

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO DE 6 MW

Diseño de un parque eólico de
6MW en Malpica de Bergantiños,
La Coruña

Bayón Gómez, Roberto
Cebadera Miranda, Laura
Del Castillo Gómez, Raquel

ÍNDICE

RESUMEN	4
DOCUMENTO 1: MEMORIA.....	5
1. OBJETIVO	5
2. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA EÓLICA.....	5
2.1. SITUACIÓN GENERAL DE LA ENERGÍA EÓLICA	5
2.2. SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO	6
2.3. SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EUROPA.....	7
2.4. SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA	8
2.4.1. Energía eólica en Galicia	10
3. EMPLAZAMIENTO: DELIMITACIÓN Y DESCRIPCIÓN	11
4. FUENTE EÓLICA.....	12
4.1. VARIABILIDAD DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO	13
4.1.1. Variabilidad del viento a corto plazo.....	13
4.1.2. Variaciones diurnas (noche y día) del viento	13
4.2. Densidad del aire	13
5. POTENCIAL EÓLICO	14
5.1. INTRODUCCIÓN	14
5.2. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO EN LAS ESTACIONES DE MEDICIÓN.....	14
5.3. MEDIDA Y TRATAMIENTO DE LOS DATOS EÓLICOS.....	15
5.3.1. Velocidad del viento.....	16
5.3.2. Medida del viento	17
5.3.3. Medida de la velocidad: anemómetro	18
5.3.4. Medida de dirección: veleta.....	19
5.3.5. Formas de presentación de los datos de viento: velocidad y dirección	19
5.4. CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DEL VIENTO: POTENCIAL EÓLICO	22
5.4.1. Variación de las características del viento con la altura.....	23
5.4.2. Variación de la velocidad con la altura: Rugosidad del terreno	23
5.4.3. Influencia del relieve en el terreno	25
5.4.4. Influencia de los obstáculos	25
5.5. DISTRIBUCIÓN DE DENSIDAD DE WEIBULL	26
5.6. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA MEDIANTE PROGRAMA WASP	27
6. SELECCIÓN DE AEROGENERADORES.....	29
6.1. DESCRIPCIÓN DE AEROGENERADORES.....	32
6.1.1. Nacelle	32
6.1.2. Rotor	32
6.1.3. Eje del rotor	33
6.1.4. Multiplicador.....	33
6.1.5. Sistema de frenado	34
6.1.6. Generador	34
6.1.7. Sistema de giro acimutal (sistema de orientación)	34
6.1.8. Góndola.....	34
6.1.9. Torre.....	34
7. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA BÁSICA	35
7.1. SISTEMA ELÉCTRICO.....	35

7.2.	INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN DE UN AEROGENERADOR	36
7.3.	RED DE MEDIA TENSIÓN	36
7.4.	DISEÑO BÁSICO DE UNA LÍNEA ELÉCTRICA	38
7.5.	SECCIÓN DEL CONDUCTOR	38
7.6.	CONDICIONES DE CONEXIÓN	39
8.	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	43
9.	OBRA CIVIL BÁSICA	43
9.1.	ARQUITECTURA DEL PARQUE EÓLICO Y OBRA CIVIL PARA AEROGENERADORES DE 2 MW	43
9.2.	DISEÑO OBRA CIVIL	44
9.2.1.	Estudio geológico y geotérmico	44
9.2.2.	Caminos, necesidades de transporte y parámetros de diseño	44
9.2.3.	Cimentaciones	45
9.2.4.	Montaje de aerogeneradores y aéreas de maniobra	46
9.2.5.	Zanjas	46
9.3.	GALERÍA DE FOTOS DEL PROCESO DE OBRA CIVIL	47
10.	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	51
10.1.	OBJETIVOS DEL IMPACTO AMBIENTAL	51
10.2.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	51
10.3.	LOCALIZACIÓN DEL PARQUE	52
10.4.	INVENTARIO NATURAL DE LA ZONA DE ESTUDIO	54
10.5.	UNIDAD AMBIENTAL DEL MATORRAL	54
10.6.	UNIDAD AMBIENTAL AGRÍCOLA	55
10.7.	INVENTARIO DE ESPECIES MÁS RELEVANTES POTENCIALMENTE AFECTADAS	56
10.8.	IDENTIFICACIÓN DE LOS PRINCIPALES IMPACTOS	58
10.8.1.	Línea eléctrica	58
10.8.2.	Parque eólico	59
10.9.	VALORACIÓN DE IMPACTOS	60
10.10.	MATRIZ DE IMPORTANCIA DE IMPACTOS	62
10.11.	MEDIDAS PREVENTIVAS, CORRECTORAS Y COMPENSATORIAS	64
10.12.	PLAN DE VIGILANCIA AMBIENTAL	65
DOCUMENTO 2: ESTUDIO ECONÓMICO		66
11.	INVERSIONES Y GASTOS	66
11.1.	INVERSIÓN INICIAL	66
11.2.	INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN	66
11.3.	ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DEL PROYECTO	67
DOCUMENTO 3: ANEXOS		68
ANEXO 1: CATÁLOGO DE AEROGENERADOR		68
ANEXO 2: NORMATIVA PARQUES EÓLICOS		68
ANEXO 3: NORMATIVA IMPACTO AMBIENTAL		70
ANEXO 4: INFORMES PROGRAMA WASP		71

RESUMEN

Este proyecto trata del estudio de implantación de un parque eólico partiendo de los datos de viento de la zona.

Para poder conocer bien el comportamiento del viento, se debe tener por lo menos medidas de un año. Con estos datos se realiza un primero estudio para conocer el potencial eólico de la zona y su dirección preferente. Una vez conocidas estas dos cosas se realiza una simulación en tres dimensiones de la zona para saber la distribución del viento y poder conocer la distribución más idónea de los aerogeneradores.

Una vez conocida la colocación de los aerogeneradores en el terreno se puede empezar a estudiar la evacuación de la energía producida.

Habiendo definido todos los elementos necesarios en el parque ya se puede definir las obras necesarias para su realización.

Finalmente se realiza el análisis de viabilidad económica donde se incluye el presupuesto de los estudios realizados, todos los aerogeneradores, las partidas que componen la obra civil junto con las correspondientes a la parte eléctrica.

DOCUMENTO 1: MEMORIA

1. OBJETIVO

El presente proyecto tiene como objetivo el diseño de un mini parque eólico en el municipio de Malpica de Bergantiños, La Coruña, de una potencia total instalada de 6 MW producidos por 3 aerogeneradores de una potencia unitaria de 2 MW.

La elección del tipo de aerogenerador se justifica entre otras razones por el tipo de régimen de vientos, la eficiencia en el aprovechamiento de la energía y la disponibilidad comercial actual.

Las condiciones ambientales, unidas a los accesos y a la situación de las redes de conexión de electricidad de la zona justifican la ubicación del mini parque.

El proyecto se centra en el estudio de la estimación de la potencia que se tendrá en el parque eólico para saber si puede ser viable. También incluye el estudio de las infraestructuras eléctricas que necesita el parque para su funcionamiento.

2. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA EÓLICA

2.1. SITUACIÓN GENERAL DE LA ENERGÍA EÓLICA

Desde el inicio de la crisis económica causada por el incremento del precio del petróleo en la década de los setenta, se inició un gran esfuerzo de desarrollo dedicado a disminuir la dependencia del petróleo de los sectores generadores de energía. Posteriormente, y debido al incremento de las consideraciones medioambientales producidas por el patente deterioro del mismo, las energías renovables han experimentado un auge considerable ya que se comenzó a investigar otras alternativas energéticas que no comprometiesen a largo plazo la continuidad de la vida humana en el planeta.

La energía eólica no contamina, es inagotable y frena el agotamiento de combustibles fósiles contribuyendo a evitar el cambio climático. Es una tecnología de aprovechamiento totalmente madura y puesta a punto.

Es una de las fuentes de energía más baratas, puede competir en rentabilidad con otras fuentes energéticas tradicionales como las centrales térmicas de carbón (considerando tradicionalmente como el combustible más barato), las centrales de combustible e incluso con la energía nuclear, si se consideran los costes de reparar los daños medioambientales.

El generar energía eléctrica sin que exista un proceso de combustión o una etapa de transformación térmica supone, desde el punto de vista medioambiental, un procedimiento muy favorable por ser limpio, exento de problemas de contaminación, etc. Se suprimen radicalmente los impactos originados por los combustibles durante su extracción, transformación, transporte y combustión, lo que beneficia la atmósfera, el suelo, el agua, la fauna, la vegetación, etc.

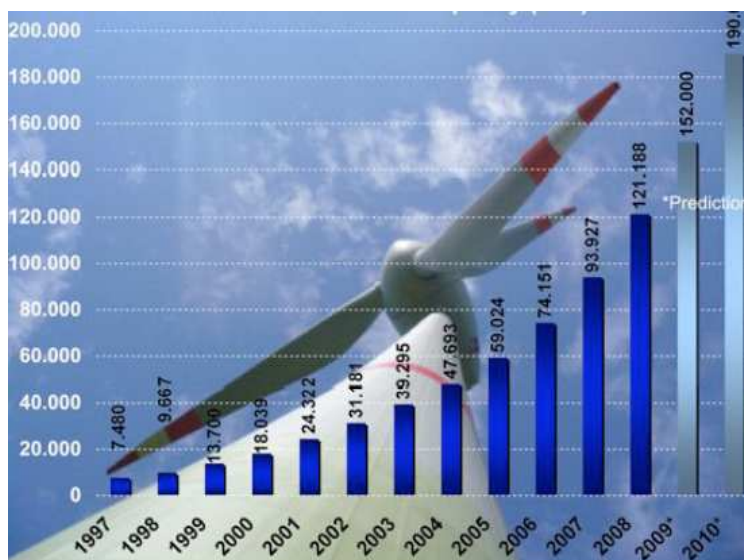
La utilización de la energía eólica para la generación de electricidad presenta nula incidencia sobre las características físicoquímicas del suelo o su erosionabilidad, ya que no se produce ningún contaminante que incida sobre este medio, ni tampoco vertidos o grandes movimientos de tierras.

Al contrario de lo que puede ocurrir con las energías convencionales, la energía eólica no produce ningún tipo de alteración sobre los acuíferos ni por consumo, ni por contaminación por residuos vertidos. La generación de electricidad a partir del viento no produce gases tóxicos, ni contribuye al efecto invernadero, ni a la lluvia ácida.

2.2. SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO

La energía eólica ha continuado su camino mundial de éxito como la fuente de energía con el mayor crecimiento dinámico en el año 2008. Desde 2005, las instalaciones alrededor del mundo han crecido más que el doble.

La capacidad mundial instalada alcanza los 121.188 MW, de los cuales 27.261 MW fueron sumados en 2008.



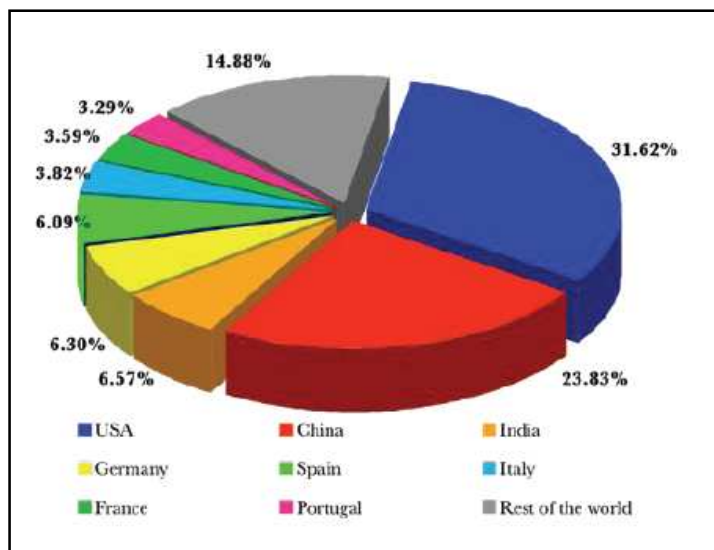
Capacidad total instalada en el mundo (MW)

El volumen de ventas dentro del sector eólico mundial han alcanzado los 40 billones de Euros en el año 2008.

El mercado de nuevas turbinas eólicas ha mostrado un aumento del 42 % y ha alcanzado una magnitud de 27.261 MW. Hace diez años el mercado de nuevas turbinas eólicas alcanzaba los 2.187 MW, menos de un décimo de lo que representa en 2008.

Los Estados Unidos y China están actualmente liderando. EEUU ha alcanzado el primer puesto en el mundo, antes perteneciente a Alemania, y China se encuentra delante de India, liderando de esta manera en el continente asiático. EEUU y China representaron el 50,8 % de las ventas

de turbinas eólicas en 2008 y los ocho mercados líderes constituyeron casi el 80 % del mercado de nuevas turbinas eólicas, un año atrás solo cinco mercados representaron el 80 % de las ventas globales.



Porcentaje de capacidad instalada por países, año 2008

En el año 2008, Estados Unidos se sitúa en el lugar pionero en términos de instalaciones totales. China continúa con su rol de mercado más dinámico en el año 2008, con más de 12 GW de potencia eólica instalada.

Teniendo en cuenta algunos factores inestables, se estima que la energía eólica será capaz de contribuir en el año 2020 al menos con el 12 % del consumo global de electricidad. Para el año 2020, se puede esperar que por lo menos sean instalados 1.500.000MW alrededor del mundo.

Un estudio recientemente publicado por el “Energy Watch Group” revela que para el año 2025 es muy probable que se alcancen los 7.500.000 MW instalados alrededor del mundo, produciendo un total de 16.400 TWh. Las energías renovables conjuntamente excederían el 50 % del suministro global de energía.

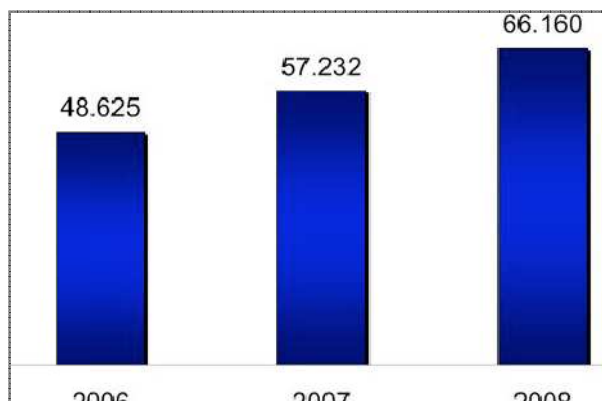
2.3. SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EUROPA

El continente europeo es el más destacado en el desarrollo de la energía eólica. En especial tres países, Alemania, España y Dinamarca, que juntos suman un alto porcentaje de los megavatios instalados en el planeta.

La capacidad total instalada en Europa en el año 2008 alcanza un total de 66.160 MW.

Alemania registró un incremento en 1.665 MW de potencia instalada en el año 2008 y asciende a un total de 23.309 MW, mientras que en España se instalaron 1.609 MW y la capacidad total asciende a 15.145 MW. Estos dos países se mantienen como mercados líderes, ambos mostrando un crecimiento estable.

Además, Francia, Reino Unido e Italia están incrementando su capacidad y, ya son diez los países miembros que tienen más de 1.000 MW de capacidad total instalada.



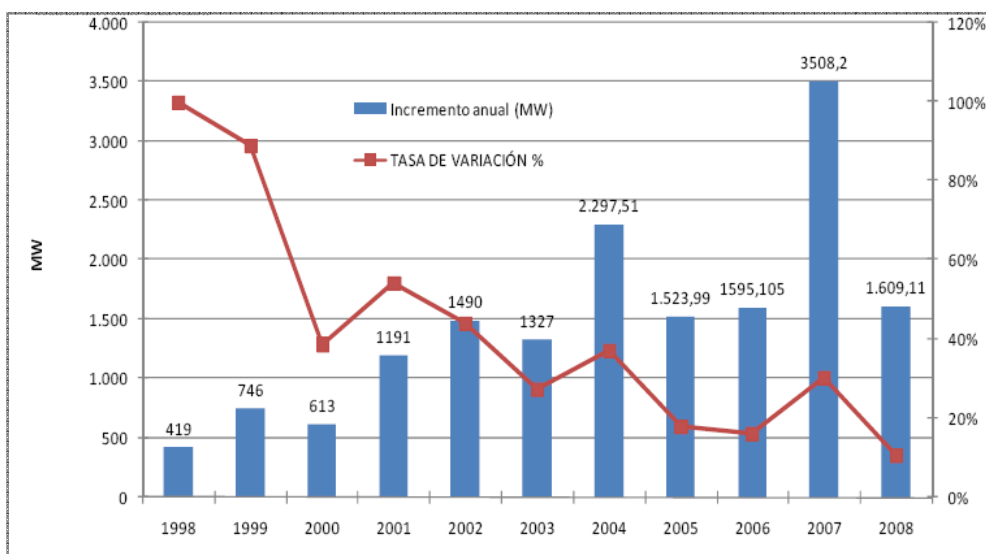
Potencia total instalada en Europa, año 2008

Sin embargo, sin mayores incentivos para la energía eólica en más países de la Unión Europea, como mejoras en la legislación de tarifas a la producción de energía (feed-in legislation), es posible que la Unión Europea no alcance los objetivos planteados para la energía eólica para el año 2020.

2.4. SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA

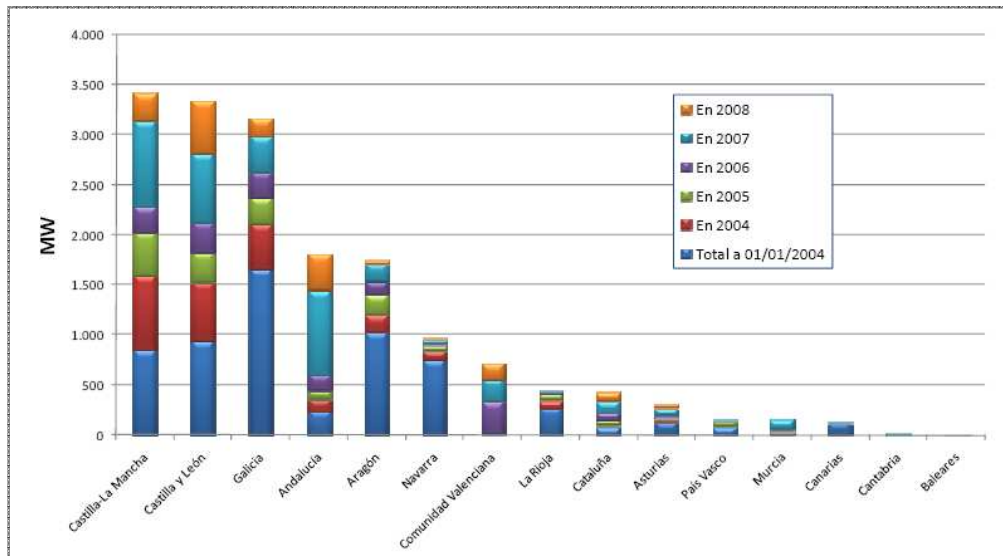
La potencia total instalada a finales del año 2008 en España es de 15.145 MW.

En la siguiente gráfica se muestra la potencia instalada (MW) desde el año 1998 y la tasa de variación a lo largo de los años:



Potencia instalada (MW) y tasa de variación (%)

En la siguiente gráfica se puede visualizar la potencia instalada por Comunidades:

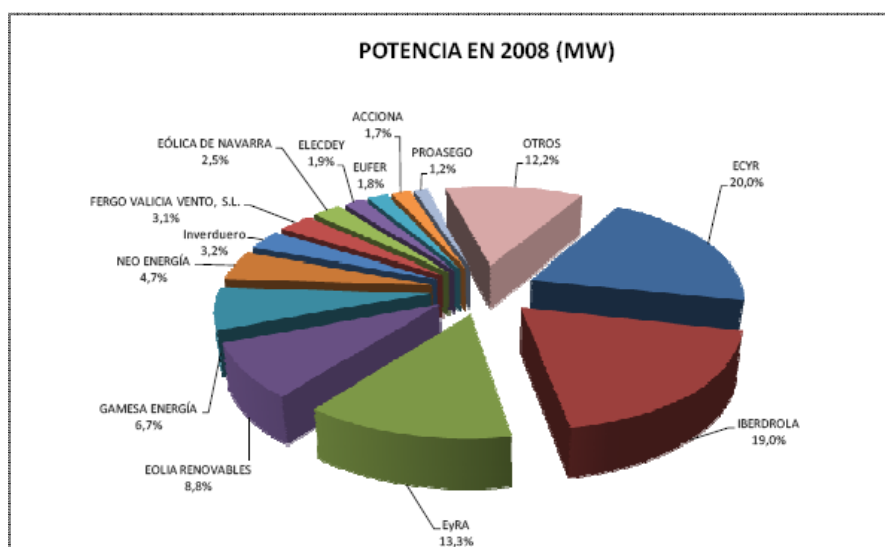


Potencia instalada (MW) por Comunidades Autónomas

Se observa que las Comunidades Autónomas con más potencia instalada son Castilla-La Mancha, Castilla y León y Galicia.

Cabe destacar el elevado aumento de potencia instalada en el año 2008 en las Comunidades Autónomas de Castilla-La Mancha, Castilla y León y Andalucía.

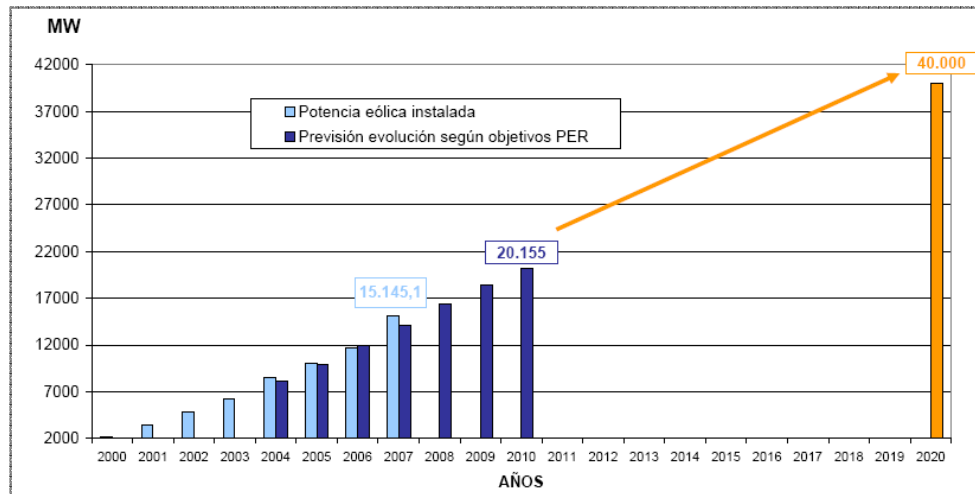
En la siguiente gráfica se muestra el reparto por Sociedades propietarias en el año 2008:



Potencia instalada por empresas (MW)

Hay muchas expectativas en España en cuanto al desarrollo de la energía eólica, con un objetivo del Plan de Energías Renovables 2005-2010 de 20.155 MW para el año 2010.

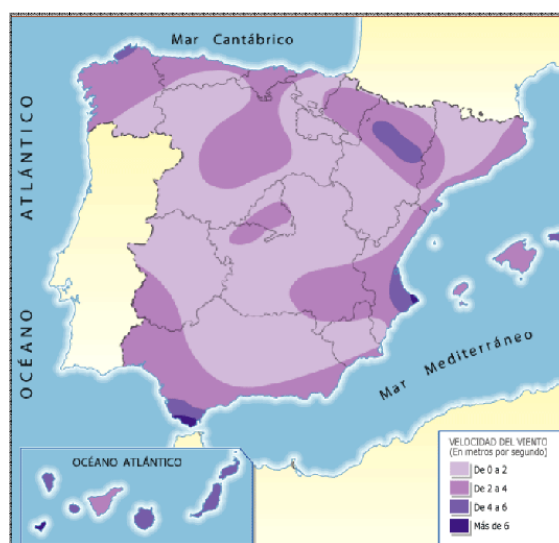
La evolución anual de la potencia eólica instalada y previsión según el Plan de Energías Renovables 2005-2010 se puede observar en la siguiente gráfica:



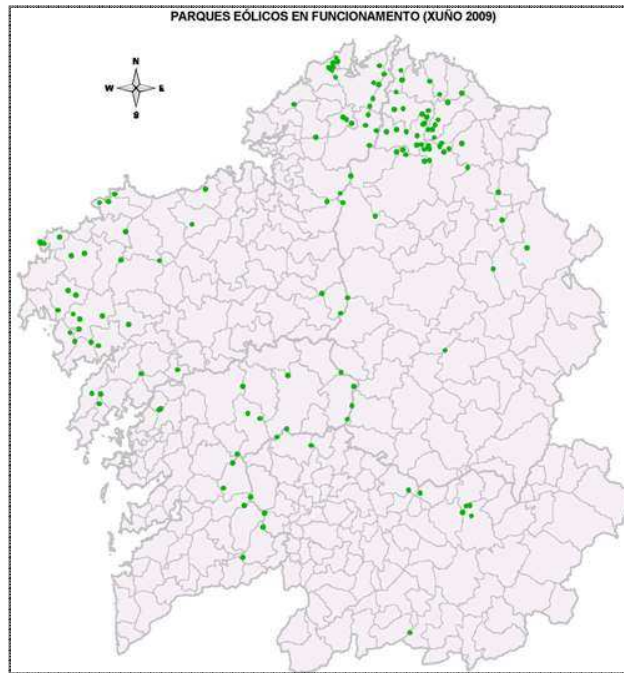
Potencia total instalada y previsión según Plan de Energías Renovables 2005-2010

2.4.1. Energía eólica en Galicia

En el mapa se observa con claridad las zonas en las que el viento es más productivo en Galicia, entre ellas, La comarca de Deza, Tabeirós, Costa del Morte, el norte y la Terra Cha de Lugo, los límites de Orense con Pontevedra y el sur de la provincia de Orense. En la Comunidad hay alrededor de 120 parques y entre ellos suman 775 molinos.



Mapa de velocidades de viento en España



Parques eólicos en funcionamiento en Galicia, año 2009

3. EMPLAZAMIENTO: DELIMITACIÓN Y DESCRIPCIÓN

El parque está situado a 1200 metros de la localidad de Malpica de Bergantiños, en La Coruña, en las parcelas 946, 947, 948, 950, 954, 955, 956, 957, 958, 959, 960, 961, 962, 967, 1048, 1064, 1065, 1066, 1067, 1068 y 1120 del polígono 15.

Los límites del parque eólico se han elegido tras una detallada observación sobre cartografía, tras unas medidas preliminares de la velocidad del viento en un punto cercano. La poligonal abarca las zonas que se consideraron de interés, cuya elección se ve confirmada en el presente estudio.

La poligonal que delimita el parque eólico se puede definir por medio de las coordenadas:



Emplazamiento del parque eólico

4. FUENTE EÓLICA

Todas las fuentes de energía renovables (excepto la maremotriz y la geotérmica), e incluso la energía de los combustibles fósiles, provienen, en último término, del Sol.

Las diferencias de temperatura conllevan la circulación de aire. Las regiones alrededor del ecuador, a 0° de latitud, son calentadas por el Sol más que las zonas del resto del globo. El aire caliente es más ligero que el aire frío, por lo que subirá hasta alcanzar una altura aproximada de 10 km y se extenderá hacia el norte y hacia el sur. Si el globo no rotase, el aire simplemente llegaría al Polo Norte y al Polo Sur, para posteriormente descender y volver al ecuador.

Debido a la rotación del globo, cualquier movimiento en el hemisferio norte es desviado hacia la derecha, si se mira desde nuestra posición en el suelo (en el hemisferio sur es desviado hacia la izquierda). Esta aparente fuerza de curvatura es conocida como fuerza de Coriolis.

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

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

4.1. VARIABILIDAD DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO

4.1.1. Variabilidad del viento a corto plazo

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

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

4.1.2. Variaciones diurnas (noche y día) del viento

En la mayoría de las localizaciones del planeta, el viento sopla más fuerte durante el día que durante la noche. Esta variación se debe sobre todo a que las diferencias de temperatura, por ejemplo entre la superficie del mar y la superficie terrestre, son mayores durante el día que durante la noche. El viento presenta también más turbulencias y tiende a cambiar de dirección más rápidamente durante el día que durante la noche.

Desde el punto de vista de los propietarios de los aerogeneradores, el hecho de que la mayor parte de la energía eólica se produzca durante el día es una ventaja, ya que el consumo de energía es mayor que durante la noche. Muchas compañías eléctricas pagan más por la electricidad producida durante las horas en las que hay picos de carga (cuando hay una falta de capacidad generadora barata).

4.2. Densidad del aire

La energía cinética de un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa (ó peso). Así, la energía cinética del viento depende de la densidad del aire, es decir, de su masa por unidad de volumen. (cuanto más pesado sea el aire, más energía recibirá la turbina).

A presión atmosférica normal y a 15°C el aire pesa unos 1225 kilogramos por metro cúbico, aunque la densidad disminuye ligeramente con el aumento de la humedad.

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

5. POTENCIAL EÓLICO

5.1. INTRODUCCIÓN

El presente estudio incluye un análisis del recurso eólico en la estación de medición, medida y tratamiento de los datos eólicos, medida de la velocidad de viento, medida de la dirección de viento, tratamiento de los datos eólicos, distribución de probabilidad de Weibull, análisis gráficos como la rosa de los vientos, caracterización energética del viento, análisis del potencial eólico, variación de la velocidad de viento con la altura, rugosidad del terreno, además del a influencia del relieve en el terreno y la influencia de la presencia de obstáculos.

5.2. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO EN LAS ESTACIONES DE MEDICIÓN

Se pretende hacer un estudio de la potencia que hubiera dado un aerogenerador en la posición de los anemómetros durante el periodo que se tiene medidas. De esta manera se tiene una idea de la potencia que se podría conseguir en esa zona, ya que se supone, que la colocación del anemómetro se ha puesto en un lugar intermedio, ni muy bueno y ni muy malo.

Análisis preliminar.

Se parte de los datos de viento conseguidos de las torres anemométricas, que han sido almacenados en una hoja de cálculo. Se tiene medidas de tres puntos distintos, pero en mayor cantidad de las torres.... Torre 1, Torre 2 y Torre 3...

De la torre se obtienen diferentes datos antes mencionados, pero los necesarios en este análisis preliminar son las velocidades de cada anemómetro. Con todos estos datos se obtiene una hoja resumen. (EXCEL)

Se parte de la curva de potencia de cada aerogenerador que define cada fabricante. Y se define el valor medio de la Potencia entre los intervalos 0-1;1-2;3-4 m/s, así hasta los 25 m/s. este valor se multiplica por el número de horas que ha estado el anemómetro marcando ese intervalo y se tiene una lista de la energía que hubiera dado ese aerogenerador en caso de estar colocado en la posición del anemómetro. Esto mismo se hace con ocho modelos distintos de aerogeneradores, de esta manera se obtiene una primera aproximación para poder elegir el más idóneo.

Los aerogeneradores que se han utilizado para este estudio son :

De los que se necesita la curva de potencia de cada uno de ellos, dato que ofrecen los fabricantes.

A continuación se calcula las horas equivalentes de producción de cada uno de los aerogeneradores, en función de las características de la misma y de los datos de viento. Esto se hace por medio de la fórmula:

$$\text{Horas Equivalentes} = Wh * 8760 / P_{\text{nominal}} * \text{Horas_Datos}$$

Se ha realizado una tabla resumen de todos estos cálculos, donde aparece el número de datos que se han obtenido en la campaña de medición. Como cada hora se almacenaban 10 datos, se conoce el número de horas que se tiene datos. Un dato muy interesante en todo este cálculo inicial es la velocidad media de todas las medidas. Será un dato que determine el tipo de de máquina a utilizar. También aparecerá el valor de la máxima velocidad aparecida en todo este periodo.

Con estos datos de LA HOJA DE EXCEL ya se puede tener una idea del generador que va a dar mayor número de horas equivalentes a lo largo de un año, en este caso el aerogenerador V80 es favorable para elegirlo, hay que añadir cual resulta más favorable desde el punto de vista económico. La parte más importante de esta tabla es el factor de carga de cada uno de los puntos donde se han tomado las medidas.

5.3. MEDIDA Y TRATAMIENTO DE LOS DATOS EÓLICOS

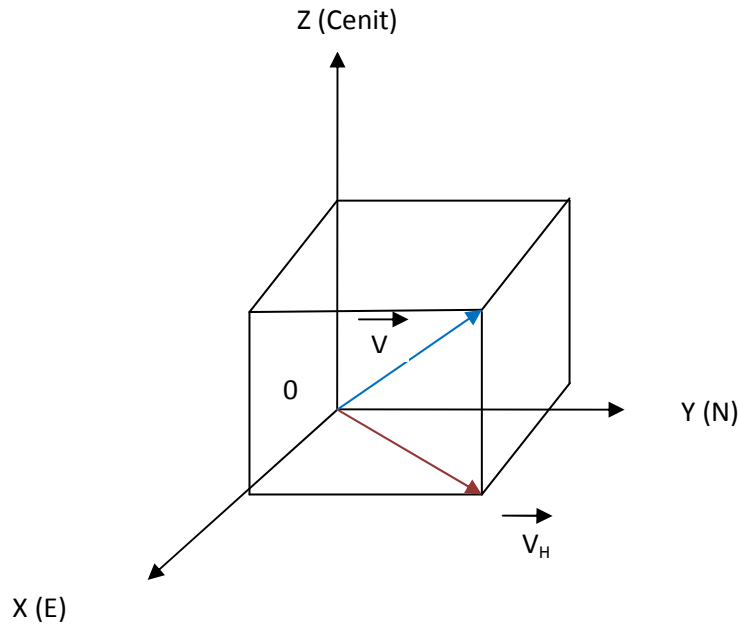
Para evaluar la viabilidad del uso del viento como fuente de energía, es necesario conocer las características del mismo. Dada su viabilidad y aleatoriedad deben aplicarse técnicas estadísticas para su análisis.

En el proceso de caracterización del viento intervienen los aspectos que se describen a continuación:

- ✓ Procedimiento de toma de datos: variables a medir (velocidad, dirección), procedimiento de medición, frecuencia de muestreo (frecuencia de toma de medidas), periodos promedio, etc.
- ✓ Técnica de medición: aparatos de medida (anemómetro, veleta, etc.), colocación del instrumental de medida, etc.
- ✓ Métodos de tratamiento de datos: técnicas estadísticas, forma de presentación (valores medidos horarios, diarios, anuales, rosa de los vientos, etc.), distribuciones de probabilidad.

En general, la evaluación de los recursos eólicos de un lugar, presenta los siguientes problemas:

- ✓ La necesidad de disponer de medidas de velocidad y dirección del viento durante un periodo de tiempo suficientemente representativo, por ejemplo varios años. En nuestro caso el periodo se trata de un año.
- ✓ La variabilidad y aleatoriedad del viento según la estación, día y hora.
- ✓ Los efectos locales tales como orografía, rugosidad del terreno u obstáculos.
- ✓ La necesaria extrapolación para diferentes alturas respecto al nivel del suelo de las medidas tomadas a una altura determinada (generalmente 10m.).



Representación del vector velocidad del viento en el triedro cartesiano

5.3.1. Velocidad del viento

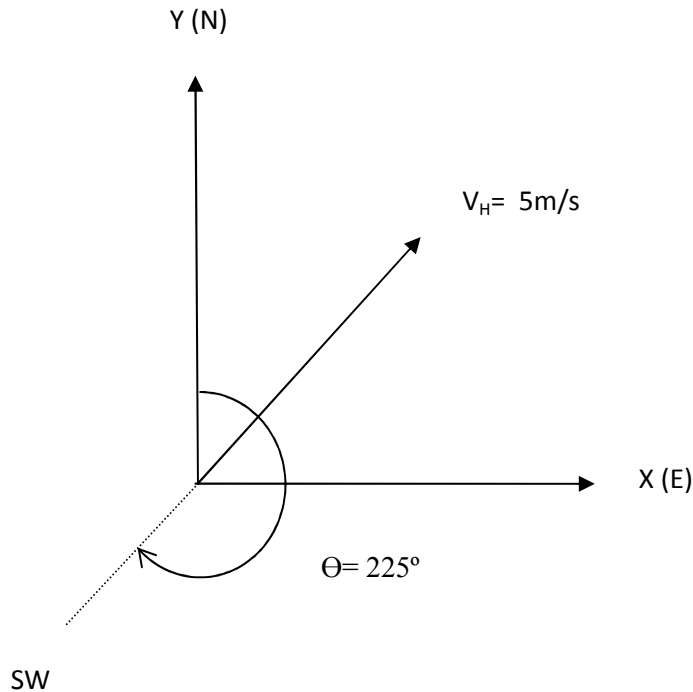
La velocidad del viento V es una magnitud vectorial. Dada las características del viento del viento, el vector velocidad varía continuamente de forma aleatoria tanto en módulo como en dirección y sentido. Los instrumentos de medida de velocidad (anemómetros) y de dirección (veleta) miden valores con una frecuencia de muestreo (por ejemplo, cada 1 ó 2 segundos) y los promedian para intervalos de algunos minutos, en general para 10 minutos. Así, el valor que se obtiene representa las características medias del viento instantáneo durante este periodo de tiempo. Por ello es usual caracterizar el viento por un vector velocidad media (algunas veces denominado, viento medio o estacionario) al que se le pueden superponer variaciones aleatorias.

El vector velocidad V presenta tres componentes según el triedro cartesiano, como se muestra en la figura anterior. Este triedro se define según el siguiente criterio: los ejes x e y se toman según las direcciones E y N respectivamente y el eje z según la dirección del cenit (es decir, la dirección que define una recta que desde el centro de la tierra sea perpendicular a la superficie terrestre en el punto del lugar de medición).

En aplicaciones de energía eólica, sólo se consideran las componentes de la velocidad en el plano horizontal (se ignora la componente según el eje cenital z). esta última en general es mucho menos que las primeras y además no presenta interés para aprovechamiento energético. Asimismo, los aparatos de medida registran generalmente sólo el módulo y dirección de la componente en el plano horizontal. Por ello, el viento se caracteriza por medio de dos valores: el módulo de la componente de la velocidad en el plano horizontal (simplemente velocidad) y la dirección de donde sopla.

La velocidad del viento la vamos a expresar en metros por segundo (m/s).

La dirección (Θ) se puede indicar de varias formas, todas ellas basadas en diferentes divisiones del horizonte circular de 360° y siempre indicando la dirección de donde procede el viento. Se considera en el presente proyecto un total de 16 sectores, es decir, 16 divisiones respectivamente y la dirección del viento se expresa en grados, correspondiendo a los cuatro puntos cardinales los siguientes valores $E=90^\circ$, $S=180^\circ$, $W=270^\circ$ y $N=360^\circ$. Así por ejemplo como se muestra en la siguiente figura, un viento que sople del sudoeste se dice que tiene dirección SW y se le asigna un ángulo de 225° .



Componente horizontal de la de la velocidad del viento (en la figura se muestra un viento de velocidad 5 m/s, procedente de SW).

La frecuencia de muestreo (frecuencia de medición) y la amplitud del intervalo de tiempo promedio (intervalos de tiempo en los que promedian los N valores instantáneos para obtener un valor medio que se asigna a todo el intervalo) dependen del instrumental disponible, su nivel de automatización, la capacidad de tratamiento de datos y los fines que se persiguen.

Velocidad media o estacionaria, V : $\rightarrow$

Desviación estándar σ : $\sigma \rightarrow$

Intensidad de la turbulencia $I_t \rightarrow I_t$

5.3.2. Medida del viento

La medida del viento requiere la medición de la velocidad y la dirección. La velocidad se mide con el anemómetro y la dirección con la veleta.

5.3.3. Medida de la velocidad: anemómetro

Los anemómetros más utilizados son de rotación. Están constituidos por tres o cuatro cazoletas que giran alrededor de un eje vertical por efecto de la acción del viento. Las cazoletas tienen forma esférica o cónica. En algunos casos en lugar de cazoletas, los anemómetros incorporan hélices.

El anemómetro va dotado de un transductor que convierte velocidad de giro del sensor, en este caso las cazoletas, en una señal mecánica o eléctrica que permite su registro en banda de papel o bien directamente en soporte informático. En estaciones autónomas, no conectadas directamente a una red de captación y tratamiento de información, los datos se capturan, se guardan en un registrador de datos, y periódicamente se recogen para su posterior tratamiento.



Anemómetro de 3 cazoletas cónicas.

Los valores instantáneos de la velocidad se promedian cada 10 minutos, obteniéndose un valor de velocidad media que se asigna al viento medio. Los resultados obtenidos para el viento medio son diferentes según el intervalo de promedio elegido. El límite inferior de la velocidad que es capaz de captar el anemómetro constituye el umbral de calma. Tomamos por defecto en el software Wasp de 0, aunque un valor normal sería 0.3-0.4 m/s. Muchos anemómetros registran también el golpe o racha máxima de viento.

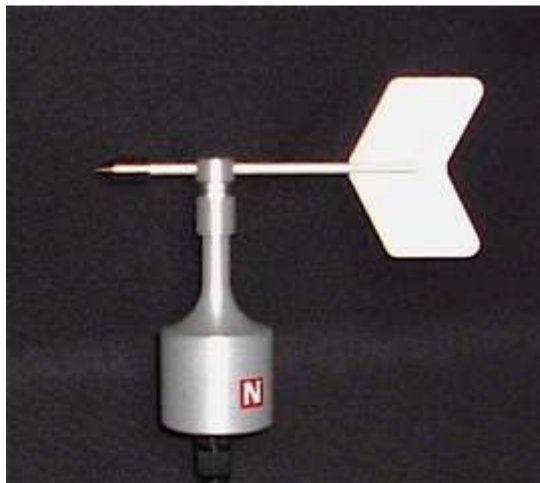
Las principales características que debe presentar un anemómetro son:

- ✓ Linealidad entre la velocidad del viento y la señal de salida.
- ✓ La medida de la velocidad no debe verse afectada por las variaciones de densidad, temperatura, presión y humedad del aire.
- ✓ Fiabilidad a largo plazo, es decir deben mantenerse las condiciones de calibración.
- ✓ Precisión, ya que en aplicaciones de energía eólica, dado que la potencia es proporcional al cubo de la velocidad, un error del 10% en las medidas de velocidad puede traducirse en un error del 30% en la evaluación de potencia eólica. Este error se

hace mucho mayor en los casos de extrapolar las medidas tomadas inicialmente a una determinada altura.

5.3.4. Medida de dirección: veleta

La dirección acostumbra a medirse a través de una veleta, como se muestra en la siguiente figura, que se coloca próxima al anemómetro, instalándose todo el conjunto en la misma torre. Igual que ocurre con la velocidad, la dirección sufre continuas fluctuaciones. El sistema determina una dirección media, promediando los valores instantáneos durante un periodo igual al usado en el cálculo de la velocidad (generalmente es también de 10 minutos).



Veleta para la medida de dirección de viento

5.3.5. Formas de presentación de los datos de viento: velocidad y dirección

Dependiendo del método de medición y el posterior tratamiento de las medidas, en la práctica se pueden encontrar varias formas de presentación de los datos de viento. Se toma como periodo de referencia un año (8760h)

Conviene indicar que los resultados obtenidos en una campaña de medición de un año son poco representativos del comportamiento del viento, dada la variabilidad del mismo, por ello vamos a simularlo así teniendo en cuenta esta observación. Para tener un cierto nivel de representatividad de la información eólica, interesa manejar series históricas lo más largas posibles.

Datos de viento en forma de tablas o series numéricas:

Teniendo los valores promedio durante 10 minutos de la velocidad y dirección instantáneas: constituyen series de gran detalle y para nuestro caso de un año representativo $6 \times 8760 = 52560$ valores para cada magnitud (velocidad y dirección).

Se tienen velocidades medias y dirección dominante mensual del viento en Malpica (A coruña).

MES	En	Fe	Mrz	Ab	My	Jn	Jl	Ag	Sep	Oct	Nov	Dic
Velocidad	8,8	4,6	6,3	6,4	7,7	6,8	6,9	7,5	4,8	9,8	8,8	8,6

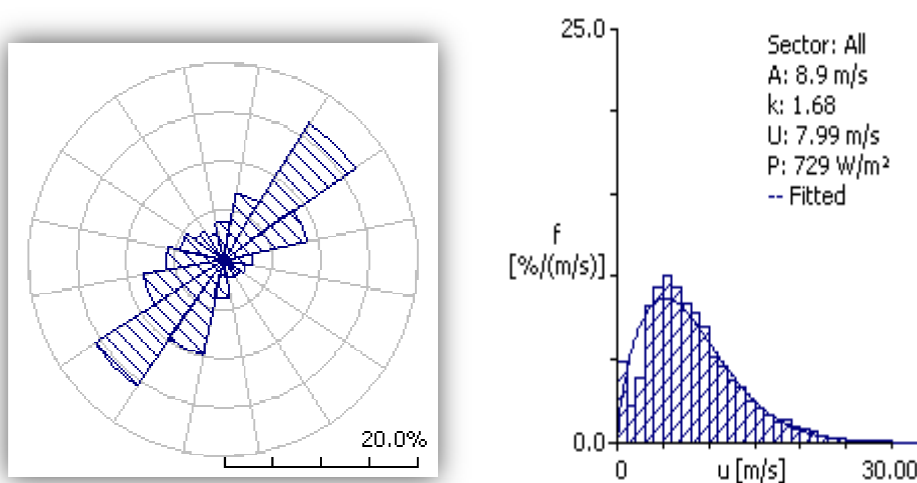
Dirección	Dirección	v(m/s)	f(%)
0	N	5,81	3,9
23	NNE	7,22	7
45	NE	9,09	16,5
68	ENE	7,19	8,9
90	ENE	4,16	2,9
113	ESE	4,22	2,3
135	SE	5,25	2,1
158	SSE	6,23	2
180	S	10,08	3,8
203	SSW	10,18	9,9
225	SW	9,96	15,6
248	WSW	9,3	8,4
270	WSW	6,91	5,8
293	WNW	6,3	4,6
315	NW	5,43	3,6
338	NNW	4,93	2,9
Total	Total	7,99	100
Calma		2m/s	

Intervalos de la clase	centro de la clase	Número de muestras	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencia relativa acumulada	Productos	
(m/s)	v(m/s)		n(horas)	f=n/N	F	f*v	f*v^2
0 < v ≤ 1	0,5	2588	431,33	0,05	0,08	0,03	0,01
1 < v ≤ 2	1,5	1347	224,50	0,03	0,08	0,04	0,06
2 < v ≤ 3	2,5	2844	474,00	0,06	0,14	0,14	0,35
3 < v ≤ 4	3,5	4562	760,33	0,09	0,20	0,31	1,09
4 < v ≤ 5	4,5	5558	926,33	0,11	0,21	0,49	2,20
5 < v ≤ 6	5,5	5439	906,50	0,11	0,21	0,58	3,21
6 < v ≤ 7	6,5	5096	849,33	0,10	0,19	0,65	4,20
7 < v ≤ 8	7,5	4488	748,00	0,09	0,16	0,66	4,93
8 < v ≤ 9	8,5	3560	593,33	0,07	0,13	0,59	5,02
9 < v ≤ 10	9,5	2972	495,33	0,06	0,11	0,55	5,23
10 < v ≤ 11	10,5	2673	445,50	0,05	0,10	0,55	5,75
11 < v ≤ 12	11,5	2207	367,83	0,04	0,08	0,50	5,70
12 < v ≤ 13	12,5	1696	282,67	0,03	0,06	0,41	5,17
13 < v ≤ 14	13,5	1357	226,17	0,03	0,05	0,36	4,83
14 < v ≤ 15	14,5	1092	182,00	0,02	0,04	0,31	4,48
15 < v ≤ 16	15,5	949	158,17	0,02	0,03	0,29	4,45
16 < v ≤ 17	16,5	682	113,67	0,01	0,03	0,22	3,62
17 < v ≤ 18	17,5	611	101,83	0,01	0,02	0,21	3,65
18 < v ≤ 19	18,5	490	81,67	0,01	0,02	0,18	3,27
19 < v ≤ 20	19,5	365	60,83	0,01	0,01	0,14	2,71
20 < v ≤ 21	20,5	290	48,33	0,01	0,01	0,12	2,38
21 < v ≤ 22	21,5	162	27,00	0,00	0,01	0,07	1,46
22 < v ≤ 23	22,5	108	18,00	0,00	0,00	0,05	1,07
23 < v ≤ 24	23,5	63	10,50	0,00	0,00	0,03	0,68
24 < v ≤ 25	24,5	22	3,67	0,00	0,00	0,01	0,26
25 < v ≤ 26	25,5	11	1,83	0,00	0,00	0,01	0,14
26 < v ≤ 27	26,5	5	0,83	0,00	0,00	0,00	0,07
27 < v ≤ 28	27,5	3	0,50	0,00	1,00	0,00	0,04
Total		51240	8540,00	1		6,88	76,03

Representaciones gráficas:

La representación gráfica que se va a usar es la *rosa de los vientos*. Consiste en un diagrama polar en el cual se definen para diferentes direcciones o rumbos distintos valores relacionados con la velocidad del viento. El número de rumbos, cuyos valores principales se hacen corresponder con los puntos cardinales, se van a usar 16 sectores. El porcentaje de calmas se indica en el centro del diagrama, que va a ser de cero en nuestro caso.

La rosa de los vientos permite determinar las direcciones dominantes de los vientos. En general, no coincide con la dirección dominante con la intensidad del viento, ya que en muchos casos los vientos más intensos no son los que soplan más horas al año procedentes de una determinada dirección. Este es un aspecto a tener en cuenta para una adecuada orientación de los generadores eólicos.



Tratamiento estadístico de datos de velocidad de viento.

Histograma de frecuencias relativas.

Curva de velocidades de viento frente a frecuencias acumuladas → curva de duración de velocidad.

5.4. CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DEL VIENTO: POTENCIAL EÓLICO

Como se ha comentado anteriormente la caracterización del viento se usa la ley de probabilidad de Weibull, que permite modelizar la distribución de la velocidad de viento, es decir, que facilita una expresión matemática para predecir, con una aproximación razonable, el comportamiento de la velocidad del viento a lo largo de un cierto periodo de tiempo, en nuestro caso un año. También se presentan los métodos para obtener la ley de Weibull a partir de los datos obtenidos por mediciones de la velocidad del viento.

5.4.1. Variación de las características del viento con la altura

Los principales factores que influyen sobre la variación de la velocidad del viento con la altura son las turbulencias de origen mecánico y las de origen térmico. Las primeras son causadas por las irregularidades de la superficie del terreno (orografía, relieve, obstáculos y rugosidad) y las segundas por el gradiente vertical de temperatura del aire que provoca las corrientes convectivas en sentido vertical.

Cuando se consideran los efectos de las turbulencias de origen térmico, se distinguen tres tipos de atmósferas la estable, en la que la temperatura del aire aumenta con la altura por lo que tiende a amortiguar las perturbaciones; la inestable, en la que la temperatura disminuye con la altura, por lo que aparece un efecto amplificador sobre las perturbaciones, y la neutra en la que se supone temperatura constante y en consecuencia no se ejerce ningún efecto sobre la velocidad del aire. A medida que nos separamos del terreno, los efectos del rozamiento del mismo disminuyen y en consecuencia la velocidad del viento tiende a aumentar. Debido a ello, se tiene un gradiente o variación de la velocidad con la altura y se habla de perfil vertical de la velocidad del viento.

Los problemas relacionados con el perfil vertical de la velocidad son dos:

- ✓ El análisis de perfil vertical de las variaciones de la velocidad del viento a muy corto plazo (velocidad instantánea, por ejemplo la variación que puede sufrir el viento medio en intervalos de tiempo entre uno y diez minutos).
- ✓ El análisis del perfil vertical de velocidades medias (medias mensuales, anuales, etc.) y la influencia de la altura en las distribuciones de frecuencia, en particular en la ley de distribución de Weibull.

A pesar de que ambos aspectos están íntimamente relacionados, su tratamiento es distinto. Mientras que el primero se afronta desde la perspectiva de la mecánica de fluidos, aplicando una teoría similar a la capa límite turbulenta, el segundo se trata con métodos estadísticos y su estudio tiene un enfoque totalmente empírico.

El primero de ellos afecta más a aspectos relacionados con la micrometeorología y requiere técnicas de medición y métodos físico-matemáticos de análisis de una cierta sofisticación. El segundo presenta mayor interés para aplicaciones energéticas, y además se dispone de información experimental que pueda ser extrapolada, dentro de unos ciertos límites, a cualquier lugar.

5.4.2. Variación de la velocidad con la altura: Rugosidad del terreno

En las capas próximas al suelo, la velocidad del viento disminuye, produciéndose un efecto de cizallamiento del viento. La variación o gradiente de velocidad con respecto a la altura depende esencialmente de la rugosidad del terreno. Superficies lisas, como superficies de agua, terrenos llanos sin arbolado o llanuras nevadas, producen un gradiente suave, al contrario que las superficies de gran rugosidad, como edificaciones urbanas, terrenos muy irregulares o superficies boscosas.

Para caracterizar las condiciones de un terreno, se define el parámetro z_0 , denominado longitud de rugosidad, como la altura respecto al nivel del suelo expresada en metros, donde la velocidad

del viento es nula. De esta forma, una superficie lisa, por ejemplo un lago presenta una longitud de rugosidad muy pequeña (prácticamente la velocidad se puede suponer nula en la propia superficie del agua), mientras que un terreno boscoso o con edificios presenta un valor elevado (la velocidad del viento se hará nula en una zona próxima a la superficie de las copas de los árboles). En función del valor z_0 se puede clasificar el terreno, según el Mapa Eólico Europeo, en clases de rugosidad.

La relación entre clase de rugosidad y la longitud de rugosidad viene dada por:

$$\text{Si } z_0 \leq 0.03 \text{ m} \rightarrow \text{Clase} = \frac{\ln(5000 z_0)}{\ln 150}$$

$$\text{Si } z_0 > 0.03 \text{ m} \rightarrow \text{Clase} = \frac{\ln\left(\frac{1000}{9} z_0\right)}{\ln 10/3}$$

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad (z)(m)	Índice de energía (%)	Tipo de terreno
0	0.0002	100	Superficie de agua. Terreno abierto, superficie lisa
0.5	0.0024	73	Pistas de hormigón (aeropuertos), césped,...
1	0.03	52	Campos abiertos sin cercados ni setos. Edificios muy dispersos. Colinas suavemente redondeadas
1.5	0.055	45	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8m situado como mínimo a 1250m.
2	0.1	39	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8m situado como mínimo a 500m.
2.5	0.2	31	Campo con algunas casas y arbolado de hasta 8m situado como mínimo a 250m.
3	0.4	24	Pueblo, bosques y terreno accidentado y desigual
3.5	0.8	18	Ciudades con edificios altos.
4	1.6	13	Grandes ciudades con edificios muy elevados.

En estos modelos se reserva sólo su uso para velocidades medias, ya sea a largo plazo (velocidad media anual), o corto (velocidad media o estacionaria resultante de las medidas durante 10 minutos) y no velocidades instantáneas. Además se usan para alturas sobre el nivel del suelo de hasta 100 m de altura y para terrenos que tengan una rugosidad máxima de clase 3. Estos modelos siempre proporcionan resultados aproximados y nunca pueden ser sustituidos de las medidas reales.

Para el cálculo de la variación de la velocidad con la altura distinguimos dos situaciones:

- ✓ Variación con la altura de la velocidad de viento medio o estacionario.
- ✓ Variación con la altura de la velocidad media de viento a largo plazo.

En este caso se parte de una serie de datos inicial medida a una altura de 40 metros, en la torre anemométrica simulada. Los aerogeneradores seleccionados tienen una altura de buje de 80 metros, por tanto, los datos de viento se tienen que extrapolar a dicha altura (80 metros).

La variación de la velocidad de viento con la altura tiene una relación exponencial, con lo cual, la extrapolación a la altura de 80 metros se hace mediante la siguiente relación:

$$V(z) = V(z_{ref}) \cdot \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^{\alpha}$$

Conocida la velocidad de viento a una altura de referencia Z_{ref} , el perfil vertical depende de un parámetro que representa la rugosidad del terreno. En este caso se utiliza un $\alpha=0,1$ ya que el emplazamiento está en una zona costera.

5.4.3. Influencia del relieve en el terreno

El relieve del terreno es otro factor que influye en la velocidad del viento. Las elevaciones del terreno, tales como montañas, colinas, acantilados, etc., pueden ocasionar un aumento de velocidad (aceleración) si el perfil es de forma y pendiente suave o pueden disminuir la velocidad (frenado) si se trata de fuertes pendientes, crestas o bordes agudos.

Las colinas suaves, con pendientes desprovistas de alta vegetación u obstáculos y cimas redondeadas, son lugares potencialmente adecuados para la instalación de aerogeneradores, que aprovechan el efecto acelerador del relieve.

Por el contrario, las fuertes pendientes (acantilados, escarpados, etc.) son peores lugares debido a la formación de zonas de turbulencia, que no sólo reducen la energía que puede obtener el aerogenerador, sino que producen esfuerzos mecánicos de fatiga sobre la máquina acortando la vida útil.

5.4.4. Influencia de los obstáculos

Los obstáculos, tales como edificios, arbolado o accidentes del terreno, provocan en general dos efectos desfavorables: una disminución de la velocidad del viento y un aumento de las turbulencias. Cuando se proyecta la instalación de grandes centrales eólicas, se debe tener en cuenta la presencia de obstáculos en el radio de 1 kilómetro y fundamentalmente en la dirección dominante del viento.

La zona de turbulencias puede alcanzar hasta una altura de alrededor de 3 veces la del obstáculo. Estas turbulencias son más acusadas en la parte posterior del obstáculo (sotavento) que en la parte anterior (barlovento). Mientras que en el primer caso puede alcanzar de 10 a 20 veces la altura del obstáculo, en el segundo caso se limita a unas dos veces dicha altura.

La disminución de la velocidad del viento aguas abajo del obstáculo depende no sólo de su forma y dimensiones sino también de la porosidad del mismo. Se define la porosidad como el área libre al paso de viento que permite el obstáculo dividida por el área de la sección transversal que ofrece el obstáculo a la dirección del viento y se acostumbra a expresar en tanto por ciento.

5.5. DISTRIBUCIÓN DE DENSIDAD DE WEIBULL

Otro parámetro a tener en cuenta en el estudio del diseño de un parque eólico, son las representaciones estadísticas más comúnmente utilizadas para sintetizar las velocidades y direcciones de viento, características del potencial eólico en un emplazamiento.

Una de las funciones estadísticas más usadas en eólica es la distribución de probabilidad de velocidades de viento de Weibull, que viene definida por la siguiente ecuación:

$$P(V) = (K/C) * (V/C)^{k-1} * \text{CEXP}(-V/C)^K$$

Donde:

$P(V)$ = Probabilidad estadística de que ocurra una determinada velocidad V .

C = factor de escala cuyo valor cercano a la velocidad media, ya que tiene unidades de velocidad.

K = factor de forma, cuyo valor es cercano a la desviación típica y es adimensional.

Esta distribución permite calcular ciertos datos de interés, como son, por ejemplo los siguientes:

La probabilidad de que exista una velocidad del viento superior a una determinada velocidad dada V_x :

$$P(V \geq V_x) = \text{EXP}(-(V_x/C)^K)$$

La probabilidad de que existan velocidades entre dos límites dados V_x , V_y :

$$P(V_x \leq V \leq V_y) = \text{EXP}(-(V_x/C)^K) - \text{EXP}(-(V_y/C)^K)$$

La velocidad media se obtiene mediante la fórmula:

$$V_m = C * \Gamma(1 + (1/K))$$

5.6. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA MEDIANTE PROGRAMA WASP

El Wind Atlas Analysis and Application Program es un programa para la extrapolación horizontal y vertical de los datos de viento.

El programa contiene varios modelos para la descripción del viento en función de la orografía del terreno y de la presencia de objetos que pueden bloquear el flujo normal del viento.

El primer paso es cargar un mapa de la zona en cuestión y representar las curvas de nivel y rugosidad del emplazamiento.

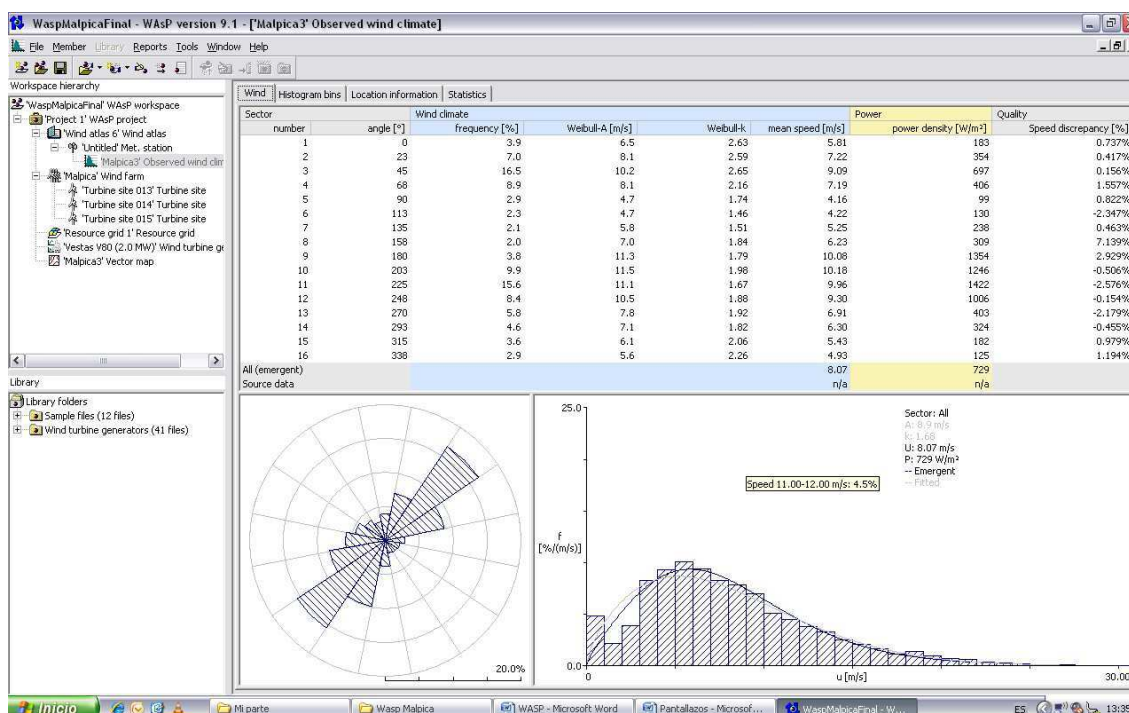
El segundo paso es el análisis de los datos de viento introducidos. La serie de datos de viento de la estación de medida simulada se introducen en el programa y éste obtiene las gráficas de distribución de probabilidades de velocidades y rosas de viento, mostrando en una tabla los datos medios. Para este paso se emplea el Observed Wind Climate wizard (OWC).

Una vez obtenido el mapa del emplazamiento con las curvas de nivel y rugosidad así como el atlas de viento y a partir de la serie de datos de la estación meteorológica simulada, se introducen el número de turbinas que va a tener el parque y las coordenadas de cada una, el programa calcula el viento en un punto distinto a través del cálculo anterior pero en sentido inverso. Finalmente se introduce el tipo de turbina que determinará la cantidad de MWh que se obtendrán.

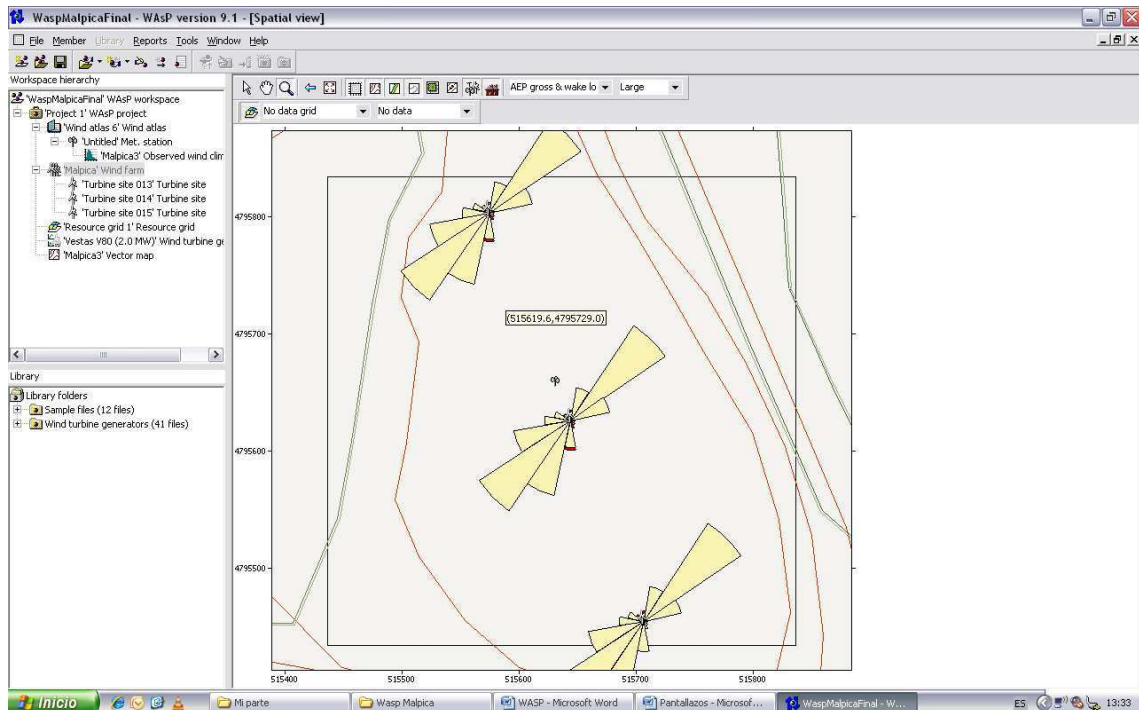
El último paso es calcular la producción de energía del parque entero con el Resource Grid.

Una vez obtenida la producción estimada del parque se procede a la comparación con las curvas de potencia de diferentes aerogeneradores pertenecientes a diversos fabricantes, se puede fácilmente hacer el cálculo de la Potencia estimada (MWh), así se realiza la selección adecuada de la máquina a utilizar.

En esta primera imagen se observa la rosa de vientos y la distribución de Weibull obtenida de la serie de datos de velocidad y dirección de vientos:



En esta segunda imagen se pueden ver la rosas de vientos para cada aerogenerador modelo V80 2MW de Vestas:



En la imagen inferior se puede ver toda la información que se ha proporcionado al WASP:

- Curva de potencia del aerogenerador V80 2 MW
- Mapa topográfico y posición de la estación y los aerogeneradores
- Mapa de producción energética
- Estadísticas de la turbinas

Settings Site list Statistics WF Power curve				
Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	19.703	6.568	6.528	6.625
Total net AEP [GWh]	19.356	6.452	6.395	6.526
Proportional wake loss [%]	1.76	-	1.41	2.37
Mean speed [m/s]	-	7.89	7.85	7.95
Power density [W/m2]	-	703	689	721
RIX	-	-	0.3	0.5

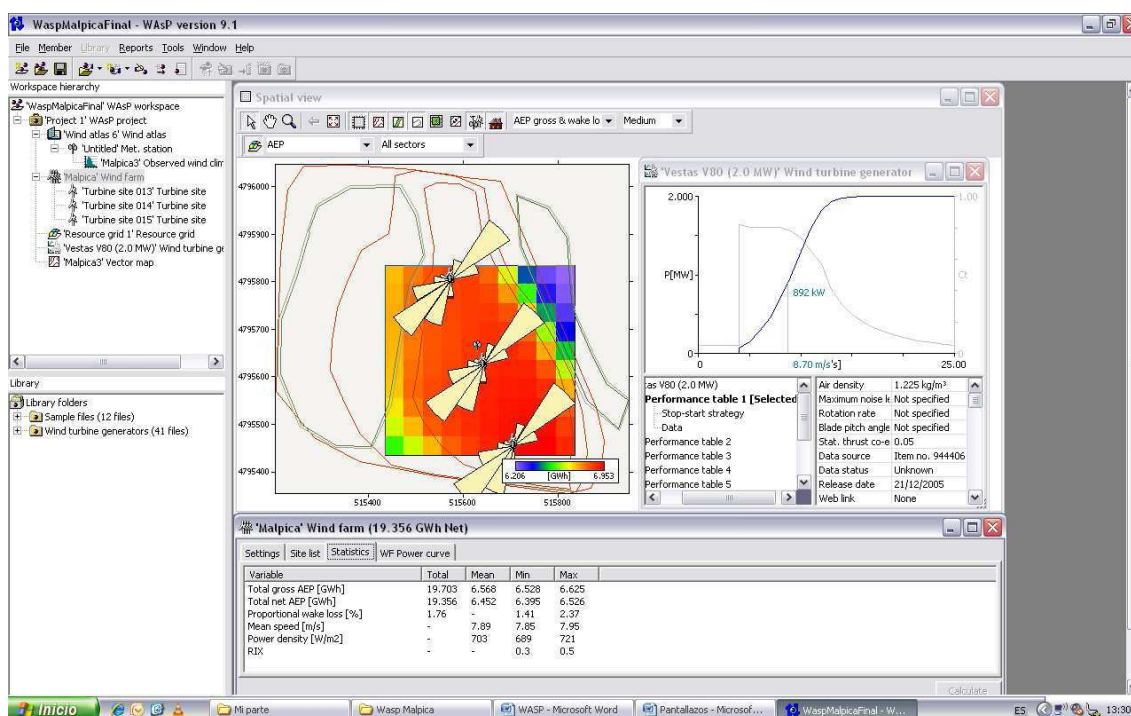


Tabla resumen de los datos más importantes:

Potencia del miniparque eólico	6MW
Modelo de aerogenerador	Vestas 80 de 2 MW
Producción total bruta	19,703 GWh
Producción total neta	19,356 GWh
Perdidas por efecto estela	1,76%
Horas equivalentes netas	3226

6. SELECCIÓN DE AEROGENERADORES

Los aerogeneradores idóneos a implantar en el parque se han seleccionado según el tipo de emplazamiento.

La clasificación del tipo de emplazamiento, se representa por un número de I a III y una letra de A a C, y se basa principalmente en dos parámetros: la velocidad de referencia del viento (V_{ref}) y la intensidad de turbulencia del mismo que haya en la zona de implantación (I_{ref}). Por una parte, la velocidad de referencia define el número de la clase de I a III, siendo I el correspondiente a valores altos y III representando valores más bajos. Por otro lado, a intensidades de turbulencia altas corresponderá la letra A y a intensidades bajas la letra C.

Las condiciones externas particulares definidas para las clases I,II y III no se utilizan para cubrir las condiciones off-shore ni las condiciones de viento experimentadas en tormentas tropicales tales como huracanes, ciclones y tifones (emplazamientos tipo S). Tales condiciones requieren un diseño especial de aerogenerador que haría el fabricante en exclusiva.

La siguiente tabla resume la clasificación del tipo de emplazamiento:

Clase de aerogeneradores	I	II	III	S (especiales)
V _{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	Valores específicos según el diseño
A I _{ref} (-)	0,16			
B I _{ref} (-)	0,14			
C I _{ref} (-)	0,12			

Dichas clases establecen una clasificación teniendo en cuenta la velocidad de referencia en 10 minutos, que se relaciona con la velocidad media del emplazamiento según la siguiente relación:

$$V_{ref} = 5 \cdot V_{media}$$

Por tanto, se tiene una velocidad de referencia de:

$$V_{ref} = 5 \cdot 8,07 = 40,33$$

Además, existe una clasificación atendiendo a la turbulencia. Matemáticamente, la turbulencia se expresa como el cociente entre la desviación típica y la velocidad media del viento en el periodo de tiempo en que se ha hecho cada media:

$$I_m = \frac{\sigma}{V_m}$$

Donde:

I = Turbulencia en un periodo de tiempo

V_m = Velocidad media en un periodo de tiempo.

σ = desviación típica respecto a la velocidad media en dicho periodo de tiempo

El periodo de tiempo en el que se saca la media y la desviación típica de cada medida debe ser menor de una hora, en este caso es de 10 minutos.

Este dato da una idea de cómo varía el viento en un pequeño intervalo de tiempo.

La turbulencia del emplazamiento es de 0,18, pero hay que tener en cuenta la altura a la que están cogidos los datos, ya que cuanto más cerca del suelo será mayor la turbulencia.

La turbulencia disminuye la posibilidad en un aerogenerador de utilizar la energía del viento de forma efectiva, aunque las variaciones más rápidas serán hasta cierto punto compensadas con la inercia del rotor. También provocan mayores roturas y desgastes en la turbina eólica, por las cargas de fatiga. Por esta razón, los aerogeneradores se diseñan para soportar mayor o menor intensidad de turbulencia y se clasifican en tres grupos:

Grupo A: Máquinas para vientos más severos.

Grupo B: Máquinas para vientos intermedios.

Grupo C: Máquinas para vientos menos severos.

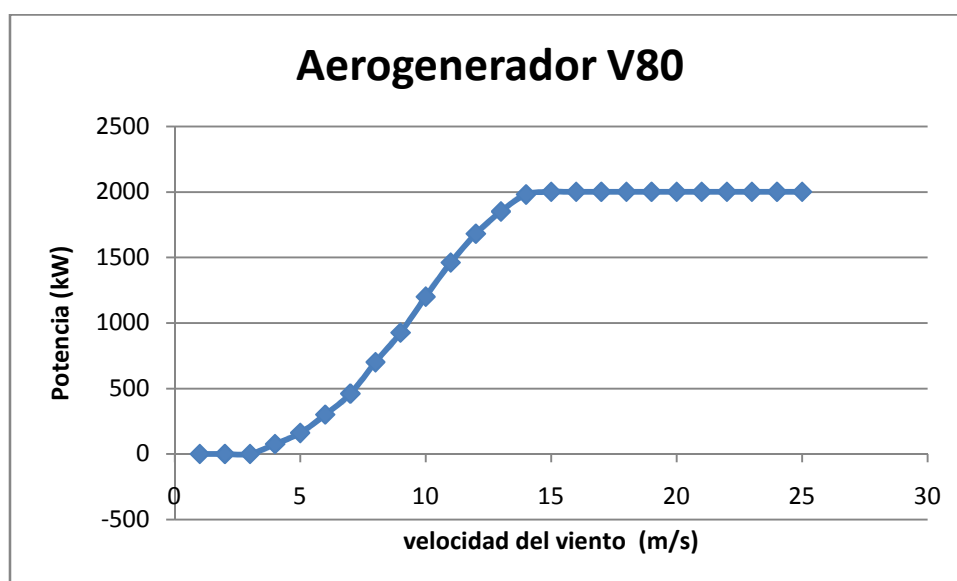
Consecuentemente, al ser la velocidad de referencia del presente proyecto moderada y siendo la intensidad de turbulencia de la zona alta, el emplazamiento de la instalación queda definido como clase IIA.

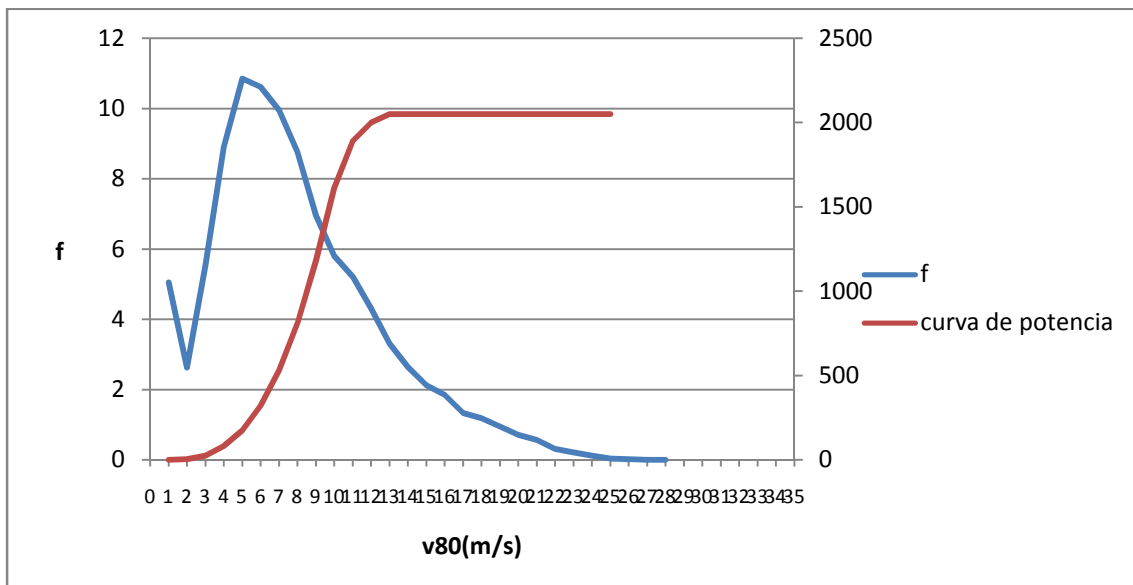
De esta manera, para cada clase de emplazamiento y con el fin de optimizar el aprovechamiento del potencial eólico, los fabricantes han desarrollado modelos de distintos tamaños y potencias, correspondiendo las máquinas de mayor área de barrido a zonas con velocidades bajas para mayor producción.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha optado por 3 aerogeneradores modelo VESTAS con un diámetro de rotor de 80 metros y una potencia nominal unitaria de 2 MW, cuyas características se detallan en los anexos.

Consisten en un conjunto de turbina, multiplicador y generador, situados en lo alto de una torre de acero que proporciona una altura del eje del rotor de 80 m, cimentada en una zapata de hormigón armado.

El aerogenerador Vestas tiene la siguiente curva de potencia:





6.1. DESCRIPCIÓN DE AEROGENERADORES

6.1.1. Nacelle

Está constituida con chapa laminada soldada, constituyendo una estructura envolvente autoportante de diseño simple, robusto y bajo peso. La cubierta superior está formada por dos tapas en forma semicilíndrica y de apertura motorizada.

Para garantizar su resistencia a la corrosión, el conjunto está galvanizado en caliente y pintado. Tras el galvanizado, todas las superficies de fijación y asientos del eje del rotor, multiplicador y generador, se han mecanizado en una sola operación favoreciendo la alineación y el montaje correctos, así como también las bridas de asiento de los cojinetes deslizantes y la corona del sistema de giro acimutal en la zona de unión entre la nacelle y la torre.

Todo el interior de la envolvente está recubierto de material absorbente para evitar la emisión de ruidos y tanto el multiplicador como el generador están soportados por silentblocks, a fin de eliminar la transmisión de vibraciones a la torre.

6.1.2. Rotor

Consistente en un buje de fundición mecanizada, chorreado, metalizado y pintado. Está equipado con tres palas de paso fijo, fabricadas con poliéster reforzado por fibra de vidrio sobre una viga soporte también de fibra de vidrio y pintadas exteriormente con resma de poliéster. Están fijadas al buje mediante bridas con agujeros rasgados a fin de prefijar el paso, operación que se realiza durante el montaje en función de las características eólicas de la zona.

El extremo de cada pala está constituido por un sector de 3,6 m de longitud que puede girar 90° colocándose perpendicular al plano del rotor, actuando como freno aerodinámico.

Este sector está montado sobre un eje de fibra de carbono integrado en el cuerpo de la pala y se mantiene alineado (freno desactivado, operación normal) con el resto de la pala, por medio de un cilindro hidráulico que tensa un cable de acero inoxidable por el interior de la pala. El sistema es seguro al fallo, pues precisa durante la operación normal presión hidráulica en los tres cilindros (uno en cada pala), la cual es suministrada por una central alojada en el interior del buje. Si durante la rotación se producen pérdidas de aceite, fallo de la central o se ordena expresamente el frenado, se elimina la tensión del cilindro sobre el cable y la fuerza centrífuga además de unos muelles, actúa sobre los sectores de frenado colocando éstos a 90°, reduciendo drásticamente la velocidad del rotor.

El buje va recubierto en su exterior por una carcasa de fibra de vidrio y poliéster pintada igual que las palas, que protege la unidad hidráulica del freno aerodinámico.

El diseño del rotor, fundamentalmente el perfil y el paso de la pala, hacen que la potencia de salida máxima de la máquina esté autorregulada, pues a partir de velocidad de viento de 16-17m/s se alcanza el valor de corte aerodinámico, límite de características (Stall) que impide que siga aumentando el par de salida, aunque lo haga la velocidad del viento. Este procedimiento es el más sencillo y eficaz, pues se produce instantáneamente cuando se necesita sin necesidad de dispositivo mecánico alguno. Su efecto puede verse en la curva de potencia de la máquina.

6.1.3. Eje del rotor

Construido de una sola pieza en acero forjado de alta calidad, está soportado por dos rodamientos con doble hilera de rodillos esféricos. En el lado de acoplamiento al rotor, dispone de una brida con tornillos y dos juegos de anillos colectores eléctricos con escobillas de carbón para realizar la alimentación y el control de la central hidráulica del freno aerodinámico, alojada en el buje. El extremo posterior se acopla al eje hueco del lado de baja velocidad del multiplicador de engranajes y está protegido bajo una cubierta de chapa que encierra también un detector inductivo para la medida de la velocidad.

El conjunto del eje y rodamientos está alojado en una envolvente de fundición en forma de tubo, dotado en ambos extremos de unos ensanchamientos para los rodamientos y que disponen en el exterior de unas bridas colocadas diametralmente con las que se fija el conjunto a la carcasa.

6.1.4. Multiplicador

Especialmente desarrollado para su uso en turbinas eólicas, dispone de una relación multiplicadora de 67,5/1 en tres etapas; la primera es planetaria y las otras dos son de ejes paralelos con engranajes helicoidales.

6.1.5. Sistema de frenado

El aerogenerador está equipado con dos sistemas independientes de frenado, aerodinámico y mecánico, activados hidráulicamente e interrelacionados entre sí para detener la turbina en todas las condiciones de funcionamiento. El sistema de regulación de paso (conocido como “pitch”) de las palas se utiliza para detener la turbina al poder variar el ángulo de ataque de las palas hasta que la resistencia que presenten al viento sea mínima. También se utiliza para regular la salida de potencia, evitando que cambios repentinos en la velocidad del viento se traduzcan a cambios en la salida de potencia. Por otro lado, el sistema de frenado mecánico incorpora un freno de disco hidráulico fijado al eje de alta velocidad, integrado por un disco y tres mordazas de frenado que se utiliza como freno de emergencia.

6.1.6. Generador

El buje soporte de las palas se atornilla al eje principal del sistema el cual está soportado por dos apoyos de rodillos esféricos que absorben los esfuerzos axial y radial del motor. El esfuerzo de rotación generado por el rotor se transmite hasta el multiplicador cuya relación de transmisión es 1: 1000,5 merced a un dispositivo con una etapa planetaria y dos helicoidales. El eje de alta velocidad, a la salida del multiplicador, acciona el generador y tiene fijado el freno mecánico del disco. El generador es asíncrono, de 4 polos, con una potencia de 2000 kW, un voltaje de 690 V y una frecuencia de 50 Hz.

6.1.7. Sistema de giro acimutal (sistema de orientación)

El aerogenerador dispone de un sistema de orientación eléctrico activo. La alineación de la góndola frente al viento, se efectúa por medio de cuatro motorreductores que engranan con la corona de orientación de la torre. La corona es una rueda dentada atornillada a la torre. La veleta, situada sobre la cubierta de la góndola, envía una señal al controlador y éste acciona los motores de orientación que pivotan la turbina a una velocidad de 0,5 m/s.

6.1.8. Góndola

Todos los componentes descritos se sitúan sobre una plataforma de la góndola. El bastidor está compuesto por piezas atornilladas construidas con perfiles y chapas de acero. Se apoya sobre una corona de orientación y desliza sobre unas zapatas de nylon para evitar que los esfuerzos transmitidos por el rotor ocasionen tensiones excesivas sobre los engranajes del sistema de orientación. El peso total de la góndola, incluyendo los equipos que contiene, es de 67 t.

6.1.9. Torre

El aerogenerador se dispone sobre una torre metálica tubular trococónica de acero, de 78 m de altura, metalizada y pintada. En su interior se dispone una escalera para acceder a la góndola, equipada con dispositivos de seguridad y plataformas de descanso y protección. Cuenta, también, con elementos de paso y fijación del cableado eléctrico e instalación auxiliar de

iluminación. En la parte inferior tiene una puerta de acceso. Se construye en cuatro tramos que se unen mediante bridas interiores a pie de su emplazamiento, se eleva mediante una grúa y se ancla al pedestal de la cimentación con otra brida. Su suministro incluye las barras de anclaje en la cimentación.

7. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA BÁSICA

7.1. SISTEMA ELÉCTRICO

El sistema eléctrico de un parque eólico tiene por objeto la transferencia de energía eléctrica producida por cada aerogenerador hacia la red de la compañía eléctrica en unas condiciones óptimas tanto desde el punto de vista del parque como de la compañía.

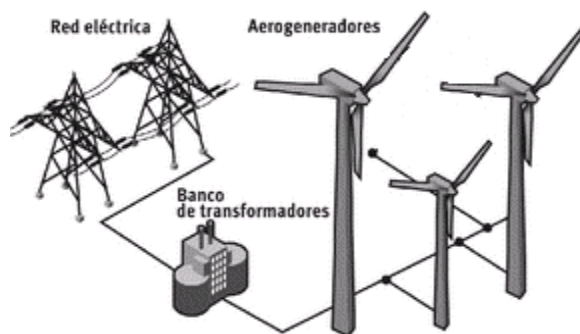
El tipo de diseño y trazado depende principalmente de la potencia de la instalación, número y localización de los aerogeneradores instalados, características de la red en el punto de entronque y distancia hacia el mismo.

Hoy en día, con aerogeneradores de 500 kW a varios MW la configuración utilizada es la conexión en MT de aerogeneradores entre sí, por lo que cada uno de ellos debe contar con su centro de transformación.

Diferenciamos en la instalación los siguientes elementos:

1. Instalación eléctrica de BT de cada aerogenerador.
2. Centro de transformación.
3. Red subterránea de MT.

A continuación se observa en la siguiente figura una representación esquemática del sistema eléctrico de un parque eólico:



7.2. INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN DE UN AEROGENERADOR

Descripción y clasificación de sus componentes:

En la red de BT de un aerogenerador se pueden distinguir 2 tipos de circuitos según la función que realizan:

Circuitos de generación o de potencia que tienen por objeto conectar la salida del generador con el centro de transformación y que constan de los siguientes elementos principales:

- ✓ Equipo de generación: incluye el generador asíncrono con “optispeed” y su equipo de regulación en caso de que exista.
- ✓ Cableado hasta el centro de transformación.
- ✓ Elementos de maniobra y protección: contadores para la conexión de motores eléctricos; interruptores automáticos y/o fusibles para protección contra sobreintensidades; descargadores para protección contra sobretensiones.
- ✓ Dispositivos a MT, Intensidad, Potencia, y frecuencia.
- ✓ Equipos de compensación de potencia reactiva (necesarios o no dependiendo de la tecnología de aerogenerador).
- ✓ Circuitos de control (comunicaciones) y servicios auxiliares.
- ✓ Circuitos de alimentación a los quipos de regulación y control.
- ✓ Alimentación de motores auxiliares (motores de orientación de la góndola) y de la unidad hidráulica (frenado de góndola y rotor).
- ✓ Líneas de alumbrado y potencia para herramientas de góndola y torre.
- ✓ Elementos de maniobra y protección de los circuitos de control y auxiliares.

El transformador es el que eleva la tensión habitualmente de 0.69kV a 20 kV teniendo en cuenta las características del parque.

La potencia del transformador viene dada por la potencia nominal del generador y el factor de potencia.

7.3. RED DE MEDIA TENSIÓN

La conexión de los aerogeneradores entre sí y a la subestación del parque eólico se realiza a través de una red de media tensión. La instalación es subterránea para evitar el impacto ambiental. Será de 20 kV. Se podrán utilizar cables unipolares con aislamiento de material sintético que será polietileno reticulado o bien etileno-propileno dependiendo de cuál sea la compañía distribuidora de la zona. Estos cables deben cumplir la norma UNE 21123 y la recomendación UNESA 3305 C: Cables unipolares con conductores de aluminio y aislamiento seco para redes de AT hasta 30 kV. Para la protección del lado de media tensión se suele emplear un interruptor seleccionador que protege al transformador contra sobrecargas, asociado con un fusible que realiza la protección frente a cortocircuitos.

Con respecto al trazado de la red de MT de un parque eólico, éste se hará dependiendo de la disposición de los aerogeneradores en el emplazamiento. La elección de la disposición se hace,

por supuesto, de la forma más óptima para el correcto aprovechamiento del recurso, considerando la orografía del terreno.

Por cuestiones técnicas, económicas y ambientales, es conveniente que la zanja de cables transcurra paralela a los caminos de acceso de los aerogeneradores.

Dada la orografía del terreno, el cual es llano en la zona donde se situarán las máquinas, se realizarán alineaciones perfectas de los tres aerogeneradores con accesos intermedios perpendiculares.

Las zanjas deben ser rectilíneas en lo posible, evitando ángulos pronunciados, cumpliendo la norma UNE 20435/2. La profundidad de los cables en la zanja viene dada, desde el punto de vista técnico, por un equilibrio entre dos factores: disipación de calor a la atmósfera (favorecido por la cercanía a la superficie) y humedad en el entorno (que suele aumentar con la profundidad). La profundidad habitual escogida es de un metro.

Normalmente los cables suelen instalarse directamente enterrados siendo el acceso de los aerogeneradores bajo tubo de plástico embebido en el hormigón del pedestal de la cimentación. El diámetro del tubo debe ser superior a 14 cm, en la práctica se emplea propileno de 16 cm. El paso de viales debe ser también bajo tubo dejando siempre, como mínimo, un tubo de reserva.

Para la selección del cable aislado más adecuado para una aplicación concreta puede dividirse en dos etapas, una primera donde se selecciona el tipo de cable aislamiento y capas protectoras y una segunda donde se determinan la tensión nominal y la sección.

Estos parámetros deben calcularse aplicando la norma UNE 20435 “guía para la elección de cables de AT”.

El material utilizado para el aislamiento de los cables suele estar definido por la compañía involucrada en el parque eólico, en este caso Unión Fenosa.

La tensión nominal del cable vendrá dada por la tensión nominal de la red en la que está conectado y por las características de las protecciones de las mismas.

Estas características permiten clasificar la red en categorías de nivel de aislamiento. La norma UNE 20435/2 aporta una tabla que permite seleccionar la tensión nominal del cable en función de la tensión nominal de la red, y la categoría de nivel de aislamiento.

7.4. DISEÑO BÁSICO DE UNA LÍNEA ELÉCTRICA

Desde un punto rigurosamente eléctrico el conductor es el componente que justifica la existencia de la línea, ya que toda la obra se hace para sostenerlo; por consiguiente su elección acertada es la decisión más importante en la fase de proyecto de una línea eléctrica.

Los datos de partida para el diseño de una línea eléctrica son los siguientes:

- ✓ La tensión de operación máxima.
- ✓ La potencia a transportar.
- ✓ La longitud estimada de su recorrido.
- ✓ La ubicación de los puntos de partida y de llegada (inicio y fin de la línea).
- ✓ La ubicación de otros puntos de interconexión, si los hay.

Se trata de lograr un diseño con mínimos costos de construcción, operación mantenimiento y de las pérdidas durante n periodo dado, teniendo en cuenta además la relación existente entre torre y conductor.

Este objetivo se logra minimizando:

- ✓ Las pérdidas de transporte de energía.
- ✓ El costo de las instalaciones de transporte de energía.

Las pérdidas de energía son debidas al efecto Joule y al efecto Corona, ligados respectivamente a la corriente y a la tensión de operación.

Ambas pérdidas se reducen aumentando el diámetro del conductor, que implica un aumento de la sección, e incremento de los costos de las instalaciones. No se pueden reducir las pérdidas y simultáneamente reducir el costo de la obra, de manera que se trata entonces de lograr una solución de compromiso que minimice el costo total de la línea por año de su vida útil.

7.5. SECCIÓN DEL CONDUCTOR

La sección del conductor de la red de MT de un parque eólico se establece según 4 criterios:

- Intensidad máxima admisible.
- Solicitación térmica de corriente.
- Caída de tensión máxima.
- Optimización técnico-económica.

Con respecto a esta última tiene una particularidad en el caso de parques eólicos.

Un diseño óptimo de la red de MT desde el punto de vista económico consiste en encontrar la solución más rentable entre el coste de inversión en el cable de media tensión, y las pérdidas de

energía anuales del mismo. Cuanto más cerca de la subestación esté un tramo de cable, mayor potencia debe transportar y más intensidad de cortocircuito debe soportar, la principal aportación proviene de la red eléctrica de AT exterior al parque eólico a través del transformador de la subestación.

7.6. CONDICIONES DE CONEXIÓN

Para conectar un parque eólico a red es necesario que se cumplan unas condiciones técnicas y administrativas. Éstas vienen recogidas en la Orden de 5 de septiembre de 1985, “Normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica”.

Con respecto a las normas administrativas, se detalla la información que debe suministrar, tanto al titular del parque eólico como la empresa distribuidora de energía eléctrica.

El usuario deberá proporcionar:

1. El número, la potencia y el tipo de aerogeneradores.
2. Los datos para el cálculo de la corriente de cortocircuito.
3. La potencia máxima que entregará.

La compañía distribuidora deberá indicar:

1. El punto de conexión y su tensión.
2. Las potencias de cortocircuito máxima y mínima en el punto de conexión.
3. Los datos del reenganche en ese punto.

Las condiciones técnicas se refieren a lo que se denomina interconexión, la cual se puede observar en la figura, por tanto a los dispositivos que permiten la conexión o desconexión del parque de la red, junto con las protecciones que verifican que la entrega de la energía se entrega en las condiciones prescritas.

En la normativa se indica explícitamente que el funcionamiento de la central no debe producir alteraciones, ni puede funcionar en isla, alimentando a otros usuarios desconectado de la compañía. La potencia máxima de los aerogeneradores que se pueden conectar a la red de AT es de 5 MVA en el caso de los aerogeneradores asíncronos que es el caso de las máquinas del parque.

En ningún caso podrá utilizarse más de la mitad de la capacidad de salida del centro de transformación correspondiente a la línea que se conecte a la central.

Los generadores asíncronos que es el caso de las máquinas del parque.

En ningún caso podrá utilizarse más de la mitad de la capacidad de salida del centro de transformación correspondiente a la línea que se conecte a la central.

Los generadores asíncronos deberán funcionar con un factor de potencia superior a 0.86, y en lo que respecta a generadores eólicos, no es posible conectarlos más de tres veces por minuto. La caída de tensión que se produzca en la conexión debe ser 20 veces mayor que la potencia nominal del parque. La sincronización deberá efectuarse cuando el deslizamiento sea como

mucho del 10% cuando la potencia nominal sea superior o igual a 1000kVA, o del 5%, cuando esta potencia nominal sea superior a 1000kVA. Esto se debe a la prevención que se debe tener a la hora de evitar fluctuaciones de tensión que puedan producirse tanto en el proceso de conexión como el funcionamiento continuo.

Todos los parques deberán tener un equipo de medida que incluya contador de energía activa, contador de energía reactiva, taxímetro y diversos transformadores de medida normalizados. En la normativa se especifica la clase de precisión de los distintos equipos.

Las protecciones prescritas en la normativa deben verificar que la entrega de energía se realiza en las condiciones especificadas. Cuando las centrales están conectadas en alta tensión, las protecciones que hay que incluir se enumeran a continuación.

Con el fin de poder conectar y desconectar el quipo a la red, tanto en condiciones normales, como ante cortocircuitos, es necesario incluir un interruptor automático.

Tres relés de mínima tensión instantáneos, con reenganche manual, regulados a $0,85 U_m$, siendo U_m el valor medio de la tensión entre fases. Por tanto, cuando la tensión descienda por debajo del 85% de este valor, la instalación debe desconectarse inmediatamente. El objeto de esta protección es el de proteger el sistema contra defectos polifásicos y detectar la marcha en red separada a una tensión anormal.

Un relé de máxima tensión instantáneo, regulado a $1,1 U_m$. La actuación de esta protección es análoga a la anterior, sólo que su actuación se produce, instantáneamente, cuando la tensión sube anormalmente. La misión de esta protección es detectar la marcha anormal separada de la compañía.

Un relé de máxima tensión homopolar, contra defectos de fase-tierra.

Un relé de máxima (81M) y mínima frecuencia (81m), con valores mínimo y máximo de 51 y 49 Hz respectivamente, para impedir la marcha anormal separada de la compañía, puesto que, en tales casos, no hay mecanismo de control de la generación sobre la demanda, por lo que la frecuencia estará descontrolada.

Tres relés instantáneos de máxima intensidad que actúan ante sobrecargas y cortocircuitos.

Un sistema de teledisparo que permita la desconexión remota de la instalación.

Equipos de protección de los equipos de la central, de acuerdo con las especificaciones de los fabricantes.

Un sincronizador automático.

Un regulador.

DIMENSIONAMIENTO:

A continuación se expone el procedimiento empleado para diseñar la red subterránea de media tensión que comprende básicamente la selección del tipo de instalación y el cable aislado a emplear.

Hay que resaltar que la distancia a la que estarán separados los aerogeneradores será de 3 veces el diámetro de rotor de los mismos, situados perpendicularmente a la dirección del viento predominante.

El primer punto es escoger el material del que estarán formados los conductores, en este caso se ha decidido que sean de cobre electrolítico flexible de clase 5 según UNE-EN 602283 (IEC 60228) con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según UNE-HD 6034 tabla 2A. (IEC 60502.1 tablas 13,15 y 17) con cubierta exterior extruida de PVC tipo DMV-18 según UNE-HD 603 tabla 4A (Tipo ST2 según IEC 60502.1 tablas 18 y 19).

Las temperaturas admisibles para el conductor con este aislamiento son las siguientes:

- Régimen Permanente: 90° C
- Régimen Cortocircuito: 250° C

Los circuitos se deben dimensionar siempre para que el régimen de funcionamiento sea el permanente para evitar el daño de los cables.

Este tipo de conductor es utilizado para instalaciones fijas, que es el caso que nos ocupa.

Para una adecuada instalación La distancia horizontal entre las abrazaderas no será más de 20 veces el diámetro del cable. La distancia también es válida entre puntos de soporte en caso de tender sobre rejillas porta cables o sobre bandejas. En ningún caso esta distancia debe sobrepasar los 80 cm.

Los cables se dividen en niveles de tensión según el voltaje, en el caso que nos ocupa el nivel de tensión es el de 20 kV, que es uno de los datos que se emplearán en los cálculos.

Una de las decisiones a tomar es la profundidad a la que estarán enterrados nuestros cables, de esta manera conoceremos el factor de corrección por enterramiento que debemos aplicar la intensidad admisible por estos. En nuestro parque dicha profundidad será de 1 metro y estimaremos el factor de corrección en un 0,97 atendiendo a la siguiente tabla:

Profundidad	70	100	120	150
Coefficiente de corrección	1,03-1,00	1,00-0,97	0,97-0,95	0,95-0,93

Se necesita conocer la intensidad que circula por cada tramo para decidir que sección se escogerá. Se dividirá por tramos para calcular cual es la intensidad que recorre cada uno. Gracias a esto será posible decidir dicha sección ya que calculando dicha intensidad y comparándola con la intensidad admisible según sea el enterramiento y el número de conductores se tomará una sección u otra.

Teniendo en cuenta que el punto de conexión más cercano se sitúa a 3.5 km de la colocación del último aerogenerador, cerca del municipio de Malpica de Bergantiños.



Para calcular la intensidad se tiene en cuenta que la potencia nominal de los aerogeneradores es conocida la cual tiene el valor de 2.000 kW para el modelo VESTAS V-80, así se deduce también la potencia por tramo y además la tensión de la red de MT, por tanto aplicando la fórmula:

$$P = \sqrt{3VI} \cos\Psi$$

Siendo $\cos\Psi = 0.98$.

$V = 20 \text{ kV}$

Se despeja el valor de las intensidades por tramos como se puede ver en la siguiente tabla.

TRAMO	DISTANCIA(km)	P(kW)	S(kVA)	I(A)
1	0.27	2000	2040.82	58.91
2	0.27	4000	4081.63	187.82
Subestación	16.3	6000	6122.45	176.73

Donde S es la potencia aparente que se relaciona con P mediante la siguiente ecuación:

$$P = S * \cos\Psi$$

Para el caso de estudio se pondrán tres conductores diferentes. El tramo de mayor intensidad es el que va a la subestación que tiene un valor de 176.73 amperios, a priori será el que necesite mayor sección. Para nuestra elección veremos cual de las secciones soporta dicha intensidad una vez tenido en cuenta el factor de corrección por enterramiento que habíamos comentado anteriormente que era 0,97. Una vez hecho el estudio se elige la sección de cable de

Como se ha comentado se optará por poner tres conductores, esto implica que la menor sección que soporta la intensidad del tramo de la subestación que es de 176.73 amperios es la de 95mm².

Finalmente aquí tenemos la tabla de las secciones por tramos:

TRAMO PARQUE	DISTANCIA(km)	Sección (mm2)
1	0.18	95
2	0.18	95
Subestación	3.5	95

8. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El mantenimiento integral de las instalaciones incluye todas las tareas y gastos que impliquen:

- ✓ Mantenimiento preventivo, con revisiones periódicas.
- ✓ Mantenimiento correctivo
- ✓ Personal de operación, piezas de repuesto, etc.

Garantías del suministrador durante el mantenimiento:

- ✓ Calidad
- ✓ Disponibilidad de máquinas (>97%)
- ✓ Factor de Potencia ($F_p > 0,98$)
- ✓ De curva de Potencia (Certificada +/- 5%)

9. OBRA CIVIL BÁSICA

9.1. ARQUITECTURA DEL PARQUE EÓLICO Y OBRA CIVIL PARA AEROGENERADORES DE 2 MW

Variables de eficiencia energética

- Separación entre turbinas:
 - 5 Diámetros de rotor dirección vientos dominantes
 - 3 Diámetros rotor dirección perpendicular vientos dominantes
- Alineación de aerogeneradores

Variables medioambientales- paisajísticas

Variables diseño obra civil

- Cimentaciones
- Plataformas de montaje
- Caminos
- Zanjas
- Compensación de tierras

9.2. DISEÑO OBRA CIVIL

9.2.1. Estudio geológico y geotérmico

El estudio geológico identifica variables que requieren un estudio posterior, el estudio geotécnico analiza los parámetros del terreno mediante ensayos.

Permiten definición precisa de los caminos y cimentaciones y tratamiento necesario para su construcción.

9.2.2. Caminos, necesidades de transporte y parámetros de diseño

Palas:

Longitud: 40 metros

Peso/unidad: 10.500 kg aprox.

Rotor:

Longitud: 10 metros

Altura: 5 metros

Peso: 100.000 kg aprox.

Sección tipo vial

- Ancho 5/ 6 m para transporte - 9 m para grúas de cadenas
- Tipo de firme: depende del terreno :
 - Deberla soportar un peso máximo 150 toneladas debido al continuo paso de camiones cargados
- Espesor firmes 0.35 – 0.4 m zahorra artificial
- Cunetas de tierra L 0.7*A 0.35
- Taludes recomendados

En desmonte mínimo $\frac{1}{2}$

En terraplén $\frac{3}{2}$ de firme $\frac{3}{2}$

Geometría de planta- máquina 2MW

Longitud mínima de recta 60 m

Radio de curvatura > 35 m

Geometría de alzado

Pendiente máxima rectas hasta 12 %

Pendiente máxima curvas hasta 7 %

Informe acceso exterior al parque

- Realizado por la propiedad pero con el visto bueno del transportista
- Detecta necesidades reparación/ ampliación en caminos existentes -fuera de los límites del parque eólico
- Gestionar ante los organismos afectados los cambios a realizar
- Gestionar ante propietarios las afecciones a sus terrenos

Comprobación caminos interiores del parque

- Prueba en vacío una vez ejecutados los caminos
- Se suele utilizar un transporte extensible con el último camión de transporte de virolas

9.2.3. Cimentaciones

Para una potencia de aerogenerador de 2MW las dimensiones de cimentación aproximadas serían:

- Superficie: 15 x 15 metros
- Profundidad: 2.5 metros
- Volumen de excavación: 562 m³

Red de tierra

- Instalación de picas de cobre en puntos medios de los laterales de la zapata con una profundidad de 1 metro si es sobre roca y de 2 metros si es sobre material suelto.
- Se unirán las picas con cable de cobre
- Se tenderán pletinas de acero galvanizado entre las picas de tierra
- Se llevarán las pletinas de acero al centro de la zapata donde irán embebidas en hormigón por el interior de la virola.

Posteriormente a la instalación de la red de tierra se expande el hormigón de limpieza consiguiéndose una superficie plana y evitando que la ferralla se deteriore por contacto directo con el terreno.

Seguidamente se introducen separadores de terrazo y se coloca una parrilla inferior. Se procederá a la nivelación de la virola y a la colocación de la parrilla superior.

Antes del hormigonado final se colocaran pasa tubos por donde irán los cables eléctricos

Necesidades de hormigón y ferralla

- 27.000 kg de hierro aproximadamente
- 295 m³ de hormigón

9.2.4. Montaje de aerogeneradores y aéreas de maniobra

Se necesita una grúa principal (500-600 toneladas) y una grúa de retenida (120-140 toneladas)

La grúa principal puede ser de dos tipos:

- De cadenas con pluma de celosía: requiere caminos de 9 metros
- De cadenas/ruedas con pluma telescópica: requiere caminos de 5 metros

Las áreas de maniobra son necesarias para el posicionamiento de la grúa y el acopio de componentes del aerogenerador.

Consistente en el despeje y el desbroce y posterior planchado de la superficie resultante mediante rodillos compactadores. La composición consistirá de un buen compactado con una base resistente debajo. Los puntos de apoyo se suelen tratar con zahorras naturales de capa no inferior a 20 cm.

Dimensiones genéricas para aerogeneradores de 2MW: 40 x 40 m

Dado que el parque se implantará en línea solo será necesario un equipo de montaje. Condiciones:

- Limitación de viento de 7m/s
- Tiempos medios de montaje para un aerogenerador de 2 MW
 - o 1,5 a 2 aerogeneradores /semana con grúa de cadenas.
 - o 3 aerogeneradores / semana grúa telescópica.
- Tiempos medios cableado interior
 - o 2 aerogeneradores semana.

9.2.5. Zanjas

Siempre que sea posible se situarán paralelas a los viales y a una distancia entre el borde de talud de vial y el centro de la zanja de:

- 1.2 m zanjas de anchura 60 y 80 cm.
- 1.5 m zanjas de anchura 1 y 1,2 m.

Las zanjas adjuntas a un vial en terraplén se trazarán a pie de terraplén.

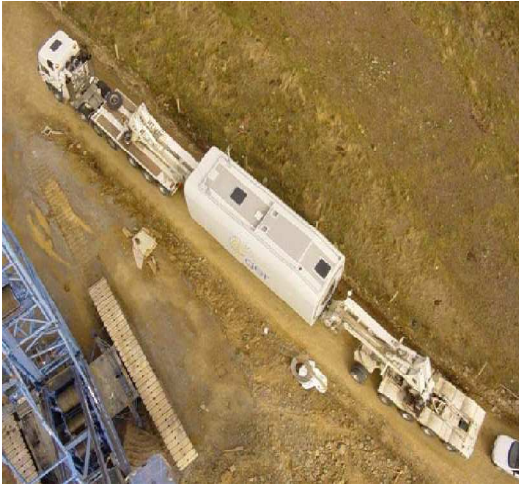
Las zanjas que crucen terrenos de labor deberán tener una profundidad no inferior a 1,7 m.

No se diseñarán zanjas bajo cunetas.

La anchura de zanjas dependerá del número de ternas a tender.

9.3. GALERÍA DE FOTOS DEL PROCESO DE OBRA CIVIL

- Transporte de nacelle y palas:



- Instalación de picas de cobre y de pletinas de acero galvanizado:



- Colocación de parrilla, virola y pasatubos para el cableado interior y hormigonado





- Instalación equipo eléctrico:



- Montaje de aerogeneradores:





10. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

10.1. OBJETIVOS DEL IMPACTO AMBIENTAL

- Predecir y prevenir las consecuencias que conlleva la instalación de un mini parque eólico sobre el medio natural.
- Identificar las acciones susceptibles de generar impactos en cada fase del proyecto.
- Identificar los elementos del medio natural que puedan verse afectados.
- Identificar los elementos socioeconómicos afectados.
- Valorar cualitativa y cuantitativamente los impactos ambientales.
- Desarrollar medidas preventivas, correctoras y compensatorias.
- Desarrollar un plan de vigilancia ambiental.
- Colaborar con el desarrollo sostenible de la zona en cuestión.

10.2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Instalación de un mini parque eólico compuesto por tres aerogeneradores de 2MW cada uno en el término municipal de Malpica de Bergantiños (La Coruña).

Instalación de línea eléctrica de evacuación de 3 km y 20 KV.

Objetivos:

- Generación eléctrica para conexión a red.
- Cumplimiento del Plan de Energías Renovables para 2020
- Contribución a la reducción de GEIs
- Desarrollo local

El impacto ambiental vendrá determinado por:

- Numero y emplazamiento de las aerogeneradores
- Potencia instalada
- Tipo de aerogenerador: número de palas, altura, diámetro del rotor y velocidad de giro
- Generación de residuos
- Generación de empleo y desarrollo rural

Se consideraran todas las fases del proyecto:

- Construcción
 - o Ocupación del terreno
 - o Despeje y desbroce
 - o Uso de maquinaria pesada
 - o Cimentación se aerogeneradores
 - o Montaje de los aerogeneradores, ampliación o construcción de nuevos viales
 - o Almacenamiento de materiales y residuos
- Explotación
 - o Funcionamiento del parque
 - o Presencia del parque
 - o Producción de residuos
- Desmantelamiento
 - o Desmontaje
 - o Clasificación de materiales y residuos
 - o Revalorización
 - o Restauración del terreno

10.3. LOCALIZACIÓN DEL PARQUE

El mini parque eólico se encuentra al sureste del término municipal de Malpica de Bergantiños, La Coruña, representado con un círculo rojo en la Figura 1 y en la Figura 2.

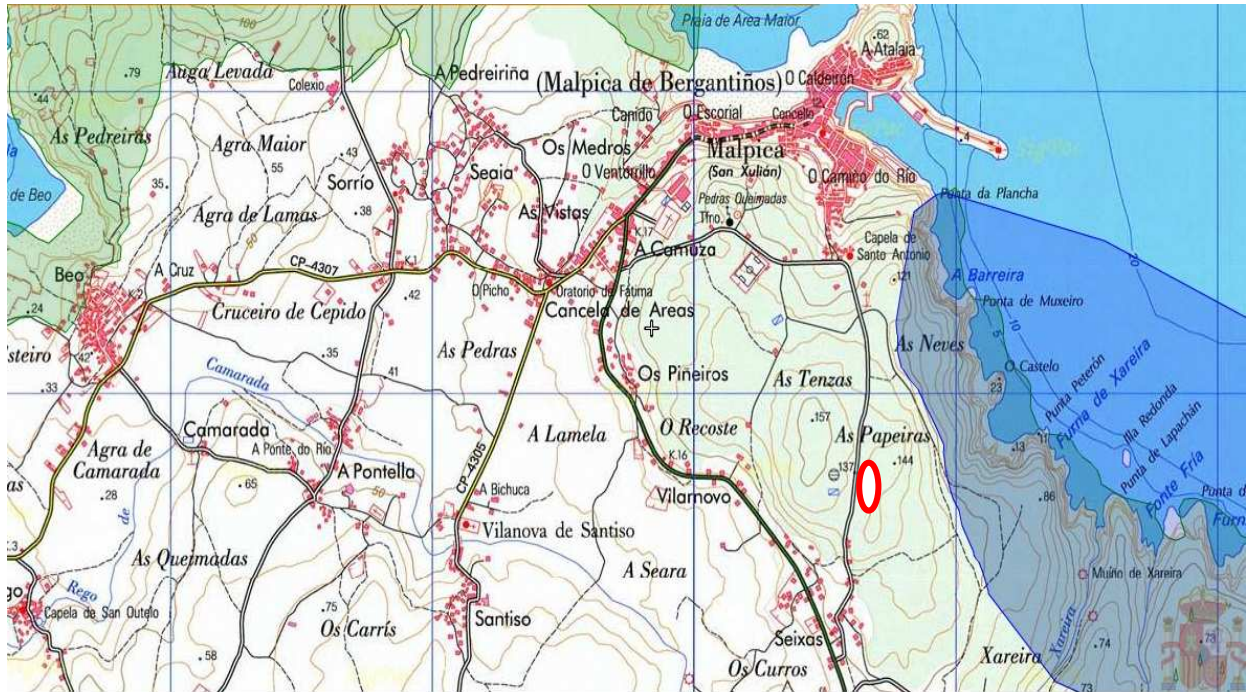


Figura 1: Mapa de situación



Figura 2: Ortofoto de Malpica de Bergantiños

Figuras ambientales de especial protección

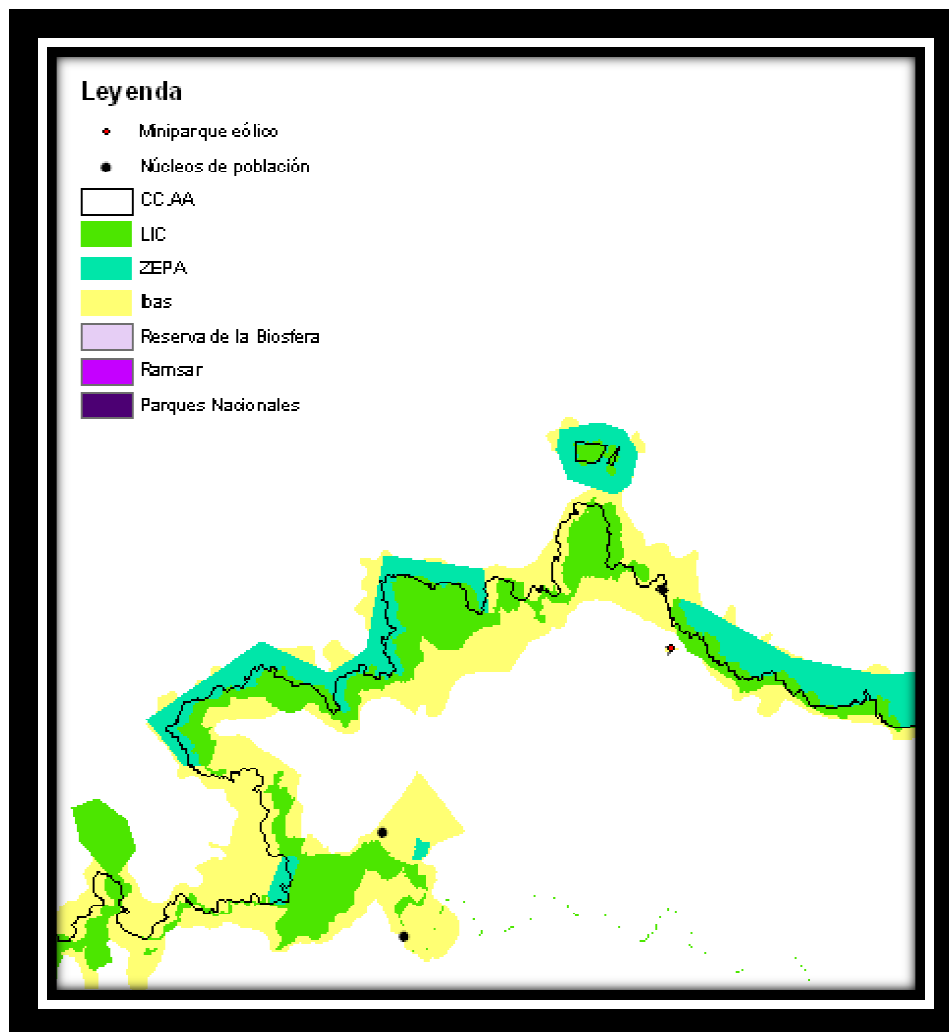


Figura 3: Mapa de figuras ambientales

10.4. INVENTARIO NATURAL DE LA ZONA DE ESTUDIO

Dos son las unidades ambientales que van a ser afectadas por la instalación del parque eólico: la unidad ambiental del matorral y la unidad ambiental agrícola.

10.5. UNIDAD AMBIENTAL DEL MATORRAL

En términos de la Ecología del Paisaje, se considera el ambiente dominante en el territorio gallego. Son hábitats abiertos, constituidos por una comunidad arbustiva, en la que los brezos del género *Erica* y los tojos (*Ulex* spp.) son las especies dominantes. Estos ambientes suelen estar enriquecidos con otras especies como algunas jaras (*Cistus* spp., *Halimium alyssooides*), carrasquillas (*Lithodora prostrata*) y otros brezos como *Daboecia cantabrica* y *Calluna vulgaris*, además de sendas especies de gramíneas.

Dominados por condiciones extremas se pueden considerar las formaciones de matorral existentes en los acantilados costeros y en las áreas de mayor altitud del territorio gallego.

Este tipo de hábitat representa etapas seriales del bosque potencial, que en Galicia es, mayoritariamente, una carballeira. Los incendios, las talas indiscriminadas y la explotación del territorio favorecen su desarrollo. Solo los matorrales de acantilados costeros y de braña son independientes de estos procesos.

De los 22 tipos de hábitats de matorrales tipificados como “de interés comunitario” por la Directiva Hábitat, 5 están presentes en el territorio gallego, y de los 7 tipificados como “Hábitats de interés prioritarios” 2 están presentes en Galicia: brezales secos costeros y brezales húmedos atlánticos de zonas templadas de *Erica ciliaris* y *E. tetralix*. En los brezales higrófilos, ligados mayoritariamente a zonas de cierta altitud, suelen estar presentes otras especies como las retamas *Genista berberidea*, *G. micratha* y *G. falcata* u otras plantas de carácter hidrófilo como *Potentilla erecta*, *Eriophorum* spp. *Rhynchospora* spp., o las carnívoras droseras (*Drosera rotundifolia* o *D. intermedia*), así como musgos del género *Sphagnum*, muy habituales en este tipo de ambientes. En cuanto a la fauna de estos espacios de matorral edafohigrófilo, cabe destacar la presencia de la lagartija de turbera (*Larceta vivipara*).

Estas formaciones son ambientes utilizados por numerosos organismos. Suelen constituir importantes áreas de nidificación para aves como los aguiluchos (*Circus cyaneus*, *C. pygargus*), rapaces amparadas por la Directiva Aves (79/409/CEE), fringílidos como el pardillo común (*Carduelis cannabina*), currucas (*Sylvia undata*, *Sylvia cantillans*), el chochín (*Troglodytes troglodytes*) y ciertas gallináceas, que encuentran en este ambiente un lugar seguro en el que reproducirse.

En estos ecosistemas de matorral las especies de reptiles mejor representadas son el eslizón tridáctilo (*Chalcides striatus*), el lagarto ocelado (*Lacerta lepida*), la culebra lisa europea (*Coronella austriaca*) o la endémica víbora de Seoane (*Vipera seoanei*).

Entre los mamíferos destacan el corzo (*Capreolus capreolus*), el zorro (*Vulpes vulpes*), la comadreja (*Mustela nivalis*), el jabalí (*Sus scrofa*) o el conejo (*Oryctolagus cuniculus*).

10.6. UNIDAD AMBIENTAL AGRÍCOLA

El medio agrícola constituye una unidad ambiental en la actualidad completamente integrada en el paisaje, que supone un hábitat imprescindible para determinadas especies. La agricultura y la ganadería tradicionales han transformado los ecosistemas naturales desde tiempos remotos, originando un nuevo medio compuesto por elementos como setos vivos, muros de piedra, alineaciones de árboles y árboles aislados situados en los límites de las parcelas y bordes de caminos, cultivos y pastizales, abrevaderos, lavaderos, molinos, etc. En la actualidad las prácticas de cultivo intensivo y los monocultivos están produciendo una pérdida de estos

elementos que tienen una gran importancia ecológica pues constituyen el hábitat de muchos animales y plantas, favoreciendo de esta forma la diversidad biológica.

La existencia de un medio agrícola diverso proporciona una serie de ventajas para el agricultor, entre ellas protección contra el viento y el sol, principalmente para el ganado; la existencia de determinados insectos (lepidópteros, hormigas, abejas) que favorecen la polinización de plantas entomógamas, mientras que la comunidad de aves insectívoras y la presencia de quirópteros intervienen en el control de las poblaciones de insectos perjudiciales para los cultivos.

Entre las especies que podemos encontrar en estos ambientes se encuentran mamíferos como el jabalí (*Sus scrofa*), el zorro (*Vulpes vulpes*), el erizo (*Erinaceus europaeus*) o diversas especies de murciélagos (*Eptesicus serotinus*, *Pipistrellus pipistrellus*). La comunidad ornítica está integrada por una buena cantidad de especies entre las que figuran como características de este medio la perdiz (*Alectoris rufa*), la totovía (*Lullula arborea*), el alcaudón dorsirrojo (*Lanius collurio*), la golondrina común (*Hirundo rustica*), la tórtola común (*Streptotelia turtur*) o el gorrión molinero (*Passer montanus*), entre otros.

En Galicia, como consecuencia del uso tradicional del medio agrícola, se han creado muchos paisajes que resultan de gran importancia tanto desde el punto de vista etnográfico como ecológico: sostienen cultura y biodiversidad. Algún ejemplo de estos paisajes lo representan los sotos de castaños, por lo general en las proximidades de poblaciones o aldeas, o la campiña arbolada, donde se intercalan superficie cultivada, setos arbustivos y manchas de vegetación arbórea.

Los setos vivos en el medio agrocampoestrestre

Como ejemplo representativo de especies que configuran los setos vivos, figuran algunas como el espino albar (*Crataegus monogyna*), el laurel (*Laurus nobilis*), endrino (*Prunus spinosa*) o el peral silvestre (*Pyrus cordata*). Estas formaciones, integradas por especies productoras de frutos carnosos, constituyen un importante recurso trófico y lugar de cobijo o descanso para numerosos animales, constituyendo también, en muchos casos, su lugar de cría.

10.7. INVENTARIO DE ESPECIES MÁS RELEVANTES POTENCIALMENTE AFECTADAS

Anfibios

Salamandra rabilarga (*Chioglossa lusitánica*)

Sapillo pintojo ibérico (*Discoglossus galganoi*)

Rana roja (*Rana temporaria parvipalmata*)

Rana común (*Rana perezi*)

Reptiles

Lagartija leonesa (*Iberolacerta galani*)

Elizón ibérico (*Chalcides bedriagai*)

Perenquén de Boegttger (*Tarentola boettgeri*)

Moluscos

Caracol de Quimper (*Elona quimperiana*)

Babosa (*Geomalacus maculosus*)

Anélidos

Lombriz de tierra (*Lumbricus* spp.)

Insectos

Mosca de la piedra (*Perla madritensis*)

Mariposa arlequín (*Zerynthia rumina*)

Aves

Bengalí rojo (*Amandava amandava*)

Cotorra de Kramer (*Psittacula krameri*)

Cuco común (*Cuculus canorus*)

Arendajo común (*Garrulus glandarius*)

Faisán (*Phasianus colchicus*)

Cerceta común (*Anas crecca*) (Población nidificante)

Águila real (*Aquila chrysaetos*)

Avetoro común (*Botaurus stellaris*)

Alcaraván común (*Burhinus oedicephalus*)

Escribano palustre (*Emberiza schoeniclus* subsp. *lusitanica*)

Agachadiza común (*Gallinago gallinago*) (Población nidificante)

Milano real (*Milvus milvus*)

Zarapito real (*Numenius arquata*) (Población nidificante)

Pardela balear (*Puffinus mauretanicus*)

Urogallo común (*Tetrao urogallus* subsp. *cantabricus*)

Sisón común (*Tetrax tetrax*)

Arao común (*Uria aalge*) (Población nidificante)

Avefría Europea (*Vanellus vanellus*) (Población nidificante)

Gaviota patiamarilla (*Larus michahellis*)

Mamíferos

Visón americano (*Mustela vison*)

Conejo común (*Oryctolagus cuniculus*)

Ratón de campo (*Apodemus sylvaticus*)

Basidiomycetos

Bola de nieve (*Agaricus arvensis*)

Plantas superiores

Castaño (*Castanea sativa*)

Aliso (*Alnus glutinosa*)

Barrón (*Ammophila arenaria* subsp. *australis*)

Brezo (*Erica aragonensis*)

Acebo (*Ilex acuífolium*)

Serbal de cazadores (*Sorbus aucuparia*)

Tojo (*Ulex europaeus*)

Arándano (*Vaccinium myrtillus*)

10.8. IDENTIFICACIÓN DE LOS PRINCIPALES IMPACTOS

10.8.1. Línea eléctrica

- Colisión de avifauna
- Electrocutación de la avifauna
- Eliminación de la vegetación en la franja de seguridad
- Ruidos derivados de la construcción

10.8.2. Parque eólico

Fase de construcción

- Incremento puntual y localizado de partículas en suspensión.
- Emisiones de los gases de escape de la maquinaria utilizada durante las obras de construcción.
- Incremento del nivel sonoro por los ruidos producidos por las obras de construcción
- Modificaciones geomorfológicas en el emplazamiento por los movimientos de tierras
- Contaminación del suelo y de las aguas como consecuencia de vertidos accidentales
- Compactación de los terrenos por la maquinaria
- Incremento de sólidos en suspensión
- Aumento del riesgo de erosión por despeje y desbroce, y de los movimientos de tierras
- Eliminación de la vegetación por despeje, desbroce y ocupación del parque eólico
- Disminución de la superficie de hábitats faunísticos
- Molestias a la fauna por la presencia de personal y el trabajo de la maquinaria
- Afección al paisaje producida por las actividades de construcción del parque eólico
- Afecciones a recursos agrícolas y/o ganaderos
- Demanda de mano de obra durante la fase de construcción
- Inducción de actividades económicas
- Modificación de la accesibilidad a la zona
- Incremento del tráfico

Fase de explotación

- Reducción a escala global de los gases invernadero por el empleo de una energía renovable de carácter limpio e inagotable
- Incremento del nivel de ruido como consecuencia del funcionamiento del parque eólico
- Contaminación del suelo y subsuelo por fugas accidentales de residuos
- Disminución de la calidad del agua por fugas accidentales
- Disminución de la calidad de las aguas subterráneas por fugas accidentales o gestión incorrecta de los residuos generados por el parque eólico
- Molestias a la fauna por el ruido generado por el funcionamiento de los aerogeneradores
- Riesgo de colisión de la avifauna con los generadores
- Intrusión visual debido a la presencia de los aerogeneradores
- Molestias a la población por el ruido generado por el parque eólico
- Posibilidad de aparición de interferencias con las señales de radio, televisión y otras señales de comunicaciones
- Creación de puestos de trabajo
- Ahorro de combustibles fósiles

10.9. VALORACIÓN DE IMPACTOS

Una vez identificados los impactos es necesario proceder a la valoración de los mismos. El valor de un impacto depende de dos cualidades:

- **Importancia:** estado de conservación del factor ambiental afectado o calidad ambiental del entorno
- **Magnitud:** calidad afectada

Para conocer la importancia de un impacto, es muy útil caracterizar el mismo. Según la legislación, los impactos ambientales deben caracterizarse en los siguientes términos:

- *Signo:* hace referencia al carácter beneficioso (+) o perjudicial (-) del mismo.
- *Magnitud:* grado de incidencia de la acción sobre el factor, que podrá ser total si se destruye totalmente el factor en el área en el que se produce el efecto o parcial.
- *Extensión:* área de influencia teórica del impacto. Si la acción produce un efecto muy localizado, el impacto tiene carácter puntual, en caso contrario es extensivo.
- *Momento:* tiempo que transcurre entre la aparición de la acción y el comienzo del efecto. Un impacto es inmediato si el tiempo transcurrido es nulo, a corto plazo si es inferior a un año, a medio plazo si va de 1 a 5 años y a largo plazo si es mayor de 5 años.
- *Persistencia:* tiempo que permanecería el efecto desde su aparición y a partir del cual el factor afectado retornaría a las condiciones iniciales previas a la acción por medios naturales o por la introducción de medidas correctoras. El impacto es fugaz si este tiempo es menor de un año, temporal de 1 a 10 años y permanente si es superior a 10 años.
- *Reversibilidad:* posibilidad de reconstrucción del factor afectado por el proyecto por medios naturales una vez que la acción deja de incidir sobre el medio. Según esto un impacto puede ser reversible o irreversible.
- *Recuperabilidad:* posibilidad de recuperación del factor afectado mediante la aplicación de medidas correctoras. Así, un impacto puede ser recuperable o irrecuperable.
- *Sinergia:* reforzamiento de dos o más efectos simples. Un impacto es sinérgico si dos efectos simultáneos producen un impacto superior a la suma de ambos.
- *Acumulación:* da una idea del incremento progresivo de la manifestación del efecto cuando persiste de forma continuada la acción que lo genera. Según esto un impacto puede ser simple o acumulativo.

Los impactos se valorarán en función del RD 1131/88 en:

- *Compatible:* impacto cuya recuperación es inmediata tras el cese de la actividad y no precisa medidas protectoras o correctoras
- *Moderado:* impacto cuya recuperación no precisa prácticas protectoras o correctoras intensivas y en el que la consecución de las condiciones ambientales iniciales requiere cierto tiempo
- *Severo:* impacto en el que la recuperación de las condiciones del medio exige la adecuación de medidas protectoras o correctoras y en el que aún con esas medidas aquella recuperación precisa un periodo de tiempo dilatado

- *Crítico*: Impacto cuya magnitud es superior al umbral aceptable. Con él se produce una pérdida permanente de la calidad de las condiciones ambientales, sin posible recuperación, incluso con la adopción de medidas protectoras o correctoras.

Clasificación de impactos:

Negativos	Rangos	Positivos
Compatible	+/- (1-25)	Reducido
Moderado	+/- (26-50)	Moderado
Severo	+/- (51-75)	Notable
Crítico	+/- (76-100)	Alto

Tabla 1: Clasificación de impactos

Ponderación de las variables:

Parámetro	Valor
Signo(SI)	
Beneficioso	+1
Perjudicial	-1
Magnitud (M)	
Baja	1
Media	3
Alta	5
Acumulación (A)	
Simple	1
Acumulativo	2
Sinergia (SN)	
No sinérgico	1
Sinérgico	2
Reversibilidad (R)	
Reversible	1
Irreversible	2
Extensión (E)	
Puntual	1
Intermedio	3
Extenso	5
Momento (MO)	
Largo plazo	0,5
Medio plazo	1
Inmediato	2
Recuperabilidad (MC)	
No precisa medidas correctoras	0,25
MC no intensivas	0,5
MC intensivas	0,75
No recuperable	1
Persistencia (P)	
Ocasional	0,5
Temporal	1
Permanente	2

Tabla 2: Ponderación de las variables

10.10. MATRIZ DE IMPORTANCIA DE IMPACTOS

Formula aplicable:

$$\text{Impacto} = SI * [(M * P * A * SN) + (E * MO)] * R * MC$$

Factores	Acciones	Fórmula aplicable	Parcial	Total
Calidad de la aire	Ocupación del terreno	$I = -[(3*0,5*1*1)+(1*0,5)]*2*0,5$	-2	-7
	Uso de maquinaria pesada	$I = -[(3*0,5*1*1)+(1*1)]*2*0,5$	-2,5	
	Desmontaje	$I = -[(3*0,5*1*1)+(1*1)]*2*0,5$	-2,5	
Usos del suelo	Ocupación del terreno	$I = -[(1*2*1*1)+(1*2)]*2*0,75$	-6	-27,5
	Despeje y desbroce	$I = -[(1*2*2*1)+(1*2)]*2*0,75$	-9	
	Uso de maquinaria pesada	$I = -[(5*0,5*1*1)+(3*1)]*2*0,5$	-5,5	
	Presencia del parque	$I = -[(3*0,5*1*1)+(1*1)]*2*0,5$	-2,5	
	Línea eléctrica	$I = -[(3*0,5*1*1)+(1*1)]*2*0,5$	-2,5	
Fauna	Ocupación del terreno	$I = -[(3*1*1*1)+(1*1)]*2*0,75$	-4,5	-57,75
	Despeje y desbroce	$I = -[(3*2*2*2)+(1*2)]*2*0,5$	-26	
	Uso de maquinaria pesada	$I = -[(3*0,5*1*1)+(1*1)]*2*0,25$	-1,25	
	Cimentación de aerogeneradores	$I = -[(1*2*1*1)+(1*2)]*2*0,5$	-4	
	Montaje de aerogeneradores	$I = -[(1*2*1*1)+(1*2)]*2*0,5$	-4	
	Presencia del parque	$I = -[(1*2*1*1)+(1*2)]*2*0,5$	-4	
	Movimiento de aerogeneradores	$I = -[(3*2*2*1)+(1*2)]*2*0,5$	-14	
Vegetación	Ocupación del terreno	$I = -[(5*1*1*1)+(5*2)]*2*0,75$	-22,5	-79
	Despeje y desbroce	$I = -[(5*2*2*2)+(1*2)]*2*0,5$	-42	
	Uso de maquinaria pesada	$I = -[(3*0,5*1*1)+(1*1)]*2*0,5$	-2,5	
	Línea eléctrica	$I = -[(5*2*1*1)+(1*2)]*2*0,5$	-12	
Avifauna	Ocupación del terreno	$I = -[(3*1*1*1)+(1*1)]*2*0,75$	-4,5	-89,5
	Despeje y desbroce	$I = -[(3*2*1*2)+(1*2)]*2*0,5$	-14	
	Montaje de aerogeneradores	$I = -[(1*1*1*1)+(1*1)]*1*0,5$	-1	
	Presencia del parque	$I = -[(1*2*2*2)+(1*2)]*2*0,5$	-10	
	Iluminación	$I = -[(1*2*2*1)+(1*2)]*2*0,5$	-6	
	Movimiento de aerogeneradores	$I = -[(3*2*2*1)+(1*2)]*2*1$	-28	
	Línea eléctrica	$I = -[(3*2*2*2)+(1*2)]*2*0,5$	-26	
Hidrología	Ocupación del terreno	$I = -[(3*0,5*1*1)+(1*1)]*2*0,25$	-1,25	-19,25
	Despeje y desbroce	$I = -[(3*2*2*1)+(1*2)]*2*0,5$	-14	
	Almacenamiento de materiales y producción de residuos FC y FA	$I = -[(1*1*2*1)+(1*2)]*2*0,5$	-4	
Pérdida de hábitat	Ocupación del terreno	$I = -[(3*2*1*1)+(1*1)]*2*0,75$	-10,5	-39
	Despeje y desbroce	$I = -[(3*2*2*2)+(1*2)]*2*0,5$	-26	
Cambio climático	Presencia del parque	$I = +[(5*2*2*2)+(5*1)]*2*1$	90	90
Paisaje	Ocupación del terreno	$I = -[(1*1*1*1)+(1*2)]*2*1$	-6	-24
	Despeje y desbroce	$I = -[(3*1*1*1)+(1*2)]*2*0,5$	-5	
	Presencia del parque	$I = -[(3*1*1*1)+(1*2)]*2*0,5$	-5	
	Iluminación	$I = -[(3*2*1*1)+(1*2)]*2*0,5$	-8	
Economía de la zona	Creación de empleo y desarrollo Fase Const.	$I = +[(5*1*2*1)+(1*2)]*2*1$	24	52
	Creación de empleo Fase Aband.	$I = +[(3*1*1*1)+(1*2)]*2*1$	12	
	Línea eléctrica	$I = +[(3*1*2*1)+(1*2)]*2*1$	16	

Tabla 3: Matriz de importancia de impactos

Los siguientes gráficos muestran tanto los impactos ambientales positivos y negativos derivados de la implantación del miniparque eólico.

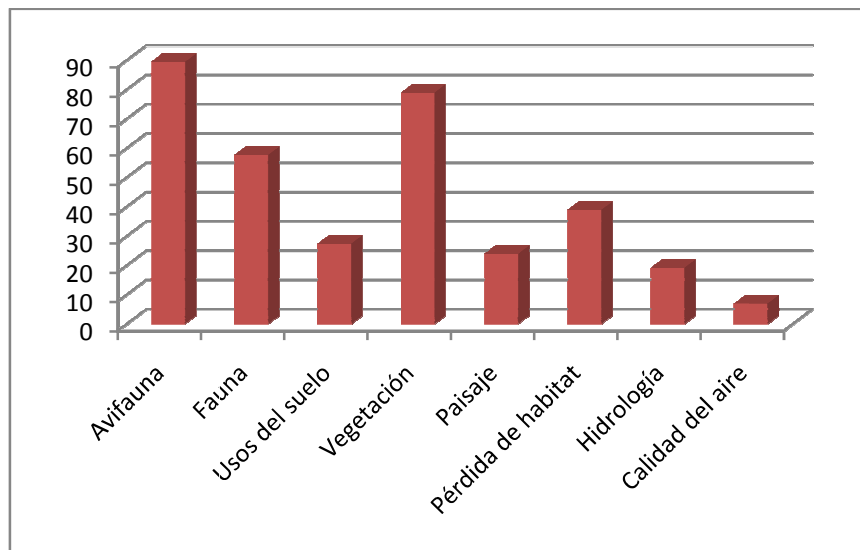


Gráfico 1: Impactos negativos

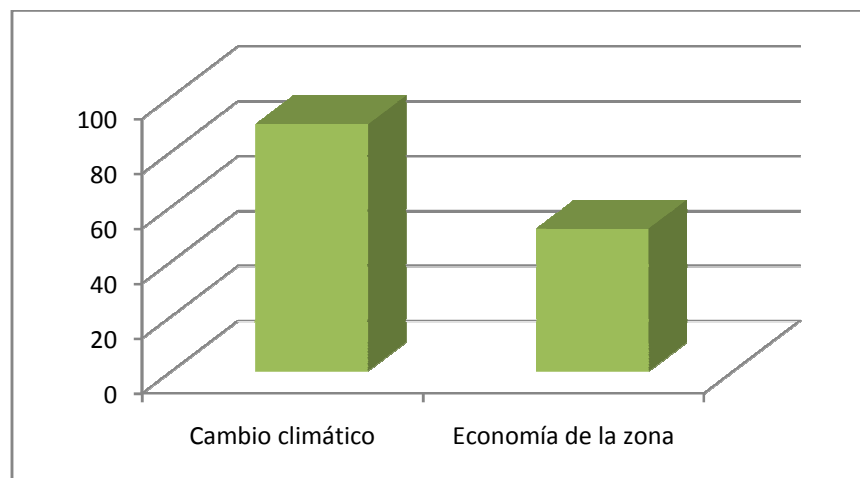


Gráfico 2: impactos positivos

Como se puede ver en la gráfica 1, la avifauna y la vegetación serían los factores del medio ambiente más afectados.

Los dos impactos positivos derivados son la contribución a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero, y por tanto, a la lucha contra el cambio climático y el desarrollo rural y la creación de empleo de la zona en cuestión.

10.11. MEDIDAS PREVENTIVAS, CORRECTORAS Y COMPENSATORIAS

Tipos de medidas:

- Minimizadoras o preventivas (“evitar efecto”)
- Correctoras (“revertir efecto”)
- Compensatorias (“compensar pérdida”)

Los objetivos de las medidas correctoras:

- Rebajar impactos intolerables
- Minimizar impactos en general

Tipos de actuaciones

1: Sobre el proyecto (minimizadoras)

- Diseño y ubicación
- Técnicas/procedimientos

2: Actuaciones específicas

La atención a la viabilidad de las medidas correctoras

- Técnica
- Económica
- Criterios de eficacia y eficiencia
- Criterios de simplicidad de implantación de mantenimiento y de seguimiento

Principales medidas correctoras y preventivas a adoptar

Fauna:

1. Diseño del parque con espacios libres entre aerogeneradores que garanticen el libre tránsito de la fauna
2. Respeto de la fenología reproductiva de las especies en la fase de construcción

Paisaje:

1. Estudio de detalle en fase de diseño para minimizar el campo visual
2. Mimetismo de aerogeneradores

Residuos

1. Segregación de residuos y gestión de los mismos
2. Acopio de residuos en zonas delimitadas
3. Recogida selectiva

Hidrología:

1. Acopio de materiales fuera de cualquier cauce de escorrentía natural
2. Acondicionamiento de la red de drenaje superficial

Uso de maquinaria pesada y montaje de aerogeneradores:

1. Control del ruido de los silenciosos de los vehículos de obra
2. Mediciones periódicas en los alrededores de los aerogeneradores para verificar los niveles sonoros.

Perdida de hábitat:

1. Restauración ambiental

Vegetación:

1. Recuperación de la superficie forestal afectada
2. Balizado de taxones de especial interés

Avifauna:

1. Programa de seguimiento de avifauna en fase de explotación
2. Respeto de la fenología reproductiva.
3. Instalación de salvapájaros en la línea eléctrica

10.12. PLAN DE VIGILANCIA AMBIENTAL

Objetivos:

- Verificar el cumplimiento y la efectividad de las medidas correctoras
- Realizar el seguimiento de impactos residuales e imprevistos
- Base para el establecimiento de nuevas medidas correctoras
- Establecer una fuente de datos para futuros estudios de impacto ambiental

Esquema de aplicación:

Objetivos de control → Muestreo y análisis → Interpretación de resultados → Retroalimentación

Plan de vigilancia propuesto:

Factor	Parámetro a evaluar	Fases	Periodicidad
Avifauna	Colisiones Tasa de vuelo sobre el parque Mortandades	Explotación	Mensual
Nivel de ruido	Leq(dBA)	Construcción: maquinaria y transporte Explotación: movimiento de aerogeneradores	Ocasional
Fauna	Productividad biológica	Explotación	Periodos de cría
Residuos	Correcta gestión	Construcción Explotación Abandono	Mensual
Vegetación Pérdida de hábitat	Evolución de la restauración ambiental	Explotación Abandono	Mensual

Tabla 4: Plan de Vigilancia ambiental

DOCUMENTO 2: ESTUDIO ECONÓMICO

11. INVERSIONES Y GASTOS

11.1. INVERSIÓN INICIAL

El coste de la instalación se desglosa en las siguientes partidas: aerogeneradores (70%), instalación eléctrica (11%), obra civil (10%), promoción e ingeniería (7%) y torre meteorológica (2%).

Inversión inicial	
Aerogeneradores	6.000.000
Promoción e ingeniería	600.000
Obra civil	857.142,86
Instalación eléctrica	942.857,14
Torre meteorológica	171.428,57
TOTAL Inversión inicial (€)	8.571.428,57

11.2. INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN

Ingresos:

Son los ingresos obtenidos por la venta de la electricidad producida en los años de funcionamiento del parque eólico.

Se ha considerado un precio unitario de venta del kWh de 0,07818 € para el año 2009. Teniendo en cuenta la producción anual estimada (19.344,39 GW) se obtienen unos ingresos totales anuales de 1.512.344,13 €.

Gastos:

Los gastos de explotación incluyen operación y mantenimiento de los aerogeneradores, mantenimiento de la electricidad y viales, administración y gestión, cánones + impuestos locales, y otros.

Se consideran unos gastos de 45000 €/MW para los dos primeros años y un valor de 85000€/MW para el resto de los años.

A continuación se muestra la tabla con las partidas que componen los gastos totales de explotación:

Gastos de explotación	Año 1 y 2	Resto de años
Operación y mantenimiento aerogeneradores	270.000	510.000
Mantenimiento electricidad y viales	27.931,03	52.758,62
Administración y gestión	37.241,38	70.344,83
Cánones + Impuestos locales	107.068,96	202.241,38
Otros (seguimiento MA, consumo, alquiler)	23.275,86	43.965,51
Total gastos anuales(€)	465.517,24	879.310,34

11.3. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DEL PROYECTO

El análisis de rentabilidad del proyecto se basa en el cálculo del tiempo de retorno de la inversión (Pay Back), de la TIR y el VAN.

-Pay Back. Tiempo de retorno de la inversión: Es el número de años necesarios para recuperar el dinero invertido.

Se ha obtenido un tiempo de retorno de la inversión de 7 años, por tanto, a partir del octavo año de funcionamiento del parque comienzan a obtenerse beneficios.

-El **VAN** (valor actual neto) se define para un cierto periodo. Representa la diferencia entre la suma de los flujos de caja actualizados al año de la inversión (0) y la inversión inicial. Para actualizar los flujos de caja, se utiliza una tasa de descuento del 5%, simulando el modo de desvalorización del dinero a medida que van avanzando los años.

Se ha obtenido un VAN de 8.996.667,032€, por tanto, este se asume que el proyecto es viable.

-La **TIR** (tasa interna de rentabilidad): Es la tasa de descuento que, para un cierto periodo, hace cero el VAN, es decir, que iguala la suma de los flujos de caja actualizados con la inversión inicial.

Se asume que una TIR superior a la tasa de descuento suponga la aceptabilidad del proyecto y por lo tanto es un índice de rentabilidad muy utilizado.

Se obtiene una TIR del proyecto de 13,7 %. Este valor es superior a la tasa de descuento, por tanto, este índice también indica que el proyecto es rentable.

DOCUMENTO 3: ANEXOS

ANEXO 1: CATÁLOGO DE AEROGENERADOR

<http://www.vestas.com/es/soluciones-e%C3%B3licas/aerogeneradores/2.0-mw.aspx>

ANEXO 2: NORMATIVA PARQUES EÓLICOS

Legislación internacional y europea.

- Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.
- COM(97) 599 final, noviembre de 1997. *“Energía para el futuro: fuentes de energía renovables. Libro Blanco para una estrategia y un plan de acción comunitarios”*.
- Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, del 11 de diciembre de 1999.
- Directiva 2004/101/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de octubre, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad con respecto a los mecanismos de proyectos del Protocolo de Kioto.
- COM(2005) 265 final, junio de 2005. Libro Verde sobre eficiencia energética o cómo hacer más con menos.
- COM(2005) 627 final, diciembre de 2005. Comunicación de la Comisión sobre el apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables.

Legislación nacional

- Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial
- Resolución 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas.

- Resolución 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 3.7 Programación de la generación renovable no gestionable.
- Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial (BOE nº 53, 03/03/2006).
- Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (BOE nº 59, 10/03/05).
- Real Decreto 2392/2004, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005 (BOE nº 315, 31/12/04).
- 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 (BOE nº 75, 27/03/04).
- Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia (BOE nº 313, 31/12/02).
- Ley 6/2001, de 8 de mayo, de modificación del Real Decreto legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de Evaluación de Impacto Ambiental (BOE nº 111, 09/05/01).
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (BOE nº 310, 27/12/00).
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (BOE nº 285, 28/11/97).
- Orden de 5 de septiembre de 1985, por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica (BOE nº 219, 12/09/85).
- Decreto 584/1972, de 24 de febrero, de Servidumbres Aeronáuticas (BOE nº 69, 21/03/1972).

Administraciones autonómicas.

Galicia

- Orden de 17 de diciembre de 2004, por la que se abre el plazo de presentación de solicitudes de autorización para la instalación de parques eólicos singulares (DOG nº 5, 10/01/05).
- Decreto 302/2001, de 25 de octubre, por el que se regula el aprovechamiento de la energía eólica en Galicia (DOG nº 235, 05/12/01).

Parques eólicos singulares en Galicia:

- El Decreto 302/2001 crea la figura de parques eólicos singulares asociados a consumos eléctricos de empresas y municipios.

Principales características	- Potencia 3 MW - Interconexión eléctrica en media tensión (20 kV) - Autoconsumo del 10 % o 30 % de la energía producida
-----------------------------	--

ANEXO 3: NORMATIVA IMPACTO AMBIENTAL

Marco legal

Nomas comunitarias

- Directiva 85/337/CEE de 27 de junio de Evaluación de Impacto Ambiental
- Directiva 97/11/CEE de 3 de marzo de modificación del Directiva 85/337
- Directiva 2001/42 CEE de Evaluación de los efectos Planes y Programas sobre el medio ambiente
- Directiva 92/42 de 21 de mayo de conservación de Hábitats Naturales
- Directiva 79/43/CEE de 2 de abril de conservación de Aves Silvestres
- Directiva 2002/49/CEE sobre evaluación y gestión del ruido ambiental

Normas estatales

- Real Decreto 1302/1986 de 28 de junio de Evaluación de Impacto Ambiental
- Real Decreto 1131/1988 de desarrollo del RD 1302/1986
- Ley 6/2001 de 8 de mayo de Evaluación de Impacto Ambiental
 - o Artículo 1
 - o Anexo I grupo 3i
 - o Anexo III grupo 4h
- Real Decreto 1995/2000 de regulación de líneas eléctricas
- Decreto 2414/1961 de 30 de noviembre por el que se aprueba el reglamento de actividades molestas, insalubres, nocivas y peligrosas

Normas Comunidad autónoma de Galicia

- Ley 1/1995 de 2 de enero de Protección Ambiental

Proyectos eólicos sometidos a Evaluación de Impacto Ambiental:

- Instalaciones para la utilización de la fuerza del viento para la producción de energía (parques eólicos) que tengan 20 o más generadores o que se encuentren a menos de 2 km de otro parque eólico.
- Parques eólicos que tengan más de 10 aerogeneradores que se desarrollen en zonas especialmente sensibles designadas en aplicación de las Directivas 79/409/CEE y 92/43/CEE, o en humedales incluidos en la lista del convenio Ramsar.
- Construcción de líneas aéreas para el transporte de energía eléctrica con un voltaje igual o superior a 220 kV y una longitud superior a 15 km.

- Líneas aéreas para el transporte de energía eléctrica con una longitud superior a 3 km que se desarrollen en zonas especialmente sensibles designadas en aplicación de las Directivas 79/409/CEE y 92/43/CEE, o en humedales incluidos en la lista del convenio Ramsar.

ANEXO 4: INFORMES PROGRAMA WASP

'Malpica3' Observed Wind Climate

Produced on 21/07/2009 at 13:10:26 by licenced user: Student licence, EOI-Escuela de Negocios, Spain using WAsP version: 9.01.0000.

Site description: 'Untitled'; Position: 43.31°N -8.80°E; Anemometer height: 80.00 m a.g.l.

