIR 5 años	52,64%		TIR 10 años	59,72%		TIR 15 años	60,30%	
Ratio	16										

Tabla 4. 12 Balance económico aerogenerador de 250 kW sin conexión a la red.

En 1,5 años está amortizada la instalación, debido tal como se ve en la tabla al ahorro tan importante en el grupo electrógeno que solo se utiliza para asegurar el suministro en las horas sin viento, pero que antes de la instalación del aerogenerador, era la única fuente de energía.

Procediendo de forma análoga a la del aerogenerador de 800 W del tema anterior.

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
---	------------------------	-------------------------------------

Interés aplicado $r = 0,07$

Años de vida útil de la planta $n = 20$

TIR = 0,0944

Factor de compatibilidad (FC) = 0,4583

$$\begin{aligned} \frac{\text{capital}}{\text{kWh}} &= \left(\frac{\text{inversión}}{\text{potencia (kW)}} \right) \cdot \left(\frac{\text{TIR}}{\text{FC} \cdot 8760} \right) = \left(\frac{266800}{250} \right) \cdot \left(\frac{0,0944}{0,4583 \cdot 8760} \right) \\ &= 0,0251 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \quad (4.15) \end{aligned}$$

Costes anuales de operación y mantenimiento = 2% inversión inicial

$$\text{Costes operación + mantenimiento} = \frac{0,02 \cdot 266800}{250 \cdot 0,4583 \cdot 8760} = 0,005316 \text{ €/kWh}$$

4.2.2.3.- Alimentación de un pueblo con conexión a la red eléctrica vendiendo la energía sobrante (aerogenerador 600 kW):

En este caso no hay grupo electrógeno, ya que las viviendas se alimentan del aerogenerador y de la red eléctrica y cuando falta o sobra energía la captan o la transfieren a la red de la compañía suministradora.

Es difícil establecer el sobrante de energía del grupo de 250 viviendas y supondremos que en el proyecto se escoge un aerogenerador de mayor potencia con el fin primordial de tener un excedente importante que permita amortizar la instalación al vender la energía eléctrica sobrante.

Potencia seleccionada = 600 kW

El coste aproximado del aerogenerador es:

$$600 \text{ kW} \cdot 860 \text{ €/kW} = 516000 \text{ €}.$$

Los kWh producidos, considerando un promedio de 8 h de viento a una media de 8 m/s dando el generador la potencia máxima, son:

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	------------------------	--

$$600 \text{ kW} \cdot 8 \text{ h} \cdot 360 \text{ días} = 1728000 \text{ kWh/año}$$

Consumo anual 250 viviendas

$$8035 \text{ Wh/día} \cdot 250 \cdot 360 = 723150 \text{ kWh/año}$$

Por consiguiente, el sistema puede vender a la compañía eléctrica:

$$1728000 - 723150 = 1005850 \text{ kWh/año}$$

El coste del aerogenerador es:

Aerogenerador de 600 kW con conexión a la red - Presupuesto aproximado			
Inversión total aerogenerador (sin grupo electrógeno) = 860 €/kW = 516000 €			
Componentes	Inversión	Cantidad	Precio (€)
Turbina con palas de 48 m diámetro y torre (65% de la inversión total)	0,65	1	335400
Transporte y montaje turbina (3% coste turbina)	0,03	1	15480
Obra civil - preparación del terreno, caminos, ... (10% inversión total)	0,1	1	51600
Conexión a la red - estación de suministro (14% inversión total)	0,14	1	72240
Planificación y administración - notario, compensaciones, ... (3% coste total)	0,03	1	15480
Gastos varios - Ingeniería, estudios de impacto, ... (5% inversión total)	0,05	1	25800
Total parcial	1		516000
IVA (16%)			82560
Total con IVA			598560

Tabla 4. 13 Presupuesto aproximado de un aerogenerador de 600 kW conectado a la red

Los aerogeneradores están diseñados para trabajar alrededor de 120000 horas de operación a lo largo de su tiempo de vida de diseño de 20 años.

Si la central aerogenerador vende su energía a alguna compañía suministradora, el BOE 67 de 18-03-2008 (RD 222/2008 de 15 de febrero), indica que, en la categoría b.2.1 (Instalación eólica en tierra), la tarifa eléctrica regulada es 0,075681 €/kWh los primeros 20 años y después su valor es 0,063250 €/kWh

$$1- \text{ Tarifa regulada - Ingresos por transferencia de electricidad a la Red} = 0,075681 \text{ €/kWh} \cdot 1005850 \text{ kWh/año} = 76124 \text{ €/año}$$

 <p data-bbox="245 192 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 138 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 138 1305 174">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

Eligiendo la opción de tarifa regulada durante los 20 años de vida útil de la instalación, se estima un incremento medio anual del 1,4%.

En el mercado de producción de energía eléctrica, el precio negociado estimado para el año 2008 es de 51,9 €/MWh (0,0519 €/kWh) (figura 7.6).

Y en el caso de que el particular o la empresa propietaria del aerogenerador optase al mercado libre de producción de energía eléctrica, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado, la prima de referencia es de 0,030272 €/kWh en los primeros 20 años, el límite superior de la tarifa es 0,087790 y el límite inferior 0,073663, mientras que después de este tiempo su valor es nulo. En este caso, los ingresos serían:

2 - Precio final venta libre al mercado = Precio negociado (0,0519 €/kWh) + Prima (0,030272 €/kWh) = 0,082172 €/kWh, valor que se encuentra entre el límite inferior (0,073663 €/kWh) y el superior (0,087790 €/kWh) del RD 222/2008.

$$0,082172 \text{ €/kWh} \cdot 1005850 \text{ kWh/año} = 82653 \text{ €/año}$$

La mayoría de costes de mantenimiento ascienden al 1% del kWh de salida, con un aumento del 5% anual o del 1,5 al 2% de la inversión inicial de la turbina. El primer sistema tiene su justificación en el hecho de que el desgaste de la turbina aumenta generalmente con el crecimiento de la producción de energía.

Dentro de los costes de mantenimiento se engloban el mantenimiento preventivo, el alquiler de una grúa, los repuestos, la línea de interconexión y los sistemas de control y el software. Si el generador se encuentra al lado del mar es necesario un tratamiento anticorrosivo de los componentes y su correspondiente mantenimiento.

Coste del mantenimiento del aerogenerador = 1% del kWh de salida (aumento 5% anual) o 1,5 al 2% de la inversión inicial de la turbina. Para 1% de 1728000 kWh es de 17280 €.

 <p>Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-----------------------------------	--

Costes de operación aerogenerador = 3% inversión total/año = $0,03 \cdot 598560 = 17956 \text{ €}$ (3% anual).

Ingresos por transferencia de electricidad a la Red = $0,075681 \text{ €/kWh} \cdot 1005850 \text{ kWh/año} = 76124 \text{ €/año}$.

Aerogenerador de 600 kW con conexión a la red - Tarifa regulada 0,075681 €/kWh											
Inversión total = 598560 €											
Ingresos por transferencia de electricidad a la red = $0,075681 \text{ €/kWh} \cdot 1005.850 \text{ kWh/año} = 76124 \text{ €/año}$ (aumento 1,4%/año)											
Coste del mantenimiento del aerogenerador = 1% del kWh de salida (aumento 5% anual) o 1,5 al 2% de la inversión inicial de la turbina. Para 1% de 1728000 kWh es de 17280 €											
Costes de operación aerogenerador = 3% inversión total/año = $0,03 \cdot 500000 = 18000 \text{ €}$ (3% anual)											
Interés del capital = 8,75% Tasa de amortización 5%											
Año	Inv. inicial	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00
Transferencia electricidad-red		76124	77190	78270	79366	80477	81604	82746	83905	85080	86271
Mantenimiento aerogeneradores		-17280	-18144	-19051	-20004	-21004	-22054	-23157	-24315	-25530	-26807
Operación aerogeneradores		-17956	-18495	-19050	-19621	-20210	-20816	-21440	-22084	-22746	-23429
Inversión	-598560										
Cash-flow	-598560	40888	40551	40170	39741	39264	38734	38149	37507	36803	36035
Pay-back	-598560	-557672	-517121	-476951	-437210	-397946	-359212	-321063	-283556	-246753	-210718
Pay-back = 17 años											
Año	Inv. inicial	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00
Transferencia electricidad-red		87478	88703	89945	91204	92481	93776	95089	96420	97770	99139
Mantenimiento aerogeneradores		-28147	-29555	-31032	-32584	-34213	-35924	-37720	-39606	-41586	-43666
Operación aerogeneradores		-24131	-24855	-25601	-26369	-27160	-27975	-28814	-29679	-30569	-31486
Cash-flow		35200	34293	33312	32251	31108	29877	28555	27135	25615	23987
Pay-back		-175518	-141225	-107914	-75662	-44555	-14677	13877	41012	66627	90614
VAN	-257673										
TIR 20 años	1,51%		TIR 5 años	-28,17%		TIR 10 años	-7,33%		TIR 15 años	-0,99%	
Ratio	3										

Tabla 4. 14 Balance económico aerogenerador de 600 kW- conexión a la red- tarifa regulada 0,075681 €/kWh

En 17 años está amortizada la instalación, Este mayor tiempo con relación al caso anterior del aerogenerador de 250 kW, es debido a que este es de menor potencia y el pueblo o la isla ahorra muchas horas de funcionamiento del generador eléctrico de gas-oil. Procediendo de forma análoga a la del aerogenerador anterior de 250 W.

Interés aplicado $r = 0,07$

Años de vida útil de la planta $n = 20$

 <p>Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-----------------------------------	--

TIR = 0,0944

Factor de compatibilidad (FC) = 0,4583

$$\frac{\text{capital}}{\text{kWh}} = \left(\frac{\text{inversión}}{\text{potencia (kW)}} \right) \cdot \left(\frac{\text{TIR}}{\text{FC} \cdot 8760} \right) = \left(\frac{598560}{600} \right) \cdot \left(\frac{0,0944}{0,4583 \cdot 8760} \right)$$

$$= 0,02345 \frac{\text{€}}{\text{KWh}} \quad (4.16)$$

Costes anuales de operación y mantenimiento = 2% inversión inicial

$$\text{Costes operación + mantenimiento} = \frac{0,02 \cdot 598560}{600 \cdot 0,4583 \cdot 8760} = 0,004969 \text{ €/kWh}$$

Luego: precio/kWh = 0,02345 + 0,004969 = 0,028419 €/kWh

Aerogenerador de 600 kW con conexión a la red - Tarifa venta libre al mercado 0,082172 €/kWh											
Inversión total = 598560 €											
Ingresos por transferencia de electricidad a la red = 0,082172 €/kWh · 1.005850 kWh/año = 82653 €/año (aumento 1,4%/año)											
Coste del mantenimiento del aerogenerador = 1% del kWh de salida (aumento 5% anual) o 1,5 al 2% de la inversión inicial de la turbina. Para 1% de 1728000 kWh es de 17280 €											
Costes de operación aerogenerador = 3% inversión total/año = 0,03 · 600.000 = 18000 € (3% anual)											
Interés del capital = 8,75% Tasa de amortización 5%											
Año	Inv. inicial	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00
Transferencia electricidad-red		82653	83810	84983	86173	87380	88603	89843	91101	92377	93670
Mantenimiento aerogeneradores		-17280	-18144	-19051	-20004	-21004	-22054	-23157	-24315	-25530	-26807
Operación aerogeneradores		-17956	-18495	-19050	-19621	-20210	-20816	-21440	-22084	-22746	-23429
Inversión	-598560										
Cash-flow	-598560	47417	47171	46883	46548	46166	45733	45246	44703	44100	43434
Pay-back	-598560	-551143	-503972	-457089	-410540	-364374	-318641	-273395	-228692	-184592	-141158
Pay-back = 13,5 años											
Año	Inv. inicial	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00
Transferencia electricidad-red		94981	96311	97659	99027	100413	101819	103244	104690	106155	107642
Mantenimiento aerogeneradores		-28147	-29555	-31032	-32584	-34213	-35924	-37720	-39606	-41586	-43666
Operación aerogeneradores		-24131	-24855	-25601	-26369	-27160	-27975	-28814	-29679	-30569	-31486
Cash-flow		42703	41901	41026	40074	39040	37920	36710	35405	34000	32490
Pay-back		-98455	-56554	-15528	24546	63586	101506	138216	173621	207621	240111
VAN	-190757										
TIR 20 años	3,69%		TIR 5 años	-24,95%		TIR 10 años	+4,08%		TIR 15 años	-1,33%	
Ratio	3										

Tabla 4. 15 Balance económico aerogenerador de 600 kW- conexión a la red- Tarifa de venta libre al mercado 0,082172 €/kWh

La instalación se amortizaría en 13,5 años.

 <p>Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
---	----------------------------	-------------------------------------

4.3.- Potencia alta:

4.3.1.- Generalidades:

El mercado de los aerogeneradores es un mercado dinámico en el que cada año aumentan las dimensiones y la potencia de los grupos eólicos,

Una de las turbinas más grandes del mundo es la ENERCON E112 capaz de producir 6 MW de electricidad, el diámetro de las palas es de 114 m y cuando una pala alcanza el punto más alto, su punta se halla a una altura de unos 180 m, lo que equivale a un edificio de unas 60 plantas.

En la figura 4.10 pueden verse modelos de aerogeneradores de gran potencia. Los aerogeneradores de gran potencia utilizan las tecnologías más actuales para la construcción de sus diversos componentes. Al ir aumentando el tamaño del rotor, la tendencia es conseguir materiales con una alta resistencia a la flexión y a la fatiga y resistentes a los agentes medioambientales, y que en conjunto sean más ligeros y de fácil fabricación.

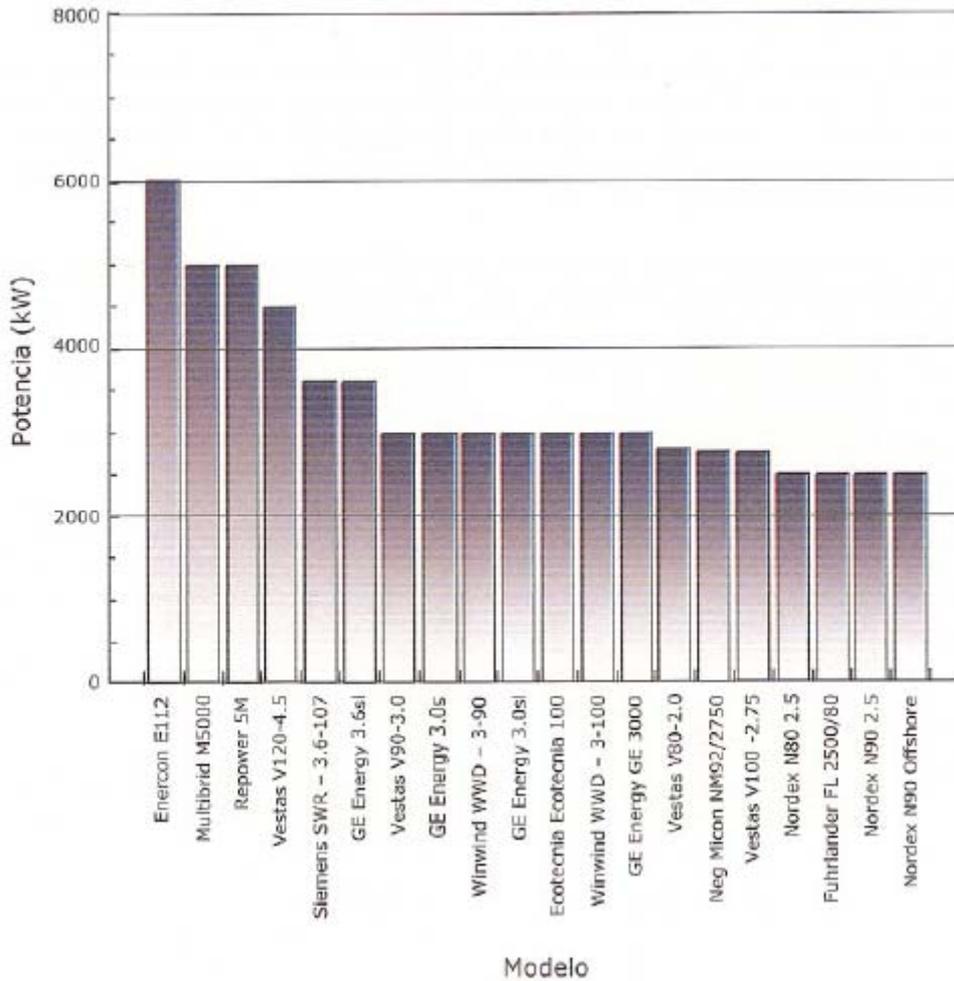


Fig 4. 6 20 modelos de aerogeneradores de gran potencia

En la figura 4.7 puede verse la tendencia en el uso de materiales en dos periodos de tiempo distintos de 2001 a 2005 y de 2006 a 2010.

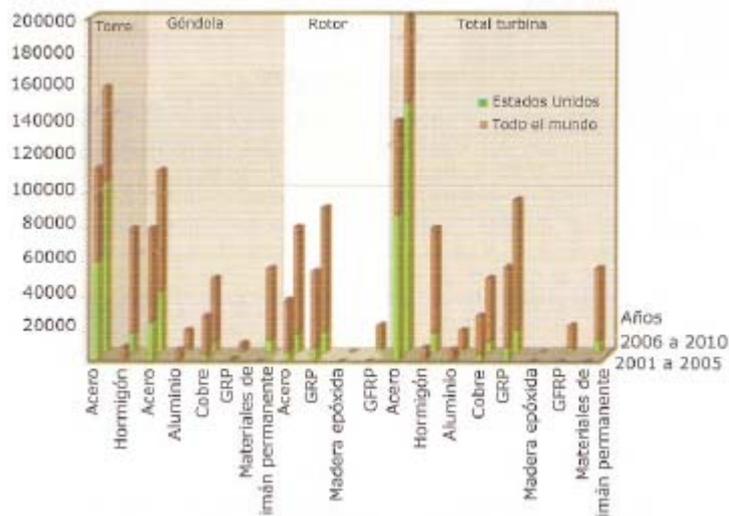


Fig 4. 7 Tendencia en el uso de materiales (años de 2001 a 2005 y de 2006 a 2010)

	<p style="text-align: center;">Título Proyecto</p>	<p style="text-align: center;">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	--

Otro tema de interés es el rendimiento global del aerogenerador, que como se sabe, viene afectado por la ley de Betz con el coeficiente máximo de conversión, del 59,3% de la energía cinética del viento a energía mecánica para mover la turbina.

Los otros componentes con su rendimiento aproximado son:

- El rotor: 0,20 < rendimiento > 0,85. Seleccionamos 0,81
- El multiplicador/reductor: 0,7 < rendimiento < 0,98. Seleccionamos 0,9
- El generador eléctrico: 0,80 < rendimiento < 0,98. Seleccionamos 0,9
- El transformador: 0,85 < rendimiento < 0,98. Seleccionamos 0,9
- .No se consideran las pérdidas en la línea de conducción (0,9 < rendimiento < 0,99).

Por consiguiente el rendimiento global del aerogenerador, con los valores supuestos, es de:

$$0,593 \cdot 0,81 \cdot 0,9 \cdot 0,9 \cdot 0,9 = 0,35$$

Las condiciones de viento que soportan este tipo de turbinas corresponden a la norma IEC 61400 Y son:

-Clase I	$V_{ref} = 50,0 \text{ m/s}$	$V_{media} = 10,0 \text{ m/s}$	T.I.=0,18
-Clase II	$V_{ref} = 42,5 \text{ m/s}$	$V_{media} = 8,5 \text{ m/s}$	T.I.=0,18
-Clase III	$V_{ref} = 37,5 \text{ m/s}$	$V_{media} = 7,5 \text{ m/s}$	T.I.=0,18
-Clase IV	$V_{ref} = 30,0 \text{ m/s}$	$V_{media} = 6,0 \text{ m/s}$	T.I.=0,18

Por consiguiente, los mejores aerogeneradores se construyen para la Clase I de viento, ya que pueden dar más potencia.

Otros documentos de interés de la norma IEC 61 400 son:

- IEC 61 400-1 SAFETY REQUERIMENTS.
- IEC 61 400-12 POWER CURVE MEASUREMENT.
- IEC 61 400-13 MECHANICAL LOADS.
- IEC 61 400 -22 CERTIFICATION PROCEDURE.
- IEC 61 400-21 POWER QUALITY.

	<p style="text-align: center;">Título Proyecto</p>	<p style="text-align: center;">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	---	--

- IEC 61 400-11 ACOUSTIC NOISE MEASUREMENT.

El factor de disponibilidad es:

Factor de disponibilidad (AF) = $\frac{\text{Horas disponibles (AH - Available hours)}}{n^{\circ} \text{ total de horas del periodo (PH - Period hours)}}$ y no debe ser menor del 95%.

Los factores principales que influyen en la selección del aerogenerador son:

- Coste.
- Producción de energía local.
- Garantías.
- Experiencia operacional en modelos similares.
- Éxito de un parque eólico (es una buena prueba de la bondad de las turbinas).

Como la potencia suministrada por un aeromotor es proporcional al cuadrado del diámetro o radio del rotar y al cubo de la velocidad del viento, cuanto mayor diámetro tenga el rotor, mayor potencia generará.

Por ejemplo, considerando la velocidad media nominal del viento de 12 m/s, la potencia que puede entregar un aerogenerador con palas de 100 m de diámetro es:

$$\begin{aligned}
 P &= 0,35 \frac{1}{2} \rho \Pi R^2 v^3 = 0,35 \frac{\Pi}{8} \rho D^2 v^3 = 0,35 \frac{\Pi}{8} \cdot 1,293 \cdot 100^2 \cdot 12^3 = 3069375W \\
 &= 3,069MW \quad (4.17)
 \end{aligned}$$

Las características generales que reúnen este tipo de generadores, por ejemplo el Ecotecnia 100, son:

- Potencia nominal 3 MW.
- Rotor 100 m de diámetro.
- Torre de sustentación de 90 m tubular troncocónica mixta de acero y hormigón.
- Generador asíncrono doblemente alimentado de 3200 kW.
- Energía eléctrica generada a 1000 V.

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	------------------------	--

-Generador situado dentro de la góndola genera típicamente una tensión alterna trifásica de 690 VAC.

-Transformador de 3600 kVA de potencia, relación de transformación 20/1 kV, Y transforma la corriente del generador a 10-35 kV dependiendo de la red local.

-Línea subterránea 20 kV con cable tipo RHZ1 de triple extrusión, con conductor unipolar de aluminio, 150 mm² de Al y pantalla de cobre de 16 mm con recorrido paralelo al camino de acceso del aerogenerador hasta el centro de interconexión.

4.3.2.- Coste aproximado de un aerogenerador de 3 MW:

El costo medio aproximado de una central eólica es de 1000 Euros por kW de potencia instalada, que puede variar desde un máximo de 1250 €/kW para máquinas de poca potencia (150 kW) hasta unos 860 €/kW para máquinas de más de 1 MW.

El coste global aproximado de un generador de 3 MW es:

$$3000 \text{ kW} \cdot 860 \text{ €/W} = 2580000 \text{ €}$$

En la siguiente tabla, puede verse el desglose del coste y el coste final de un aerogenerador de 3MW.

Aerogenerador de 3 MW - Presupuesto aproximado			
Inversión total = 3000 kW · 860 €/kW = 2580000 €			
2580000			
Componentes	% inversión	Cantidad	Precio (€)
Turbina 100 m diámetro (75% de la inversión total)	75	1	1935000
Transporte y montaje turbina (2% coste turbina)	2	1	51600
Obra civil - preparación del terreno, carreteras, ... (8% inversión total)	8	1	206400
Conexión a la red - estación de suministro, ... (10% inversión total)	10	1	258000
Gastos varios - ingeniería, estudios de impacto, ... (5% inversión total)	5	1	129000
Total parcial	100		2580000
IVA (16%)			412800
Total con subvención e IVA			2992800

Tabla 4. 16 Coste y su desglose de un aerogenerador de 3MW

Los kWh producidos, considerando un promedio de 8 h de viento a una media de 8 m/s dando el generador la potencia máxima, son:

$$3000 \text{ kW} \cdot 8 \text{ h} \cdot 360 \text{ días} = 8640000 \text{ kWh/año}$$

	<p style="text-align: center;">Título Proyecto</p>	<p style="text-align: center;">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	--

Suponiendo que las instalaciones situadas al lado de la torre consuman el equivalente a una vivienda tipo:

$$8,035 \text{ kWh/día} \cdot 360 = 2893 \text{ kWh/año}$$

Se puede pues transferir a la red: $640000 - 2893 = 8637107 \text{ kWh/año}$

Si la central aerogenerador vende su energía a alguna compañía distribuidora, el BOE 67 de 18-03-2008 (RD 222/2008 de 15 de febrero), indica que, en la categoría b.2.1 (Instalación eólica en tierra), la tarifa eléctrica regulada es de 0,075681 €/kWh los primeros 20 años y que después su valor es de 0,063250 €/kWh. Los ingresos serían:

$$1- \text{ Tarifa regulada - Ingresos por transferencia de electricidad a la Red} \\ 0,075681 \text{ (/kWh} \cdot 8637107 \text{ kWh/año} = 653665 \text{ (/año)}$$

Eligiendo la opción de tarifa regulada durante los 20 años de vida útil de la instalación, se estima un incremento medio anual del 1,4%.

La mayoría de costes de mantenimiento ascienden al 1% del kWh de salida, con un aumento del 5% anual o del 1,5 al 2% de la inversión inicial de la turbina. El primer sistema tiene su justificación en el hecho de que el desgaste de la turbina aumenta generalmente con el crecimiento de la producción de energía.

Dentro de los costes de mantenimiento se engloban el mantenimiento preventivo, el alquiler de una grúa, los repuestos, la línea de interconexión y los sistemas de control y el software. Si el generador se encuentra al lado del mar es necesario un tratamiento anticorrosivo de los componentes y su correspondiente mantenimiento.

Coste del mantenimiento del aerogenerador = 1% del kWh de salida (aumento 5% anual) o 1 al 2% de la inversión inicial de la turbina.

Para el 1% del kWh de salida de 8640000 kWh/año es: 86400 (/año. Para el 2% de la inversión inicial 2992800 € es de 59856 €.

Seleccionamos 86400 (/año como coste del mantenimiento (5% aumento anual).

Costes de operación del aerogenerador = 3% inversión total/año = $0,03 \cdot 2992800 = 89784$ (3% aumento anual). El balance económico para la tarifa regulada es:

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	------------------------	--

Inversión total = 2992800 €
 Ingresos por transferencia de electricidad a la Red (aumento 1,4%/año) = 0,075681 €/kWh · 8637107 kWh/año = 653665 €/año
 Coste del mantenimiento del aerogenerador = 1% del kWh de salida (aumento 5% anual) o 1,5 al 2% de la inversión inicial de la turbina. Para 1% de 8640000 € es de 86400 €.
 Costes de operación aerogenerador = 3% inversión total/año = 0,03 · 2992800 = 89784 € (3% anual)
 Interés del capital = 8,75% Tasa de amortización 5%.

Año	Inv. inicial	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00
Transferencia electricidad-red		653665	666738	680073	693675	707548	721699	736133	750856	765873	781190
Mantenimiento aerogeneradores		-86400	-90720	-95256	-100019	-105020	-110271	-115784	-121573	-127652	-134035
Operación aerogeneradores		-89784	-92478	-95252	-98109	-101053	-104084	-107207	-110423	-113736	-117148
Inversión	-2992800										
Cash-flow	-2992800	477481	483541	489565	495546	501476	507344	513142	518859	524485	530008
Pay-back	-2992800	-2515319	-2031778	-1542213	-1046667	-545191	-37847	475295	994154	1518639	2048647
Pay-back = 6,1 años											
Año	Inv. inicial	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00
Transferencia electricidad-red		796814	812750	829005	845585	862497	879747	897342	915289	933595	952266
Mantenimiento aerogeneradores		-140736	-147773	-155162	-162920	-171066	-179619	-188600	-198030	-207932	-218328
Operación aerogeneradores		-120662	-124282	-128011	-131851	-135806	-139881	-144077	-148399	-152851	-157437
Cash-flow		535415	540695	545833	550814	555625	560247	564665	568859	572811	576501
Pay-back		2584062	3124757	3670589	4221404	4777029	5337276	5901940	6470799	7043611	7620112
VAN	1806314										
TIR 20 años	16,09%		TIR 5 años	6,30%		TIR 10 años	10,58%		TIR 15 años	14,70%	
Ratio	5										

Tabla 4. 17 Balance económico del aerogenerador de 3 MW Tarifa regulada 0,075681€/ kWh

Luego: Precio/kWh = 0,02345 + 0,004969 = 0,02842 €/kWh

Y en el caso de que el particular o la empresa propietaria del aerogenerador optase al mercado libre de producción de energía eléctrica, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado, la prima de referencia es de 0,030272 €/kWh en los primeros 20 años, el límite superior de la tarifa es 0,087790 y el límite inferior 0,073663, mientras que después de este tiempo su valor es nulo. En este caso, los ingresos serían:

2 - Precio final venta libre al mercado = Precio negociado (0,0519 €/kWh) + Prima (0,030272 €/kWh) = 0,082172 €/kWh valor que se encuentra entre el límite inferior (0,073663 €/kWh) y el superior (0,087790 €/kWh) del RD 222/2008.

0,082172 €/kWh · 8637107 kWh/año 709728 €/año

	<p align="center">Título Proyecto</p>	<p align="center">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	--	---

Inversión total = 2992800 €
Ingresos por transferencia de electricidad a la Red (aumento 1,4%/año) = 0,075681 €/kWh · 8637107 kWh/año = 653665 €/año
Coste del mantenimiento del aerogenerador = 1% del kWh de salida (aumento 5% anual) o 1,5 al 2% de la inversión inicial de la turbina. Para 1% de 8640000 € es de 86400 €.
Costes de operación aerogenerador = 3% inversión total/año = 0,03 · 2992800 = 89784 € (3% anual)
Interés del capital = 8,75% Tasa de amortización 5%.

Año	Inv. inicial	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00
Transferencia electricidad-red		709728	719664	729739	739956	750315	760820	771471	782272	793224	804329
Mantenimiento aerogeneradores		-86400	-90720	-95256	-100019	-105020	-110271	-115784	-121573	-127652	-134035
Operación aerogeneradores		-89784	-92478	-95252	-98109	-101053	-104084	-107207	-110423	-113736	-117148
Inversión	-2992800										
Cash-flow	-2992800	533544	536467	539232	541828	544243	546465	548480	550275	551836	553146
Pay-back	-2992800	-2459256	-1922789	-1383558	-841730	-297487	248977	797457	1347733	1899568	2452715
Pay-back = 5,5 años											
Año	Inv. inicial	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00
Transferencia electricidad-red		815589	827007	838586	850326	862230	874302	886542	898953	911539	924300
Mantenimiento aerogeneradores		-140736	-147773	-155162	-162920	-171066	-179619	-188600	-198030	-207932	-218328
Operación aerogeneradores		-120662	-124282	-128011	-131851	-135806	-139881	-144077	-148399	-152851	-157437
Cash-flow		554191	554952	555413	555555	555358	554802	553864	552524	550756	548535
Pay-back		3006905	3561857	4117270	4672825	5228183	5782985	6336849	6889373	7440129	7988664
VAN	2084600										
TIR 20 años	17,44%		TIR 5 años	-3,38%		TIR 10 años	12,58%		TIR 15 años	16,27%	
Ratio	5										

Tabla 4. 18 Balance económico del aerogenerador de 3MW. Tarifa mínima de venta al mercado (0,082172 €/kWh)

4.4.- Otros usos:

4.4.1.- Desalación de agua marina:

La energía eólica puede ser utilizada, también, para aportar la energía que necesitan las plantas encargadas de potabilizar el agua del mar. De hecho, ya se está haciendo en Canarias y en otras zonas del Atlántico y del Mediterráneo, donde la escasez de agua dulce es un problema que, además de afectar a la población, provoca sobreexplotación de los acuíferos y la proliferación de plantas desaladoras que utilizan tecnologías industriales mucho más contaminantes que la eólica.

Hasta el momento los parques eólicos con estos fines se han instalado junto a la costa, pero existe la posibilidad de situarlos en el mar, lo que permitiría aprovechar el recurso eólico en mayor cantidad y calidad y facilitar la dispersión de la sal (la llamada salmuera) de una forma menos impactante para el medio natural.

En estos momentos se está construyendo, precisamente, el primer proyecto demostrativo de estas características en España. Se va a ubicar en aguas de Murcia y

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-----------------------------------	--

consta en una plataforma eólica flotante y anclada al fondo marino, diseñada por el grupo navarro MTorres. La plataforma albergará los equipos de desalación de agua por ósmosis inversa sobre los que irán ubicados varios aerogeneradores eólicos de una potencia de 2,5 megavatios, capaces de producir anualmente 2,5 hectómetros cúbicos de agua en el Mediterráneo y hasta 4,5 en las aguas atlánticas de Canarias, donde la intensidad y frecuencia de los vientos es mucho mayor. Una producción de 2,5 hectómetros cúbicos anuales es suficiente para abastecer a una población de 30.000 habitantes.

4.4.2.- Producción de Hidrogeno:

Otra posibilidad que ofrecen los aerogeneradores es utilizar la energía que generan para obtener hidrogeno de forma limpia y luego utilizar este elemento en pilas de combustible o con otros fines. Sirvan como referencia estos dos ejemplos: En Galicia, la Xunta tiene en marcha un proyecto en el que se está analizando la capacidad del hidrogeno para adaptar la producción eléctrica de un parque eólico a periodos de máxima demanda.

En Navarra está en marcha otro proyecto, liderado para la empresa EHN(del grupo Acciona), que consiste en simular en laboratorio las condiciones de generación eléctrica propias de un parque eólico y analizar sus efectos en un electrolizador, dispositivo que genera hidrogeno y oxigeno a partir del agua mediante la aplicación de electricidad. Los datos que se obtengan permitirán diseñar aerogeneradores y electrolizadores específicamente destinados a la producción de hidrogeno con la máxima eficiencia.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-------------------------------	--

4.5.- Perspectivas futuras:

4.5.1.- Tornado like:

Tornado Like', es el primer ejemplo de 'turbina eólica sin palas', es un proyecto italiano basado en un nuevo concepto de extracción energética que promete reducir significativamente el impacto ambiental, revitalizando la esperanza en un uso masivo de este tipo de energía.

La falta de aspas de este prototipo, su sugestiva forma cónica y las dimensiones reducidas (solo tres metros de altura frente a los 70 metros de las actuales turbinas), permitirán una perfecta integración entre naturaleza y tecnología, ofreciendo además una solución a la mortandad de las aves.



Fig 4. 8 Tornado like

El aire entra en el dispositivo y genera un vórtice interior, creando una nueva clase de corrientes continuas (también en ausencia de viento). Será suficiente una velocidad de viento de tres o cuatro metros por segundo para asegurar una potencia de 100/200 vatios. Con viento mas fuerte podrá llegar a la misma potencia de un aerogenerador tradicional.

El proyecto llevado a cabo por Western Co, sociedad italiana de San Benedetto del Tronto, especializada en energías renovables, nace desde el desarrollo de los estudios sobre la energía cinética de la 'Russian House for International Scientific & technological Cooperation'.

El primer parque eólico experimental será construido en el Parque de los Montes Sibillini y cuenta con el apoyo del partido 'Verdes de Toscana'. La compañía italiana subraya que todavía el dispositivo no se encuentra en el mercado aunque prevé iniciar su producción durante el segundo semestre de 2010.

4.5.2.- Turbinas en los aerogeneradores

Colocar turbinas eólicas en torres de transmisión eléctrica podría ser la idea que definitivamente dé el impulso que necesita la energía generada por los vientos para empezar a despegar. Y es que aunque hay muchas apuestas por instalaciones de parques eólicos los costos los hacen inviables para la mayoría de los países. Wind-It, parte de un concepto muy simple, reducir costos y uno de los mayores costos de las turbinas eólicas son los postes que las sostienen la idea es de colocar turbinas eólicas en las torres de transmisión eléctrica ya existentes, y sumar esta nueva energía a la que ya viene transportada por los cables. La mayor ventaja del sistema es claramente evitarse todo tipo de cableado para conectarse a la red (lo que redundaría en reducción de costos). Se incluyen adaptaciones a 3 tipos de torres de diferentes tamaños pudiendo instalarse entonces prácticamente en cualquier lugar del mundo.



Fig 4. 9 Turbinas en las redes eléctricas

4.5.3.- Aerogeneradores con forma de cometa captarán la energía eólica de la atmósfera:

Científicos de la Universidad de Stanford, en Estados Unidos, planean crear un aerogenerador que, suspendido en el cielo, capture energía eólica a través de rotores giratorios, enviando después la electricidad obtenida al suelo, a través de un cable que sujete dicho aerogenerador. En cualquier momento del día, las corrientes de viento a alta altitud contienen cerca de 100 veces más energía que toda la electricidad que se

 <p data-bbox="245 197 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 141 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 141 1305 181">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

consume en la Tierra, según se desprende de los estudios realizados por los especialistas en clima de la Universidad de Stanford, Cristina Archer y Ken Caldeira.

En un comunicado emitido por dicha universidad, se explica que para capturar esa energía, los investigadores tratan de idear modelos de aerogeneradores con forma de cometa que vuelen a tanta altura como los aviones. Estas cometas, sujetadas por cables, flotarían lo suficientemente alto como para que las corrientes de aire a presión que a esas alturas son 10 veces más rápidas que cerca del suelo de nuestro planeta puedan fluir a través de sus turbinas. Los rotores giratorios de las turbinas de dichas cometas convertirían la energía cinética (la energía del movimiento) del viento en electricidad, para enviarla después a través de un cable de unos 9.000 metros de longitud hasta una red de distribución eléctrica situada en el suelo. Conseguir aprovechar las corrientes de aire de las alturas podría suponer el encontrar una fuente inagotable de electricidad, afirman los científicos. Por otro lado, las cometas son potencialmente competitivas en cuanto a su coste, y los estudios realizados apuntan a que el viento a alta altitud es un recurso energético muy amplio y relativamente fiable.

- Modelos desarrollados :

Para poder capturar la energía de estas corrientes, los fabricantes están desarrollando diversas turbinas-cometa que convertirían la energía cinética del viento en electricidad. Por ejemplo, la compañía Sky WindPower ha diseñado un modelo que consiste en una cometa individual de cuatro turbinas, cada una de ellas con rotores giratorios. La cometa transferiría la electricidad a un centro situado en tierra a través de su cable de sujeción. Otro modelo, desarrollado por la empresa Kite Gen parece un tiovivo o carrusel rotatorio, con base en la tierra, y con varias cometas sujetas a él. El patrón de vuelo de cada una de estas cometas sería controlado desde el suelo para conseguir capturar la mayor cantidad de viento.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--



Fig 4. 10 Aerogenerador con forma de cometa

El principal desafío al que se enfrentan las “cometas de viento” sería a la fluctuación de las corrientes de alta altitud. Aunque estas corrientes tienen una densidad de potencia mayor que el viento de altitudes más bajas, lo cierto es que a veces dejan de fluir, lo que puede producir cortes en el suministro eléctrico.

Archer y Caldeira sugieren que, para superar este escollo, se cree una red eléctrica a gran escala que transfiera los excesos de energía a áreas donde haya más demanda que producción. Según ellos, el viento siempre está soplando en alguna parte, por lo que se debe aprovechar lo que sobre para llegar allí donde falte.

Caldeira explica que ésta sería la única solución, puesto que hacer baterías lo suficientemente grandes para completar las fluctuaciones del viento resultaría demasiado caro.

Otro problema a afrontar es el de la posible interferencia de las cometas eólicas con los aviones. Para Sky WindPower y Kite Gen, esta interferencia se solucionaría estableciendo restricciones de vuelo en aquellas áreas en que las cometas hayan sido colocadas.

4.5.4.- Rascacielos con aerogeneradores:

El rascacielos Bahrain World Trade Center es un bonito edificio de 50 plantas y 240 metros de altura con una interesante particularidad: dispone de tres aerogeneradores de 29 metros de diámetro cada uno, que son capaces de generar entre el 10 y el 15% de la energía eléctrica requerida por el edificio. En total producen

entre 1.100 y 1.300 MWh al año, suficiente para abastecer 300 hogares en el mismo período de tiempo ahorrándole a la atmósfera 55 toneladas de CO₂.



Fig 4. 11 Aerogeneradores en los rascacielos

4.5.5.- Un aerogenerador para suministrar electricidad a 5.000 hogares:

Actualmente, la E-126/6 MW de Enercon es la turbina más poderosa: es capaz de generar por sí sola, en condiciones óptimas, hasta 7 MW.

La madre de todas las turbinas se instaló recientemente en Emden, Alemania, donde se calcula que producirá hasta 20 millones de KWh al año, suficiente para proporcionar electricidad a unas 5.000 familias (hogares de cuatro individuos). Además de esta está prevista la instalación de otras cinco E-126 a lo largo de 2008.

El diámetro total de las palas es de 127 metros, y la torre alcanza los 135 metros de altura y 14,5 metros de diámetro en su base. En su construcción e instalación se han utilizado 1.500 m³ y 180 toneladas de hormigón y acero de refuerzo.

 <p>Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-----------------------------------	--



Fig 4. 12 Aerogeneradores para suministrar electricidad a 5.000 hogares

5. -Parque eólicos terrestres

5.1.- Generalidades:

El proyecto de un parque eólico consta de varias etapas, desde la elección del terreno y la turbina, hasta la operación de los aerogeneradores alimentando la red eléctrica. La selección de la zona depende fundamentalmente del recurso eólico disponible, sus características de viento dominante y sus variaciones, desde vientos débiles a verdaderas tempestades. Todo ello va a condicionar la viabilidad económica del proyecto.

En la figura 5.1 pueden verse las distintas etapas del proyecto, siendo el tiempo necesario de unos 3 años para completarlas. En líneas generales, el proyectista de un parque eólico debe resolver previamente un compromiso entre una serie de temas básicos:

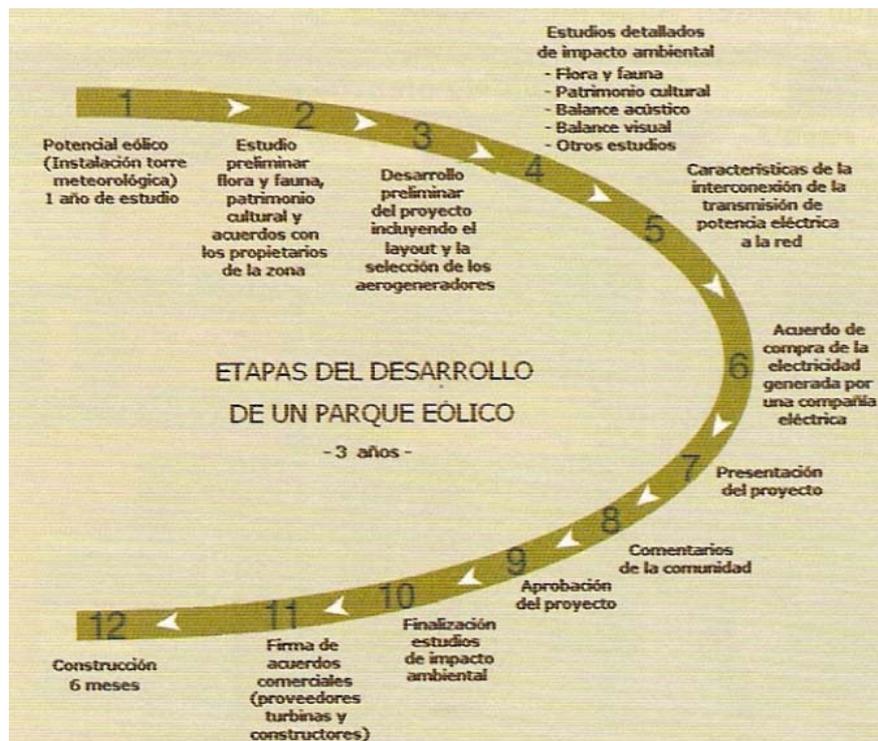


Fig 5. 1 Etapas de desarrollo típicas del proyecto de un parque eólico

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
---	----------------------------	--

1. Registro de 12 meses del viento en el área exacta del lugar de emplazamiento, esperando que los vientos sean fuertes y consistentes.
2. Cálculo de la energía que puede obtenerse del parque.
3. Proximidad a una red eléctrica o subestación adecuadas para que el coste de transmisión sea mínimo.
4. Compatibilidad del parque con el uso actual del terreno, que esté alejado de áreas de fauna y flora.
5. Impacto ambiental mínimo con modelización del ruido y de la visualización.
6. Áreas abiertas sin obstáculos actuales o futuros al flujo de viento.
7. Aceptación y soporte de la comunidad de vecinos.
8. Buenas comunicaciones por carretera para la construcción y mantenimiento del parque.
9. Terreno adecuado para la construcción de la base de las turbinas.
10. Operación y mantenimiento del parque.
11. Aspectos legales, administrativos y financieros.

5.2.- Evaluación del potencial eólico:

5.2.1.- Generalidades:

Cuando el inversor tome la decisión de construir un parque eólico, buscará lógicamente la rentabilidad de la inversión. Sus ingresos como productor provienen de la venta de la energía a las compañías de la red eléctrica, quienes deben comprarla por ley.

Los pasos a seguir pueden verse en la figura 5.2. El cálculo del recurso eólico se inicia con los datos existentes de la zona, continúa con la instalación de estaciones de medida (torres meteorológicas) que van a permitir realizar una campaña de medidas que puede durar un año, sigue con un tratamiento estadístico que permitirá obtener los parámetros del potencial eólico (velocidad media, dirección predominante, turbulencias y perfil vertical del viento) y termina con el diseño del parque y el cálculo de la generación de energía.

Para garantizar el rendimiento de la instalación con la tecnología actual, la velocidad de los vientos debe ser como mínimo de 6 m/s con una duración de unas 2500 horas/año. Esto representa un porcentaje de aprovechamiento anual mínimo del $2500/8640 = 28,9 \%$.

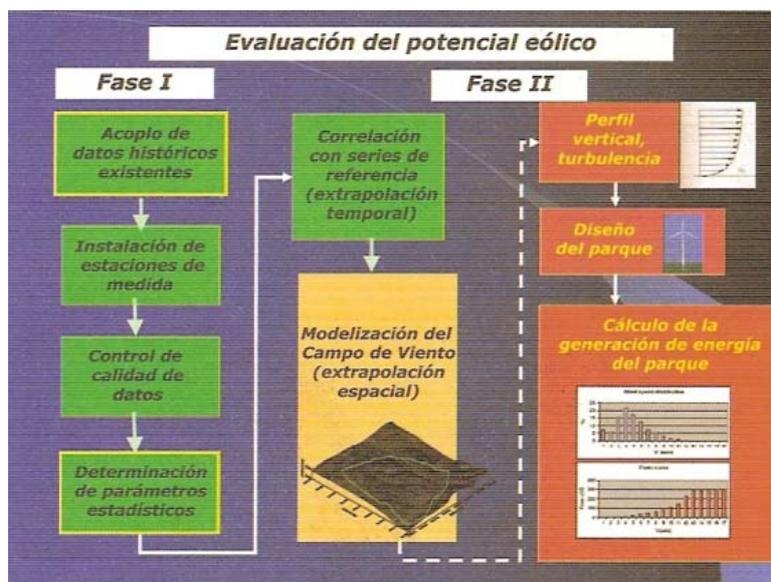


Fig 5. 2 Evaluación del parque eólico

5.2.2.- Mapa eólico:

El anteproyecto inicial comienza con el examen de un mapa eólico de gran extensión, por ejemplo el de Europa, de aquí se pasa a un país, por ejemplo España y de aquí a una comunidad.

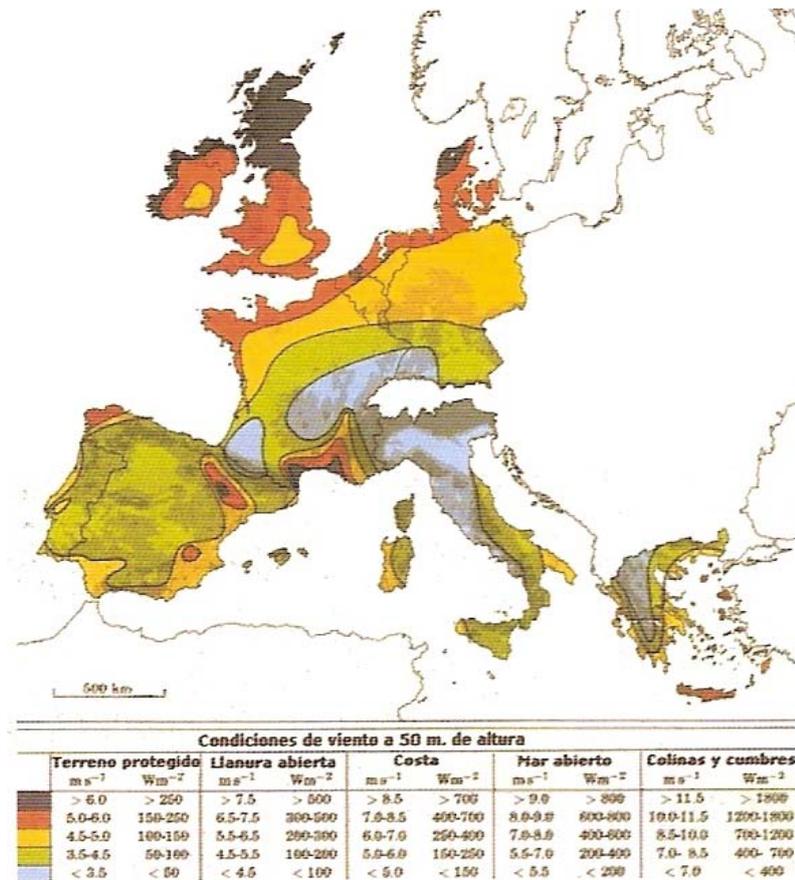


Fig 5. 3 Mapa eólico de Europa.

La zona de implantación ambiental dentro del territorio viene indicada típicamente por tres colores:

- Rojo. Zona incompatible: excluida de la implantación de parques eólicos (23% del territorio).
- Amarillo. Zona de implantación condicionada: se exige una declaración de impacto ambiental positiva para cada proyecto para garantizar la compatibilidad del proyecto o

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

en caso contrario el establecimiento de medidas correctoras que eviten el impacto sobre los valores objeto de protección (16,6% del territorio).

- Blanco. Zona compatible con una instalación eólica desde el punto de vista ambiental (60,4% del territorio).

Existen mapas que dan la velocidad real del viento en cada hora y que permiten realizar un estudio más detallado, acumulando datos de viento (figura 5.4).

El viento puede ser errático con cambios de dirección cada cierto tiempo. Un día puede no haber viento, mientras que al día siguiente puede presentarse un fuerte vendaval. Puede soplar con fuerza en momentos en que la demanda de electricidad es baja, mientras que puede haber una ligera brisa cuando la demanda de electricidad es alta. Por suerte, la mayor parte de la energía del viento se produce durante el día con lo que se acomoda en cierto modo al consumo de los usuarios que es más alto que durante la noche.



Fig 5. 4 Mapa eólico de España

Estos problemas se solucionan situando los aerogeneradores en áreas donde el viento sopla con regularidad y a velocidades óptimas.

Las condiciones iniciales del viento pueden extraerse parte por observación del terreno (dirección de crecimiento de los árboles (figura 5.5), erosión del viento producida en la

 <p data-bbox="245 192 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 138 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 138 1305 174">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

costa) y evidentemente por la consulta de datos meteorológicos de la zona durante un tiempo prolongado (10- 20 años).

El lugar elegido debe ser representativo de las condiciones reinantes en la mayor parte del área objeto del estudio y lo más alejado posible de cualquier obstáculo para el viento.



Fig 5. 5 **Árbol inclinado por el viento**

Aparte de estos datos, deben registrarse durante un año la velocidad y dirección del viento, la temperatura, la presión, la humedad relativa del aire y la precipitación durante 12 meses con una torre meteorológica dotada de anemómetro de taza, de una veleta, de un registro electrónico de datos y de un ordenador. La medida de la velocidad del viento se registra como mínimo en dos alturas, una de ellas coincidiendo con la altura del cubo del rotor.

La torre meteorológica facilita la redacción de un informe final donde figuran los certificados de calibración de los sensores. De este modo, se obtiene un mapa de vientos en 3 dimensiones del contorno de la zona comprendida dentro de un radio de 3 a 5 km desde el centro de la torre meteorológica, lo que permite calcular los potenciales rendimientos que cabe esperar, antes de decidir el lugar idóneo de emplazamiento del parque eólico. Son de utilidad las observaciones meteorológicas de estaciones cercanas al lugar para efectuar las correcciones adecuadas a sus medidas, y obtener así un promedio que sea fiable a largo plazo, tomar una decisión sobre el emplazamiento final del parque.

La Asociación Empresarial Eólica en su informe de diciembre de 2006 indica varios modelos de simulación de parques eólicos con fórmulas de predicción de datos

meteorológicos y de producción del parque. La predicción se basó en las condiciones reales de explotación comercial de un conjunto de 7 parques eólicos con predicción operativa diaria desde agosto de 2004 a septiembre de 2005.

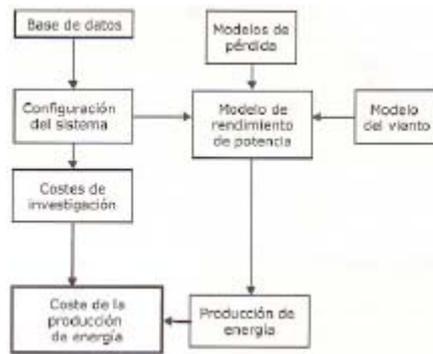


Fig 5. 6 Diagrama proyecto parque eólico

Luego, un buen mapa de vientos y programas de software de vientos sobre terrenos complejos permiten seleccionar los parámetros de un parque eólico en base a datos aproximados o simulados de sus características (topografía, edificios, zonas de exclusión y posiciones de las turbinas). En las figura 5.7 pueden verse la rosa de los vientos simulada.

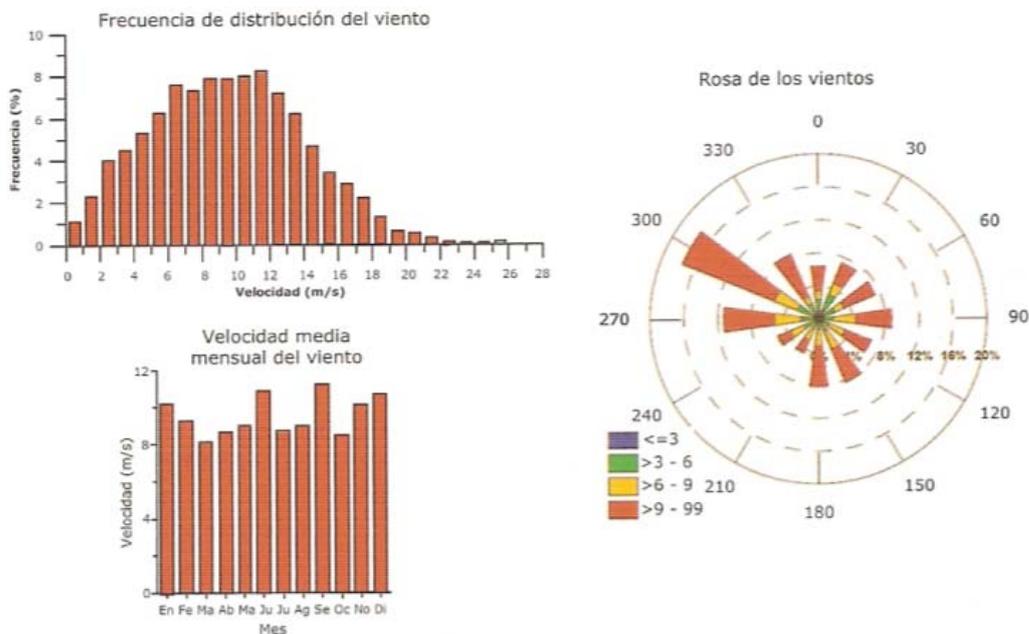


Fig 5. 7 Muestra virtual de rosa de los vientos de un parque eólico

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-----------------------------------	--

La rosa de los vientos es un círculo que está dividido normalmente en 12 sectores de 30º cada uno, o bien 16 de 22,5º, y que indica la distribución típica de la velocidad y dirección del viento en un punto determinado del terreno. El ángulo y la longitud de cada rayo representan respectivamente la dirección de donde viene el viento y la frecuencia con la que sopla. Las áreas sombreadas o coloreadas representan las velocidades específicas del viento. Los porcentajes de los círculos concéntricos permiten comparar la longitud de los rayos así como identificar la dirección prevalente del viento.

5.2.3.- Rugosidad del terreno

El rozamiento del viento con el terreno en colinas de poca pendiente da lugar a que disminuya la velocidad del viento en las proximidades del suelo. Por este motivo, las turbinas se montan en torres a 40 - 60 m de altura para aumentar el recurso eólico disponible. En cambio, en colinas con mucha pendiente es más favorable colocar los aerogeneradores antes del punto más alto de la colina por existir un viento turbulento de mayor intensidad. Incluso, en la cima de la colina la cizalladura del viento puede ser inversa, con mayor velocidad en altura que en el suelo.

Para tener en cuenta la orografía se considera la llamada rugosidad del terreno, término que permite evaluar las condiciones del viento en el campo. El término longitud de rugosidad (z_0) es la altura sobre el terreno del punto en que la velocidad teórica del viento es 0. La expresión en metros de la rugosidad es:

$$z_0 = 0,5 \frac{h \cdot S}{A_H} \quad (5.1)$$

Siendo:

h; altura

S; sección frente al viento de los elementos de rugosidad del paisaje

A_H; área horizontal media correspondiente a cada elemento del paisaje

En el Atlas Eólico Europeo, las fórmulas que definen la clase en función de la longitud de rugosidad son:

$$\text{Longitud} < 0,03, \quad \text{Clase} = 1,699823015 + \ln(\text{longitud}) / \ln(150)$$

$$\text{Longitud} > 0,03, \quad \text{Clase} = 3,12489289 + \ln(\text{longitud}) / \ln(3,333333)$$

La tabla siguiente indica las clases y longitudes de rugosidad:

Clase de rugosidad	Longitud rugosidad (m)	Índice de energía (%)	Tipo de paisaje
0	0,0002	100	Superficie de agua
0,5	0,0024	73	Terrano abierto con superficie suave. Pistas de aeropuertos. Hierba segada, ...
1	0,03	52	Área agricultura abierta sin vallas, sin setos y con edificios muy desperdigados. Colinas suaves
1,5	0,055	45	Terrano de agricultura, con algunas casas, setos de 8 m de altura a 1250 m de distancia
2	0,1	39	Terrano de agricultura con algunas casas, y cubiertas o setos de 8 m de alto a 500 m de distancia
2,5	0,2	31	Terrano de agricultura con muchas casas, arbustos y plantas o setos de 8 m de alto a 250 m de distancia
3	0,4	24	Pueblos, pequeñas ciudades, tierra de agricultura con muchos setos y cubiertas altas, bosques y terreno accidentado y desigual
3,5	0,8	18	Ciudades grandes con edificios altos
4	1,6	13	Ciudades grandes con edificios altos y rascacielos

Tabla 5.1 Clases y longitudes de rugosidad

El uso de satélites permite el cálculo directo de mapas de la rugosidad del terreno, lo que presenta la ventaja de reducir el número de visitas locales a la zona en estudio (figura 5.8).

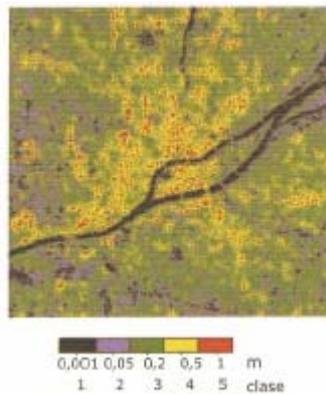


Fig 5. 8 Mapa de rugosidad obtenido por satélite

 <p data-bbox="245 197 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 141 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 141 1305 181">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

5.2.4.- Descripción del terreno:

El terreno debe medirse y fotografiarse con el fin de simular más adelante el impacto visual desde varios puntos del parque y presentarlo a la comunidad. Se incorporan así criterios estéticos al proyecto y se simula con programas informáticos, la posición de las turbinas en el terreno, evitando así líneas rectas que impacten visualmente a los observadores locales.

La sensibilidad visual de los vecinos del parque varía de acuerdo con varios factores:

Contexto cultural. Un observador que trabaje en edificios de oficinas de un pueblo próximo al parque considerará incluso deseable su instalación, mientras que un observador que considera que la zona está en estado salvaje o natural será muy sensible a las pequeñas modificaciones, al contrario de un hombre que viva en la zona que ya está acostumbrado a muchas modificaciones, por ejemplo, la eliminación de la vegetación natural en algunos puntos para construir carreteras.

La comunidad rural valora los paisajes raros o no usuales. Si las unidades del paisaje se extienden en grandes áreas, los cambios son menores y es más fácil acomodar las turbinas a la visión del observador.

El observador es más sensible a la instalación del parque eólico si existen en el paisaje cambios topográficos, lagos o la costa, debido al contraste visual que hace que el observador valore mucho el paisaje.

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	------------------------	--

Unidad de paisaje	% de área	Sensibilidad	Notas
Tierra de labor	98,2	Baja	Las modificaciones significativas realizadas por el hombre abarcan un área considerable. Existen infraestructuras, no hay una topografía notable y no existen grandes áreas cubiertas por el agua (lagos, ríos, costas).
Pueblos	0,8	Baja-Media	Existe una abundancia de edificios de modo que afectan menos la sensibilidad del observador.
Espacios protegidos	0,7	Media	Existen grandes reservas de agua en forma de lagos, ríos o torrentes, el paisaje es natural y salvaje lo que aumenta la percepción del observador ante la posible intrusión de las turbinas del parque eólico. Por otro lado, la naturaleza boscosa del paisaje impide al observador ver todo el campo del parque.
Conos volcánicos	0,3	Alta	Área muy sensible al observador ya que los conos volcánicos poseen una característica topológica importante por sus picos significativos que marcan su posición en el área.

Tabla 5.2 Sensibilidad del observador al paisaje

5.2.5.- Porosidad:

La porosidad de un obstáculo es una indicación porcentual del grado de abertura del obstáculo. Un edificio tendrá una porosidad 0, mientras que en un grupo de edificios separados la porosidad será el cociente entre el área del espacio abierto y el área suma de los espacios abiertos y los edificios.

Tomando como base el Atlas Europeo de Vientos, e introduciendo los datos comentados anteriormente, se obtiene el tanto por ciento de la velocidad del viento que se conseguirá para cada dirección del viento y por lo tanto la energía probable de que se dispondrá.

5.3.- Aviación:

Es importante que en lo posible el parque esté alejado un mínimo de 30 km de cualquier aeródromo para no interferir en los vuelos, ya que las modernas turbinas de 100 m de diámetro tiene la punta más alta de las palas a unos 150 m (492 pies) del suelo.

Cada turbina debe disponer de dos luces rojas estroboscópicas de baja a media intensidad montadas en lo alto del mástil meteorológico y en la parte superior de la góndola de la turbina. Estas luces pueden sincronizarse para que se enciendan y apaguen al mismo tiempo.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-------------------------------	--

Es necesario solicitar la autorización de la autoridad aeronáutica para la construcción del parque y el montaje de las luces nocturnas de señalización.

5.4.- Transporte:

Es necesaria la construcción de caminos y carreteras para la circulación de los vehículos que van a transportar e instalar las turbinas en el sitio elegido.

La carretera suele ser de grava con una anchura de 4 m, una pendiente máxima de 1:8 (12,5%) y con una capacidad de 15 toneladas.

5.5.- Disposición de los aerogeneradores en el parque:

5.5.1.- Generalidades:

Los componentes de un parque eólico son básicamente las torres de las turbinas, los caminos o carreteras de acceso y las estaciones transformadoras y ocupan una extensión del 3 al 4% del área total del parque. La superficie restante del 96 al 97% pueden continuar utilizándose en sus actividades iniciales (cultivos...).

Una regla práctica es que un km² de tierra puede soportar una potencia eléctrica de 10 a 15 MW.

En terreno llano, es una buena práctica situar las turbinas en una forma geométrica simple, tal como una recta. Cuando esto no es posible se acostumbra a situar las turbinas siguiendo la línea de contorno de las colinas o crestas de la montaña que normalmente es perpendicular al viento dominante.



Fig 5. 9 Campo eólico de Navarra

Si las turbinas se colocan en varias filas, es difícil apreciarlo a simple vista, a no ser que el observador se sitúe al final de una fila. Se recomienda pintar las turbinas de color gris claro para que se confundan con el paisaje.

En turbinas con hélices de gran radio las palas giran a menor velocidad que las de menor radio, con lo que atraen menos la atención del observador. Por otra parte, se ha comprobado que la gente que vive en el campo cerca del parque eólico es más favorable a su implantación que los habitantes de las ciudades

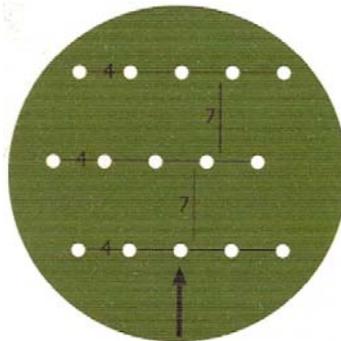


Fig 5. 10 Disposición típica de turbinas

En el parque eólico las turbinas tendrán que estar separadas tres diámetros de rotor como mínimo, para evitar las turbulencias provenientes de los torbellinos de las puntas de las palas. La práctica es espaciar las turbinas de 5 a 9 rotos res de diámetro en la dirección predominante del viento y de 3 a 5 diámetros en la dirección perpendicular a los vientos predominantes. De este modo, se aprovecha el espacio de terreno disponible evitando al mínimo las interferencias entre las turbinas.

Cuando se desea aprovechar al máximo la superficie del terreno se separan las turbinas una distancia equivalente al doble del diámetro del rotor. Esta escasa separación permite minimizar la infraestructura (calles, cables, mantenimiento,) y

maximizar la utilización de la superficie ya que el viento es siempre perpendicular a las crestas de la colina y además se dispone de más espacio para futuras ampliaciones del parque.

Los efectos de sombra de las turbinas pueden ser muy importantes cuando las características del viento se desvían de las establecidas en el proyecto. Se estima que la energía perdida por el efecto de sombra mutuo del viento en las turbinas del parque, alcanza el 5%.

5.5.2.- Efecto sombra:

El cálculo del efecto sombra entre dos turbinas (figura 5.11) según el modelo PARK turbine wake (Jensen, 1983; Katic, Hojstrup and Jensen, 1986), GH WindFarmer (Garrad Hassan Ltd), es el siguiente:

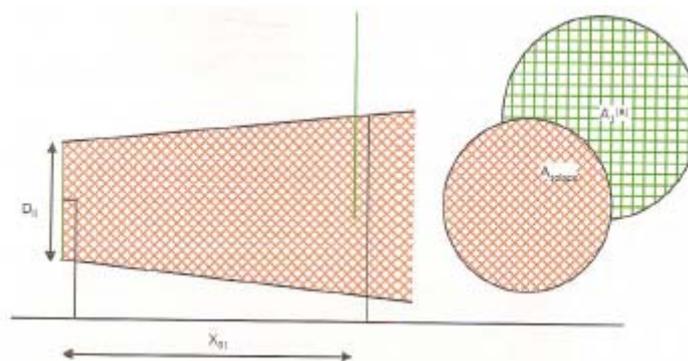


Fig 5. 11 Interferencias entre dos turbinas

La pérdida de velocidad del viento en la primera turbina es:

$$\delta V_{01} = U_0(1 - \sqrt{1 - C_t}) \left[\frac{D_0}{D_0 + 2.k.X_{01}} \right]^2 \cdot \frac{A_{solape}}{A_{restante}} \quad (5.2)$$

Siendo:

U_0 ; velocidad del viento en la turbina D_0 de diámetro de rotor D_0

C_t ; coeficiente de empuje

x_{01} ; distancia horizontal entre las dos turbinas

K ; constante de amortiguamiento de la onda

A_{solape} ; área de interferencia entre las dos turbinas

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

El coeficiente de empuje C_t tiene por expresión:

$$C_t = \frac{8.F_T}{\pi.\rho.D_0^2.U_0^2} \quad (5.3)$$

Siendo:

F_T ; fuerza de empuje

ρ ; densidad del aire

Y la constante de amortiguamiento por defecto, es:

$k = 0,075$ en la mayor parte de terrenos;

$k = 0,04$ en el mar

La disponibilidad de potencia del parque depende de la presencia de colinas, bosques, edificios, líneas aéreas eléctricas y de las torres de las turbinas.

5.5.3.- Estimación velocidad del viento:

En la figura 5.13 puede verse un perfil vertical del viento.

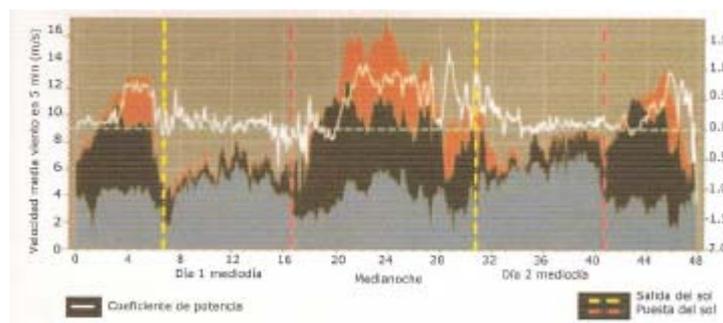


Fig 5. 12 Variaciones verticales típicas del viento (turbulencias) durante el día y la noche en turbinas de un mínimo de 120m de altura.

Con estos datos se estiman las velocidades del viento a una altura del terreno determinada (80m) según la orografía del terreno.

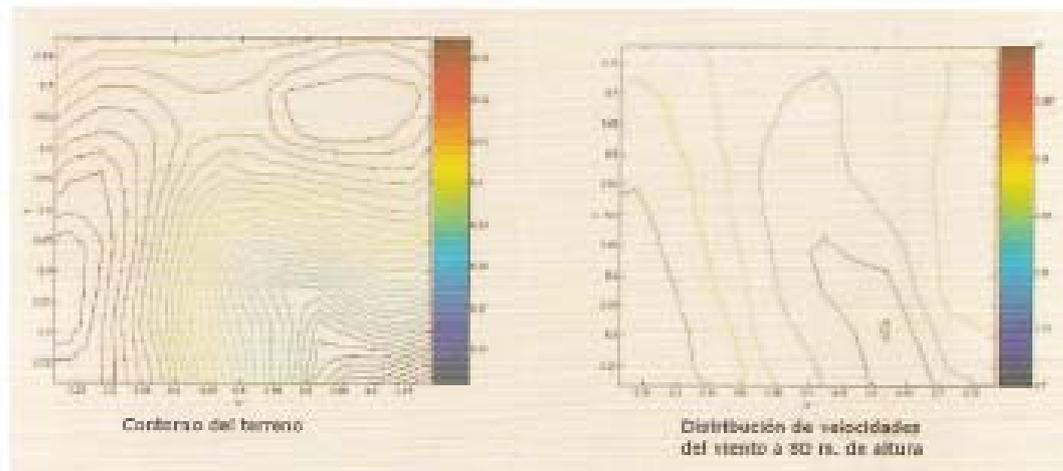


Fig 5. 13 Contorno del terreno y distribución de velocidades a 80 m de altura

Las clases de velocidades del viento son:

Vientos	V promedio en km/h	MW generados	Potencia nominal	Incremento parque
Clase 6	29,52	2,22	100	
Clase 5	26,64	1,63	73	36%
Clase 4	25,20	1,39	62	61%
Clase 3	23,40	1,11	50	100%
Clase 2	21,24	0,83	37	270%
Clase 1	18,36	0,54	24	416%

Tabla 5.3 Clases de velocidad de viento

5.5.4.- Características aerogenerador:

Las características de la turbina empleada Siemens 2.3 (93) Mk II, son:

Tipo - Siemens SWT-2.3-93

Potencia - 2300 kW

Velocidad de conexión inicial 4 m/s

Velocidad de corte 25 m/s

Velocidad nominal del viento 13-14 m/s

Rotor - 3 palas

 Diámetro 93 m

 Área barrida 6793 m²

 Velocidad 6-16 rpm (variable)

Torre - Altura del cubo 80 m

Control de potencia - Ajuste del paso de las palas

Multiplicador planetario/helicoidal de 3 etapas

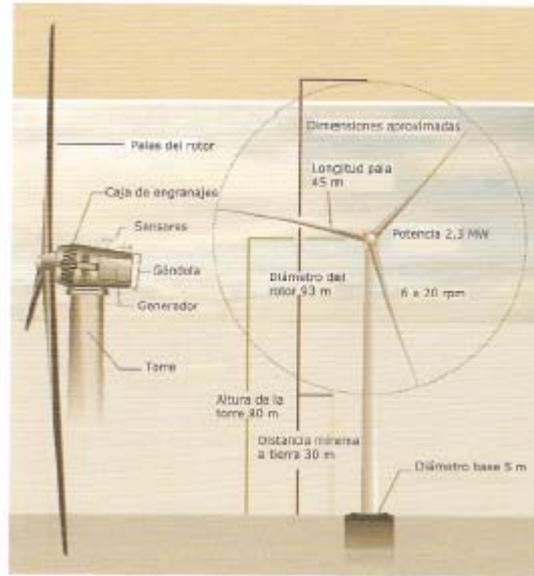


Fig 5. 14 Aerogenerador de 2,3 MW

5.6.- Potencia del viento:

Es de interés encontrar expresiones matemáticas que describan el comportamiento del viento en el lugar de evaluación de la potencia que puede extraerse con los aerogeneradores. En este sentido, la frecuencia del viento y su frecuencia acumulada, pueden ajustarse a algún tipo de distribución continua.

Observando los histogramas de frecuencia, se observa que cualquier fracción de tiempo está asociada con la probabilidad de que una cierta velocidad de viento se encuentre entre V y $V + \delta V$, con lo que el histograma de velocidades se puede aproximar a una función de densidad de probabilidad. La función de densidad de probabilidad más flexible, al poder ajustarse a una gran variedad de dispositivos, y que es la más ampliamente utilizada es la distribución de Weibull, cuya ecuación viene dada por:

$$f(V) = \frac{\beta}{\eta} \cdot \left(\frac{V}{\eta}\right)^{\beta-1} \cdot e^{-\left(\frac{V}{\eta}\right)^{\beta}} \quad (5.4)$$

Siendo:

β = parámetro de forma ($\beta=1$ distribución exponencial y $\beta=2$ distribución de Rayleigh)

η = parámetro de escala

Para modelar el comportamiento del viento con la distribución de Weibull se deben determinar sus parámetros en base a la información existente sobre la velocidad de viento. Con el uso de los conceptos básicos de estadística, se calculan los parámetros β y η de la distribución que mejor se ajusta al viento de la zona.

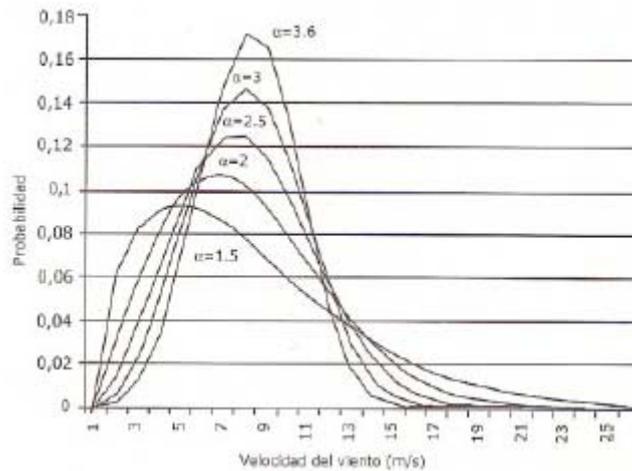


Fig 5. 15 Distribución de Weibull (β variable y el mismo factor de escala η)

En la figura 5.18 puede verse el comportamiento de la distribución de Weibull para diversos valores del factor de forma β y con el mismo factor de escala η . El factor de forma β mas utilizado es el $\beta =2$, es decir la distribución de Rayleigh.

A partir de los datos de frecuencia de las horas anuales con relación a la velocidad del viento, se comprueba si corresponden a una distribución de Weibull, calculando los parámetros correspondientes β = factor de forma y η = factor de escala, y la velocidad media del viento,

$$V_{media} = \eta \left[\ln(2)^{\frac{1}{\beta}} \right] \quad (5.5)$$

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	------------------------	--

A continuación, se representa en ordenadas en papel de Weibull los valores

$$\ln \left(\ln \frac{1}{1 - \text{frecuencia acumulada}} \right) \quad (5.6)$$

y en abscisas $\ln(\text{Velocidad})$

En la figura 5.16 puede verse el gráfico correspondiente:

Nº	V (m/s)	h/año	Frecuencia puntual $\left(\frac{h - a_{f0}}{8760}\right)$	Frecuencias acumuladas $\left(\frac{h - a_{f0}}{8760}\right)$	$\ln^{(*)}$	$\ln(V)$	$\ln^{(*)}$
1	0	200	0,0228311	0,0228311	-3,768108	0,00	-3,768108
2	1	300	0,0342466	0,0570776	-2,834101	0,00	-2,834101
3	2	800	0,0913242	0,1484018	-1,828586	0,69	-1,828586
4	3	950	0,1084475	0,2568493	-1,214507	1,10	-1,214507
5	4	1035	0,1181507	0,375	-0,755015	1,39	-0,755015
6	5	1055	0,1204338	0,4954338	-0,379715	1,61	-0,379715
7	6	1030	0,1175799	0,6130137	-0,051961	1,79	-0,051961
8	7	900	0,1027397	0,7157534	0,229454	1,95	0,229454
9	8	748	0,0853881	0,8011416	0,479435	2,08	0,479435
10	9	578	0,0659817	0,8671233	0,702272	2,20	0,702272
11	10	420	0,0479452	0,9150685	0,902561	2,30	0,902561
12	11	290	0,033105	0,9481735	1,085140	2,40	1,085140
13	12	187	0,021347	0,9695205	1,250103	2,48	1,250103
14	13	116	0,013242	0,9827626	1,401348	2,56	1,401348
15	14	70	0,0079909	0,9907534	1,544046	2,64	1,544046
16	15	38	0,0043379	0,9950913	1,670862	2,71	1,670862
17	16	22	0,0025114	0,9976027	1,797315	2,77	1,797315
18	17	10	0,0011416	0,9987443	1,809126	2,83	1,809126
19	18	5	0,0005708	0,9993151	1,985981	2,89	1,985981
20	19	2	0,0002293	0,9995434	2,040136	2,94	2,040136
21	20	1	0,0001142	0,9996575	2,076856	3,00	2,076856
22	21	0,9	0,0001027	0,9997603	2,120585	3,04	2,120585
23	22	0,6	6,849E-05	0,9998288	2,160155	3,09	2,160155
24	23	0,5	5,708E-05	0,9998858	2,205849	3,14	2,205849
25	24	0,4	4,566E-05	0,9999315	2,260593	3,18	2,260593
26	25	0,3	3,425E-05	0,9999658	2,330387	3,22	2,330387
27	26	0,2	2,283E-05	0,9999886	2,431905	3,26	2,431905
			8760	1			

$^{(*)} \ln \left(\ln \frac{1}{1 - \text{frecuencia acumulada}} \right)$

Tabla 5.4 Tabla frecuencias del viento a representar en papel de Weibull

BETA - Factor de forma (pendiente) = $(I23-I3)/(H23-H3) =$	1,63
ETA (factor de escala) = $EXP(1,9) =$	7
Velocidad media = $ETA \cdot (LN(2))^{(1/BETA)} =$	5,34

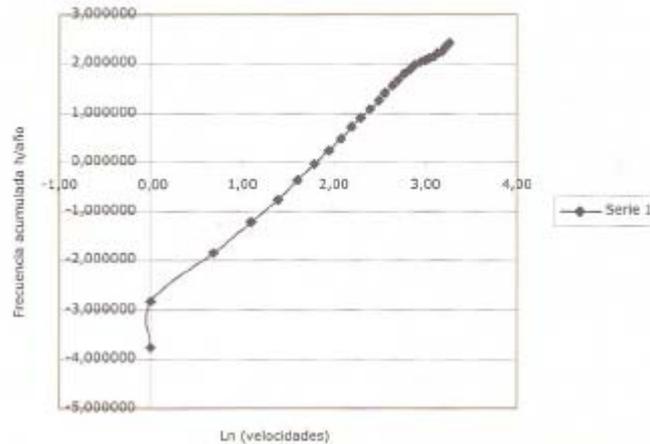


Fig 5. 16 Gráfico de Weibull h- velocidad viento

Al ser el gráfico prácticamente una línea recta, corresponde pues a una distribución de Weibull.

Para obtener la potencia media se consideran las probabilidades de cada velocidad, las que se multiplican por la potencia instantánea correspondiente a la velocidad dada por el fabricante de la turbina. Estas probabilidades corresponden a la distribución de Weibull ($p(u)$) anterior, con lo que se obtienen las aportaciones individuales de cada velocidad del viento a la potencia de la turbina, y su suma es la potencia media de salida en kW de la turbina.

Multiplicando esta potencia media por el número de horas anuales se obtiene la energía anual en kWh proporcionada por el aerogenerador.

$$f(u) = \frac{\beta}{\eta} \cdot \left(\frac{v}{\eta}\right)^{\beta-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{\eta}\right)^{\beta}} = \frac{1,63}{7} \cdot \left(\frac{v}{7}\right)^{0,63} \cdot e^{-\left(\frac{v}{7}\right)^{1,63}} \quad (5.7)$$

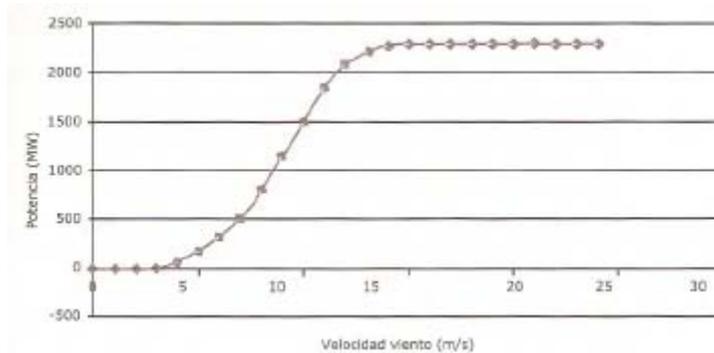


Fig 5.17 Curva de potencia de un aerogenerador de 2,3 MW

V (m/s)	h/año	Potencia instantánea turbina (kW)	Probabilidad puntual Weibull (h-año / 8760)	Net kW (potencia media de salida)	Net kW (potencia media de salida acumulada)
0	200	0	0,02283105	0,000000	0,000000
1	300	0	0,03424858	0,000000	0,000000
2	800	0	0,0913242	0,000000	0,000000
3	950	0	0,10844749	0,000000	0,000000
4	1035	57,5	0,11815068	6,793664	6,793664
5	1055	172,5	0,12043379	20,774829	27,568493
6	1030	322	0,11757991	37,860731	65,429224
7	900	517,5	0,10273973	53,167808	118,597032
8	748	805	0,08538813	68,737443	187,334475
9	578	1138,5	0,06598174	75,120205	262,454680
10	420	1495	0,04794521	71,678082	334,132763
11	290	1840	0,03310502	60,913242	395,046005
12	187	2070	0,02134703	44,188356	439,234361
13	116	2231	0,01324201	29,542922	468,777283
14	70	2277	0,00799087	18,195205	486,972489
15	38	2294	0,0043379	9,951142	496,923630
16	22	2299	0,00251142	5,773744	502,697374
17	10	2300	0,00114155	2,625571	505,322945
18	5	2300	0,00057078	1,312785	506,635731
19	2	2300	0,00022831	0,525114	507,160845
20	1	2300	0,00011416	0,262557	507,423402
21	0,9	2300	0,00010274	0,236301	507,659703
22	0,6	2300	6,8493E-05	0,157534	507,817237
23	0,5	2300	5,7078E-05	0,131279	507,948516
24	0,4	2300	4,5662E-05	0,105023	508,053539
25	0,3	0	3,4247E-05	0,000000	508,053539
26	0,2	0	2,2831E-05	0,000000	508,053539
	8760		0,999932	508	
Energía anual =			4451	MWh	

Tabla 5.5 Potencia del aerogenerador s/ velocidad y duración del viento.

El factor de capacidad del parque es el cociente entre la producción generada y la que se obtendría si hubiera trabajado a pleno rendimiento.

En un parque con 15 aerogeneradores, con una producción media unitaria de 4451 MWh anuales, la producción anual es de $15 * 4451 = 66765$ MWh

Producción anual máxima = $24 * 360 * 2,3 \text{ MW} * 15 = 298080$ MWh

Factor de capacidad = $66765 / 298080 = 0,29 = 0,22\%$

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	----------------------------	--

Un factor de capacidad excelente es 0,40; mientras que un valor razonable es de 0,25 a 0,30. Por consiguiente en el caso que se estudia, la velocidad del viento debería ser mayor y soplar durante más tiempo. Si en la zona no se encuentran más puntos que cumplan esta condición, consideramos pues que el factor de capacidad es de 0,22%.

5.7.- Calidad de la energía de un parque eólico inyectada a la red eléctrica:

La energía generada en los parques eólicos puede presentar problemas en la red debido principalmente a tres factores:

a) Introducción de fluctuaciones de tensión y armónicos en la red eléctrica debidas a las oscilaciones naturales en la velocidad del viento, y a las provocadas por la presencia de la torre.

b) Problemas de estabilidad de los propios aerogeneradores debidos a contingencias en la Red eléctrica (cortocircuitos, descargas atmosféricas, maniobras, etc.), así como los debidos a una gran variabilidad del viento.

c) Problemas de predicción de la potencia generada y, por tanto, de planificación de energía del parque.

El estándar IEC 61400-21 define las magnitudes necesarias para cuantificar la calidad de la energía producida por turbinas eólicas conectadas a la red eléctrica y la calidad esperada de un modelo de aerogenerador instalado en un emplazamiento, tal como un parque eólico. Las magnitudes que se miden son:

1. Velocidad de viento desde la torre meteorológica. Se mide a través de una anemoveleta situada a unos 30 - 40 m del suelo en la torre meteorológica. Para medir la velocidad del viento se han conectado en la entrada del registrador de la estación

	<p style="text-align: center;">Título Proyecto</p>	<p style="text-align: center;">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	---	--

meteorológica dos módulos de aislamiento de c.c. que llevan la señal, a través de un bucle de intensidad, hasta cada torre, donde se encuentre situado el equipo de medida, y a la subestación.

2. Tres tensiones de fase en el secundario del transformador (VR, VS, VT).
3. Tres intensidades del estator del generador (IR, IS, IT).
4. Tres intensidades del rotor del generador (IU IV, IW).

En la figura 5.23 puede verse el esquema correspondiente.

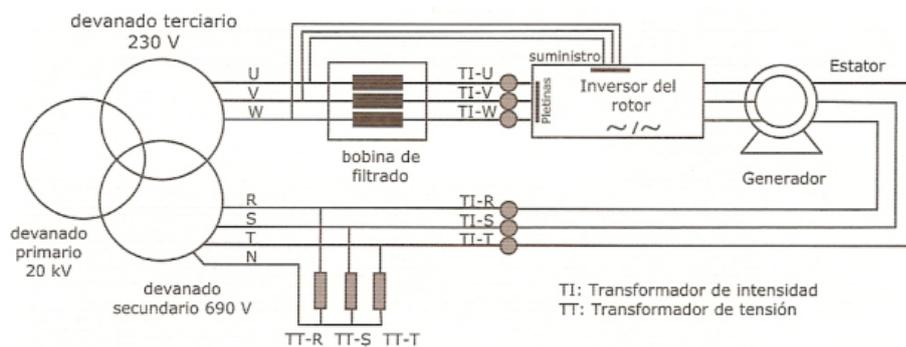


Fig 5. 18 Esquema eléctrico de la medida de la intensidad del rotor

5. Paso de palas (pitch). El sensor de paso (pitch - ángulo de ataque de las palas aerodinámicas frente al viento), permite conocer la posición del paso de las palas. El sensor está situado en la góndola y su señal se transmite hasta la base de la torre, donde se encuentra el equipo de medida y registro.

6. Medida de la velocidad del rotor de las palas y del rotor del generador.

La velocidad de giro del rotor de las palas (eje lento) y la del eje del generador (eje rápido debido al multiplicador), se realiza mediante dos sensores inductivos, el primero dando unos 3 pulsos/revolución y el segundo 24 pulsos/revolución.

El centro de control de campos eólicos permite controlar en tiempo real múltiples parques eólicos para optimizar la producción conjunta. Facilita informes de

producción, históricos, alarmas, cálculos de rendimiento, regulación del factor de potencia y permite la configuración dinámica de los parques (figura 5.19).

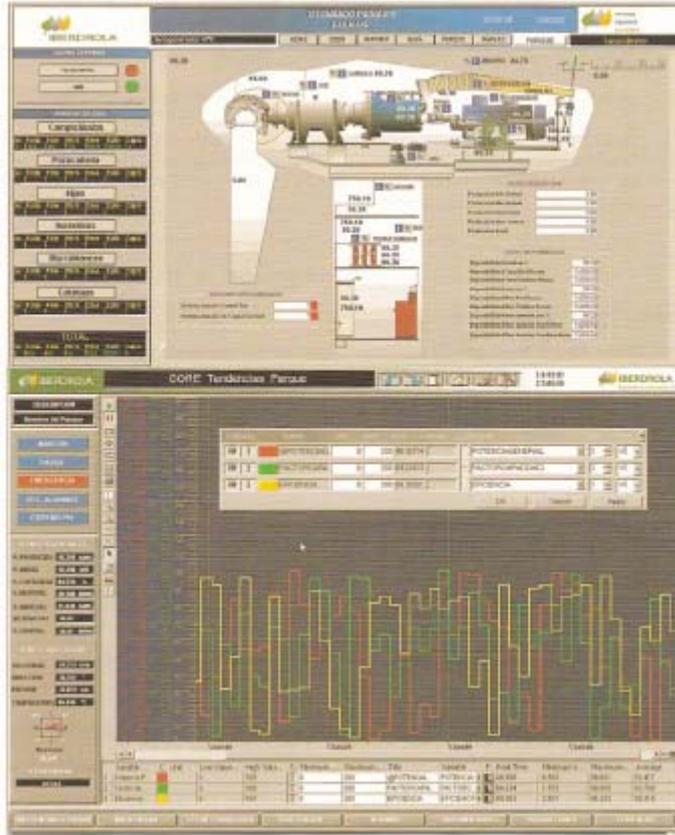


Fig 5. 19 Centro de control

5.8.- Conexión del parque eólico a la red:

Un parque eólico está constituido por aerogeneradores, las líneas eléctricas que los interconectan y la subestación transformadora para la conexión del parque eólico a una red de transporte o distribución de energía eléctrica, con todos los sistemas de potencia de que disponer hasta el punto de conexión a la red.

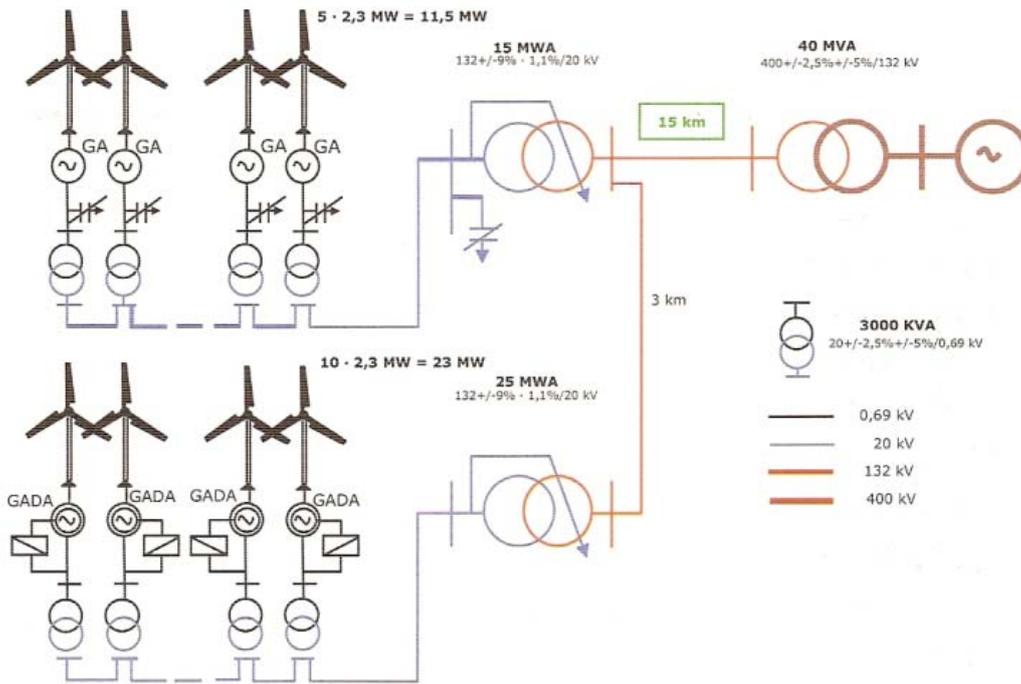


Fig 5. 20 Esquema eléctrico parque eólico

La compensación de la potencia reactiva puede hacerse por escalones de condensadores o bien mediante un convertidor c.a. /c.c. reversible. Este inyecta en cada instante en la red, una potencia reactiva del valor adecuado con un tiempo de respuesta de unos 20 milisegundos y una exactitud en la intensidad de salida del 1% con lo que alcanza un factor de potencia óptimo mayor del 0,9999 (figura 5.21).

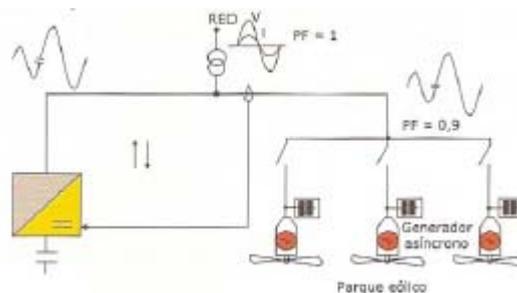


Fig 5. 21 Compensación de la potencia reactiva del parque eólico

Un punto importante a señalar es el sistema que permite conectar el parque a la red, para compensar los efectos de los huecos de tensión en las instalaciones eléctricas. Se llama FACTS (Flexible AC Transmission Systems) y consiste en una serie

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-------------------------------	--

de dispositivos de electrónica de potencia y otros estáticos cuya finalidad, es mejorar el control y la capacidad de transmisión de potencia de los sistemas eléctricos de transporte en corriente alterna.

En la figura 5.27 puede verse la topología del sistema eléctrico del parque eólico:

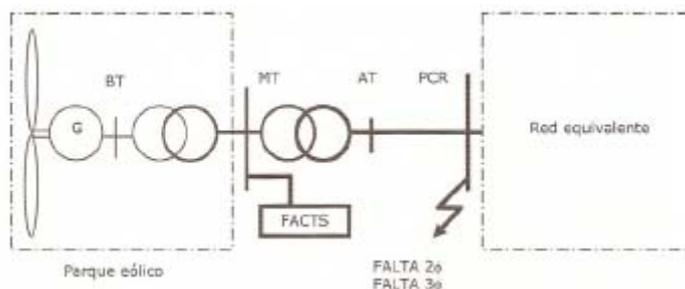


Fig 5. 22 Topología del sistema eléctrico del parque eólico

5.9.- Sistema de gestión del parque eólico:

El sistema de gestión de un parque eólico constituye una herramienta fundamental para la fase de explotación. Las especiales características de este tipo de instalación requieren, no solo disponer de un sistema de monitorización que permita la supervisión y control de determinados parámetros de funcionamiento, sino también la utilización de una aplicación informática que elabore informes de explotación tendentes a optimizar la generación eólica del parque.

Dentro del sistema de gestión, se emplea un control supervisor llamado SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) nombre genérico que recibe el software que realiza las funciones de interface con el operador, el ordenador central (o supervisor) y la recolección de datos históricos, informes, etc. Del parque eólico. Es un sistema de dos vías, que no solo examina o recibe información de lo que ocurre a distancias remotas sino que también puede dar órdenes a los instrumentos distantes. Su objetivo es maximizar la producción de un parque eólico, dentro de unos límites de funcionamiento seguros, mediante sistemas de control y diagnóstico adecuados.

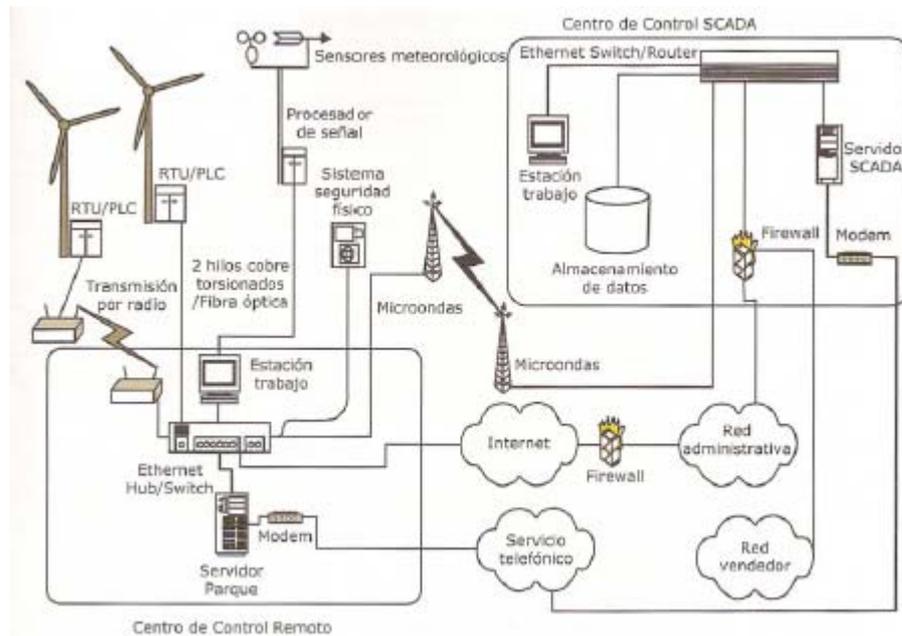


Fig 5. 23 Control SCADA

SCADA enlaza la sala de control y los diferentes elementos del parque eólico, proporcionando información sobre las estaciones meteorológicas, la subestación y los diferentes aerogeneradores.

Las características principales del sistema son:

- Arranque y parada de los aerogeneradores.
- Capacidad para cambiar los parámetros de cada aerogenerador.
- Mensajes de alerta ante problemas.
- Histórico del número de arranque, paros y desconexiones.
- Histórico de las operaciones de los subsistemas (orientación de las palas, frenos, voltajes, intensidades, velocidades, temperaturas, etc.).
- Informes de energía generada, energía individual de cada aerogenerador, resumen de paradas, gráficos de potencia-velocidad del viento, rendimiento del parque, tiempo de actividad, causas de una parada.
- Calidad de la energía eléctrica inyectada en la red (el voltaje, la frecuencia, el factor de potencia, etc.).

 <p data-bbox="245 192 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 138 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 138 1300 174">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

-Intercambio de datos con sistemas externos, tales como unidades de supervisión de calidad de la energía, estaciones meteorológicas y sistemas de pronóstico del tiempo.

5.10.- Cálculo del coste de un parque eólico:

Desde que un promotor se lanza a la construcción de un parque eólico hasta que los aerogeneradores instalados empiezan a verter energía en la red eléctrica suelen pasar más de cinco años.

Se trata sin duda de un largo y arduo camino, durante el que habrá sido necesario realizar evaluaciones de viento, analizar la viabilidad económica, redactar el proyecto y el estudio de impacto ambiental, negociar el alquiler de los terrenos, resolver la evacuación eléctrica, conseguir financiación, lograr todos los permisos administrativos, abrir vías de acceso, cerrar los contratos de compra-venta de la energía, trasladar las piezas, montar los aerogeneradores, probar los equipos ... Además, resulta caro, pues una instalación requiere una inversión de decenas o cientos de millones de euros que ha de amortizarse a largo plazo. Por ello, sólo se emprenderá el proyecto si al principio del proceso se comprueba que es viable ambiental y económicamente. Existen simulaciones numéricas, basadas en modelos físico-estadísticos, como las que proporciona el programa informático WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program) con las que se pueden calcular distribuciones espaciales de la velocidad del viento y la producción de energía esperada a largo plazo en un determinado emplazamiento.

El atlas eólico local se determina introduciendo en el ordenador la descripción detallada del terreno y datos eólicos reales, validados por estaciones meteorológicas de referencia cercanas.

Este atlas y las características de los aerogeneradores seleccionados (curva de potencia y empuje) permitirán calcular la producción energética de cada lay-out (distribución de aerogeneradores) propuestos.

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	----------------------------	--

El siguiente paso es analizar la viabilidad económica del proyecto, para lo cual es necesario conocer la inversión necesaria para promover, construir y poner en marcha la planta, los costes de explotación a lo largo de la vida operativa de la misma y la previsión de la evolución en el tiempo del precio percibido por cada kilovatio-hora puesto en red.

Con estos datos, aplicando el coste del kWh generado, la amortización y los flujos de caja, se calcula el beneficio neto estimado y la rentabilidad económica del proyecto.

Y entonces llega la parte final, decidir si se sigue adelante o no con la inversión. Si la decisión es afirmativa, deben efectuarse los siguientes trabajos:

- Estudios de impacto ambiental y arqueológico.
- Elaboración de documentación y proyectos de ejecución, tramitación, relaciones con la administración, particulares y compañía eléctrica.
- Gestión de compras (elaboración de especificaciones técnicas, petición y adjudicación de ofertas, contratación, etc.), obtención de licencias y permisos, gestión integral del proyecto, contratación de asesores técnicos, legales, de seguros, financieros, etc.

Los costes de instalación del parque eólico incluyen la obra civil, en particular las cimentaciones, hechas normalmente de hormigón armado, la construcción de carreteras (necesarias para transportar la turbina y las secciones de la torre hasta el lugar de la construcción y para las eventuales visitas de mantenimiento), un transformador (para convertir la corriente a baja tensión (690 V) de la turbina a una corriente a 10-30 kV apta para la red eléctrica), una conexión telefónica para el control remoto y vigilancia de la turbina, y los costes del cableado desde la turbina hasta la línea de alta tensión de 10-30 kV.

Los porcentajes de gastos de funcionamiento del parque son:

- Operación y Mantenimiento 57%.
- Alquiler de terrenos 16%.
- Seguros e Impuestos 14%.

-Gestión y Administración 13%.

La Tasa de Retorno de la Inversión (TIR) varía entre 7,6 a 8,7% para un parque eólico de 2500 horas anuales de viento.

Los aerogeneradores están diseñados para trabajar alrededor de 120000 horas de operación a lo largo de su tiempo de vida de diseño de 20 años.

Por otro lado, los porcentajes aproximados de los componentes del parque pueden verse en la figura 5.24.

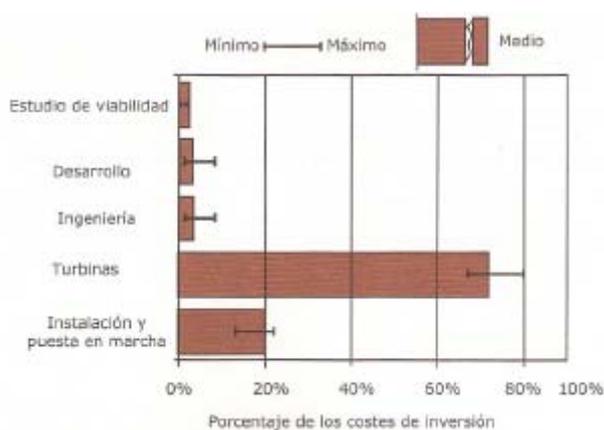


Fig 5. 24 Costes Inversión Parque Eólico

El coste de un parque eólico oscila entre 840 y 1000 €/kW, consideraremos el valor de 900 €/kW de potencia instalada. De este valor, los componentes tienen los siguientes porcentajes:

- | | |
|-----------------------------------|----------------------------------|
| Estudio de viabilidad 1% | Obra civil 12% |
| Turbina 65% | Transporte/montaje turbina 1,95% |
| Desarrollo e ingeniería 5% | Sistema eléctrico 12% |
| Planificación y administración 2% | Promoción del parque 1% |
| Otros 0,05% | |

Aplicando estos porcentajes se obtiene el coste del parque eólico en la tabla 5.6.

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	------------------------	--

Parque eólico de 15 aerogeneradores de 2,3 MW - Presupuesto aproximado				
Inversión unitaria por turbina = 900000 €/MW = 900000 · 2,3 = 2070000 €				2070000
Inversión total = 900000 €/MW = 900000 · 2,3 · 15 = 31050000 €				31050000
	P unitario	% inversión	Cantidad	Precio (€)
Estudio de viabilidad (1% inversión total)		1	1	39500
Componentes				
Torre meteorológica de 50 m (sensores de velocidad y dirección del viento)	15000	0,00086957	3	45000
Turbina 93 m diámetro (65% de la inversión total)	1345500	65	15	20182500
Transporte y montaje turbina (3% coste turbina = 1,95 coste total)	40365	1,95	15	605475
Obra civil - preparación del terreno, carreteras, ... (12% inversión total)		12	1	3726000
Conexión a la red - estación de suministro, ... (12% inversión total)		12	1	3726000
Planificación y administración - notario, compensaciones, ... (2% coste total)		2	1	621000
Desarrollo e Ingeniería, estudios de Impacto, ... (5% inversión total)		5	1	2587500
Promoción del parque (1% inversión total)		1	1	39500
Total parcial		99,9508696		32114475
IVA (16%)				5138316
Total con IVA				37252791

Tabla 5.6 Coste parque eólico 34,5 MW (15 aerogeneradores de 2,3 MW)

Dentro de los costes de mantenimiento se engloban el mantenimiento preventivo, el alquiler de una grúa, los repuestos, la línea de interconexión y los sistemas de control y el software.

Si el generador se encuentra al lado del mar es necesario un tratamiento anticorrosivo de los componentes y su correspondiente mantenimiento.

Siendo la producción media unitaria de cada aerogenerador de 4451 MWh anuales (Tabla 9.6), la producción anual es de $15 \cdot 4451 = 66765$ MWh Coste del mantenimiento del aerogenerador = 1% del kWh de salida (aumento 2% anual) o 1,5 al 2% de la inversión inicial de la turbina. Para 1% de 66765000 kWh es 667650 €.

El valor del 1,5% al 2% sobre la inversión inicial estaría comprendido entre 558792 € Y 745055 €. Seleccionamos el valor intermedio 700000 €/año.

Costes de operación del aerogenerador = 3% inversión total/año = $0,03 \cdot 37252791 = 1117584€$.

En los parques eólicos, como regla general, las turbinas ocupan 50 m² por cada m² barrido por el rotor.

Las turbinas dan empleo a 450 personas por TWh/año en operación y mantenimiento, o a 6 personas por MW de potencia en las nuevas turbinas.

Un posible calendario del proyecto puede verse en la figura 5.25.



Fig 5. 25 Calendario del proyecto

La tasa interna de rentabilidad (TIR) que indica la viabilidad del Proyecto, depende del tipo de interés aplicado ($r = 0,07$) Y de los años de vida útil de la planta ($n = 20$).

$$TIR = \frac{r}{\left(1 - \frac{1}{(1+r)^n}\right)} = \frac{0,07}{\left(1 - \frac{1}{(1+0,07)^{20}}\right)} = 0,0944 \quad (5.8)$$

El parque dispone de 15 aerogeneradores, con una producción anual de 66765 MWh y un factor de capacidad (FC) de 0,22%, según se ha visto anteriormente.

$$\begin{aligned} \frac{\text{capital}}{\text{KWh}} &= \left(\frac{\text{inversión}}{\text{potencia(kW)}}\right) \cdot \left(\frac{TIR}{FC \cdot 8760}\right) = \left(\frac{37252791}{2300 \cdot 15}\right) \cdot \left(\frac{0,0944}{0,22 \cdot 8760}\right) \\ &= \frac{0,05289\text{€}}{\text{kWh}} \end{aligned} \quad (5.9)$$

Costes anuales operación + mantenimiento = 1117584 + 700000 = 1817584 €

$$\text{Costes operación + mantenimiento} = \frac{1817584}{2300 \cdot 15 \cdot 0,22 \cdot 8760} = 0,02733 \text{ €/kWh}$$

Coste de extracción de la energía eólica = 0,05289 + 0,02733 = 0,08022 €/kWh

Los avances técnicos han permitido reducir el coste de extracción de la energía eólica a unos 0,08 a 0,10 €/kWh, siendo el objetivo de la Unión Europea alcanzar los

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	----------------------------	--

0,04 €/kWh, lo que constituye un valor competitivo con relación al coste de otras formas de energía.

Los avances técnicos han permitido también que los factores de disponibilidad alcancen el 98%, es decir, que los aerogeneradores estén preparados para funcionar ininterrumpidamente más del 98% del tiempo. Esta disponibilidad tan elevada permite que el coste por kWh sea más reducido, es decir de forma simplificada, si la máquina funciona el doble del tiempo produciendo el doble de electricidad, el coste del kWh se reduce a la mitad.

El parque eólico vende su energía a alguna empresa distribuidora. El BOE 67 de 18-03-2008 (RD 222/2008 de 15 de febrero), indica que, en la categoría b.2.1 (Instalación eólica en tierra), la tarifa eléctrica regulada es de 0,075681 €/kWh los primeros 20 años y que después su valor es de 0,063250 €/kWh.

Y en el caso de que el particular o la empresa propietaria del aerogenerador optase al mercado libre de producción de energía eléctrica, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado, la prima de referencia es de 0,030272 €/kWh en los primeros 20 años, el límite superior de la tarifa es 0,087790 y el límite inferior 0,073663, mientras que después de este tiempo su valor es nulo.

En el mercado de producción de energía eléctrica, el precio negociado estimado para el año 2008 es de 51,9 €/MWh (0,0519 €/kWh) (figura 9.38).

El balance económico para cada uno de los dos casos sería:

1- Tarifa regulada - Ingresos por transferencia de electricidad a la Red = 0,075681 €/kWh. 66765000 kWh/año = 5052842 €/año

Eligiendo la opción de tarifa regulada durante los 20 años de vida útil de la instalación, se estima un incremento medio anual del 1,4%.

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	------------------------	--

2 - Precio final venta libre al mercado = Precio negociado (0,0519 €/kWh) + Prima (0,030272 €/kWh) = 0,082172 €/kWh valor que se encuentra entre el límite inferior (0,073663 €/kWh) y el superior (0,087790 €/kWh) del RD 222/2008.

Parque eólico de 34,5 MW (15 generadores de 2,3 MW) - Tarifa regulada 0,075681 €/kWh												
Inversión total = 37252791 € Coste del mantenimiento = 700000 €/año (aumento 2% anual) Costes de operación = 3% inversión total/año = 3% de 37252791 € = 1117584 € (aumento 2% anual) Tarifa eléctrica regulada - Precio del kWh = 0,075681 €/kWh (aumento del 1,4 %/año) Ingresos iniciales = 0,075681 €/kWh · 66765000 kWh/año = 5052842 €/año Interés del capital = 8,75% Tasa de amortización 5%												
Año	Inv. inicial	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	
Ingreso		5052842	5123582	5195312	5268046	5341799	5416584	5492416	5569310	5647280	5726342	
Mantenimiento		-700000	-714000	-728280	-742846	-757703	-772857	-788314	-804080	-820162	-836565	
Operación		-1117584	-1139936	-1162734	-1185989	-1209709	-1233903	-1258591	-1283753	-1309428	-1335616	
Inversión		-37252791										
Cash-flow		-37252791	3235258	3269646	3304298	3339212	3374388	3409825	3445522	3481477	3517691	3554161
Pay-back		-37252791	-34017533	-30747887	-27443589	-24104378	-20729990	-17320166	-13874644	-10393167	-6875476	-3321314
Pay-back = 11 años												
Año	Inv. inicial	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	
Ingreso		5806511	5887802	5970232	6053815	6138568	6224508	6311651	6400014	6489615	6580469	
Mantenimiento		-853296	-870362	-887769	-905525	-923635	-942108	-960950	-980169	-999772	-1019768	
Operación		-1362329	-1389575	-1417367	-1445714	-1474628	-1504121	-1534203	-1564887	-1596185	-1628109	
Cash-flow		3500886	3627865	3665096	3702576	3740305	3778279	3816498	3854958	3893657	3932593	
Pay-back		269572	3897437	7562533	11265109	15005414	18783693	22600191	26455149	30348806	34281399	
VAN		-4918709										
TIR 20 años		6,93%		TIR 5 años	-22,04%		TIR 10 años	-1,64%		TIR 15 años	4,44%	
Ratio		3										

Tabla 5.7 Parque eólico de 34,5 MW (15 generadores de 2,3 MW) Tarifa regulada 0,075681€/kWh

Parque eólico de 34,5 MW (15 generadores de 2,3 MW) - Tarifa venta libre al mercado 0,082172 €/kWh												
Inversión total = 37252791 € Coste del mantenimiento = 700000 €/año (aumento 2% anual) Costes de operación = 3% inversión total/año = 3% de 37252791 € = 1117584 € (aumento 2% anual) Tarifa eléctrica venta libre al mercado - Precio del kWh = 0,082172 €/kWh (aumento del 1,4 %/año) Ingresos iniciales = 0,082172 €/kWh · 66765000 kWh/año = 5486214 €/año Interés del capital = 8,75% Tasa de amortización 5%												
Año	Inv. inicial	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	
Ingreso		5486214	5563021	5640903	5719876	5799954	5881154	5963490	6046979	6131636	6217479	
Mantenimiento		-700000	-714000	-728280	-742846	-757703	-772857	-788314	-804080	-820162	-836565	
Operación		-1117584	-1139936	-1162734	-1185989	-1209709	-1233903	-1258581	-1283753	-1309428	-1335616	
Inversión		-37252791										
Cash-flow		-37252791	3668630	3709085	3749889	3791041	3832543	3874394	3916595	3959146	4002047	4045298
Pay-back		-37252791	-33584161	-29875076	-26125187	-22334146	-18501603	-14627209	-10710614	-6751468	-2749421	1295877
Pay-back = 10 años												
Año	Inv. inicial	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00	
Ingreso		6304524	6392787	6482286	6573038	6665061	6758372	6852989	6948931	7046216	7144863	
Mantenimiento		-853296	-870362	-887769	-905525	-923635	-942108	-960950	-980169	-999772	-1019768	
Operación		-1362329	-1389575	-1417367	-1445714	-1474628	-1504121	-1534203	-1564887	-1596185	-1628109	
Cash-flow		4088899	4132850	4177150	4221800	4266797	4312143	4357835	4403874	4450258	4496986	
Pay-back		5384776	9517626	13694776	17916576	22183373	26495516	30853352	35257226	39707484	44204470	
VAN		-477103										
TIR 20 años		8,58%		TIR 5 años	-19,14%		TIR 10 años	0,62%		TIR 15 años	6,31%	
Ratio		3										

Tabla 5.8 Parque eólico de 34,5 MW (15 generadores de 2,3 MW) Tarifa de venta libre al mercado 0,082172€/kWh

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	------------------------	--

5.11.- Emisiones de un parque eólico:

En base a un informe del año 2004 de la Agencia de Protección Ambiental (Environmental Protection Agency's - EPA) de EEUU el parque eólico de 34,5 MW (2,3 MW. 15 aerogeneradores) ahorra anualmente:

Informe EPA - EEUU - parque eólico de 400 MW		Parque eólico de 34,5 MW	
Sustancia	Toneladas	Toneladas/MW	Toneladas
Nox	3579	8,948	309
SO ₂	6541	16,353	564
CO ₂	1467615	3669,038	126582
Mercurio	0,0460	0,0001	0,0040
Compuestos orgánicos volátiles	28	0,070	2
Partículas	84	0,210	7

Fig 5. 26 Ahorro de sustancias contaminadas de un parque eólico de 34,5 MW

5.12.- Seguridad:

Un aspecto importante en la construcción de los parques es la seguridad de las personas y los bienes, dada las grandes dimensiones de los componentes. Esta seguridad también se hace extensiva al mantenimiento del parque.

El manual de seguridad de la empresa de instalación y operación de los aerogeneradores, debe incluir los siguientes conceptos generales:

- Los riesgos derivados de accidentes, caídas, golpes, atrapa mientas y atropellos de maquinaria y el mantenimiento en perfecto estado de uso los equipos de seguridad y protección personal utilizados en el montaje y mantenimiento.
- Los riesgos eléctricos inherentes a las instalaciones eléctricas.
- La supervisión de los medios de Telecomunicación.
- Plan de señalización óptica, verbal y gestual.
- Equipos y procedimientos de seguridad para realizar el ascenso y descenso del aerogenerador, y la parada segura de la turbina.
- Ensayos o simulacros de incendio con personal especializado (con bomberos).
- Plan de seguridad en el montaje, y ensamblaje de todos los equipos (aerogeneradores, torre, góndola y rotor).

 <p data-bbox="245 197 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 141 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 141 1305 181">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

-Instalación eléctrica de media, baja tensión y control realizada según los procedimientos establecidos y aplicando la reglamentación correspondiente.

-Mantenimiento correctivo y preventivo de las instalaciones de energía eólica.

-Los medios de producción: Útiles de trabajo, herramientas y aparatos de medida, equipos para movimientos de materiales, grúas, trócolas, polipastos, gatos hidráulicos, herramientas de mano, llaves dinamométricas, mazas, nivel, medidor de espesores, taladro eléctrico, tenaza hidráulica de terminales, polímetro, medidor de aislamiento, GPS, equipos de seguridad personal, componentes de las instalaciones: torres, góndolas, palas, rotor, multiplicadoras, transformadores, equipos de medida, equipos de control.

5.13.- Estado actual de la tecnología:

Una idea del avance tecnológico puede darla el hecho de que el factor de disponibilidad de las primeras generaciones de turbinas era del 60% y en estos momentos se llega al 98%, no sólo en los aerogeneradores de pequeño tamaño, sino también en los de mediana y alta potencia.

El paso de una fabricación de prototipos a una fabricación en serie, aunque no sea de gran tirada, ha permitido, no solo una optimización de componentes, sino también una disminución importante en los costes. En estos momentos se habla de costes reales de instalación de unos 950 a 1200 €/kW, cuando la inversión media de los parques que ya están en explotación, es de unos 936 €/kW.

Este coste medio de la inversión tenderá a incrementarse en el futuro, debido a tres factores fundamentales:

1. Los emplazamientos futuros tendrán un menor potencial eólico, con la necesidad de aerogeneradores de mayor diámetro y mayor complejidad tecnológica.

2. Las exigencias medioambientales de reducción del número de aerogeneradores por parque para disminuir el impacto visual y garantizar un mayor respeto por la fauna obligará a la instalación de aerogeneradores de mayor potencia

 <p data-bbox="245 197 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 141 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 141 1305 181">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

unitaria (más de 3 MW) con torres de más de 80 m de altura, de mayor coste por MW instalado.

3. El incremento de tensión en los puntos de conexión, y la mayor flexibilidad y estabilidad de la operación de las subestaciones repercutirán en un mayor coste de integración en la red.

4. La falta de eficacia de los procedimientos administrativos es un freno fundamental para el desarrollo de la energía eólica, tal y como ha demostrado la experiencia internacional.

La liberalización del mercado eléctrico en algunos países ha retardado el avance de las instalaciones de energía eólica, pues de un sistema de precios fijos durante la vida del parque eólico (15 a 20 años), se ha pasado a un sistema de certificados verdes, con la gran incertidumbre que ello supone para los inversores.

En los aerogeneradores de gran tamaño se observa que, a medida que la potencia aumenta de forma lineal, los parámetros técnicos varían de una forma geométrica. Las palas pueden medir más de 100 m de diámetro estando sometidas a la fuerza del viento, de modo tal que los esfuerzos sobre las mismas varían en función del cubo de la velocidad del viento. A señalar que estos esfuerzos además de ser muy importantes, son tremendamente fluctuantes. Estas circunstancias hacen que la fatiga de los componentes del aerogenerador deba ser tomada muy en cuenta a la hora de calcular estas estructuras. Se está trabajando en proyectos de I + D que optimicen los diseños de los componentes a todos los niveles, desde la simplificación de los sistemas, hasta el estudio del comportamiento de nuevos materiales. Todo indica que la explotación óptima de la aerogeneración se va a conseguir con máquinas de gran tamaño.

En la actualidad, el viento satisface las necesidades de electricidad de unos 14 millones de hogares en todo el mundo. El 75% de la potencia eólica del mundo se concentra en Europa y el 80% de las turbinas son de origen europeo.

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
---	----------------------------	--

España tiene un potencial eólico aprovechable de 43000 megavatios, lo que le permitiría satisfacer en 2020 un mínimo del 20% de su demanda eléctrica prevista.

La eólica terrestre y marina, tienen unos techos de potencia muy superiores a los desarrollos actualmente planificados. Sin embargo, en el caso de la eólica terrestre, el desarrollo de todo su potencial exigiría ocupar un gran porcentaje del territorio peninsular (57%), por lo que parece adecuado limitar las aplicaciones en tierra en beneficio de los parques eólicos marinos.

Asimismo, otros tipos de generación de energía, tales como la solar, las centrales generadoras eléctricas con calderas de vapor a gas o carbón, y las centrales hidroeléctricas, pueden ayudar a suavizar o regularizar la carga en la red.

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
---	------------------------	-------------------------------------

6. -Parques Eólicos en el mar: Offshore

6.1.- Generalidades:

Se han llevado a cabo diversos estudios para evaluar los recursos eólicos de los mares europeos: algunos estiman en unos 3000 TWh/año la cantidad de energía que se podría extraer, y de ellos, 140 TWh/año en España. Otros rebajan este cálculo a alrededor de 500 TWh/año en el continente y 7 TWh/año en España, lo que sigue siendo un valor apreciable.

Las condiciones especiales del medio marino suponen importantes ventajas para el aprovechamiento de la energía eólica:

- En el mar la rugosidad superficial es muy baja en comparación con el medio terrestre y no existen obstáculos que puedan reducir la velocidad del viento. Esto favorece la circulación del viento a mayores velocidades y hace innecesario el tener que subir la altura de la torre más de lo que obligue la suma del semidiámetro del rotor y la altura máxima de la ola prevista. Por lo general, los vientos van ganando en velocidad al separarnos de la costa.

- El recurso eólico es mayor y menos turbulento que en localizaciones próximas en línea de costa sin accidentes geográficos. La existencia de menor turbulencia ambiental en el mar disminuye la fatiga a la cual se encuentra sometido un aerogenerador aislado, y aumenta su vida útil.

- Las áreas marinas disponen además de enormes espacios donde colocar aerogeneradores, lo que ofrece la posibilidad de instalar parques mucho más grandes que en tierra.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-----------------------------------	--

-La vastedad de este medio, unido a su lejanía de los núcleos de población, consigue reducir también el impacto visual sobre el paisaje.

-Su ubicación lejos de lugares habitados permite suavizar las restricciones impuestas por las autoridades ambientales en relación con la emisión y propagación de ruido e incrementar la velocidad de punta de pala, con la correspondiente disminución de su peso y de las estructuras que las soportan, consiguiendo una reducción significativa del coste de fabricación del aerogenerador en su conjunto.

Sin embargo, estas instalaciones marinas tienen también importantes desventajas respecto a las terrestres:

-La evaluación del recurso eólico en la Zona de Discontinuidad Costera (> 10 km) es más compleja y mucho más cara que en tierra.

-No existen infraestructuras eléctricas que conecten las áreas con mayores recursos eólicos en mitad del mar con los centros de consumo.

-Los costes de la cimentación y de las redes eléctricas de estas instalaciones encarecen en gran medida la tecnología offshore: si en tierra los aerogeneradores suponen del orden del 75% de la inversión total de un parque eólico, en el mar representan aproximadamente un 55%.

-Por su parte, el coste de la obra civil en un parque eólico marino tipo se estima en un 20% del total (frente al 5% en tierra firme) y el de las infraestructuras eléctricas en otro 20% (15% en tierra).

-Las limitaciones de acceso y las dificultades para trabajar en medio del mar en la fase de montaje y en el mantenimiento de la instalación.

 <p data-bbox="245 192 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 138 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 138 1305 174">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

-El aumento de los costes y dificultades de construcción, según el proyecto vaya alejándose de la costa o aumente la profundidad marina, siendo este último uno de los principales argumentos esgrimidos para justificar la nula penetración de la energía eólica marina en España (pues la mayoría de las aguas superan la profundidad máxima económicamente viable en la actualidad de 25 m).

-Debido a la mayor propagación de las turbulencias por la baja rugosidad del mar, el efecto provocado por la propia estela de los aerogeneradores sobre el resto de las máquinas de un parque eólico es más importante en este medio que en tierra, lo que disminuye la vida útil de las turbinas.

Para evitarlo, las máquinas requieren más separación entre ellas y esto implica un aumento de la inversión.

6.2.- Recursos de viento:

La velocidad media del viento en el mar puede estimarse combinando la información de los detalles de la costa, proporcionada por las imágenes del SAR (Synthetic Aperture Radar), y los datos de resolución temporal de un scaterómetro de microondas y un altímetro.

La exactitud de los datos es de 50 km y de 2 m/s en la velocidad y de 20° en la dirección del viento.

Aumentando el número de medidas, la exactitud llega a 0,1 m/s. Estos datos permiten también obtener la rosa de rumbos y la distribución de Weibull. A la velocidad media del viento de SAR se le puede aplicar una función de peso y transferir la información a puntos próximos a la costa con un alto grado de detalle espacial (figura 6.1).

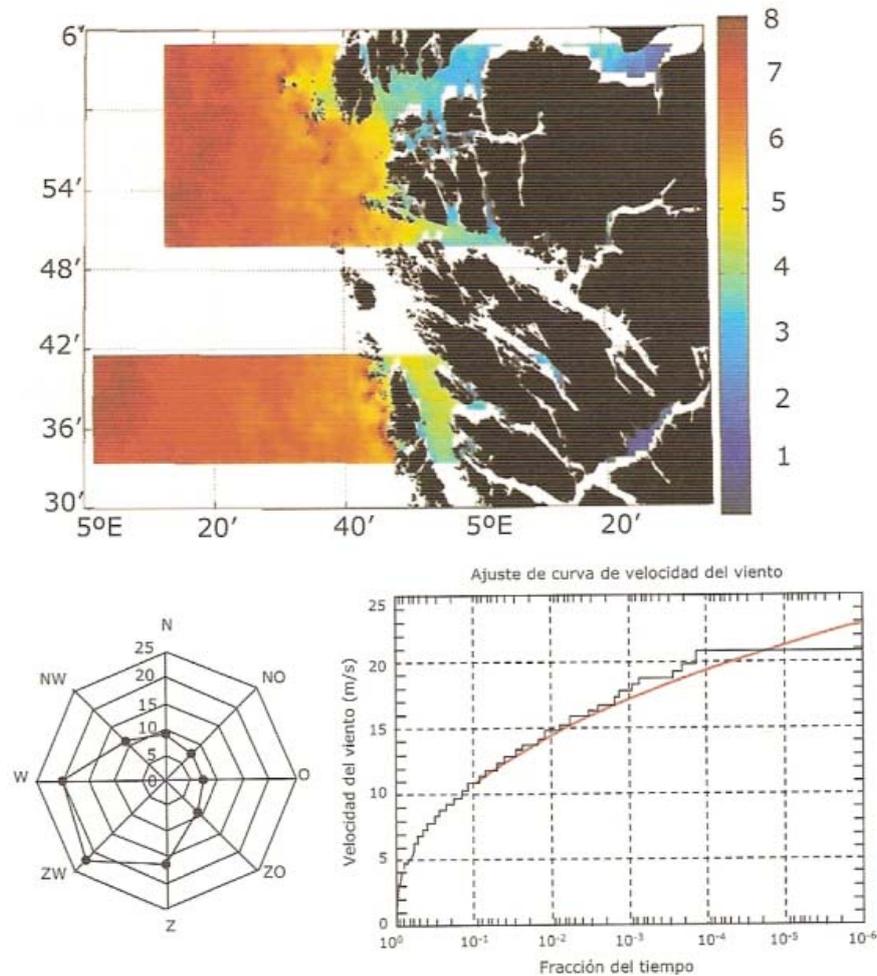


Fig. 6. 1 Velocidad media del viento en las costas Noruegas (SAR, scaterómetro y altímetro, rosa de los vientos y distribución de Weibull

De modo análogo a los parques eólicos en tierra, el anteproyecto inicial comienza con el examen de un mapa eólico de gran extensión, por ejemplo el de Europa, de aquí se pasa a un mar, por ejemplo el Mediterráneo y de aquí a una zona próxima a la costa.

Para establecer con exactitud las medidas de la velocidad del viento debe instalarse una torre meteorológica de unos 50 m de altura cuyo precio estimado con los sensores y el registrador digital incorporado es de unos 10000 €, coste al que hay que añadir el bloque de soporte del fondo marino, resultando la suma un total estimado de unos 50000 €. Añadiendo a esta suma el coste de la toma de medidas y su validación durante un año, da como cifra resultante unos 100000 €.



Fig. 6. 2 Torre meteorológica de un parque eólico marino

La distancia del parque a la costa influye en la producción de energía (figura inferior):

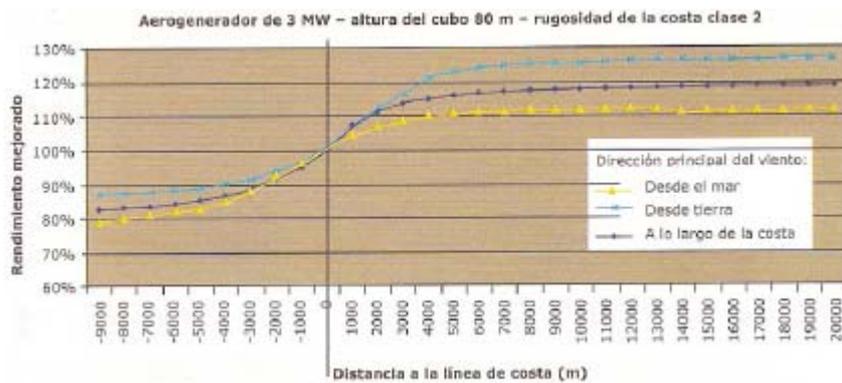


Fig. 6. 3 Rendimiento mejorado del parque marino con relación al terrestre.

A distancias mayores de 5 km no hay reducción de la potencia extraída del viento. Sin embargo, el potencial de energía cambia si en la costa existen montañas con una alta rugosidad.

Los avances conseguidos hasta la fecha están esperando para ser implementados en los grandes proyectos eólicos marinos. Los objetivos a conseguir en cuanto a características técnicas son: 25 kg de peso de góndola más rotor (top head mass) por cada m² de área barrida y 50 kg por kW de potencia nominal.

6.3.- Cimentación:

El límite económico de profundidad de la cimentación se establece en 30 m, si bien se han considerado incluso aerogeneradores flotantes para mayores profundidades. Por otro lado, la accesibilidad con bote al aerogenerador, está limitada a 2 m pero siempre pueden utilizarse barcos especialmente diseñados para transportar piezas y personas.

Existen 3 tipos básicos de cimentaciones, gravedad (2 - 20 m), monopilote (5 - 30 m) y trípode (15 - 30 m)

Gravedad - Estructuras de hormigón asentadas en el fondo marino y estabilizadas con arena que ocupan un gran espacio (15 m de diámetro) y son aptas para profundidades entre 2 y 20 m.

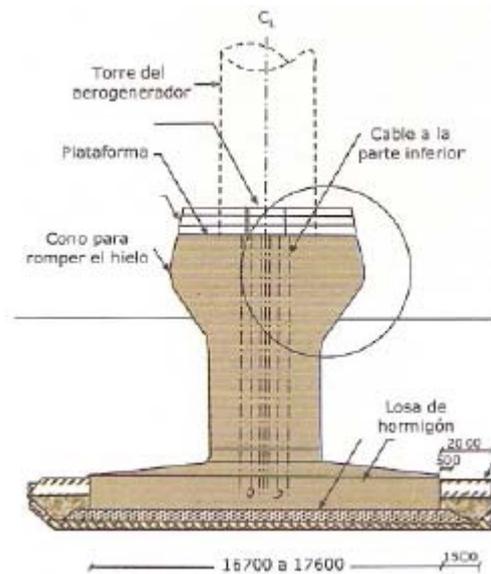


Fig. 6. 4 Cimentación por gravedad

Monopilote - Tubos de acero largos que son introducidos en el fondo por percusión o vibración, procesos que pueden durar horas. Ocupan poco espacio (5 m de diámetro) y se utilizan en profundidades entre 5 y 30 m.

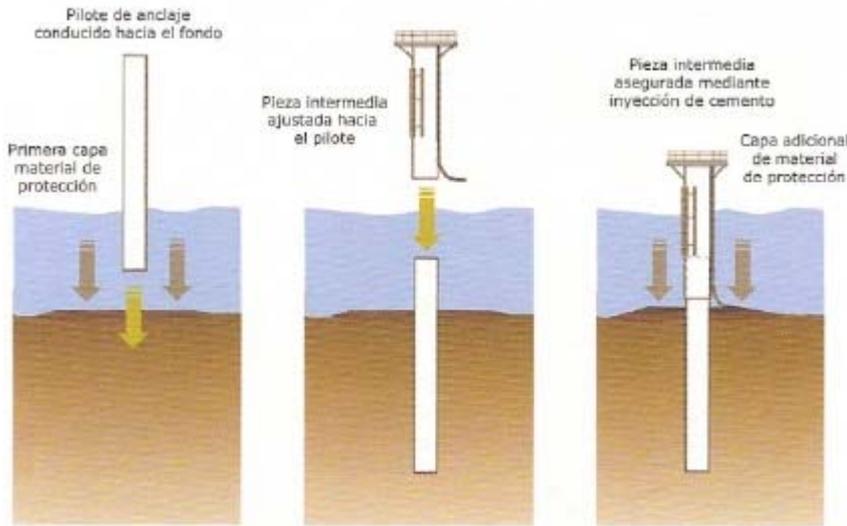


Fig. 6. 5 Instalación de pilotes en el fondo

WTG	Monopilote		Pieza de transición		Torre	
	Diámetro (m)	Espesor (mm)	Diámetro (m)	Espesor (mm)	Altura (m)	Altura (m)
2,0 MW	3,0-4,5	35-60	3,23-4,73	30-40	16 para 5 m profundidad 25 para más profundidad	60
3,6 MW	3,0-3,5	45-75	3,73-4,23	40	16 para 5 m profundidad 25 para más profundidad	65
5,0 MW	4,0-4,5	55-80	4,23-4,73	40-50	16 para 5 m profundidad 25 para más profundidad	75

Fig. 6. 6 Tipos de cimentación

Trípode - Compuesto de 3 pilotes unidos a un punto debajo de la pieza de transición, estando este punto a unos 4 m de profundidad. Se utilizan en profundidades entre 15 a 30 m.

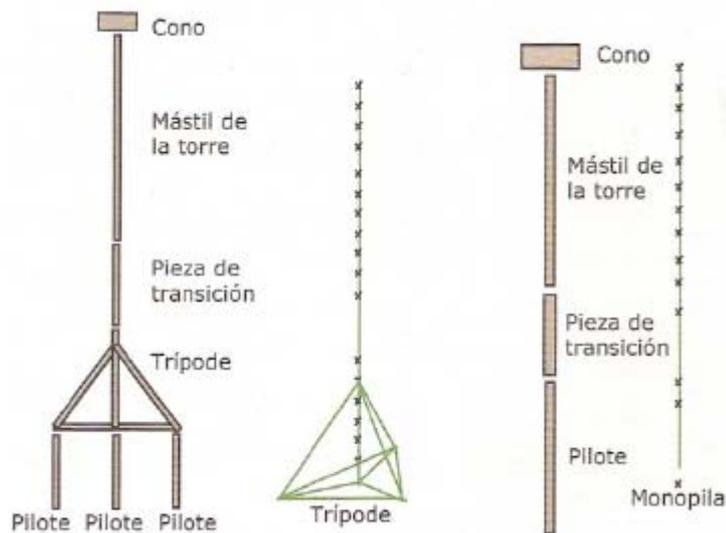


Fig. 6. 7 Instalación de un tripode

El gran desafío de las instalaciones mar adentro sigue siendo reducir los costes de las cimentaciones, Hasta la fecha todos los parques eólicos marinos instalados no superan los 20 m de profundidad y su distancia a la costa es menor de 15 km.

A profundidades superiores a los 50 m, que puedan llegar a los 200 a 700 m la turbina tipo debe ser flotante con una potencia típica de 5 MW y un diámetro del rotar de 120 m. Estará soportada por un cilindro de hormigón lastrado que es fijado en el fondo del mar con tres cables robustos unidos a anclas fijas en el fondo figura inferior. Esta técnica, que precisa que las turbinas sean ligeras, se piensa que se aplicará a dentro de 10 a 15 años.

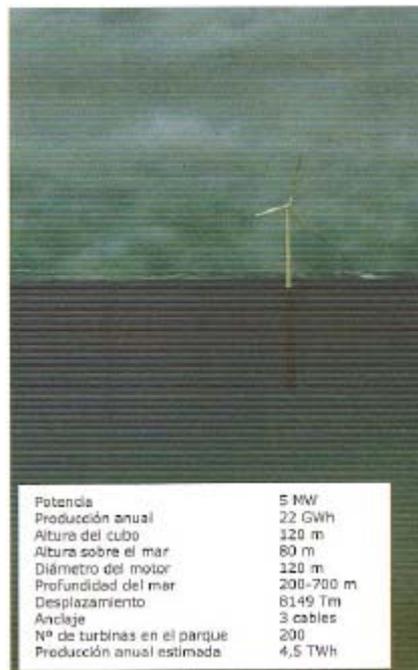


Fig. 6. 8 Parque marino flotante

El coste de la cimentación, incluyendo la instalación, para una profundidad de 8 m es de 250 - 300 €/kW. Comparado con el de un parque eólico en tierra que es sobre 40 - 50 €/kW, resulta ser unas 7 veces más caro. La cimentación representa un porcentaje del coste total del proyecto de un 20 25%.

Puede variar dependiendo de las condiciones del mar (olas altas, mareas).

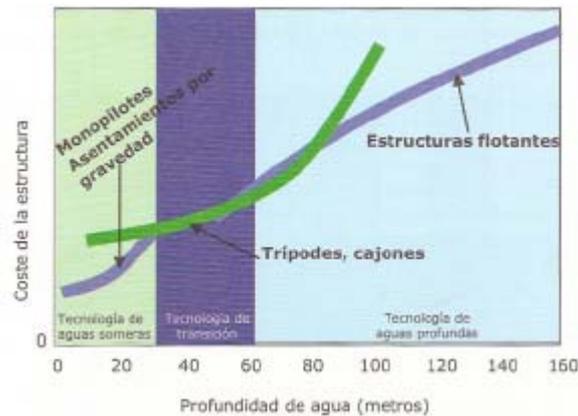


Fig. 6. 9 Coste subestructuras turbinas marinas

El coste de las subestructuras de fijación de la turbina aumenta con la profundidad. En la figura superior puede verse una aproximación cualitativa del aumento del coste.

6.4.- Tipos de aerogeneradores:

La potencia de los aerogeneradores en el mar ha llegado a los 5 MW de potencia nominal gracias a las mejoras incorporadas con palas de menor diámetro, más delgadas y menos pesadas, que han permitido una mayor velocidad de la punta de la pala. Esto ha sido posible por las menores exigencias de ruido que existen en el mar, comparadas con las de tierra.

Por otro lado se ha mejorado el servicio de mantenimiento incorporando mayor equipamiento en las góndolas para la descarga de material y personas y construyendo helipuertos en la subestación de tierra.



Fig. 6. 10 Aerogeneradores con acceso por helicópteros y helipuerto

6.5.- Transmisión de potencia de los aerogeneradores a tierra:

En la transmisión de potencia del aerogenerador a la red eléctrica de salida del parque, se emplean básicamente dos sistemas de conexión:

1. En la turbina con generador de inducción de doble bobinado, el convertidor alimenta la bobina del rotor, mientras que el arrollamiento del estator se conecta directamente a la red. El convertidor (c.a. - C.c. - c.a.) varía la frecuencia eléctrica del rotor y de este modo desacopla las frecuencias mecánica y eléctrica, haciendo posible la operación con velocidad variable del aerogenerador.

2. En la turbina de velocidad variable dotada de un generador síncrono acoplado directamente al eje del rotor, el generador y la red están desacoplados por medio de un convertidor electrónico de potencia y por lo tanto permiten la operación de velocidad variable.

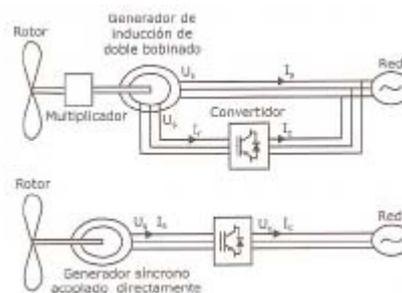


Fig. 6. 11 Circuitos aerogenerador-red en un parque eólico marino

La transmisión de potencia del parque a tierra se realiza a través de un cable submarino que se caracteriza por la protección incorporada de aislamiento eléctrico y un encamisado con metal y plástico. De este modo, está protegido de la corrosión marina y de los posibles daños mecánicos que pueda sufrir en su manejo desde el barco al mar y su soterramiento en el fondo.

El parque eólico opera a tensiones medias del orden de 30 kV a 60 kV, mientras que la transmisión a larga distancia lo hace en Europa a 380 kV. Por lo tanto deben

conectarse estas dos tensiones mediante un cable y un sistema de conversión adecuado.

Hay dos posibilidades de transmisión de la energía eléctrica:

1. Corriente alterna trifásica de alta tensión (HVAC - High voltage threephase alternating current transmisión) que se compone de los tramos: Parque marino - Transformador 30-60 kV /380 kV - Cable trifásico submarino c.a. de alta tensión - Transformador en tierra de 380 kV/Tensión red c.a. en tierra.



Fig. 6. 12 Cable submarino de c.a.

Existen dos tipos de cables de c.a.

-El cable trifásico con tres conductores aislados separadamente formando parte del cable. Esta disposición tiene como ventaja principal, la neutralización del campo electromagnético de los tres conductores, ya que la suma de tensiones e intensidades de los mismos es cero (Tensión máxima 170 kV Y en el futuro 245 kV, potencia máxima 200 MVA y en el futuro 250 MVA). Sin embargo, en la transmisión a grandes distancias los tres conductores paralelos actúan como un condensador y generan una potencia reactiva, por lo cual, el sistema precisa de unidades de compensación que deben instalarse en los extremos del cable. Esto reduce la distancia de transmisión que queda limitada a unos 120 km.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

-El cable monofásico requiere tres cables separados, lo que proporciona una gran capacidad de transmisión al sistema (Tensión máxima 420 kV Potencia máxima 1200 MVA).

2) Corriente continua de alta tensión (HVDC - High voltage direct current transmission). El sistema HVDC, que es el sistema preferente para grandes distancias de transmisión consta de los tramos: Parque marino Convertidor 30-60 kV c.a. /c.c. alta tensión - Cable bipolar submarino c.c. de alta tensión - Convertidor c.c. / Tensión red c.a. en tierra.

Existen dos variantes:

-Tiristor HVDC. Tiene como ventaja principal la transmisión de alta tensión del orden de 800 kV, con una potencia de 800 a 1000 MW y con un conductor bipolar de dos conductores. Su desventaja es que no puede generar la tensión y frecuencia de red en el propio parque. Para arrancar los aerogeneradores, es necesario proporcionar una tensión en c.a., lo que requiere instalar un generador Diesel o bien un cable adicional de c.a. en paralelo con el cable de c.c., que mas adelante podrá utilizarse como cable auxiliar para ampliar la potencia del parque.

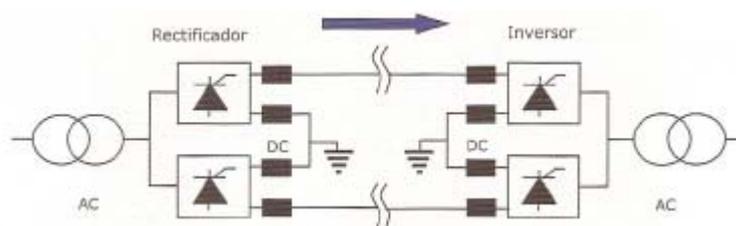


Fig. 6. 13 Transmisión por tiristor en el sistema HVDC

-Transistor bipolar de puerta aislada (IGBT - insulated-gate bipolar transistors). Puede conmutarse en la mitad de la onda de c.a., con lo que el Inversor podrá generar tensiones sinusoidales en operación, en los cuatro cuadrantes de la onda, haciendo posible la transferencia de energía en ambas direcciones, así como en la zona inductiva y capacitiva. Esa característica permite proporcionar tensión y frecuencia a las

turbinas, sin necesidad de instalar un generador diesel o un cable adicional de conexión de c.a. Estos sistemas también se llaman HVDC Light (ABB) o HVDCplus (Siemens).

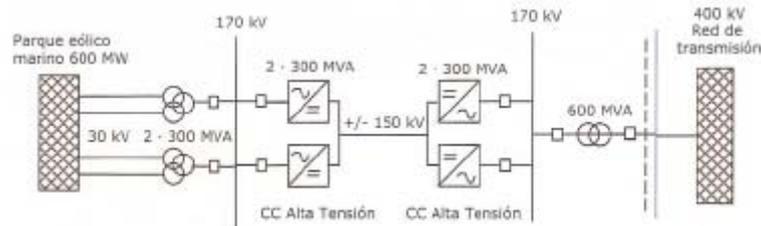


Fig. 6. 14 Transmisión HVDC entre el parque eólico marino y la costa

El cable submarino de c.c. no induce tensiones ni corrientes y por lo tanto no sufre pérdidas de potencia a través de las camisas de metal como ocurre con el cable de c.a. con la corriente constante, produce un campo electromagnético que puede afectar la vida marina (cetáceos) y la navegación marítima. Para resolver el problema, los dos polos del sistema (directo y retorno) deben instalarse paralelos y próximos entre sí de forma que los campos magnéticos se neutralicen mutuamente, sistema conocido con el nombre de transmisión bipolar, en contraste con el sistema monopolar donde un conductor conecta al mar, las dos estaciones convertidoras, mientras que el fondo del mar actúa como el conductor de retorno. Los electrodos del conductor de retorno producen electrolisis, por lo que el sistema monopolar no se emplea en la transmisión de energía de los parques eólicos marinos.

En la figura siguiente pueden verse los costes operacionales de los dos sistemas HVDC y HVAC y en la tabla 6.1 una comparación de los mismos.

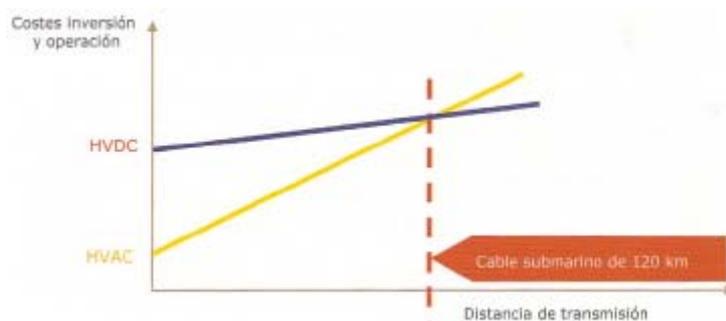


Fig. 6. 15 Comparación entre los sistemas de transmisión HVDC y HVAC

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	------------------------	--

	HVAC	HVDC	
		Tecnología tiristor	Tecnología transistor bipolar de puerta aislada (IGBT)
Pérdidas de transmisión	Alta, aumenta con la distancia	Baja	Baja
Alimentación tensión y frecuencia red	Posible	Imposible	Posible
Alimentación de potencia reactiva	Sí	No, en su lugar debe instalarse una fuente de potencia reactiva	Sí, mediante inversor
Control de potencia activa y reactiva	Imposible con el sistema de transmisión	Posible mediante el sistema de transmisión	Posible mediante el sistema de transmisión
Dirección de transmisión	Bidireccional	Sólo en una dirección	Bidireccional
Espacio requerido	Pequeño, con aparellaje con gas aislador	Importante, debido a los tristoros aislados con aire y al amplio uso de filtros armónicos	Importante, debido al semiconductor aislado con aire
Ventajas	Tecnología simple. Probado en muchas aplicaciones de los parque eólicos marinos	Muy alta capacidad de transmisión	Transmisión bidireccional. Alimentación de potencia reactiva a los generadores de inducción
Desventajas	Pérdidas altas que aumentan con la longitud del cable	No aportación de potencia reactiva. No hay generación de tensión de la red	Capacidad de transmisión limitada. Sólo existen actualmente unas pocas aplicaciones

Tabla 6. 1 Comparación entre los sistemas de transmisión HVAC y HVDC

La especificación del cable requiere un conocimiento de las olas, las mareas, Y los terremotos de la zona. También debe estudiarse el impacto ambiental que va a producir el arar el fondo para enterrar el cable. Incluso puede ser necesario posponer la instalación hasta el invierno ya que entonces la vida marina es menos activa.

La instalación de un cable submarino puede llegar a costar de 1 a 3 veces el coste del propio cable. Se realiza con un barco especializado, capaz de trabajar en aguas someras y con una tripulación con experiencia. El barco dispone de espacio para el empalme de los cables, una bobina de almacenamiento, maquinaria para dar la tensión adecuada al cable, un equipo para abrir zanjas en el fondo y también debe ser capaz de efectuar maniobras dinámicas de posición.

Los cables se entierran en el fondo a 1 - 4 m mediante vehículos submarinos que practican surcos en el fondo de forma mecánica o bien utilizan un chorro de agua. De este modo se reduce el riesgo de los posibles daños que puedan causar los barcos de pesca en sus operaciones y los restantes barcos en la maniobra de anclaje.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-------------------------------	--



Fig. 6. 16 Vehículo de operación remota de soterramiento de cables en el fondo

El coste aproximado del cable, incluyendo instalación, trámites administrativos para permiso y conexión, es de 0,5 millones de euros/km para tensiones medias de 33 kV Y el doble para tensiones más altas del orden de los 72 kV. Con relación al coste total del parque eólico marino, el equipo de transmisión de energía representa aproximadamente del 10 al 20% de la inversión total.

6.6.- Disposiciones de los aerogeneradores:

Normalmente los aerogeneradores se disponen en varias filas que conforman un paralelogramo regular, con el fin de conseguir una disposición equilibrada que permita capturar el máximo de energía del viento, y que tenga un coste mínimo en los cables de conexión y en la instalación. Lo ideal es que la profundidad de anclaje de todos los grupos sea prácticamente la misma.

En la figura inferior pueden verse varias disposiciones de las turbinas en el parque eólico marino, dispuestas en orden de preferencia, según el impacto visual que causen vistas desde la costa. Esta clasificación coincide con la de los helicópteros de salvamento en el uso del radar, es decir, la número 1 es la mejor y la número 6 es la peor.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

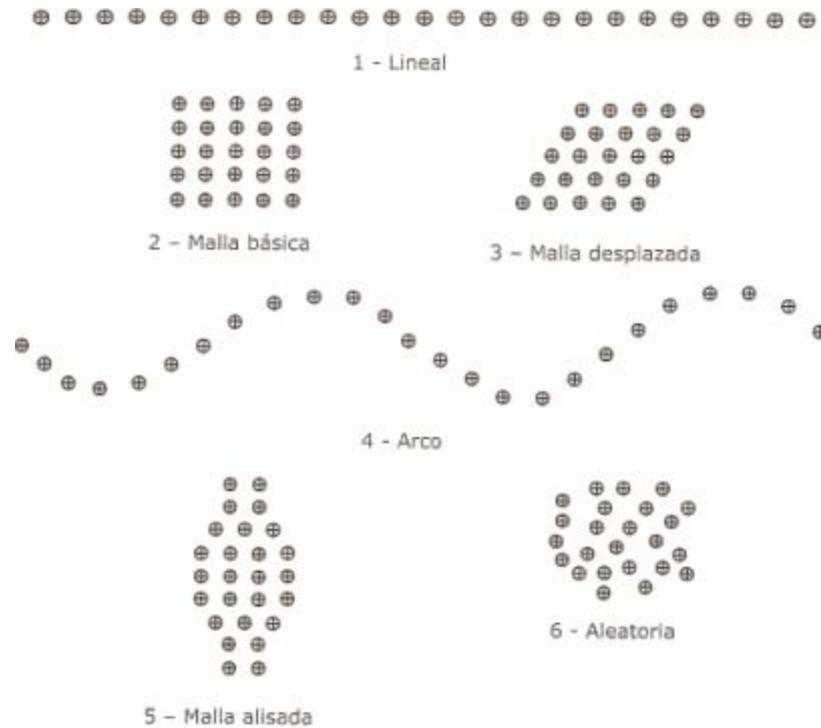


Fig. 6. 17 Disposición de las turbinas.

6.7.- Impacto ambiental en la vida marina:

6.7.1.- Campos electromagnéticos generados por el cable submarino:

El campo magnético de la Tierra es utilizado por muchos organismos para orientarse en su navegación durante las migraciones. Los organismos vivos emiten campos eléctricos denominados campos bioeléctricos que pueden ser detectados por peces depredadores elasmobranquios (tiburones, rayas). Los cables submarinos generan campos electromagnéticos (eléctricos más magnéticos) de suficiente intensidad, que pueden ser detectados por especies sensibles de peces. Sin embargo se desconoce si la interacción entre los peces y el campo artificial eléctrico puede tener consecuencias para ellos.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-----------------------------------	--

Con relación a los campos electromagnéticos emitidos por los cables del parque eólico marino, la información disponible sugiere que pueden afectar a los organismos acuáticos de la costa. Sin embargo no se han realizado estudios a gran escala sobre los efectos antropogénicos de la f.e.m. sobre los peces electrosensibles (elasmobranquios), en particular en las zonas someras de bancos de arena.

Un estudio experimental se realizará en el Reino Unido en jaulas de gran capacidad (40 m de diámetro 5 m de alto) ancladas en el fondo a 50 - 100 m de la costa. Se introducirán peces elasmobranquios en las jaulas, que se monitorizarán durante varias semanas, exponiéndolos a fuentes simuladas de f.e.m en periodos no superiores a 3 horas y con 6 horas entre exposiciones. Los resultados del estudio permitirán establecer recomendaciones para los parques eólicos marinos.

Por otro lado, el pre armado y el soterramiento de los cables a una profundidad mínima de 2 m en el fondo marino, asegura que el impacto electromagnético sobre los peces será despreciable.

6.7.2.- Ruido:

Preocupa que el ruido generado por el movimiento mecánico de los aerogeneradores y otras vibraciones sea transmitido al mar, vía la estructura de la torre, dañando a los mamíferos marinos. Se han realizado ensayos en Dinamarca que han mostrado que los niveles de ruido solo son significativos hasta unos pocos cientos de metros. Sin embargo, el ruido introducido en aguas profundas, se desplaza a mucha distancia y puede afectar a las grandes criaturas marinas, tales como las ballenas, que tienden a usar frecuencias más bajas que las marsopas y las focas.

Asimismo, en forma parecida a los barcos hundidos, las cimentaciones de los aerogeneradores proporcionarán una especie de arrecife artificial lo que aportará una fuente adicional de alimentos a los peces, atrayendo así nuevas especies de peces y creando un área rica en alimentos.

Los parques eólicos marinos añaden unos 80 - 110 dB al ruido ambiente de baja frecuencia (unos 400 Hz) del mar, lo que puede alterar las comunicaciones y los niveles

 <p data-bbox="245 197 443 246">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 143 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 143 1305 183">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

de estrés de las ballenas y posiblemente la distribución de las presas. En operación, el ruido del parque se cree que no afectará la población de peces.

En tierra el ruido será despreciable. Con el parque en fase de operación, se estima que el ruido que llegará a tierra será inferior a unos 22 dB, Y su intensidad estará por debajo del ruido ambiente típico de 30 dBA creado por las velocidades bajas del viento, próximas a la velocidad de desconexión de los aerogeneradores.

	<h2>Título Proyecto</h2>	<h1>Energía Eólica terrestre y marítima</h1>
--	--------------------------	--

Acciones	Fuentes de impactos potenciales	Ejemplos
Pájaros	Turbinas, palas del rotor y la estela aerodinámica	Colisión de los pájaros
	Emisión de luz	Riesgo de colisión aumentado por la atracción de las luces de navegación de los aerogeneradores
	Conjunto del parque eólico	Pérdida temporal o permanente bancos de arena
		Fragmentación de las áreas de alimentación, reproducción y radares, así como rutas migratorias debido al efecto barrera
	Tráfico de barcos durante la construcción y el mantenimiento	Cambio disponibilidad de alimento especies
Cable eléctrico a la costa - aumento en la temperatura de los sedimentos durante la operación del parque	Estrés y disminución de la forma biológica	
Murciélagos	Tráfico de barcos durante la construcción y el mantenimiento	Exclusión temporal o permanente del hábitat
	Cable eléctrico a la costa - aumento en la temperatura de los sedimentos durante la operación del parque	Riesgo aumentado de botulismo en las áreas costeras dando lugar a un aumento de muertes de aves marinas y acuáticas
Mamíferos marinos	Turbinas, principalmente las palas del rotor y la estela aerodinámica	Colisión y efectos de barrera
	Efectos de sombra de las palas del rotor	Pérdida del hábitat evitando dichos efectos
	Emisión de ruido y vibraciones en el cuerpo	Fragmentación de las rutas migratorias y de los lugares de alimentación y reproducción
	Tráfico de barcos durante la construcción y el mantenimiento	Cambios en el comportamiento por estrés
	Cables eléctricos	Perturbación del sentido de orientación

Acciones	Fuentes de impactos potenciales	Ejemplos
Peces	El cable eléctrico desde el parque a la costa emite campos electromagnéticos artificiales durante la operación, en particular los cables de corriente continua monopolares	Perturbación del sentido de orientación (especialmente las especies migratorias)
	Emisión de ruido y vibraciones en el cuerpo	Impide la actividad de alimentación
	Nubes de partículas y sedimentación durante la construcción	Pérdida hábitat por perturbación y estrés
	Introducción de sustrato duro	Daños a los huevos de los peces
Organismos bentónicos (mejillones,...)	Depósito del cable en el fondo	Alteración disponibilidad y abundancia peces
	Destrucción local durante la construcción o el desmantelamiento de las cimentaciones	Degradación aumentada del contenido orgánico, liberando metales pesados
	Cobertura permanente del fondo del mar	Pérdida temporal y permanente del hábitat
	Introducción de sustrato duro artificial	Alteración composición comunidad bentónica
	Cambios en la hidrodinámica	Pérdida indirecta del hábitat por cambios a pequeña y gran escala de la estructura y dinámica del sedimento
	Cable eléctrico a la costa - aumento en la temperatura de los sedimentos durante la operación del parque	Alteraciones en la comunidad endobentónica incluyendo la colonización por especies ajenas
Macrófitos (algas,...)	Destrucción local durante la construcción o el desmantelamiento de las cimentaciones	Degradación aumentada del contenido orgánico, liberando metales pesados
	Cobertura permanente del fondo del mar	Pérdida temporal y permanente del hábitat
	Cambios de la dinámica de las corrientes y de las condiciones del sedimento	Pérdida del hábitat
	Introducción de sustrato duro artificial	Alteraciones en la composición de la comunidad
Hidrodinámica y morfodinámica	Construcción y presencia de las cimentaciones y de los cables	Cambios en la dinámica del sedimento. Por ejemplo, haciendo mas lentos los procesos de erosión natural y sedimentación (en la zona y en las líneas de costa próximas)
		Reducción de la energía de las olas (efectos de sombra) y posibles efectos en la entrada e intercambio de sedimentos
Paisaje	Estructuras altas visibles a distancia	Forma de las playas y defensas de las inundaciones
	Rayos	Intrusión en el aspecto lano y sin características del mar e industrialización de este paisaje natural
Navegación	Peligro de colisiones entre buques y las turbinas (incluyendo las restricciones en las rutas marinas)	Alteración del paisaje escénico, principalmente por la noche
		Polución por limpieza de aceite o de productos químicos
Operaciones de emergencia	Obstáculos debido a la presencia de las estructuras estáticas	Impacto en las operaciones económicas
		Impacto en las operaciones de emergencia
Otros usuarios	Exclusión de otros usuarios del área	Pérdidas socio-económicas, por ejemplo las piscifactorías y el turismo
		Perturbación del paisaje natural

Tabla 6. 2 Impactos potenciales de los parques eólicos marinos

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	------------------------	--

Beneficio	Observaciones	Recomendaciones y oportunidades
Reducción del dióxido de carbono de efecto invernadero	Las concentraciones y la temperatura global de la tierra han aumentado debido al consumo de combustibles fósiles. Este aumento puede producir inundaciones, erosión, pérdida de terreno y como consecuencia implicaciones en la industria, el turismo, la agricultura, el hábitat de las costas y la pérdida de agua dulce con cambios en la salinidad del mar y en los nutrientes y afectación de la biodiversidad marina	Producción de electricidad con energías renovables (eólicas, solar, hidráulica,...)
Uso del viento como una fuente inagotable	El viento en el mar proporciona un 40% más de energía que en tierra Rugosidad superficial muy baja, lo que hace innecesario subir mucho la altura de la torre Menor turbulencia lo que disminuye la fatiga del aerogenerador Enormes espacios disponibles para las áreas marinas Menor impacto visual por la lejanía del parque con relación a la costa Menores restricciones de las autoridades en cuanto a ruido, lo que permite aumentar la velocidad de la pala con menor peso de la misma y de la estructura del aerogenerador	
Beneficios económicos	Creación y conservación de puestos de trabajo Potencial para el desarrollo del turismo Transferencia técnica de conocimientos a otros países	Fabricación de turbinas y la construcción, operación y mantenimiento de los parques eólicos Viajes en barco al parque Fuente de ingresos para los países que se adelanten en investigación de la energía eólica marina
Potencial básico para una futura producción de hidrógeno	La producción de hidrógeno se haría localmente en el propio parque o en la costa mediante electrolisis del agua	El hidrógeno es el combustible del futuro y será de interés comercial cuando los combustibles fósiles empiecen a agotarse
Refugio de los peces	No se permite la pesca en la zona del parque	Santuario de peces para los buceadores
Beneficio	Observaciones	
Evaluación del recurso eólico en la zona costera	Es compleja y mucho más cara que en tierra	
Infraestructuras eléctricas	No existen y deben crearse para conectar las áreas marinas con mayores recursos eólicos con los centros de consumo El coste de los equipos encarece en gran medida el parque. Los aerogeneradores marinos representan un 55% de la inversión total mientras en tierra llegan al 75% Esto significa que la inversión total en el mar es mucho mayor que en tierra El coste de la infraestructura eléctrica es el 20% mientras que en tierra es el 15% de la inversión total	
Obra civil	Coste más elevado. Es el 20% del total frente al 5% en tierra	
Limitaciones de acceso	La dificultad para trabajar en medio del mar en la fase de montaje y de mantenimiento de la instalación	
Disposición de los aerogeneradores	Debido a la baja rugosidad del mar, la estela de los aerogeneradores es más importante en el mar que en tierra, lo que obliga a separar más las turbinas lo que implica un aumento de la inversión El coste de la construcción es mayor cuanto más alejado esté el parque de la costa ya que entonces la profundidad es grande. Se estima que la profundidad máxima económica es de 25 m	

Tabla 6. 3 Desventajas de los parque eólicos

6.8.- Control del parque eólico marino:

Se aplica la clásica tecnología HVDC de ABB para transmitir potencia a través de un cable submarino. La potencia típica de transmisión está entre 100 a 3000 MW.

Otro sistema es el HVDC Light llamado también la transmisión invisible de potencial por realizarse a través de cables soterrados y con una potencia de unos 550 MW, si bien se prevé que en el futuro se alcancen 1100 MW y 300 kV.

Esta técnica presenta campos electromagnéticos neutros, cables libres de aceite y estaciones convertidoras compactas. Como comparación, una central eólica marina de

400 MW equivale a una central de carbón de tamaño medio, lo cual ahorra la emisión anual de 1,5 millones de toneladas de CO₂.

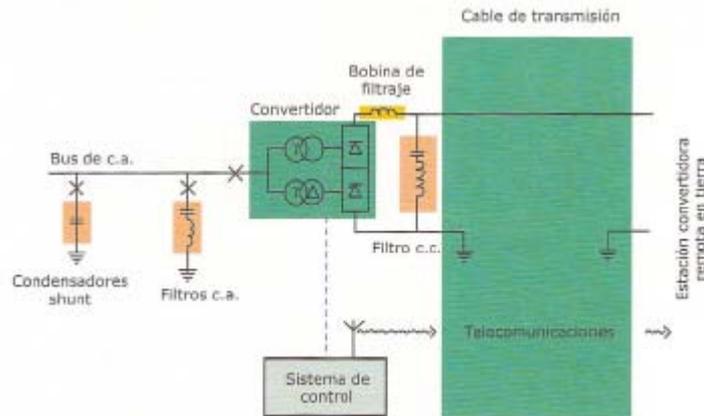


Fig. 6. 18 Esquema de un sistema HVDC

En la figura superior puede verse el esquema de un sistema HVDC. El control se efectúa ajustando el instante del disparo de las válvulas de tiristor, lo que permite obtener la combinación deseada de voltaje y corriente en el sistema de transmisión de c.c. a través del cable submarino.

La potencia total del parque eólico puede ser controlada con el sistema SCADA. Este se adapta y controla la potencia extraíble del parque dependiendo de la velocidad del viento. El operador introduce como punto de consigna la potencia deseada y el sistema calcula el número de turbinas requeridas en operación. A su vez el operador puede vigilar el estado de cada turbina. El cable de comunicaciones puede ser un par de hilos de cobre torsionados (RS 485), o bien fibra óptica o radio telemetría.

Cable de cobre - El estándar RS-485 permite la transmisión hasta 1200 m a la velocidad de 4 Mbits/s o bien 2500 m a 9600 bits/s. El cable de cobre puede formar parte del cable submarino. Tiene el inconveniente de ser susceptible a sobretensiones transitorias.

Fibra óptica - Presenta una mayor amplitud de banda, un aislamiento galvánico y es inmune al ruido eléctrico. Un cable único puede transmitir datos hasta 100 km de

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-----------------------------------	--

distancia a la velocidad de 2 Gb/s, mientras que el cable multimodo alcanza los 6 km a la velocidad de transmisión de datos de 100 MB/s.

El cable de fibra óptica puede enviar imágenes de las turbinas y del estado del mar. Esta información es de interés para decidir el enviar un bote con el personal de mantenimiento al parque, o bien permite detectar barcos de pesca no autorizados o anclados, que puedan dañar el cable submarino.

Radio telemetría - No requiere conexiones y se transmite en línea recta. La radio sin licencia trabaja en la frecuencia modulada de 400-500 Hz. A la velocidad de 9600 bis alcanza la distancia de 1 km y llega a los 10 km a una menor velocidad de 1200 bis.

Las radios con licencia pueden operar a mas altas potencias con lo que alcanzan fácilmente los 30 km de distancia. Las comunicaciones por radio pueden ser afectadas por el estado del mar y las condiciones atmosféricas. El sistema SCADA figura inferior, permite controlar la potencia activa y reactiva, la frecuencia de la corriente entregada a la red y la producción del parque.

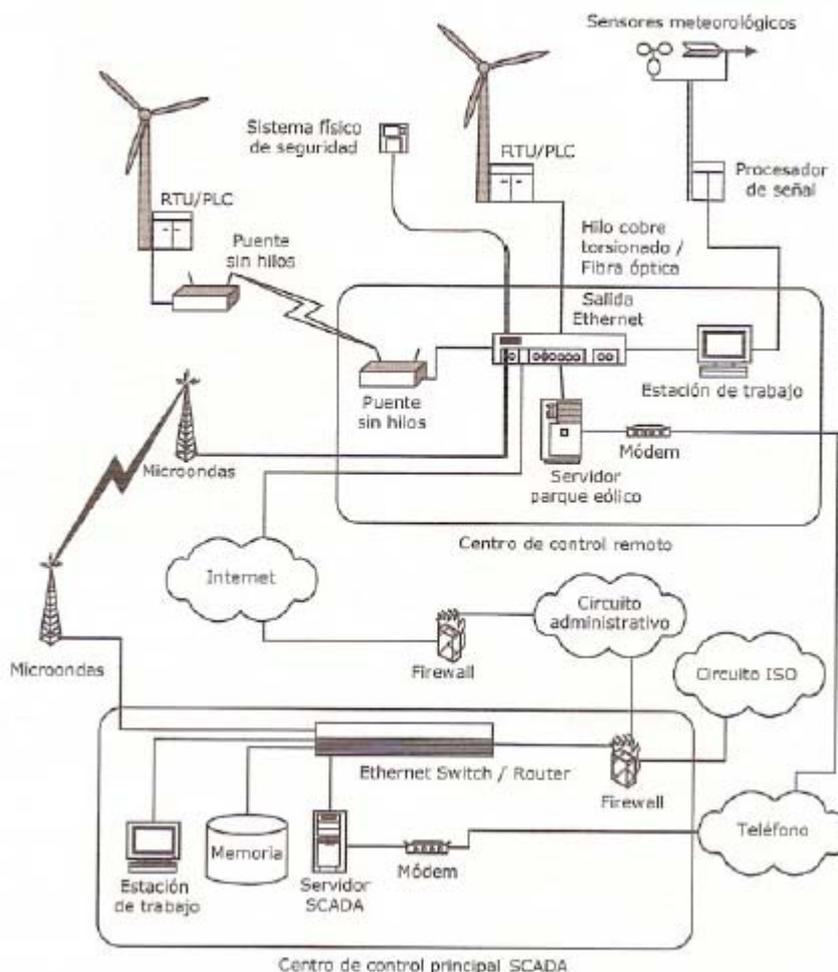


Fig. 6. 19 Sistema SCADA

También puede realizar un mantenimiento preventivo del parque con los sensores adecuados:

- Análisis de vibración (estado de los rodamientos del aerogenerador, desequilibrio del rotor, alineación del eje).
- Medida de temperaturas.
- Imágenes térmicas de los transformadores.
- Análisis acústico.
- Vigilancia de la corrosión.
- Inspección visual.

En la figura inferior pueden verse los porcentajes de fallos típicos de un aerogenerador.

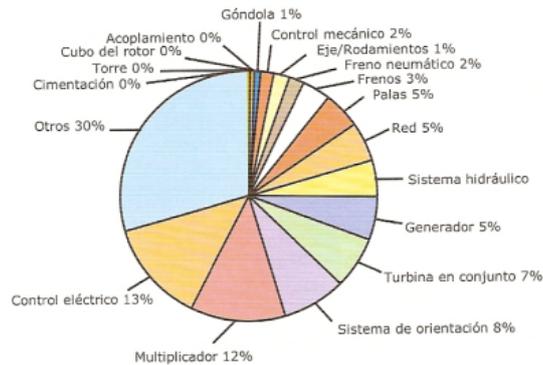


Fig. 6. 20 Porcentaje de fallos típicos de un aerogenerador

6.9.- Viabilidad del parque eólico marino:

Si bien un parque eólico marino produce mayor energía que un parque eólico en tierra, el alto coste inherente lo hace menos factible. Sin embargo, el potencial prometedor que ofrece hará que se expanda enormemente en el futuro. Una de las limitaciones importantes es la profundidad del lecho marino donde se instalan las cimentaciones que sustentan cada aerogenerador. Para que los gastos de instalación no se disparen, la profundidad ideal no debe ser mayor que unos 20 m.

6.9.1.- Gastos de instalación y operación:

El coste aproximado de la instalación de un parque eólico marino es de 2,3 M€/MW y el coste de operación del kWh es de 0,06 €/kWh.

Existe una tendencia, a medida que se gana experiencia en la construcción de las centrales eólicas en el mar y a la vista de la operación y mantenimiento posteriores de un descenso continuado en el precio del kWh, tendencia que no se aprecia tanto en el coste de compra e instalación de la central eólica. En la figura inferior puede verse la tendencia hasta el año 2010 en el coste del kWh. Según un estudio de la empresa Offshore Design Engineering (ODE) del año 2007, el coste estimado del MW instalado es de 2,3 M€, es decir, 2,3 €/W o 2300 €/kW. Comparados estos costes con los de los parques eólicos terrestres (unos 900 €/kW) se deduce que en el mar (2300 €/kW) el coste de la generación de energía con el viento es unas 2,5 veces mayor.

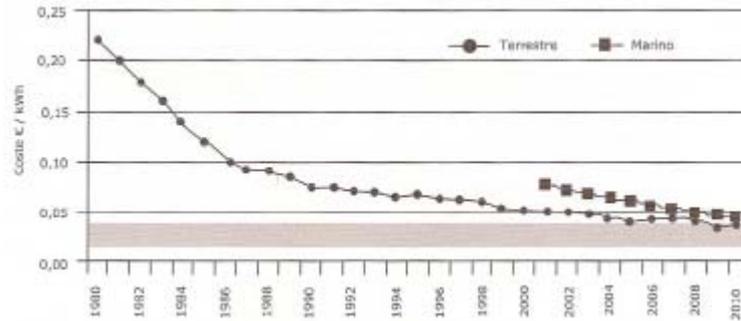


Fig. 6. 21 Coste histórico y tendencia del coste kW/h en parques eólicos marinos en Europa

6.9.2.- Criterios de desarrollo:

A nivel de proyecto, los pasos a realizar pueden verse en la tabla contigua:

Criterios de desarrollo del proyecto de un parque eólico marino	
Desarrollo a nivel macro	
Clima regional de vientos en la costa	
Atlas de vientos en el mar	
Acuerdo de compra de la energía generada	
Desarrollo a nivel micro	
Valoración de recursos del viento	
Profundidad/Costes de la fundación de las torres	
Conexión a la red	
Relación rendimiento/Coste	
Layout del parque	
Tipo de generador	
Impacto visual y acústico (integración)	
Intereses en la protección de:	
	Pájaros y peces
	Pesca
	Militar
	Aviación
	Tráfico marítimo
	Turismo
Organización	
Política local	
Industria	
Grupos verdes	
Propietarios locales	
Capacidad de inversión y desarrollo	

Tabla 6. 4 Criterios de desarrollo del proyecto

Es importante acordar con la compañía eléctrica, el acuerdo de la compra de la energía generada con una validez mínima de 10 años y tener el valor aproximado del precio del kWh que el parque va a facturar. Combinando los recursos de viento de la zona y el precio del kWh, el tiempo de amortización debe estar comprendido entre 10 y 15 años. Si no se cumple esta condición, el proyecto no se considera viable.

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	------------------------	--

6.10.- Análisis de coste y balance económico de un parque eólico marino:

Existen una serie de partidas cuyo coste se conoce por la experiencia de la implantación de parque eólicos marinos tabla siguiente:

Parámetros	Euros	Factor
Coste de fabricación del acero de la estructura	2160000	Tm
Coste del cable	388800	km
Coste del asentamiento del cable	280800	km
Coste del asentamiento del cable en tierra	180000	km
Coste diario del barco principal de instalación	108000	Por día
Coste diario del barco secundario de instalación	64800	Por día
Coste de instalación de la torre metereológica	2592000	Unitario
Coste de hombre-hora	86400	Por hora
Barco de transporte	345600	Tarifa
Nº de días para transportar cada cimentación con el aerogenerador	0,50	Por item
Nº de días para transportar las cimentaciones	1,50	Por item
Nº de días para instalar y las piezas de transición	1,50	Por item
Nº de días para instalar las protecciones de las excavaciones	1,50	Por item
Nº de días para instalar el aerogenerador	1,50	Por item
Nº de días para concluir la instalación de los cables en la cimentación	3,00	Por item
Tiempo de espera	25	%
Tiempo de espera para el asentamiento del cable	10	%
Coste del desmantelamiento	396000	Por turbina
Disponibilidad (Factor de carga)	35	%

Tabla 6. 5 Parámetros fijos de coste del parque eólico marino

En la figura siguiente puede verse un desglose de costes del parque

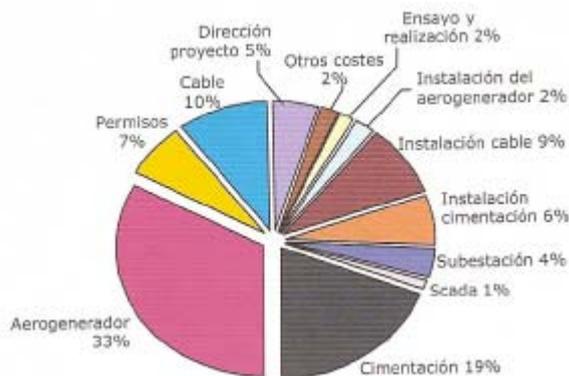


Fig. 6. 22 Desglose de costes del parque eólico marino

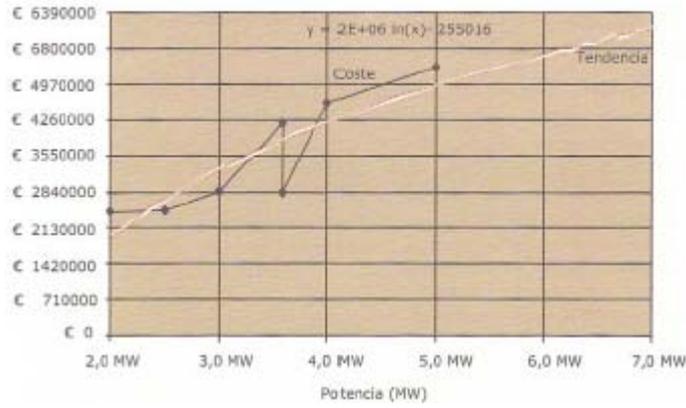


Fig. 6. 23 Tendencia de costes de la turbina

Como ejemplo se considera el coste de un parque eólico marino de 3MW cada una y situado a 30 km de la costa

Coste de la actividad	Coste	Coste básico	Días	Base lista
Dirección del proyecto	3% total	Calculado	-	Calculado
Fase de obtención de permisos				
Financiación	4848196	Datos confidenciales	60	Fijo
Documentación inicial planificación	216743	Coste nominal	5	Fijo
Conexión a la Red	142594		70	
Información ambiental	499079		250	
Consultores	192			
Exploraciones geotécnicas preliminares	142594	Fijo	15	Fijo
Exploraciones batimétricas preliminares	42778	Fijo	39	Fijo
Compra-instalación torre meteorológica	5133384	2 unidades	120	Fijo
Desarrollo	1065000	Fijo	250	Fijo
Datos contables y permisos	63900	Fijo	30	Fijo
Fase de ingeniería	71000	Fijo	700	Fijo
Fase de compra				
Pedido de aerogenerador completo	68310000	33% de 2,3 M€/MW (90 MW)	600	
Pedido cimentación y piezas intermedias	39330000	19% de 2,3 M€/MW (90 MW)	180	
Pedido del sistema SCADA	1420000	Fijo	270	Fijo
Pedido de los cables	8310000	Calculado 30 km a 277 €/m	300	Fijo
Pedido subestación mar y costa	14910000	2 unidades	550	Fijo

Transporte- Bloque+cable+turbina	-	Incluido en el pedido	30	Fijo
Instalación de la cimentación				
Barco principal - transporte+colocación	3195000	30 bases-Tasa/día-106500 €	30	1 día/base
Instalación de la cimentación	4792500	30 bases-Tasa/día-106500 €	45	1,5 días/base
Protección excavación (barco secundario)	2875500	30 bases-Tasa/día-106500 €	45	1,5 días/base
Instalación piezas intermedias	4792500	30 bases-Tasa/día-106500 €	45	1,5 días/base
Cables del parque				
Enterrar en el fondo e instalar el cable	8310000	30 km cable (277 €/m)	45	1,5 días/base
Cable en cimentación (barco secundario)	5751000	30 bases-Tasa/día- 106500€	90	3 días/base
Barco de desmantelamiento	84507	Fijo	2	Fijo
Subestación en la costa				
Cables submarinos	1770000	10 km cable (177 €/m)	150	Calculado
Conexión a la red	23670	30 turbinas 3 MW a 263 €/MW	100	Calculado
Subestación en el mar				
Barco de montaje y desmantelamiento	340800	Fijo	2	Fijo
Instalación de la subestación	4260000	20 d/sub.- 2 d ·106500 €/día	40	Calculado
Aerogenerador				
Barco de montaje	170400	Fijo	2	Fijo
Transporte aerogeneradores (barco principal)	1597500	30 turbinas·106500·0,5 días	15	Calculado
Instalación	4792500	30 turbinas·106500·1,5 días	45	Calculado
Barco de desmantelamiento	170400	Fijo	2	Fijo
Ensayo-realizado(sub.+ cables)	0	Incluido en la compra	160	Fijo
Otros gastos	2840000	Costes de contingencia	0	Fijo
Organización y Método (O&M)	5680000	5680000 €/año (en 5 años)		
Desmantelamiento	11715000	390500 €/turbina		Calculado
Coste de la actividad	Coste	Coste básico	Total parcial	
Dirección del proyecto	6210000	3% de 2,3 M€/MW (90 MW)	6210000	
Fase de obtención de permisos				
Financiación	4848196	Datos confidenciales		
Documentación inicial planificación	216743	Coste nominal		
Conexión a la Red	142594			
Información ambiental	499079			
Consultores	192			
Exploraciones geotécnicas preliminares	142594	Fijo		
Exploraciones batimétricas preliminares	42778	Fijo		
Compra-instalación torre meteorológicas	5133384	2 unidades		
Desarrollo	1065000	Fijo		

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	------------------------	--

Datos contables y permisos	63900	Fijo	12154460
Fase de Ingeniería	71000	Fijo	71000
Fase de compra			
Pedido de aerogenerador completo	68310000	33% de 2,3 M€/MW (90 MW)	
Pedido cimentación + piezas intermedias	39330000	19% de 2,3 M€/MW (90 MW)	
Pedido del sistema SCADA	1420000	Fijo	
Pedido de los cables	8310000	Calculado 30 km a 277 €/m	
Pedido subestación mar y costa	14910000	2 unidades	132280000
Transporte-Bloque+cable+turbina	-	Incluido en el pedido	
Instalación de la cimentación			
Barco principal - transporte+colocación	3195000	30 bases-Tasa/día-106500 €	
Instalación de la cimentación	4792500	30 bases-Tasa/día-106500 €	
Protección excavación (barco secundario)	2875500	30 bases-Tasa/día-106500 €	
Instalación piezas intermedias	4792500	30 bases-Tasa/día-106500 €	15655500
Cables del parque			
Enterrar en el fondo e instalar el cable	8310000	30 km cable (277 €/m)	
Cable en cimentación (barco secundario)	5751000	30 bases-Tasa/día-106500 €	
Barco de desmantelamiento	84507	Fijo	14145507
Subestación en la costa			
Cables submarinos	1770000	10 km cable (177 €/m)	
Conexión a la red	23670	30 turbinas · 3 MW a 263 €/MW	1793670
Subestación en el mar			
Barco de montaje y desmantelamiento	340800	Fijo	
Instalación de la subestación	4260000	20 d/sub. · 2 d-106500 €/día	4600800
Aerogenerador			
Barco de montaje	170400	Fijo	
Transporte aerog.(barco principal)	1597500	30 turb. · 106500 · 0,5 días	
Instalación	4792500	30 turb. · 106500 · 1,5 días	
Barco de desmantelamiento	170400	Fijo	6730800
Ensayo realizado (sub.+ cables)	0	Incluido en la compra	
Otros gastos	2840000	Costes de contingencia	2840000
Organización y Método (O&M)	5680000	5680000 €/año (en 5 años)	5680000
Desmantelamiento	11715000	390500 €/turbina	11715000
COSTE PARQUE EÓLICO MARINO 90 MW (30 TURBINAS DE 3 MW)			207666737
IVA (16%)			33226678
TOTAL con IVA			240893415

Tabla 6. 6 Coste de un parque eólico marino de 30 turbinas de 3MW a 30 Km de la costa

La tasa interna de rentabilidad (TIR) que indica la viabilidad del Proyecto, depende del tipo de interés aplicado ($r = 0,07$) Y de los años de vida útil de la planta ($n = 20$).

$$TIR = \frac{r}{1 - \frac{r}{(1+r)^n}} = \frac{0,07}{1 - \frac{1}{(1+0,07)^{20}}} = 0,0944 \quad (6.1)$$

$$\frac{\text{capital}}{\text{kWh}} = \left(\frac{\text{inversión}}{\text{potencia(kW)}} \right) \cdot \left(\frac{TIR}{FC. 8760} \right) = \left(\frac{240893415}{3000 \cdot 30} \right) \cdot \left(\frac{0,0944}{0,36 \cdot 8760} \right) = 0,08 \text{ €/kWh} \quad (6.2)$$

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	----------------------------	-------------------------------------

Coste del mantenimiento = 2% de 240893415 (coste parque) = 4817868 € (aumento 2% anual).

Costes de operación = 1800000 € (comprendido entre 1,57 a 1,85 millones de euros para 30 turbinas) (aumento 2% anual).

Costes anuales de operación y mantenimiento= 6617868 €

Costes operación + mantenimiento = $\frac{6617868 \text{ €}}{283500000 \text{ kWh (producción anual)}} = 0,023 \text{ €/kWh}$

Costes de extracción de la energía eólica marina= 0,08 + 0,023= 0,103 €/kWh

El parque eólico marino estará adscrito al régimen especial con el derecho de verter la electricidad generada a la distribuidora que le corresponda, recibiendo por ello un precio fijado reglamentariamente.

En instalaciones eólicas marinas el BOE 67 de 18-03-2008 (RD 222/2008 de 15 de febrero) indica que, en la categoría b.2.2 (Instalación eólica en el mar), la prima de referencia a efectos del procedimiento de concurrencia previsto en el Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, es de 0,087124 €/kWh y el límite superior de la tarifa es 0,169494 €/kWh.

En el mercado de producción de energía eléctrica, el precio estimado para el año 2008 es de 0,519 €/kWh.

Luego:

Ingreso por precio de venta en el mercado libre (0,0519 €/kWh) + prima de referencia 0,087124 €/kWh = 0,139024 €/kWh que es menor del límite superior, de la tarifa de 0,169494 €/kWh.

6.11.- Parques eólicos marinos en el mundo:

La capacidad total mundial a mediados del año 2008 es de 1250 MW instalados y 1503 MW en construcción. En la tabla siguiente se presentan los parques marinos instalados, en construcción y planificados.

Lugar / País	Año	Turbinas, rotor/kW, Capacidad total, disposición	Propietario	Distancia a la costa	Profundidad agua, m	Altura cubo turbina, m	Base	kWh/m ² y kWh / año
Nogersund/ Sweden	1990	1 · Wind World 25 / 220		350 m	6	37,5	Tripode	Fuera de servicio
Vindeby - Lolland/ Denmark	1991	11 · Bonus 35 / 450 5 MW / dos filas		1,5 - 3 km	2,5 - 5	37,5	Cajón de hormigón	1060 11000000
Lely IJsselmeer / Netherlands	1994	4 · NedWind 40 / 50L 2 MW / una línea	Nuon	800 m	4 - 5	39	Monopilote conducido	600 4000000
Tuna Knob/ Denmark	1995	10 · Vestas V 39 / 500 5 MW / dos filas		6 km	3 - 5	40,5	Cajón de hormigón	1180 14000000
Dronen / Netherlands	1996	28 · Nordtank 43 / 600 16,8 MW / una línea	Nuon	30 m	1 - 2	50	Monopilote conducido	900 36700000
Bockstigen - Gotland / Sweden	mar 1998	5 · Wind World 37 / 550 2,8 MW / grupo		4 km	6		Monopilote perforado	1544 8300000
Utarunden / Oland / Sweden	dic 2000	7 · Enron Wind 70 / 1500 10,5 MW / grupo		12 km	7 - 10		Monopilote conducido	1370 36900000
Blyth United Kingdom	2000	2 · Vestas V 66 / 2000 4 MW		1 km	6 m - 5 m	58	Monopilote perforado	Fuera de servicio temporalmente
Middelgrundn/ Denmark	mar 2001	20 · Bonus 76 / 2000 40 MW, línea curva	Private / Dong	2 - 3	2 - 6	60	Cajón de hormigón asentado por gravedad	1120 101000000
Yttre Stengrundn- Oland / Sweden	Jul 2001	5 · NEG-Micon 72 / 2 000 10 MW / línea		5 km	8	60	Monopilote perforado	1475 30000000
Horns Rev Esbjerg / Denmark	dic 2002	80 · Vestas V80 / 2300 160 MW, cuadrado	Vattenfall /Dong	14 - 20 km	6 - 14 m	70	Monopilote perforado	1680 677000000
Ronland - Jutland-NW / DK	ene 2003	4 · Vestas V 80 / 2000 4 · Bonus 82,4 / 2300	Private			78- 78,8		1700 70000000
Samsø / Denmark	febr 2003	10 · 82,4 / 2300 Bonus 23 MW, línea	Private	3,5 km	11 - 18	61	Monopilote	1610 86000000
Frederikshaven / Denmark	dic 2002- nov 2003	1 · Vestas V 90 - 3000 1 · Nordex 90 / 2300 1 · Vestas V 90 / 3000 1 · Bonus 82 / 2300		500 m	1	80 / ? / 80 / ?	Vestas en cubo 3 monopilotes	1200 ? 30000000
Nysted, Lolland, Denmark	nov 2003	72 · Bonus 82,4 / 2300 165,6 MW, cuadrado	Dong	9 km	6 - 10	69	Cajón de hormigón, asentado por gravedad	1530 590000000
Arklow Bank Irish Sea/ Ireland	dic 2003	7 · GEW 104 / 3600 25 MW	Airtricity	7 - 13 km	5	74	Monopilote	1600 ? 45000000

Lugar / País	Año	Turbinas, rotor/kW, Capacidad total, disposición	Propietario	Distancia a la costa	Profundidad agua, m	Altura cubo turbina, m	Base	kWh/m ² y kWh / año
North Hoyle, Wales / UK	dic 2003	30 - Vestas V 80 / 2000 60 MW	RWE- npower	7 - 8 km	12 m 8 m tide	67	Monopilote	1330 200000000
Hokkaido / Japan	feb 2004	2 - Vestas V 47 / 600 1,2 MW		5 m	?	47	?	1200 ? 4100000
Scroby Sands ** Norfolk, UK	oct 2004	30 - Vestas V 80 / 2000 60 MW	E.ON	2,3 km		68	Monopilote	1600 ? 240000000
Emden, Dollard Germany	oct 2004	1 - Enercon E 112 / 4500	Enova	30 m	máximo 2 m	100	Igual que en tierra	1500 15000000
Kentish Flats Thames Estuary /U.K.	ago 2005	30 - Vestas V 90/3000 90 MW	Vattenfall	8 - 10 km	5 m	70	Monopilote	1467 280000000
Rostock, Breitling / Germany	feb 2006	1 - Nordax N 90 / 2500		500 m	2 m	80	Igual que en tierra	1400 ? 9000000
Barrow Irish Sea, Cumbria / U.K.	may 2006	30 - Vestas V 90/3000 90 MW	Centrica / Dong	7 km	15-20 m	75	Monopilote	1500 305000000
Puerto de Bilbao / España	mar 2006	5 - Gamesa ? / 2000 10 MW						? 23500000
Moray Firth / Scotland-East Coast	may-sep 2007	2 - Repcon SM 126/5000 10 MW		25 km	45 m	88	Torre de cajesía	3200 40000000 ?
OWEZ North Sea, off Egmond, Netherlands	nov 2006	36 - Vestas V 90 - 3000 108 MW	NUON / Shell	10 - 18 km	18 m	70	Monopilote	1528 350000000
Burbo Liverpool Bay Wales, U.K.	oct 2007	25 - Siemens 3,6-107 90 MW	Dong	10 km	1-8 m	88	Monopilote	1401 315000000
Lilgrund Oresund, Sweden	nov 2007	48 - Siemens 2,3 - 93 110 MW	Vattenfall	10 km	10 m	70	Cajón de hormigón asentado por gravedad	1012 330000000 ?
Liaodong Bay Bohai Sea, China	nov 2007	1 - Goldwind 70,5 / 1500 kW		70 km	?	?	Próximo a plataforma petrolifera	1127 4400000
Finland, Kemi Ajos	2007 - 2008	10 WinWind turbinas total 30 MW		1 km	?	?	?	?
Italy, Puglia Brindisi	ene 2008	1 - Lagerwey 18/90	Blue H	20 km	108 m	?	Flotante	Sin conexión a la red
Q7-WP , North Sea, Netherlands	may 2008	60 - Vestas V 80-2000 / 59 120 MW	Econcern Eneco	23 km	19-24 m	59	Monopilote	1440 435000000

Tabla 6. 7 Parques eólicos marinos operacionales

Lugar / País	Año	Turbinas, altura cubo, capacidad	Base	Promotor / Propietario	Distancia a la costa	GWh/Año
En construcción año 2008 - Total = 259 MW						
Lynn & Inner Dowsing Lincolnshire, U.K	Invierno 2008	54 · Siemens 107-3600 / 85 194 MW	6 - 13 Monopilote	Centrica	5 km	
Thornton Bank 1 Zeebrugge, Belgium	Agosto 2008	6 · Repower 126- 5000 / 94 30 MW	30 m gravedad	C-Power	30 km desde Zeebrugge	100
Borkum-West - I, Alemania	Invierno 2008	6 · Multibríd 116 - 5000 / 90 30 MW	30 m Tripode	E.On / EWE / Vattenfall	43 km North desde Borkum	130
Hooksiel, Wilhelmshaven, Germany	Verano 2008	1 · Bard VM 122 - 5000 / 90 5 MW	2-8 m Tripode	Bard- engineering	400 m	
En construcción año 2009 - Total =1243 MW						
Borkum-West - I , Germany	2009	6 · REpower 126- 5000 / 30 MW	Monopilote 2 - 8 m	E.On / EWE / Vattenfall	43 km al norte de Borkum	130
Robin Rigg, Solway Firth SW Scotland, UK	Primavera 2009	0 · Vestas V 90 - 3000/80 100 MW	Monopilote	E.On	9 km	550
Rhyl Flats, Wales, UK	2009	25 · Siemens 107- 3600 / ... 90 MW	Monopilote 4 - 15 m	RWE-Npower	8 km	287
Horns Rev - II off Esbjerg, DK	Invierno 2009	91 · Siemens 93- 2300 / 209 MW + 3 prototipos	Monopilote 9 - 17 m	Dong	20 km	
Baltic I Baltic Sea, Germany	Otoño 2009	21 · Nordex N 90- 2500 / ... 52,5 MW	Monopilote 15 - 19 m	EnBW	13 km	
Nordergründe, Weser- Mündung, Germany	Verano 2009	18 · Repower 126-5000/90 MW	Monopilote 3 - 12 m	Energiekontar A.G	15 km de Wilhelmshaven	
Seine Maritime, Côte d'Albatre English Channel, Francia	2009	21 · Multibríd 116 - 5000 / 105 MW	Monopilote 23 m	Enertrag / Prokon Nord	6 - 11 km	310
Clacton on Sea Gunfleet Sands-1 & 2 Essex, U	Diciembre 2009	2 · Siemens 107 - 3600/75 187 MW		Dong	8 km	9 m/s a 80 m
Thanet Outer Thames, U	Finales 2009	100 · V 90-3000 / ... 300 MW	20 - 25 m	Warwick	12 km	
SUECIA						
Gasslingegrundet Lake Vanern	2011 ?	10 · WinWind 3 MW 30 MW				
Kriegers Flak II *** Baltic Sea	2012 ?	128 turbinas Max 640 MW	16 - 24 m	Vattenfall	35 km NW from Rügen	2100
Utgrundan - II **	2010 ?	85 MW		E.On	7 km	280
Klasarden, Gotland	2010 ?	42 MW	7 - 11 m		1,5 km	120
Sodra Midsjobanken Baltic Sea	2012 ?	1000 MW			50 km SE de Gland	3000
Hanobukten Bay, South East SW	2012 ?	250 - 350 MW		Vattenfall / Wallenstam		1000
Skottarev Kattgat, South-West Sw		90 - 180 MW		Favonius	8 km	500
REINO UNIDO - Round 1						
Solway Firth *	?	30 turbinas		E.On		
Scarweather Sands Porthcawl, Wales *	?	30 turbinas		E.On / Dong	8 km	
Teesside/Redcar, Yorkshire *	?	30 turbinas		EDF		
Tunes Plateau Nothem Ireland	?	30 turbinas		RES / B9	5 km al Norte de Port Steward	
REINO UNIDO - Round 2						
London Array ***Greater Gabbard	2011 dos fases, 2009 2010	1000 MW 140 · Siemens 107- 3600, 504 MW	? 24 - 34	Dong, E.On SSE	23 km del Támesis	? 1750
Sheringham Shoal Docking Shoal Dudgeon, Cromie	Otoño 2011 ? 2013 ?	88 · Siemens 107- 3600 500 MW 60-100 turbinas		Evelop / StatOilHydro ? Warwick	22 km de Sheringham ? Off Cromie	
Ulms	?	250		Centrica		
Walney, Wind & Gas Walney, Irish Sea * West Duddon	2010 ? 2010 ?	108 MW 151 MW 500 MW		Dong Dong Iberdrola / E.On	? 14 km 15 km	
Gwynn y mor-N. Wales	?	750 MW		RWE-npower	14 km de Rhyl	2350

Lugar / País	Año	Turbinas, altura cubo, capacidad	Base	Promotor / Propietario	Distancia a la costa	GWh/Año
REINO UNIDO - Round 3 Crown Estate - Offshore						
Atlantic Array Off Ifracombe, North Devon	?	50 turbinas / 1500 MW			20 km de Ifracombe	
Humber Gateway N.E. England		300 MW		E-on		
BÉLGICA						
Zeebrugge Thornton Bank - 2 & 3 ***	2009 (18 turbs) 2010 (36 turbs)	54 - Repower 5M 270 MW	30 m Tripode	C-Power	30 km	
Zeebrugge		300 MW ?		Aspiravi	34 km	
Zeebrugge, Bank zonder Naam	2011 ?	36 - 6 MW		Eldepasco - Aspiravi	38 km	735
Zeebrugge, Bligh Bank ***	dos fases 2010 - 2011	110 - V 90 - 3000 330 MW	20 - 35 m.	Belwind - Evelop	46 km	1100
North Sea Power	2011 - 2015 ?	420 - 630 MW		Air Energy- Eneco	22 - 30 km	
HOLANDA						
Wieringermeerdijk Ijsselmeer	2010 N ?	30-40 turbinas ~ 100 MW	2 m	NUON / WCI	800 m	
Westermeeerdijk, Ijsselmeer	2011 ?	30 - 45 turbinas 180-250 MW	4 m		500 - 1200 m	
Noordermeerdijk, Ijsselmeer	2011 ?	26 - 30 turbinas 100 - 160 MW	4 m		400 m	
West Rijn, North Sea	?	79 - 3,6 MW = 284 MW	19 - 22	SSE	40 km	872
Scheveningen - Buiten, North Sea	?	300 MW		Evelop	28 km	1120
Breeveerbiën - II, North Sea	?	350 MW	19 - 25	SSE	60 km	
U.S.A.						
Cape Cod, Boston, Mass.	2011 ?	130 - GEW 104-3600 / 75 468 MW			9 km	1500
Galveston Island, Houston, Texas	2011 ?	150 MW			15 km de la Isla Galveston	
Buzzards Bay Boston, Mass.	?	300 MW				
Texas	?	Four tracts				
Rehoboth Beach Delaware	2014 ?	150 - Vestas V 90 - 3000 450 MW			13 km	
Hull, Mass.	2012 ?	14 MW	12 - 15		2,5 km	
Rhode Island	?	338 turbinas en 4 puntos				
New Jersey, Cape May New Jersey, Atlantic City New Jersey, Atlantic City	2013 ? ? ?	96 turbinas, 350 MW 116 turbinas 66 turbinas		PSEG / Winergy Power Blue Water Wind Fishermans Energy	25 25 ?	
Mass. , Martha's Vineyard	?	1 turbina demostración, 2009 120 turbinas, 420 MW	50 m flotante	Blue H USA	40 km de Martha's Vineyard	
Lake Michigan - Milwaukee Lake Michigan	??	390 turbinas 610 turbinas		Radial Wind Ewindfarm	30 km 3 km	
FRANCIA						

Lugar / País	Año	Turbinas, altura cubo, capacidad	Base	Promotor / Propietario	Distancia a la costa	GWh/Año
DINAMARCA						
Nysted - II Lolland	2010	87 · Siemens 93 / 2300 200 MW		E.On		
Kriegers Flak III Baltic Sea	2011 ?	91 turbinas				
Djursland / Anholt	2012 ?	200 MW				
ALEMANIA * = licencia de BSH						
Kriegers Flak I, *** Baltic Sea	2010	80 turbinas		EnBW	30 km NW desde Rugen	
Arkona Becken *** Baltic Sea	2012	60 turbinas		E.On	32 km NWE desde Rugen	
Mecklenburger Bucht *	2012 ?	30 MW			20 km	
Butendiek North Sea *	2012 ?	80 turbinas 240 MW	18 - 22 m	Airtricity	34 km Oeste desde Sylt	60
Borkum-Riffgrund *	2010 ?	77 turbinas Max 180		Plambeck / Dong / Vattenfall		
Borkum-Riffgrund West *	2010 - 2011	80 · Multibrid 116 - 5000 400 MW	30 - 35 m	Energiekontor	40 km NW Borkum	
Borkum West - II ***	2010	80 · Multibrid 116 - 5000 400 MW		Prokon Nord / Trianel	45 km W Borkum	
Borkum - Riffgat	2012	44 turbinas 264 MW	18 - 23 m	Enova / EWE	15 km NW desde Borkum	1056
Baltic I, Darss * Baltic Sea	2011 ?	8 · Nordex 90/2000 11 · Nordex N 90/2500 5 · Repower 5M			16 km desde Darss	
Sandbank Power *	2012 ?	pFoto: 80 turbinas Máx. 980 turbinas		Okovest	100 km al oeste desde Sylt	1600
Nordlicher Grund *** North Sea	2012 ?	80 turbinas Máx 400 MW		Geo, Rennergys	84 km. al oeste desde Sylt	
Adler Grund * Baltic Sea	2013 ?	80 turbinas Máx 720 MW			40 km NE desde Rugen	
Sky 2000 Mecklenburger Bucht *	2013 ?	50 turbinas 100 MW		E.On	15 - 20 km SE desde Fehmarn	
Nordsee Ost ** North Sea	2010 ?	80 turbinas Máx 400 MW			30 km NW desde Helgoland	
Ventotec Ost 2 Baltic Sea *	2011 ?	80 turbinas	21 - 34, Base flotante	Arcadis	35 km NE desde Rugen	
Moerwind, North Sea *	2010 ?	80 turbinas Máx 270		Windland	25 km N desde Helgoland	
North Sea Windpower	?	48-251 turbinas 288-1500 MW	30 m	Enova	40 km N desde Juist	
Amrum Bank West ** North Sea	2010 ?	80 turbinas Máx 400 MW		E.On	36 km SW Amrum	
Dan-Tysk, Sylt, *	2011 ?	Máx 300 turbinas		Vattenfall	45 km. al oeste desde Sylt	
Global Tech I *	?	80 turbinas, 400 MW		Nordsee Windpower	93 km N desde Juist	
Hochsee Windpark Nordsee *	2010	80 turbinas, 400 MW	39 m	EnBW	90 km Norte desde Borkum	
Gode Wind * Nordsee	2012 ?	80 turbinas, 400 MW	28 - 33 m	Evelop / Plambeck	33 km norte desde la isla de Norderney	
Bard Offshore I * Nordsee	2011	80 turbinas Bard, 122 - 5000 Máx 400 MW	Tripod, 40 m	Bard	90 km Norte desde Borkum	
Hoch-see Windpark *He Draht" *	?	80 turbinas	40 m	EnBW	80 km Norte desde Borkum	
Albatros	2012 ?	240 - 400 MW	40 m	Evelop	100 km NW desde Borkum	
OWP West	2012 ?	240 - 400 MW		Evelop	50 km NW desde Borkum	

Lugar / País	Año	Turbinas, altura cubo, capacidad	Base	Promotor / Propietario	Distancia a la costa	GWb/Año
CANADA						
Br. Col. Charlotte Islands	2012 ?	320 - 1750 MW	10 - 15 m		10 m/s	
Ontario, Prince Edward	?	700 MW	aguas someras	Trillium Power Wind C.	15 km	
Lake Ontario / Erie	2012 ?	140 turbinas / 700 MW		AIM PowerGen		
CHINA						
East China Sea Bridge + Shanghai	2010	102 MW		Guangdong Nuclear Power Holdings, e.o		
Dongshan Island, Guangdong	2010 ?	20 MW			2 km	
Hebei Bohai Sea	2010 ?	piloto 50 MW, más adelante 1000 MW				
Hong Kong	2010 ?	180 MW	27 m	Wind Prospect / Power HK		
ESPAÑA						
Cádiz, Huelva, Castellón	2011 - 2015	6 proyectos, 3 puntos, 3000 MW		Iberdrola		
Consorcio Eólico Marino Cabo de Trafalgar	2014 ? y más tarde	Diferentes proyectos, totalizando unos 7000 MW		Enerfin, Endrosa, Acciona, Age Eolica, Capital Energy		
IRLANDA						
Codling Bank	2012 ?	600 MW		Codling Wind Park		
Dublin- Wicklow	2012 ?			Saorgus		
Dundalk Bay	2013 ?	330 MW		Driel Wind Farm		
Arklow Bank - 2	2013 ?	475 MW		Airtricity		
Skard Rocks	2014 ?	100 MW		Fuinneamh Sceide Teo		
NORUEGA						
Moere - Romsdale Havsul I **	2012 ?	78 turbinas				1000
ITALIA						
Puglia, Brindise	Otoño 2008	1 - 2 MW	Flotante 100 m	Blue H		
Apulia	2010 - 2011	66 - 4,5 MW	14 - 22 m		10 km	
Thyrenean Sea, Tuscany	?	5 parques, total 400-500 MW		Domus Energia		
FINLANDIA						
Korsnas, Gulf of Bothnia	2012 ?	120 turbinas, 600 MW				
TAIWAN						
5 puntos diferentes	2011 ?	300 MW				
INTERNACIONAL						
U.K: Holende - Alemania North Sea Foundation Project	2012 - 2017	10000 MW				35000

*/**/** Proyectos con licencia principal construcción BSH / B conexiones a red / todas las licencias

Tabla 6. 8 Parques eólicos marinos planificados

En España existe la organización POWER (Pushing Offshore Wind Energy Regions) cuyo objetivo es el desarrollo del sector de parque eólicos marinos en trabajadores especializados, suministradores de equipos, legislación ambiental y relaciones y soporte de experiencias entre las regiones europeas.

En España el RD 1028/2007, de 20 de julio (BOE 183 de 1 de agosto de 2007) establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes d autorización de

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	------------------------	--

instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial. La disposición adicional tercera del RD 1028/2007 trata del estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos y divide el mar territorial en 55 áreas eólicas marinas, definidas como la extensión de superficie definida entre dos paralelos y dos meridianos, separados por un grado.

Número	Longitud	Latitud	Provincias, ciudad, autonomía
1	-1º / -2º	43º / 44º	Guipúzcoa
2	-2º / -3º		Guipúzcoa, Vizcaya
3	-3º / -4º		Vizcaya, Cantabria
4	-4º / -5º		Cantabria, Asturias
5	-5º / -6º		Asturias
6	-6º / -7º		Asturias
7	-7º / -8º		Asturias, Lugo, La Coruña
8	-8º / -9º		La Coruña
9	-9º / -10º		La Coruña
10	-9º / -10º		La Coruña
11	-8º / -9º	42º / 43º	La Coruña, Pontevedra
12	-8º / -9º	41º / 42º	Pontevedra
13	-7º / -8º	37º / 38º	Huelva
14	-6º / -7º		Huelva
15	-6º / -7º	36º / 37º	Huelva, Cádiz
16	-5º / -6º		Cádiz, Málaga
17	-5º / -6º	35º / 36º	Cádiz, Ceuta
18	-4º / -5º	36º / 37º	Málaga
19	-3º / -4º		Málaga, Granada, Almería
20	-2º / -3º	35º / 36º	Melilla
21	-2º / -3º	36º / 37º	Almería
22	-1º / -2º		Almería
23	-1º / -2º	37º / 38º	Almería, Murcia
24	0º / -1º		Murcia, Alicante
25	0º / -1º	38º / 39º	Alicante, Valencia
26	0º / -1º		Alicante
27	0º / -1º	39º / 40º	Valencia, Castellón
28	0º / -1º		Castellón
29	0º / -1º	40º / 41º	Castellón, Tarragona
30	0º / -1º		Tarragona
31	1º / 2º	40º / 41º	Tarragona
32	1º / 2º		Tarragona, Barcelona
33	2º / 3º	41º / 42º	Barcelona, Gerona
34	3º / 4º		Gerona
35	3º / 4º	42º / 43º	Gerona

Áreas eólicas marinas de las Islas Baleares			
Número	Longitud	Latitud	Isla
41		39º / 40º	Ibiza
42	1º / 2º	38º / 39º	Ibiza, Formentera
43	2º / 3º	39º / 40º	Mallorca
44		40º / 41º	Mallorca, Menorca
45	3º / 4º	39º / 40º	Mallorca, Menorca
46		40º / 41º	Menorca
47	4º / 5º	39º / 40º	Menorca

Áreas eólicas marinas de las Islas Canarias			
NUMERO	LONGITUD	LATITUD	ISLAS
51	-18º / -19º	28º / 29º	La Palma
52		27º / 28º	El Hierro
53	-17º / -18º	28º / 29º	La Palma, La Gomera
54		27º / 28º	La Gomera, El Hierro
55	-16º / -17º	28º / 29º	Tenerife
56		27º / 28º	Tenerife
57	-15º / -16º	28º / 29º	Gran Canaria
58		27º / 28º	Gran Canaria
59	-14º / -15º	28º / 29º	Fuerteventura
60		27º / 28º	Fuerteventura
61	-13º / -14º	29º / 30º	Lanzarote
62		28º / 29º	Lanzarote, Fuerteventura

Fig. 6. 24 Áreas eólicas marítimas del litoral



Fig. 6. 25 Potencial eólico del mar en España 25000 MW

Los potenciales efectos ambientales y los conflictos potenciales de los parques eólicos marinos con el territorio pueden verse en las tablas siguientes.

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	------------------------	--

Aspecto	Conflicto potencial	Criterios de minimización
Áreas protegidas y las áreas candidatas, tanto a nivel nacional (ENP de CCAA) como internacional (Red Natura 2000, ZEPIM, áreas OSPAR), así como áreas de interés ambiental por contener especies y/o hábitats protegidos o sensibles.	Pérdida del área o su funcionalidad o perturbación a la biota.	Evitar áreas sensibles o asegurarse de se aseguran los objetivos de conservación.
Áreas de interés o valores ecológicos o biológicos (ejemplo: zonas con presencia confirmada de especies catalogadas en el Catálogo Nacional de Especies Amenazadas como "En Peligro de Extinción" o "Vulnerables", rutas migratorias).	Pérdida del área o su funcionalidad o molestias a la biota.	Evitar áreas sensibles o asegurarse de que afirman los objetivos de conservación.
Áreas de interés patrimonio cultural.	Pérdida del área, destrucción o daño de yacimientos. Afección a patrimonio cultural en general.	Ajuste de la localización de las infraestructuras; estudios hidroacústicos/sísmicos y evaluación de registros históricos.
Acuicultura y pesca.	Pérdida del área, pérdida de caladeros.	Elección localizaciones apropiadas.
Paisaje.	Impacto visual.	Localización a suficiente distancia de la costa.
Turismo.	Restricción de actividades recreativas.	Elección localizaciones apropiadas.

Tabla 6. 9 Potenciales efectos ambientales de los parques eólicos marinos

Aspecto	Conflicto potencial	Criterios de minimización
Navegación comercial y de recreo.	Conflicto potencial. Interferencia con el paso libre. Restricciones a la navegación y riesgos asociados.	Criterios de minimización. Evitar rutas y lugares de fondeo establecidos, si es necesario, establecer corredores de navegación.
Tráfico aéreo civil.	Obstáculos a la navegación aérea, particularmente para naves de vuelo bajo como helicópteros.	Evitar rutas de aproximación y despegue.
Áreas de prácticas militares	Pérdida o restricción de áreas	Evitar áreas
Conducciones submarinas de gas y petróleo.	Pérdida o destrucción de áreas disponibles para las rutas. Obstáculo para reparación. Posible daño a instalaciones existentes y riesgos asociados.	Evitar trazados existentes y asegurar espacio para reparación.
Cables submarinos.		
Actividades de exploración y explotación de productos petrolíferos.	Exclusión o restricción temporal de actividades.	Evitar áreas con licencia. Permitir suficiente espacio para estas actividades.
Extracción de áridos.	Pérdida temporal o restricción de áreas y perturbación a esas actividades.	Evitar áreas potencialmente utilizables.
Lugares de vertido de materiales de dragado.	Pérdida de lugares y molestias a la actividad.	Evitar lugares de vertido. Uso de la información disponible sobre los mismos.
Lugares antiguos de vertido de otros materiales (como munición, etc.)	Perturbación de los lugares de vertido y riesgos asociados por detonación, remobilización, etc.	Evitar lugares de vertido. Uso de la información disponible y realización de estudios específicos.
Investigación científica.	Restricción investigaciones científicas.	Evitar áreas con investigaciones en curso a largo plazo.

Tabla 6. 10 Conflictos potenciales con el territorio de los parques eólicos

Los promotores de parques eólicos podrán tramitar una "solicitud de reserva de zona marítima", y sobre ese espacio, deberán recopilar informes que definan sus

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

impactos sobre múltiples aspectos: actividad pesquera, flora y fauna, aves, navegación marítima y aérea, turismo, paisaje, patrimonio histórico y arqueológico, geomorfología, comunidades biológicas del fondo marino, playas, dinámica del litoral y estabilidad de las costas adyacentes, espacios marinos protegidos, defensa y seguridad, cables y tuberías submarinas y "cualquier otro que se considere de interés". Con estos informes, el promotor elevará la solicitud del parque eólico marino a un comité de valoración, integrado por 12 subdirectores generales de cinco ministerios y un representante de la comunidad autónoma que linde con el área eólica marina. Existen proyectos en desarrollo de parques eólicos marinos en el Golfo de Cádiz, Huelva, Castellón y el Delta del Ebro que deben ser autorizados por el gobierno a la vista de la nueva reglamentación jurídica. En las figuras siguientes se pueden ver algunos aspectos del futuro parque eólico del Delta del Ebro.



Fig. 6. 26 Fotomontaje desde Ampolla



Fig. 6. 27 Fotomontaje desde el punto más alto de la Torre del Agua

 <p data-bbox="245 197 443 244">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 143 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 143 1305 181">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

7. -Medio ambiente

7.1.- Introducción:

Evaluación de impacto ambiental:

El impacto ambiental de un aprovechamiento eólico es la alteración que se produce en el ambiente cuando se lleva a cabo un proyecto o una actividad de esta naturaleza. En los impactos ambientales hay que tener en cuenta:

- El signo: si es positivo y sirve para mejorar el medio ambiente o si es negativo y degrada la zona.
- La intensidad: según la destrucción del ambiente sea total, alta, medio o baja.
- La extensión: según afecte a un lugar muy concreto y se llama puntual, o una zona algo mayor – parcial-, o a una gran parte del medio-impacto extremo- o a total-total-.

Hay impactos de ubicación crítica: como puede ser un vertido en un río poco antes de una toma de agua para consumo humano: será un impacto puntual, pero en un lugar crítico.

- El momento en que se manifiesta: así distinguimos impacto latente que se manifiesta al cabo del tiempo, como puede ser el caso de la contaminación de un suelo como consecuencia de que se vayan acumulando pesticidas u otros productos químicos, poco a poco, en ese lugar. Otros impactos son inmediatos o a corto plazo u algunos son críticos como puede ser ruido por la noche, cerca de un hospital.
- La persistencia: se dice que es fugaz si dura menos de 1 año; si dura de 1 a 3 años es temporal y pertinaz si dura de 4 a 10 años. Si es para siempre sería permanente.
- La recuperación: según sea más o menos fácil de reparar distinguimos irreversibles, reversibles, mitigables, recuperables, etc..

 <p data-bbox="245 197 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 141 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 141 1305 179">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

- La suma de efectos: a veces, la alteración final causada por un conjunto de impactos es mayor que la suma de todos los individuales y se habla de efecto sinérgico. Así, por ejemplo, dos carreteras de montaña, pueden tener cada una su impacto, pero si luego se hace un tercer tramo que, aunque sea corto, une las dos sirve para enlazar dos zonas antes alejadas, el efecto conjunto puede ser que aumente mucho el tráfico por el conjunto de las tres. Eso sería un efecto sinérgico.
- La periodicidad: distinguimos si el impacto es continuo como una cantera, por ejemplo; o discontinuo como una industria que, de vez en cuando, desprende sustancias contaminantes o periódico o irregular como los incendios forestales.

Para su estudio se realiza la Evaluación de Impacto Ambiental.

Antes de empezar determinadas obras públicas o proyectos o actividades que pueden producir impactos importantes en el ambiente, la legislación obliga a hacer una Evaluación del Impacto Ambiental que producirán si se llevan a cabo.

La finalidad de dicho estudio es identificar, predecir e interpretar los impactos que esa actividad producirá si es ejecutada.

Los pasos a dar para hacer una Evaluación de Impacto Ambiental son:

1. Se realiza inicialmente un Estudio de Impacto Ambiental que es el documento que hacen los técnicos identificando los impactos, la posibilidad de corregirlos, los efectos que producirán, etc.

Debe ser lo más objetivo posible, sin interpretaciones ni valoraciones, sino recogiendo datos.

Es un estudio multidisciplinar por lo que tienes que fijarse en cómo afectará al clima, suelo, agua, conocer la naturaleza que se va a ver afectada: plantas, animales, ecosistemas, los valores culturales o históricos, etc., analizar la legislación que afecta al proyecto; ver cómo afectará a las actividades humanas: agricultura, vistas, empleo, calidad de vida, etc.

2. Seguidamente se pasa a realizar la denominada Declaración de Impacto Ambiental. La Declaración de Impacto Ambiental la hacen los organismos o autoridades medioambientales a las que corresponde el tema después de

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	----------------------------	-------------------------------------

analizar el Estudio de Impacto Ambiental y las alegaciones, objeciones o comentarios que el público en general o las instituciones consultadas hayan hecho.

La base para la Declaración de Impacto Ambiental es el Estudio técnico, pero ese estudio debe estar disponible durante un tiempo de consulta pública para que toda persona o institución interesada lo conozca y presente al organismo correspondiente sus objeciones o comentarios, si lo desea.

Después, con todo este material decide la conveniencia o no de hacer la actividad estudiada y determina las condiciones y medias que se deben tomar para proteger adecuadamente el ambiente y los recursos naturales.

7.2.- Elementos constitutivos de un sistema de gestión medioambiental:

Los elementos constitutivos de un sistema de gestión medioambiental son los siguientes:

Tomando como base el Reglamento del Consejo de la Unión Europea de Ecogestión y Eoaditoría (R. 1836/1993) se puede sintetizar el sistema en los siguientes elementos:

- a) Decisión de acogerse al sistema, ya que la aplicación del Reglamento se encuentra en fase voluntaria, y determinación de los centros para los cuales se pretende la verificación.
- b) Revisión inicial (preauditoría), con el fin de:
 - Conocer el marco legal aplicable a la actividad del centro y su grado de cumplimiento.
 - Conocer y cuantificar los impactos ambientales derivados de la actividad.
 - Conocimiento y evolución de las prácticas medioambientales de la empresa
- c) Declaración de la política medioambiental de la empresa: objetivos propuestos y medios previstos para su consecución.

 <p data-bbox="245 197 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 141 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 141 1305 179">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

d) Establecimiento de un Plan Estratégico, con el fin de comprometer plazos, recursos y grado de cumplimiento de los objetivos propuestos en la declaración medioambiental.

Se deberá nombrar a una persona responsable del cumplimiento del plan, que determinará el Sistema de Gestión más adecuado a la empresa y que elaborará la pieza clave del sistema, el Manual de Gestión Medioambiental.

e) Ecoauditoría, cuyo objeto va a ser:

- Facilitar el control por la dirección de la práctica ambientales.
- Evaluar la corrección de la política medioambiental de la empresa.
- Ofrecer información al público sobre los logros de la empresa.

f) Verificación independiente de la declaración ambiental.

g) Publicación de la inscripción en el Boletín Oficial de las Comunidades Europeas.

7.3.- Impacto visual:

Los aerogeneradores están a una altura del suelo comprendida entre 30 y 50 m, y disponen de dos o tres palas de 30 a 120 m de diámetro, que barren una superficie circular de casi 11000 m². Se emplazan en lugares donde la velocidad del viento es alta y constante, es decir en colinas, crestas, altiplanicies, montañas y costas. Su impacto visual es indiscutible, si bien es subjetivo. Este punto depende de la percepción individual con relación a otros elementos del paisaje (carreteras, depósitos de agua y edificios), la topografía del terreno, la perspectiva, la posibilidad de disparar la vista (ver a largas distancias), la textura y vegetación del terreno, (árboles, ...), los colores, el contraste (un contraste suave es más agradable y se percibe mejor que unos bordes fuertemente agudos), las características humanas urbanas o industriales perjudiciales y la separación de los grupos de turbinas. Las turbinas pueden disimularse mediante plantaciones de árboles o similares próximos al observador, y pintarse con

 <p data-bbox="245 192 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 138 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 138 1305 174">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

determinados colores, o construirse con estructuras que minimicen su presencia en el paisaje.

La cultura de la elite rural en los siglos 18 y 19 condicionó las respuestas culturales y genéticas de nuestra civilización ante el paisaje, es decir, creó el impacto visual ideal que debía tener el paisaje en nuestro siglo. Basta observar las pinturas paisajísticas de pintores para comprobar esta afirmación.

Es posible seguir un proceso iterativo para llegar a una valoración del impacto visual de los aerogeneradores antes de su instalación. El primer paso es revisar las políticas relacionadas con la conservación y la protección del paisaje y determinar una zona de influencia visual, y en caso necesario dividirla en tramos (subunidades). De este modo, en la fase previa al anteproyecto, puede estimarse numéricamente la calidad del paisaje y predecir como cambiará este una vez instalados los aerogeneradores. Los criterios que se aplican asignan valores numéricos a la afectación del paisaje de la campiña y se basan en realizar un fotomontaje del aspecto que presentará la instalación eólica.

- 1 - Carácter visual existente de la campiña.
- 2 - Grado de modificación visual.
- 3 - Efecto visual horizontal.
- 4 - Efecto visual vertical.
- 5 - Distancia del efecto visual.

Se obtiene un valor acumulativo final (suma de los factores anteriores) con el que se califica la importancia del cambio que se propone realizar en la campiña al instalar los aerogeneradores.

En las tablas inferiores (Fuente: Hazzle), pueden verse estos factores y en la figura 7.1 una fotografía y un fotomontaje de una campiña.

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
---	------------------------	--

Carácter visual existente de la campiña		
Descripción	Valor	Características típicas
Campiña natural sin modificar	5	Impacto nulo o mínimo asociado con el hombre. Parques nacionales, zona costera, áreas forestales nativas
Campiña natural de transición	4	Campiña asociada con la interfase entre áreas naturales y áreas modificadas (rural, pastoreo o agricultura)
Campiña rural modificada con zonas de agricultura y pastoreo.	3	Campiña rural definida por zonas valladas, plantaciones forestales, zonas de agricultura y pequeños edificios y carreteras asociadas
Campiña rural de transición	2	Campiña de transición asociada con la interfase entre zonas rurales, agricultura y zonas urbanas y suburbanas más desarrolladas
Campiña altamente modificada con zonas urbana e industrial	1	Cambio sustancial de la campiña con un alto impacto visual asociado con edificios, fábricas, carreteras y otras infraestructuras relacionadas

Tabla 7.1 Carácter visual existente en la campiña

Grado de modificación visual		
Grado de modificación visual (porcentaje del cambio)	Valor	Descripción de la modificación visual
80 - 100%	5	Impacto visual sustancial. La campiña existente ha sido cambiada o modificada para acomodar el desarrollo eólico
60 - 79%	4	Impacto visual incrementado. Se contempla la campiña con un cambio permanente con el desarrollo eólico dominando el paisaje
40 - 59%	3	Impacto visual moderado. Nivel medio de cambio, con la campiña con menor capacidad para mitigar o absorber los cambios debidos a la escala de frecuencia o extensión del desarrollo eólico
20 - 39%	2	Impacto limitado. Se nota el cambio en la campiña pero esta es capaz de absorber en alto grado el desarrollo eólico, mediante el crecimiento de la vegetación
0 - 19%	1	Impacto visual nulo o mínimo en la campiña. Se considera que el desarrollo eólico mantiene el carácter de la campiña existente

Tabla 7.2 Grado de modificación visual

Efecto visual horizontal		
Grado de impacto visual horizontal (ángulo de impacto y porcentaje de cambio)	Valor	Descripción de la modificación visual
161 - 200° (80 - 100% del panorama medido a 200° del campo de visión)	5	Impacto visual horizontal sustancial en todo el panorama
121 - 160° (60 - 80% del panorama medido a 200° del campo de visión)	4	Impacto visual aumentado
81 - 120° (40 - 60% del panorama medido a 200° del campo de visión)	3	Impacto visual moderado
41 - 80° (20 - 40% del panorama medido a 200° del campo de visión)	2	Impacto visual limitado
0 - 40° (0 - 20% del panorama medido a 200° del campo de visión)	1	Impacto visual nulo o mínimo

Tabla 7.3 Efecto visual Horizontal

Efecto visual vertical		
Grado de impacto visual vertical (ángulo del impacto y porcentaje de cambio)	Valor	Descripción de la modificación visual
121 - 150° (80 - 100% del panorama medido a 150° del campo de visión vertical)	5	Impacto visual sustancial
91 - 120° (60 - 80% del panorama medido a 150° del campo de visión vertical)	4	Impacto visual aumentado
61 - 90° (40 - 60% del panorama medido a 150° del campo de visión vertical)	3	Impacto visual moderado
31 - 60° (20 - 40% del panorama medido a 150° del campo de visión vertical)	2	Impacto visual limitado
0 - 30° (0 - 20% del panorama medido a 150° del campo de visión vertical)	1	Impacto visual nulo o mínimo

Tabla 7.4 Efecto visual vertical

Distancia del efecto visual		
Localización del desarrollo (punto de vista del observador)	Valor	Descripción
0 a 0,5 km	5	Adyacente
0,5 a 1 km	4	En primer plano
1 a 3 km	3	A medio plano
3 a 5 km	2	A medio plano distante
5 km y mayor distancia	1	Panorama

Tabla 7.5 Distancia del efecto visual

Grado del efecto visual	Valor (suma criterios anteriores)
Severo	21 a 25
Sustancial	17 a 20
Moderado	13 a 16
Ligero	9 a 12
Despreciable	5 a 8

Tabla 7.6 Valor final del impacto visual



Fig 7.1 Campiña

7.4.- El ruido:

El ruido es un sonido no deseado, siendo el sonido una variación de presión en el ambiente que se propaga a través de un medio elástico tal como el aire, por medio de una alternativa compresión y liberación (expansión) de las moléculas, a una frecuencia característica del medio, y que el oído humano puede captar. La frecuencia del sonido (Hz) es el número de ondas sónicas que pasan por una posición determinada en un segundo, o bien, es el número de veces por segundo que la presión sónica varía en un ciclo completo de compresión y expansión. La onda sónica tiene una presión que fluctúa por encima y por debajo de la presión atmosférica y que produce la sensación auditiva del sonido. La presión del sonido es el valor cuadrático medio (valor eficaz) de los valores que va tomando, al ir variando de un valor alto en la compresión a un valor bajo en la expansión. La reducción del ruido tiene dos efectos beneficiosos, cumplir con la ley de prevención de riesgos laborales y con el ideal de la Organización Mundial de la Salud (O.M.S.) de conseguir para todo el mundo el "estado de bienestar físico, mental y social completo y no meramente la ausencia de enfermedad". En la tabla 7.7 se representan los niveles de ruido y el tiempo máximo de exposición admisibles desde el punto de vista de la salud.

Tiempo de exposición (horas)	Nivel de sonido (dBA)
8	90
4	95
2	100
1	105
½	110
¼ o menor	115

Tabla 7.7 Niveles de ruido y tiempo máximo de exposición admisible

El sonido alto está asociado con el nivel de presión del sonido ejercido sobre el tímpano. El oído humano responde a una amplia variedad de niveles de presión con una diferencia máxima de 1014 entre el sonido más débil que puede detectarse y el más alto que puede tolerarse. Debido a este intervalo tan amplio, el ruido se mide en decibelios (dB) en una escala logarítmica, en la que el origen está en 0 dB (umbral de audición) y el máximo en 140 dB (umbral de dolor). El decibelio, dB es un número sin

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	------------------------	--

dimensiones que relaciona el nivel de potencia sónica con el nivel de potencia de referencia ($1 \cdot 10^{-12} \text{ W/m}^2$) y equivale a:

$$dB = 10 \log_{10} \left(\frac{\text{potencia medida}}{\text{potenci de referencia}} \right) \quad (7.1)$$

Ademásj el oído humano no responde por igual a las distintas frecuencias y puede discriminar intensificando ciertas frecuencias (500 a 1000 Hzj con una cresta entre 3000 y 4000 Hz) y reduciendo otras. Las medidas de sonido pueden imitar el oído humanoj utilizando la llamada escala de peso (weight scale) del circuito "A". Por consiguientej los niveles de potencia del sonido corregidos para la percepción humana se expresan en unidades especialesj dB(A).

$$\begin{aligned} dB(A) &= 10 \log_{10} \frac{\text{potencia medida}}{\text{potencia de referencia}} = 10 \log_{10} \frac{\text{potencia medida}}{10^{-12}} \\ &= 10 \log_{10}(\text{potencia medida}) + 120 \end{aligned} \quad (7.2)$$

En la tabla 7.8 figuran algunos ejemplos de niveles de ruido db(A).

Fuente de sonido	dB(A)	Fuente de sonido	dB(A)
Umbral de dolor	140	Oficina ruidosa	60
Prensa hidráulica	130	Conversación animada	60
Clixon fuerte	120	Coche a 80 km/h	55
Reactor a 250 m	3,5-4,5	Biblioteca	40
Metro, avión a hélice	<3,5	Área rural por la noche	20-40
Taladradora neumática a 7 m	95	Estudio de grabación	30
Orquesta sinfónica	90	Reloj eléctrico a 3 m	20
Tráfico pesado	80	Crujido de la hierba	10
Camión a 60 km/h a 100 m	65	Umbral de audición	0

Tabla 7.8 Nivel de presión sónica de ruidos comunes –dB(A)

Las turbinas del aerogenerador producen dos tipos de ruido, mecánico y aerodinámico.

La vibración mecánica es producida en la caja de engranajes y en los mecanismos de transmisión del movimiento de las palas, y presenta distintas modalidades. El

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

aislamiento de este tipo de ruido es fácil y se logra encerrando. Los mecanismos en una caja aislante, instalando montajes anti vibratorios y amortiguadores o bien utilizando cajas de engranajes especialmente diseñadas para que generen niveles bajos de ruido.

El ruido aerodinámico proviene del flujo turbulento del aire al pasar por la superficie de las palas de las turbinas, presentándose en una gama amplia de frecuencias. Sin embargo, el ruido de conmutación está relacionado con los ruidos naturales como el viento soplando a través de los árboles. El ruido aerodinámico se produce en las puntas de las palas y en el borde de fuga de las mismas, si bien, los diseños actuales lo han reducido de modo significativo.

En las palas, la diferencia de presiones entre el extradós (parte superior) y el intradós (parte inferior) tiende a crear unas corrientes de aire (vientos relativos) transversales, de abajo hacia arriba y a lo largo de la envergadura, que se superponen a la corriente longitudinal normal del aire alrededor de la pala. Estas corrientes transversales dejan de estar soportadas en las puntas de la pala. Las condiciones que allí se encuentran son, que por un lado, en el extradós existe una menor presión y mayor velocidad del aire que en el intradós, donde hay una mayor presión y menor velocidad, y por el otro lado la corriente lateral en la punta es mucho mayor que la que existe en cualquier punto del borde de ataque de la pala. Por lo tanto, se origina una corriente de abajo hacia arriba que al chocar contra la corriente lateral, da lugar a torbellinos, llamados torbellinos de punta de la pala que se desplazan hacia atrás enroscándose en sentidos opuestos (se pueden observar en las figura siguiente figura 7.2).



Fig 7.2 Torbellinos de punta de la pala

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

Estos torbellinos se hacen visibles cuando el aire va muy cargado de humedad. En un parque eólico obligan a separar las turbinas en una distancia de 3 veces el diámetro del rotor para evitar interferencias. (figura 7.3)

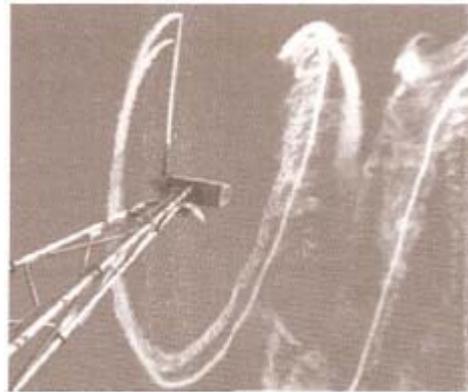


Fig 7.3 Efecto de torbellino de las puntas de las palas de la hélice

El ruido aerodinámico es proporcional a la quinta potencia de la velocidad de la punta de la pala, es decir, que pequeñas variaciones en la velocidad pueden afectar de forma dramática el nivel de ruido del aerogenerador. Los proyectistas, a través de datos empíricos, han llegado a la conclusión de limitar la velocidad de la punta a un máximo de 65 m/s, con esta limitación y situando el aerogenerador a más de 400 m de la vivienda más próxima se consigue un nivel de ruido similar al ruido ambiental. Sin embargo, hay que tener en cuenta la propagación de la energía sónica debida a otros factores, tales como la altura del rotor y la topografía del lugar. Por otro lado, el ángulo de ataque con que las palas se enfrentan al viento influye también en la producción de ruido aerodinámico.

Existen varias legislaciones sobre el ruido proveniente de fuentes mecánicas o industriales (BS4142: 1990 - British Standards Institute 1990). A señalar que las áreas con ruido de fondo inferior a 30 dB(A), es decir, con velocidades del viento inferiores a 5 metros/segundo quedan excluidas de esta norma.

Puede consultarse la tabla inferior como guía para predecir el ruido que provocará el funcionamiento de una turbina a una distancia determinada.

Distancia (m)	Cambio de nivel de sonido dB(A)	Distancia (m)	Cambio de nivel de sonido dB(A)	Distancia (m)	Cambio de nivel de sonido 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

Tabla 7.9 Nivel de sonido (dB(A)) en función de la distancia a la fuente

Si bien las turbinas pueden producir niveles de ruido muy bajos, las respuestas individuales al ruido, en particular tratándose de un nuevo tipo de ruido, pueden ser muy variadas y producirse un impacto ambiental importante en algunos individuos, mientras que en otros el ruido pasa inadvertido. Si en las proximidades, opera maquinaria agrícola, el ruido puede quedar enmascarado hasta que sobrepasa en varios decibelios el ruido de fondo del ambiente, en particular de noche, y en las áreas rurales. Influye considerablemente la difusión, a través de los periódicos y la televisión, de los ruidos producidos por esta fuente de energía renovable. No debe sobrepasarse 40 dbA en el punto más cercano de la vivienda afectada por el parque eólico y durante el 90% del tiempo de operación del parque.

7.5) Los destellos:

Es la reflexión intermitente de los rayos del sol en las palas de la turbina, visible desde una distancia de 10 a 15 km y que puede tener un efecto molesto en algunos observadores. Si las turbinas están próximas a alguna carretera, el destello puede distraer a los conductores.

Su intensidad depende de los siguientes factores:

- Elevación solar.
- Orientación de la turbina.
- Paso de las palas.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-------------------------------	--

-Reflectividad de las superficies de las palas y de la góndola.

-Velocidad de rotación de las palas.

Las palas modernas son de gran longitud (80 - 100 - 120 m) y se construyen con composites y fibra de carbono que presentan un aspecto superficial mate o apagado, al contrario de las primeras palas de acero o aluminio. La regla general es que las palas, la góndola y la torre están pintadas con recubrimientos anti reflectantes y que las turbinas no se instalen en puntos donde el reflejo de las palas pueda causar problemas.

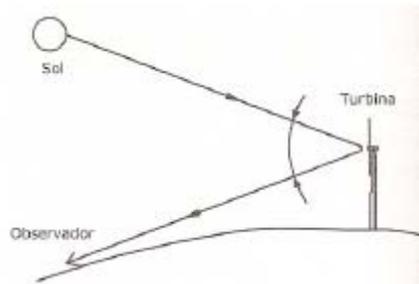


Fig 7.4 Efecto de destello por reflexión de los rayos del sol sobre las palas de la turbina

7.6.- Parpadeo por sombra de las palas (shadow flicker):

Es el efecto de reflejo de la rotación de las palas de la turbina contra el fondo del cielo, en particular si el sol se encuentra detrás de las turbinas. En el atardecer=5 sombras de las turbinas girando se proyectan sobre una gran extensión de terreno, en las casas y jardines próximos, lo que puede provocar malestar en los individuos con la aparición de náuseas y vómitos, migraña y episodios elípticos.

Las personas epilépticas (0,5% de la población mundial), entre el 3 y el 5% son sensibles a la epilepsia fotosensible provocada por la frecuencia e intensidad del parpadeo, y en proporción al campo de visión que el receptor observa en el emisor. En experimentos realizados se detectó que estas personas presentan una reacción adversa a las frecuencias entre 2,5 a 20 Hz.

	<p style="text-align: center;">Título Proyecto</p>	<p style="text-align: center;">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	--

Una turbina de 35 rpm genera un parpadeo de frecuencia:

$$3 \text{ palas} \cdot 35 \text{ rpm} = 105 \text{ rpm} = 1,75 \text{ Hz} < 2,5 \text{ Hz}$$

Mientras que una turbina de velocidad de operación 15 rpm, típica de las turbinas con un rotor de 80 a 120 m de diámetro, tiene una frecuencia de excitación de:

$$3 \text{ palas} \cdot 15 \text{ rpm} = 45 \text{ rpm} = 0,75 \text{ Hz} < 1 \text{ Hz}$$

Como este valor está pues fuera del margen de frecuencias que afecta a las personas epilépticas, se considera que el impacto es mínimo. Sin embargo, para la población general que vive en casas con grandes ventanales orientados a los aerogeneradores y sin el tamiz de la vegetación es aconsejable dejar una distancia suficiente y si ello no es posible, será necesario plantar árboles o vegetación que actúen como barrera. El parpadeo es más pronunciado en el hemisferio norte durante los meses de invierno, debido a que el sol está más bajo en el horizonte.

A partir de las coordenadas del lugar, puede conocerse la trayectoria del sol (elevación y azimut) y calcular el tiempo en que el sol, las turbinas y el receptor (vivienda) estarán alineados para generar el parpadeo.

Pueden considerarse las siguientes hipótesis:

- El sol debe estar como mínimo 3° sobre el horizonte. Número de días nublados en los que lógicamente no habrá parpadeo.

- Número de días en los que las turbinas no giran al atardecer.

- Los efectos del parpadeo son despreciables a distancias mayores de 10 diámetros del rotor de la turbina o bien de 1 a 2 km de la turbina.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-------------------------------	--

El tiempo estimado de las sombras de las palas al ponerse el sol puede ser de 2 h/día, lo que, en el caso de un parque eólico con numerosas viviendas, puede representar, considerando que habrá días nublados o con lluvia, unas 400 h/año.

Para determinar con más exactitud dicho número se estudian los siguientes factores:

- Periodo de oscurecimiento del sol por las nubes.
- Orientación de las turbinas.
- Periodos de baja y alta velocidad del viento (menor de 4 mis o mayor de 25 mis, respectivamente), durante los cuales las turbinas no funcionan.
- Distancia de las casas a las turbinas.

Se considera que el umbral de afectación del parpadeo es de 25/30 horas/año

Factor	Impacto en el efecto sombra (parpadeo)
Tiempo atmosférico	Una baja visibilidad reduce la intensidad del parpadeo.
Tamizado de los obstáculos	Los árboles o edificios situados entre las turbinas y el receptor reducen la presencia e intensidad del parpadeo.
Altura del cubo	Una gran altura espaciará el parpadeo en una mayor área, reduciendo la intensidad del parpadeo.
Distancia	A mayor distancia, disminuye el parpadeo ya que las palas cubrirán un menor espacio del disco solar y además la sombra del disco rotor estará desenfocada, dando lugar a un parpadeo diferente. A distancias entre 500 a 1000 m dependiendo del diámetro del rotor, este aparecerá al observador como un objeto estacionario con el sol detrás.
Colinas distantes	Cuando el sol se encuentra bajo en el horizonte, las colinas o montañas lejanas pueden eliminar la sombra de las palas.
Ángulo entre el sol y el plano del rotor	Cuando, desde el punto de vista del observador, el plano del rotor está alineado con el sol y el receptor, la sombra será muy estrecha y de baja intensidad (igual al espesor de las palas). Lo contrario ocurre cuando el plano del rotor es perpendicular a la línea sol-receptor, en cuyo caso, la sombra de las palas será máxima.
Posición del sol con relación a las palas del rotor	Las palas del rotor son de poco espesor en la punta y tienen el máximo en el cubo. De este modo, con el movimiento del sol, la sombra de la punta de las palas es de poca intensidad, va creciendo hasta llegar al cubo del rotor, y decrece al moverse en el lado opuesto del rotor.

Tabla 7.10 Factores que influyen en el efecto parpadeo de las palas.

 <p data-bbox="245 192 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 138 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 138 1300 174">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

7.7.- Riesgo de rotura del aerogenerador:

Las turbinas presentan muy pocos riesgos para la seguridad de las personas y de los bienes, en particular si el parque eólico se construye alejado de las zonas habitadas. Se han realizado muchos ensayos sobre las palas y sobre los componentes críticos del aerogenerador (palas, buje, eje principal y sus soportes, corona de orientación, torre y cimentaciones), para confirmar que su vida útil será de 20 años, de modo que es muy raro que falle una turbina y el riesgo es muy bajo ya que el sistema está totalmente automatizado. La distancia teórica máxima que puede alcanzar un fragmento de una pala al romperse ésta, es de 400 m, si bien en los pocos casos que ha ocurrido ha sido mucho menor. La probabilidad de rotura de alguna pala es muy remota y la probabilidad de que el fragmento alcance a alguna persona es 100 veces menor que la probabilidad de que dicha persona sea alcanzada por el rayo en una tormenta.

7.8.- Caída de rayos:

A nivel mundial, cada segundo descargan 100 rayos y los aerogeneradores son susceptibles por su altura de ser afectados. La temperatura que se alcanza en la descarga eléctrica puede llegar a los 30000°, lo que corresponde a cinco veces la temperatura de la superficie del sol.

La intensidad de la corriente alcanza fácilmente 100000 A, Y algunas veces incluso 400000 A, pero considerando que la duración de la descarga es de unos millonésimos de un segundo, un rayo medio sólo produce una cantidad de energía limitada.

La descarga de un rayo afecta principalmente a las palas, por eso prácticamente todos los aerogeneradores tienen un sistema de protección que dirige el rayo desde la punta de la pala hasta cubo del rotar, de aquí a la góndola y la torre y después hasta el suelo. Las palas disponen de un conductor de cobre tendido de la punta de la pala al cubo al que sigue un conductor de bajada de cobre de una sección de 50 mm², que pasa a la góndola y por su chasis a la torre. La corriente del rayo continúa a través de dos

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-------------------------------	--

conductores de cobre paralelos que bajan por la torre al sistema de puesta de conexión a tierra. Este está formado por un anillo de cobre, enterrado a 1 m de profundidad y conectado con dos picas de puesta a tierra, a ambos lados de la cimentación. Por otro lado, se instalan sensores que permiten medir todas las caídas de rayos con el tiempo de ascenso y la energía específica desarrollada. Los datos son recibidos por el operador quien puede verificar el efecto del impacto de los rayos en el aerogenerador sin que sea necesario, inicialmente, detenerlo para realizar una inspección. El riesgo mayor, trabajando en condiciones atmosféricas difíciles, lo tiene el personal de mantenimiento cuando sube al interior de la torre y cuando trabaja en la cabina a 30 metros de altura sobre el terreno, por lo que dicho personal debe seguir las indicaciones del reglamento de seguridad correspondiente .

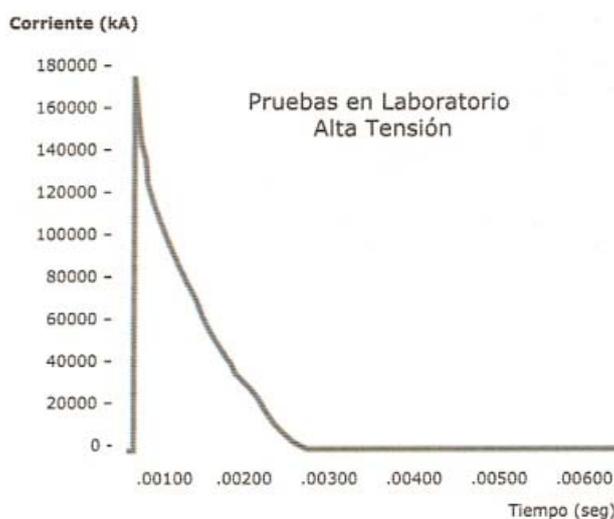


Fig 7.5 Pruebas de corriente en Laboratorio de Alta tensión

7.9.- Efectos electromagnéticos:

Dos posibles perturbaciones electromagnéticas pueden presentarse, la debida a los campos electromagnéticos producidos al generar electricidad, que es un fenómeno común en otras instalaciones, y la producida por la estructura al dispersar señales de radio y televisión, que puede minimizarse instalando estaciones repetidoras o modificando el equipo receptor. Los efectos electromagnéticos inducidos por los aerogeneradores son muy limitados. En general, los campos o corrientes inducidas en el organismo por campos eléctricos o magnéticos de frecuencia industrial son

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-----------------------------------	--

demasiado débiles para ser nocivos; y las normas de seguridad establecidas están para proteger a las personas de la exposición a campos de frecuencia industrial que puedan inducir corrientes peligrosas. Estas normativas de seguridad para campos (al contrario de las que protegen contra descargas por contacto con los conductores) se establecen para limitar las corrientes inducidas en el cuerpo a niveles por debajo de los que se dan de forma natural en el cuerpo. Los campos magnéticos pueden quedar reducidos de forma substancial si se entierran las líneas de transporte.

Esta reducción se debe a que las líneas subterráneas utilizan goma, plástico o aceite como material aislante en lugar de aire; esto permite que los conductores puedan situarse mucho más juntos, produciéndose una mayor cancelación magnética de las fases. Los estudios de salud de trabajadores expuestos a campos eléctricos y magnéticos intensos de frecuencia industrial no proporcionan una evidencia consistente de que estos campos sean tóxicos. No existe un consenso general sobre los efectos perjudiciales de las ondas electromagnéticas. Las turbinas eólicas pueden causar Interferencia Electromagnética (IEM) por reflexión de la señal en las palas del rotor, con lo que un receptor cercano puede captar las señales directa y reflejada. La señal reflejada sufre un retraso debido a la diferencia en la longitud del camino recorrido y un corrimiento Doppler debido al movimiento de las palas, y crea la interferencia con la señal directa. Las palas metálicas, son fuertemente reflectantes, mientras que las palas modernas de plástico reforzado con fibra de vidrio y con carbono son parcialmente transparentes a las ondas electromagnéticas y su interferencia es menor.

Al diseñar un parque eólico deben eliminarse los problemas que afectan los sistemas de control de navegación y tráfico aéreo. La interferencia electromagnética puede también afectar las señales de las estaciones de TV y radio y las comunicaciones de microondas y de telefonía celular. Son ocasionales las interferencias con algunos receptores de televisión domésticos, y pueden corregirse empleando transmisores y/o receptores más direccionales.

 <p data-bbox="245 197 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 141 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 141 1305 181">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

7.10.- Afectación de la vida animal:

Puede presentarse en la construcción y en la operación de las turbinas, de modo que es necesaria una planificación cuidadosa para evitar perturbar el hábitat de los animales del entorno, efectuando una valoración ecológica de la flora y de la fauna. Durante la construcción, el impacto se efectúa sobre la vegetación y el suelo al construir las carreteras de acceso, recomendándose recubrir los accesos, una vez construidos, con la vegetación original.

A finales de los años 80 se observó que algunas aves, especialmente las águilas doradas y los halcones de cola roja protegidos por normas federales, murieron en Altamont Pass, California, a causa de turbinas eólicas y líneas de transmisión. En Tarifa (España), uno de los dos puntos principales de migración de aves a través del Mar Mediterráneo, se informó de la muerte de aves así como en otras rutas migratorias en el norte de Europa.

Estos hechos aconsejaron que los emplazamientos de los parques eólicos debían evitar las zonas migratorias y de alimentación de los pájaros y las aves. Entre los factores que afectan figura la velocidad del viento, ya que los pájaros que en buen tiempo vuelan sobre los aerogeneradores, tienden a volar a menor altura cuando el viento es fuerte para evitar la cizalladura (wind shear). La probabilidad de choques de pájaros es mínima, ya que en su vuelo, viran alejándose de los aerogeneradores. Los grandes pájaros tienden a virar a mayor distancia que los pájaros más pequeños, debido al mayor radio de giro que necesitan. Un estudio realizado con radar en Tjaereborg, en el oeste de Dinamarca, donde hay instalada una turbina de 2 MW con un rotor de 60 m de diámetro, mostró que la respuesta de bandadas de pájaros en su vuelo contra el parque era cambiar la dirección de vuelo entre 100 y 200 m antes de la turbina y pasar por arriba o por el costado a una distancia segura, para evitar la colisión y después volver al rumbo de vuelo inicial. Este comportamiento se observó en forma consistente tanto de día como de noche. Las plantas y animales que viven, o se mueven a través de

 <p data-bbox="245 192 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 141 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 141 1300 179">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

un área determinada también forman parte del hábitat que contiene los componentes físicos y biológicos que sustentan a las comunidades vivas de la cadena alimentaria. Un parque eólico puede tener efectos directos por destrucción del hábitat y efectos indirectos por la producción de contaminantes que afecten la salud de estos organismos.

7.11.- Aviación:

En Europa y en todo el mundo, las Autoridades de Aviación Civil son responsables de la regulación de las actividades aeronáuticas, a través de ICAO (International Civil Aviation Organization).

La construcción de un aerogenerador o un parque eólico puede afectar las operaciones de aviación:

1. La estructura alta considerada como una obstrucción vertical en los vuelos a baja cota. Los campos de aviación controlados disponen de un círculo de 5 millas o más donde se realizan las aproximaciones al campo y el circuito de tráfico. Los mapas de los aeropuertos incluyen las zonas más altas con los valores de las alturas y las zonas protegidas.

2. Las palas en rotación pueden afectar a los aparatos de navegación y otros equipos. La altura de las turbinas puede afectar a las operaciones de radar del campo, las militares, las de ruta o meteorológicas, las microondas asociadas a los radares primario y secundario y las ayudas a la navegación. Por este motivo, cualquier instalación eólica que se desee situar a menos de 30 km de los servicios de radar de un aeropuerto, debe contar con la aprobación de la autoridad aeronáutica. El color blanco es el más efectivo. Los colores gris ligero o azul son menos efectivos para ser visibles por los pilotos durante el día.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-------------------------------	--

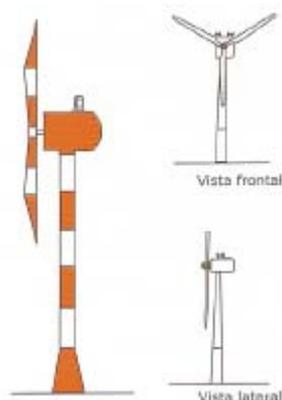


Fig 7.6 Marcaje y señalización de un aeropuerto

La norma AC 70/7460-1K de la FAA (Federal Aviation Administration) requiere que los objetos más altos de 61 m (200 pies) sigan los siguientes puntos:

- Señalización de día:

El color blanco es el más efectivo. Los colores gris ligero o azul son menos efectivos para ser visible por los pilotos durante el día.

Si se pinta la turbina con pintura oscura debe incorporarse una luz de día.

Luz centelleante (flash) de color blanco de alta intensidad, muy visible aunque el sol esté de cara al avión, o bien

Luz centelleante (flash) de color blanco de media intensidad

- Señalización de noche:

No es necesario señalar todas las turbinas, basta marcar el contorno del parque con luces separadas 800 m (2640 pies o 0,5 statute mile). Las luces más eficaces son flash roja (L-864) o blanca (L-865).

Las luces de obstrucción deben funcionar simultáneamente y deben colocarse en el punto más alto posible para ser claramente visibles en todo el horizonte (360°). En la figura de al lado pueden verse el marcaje y la posición de las luces según la FAA (Federal Aviation Administration) americana .

En la tabla de abajo puede verse la visibilidad y distancia de alcance de varias intensidades de luz que garantizan al piloto la visión del parque eólico a una distancia suficiente para evitarlo.

Distancia/Intensidad de luces en condiciones meteorológicas			
Periodo	Visibilidad (km)	Distancia (km)	Intensidad (candelas)
Noche	4,8	4,7	1500 (+/- 25%)
		4,9	2000 (+/- 25%)
		2,2	32
Día	1,6	2,4	200000
		2,2	100000
		1,6	20000 (+/- 25%)

Distancia/Intensidad de luces en condiciones meteorológicas			
Periodo	Visibilidad (km)	Distancia (km)	Intensidad (candelas)
Día	4,8	4,8	200000
		4,3	100000
		2,9	20000 (+/- 25%)
Crepúsculo	1,6	1,6 a 2,4	20000 (+/- 25%)
Crepúsculo	4,8	2,9 a 6,7	20000 (+/- 25%)

Tabla 7.11 Distancia/ Intensidad de día, crepúsculo y noche

Mientras que en Alemania establecen una distancia de 5 km entre las estaciones de radar y el parque eólico, en Inglaterra mantienen un radio de 73 km con relación a cualquiera de las subestaciones de los radares de defensa.

En Australia, cualquier estructura que sobrepase los 110 m sobre el terreno debe pedir autorización a CASA (Civil Aviation Safety Authority) que determina el efecto de la estructura sobre las operaciones de aviación y establece la necesidad de colocar marcajes o luces de señalización de obstáculos. CASA indica que los parques eólicos deben estar alejados de cualquier aeropuerto unos 30 km como mínimo.

En Dinamarca las normas de marcaje y señalización son:

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	------------------------	--

Medidas de marcaje e iluminación en Dinamarca			
Turbinas	Palas	Torre	Notas
< 100 m			No se requiere marcaje ni iluminación
100 a 150 m	1/7 de la punta - color rojo (marca de día)	Parte superior al lado de la caja del generador - 2 luces tipo flash de señalización de obstáculos	Grandes parque - todas las turbinas marcadas / En las esquinas y extremos del parque luces de intensidad media y baja en las restantes
> 150 m	Alternativa 1 - Luces en la punta de cada pala, lo que puede ser un espectáculo de desorientación ya que los rotores no giran a la misma velocidad Alternativa 2 - Luces en la punta de la pala pero que solo se iluminan cuando están en su posición más alta	Parte superior al lado de la caja del generador - 2 luces tipo flash de señalización de obstáculos	

Tabla 7.12 Medidas de marcaje e iluminación en Dinamarca

En Europa, las recomendaciones mínimas en términos de balizamiento de obstáculos se pueden encontrar en el Anexo 14, Vol. I, Capítulo 6 de la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI). Definen los tipos de balizas necesarias para la señalización, indicando la intensidad mínima y la disposición: de las balizas con respecto a la altura y la extensión de los obstáculos.

Recomendaciones mínimas de balizamiento de obstáculos – Luces - OACI								
Balizas de baja intensidad			Balizas de media intensidad			Balizas de alta intensidad		
Clase	Color	Intensidad luminosa	Clase	Color	Intensidad luminosa	Clase	Color	Intensidad luminosa
Fijas, tipo A	Rojo	Mínimo 10 cd	Destellantes Tipo A (20 a 60 destellos/min)	Bianco	Día-20000 cd Noche-2000 cd	Destellantes Tipo A (40 a 60 destellos/min)	Bianco	Día-200000 cd Crepúsculo - 20000 cd Noche - 2000 cd
Fijas, tipo B	Rojo	Mínimo 32 cd	Destellantes Tipo B (20 a 60 destellos/min)	Rojo	Noche-2 000 cd	Destellantes Tipo B (40 a 60 destellos/min)	Bianco	Día-100000 cd Crepúsculo-20000 cd Noche-2000 cd
			Fijas, Tipo C	Rojo	Noche-2000 cd			

Tabla 7.13 Recomendaciones mínimas de balizamiento de obstáculos

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
---	------------------------	--

Balizamiento de obstáculos - Zonas, alturas e intensidades luminosas - OACI		
Área	Altura objetos sobre el terreno - intensidad luminosa	Notas
Límites de los aeropuertos Radio 10 km con centro en la pista de un aeródromo público, ó de un aeródromo privado habilitado para operaciones nocturnas. Corredores VFR establecidos más un área suplementaria de 1 km a cada lado de los mismos. Radio de 2 km con centro en un helipuerto. Helicorredores establecidos más un área suplementaria de 0.5 km a cada lado de los mismos.	< 45 m-Baja intensidad 45 a 150 m-Media intensidad > 150 m-Alta intensidad	Objetos altura > 150 m - Unidad de Control de Lámpara Apagada (U.C.L.A.) (detecta fallo de una o más luces). Objetos agrupados entre sí (parque eólico) - luces superiores. Si son de baja intensidad estarán espaciadas a < 45 m. Si son de media intensidad el intervalo < 900 m.
Fuera de los límites de los aeropuertos	45 a 150 m-Baja intensidad 150 a 300 m-Media intensidad > 300 m-Combinación Alta intensidad o Media y Baja intensidad	Objetos altura > 150 m - Unidad de Control de Lámpara Apagada (U.C.L.A.) (detecta fallo de una o más luces). Objetos agrupados entre sí (parque eólico) - luces superiores. Si son de baja intensidad estarán espaciadas a < 45 m. Si son de media intensidad el intervalo < 900 m.

Tabla 7.14 Balizamiento de obstáculos- Zonas, alturas e intensidades luminosas

7.12.- Desmontaje:

Cuando termina la vida útil del aerogenerador o del parque eólico deben desmontarse los equipos. Las bases de hormigón pueden sacarse pero puede ser mejor dejarlas en el lugar ya que causarán menos problemas. Durante el tiempo el funcionamiento del parque (unos 20 años) habrán sido cubiertas por vegetación y la campiña habrá vuelto al estado original que tenía antes de la instalación de los aerogeneradores. ∴ desmontaje de las turbinas es de interés ya que siempre hay un mercado de s..segunda mano donde podrán colocarse. Sin embargo debe tenerse en cuenta que el precio de venta sea superior al coste del desmontaje.

7.13.- Emisiones:

Cada kWh eléctrico generado por energía eólica en lugar de carbón evita la emisión de 0,6 kg de CO₂, ahorra 1,33 g de dióxido de azufre y 1,67 g de óxido de nitrógeno. La tabla inferior se indican las emisiones en toneladas/GWh de una turbina eólica, de las centrales que utilizan carbón y gas natural (ciclo combinado) como

combustible y de una central nuclear. En la tabla se incluyen las emisiones producidas durante el período de construcción de las centrales.

Emisiones de gases en la producción de electricidad (gramos/kWh)							
Central	CO ₂	NO ₂	SO ₂	Partículas	CO	Hidrocarburos	Residuos Nucleares
Eólica	7,4	Trazas	Trazas	Trazas	Trazas	Trazas	-
Carbón	1058	2985	2971	1,626	0,267	0,102	-
Gas natural (ciclo combinado)	824	0,251	0,336	1,176	Trazas	Trazas	-
Nuclear	8,6	0,034	0,029	0,003	0,018	0,001	3,641

Tabla 7.15 Emisiones de producción de electricidad en Toneladas por GWh

7.14.- Empleo:

Sin considerar la mano de obra necesaria en la construcción e instalación de un aerogenerador o de un parque eólico, la industria eólica genera empleo en la operación y mantenimiento, estimándose 450 personas por TWh/año, o 6 personas por MW de potencia en las nuevas turbinas. En la figura de abajo puede verse el porcentaje global de generación de empleo

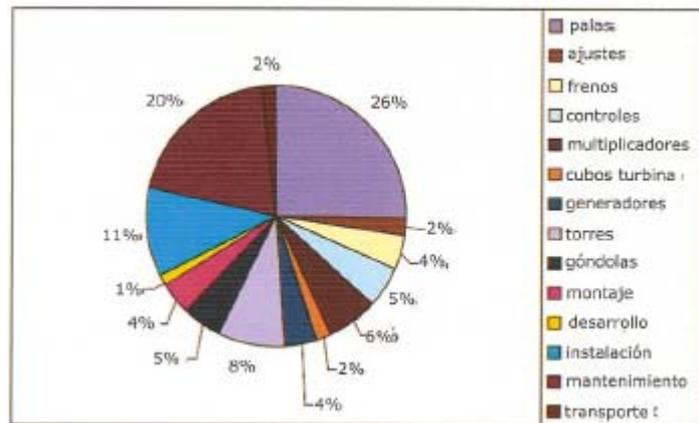


Fig 7.7 Generación de empleo en porcentaje de la industria eólica

 <p data-bbox="245 192 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 138 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 138 1305 174">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

7.15.- Recursos arqueológicos y paleontológicos:

Cualquier tipo de proyecto que incluya limpieza de la vegetación, disturbio de la superficie de la tierra o excavaciones en ésta, tiene en potencia la posibilidad de afectar recursos arqueológicos o paleontológicos que pueden estar presentes en el área.

Los recursos arqueológicos o culturales son la evidencia estructural de la historia del desarrollo humano. Incluye recursos prehistóricos e históricos, así como recursos etnográficos que constituyen la herencia de un grupo cultural particular. También están asociados a los recursos culturales ciertos rasgos naturales de un lugar, así como plantas o especies empleadas con propósitos tradicionales, o para trazar el marco físico del entorno. Los recursos paleontológicos son los restos fosilizados o trazas de la evidencia de plantas y animales prehistóricos o aún restos humanos muy antiguos preservados en suelos o rocas.

La instalación de una granja eólica, por su extensión y requerimientos, puede afectar estos recursos y es necesario realizar un estudio muy profundo antes de iniciar cualquier trabajo en la zona a fin de identificarlos y no interferir con los mismos.

7.16.- A nivel marítimo:

Las turbinas instaladas costa afuera representan un estudio complejo de los efectos que tendrá sobre la naturaleza esta técnica. Muchos de los problemas que se han planteado se pudieron reducir comparando esa nueva situación con los parques de viento que existen actualmente tierra adentro y en regiones costa afuera en Dinamarca. Los problemas presentados tienen que ver con los rotores, las torres, los fundamentos, las conexiones eléctricas, las actividades frente a la construcción del parque, los impactos frente a la fauna y flora, corrientes, erosión costera etc.

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	----------------------------	--

Todos estos puntos engloban un complejo impacto de elementos individuales que se deberán tener en cuenta frente al ecosistema marino para evaluar estos parques (Manejo Integrado Costero).

Actualmente este tipo de granjas en Europa se encuentran en Dinamarca con un par de turbinas cada uno. En este país existe un programa ambicioso donde se concentrara masivamente la producción de energía eólica afuera en la costas. Le siguen el Reino Unido y los países Bajos con otros proyectos en el sistema costero.

El impacto ambiental que tiene estas granjas con sus turbinas en el sistema costero se comenzaron a estudiar primeramente hipotéticamente, pues hasta recientemente no se habían realizado investigación al respecto en el mundo. El Convenio de Oslo-Paris-Convention (OSPAR, 1992) y el de Helsinki-Convention (HELCOM, 1992) para la protección Marina del Nordeste del Atlántico y el Mar Báltico respectivamente se obliga defender y evaluar los posibles impactos y efectos de las turbinas costa afuera sobre la naturaleza y el paisaje marino.

7.17.- Ventajas de la energía eólica:

Uno de los mayores consumos eléctricos que se realizan en los países desarrollados es el destinado a la iluminación pública de las calles y carreteras.

Además desde hace unos años, existen una serie de campañas destinadas a reducir la contaminación lumínica que muchas de las farolas y fuentes de luz instaladas provocaban, lo que llevó a colocar nuevos modelos más eficientes energéticamente y que además enfocaban mejor hacia las zonas necesarias evitando contaminar lumínicamente las zonas innecesarias.

Investigando por internet nos hemos encontrado con dos casos de éxito en la utilización de iluminación pública no sólo eficiente y no contaminantes, sino además basada en energías renovables.

 <p>Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
---	-----------------------------------	--

El primero de ellos es un sistema de iluminación híbrido instalado en Canadá. Las farolas llamadas “Kazekamome Remote Hybrid” poseen un sistema de alimentación eléctrica que proviene tanto del sol como del viento.



Fig 7.8 Sistema de iluminación híbrido instalado en Canadá

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-------------------------------	--

8. -Legislación

8.1.- Internacional

- Aplicación provisional del Convenio Internacional, por el que se acuerda la constitución de un Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Lisboa el 20 de enero de 2004. BOE 132, de 01-06-04.
- Decisión del Consejo de 17 de octubre de 2005, sobre la firma por la Comunidad Europea del Tratado por el que se establece la comunidad de la energía. DOCE 329, de 16-12-2005.

8.2.-Unión Europea

La Unión Europea ha desarrollado una serie de directivas y legislaciones a nivel europeo para favorecer y contribuir a un desarrollo más eficiente de las energías renovables, como son:

- **Directiva 2001/77/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo de 27/10/01, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables.
- **Directiva 93/76/CEE del Consejo** de 13 de septiembre de 1993 relativa a la limitación de las emisiones de dióxido de carbono mediante la mejora de la eficacia energética (SA VE).
- **Directiva 96/92/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Libro Blanco de la Comisión Europea sobre Política energética de 1995, que incide en la necesidad de asegurar la mejora de la eficiencia energética en el nuevo contexto de liberalización de los mercados. Ideado para una Estrategia y un Plan de Acción

	<p style="text-align: center;">Título Proyecto</p>	<p style="text-align: center;">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	--

Comunitarios. En la tabla siguiente puede verse la evolución y objetivos de consumo de energía primaria para 2010.

Fuente de energía	Consumo 1995	Consumo 2000	Objetivo 2010
Eólica	0,35	1,83	6,89
Hidroeléctrica	24,8	27,00	28,8
Solar fotovoltaica	0,002	0,011	0,26
Solar térmica	0,26	0,38	4
Biomasa	44,8	48,65	135
Geotérmica	2,50	3,42	5,2
Total renovables	72,7	81,3	180,16
Consumo Total	1366	1460	1.581
% renovable/total	5,3	5,6	11,4

Tabla 8. 1 Libro Blanco de las Energías Renovables en Europa. Evolución y objetivos de consumo de energía primaria para 2010 (Mtep)

8.3.- Nacional

- - **Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.**
- **Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo**, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. (Vigente hasta el 1 de junio de 2007), indica:

Subgrupo b.2.1. Instalaciones eólicas ubicadas en tierra

Si la central aerogeneradora vende su energía a alguna compañía suministradora, la tarifa eléctrica regulada es 0,075681 €/kWh los primeros 20 años y después su valor es 0,063250 €/kWh. Y en el caso de que el particular o la empresa propietaria del aerogenerador optase al mercado libre de producción de energía eléctrica, la prima de referencia es de 0,030272 €/kWh en los primeros 20 años, su límite superior es 0,087790 y su límite inferior 0,073663, mientras que después de este tiempo su valor es nulo.

 <p data-bbox="245 197 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 141 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 141 1305 179">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

Subgrupo b.2.2. Instalaciones eólicas ubicadas en el mar territorial.

La prima máxima de referencia a efectos del procedimiento de concurrencia previsto en el RD 1028/2007 de 20 de julio será 0,087124 €/kWh y el límite superior 0,169494 €/kWh.

En España el REAL DECRETO 1028/2007, de 20 de julio (BOE 183 de 1 de agosto de 2007) establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.

La disposición adicional tercera del RD 1028/2007 trata del estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos y divide el mar territorial en 55 áreas eólicas marinas, definidas como la extensión de superficie definida entre dos paralelos y dos meridianos, separados por un grado.

- **Real Decreto 222/2008 de 15 de febrero**, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Plan de Energías Renovables - Energía Eólica (21 de julio 2005)

El plan de Energías Renovables 2005 - 2010 tiene por objetivo que el 12% de la energía consumida en España en 2010 provenga de este tipo de fuente. El sector de más desarrollo es la energía eólica que ha aumentado la previsión en 12000 MW adicionales respecto al plan anterior, lo que supondría alcanzar una potencia total instalada de 20155 MW.

Aún no existen instalaciones eólicas en el mar pero se están desarrollando proyectos para las costas de Cádiz, Huelva, Castellón y el Delta del Ebro.

Las áreas a desarrollar para conseguir este objetivo son:

- Control de calidad de la energía cedida a la red.
- Aerogeneradores superiores a 2 MW y nuevos materiales.
- Parques eólicos marinos.

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	------------------------	--

Las previsiones por comunidades autónomas en España son:

Comunidad autónoma	Situación en 2004	Previsiones aumento 2005	Potencia en 2010
Andalucía	350	1850	2200
Aragón	1154	1246	2400
Asturias	145	305	450
Baleares	3	47	50
Canarias	139	491	630
Cantabria	–	300	300
Castilla- León	1543	1157	2700
Castilla- La Mancha	1534	1066	2600
Catalunya	94	906	1000
Extremadura	–	225	225
Galicia	1830	1570	3400
Madrid	–	50	50
Murcia	49	351	400
Navarra	854	546	1400
La Rioja	356	144	500
Comunidad Valenciana	21	1579	1600
Pais Vasco	85	165	250
Total año 2010 (MW)	8157	11998	20155

Tabla 8. 2 Previsión energía eólica para 2010 por comunidades autónomas

8.4.- Comunidades Autónomas:

8.4.1.- Andalucía

- Ley 2/2007, de 27 de marzo, de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía. BOJA 70, de 10-4-2007.

8.4.2.- Aragón

- Decreto 279/1995, de 19 de diciembre, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de reducción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Aragón. BOA de 03-01-95
- Decreto 93/1996, de 28 de mayo, por el que se regula el procedimiento de autorización de instalaciones de innovación y desarrollo para el aprovechamiento de la energía eólica, en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Aragón. BOA de 10-06-96

 <p data-bbox="245 192 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 138 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 138 1305 174">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

8.4.3.- Asturias

- Decreto 13/1999, de 11 de marzo, por el que se regula el procedimiento para la instalación de Parques Eólicos en el Principado de Asturias. BOPA de 9-4-1999.

8.4.4.- Cantabria

- Decreto 41/2000, de 14 de junio, por el que se regula el procedimiento para la autorización de Parques Eólicos en Cantabria. BOC de 20-6-2000.
- Decreto 142/2004, de 22 de diciembre, por el que se regula la formulación del Plan Energético de Cantabria para el período 2005-2011. BOC 4, de 7-1-2005.

8.4.5.- Castilla La Mancha

- Decreto 58/1999, de 18 de mayo, por el que se regula el aprovechamiento de la energía eólica, a través de parques eólicos, en la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha. DOCM de 21-05-99. C.e DOCM de 29-10-99.
- Ley 6/1999, de 15 de abril, de protección de la Calidad del Suministro Eléctrico. BOE 124, de 25-05-99. DOCM 26, de 30-4-1999.
- Orden de 7 de febrero de 2000, por la que se establece la relación de lugares que no resultan adecuados para la instalación de parques eólicos por motivos de sensibilidad ambiental. DOCM de 15-2-2000.
- Ley 1/2007, de 15 de febrero, de fomento de las energías renovables e incentivación del ahorro y eficiencia energética en Castilla-la Mancha. BOE 118, de 17-5-2007.

8.4.6.- Castilla y León

- Decreto 189/1997, de 26 de septiembre, por el que se regula el procedimiento para la amortización de las instalaciones de producción de electricidad a partir de la energía eólica. BOCyL de 30-9-1997.

 <p data-bbox="245 197 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 141 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 141 1305 179">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

- Decreto 127/2003, de 30 de octubre, por el que se regulan los procedimientos de autorizaciones administrativas de instalaciones de energía eléctrica en Castilla y León. BOCYL 215, de 5-11-2005.

8.4.7.- Cataluña

- Decreto 174/2002, de 11 de junio, regulador de la implantación de la energía eólica en Cataluña. DOGC 3664, de 26-6-2002.
- Orden TRI/216/2004, de 14 de junio, por la que se aprueban las bases reguladoras para actuaciones en materia de ahorro, eficiencia energética y aprovechamiento de los recursos energéticos renovables y se abre la convocatoria para el año 2004 (código de ayuda 10202 y Z06). DOGC 4163, de 29-6-2004

8.4.8.- C.F Navarra

- Decreto Foral 125/1996, de 26 de febrero, por el que se regula la implantación de los parques eólicos. BONA de 13-3-1996
- Decreto Foral 669/1996, de 9 de diciembre, sobre aplicación del Régimen Especial de deducción por inversiones a las que se realicen en instalaciones de aprovechamiento energético de fuentes renovables y producción de energía eléctrica y térmica mediante cogeneración con gas. BONA de 20-12-96
- Decreto Foral 685/1996, de 24 de diciembre, por el que se suspende la aprobación de nuevos parques eólicos. BONA de 13-01-97
- Decreto Foral 222/1998, de 29 de junio, sobre aplicación del régimen especial de deducción a las inversiones que se realicen en instalaciones destinadas al aprovechamiento de energías renovables, ahorro y diversificación energética. BONA de 31-7-1998.

 <p data-bbox="245 192 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 141 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 141 1305 174">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

8.4.9.- Comunidad Valenciana

- Acuerdo de 26 de julio de 2001, del Gobierno Valenciano, que aprueba el Plan Eólico de la Comunidad Valenciana. DOGV 4054, de 31-7-2001.
- Ley 8/2001, de 26 de noviembre, de Creación de la Agencia Valenciana de la Energía. BOE 303, de 19-12-2001.
- Decreto 9/2002, de 15 de enero, del Gobierno Valenciano, por el que se aprueba el Reglamento de Funcionamiento de la Agencia Valenciana de la Energía. DOGV 4173, de 22-1-2002.

8.4.10.-Extremadura

- Decreto 192/2005, de 30 de agosto, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, a través de parques eólicos, en el ámbito de la CA de Extremadura. DOE 104, de 6-9-2005.

8.4.11.-Galicia

- Decreto 205/1995, de 6 de julio, por el que se regula el aprovechamiento de energía eólica. DOG de 17-07-95.
- Ley 3/1999, de 11 de marzo, de creación del Instituto Energético de Galicia. DOG 61, de 30-3-1999.

8.4.12.-Islas Baleares

- Decreto 10/1993, de 11 de febrero, por el que se establecen ayudas económicas para ahorro y diversificación energéticas y aprovechamiento de recursos energéticos renovables. BOCAIB de 27-2-1993.
- Orden de la Consejería de Medio Ambiente, Ordenación del Territorio y Litoral de establecimiento de subvenciones para el ahorro, diversificación energética y aprovechamiento de recursos energéticos renovables. BOCAIB de 16-4-98.

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	----------------------------	-------------------------------------

8.4.13.-Islas canarias

- Orden de 14 de marzo de 1996, por la que se regulan las condiciones de acceso de los generadores eólicos a las redes eléctricas de Canarias. BOC de 15-4-1996.
- Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Eléctrico Canario BOC de 8-12-1997. Modificada por la Ley 8/2005.
- Orden de 6 de octubre de 2004, por la que se establecen las condiciones técnico administrativas para la repotenciación de parques eólicos existentes. BOC 200, de 15-10-2004

8.4.14.-La Rioja

- Decreto 48/1998, de 24 de julio, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, en el ámbito de la Comunidad Autónoma de La Rioja. BOLR de 28-07-98. C.e BOLR de 4-8-1998.

8.4.15.-Madrid

- Orden 9613/1999, de 30 de diciembre, de la Consejería de Economía y Empleo, por la que se regula la concesión de ayudas para la promoción de energías renovables y el ahorro y eficiencia energética para el período 2000-2001. BOCM de 10-01-00.
- Orden 547/2002, de 14 de febrero, de la Consejería de Economía e Innovación Tecnológica, por la que se regula la concesión de ayudas, cofinanciadas por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional, para la promoción de las energías renovables y del ahorro y la eficiencia energética para el período 2002-2003. BOCAM 42, de 19-02-02.

	Título Proyecto	Energía Eólica terrestre y marítima
--	----------------------------	-------------------------------------

8.4.16.-Murcia

- Acuerdo de 4 de abril de 2005, de declaración de impacto ambiental de la Dirección General de Calidad Ambiental relativa a un proyecto de ampliación del parque eólico 'Sierra de los Gavilanes', en los TM de Jumilla y Yecla, a solicitud de Energías renovables de la Región de Murcia, SA. BORM 180, de 6-8-2005.
- Acuerdo de 12 de julio de 2005, de declaración de impacto ambiental de la Dirección General de Calidad Ambiental, relativa a un proyecto del parque eólico Pedrera, en el TM de Jumilla, a solicitud de Ge Wind Energy, SL. BORM 198, de 29-8-2005.

8.4.17.-País Vasco

- Orden de 23 de diciembre de 1998, por la que se aprueba definitivamente el Plan Especial del Parque Eólico de Elguea. BOPV de 3-2-1999

 <p data-bbox="245 192 443 241">Escuela Universitaria de Ingeniería Técnica Industrial de Zaragoza</p>	<p data-bbox="555 138 694 219">Título Proyecto</p>	<p data-bbox="762 138 1300 174">Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	---	---

9. -Bibliografía:

- http://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_e%C3%B3lica
- <http://erenovable.com/energia-eolica/>
- <http://www.infoeolica.com/>
- <http://www.enbuenasmanos.com/articulos/muestra.asp?art=409>
- <http://elblogverde.com/energia-eolica/>
- <http://www.windpower.org/>
- <http://www.ewea.org/>
- <http://www.ieawind.org/>
- <http://www.aeeolica.org>
- <http://www.risoe.dk/>
- <http://www.chalmers.se/>
- <http://www.ncar.ucar.edu/>
- <http://anemos.cma.fr/>
- <http://www.inm.es>
- <http://redibericamm5.uib.es/>
- <http://www.ciemat.es/sweb/superconductividad/seducot.html>
- <http://www.ciemat.es/sweb/superconductividad/>
- <http://www.theflywheel.com/>
- <http://www.iea-eces.org/>
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

	<p>Título Proyecto</p>	<p>Energía Eólica terrestre y marítima</p>
--	-----------------------------------	--

- Guía del instalador de energías renovables: energía fotovoltaica; energía térmica; energía eólica; climatización - PERALES BENITO, TOMAS-2006-Limusa
- ENERGIA EOLICA de VILLARRUBIA, MIGUEL-GRUPO EDITORIAL CEAC-2004.
- ENERGÍAS RENOVABLES PARA EL DESARROLLO: ANTONIO CRESPO MARTÍNEZ; ADOLFO DE FRANCISCO; JESÚS FERNÁNDEZ GONZÁLEZ; MIGUEL ÁNGEL HERRERO GARCÍA; JOSÉ MARÍA DE JUANA SARDÓN; FLORENTINO SANTOS GARCÍA-Paraninfo-2007