

**Trabajo Final de Carrera**

*Análisis de viabilidad técnica-  
económica del parque eólico Altos de  
Peralta*

Eduardo Buey Casaus

**Ingeniería en Organización Industrial**

Director: Víctor Grau Torre-Marín

Vic, Junio de 2010

## INDICE

1.	RESUMEN DEL TRABAJO FINAL DE CARRERA .....	5
2.	ENERGIAS RENOVABLES: ENERGIA EOLICA .....	7
2.1.	Introducción.....	7
2.2.	Energía Eólica .....	9
2.3.	La Energía Eólica en Cifras: Datos básicos.....	12
3.	OBJETIVO.....	16
4.	LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL PARQUE.....	17
4.1.	Geográficos.....	18
4.2.	Administrativos.....	18
4.3.	Sociales.....	19
5.	DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO.....	20
5.1.	Descripción.....	20
5.2.	Diseño del Proyecto .....	21
5.3.	Definición y fases del proyecto .....	23
6.	INFRAESTRUCTURAS Y COMPONENTES PRINCIPALES..	25
6.1.	Obra civil .....	25
6.2.	Aerogenerador .....	29
6.3.	Red de Media Tensión (MT) .....	37
6.4.	SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) .....	41
7.	ESTUDIO RECURSO EÓLICO .....	45
7.1.	Introducción.....	45
7.2.	Objetivo .....	46
7.3.	Alcance .....	46
7.4.	Emplazamiento.....	47
7.5.	Normativa.....	48
7.6.	Datos de series temporales de viento.....	50
7.7.	Series temporales de viento para el largo plazo. ....	51

7.8.	<i>Orografía del emplazamiento</i>	51
7.9.	<i>Rugosidad superficial de los distintos tipos de suelo</i>	52
7.10.	<i>Densidad del aire</i>	52
7.11.	<i>Resultados de la campaña de medición. Estación Barásoain</i>	53
7.12.	<i>Rosas de vientos</i>	56
7.13.	<i>Intensidad de Turbulencia (A, B)</i>	62
7.14.	<i>Resumen de la campaña de medición</i>	63
7.15.	<i>Extrapolación del recurso eólico a largo plazo: Estación Carrascal</i>	64
7.16.	<i>Extrapolación en altura</i>	67
7.17.	<i>Efecto de la Orografía</i>	69
7.18.	<i>Evaluación de la energía media anual producida</i>	74
7.19.	<i>Estimación de la energía media vertida a red anualmente</i>	78
7.20.	<i>Alternativas: Aerogeneradores 3 MW comercializados</i>	79
7.21.	<i>Resumen</i>	85
<b>8.</b>	<b><i>ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO DEL PARQUE EÓLICO “ALTOS DE PERALTA”</i></b>	<b>88</b>
8.1.	<i>Hojas de cálculo ANEXO 1</i>	88
8.2.	<i>Introducción</i>	89
8.3.	<i>Inversión (CAPEX)</i>	90
8.4.	<i>Ingresos</i>	90
8.5.	<i>Gastos Operativos (OPEX)</i>	91
8.6.	<i>Rentabilidad del Proyecto: VAN, TIR, Free Cash-Flow</i>	93
<b>9.</b>	<b><i>PROJECT FINANCE: FINANCIACIÓN DEL PARQUE EÓLICO ALTOS DE PERALTA</i></b>	<b>95</b>
9.1.	<i>Introducción</i>	95
9.2.	<i>Viabilidad del Project Finance</i>	96
9.3.	<i>Etapas del Project Finance</i>	99
9.4.	<i>Modelo de Proyecciones Financieras: Caso Base</i>	100
9.5.	<i>Garantías del Proyecto y de los Accionistas</i>	100
9.6.	<i>Diseño de la Estructura Project Finance para el parque eólico</i>	101
9.7.	<i>Diseño de la estructura Financiera</i>	102
9.8.	<i>Cierre Financiero del Project Finance</i>	104
9.9.	<i>Análisis de Sensibilidad</i>	105

<b>10. DESARROLLO FINANCIERO DEL PARQUE EÓLICO ALTOS DE PERALTA .....</b>	<b>107</b>
10.1. <i>Introducción.....</i>	107
10.2. <i>Sociedad Vehículo del Proyecto (SVP).....</i>	108
10.3. <i>Descripción del Proyecto.....</i>	108
10.4. <i>Presupuesto y fechas prevista de funcionamiento.....</i>	109
10.5. <i>Estructura de la financiación.....</i>	110
10.6. <i>Términos y condiciones de la oferta de financiación a largo plazo.....</i>	110
10.7. <i>Garantías y Coberturas Principales de la Operación .....</i>	111
10.8. <i>Proyecciones.....</i>	112
10.9. <i>VAN, TIR Parque Eólico Altos de Peralta .....</i>	114
10.10. <i>Análisis de sensibilidad del caso base.....</i>	115
<b>11. CONCLUSIONES.....</b>	<b>121</b>
<b>12. BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>122</b>
12.1. <i>Referencias Bibliográficas .....</i>	122
12.2. <i>Direcciones Webs.....</i>	123
<b>ANEXO 1: CÁLCULOS ECONOMICO-FINANCIEROS .....</b>	<b>123</b>

# 1. **RESUMEN DEL TRABAJO FINAL DE CARRERA**

## **Ingeniería en Organización Industrial**

**Título:** Análisis de viabilidad técnica-económica del parque eólico Altos de Peralta

**Palabras clave:** Energía eólica, recurso eólico, producción anual, horas equivalentes, rentabilidad.

**Autor:** Eduardo Buey Casaus

**Dirección:** Víctor Grau Torre-Marin

**Fecha:** Junio de 2010

La energía eólica se considera una forma indirecta de energía solar. Entre el 1 y 2% de la energía proveniente del sol se convierte en viento, debido al movimiento del aire ocasionado por el desigual calentamiento de la superficie terrestre. La energía cinética del viento puede transformarse en energía útil, tanto mecánica como eléctrica. La energía eólica, transformada en energía mecánica ha sido históricamente aprovechada, pero su uso para la generación de energía eléctrica es más reciente, en respuesta a la crisis del petróleo y a los impactos ambientales derivados del uso de combustibles.

El objetivo principal de este trabajo es hacer un análisis de viabilidad desde un punto de vista técnico y económico de un parque eólico situado en el municipio de Barásoain (Navarra). Desde el punto de vista técnico se han estudiado los aspectos constructivos del parque considerando sus diferentes infraestructuras de obra civil y eléctrica así como los niveles de recurso eólico. En el ámbito económico y financiero se han analizado los aspectos y ratios más relevantes que definen un proyecto de estas características así como el modelo de financiación elegida basada en el Project-Finance.

Entre las conclusiones más destacadas de este proyecto cabe destacar la contribución de la construcción del parque al desarrollo social y económico de la zona donde queda ubicado contribuyendo a la creación de puestos de trabajo, tanto en la fase de construcción como de explotación y una perfecta armonía con condicionantes medioambientales de la zona. El análisis técnico realizado nos indica la viabilidad técnica del parque tanto desde el punto de vista de recurso eólico como la idoneidad para poder evacuar la energía producida. Por otro lado, los resultados obtenidos cumplen perfectamente con los estándares requeridos por los financiadores de los parques y resultando ser muy atractivos para sus accionistas.

## **Summary of Final Degree Industrial Engineering**

**Title:** Analysis of technical and economic feasibility of the wind farm Altos de Peralta.

**Keywords:** Wind power, wind resource, annual production equivalent hours, profitability.

**Author:** Eduardo Buey Casaus

**Address:** Victor Grau Torre-Marin

**Date:** June 2010

### **Summary**

Wind power is considered an indirect form of solar energy. Between 1 and 2% of energy from the sun becomes wind, due to air movement caused by the uneven heating of the earth's surface. The kinetic energy of wind can transform into useful energy, both mechanical and electrical. Wind energy, transformed into mechanical energy has historically been exploited, but its use for power generation is more recent, existing large-scale applications since the mid '70s in response to the oil crisis and the environmental impact fuel use.

The main aim of this paper is an analysis of feasibility from a technical standpoint and an economic wind park located in the municipality of Barásoain (Navarra). From the technical point of view we have studied the construction aspects of the park infrastructure considering its various civil works and electrical and wind resource levels. On the economic and financial aspects have been analyzed and most important ratios that define a project of this nature as well as the funding model chosen based on the Project-Finance.

Among the main conclusions of this project include the contribution of the construction of the park to the social and economic development in the area where it is located to contribute to the creation of jobs, both during the construction and operating performance and a perfect harmony with environmental conditions in the area. The technical analysis conducted indicates the technical feasibility of the park both in terms of wind resource and the suitability to evacuate the power produced. On the other hand, the results comply perfectly with the standards required by the funders of the parks and proving to be very attractive to its shareholders.

## **2. ENERGÍAS RENOVABLES: ENERGÍA EOLICA**

### **2.1. Introducción**

España es un país fuertemente dependiente de las importaciones energéticas. Aproximadamente el 85% de la energía que se consume en nuestro país debe importarse. Esta dependencia lastra todo nuestro entramado empresarial al tener, a diferencia de otros países europeos, una intensidad energética alta y ascendente.

La inmensa mayoría de la energía que consumimos tiene origen fósil (petróleo, carbón y gas natural), con lo que es altamente contaminante. Este uso de la energía fósil es lo que convierte a España en el país europeo más alejado de cumplir con el Protocolo de Kioto.

Para invertir la tendencia, están en marcha una Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 (E4), que pretende reducir un 8,5% el consumo de energía primaria, y un Plan de Energías Renovables (PER) para fomentar estas energías. Ambas medidas deberían reducir nuestra dependencia energética y nuestro volumen de emisiones contaminantes a la atmósfera.

Las energías renovables son energías autóctonas que generan empleo y riqueza donde se instalan. Al no depender de recursos externos, la energía generada con estas fuentes no depende de los mercados internacionales. Las energías limpias constituyen la alternativa para un autoabastecimiento energético sostenible.

Las fuentes de energía primaria se clasifican en:

- *Fuentes no renovables*: son recursos formados durante muchos millones de años, que están almacenados en el globo terrestre y que una vez consumidos por el hombre no vuelven a regenerarse, por lo cual tienden a su agotamiento progresivo (Carbón, petróleo, gas natural, uranio, etc.)
- *Fuentes renovables*: son recursos que continuamente se están regenerando a una velocidad similar a la de su consumo por el hombre (solar, eólica, biomasa, etc.). La utilización de energías renovables es muy antigua. Los molinos y la navegación a vela son dos ejemplos claros de este uso. En la actualidad, las energías renovables constituyen fuentes de abastecimiento energético autóctonas y respetuosas con el medio ambiente.

Las ventajas medioambientales de las energías renovables son quizá las más conocidas aunque no son las únicas. Las principales ventajas medioambientales son las siguientes:

- Las energías renovables son inagotables, ya sea por la magnitud del recurso o por su regeneración natural.
- Las energías renovables son limpias y no generan residuos de difícil (y costoso) tratamiento.
- Las energías renovables no producen emisiones de CO<sub>2</sub> y otros gases contaminantes a la atmósfera. En el caso de la bioenergía la planta, en su crecimiento, absorbe el CO<sub>2</sub> que posteriormente emitirá en su combustión.

Las ventajas socioeconómicas de las energías renovables poseen una importancia fundamental a la hora de garantizar un suministro energético propio. Resumimos a continuación las principales ventajas estratégicas y socioeconómicas:

- Las energías renovables son autóctonas. A diferencia de los combustibles fósiles que sólo existen en unas zonas limitadas, las energías renovables están disponibles, en mayor o menor medida, en todo el planeta.
- Las energías renovables evitan la dependencia exterior. De esta manera se reducen las pérdidas en transporte y se garantiza un suministro propio de la energía.
- Las energías renovables crean cinco veces más puestos de trabajo que las convencionales.
- Las energías renovables contribuyen decisivamente al equilibrio interterritorial porque suelen instalarse en zonas rurales.

Las energías renovables han permitido a España desarrollar tecnologías propias que la han convertido en uno de los líderes mundiales en el sector.

## 2.2. Energía Eólica

Como la mayoría de las energías renovables, la eólica tiene su origen en el sol. Éste es el responsable de que se produzca el viento, el recurso energético utilizado por esta fuente de energía. El origen del viento está en que la atmósfera de la Tierra absorbe la radiación solar de forma irregular debido a diversos factores (diferencias entre la superficie marina y la continental, elevación del suelo, alternancia del día y la noche, nubosidad, etc.) y esa irregularidad hace que haya masas de aire con diferentes temperaturas y, en consecuencia, presiones. A su vez, las diferentes presiones provocan que el aire tienda a desplazarse desde las zonas de alta presión hacia las de baja presión, generando el movimiento del aire, es decir, *el viento*, Fig.1



**Fig.1** El origen del viento. Fuente: IDAE

Se calcula que entre el 1 y el 2% de la energía proveniente del sol se convierte en viento. Si se excluyen las áreas de gran valor ambiental, esto supone un potencial de energía eólica de 53 TWh/año en el mundo, cinco veces más que el actual consumo eléctrico en todo el planeta. Por tanto, en teoría, la energía eólica permitiría atender sobradamente las necesidades energéticas del mundo. En la práctica, la tecnología actual permite aprovechar, casi exclusivamente, los vientos horizontales. Esto es, los que soplan paralelos y próximos al suelo y siempre que su velocidad esté comprendida entre determinados límites (a partir de unos 3 m/s y por debajo de los 25 m/s).

La energía eólica es una de las fuentes de energías renovables para la que se dispone de una tecnología madura por lo que su explotación es técnica y económicamente viable y en unas condiciones de producción y coste que se prevé que a corto plazo sea competitiva con las fuentes de energía tradicionales (hidráulica, térmica clásica o termonuclear). Actualmente son varias las razones por las que se presta una especial atención a las energías renovables y en particular a la energía eólica.

Entre ellas cabe citar:

- La necesaria búsqueda de fuentes de energía no convencionales que permitan atender la gran demanda de energía de las sociedades humanas. Cada vez el planeta está más poblado y el consumo de energía per cápita aumenta a medida que las sociedades menos desarrolladas tienden a un mayor desarrollo.

Actualmente, la gran dispersión que existe entre el consumo por habitante entre las sociedades industrializadas y el resto de la población hace necesaria potenciar fuentes de energía que ahorren combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas) para reducir el uso de recursos agotables y por lo tanto promover un modelo de desarrollo sostenible, además de diversificar los suministros energéticos mediante el uso de fuentes propias de energía para lograr una mayor independencia energética de otros países.

- Limitar la emisión de gases contaminantes (efecto invernadero, acidificación de la atmósfera, destrucción de la capa de ozono, etc.) y residuos sólidos y líquidos con potencial de contaminación química y radiactiva.

Las principales ventajas de la energía eólica son las siguientes:

- No hay emisión de gases contaminantes, ni emite efluentes líquidos y gaseosos ni residuos sólidos. Tampoco utiliza agua
- Es una fuente energía renovable, sin requerir procesos de extracción subterráneos o a cielo abierto como ocurre en minería o geotermia
- Su uso y posibles incidentes en su explotación no implican riesgos ambientales de gran impacto (derrames, explosiones, incendios, etc.)
- Ahorra combustibles fósiles y diversifica el suministro energético
- Aceptación social: la energía eólica presenta un elevado nivel de aceptación social por parte de la población frente a otros tipos de energía (nuclear, térmicas de carbón, etc.) que muestra unos niveles de rechazo mucho más elevados.

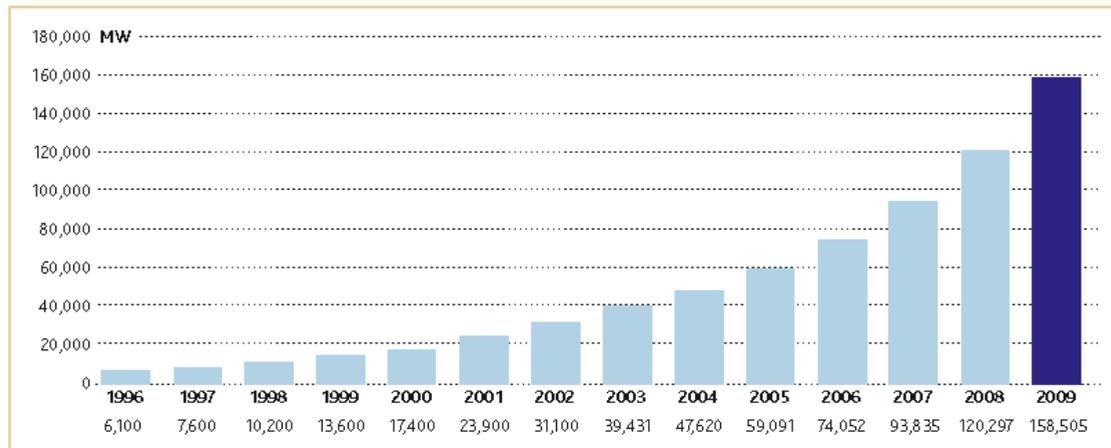
Los principales inconvenientes asociados con la energía eólica son:

- El viento es disperso y de gran variabilidad y fluctuación (tanto en velocidad como en dirección) por lo que no todos los lugares son adecuados para una explotación técnica y económicamente viable de la energía eólica.
- Aumento del nivel de ruido: un aerogenerador puede producir un ruido que podría llegar a ser molesto si está situado en un lugar cercano a un núcleo habitado.
- Impacto visual: generalmente los parques eólicos para la producción de electricidad a gran escala se sitúan en las zonas más altas de las colinas o elevaciones del terreno por lo que pueden producir un cierto impacto paisajístico al destacar la línea de máquinas sobre el perfil de la cresta de la montaña.
- Impacto sobre la fauna, en particular sobre las aves.
- Ocupación del suelo: los parques eólicos requieren un área de terreno considerable dado que se debe mantener distancias entre aerogeneradores del orden del centenar de metros a fin de evitar los efectos de sombra eólica o de la perturbación de las máquinas entre ellas mismas.
- Interferencias con transmisiones electromagnéticas: los rotores de las eólicas pueden producir interferencias con los campos electromagnéticos y afectar a la transmisión de señales (telefonía, televisión, radio, etc.)
- Aceptación social: la energía eólica presenta un elevado nivel de aceptación social por parte de la población frente a otros tipos de energía (nuclear, térmicas de carbón, etc.) que muestra unos niveles de rechazo mucho más elevados.

### 2.3. La Energía Eólica en Cifras: Datos básicos

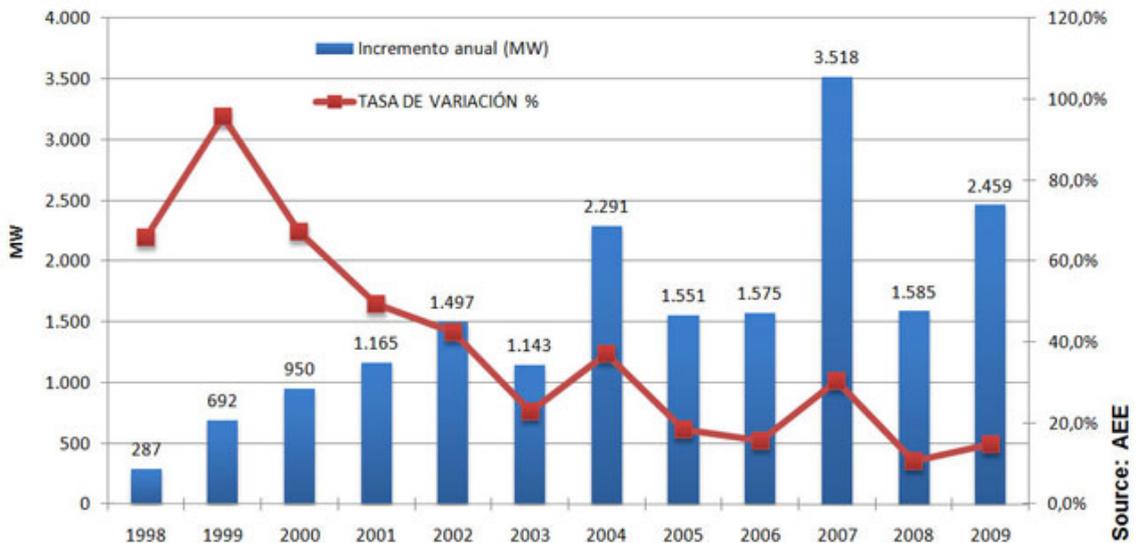
La eólica creció en el mundo un 31% en 2009, según se muestra en Tabla 1

GLOBAL CUMULATIVE INSTALLED CAPACITY 1996-2009



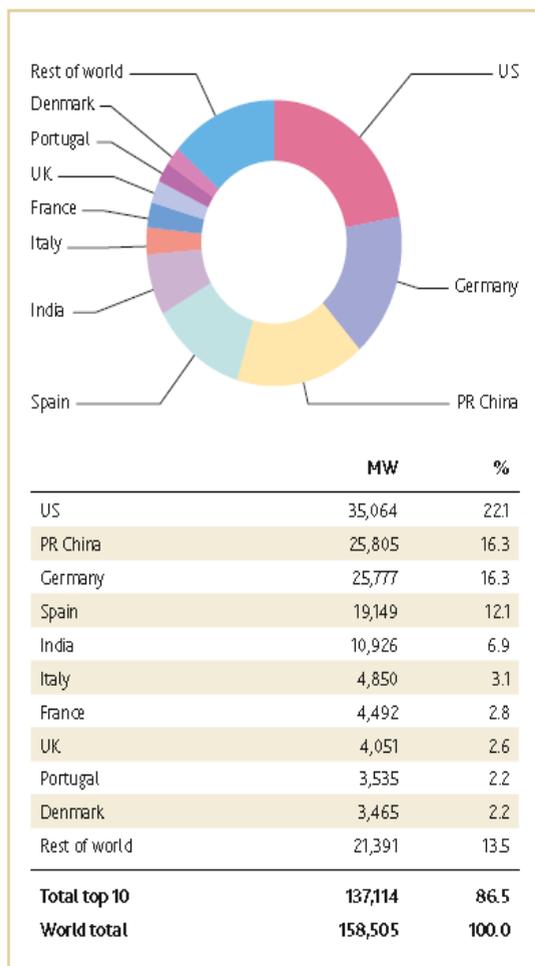
**Tabla 1** Capacidad Mundial Instalada. Fuente: AEE

Por segundo año consecutivo España fue el país europeo que más instaló, con 2.459 MW nuevos, según se muestra en Tabla 2

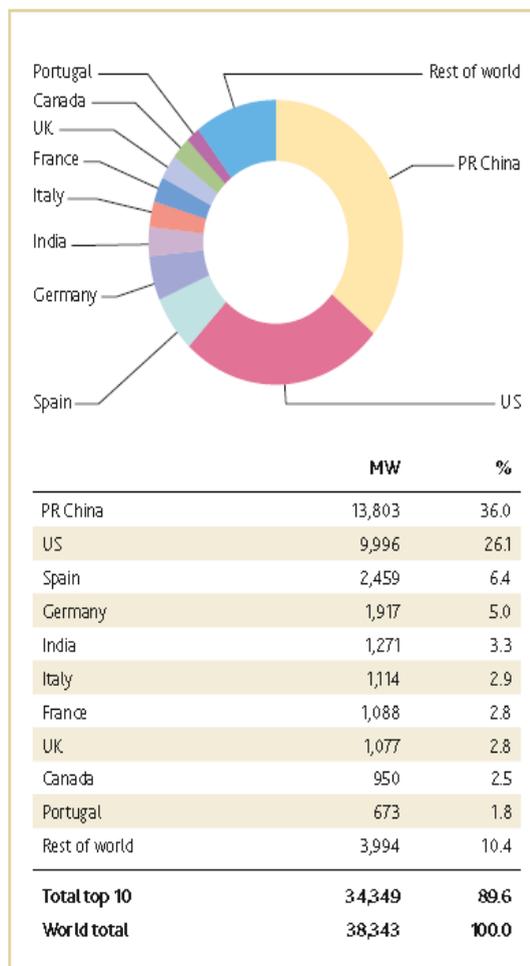


**Tabla 2** Incremento anual de MW. Fuente: AEE

TOP 10 CUMULATIVE INSTALLED CAPACITY 2009



TOP 10 NEW INSTALLED CAPACITY 2009



**Tabla 3** MW acumulados hasta 2009 y en 2009 por países. Fuente: AEE

España se situó en el 4º lugar en potencia instalada acumulada a nivel mundial según se muestra en la tabla 3

España ocupó el 3ª posición en cuanto a nueva capacidad instalada según tabla 3.

La potencia instalada en España a 01/01/2010 es de 19.148,8 MW según se muestra en la Fig. 2

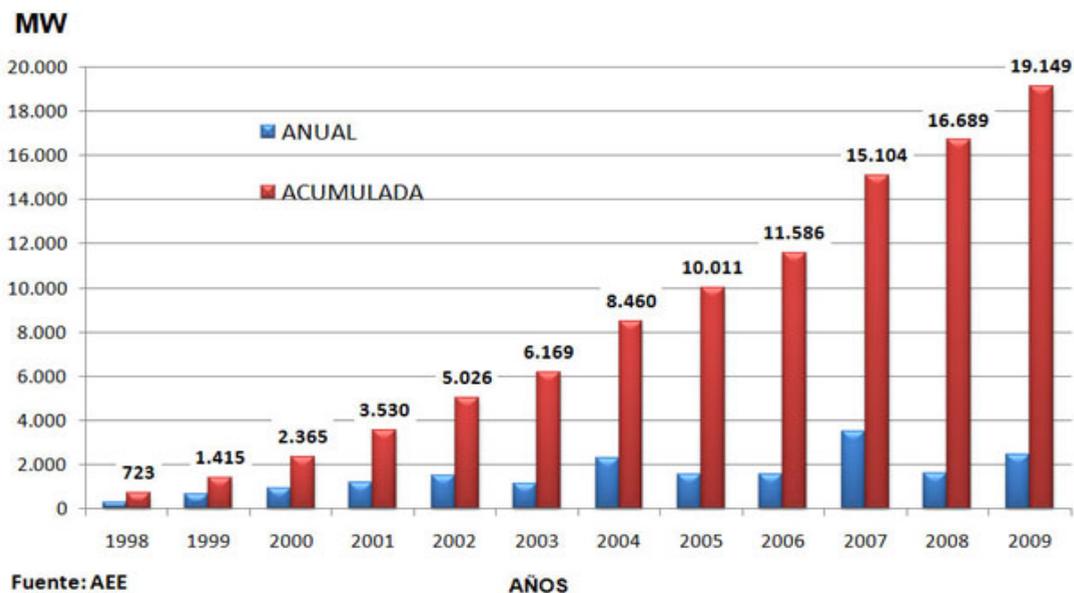


Fig. 2 Potencia instalada en España 1998-2009. Fuente: AEE

Cubrió en 2009 el 14,3 por ciento de la demanda en España y se consolida como tercera tecnología en el sistema eléctrico al haber alcanzado en 2009 una producción de 36.188 GWh, sólo superada por las centrales térmicas de gas de ciclo combinado y las nucleares, según Fig. 3

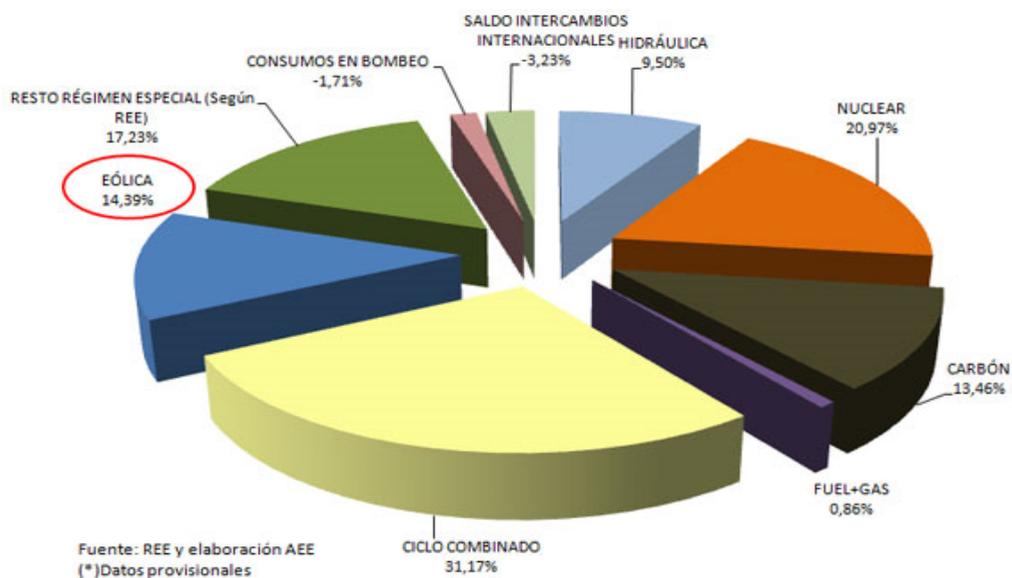


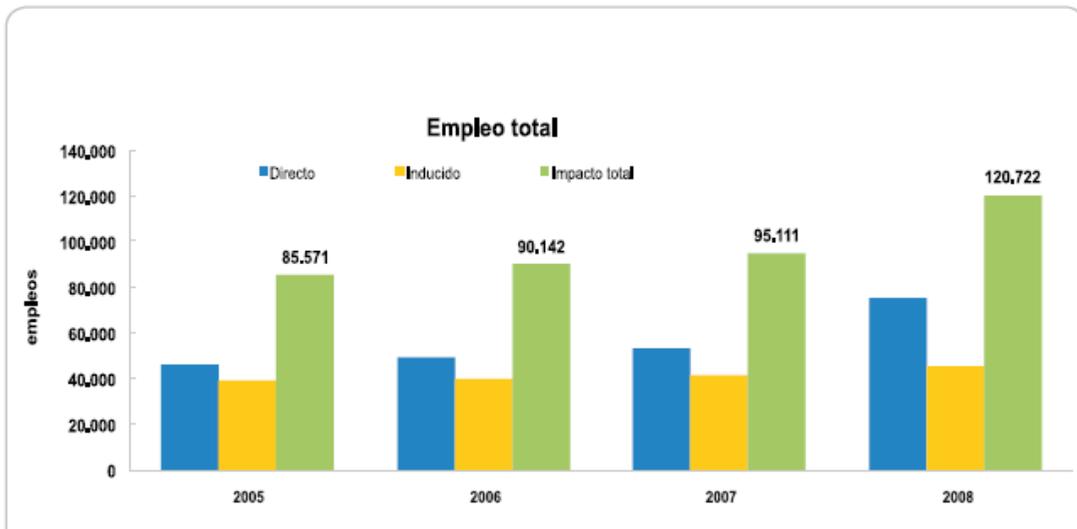
Fig. 3 Producción por tecnologías. Fuente: APPA

La energía eólica evitó en 2009 la emisión de 22 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, ver Fig. 4



**Fig. 4** Emisiones CO<sub>2</sub> 2005-2008. Fuente: APPA

En la Fig. 5 se muestra el crecimiento que ha tenido el Sector en los últimos años ha supuesto un importante impacto en términos de empleo. La industria ocupó directamente a 75.466 personas en 2009 e indirectamente, por efecto arrastre (proveedores de equipos y servicios), a 45.257 lo que supone un impacto total en el empleo de 120.722 personas. La eólica aporta directa e indirectamente 3.803 millones de euros al PIB en el que ya representa el 0,39 por ciento



**Fig. 5** Empleo Generado. Fuente: APPA

### **3. OBJETIVO**

El objetivo del presente proyecto es analizar la viabilidad técnica y económica de un parque eólico de 48 MW de potencia instalada en la provincia de Pamplona (Navarra), término municipal de Barásoain. El parque eólico consta de 16 aerogeneradores de 3 MW cada uno modelo Acciona AW116 3MW.

Para el análisis de la viabilidad técnica se han estudiado los siguientes apartados:

- Situación actual de la energía eólica
- Diseño y estructura del parque
- Análisis de recurso eólico
- Evaluación de la Energía Producida
- Análisis y comparativa de Aerogeneradores

Para el análisis de viabilidad económica se han estudiado los siguientes apartados:

- Rentabilidad del Proyecto: VAN, TIR, Free Cash-Flows
- TIR, Tasa Interna de Rentabilidad
- VAN, Valor Actual Neto
- Free Cash Flows: Flujos de caja libre
- Project-Finance.

La conclusión obtenida una vez realizado el análisis desde una punto de vista técnico y económico-financiero es que el Parque Eólico Altos de Peralta es viable técnicamente y con óptimo desde el punto de vista económico.



Los motivos que han llevado a la elección de este emplazamiento son:

#### **4.1. Geográficos**

- Navarra presenta un elevado potencial eólico con velocidades medias en la zona de ubicación del parque de 7 m/sg y en particular la zona de Barásoain cumple ampliamente con las expectativas según las mediciones realizadas.
- Facilidad en de accesos tanto para transporte de componentes al parque como accesos internos de movilidad. El parque eólico de Altos de Peralta se encuentra próximo a la carretera Nacional 121 y por tanto las obras de adecuación de acceso al interior de parque son menores.
- Optimo acceso a infraestructuras eléctricas. En las inmediaciones del parque se encuentra la SET San Esteban de 66 KV que enlaza a través de una corta línea de evacuación de 7 Km. con el Nudo de Muruarte de Reta 220KV una de las mayores y mas modernas infraestructuras de la zona y de Navarra.
- Proximidad a otros parques que permiten aprovechar infraestructuras ya realizadas.
- Restricciones Medioambientales y urbanísticas favorables.

#### **4.2. Administrativos**

- En el contexto regional español, Navarra ha sido una de las primeras regiones españolas en establecer planes energéticos específicos relacionados con las energías Renovables, con la intención de reducir el problema energético que presenta la región de falta de fuentes de energía y, por lo tanto, la dependencia del exterior. El gobierno Foral de Navarra publicó un Plan de Energía Eólica de los más avanzados de España.
- Apuesta del gobierno de Navarra y en especial de las autoridades locales de Barásoain por un sector eólico competitivo, internacionalizado y referente en el ámbito nacional e internacional. Este hecho se traduce en una mayor diligencia y celeridad a al hora de la tramitación de los expedientes de los parques eólicos.

- Apoyo social de las localidades afectadas ya es muy importante eliminar las reticencias locales mediante la realización de inversiones regionales en las zonas afectadas por los parques, más eficaces que las políticas de precios primados a nivel nacional. El ayuntamiento de Barásoain es uno de los más activos a la hora de apoyar iniciativas de renovables en parques eólicos, presentando todo tipo de facilidades en cuanto a la obtención de permisos de medición y obras.
- Importante desarrollo de las energías renovables, siguiendo el modelo europeo y español convirtiendo a la región en líder en políticas energéticas en España en energía eólica. Así, en la actualidad, se está incentivando la realización de parques eólicos con el fin de alcanzar el umbral del 100 por 100 de consumo eléctrico generado por energías renovables y en particular la eólica

### **4.3. Sociales**

- La creación del Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) en la región, por parte del Ministerio de Ciencia y Tecnología español y el Gobierno de Navarra, para el fomento de la investigación en este ámbito.
- La creación del Centro Nacional Integrado de Formación en Energías Renovables (CENIFER). Este centro participa en la educación de una de las tareas fundamentales en el sector como el Mantenimiento de Parques Eólicos y por tanto ofrece la posibilidad de incorporar profesionales de primer nivel
- Se ha generado un sector empresarial (Cluster Eólico) muy dinámico y de nivel tecnológico medio-alto, con empresas competitivas a escala internacional (Gamesa Eólica, EHN, etcétera). Esta actividad empresarial se ha centrado en actividades de fabricación, instalación y mantenimiento de bienes de equipo, así como en la generación de energía, con una gran proyección de futuro.

## **5. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO**

### **5.1. Descripción**

El Parque eólico de Altos de Peralta consta de 16 aerogeneradores de 3.000 kW, con una potencia total de 48 MW. La evacuación se realiza a una subestación ya existente denominada SET San Esteban 20/66 KV.

El Parque eólico de Altos de Peralta de 48 MW de potencia eléctrica, estará integrado por 16 aerogeneradores tripala de velocidad variable y paso variable, modelo ACCIONA AW116 de 3.000 kW de potencia nominal unitaria, términos municipales de Barásoain, en la provincia de Navarra.

Cada aeroturbina genera energía a 12 kV, la cual se eleva a 20 kV en el transformador de 3.400 kVA de potencia aparente que hay alojado en el centro de transformación en el interior de la torre.

Los aerogeneradores se conectarán entre sí a través de los correspondientes conductores enterrados y cabinas de entrada - salida de línea de forma que se constituirán una línea de generación en 20 kV, la cual se tenderá soterrada hasta la subestación del parque eólico 20/66 kV, en la cuál, a través de las nuevas cabinas de protección y medida con dos contadores independientes, se conectará al embarrado en el nuevo edificio de control.

La parte de intemperie de la evacuación se instalará en la actual subestación de San Esteban, de tal manera que conecte con el embarrado existente de 66 kV. El entronque con la red eléctrica será a través de la actual línea eléctrica aérea de 66 kV que partiendo de la subestación del parque eólico de San Esteban enlaza con la SET del NUDO de Muruarte de Reta.

En la tabla 4 se recopilan las principales características técnicas del parque:

Parque eólico de Altos de Peralta (48 MW) Principales Características Técnicas	
Número de aerogeneradores	16
Modelo aerogenerador	ACCIONA AW116
Potencia nominal unitaria (KW.)	3.000 kW
Potencia total instalada (MW)	48 MW
Altura del buje (m)	100
Diámetro del rotor (m)	116
Producción media bruta (MWh/año)	132.141
Producción media neta o vertida a red (MWh/año)	113.390
Horas netas equivalentes a potencia nominal (h)	2.362
Producción neta media unitaria (MWh/año)	7.087
Inversión total (M€)	≈ 50,9

**Tabla 4** Características Parque Eólico Altos de Peralta

## 5.2. Diseño del Proyecto

Se entiende por parque eólico al conjunto de instalaciones utilizadas para generar energía eléctrica mediante la energía cinética del viento, constituidos por un aerogenerador o una agrupación de estos.

Para el diseño de un parque eólico se han definido los condicionantes del proyecto, que serían:

- Máxima capacidad de evacuación de potencia
- Área Utilizable
- Accesibilidad
- Restricciones medioambientales
- Restricciones urbanísticas
- Restricciones arqueológicas
- Restricciones técnicas impuestas por el tecnólogo
- Restricciones relativas a Telecomunicaciones

El resultado de este estudio preliminar nos determina

- Un área de afección
- Un layout preliminar
- Un rango restringido de aerogenerador
- Un diseño básico de las infraestructuras de evacuación
- Un proyecto básico que permita la solicitud de las autorizaciones administrativas

Debemos identificar el limitante fundamental del proyecto que será la capacidad de evacuación del proyecto o el área utilizable. El hecho de que sea una u otra condiciona completamente el diseño de la instalación. En nuestro caso el limitante viene determinado por la capacidad de evacuación que según nos indica la distribuidora de la sería de 48 MW de potencia instalada.

Una vez determinada la capacidad de evacuación y el área utilizable, el proceso de diseño detallado denominado Micrositing, precisa de la ayuda de herramientas específicas, que permitan con razonable precisión la solución más favorable.

Es importante destacar que en la optimización se seguirán criterios diferentes en función del área de implantación, motivado esencialmente por los condicionantes impuestos por la administración (habitualmente por visibilidad, factor muy restrictivo en áreas poco montañosas y de población dispersa –Europa Continental-). La comunidad foral de Navarra así como el propio ayuntamiento de Barásoain establece la utilización del menor número de aerogeneradores por parque que se técnica y económicamente viable y por tanto actualmente la tecnología que cumple estos requisitos es la de potencia unitaria de 3 MW.

Otros aspectos a considerar son el impacto ambiental producido (muy distinto según las dimensiones de los equipos) y la accesibilidad.

### **5.3. Definición y fases del proyecto**

Los datos de partida son:

- Coordenadas UTM (Universal Transverse Mercator) de los vértices que componen el polígono que inscribe los parques eólicos y coordenadas UTM de los aerogeneradores.
- Disposición de la evacuación factible.
- Orografía de la Zona, es necesaria cartografía de detalle.
- Características del terreno a través de un estudio geotécnico.

Así mismo se han atendido los requerimientos del Tecnólogo de los aerogeneradores en cuanto a viales, cimentaciones y áreas de maniobra, los propios de la administración; estudio de Impacto Ambiental, DIA (Medio Ambiente, Patrimonio, cultura) y por último los que afectan a propietarios particulares y ayuntamientos.

La Selección de Tecnologías en aerogeneradores y equipos principales es el proceso que se inicia en la propia fase de diseño preliminar y que nos restringe a un rango dimensional determinado.

La tramitación administrativa es otro condicionante muy restrictivo y vinculado a los criterios de la CCAA:

- Existencia de planes industriales
- Dificultad para re tramitar cambios de poca entidad
- Criterios no científicos de aprobación de proyectos.

Como consecuencia, en la práctica resulta a menudo que las alternativas tecnológicas son muy escasas. Para nuestro parque eólico se ha elegido un fabricante local que posee plan industrial en la zona y que posee actualmente aerogenerador de de 3 MW como es Acciona Wind Power con instalaciones de fabricación en Barásoain. El modelo es el AW116 3MW.

Para la obtención de un mayor detalle de las características técnicas y económicas así como el alcance de la misma se deben preparar ofertas económicas.

El contenido de una petición de ofertas formal debe incluir los siguientes apartados:

- Datos detallados del emplazamiento (plano topográfico, red de viales, ubicación prevista de los aerogeneradores, etc.)
- Datos de recurso eólico filtrados
- Condiciones ambientales
- Características geotécnicas
- Tipo de suministro requerido (exwork, sólo aerogeneradores, llaves en mano, etc.)
- Condicionantes especiales impuestos por la entidad financiera (garantías, duración mínima del contrato de operación y mantenimiento, etc.).
- Condicionantes impuestos por el gestor de la red de evacuación de energía (reactiva, prestaciones ante huecos de tensión ...)
- Necesidades de documentación para diseño de infraestructuras
- Requisitos de comunicación.

Una vez obtenidas las ofertas se procede a la elección de aquellas que resulten más rentables

Los criterios de selección no difieren esencialmente de los empleados en el resto de equipos de producción de energía:

- Precio vs. capacidad de producción - Análisis de rentabilidad
- Costes de operación y mantenimiento
- Garantías
- Referencias
- Implantación en el territorio
- Perspectivas de desarrollo tecnológico
- Solvencia empresarial

## **6. INFRAESTRUCTURAS Y COMPONENTES PRINCIPALES**

Las infraestructuras necesarias para la instalación del parque eólico se pueden agrupar en:

- *Obra civil:* viales, plataformas, cimentaciones, edificio de control.
- *Aerogeneradores.*
- *Red de media tensión del parque:* Subestación, Línea de evacuación, conductores.
- SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition).

### **6.1. Obra civil**

Los trabajos de obra civil necesarios para la instalación del parque son:

- Adecuación de vías públicas de acceso.
- Reforma/ampliación de caminos existentes.
- Ejecución de nuevos viales.
- Realización de plataformas de acceso.
- Construcción de cimentaciones.
- Edificios auxiliares (Control, taller, almacén).

Todo ello viene condicionado por la orografía del terreno y las características geológicas del emplazamiento. Para asegurar el diseño se realiza un estudio geotécnico del emplazamiento.

Los requerimientos del estudio geotécnico, básicamente, son:

Terreno Natural en viales: Obtención de la capacidad portante del suelo (capacidad del terreno para soportar las cargas aplicadas sobre él) y dimensionar la capa de zahorra óptima en función del tonelaje y tráfico a soportar por la sección, excavabilidad, perfiles litológicos, características y espesor del suelo edáfico así como la estabilidad de taludes.

Terreno natural en zapatas (determinación de las características del terreno en cada una de las posiciones de las zapatas; cálculos posteriores, esfuerzos sobre el dintel, estabilidad frente al vuelco, estabilidad frente al deslizamiento, tensiones del terreno, etc.)

Áridos para firmes y reutilización de materiales a través de ensayos e índices de apoyo (ensayo de los Ángeles, índice CBR, Proctor, Equivalencia de arena, etc.)

Otros; Niveles freáticos, sismología, posible existencia de simas, agresividad al hormigón.

El cálculo de los índices y análisis del estudio geotécnico se determinan mediante:

- Calicatas
- Sondeos (mecánicos, eléctricos SEV)
- Toma de muestras
- Ensayos de laboratorio (Análisis granulométrico, CBR, Proctor, sulfatos, límites de Atterberg, hinchamiento libre, sulfatos, materia orgánica, equivalente de arena, coeficiente Los Ángeles ...-)

#### **6.1.1. Viales**

El diseño de viales se realizará teniendo en cuenta tanto los condicionantes de índole ambiental como económica, de tal forma que se tendrá especial atención a los siguientes criterios:

- Minimizar longitud de viales
- Minimizar movimiento de tierras. Adaptándose al perfil natural del terreno.
- Compensación de desmontes y terraplenes.

Estos criterios vienen condicionados por los propios del tecnólogo:

- Máxima pendiente longitudinal y en algunos casos transversal.
- Anchura mínima de plataforma vial y libre en altura (especialmente en desmontes)
- Radios de curvatura mínimos
- Rasantes, acuerdos verticales (KV)
- Firmes adecuados al tráfico, capacidad portante, materiales de explanada, subbase y firme.

En el caso de Acciona Wind Power para el AW-3000 son:

*Ancho mínimo de los viales:*

- En tramos rectos: Todas las vías de acceso tienen al menos una anchura de 6m y una capa de zahorra artificial (PG3 o Norma similar local) de 20 cm.

La capacidad de carga de todo tipo de vías es de 12 Tn por cada eje del camión. La explanada se ejecutará con suelo adecuado (PG-3 o norma local equivalente). Se exigirá una compactación del 95%.

- En curvas: se realizara un sobreebanco, que estará dimensionado en función del radio de curvatura de cada curva.

*Pendiente máxima:*

- La pendiente máxima en las vías de acceso al parque será como máximo de 8°, suponiendo que la cara de firme este lo suficientemente compactada y el material sea el adecuado como para evitar que patinen las ruedas del camión. Esto corresponde a una pendiente del 14%. En los caso de pendientes superiores se hormigonará o se asfaltara el vial. En todos los casos en los que existan curvas de más de 45° de giro la pendiente máxima en ellas no superara el 5%.

*Radios de curvatura*

- Deberán establecerse en función del terreno, puesto que es necesario el análisis tanto del radio de las curvas como de su pendiente.

*Altura libre*

- Todas las vías deben estar libres de obstáculos en altura, como por ejemplo puentes, tendidos eléctricos para permitir el paso de cargas altas. La mínima altura libre será de 5 metros.

## *Drenajes*

- Un buen drenaje es el secreto para la buena conservación de todo tipo de vías. Es fundamental asegurar que los drenajes laterales son más profundos que la base de las vías para impedir la inundación.

### **6.1.2. Plataformas**

Se define como el área preparada para la manipulación de cargas, grúas y transportes en cada uno de las ubicaciones en las que se va a montar una turbina.

El dimensionamiento de las plataformas viene dado por las necesidades de medios a disponer para el montaje. El incremento de potencia unitaria y consecuentemente de los diámetros de rotor y altura de fustes, ha traído aparejado un importante incremento de estas áreas.

Teniendo en cuenta únicamente la superficie ocupadas por las grúas de izado y retenida, y algún posible acopio de elementos componentes de la turbina, el espacio mínimo requerido para el montaje de la turbina AW3000 es de 40m x 27m.

### **6.1.3. Cimentaciones**

Las cimentaciones deben poder soportar adecuadamente el aerogenerador bajo las condiciones más extremas a las que pueda estar sometido. Normalmente se diseñan para la carga de viento máxima en un periodo de 50 años. El fabricante del aerogenerador es quien define, a partir de los datos de viento que se le proporcionan, las cargas que debe soportar la cimentación. Si se desea, también puede incluir en su suministro el diseño de la cimentación, para lo que debemos proporcionarle los datos geotécnicos del emplazamiento.

- Tensión admisible
- Coeficiente de balasto
- Características puntuales (Agresividad del terreno, nivel freático, sismicidad, simas ...)

Una cimentación típica puede ser de forma hexagonal o cuadrada, con una dimensión máxima de 13 m y de unos 2 m de profundidad, ejecutada en hormigón armado en una

excavación. En casos particulares, cuando la resistencia del terreno es muy baja, puede ser necesario el pilotaje.

#### **6.1.4. Zanjas**

La ejecución de la zanja es crucial para asegurar la durabilidad de la instalación. Las características del terreno recomiendan que pueda ser recomendable el empleo de tubo corrugado en lugar del tendido directo sobre lecho de arena. Ello tiene consecuencias en relación con las necesidades de arquetas de empalme, posible protección ante la presencia de roedores, selección de cable por las distintas necesidades de refrigeración.

Adecuada definición de la sección tipo de canalización en base a:

- Ubicación de la canalización (campo a través, bajo viales, carreteras asfaltadas)
- Necesidades de disipación de calor
- Protección de conductores MT y comunicaciones.

#### **6.1.5. Edificio de control**

El edificio de control está destinado a; taller de mantenimiento, sala de control, vestuarios, almacén, área de residuos, despachos, etc., según dimensiones y requerimientos de la organización de la explotación del parque. Es conveniente estudiar con detalle, además de su funcionalidad, aspectos como: singularidad arquitectónica, integración en el paisaje y posible empleo para instituciones regionales.

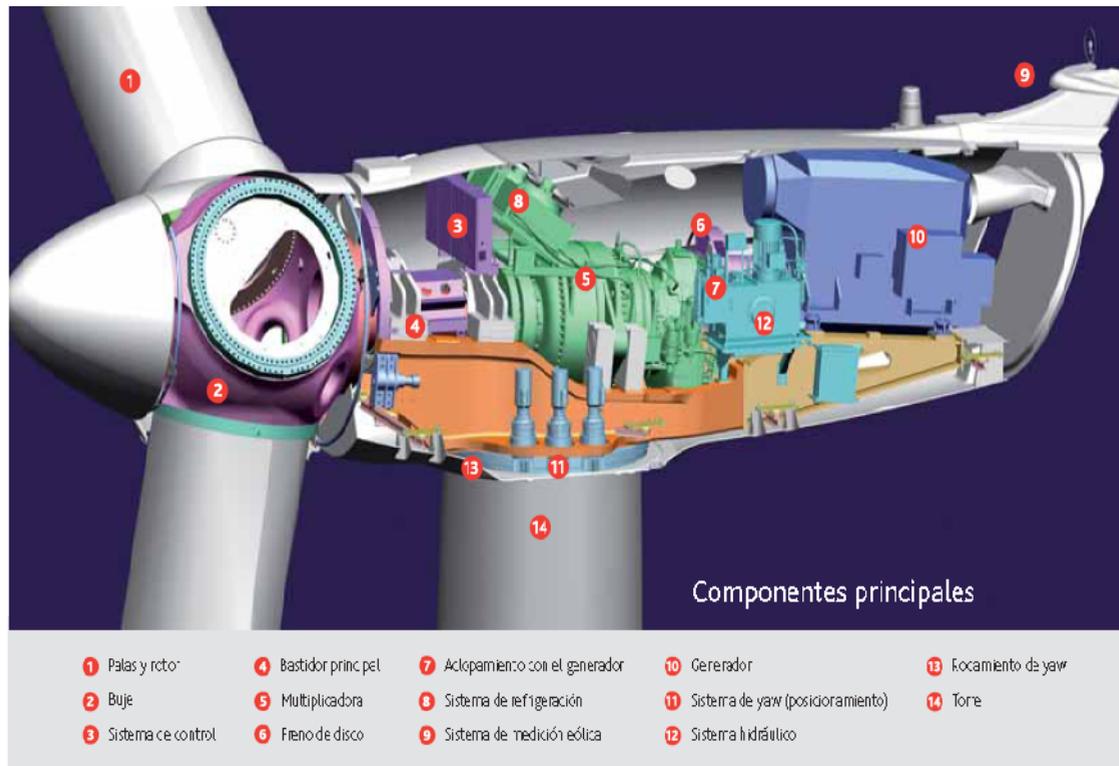
Es habitual también compartir el edificio de control con las instalaciones que albergan las infraestructuras eléctricas interiores de la subestación de evacuación. Especialmente en aquellos casos en que se evita desde las Administraciones la proliferación de edificaciones en el entorno y éstas deben adaptarse a la arquitectura de la zona.

## **6.2. Aerogenerador**

Un aerogenerador es un generador eléctrico movido por una turbina accionada por el viento (turbina eólica. En el caso de la energía eólica, la energía cinética del aire en movimiento, proporciona energía mecánica a un rotor hélice que, a través de un sistema de transmisión mecánico, hace girar el rotor de un generador, normalmente un alternador trifásico, que convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica.

El AW 3000 es un aerogenerador de eje horizontal, con tres palas a barlovento, velocidad variable, potencia nominal de 3000 KW., tensión nominal de 12 KV (que minimiza pérdidas y el coste de los transformadores) así como frecuencia de 50 Hz.

En la figura 8 se muestra el aerogenerador modelo AW 116 3MW.



**Fig. 8** Componentes principales del Aerogenerador. Fuente: Acciona Wind Power

Está formado por los subsistemas:

### 6.2.1. Rotor

Su función consiste en convertir la energía cinética del viento en energía cinética mecánica de rotación. Está formado por palas o álabes, cubo o buje y nariz. El diámetro del rotor es de 113 metros.

Las palas están fabricadas en fibra de vidrio reforzada con poliéster y dotadas de un recubrimiento de protección. La pala es de 56,7 m. Las palas están dotadas de un Pitch independiente que permite variar el ángulo de cada pala para girar sobre su eje

longitudinal, lo que optimiza la regulación de la potencia con altos vientos y eleva la seguridad del sistema de frenado aerodinámico.

El buje o nariz, aloja los elementos que componen el sistema de Pitch. El sistema Pitch ejecuta las órdenes que un ordenador le envía. Este comprueba continuamente la potencia y la velocidad del viento, enviando las órdenes de control para que las palas del rotor giren sobre sus ejes longitudinales para variar el ángulo de paso de la pala y en consecuencia la fuerza aerodinámica de sustentación. Cuenta con un sistema hidráulico de bloqueo de palas en caso de parada de emergencia.

### **6.2.2. Góndola (nacelle)**

Sirve para alojar en su interior el generador eléctrico, la caja multiplicadora de velocidad de rotación (gearbox) y los sistemas de control, regulación, orientación y frenado. Esta fabricada en poliéster reforzado con fibra de vidrio con la ventaja de que posee bajo peso, no presenta corrosión y posee un buen comportamiento a la fatiga.

### **6.2.3. Caja de engranajes o variador de velocidad (gearbox)**

El acoplamiento entre el eje del rotor y el del generador eléctrico o el de la bomba hidráulica no es directo, sino que se realiza través de una caja de engranajes o variador de velocidad (gearbox). El variador de velocidad se caracteriza por su relación de transformación, definida como la relación entre la velocidad de giro del eje de entrada (primario o lado del rotor) y la del eje de salida (secundario o lado del generador eléctrico). La relación de transmisión en nuestro caso es de 1:89. Esta relación indica que la velocidad de salida es 89 veces la de entrada.

### **6.2.4. Generador eléctrico**

El generador de la AW 3000 es un generador asíncrono de inducción. Genera a media tensión 12 KV lo que reduce pérdidas y ahorra transformadores.

En aplicaciones eólicas, la energía eléctrica en general se genera en forma de corriente alterna (AC). Los más usados son los asíncronos de inducción. Los generadores asíncronos se utilizan en un 90 % de los sistemas eólicos de gran potencia.

Las principales ventajas que presenta un generador asíncrono son:

- Es más simple por lo que posee mayor fiabilidad
- Máquina robusta con bajo nivel de mantenimiento
- Ausencia de partes giratorias en tensión: escobillas, conmutaciones...
- Buen comportamiento frente al embalamiento
- Mayor duración y disponibilidad
- Menor coste

Y como inconvenientes

- Necesita que se le suministre energía reactiva
- Debe trabajar con un factor de potencia mayor
- Presenta una mayor dificultad para regular su factor de potencia
- Si se desconecta de la red (paso a isla) se detiene por falta de reactiva

#### **6.2.5. Mecanismos auxiliares: sistemas de regulación y control para el control de la velocidad, par y potencia desarrollados por el rotor, aerofrenos**

El sistema de regulación y control tiene como funciones mantener la velocidad de rotación constante, regular y limitar la potencia eólica aprovechada o recuperada por el rotor, y cuando la velocidad del viento alcanza valores muy elevados que puedan poner en riesgo la integridad de la máquina, este sistema debe ser capaz de detener el rotor y sacarlo fuera de la acción del viento para evitar daños sobre el mismo

El control de velocidad se realiza mediante un sistema de Pitch activo que consiste en, un ordenador comprueba continuamente la potencia y la velocidad del viento, enviando las ordenes de control para que las palas del rotor giren sobre sus ejes longitudinales para variar el ángulo de paso de la pala y en consecuencia la fuerza aerodinámica de sustentación. El accionador suele ser un motor hidráulico.

#### **6.2.6. Otros sistemas y equipos: interconexión con la red, controladores electrónicos, sistemas de seguridad, protección frente a rayos.**

*Controlador electrónico:* su función consiste en captar y procesar un conjunto de magnitudes físicas para posteriormente dar las oportunas órdenes de control y regulación de todo el sistema. Estas magnitudes son: velocidad y dirección del viento, velocidad de giro del rotor, temperatura, presión, valor y estado de las diferentes magnitudes eléctricas.

*Sistema de interconexión con la red eléctrica:* el proceso de interconexión con la red eléctrica se gobierna a través del controlador electrónico. A bajas velocidades de viento el rotor gira en vacío, es decir arrastra el alternador a través de la caja de engranajes, pero permaneciendo la máquina eléctrica desconectada de la red. Cuando las condiciones de generación de potencia y de estado de la red son adecuadas, el controlador facilita los órdenes de interconexión para la inyección a la red de la energía eléctrica generada.

*Sistema de seguridad:* su función consiste en la protección de la integridad física del aerogenerador y en la prevención de riesgos para personas o bienes próximos que pudiesen ocasionarse por causa de algún incidente. La protección se prevé frente a situaciones tales como: vientos de elevada intensidad, embalamiento del rotor, elevado nivel de vibraciones, desconexión brusca de la red y averías.

La unidad de control y potencia utilizada en el aerogenerador AW 3000 es INGECON-W.

#### **6.2.7. Torre de sustentación**

En principio cuanto más alta sea la torre mayor cantidad de energía podrá obtenerse, ya que la velocidad del viento aumenta con la altura respecto del nivel del suelo según una ley aproximadamente potencial. En cambio, torres más altas implican mayores costes de inversión, de instalación y de mantenimiento, por lo que la altura de la torre resultará de un compromiso entre la extracción de energía y los costes anteriores.

La torre elegida en nuestro caso es una torre de 100 m de hormigón compuesta por cinco tramos. Esta estructura dará una mayor estabilidad al aerogenerador y presente unas grandes ventajas de transporte y diseño de zapata.

#### **6.2.8. Curva de Potencia**

Un aerogenerador presenta una ley de variación de la potencia útil producida en función de la velocidad del viento. Esta ley se acostumbra a representar gráficamente según una curva que es característica de cada generador y que se conoce como curva de potencia.

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

La curva de potencia (P-v) del aerogenerador es facilitada por el fabricante del aerogenerador y está referida a unas condiciones de atmósfera estándar ISO (15 °C, 1013 mbar) a la que le corresponde una densidad del aire de 1.225 kg/m<sup>3</sup>. En la tabla 6 se muestran las características técnicas suministradas por el fabricante Acciona Energía.

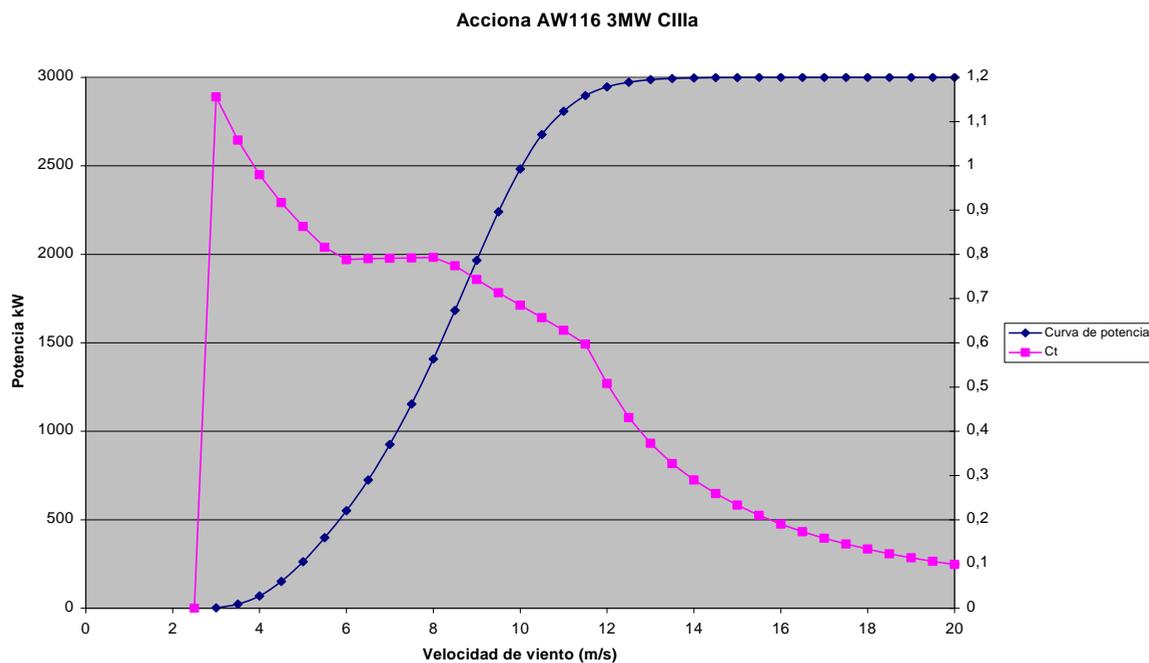
En la figura 9 se muestra la curva de potencia del aerogenerador AW 116 CIII de eje horizontal. La determinación de la curva de potencia se realiza siempre por medidas directas de la potencia eléctrica o potencia útil obtenida del aerogenerador y la velocidad del viento medida a la altura del centro de giro del rotor. El proceso de medición se realiza de acuerdo a las normas IEC 61400. La medida de la potencia y de la velocidad del viento se lleva a cabo simultáneamente con una frecuencia de muestreo del orden de 0.5 Hz. El conjunto de medidas obtenidas cada 10 minutos se promedian para obtener un valor de la potencia y de la velocidad. El conjunto de estos valores posteriormente se somete a un tratamiento estadístico para determinar la curva de potencia.

Por otro lado el coeficiente de empuje  $C_t$  es adimensional y depende del empuje axial, el área barrida por las palas y la densidad del fluido.  $C_t$  depende de las fuerzas aerodinámicas que actúan sobre la pala.  $C_t$  es un valor dado por el fabricante del aerogenerador.

En la Tabla 5 se muestran la curva de potencia y de coeficientes de empuje del aerogenerador.

Aerogenerador ACCIONA AW116 Cilla		
Curvas de Potencia y de Empuje		
Diámetro = 116 m    Altura de Buje = 100 m		
v (m/s)	P (kW)	Ct
3	2	1,156
4	68	0,980
5	260	0,863
6	545	0,788
7	917	0,791
8	1396	0,793
9	1949	0,743
10	2467	0,685
11	2800	0,628
12	2943	0,508
13	2986	0,373
14	2997	0,290
15	2999	0,233
16	3000	0,190
17	3000	0,158
18	3000	0,134
19	3000	0,114
20	3000	0,099

**Tabla 5** Acciona AW116 Cilla. Fuente: Acciona Wind Power



**Fig. 9** Curva de Potencia. Fuente: Acciona Wind Power

## Información técnica

	AW-100/8000	AW-109/9000	AW-116/9000
Diámetro de rotor	100 m	109 m	116 m
Clase de viento (IEC)	IEC Ia	IEC IIa	IEC IIIa

### DATOS DE FUNCIONAMIENTO

Velocidad viento de arranque	4 m/s	3,5 m/s	3 m/s
Velocidad viento nominal	11,7 m/s	11,1 m/s	10,6 m/s
Velocidad viento de parada	25 m/s		20 m/s
Potencia nominal	3.000 kW		

### DATOS DE COMPONENTES

Número de palas	3		
Orientación	Barlovento		
Diámetro	100 m	109 m	116 m
Área barrida	7864 m <sup>2</sup>	9.331 m <sup>2</sup>	10.968 m <sup>2</sup>
Sentido del giro	Horario		
Velocidad nominal de rotación	14,2 rpm	13,2 rpm	12,3 rpm
Regulación de potencia control de sobrevelocidad	Giro de pala desde posición de bandera hasta máxima resistencia del viento		
Ángulo inclinación del rotor sobre horizontal	5°		
Velocidad nominal de punta de pala	74,3 m/s	74,7 m/s	74,7 m/s
Ángulo de concicidad	3°		

### PALAS

Modelo	48.8	53.2	56.7
Material	GFRP		
Longitud total	48,8 m	53,2 m	56,7 m
Peso	10.400 kg/pala	11.540 kg/pala	12.280 kg/pala
Paso de pala	Longitud total de pala		
Freno aerodinámico	A posición de bandera		

### BUJE

Modelo	Rígido		
Material	Fundición CJS 400 18U LT		
Protección	Metalizado Zn + Epoxy		

### SISTEMA PASO DE PALA

Rodamientos	Doble hilera, cuatro puntos de contacto		
Accionamiento	Hidráulico		
Mecanismo	Cilindros hidráulicos		
Seguridad	Acumuladores en buje		

### TREN DE POTENCIA

Multiplicadora	3 etapas: 2 planetario/helicoidal		
Potencia nominal multiplicadora	3.000 kW		
Relación de transmisión	1,77	1,83	1,89
Velocidad nominal de entrada	14,2 rpm	13,1 rpm	12,3 rpm
Velocidad nominal de salida	1.100 rpm		
Lubricación	Por salpicado y bomba de recirculación, intercambiador aceite/aire y filtro de aceite		
Volumen de aceite multiplicadora	600 litros		
Condition Monitoring System	Incluido		

### EJE LENTO

Tipo	Eje forjado hueco		
Material	34 Cr Ni Mo 6		
Soporte	2 rodamientos		

### RODAMIENTOS EJE

Tipo	Doble hilera rodillos esféricos		
------	---------------------------------	--	--

### FRENO DE PARKING

Tipo	Disco con dos pinzas de freno		
Emplazamiento	Eje alta velocidad		

### SISTEMA DE GIRO

Tipo	Cuatro puntos de contacto		
Corona dentada	Exterior		
Relación piñón reductor / corona	112:1:1		
Sistema de frenado	Disco y pinzas de freno		

### MOTORREDUCTORAS ORIENTACIÓN

Tipo	5 etapas planetarias		
Ratío	1:1451		
Velocidad de giro de góndola	0,08 rpm		
Tipo de motor	Asíncrono, cuatro polos		
Voltaje / frecuencia	230 / 400 V - 50 Hz		
Número de motorreductoras	6		

### GRUPO HIDRÁULICO

Voltaje / frecuencia	380 V / 50Hz		
----------------------	--------------	--	--

### GENERADOR

Tipo	6 polos, doble alimentación		
Clase de aislamiento (stator / rotor)	H/H		
Potencia	3.000 kW		
Grado de protección	IP 54		
Frecuencia	50 / 60Hz (disponible)		
Voltaje	12.000 V		
Rango de velocidades	770-1.320 rpm 50 (Hz) / 924-1.584 rpm 60 (Hz)		

### SISTEMA DE CONTROL

Tipo	Ingecon-W		
Procesador	80 - 386/32 bits		
Interfaz Scada	OPMT		
Corrección de factor de potencia	Programable por software		

### TORRE

Material	Hormigón		
Altura de torre (bujes a 100 / 120 m)	98,2 m / 118,2 m		
Acceso a torre	Puerta con cerradura de seguridad		
Acceso a barquilla	Escalera o elevador		
Peso (bujes a 100 / 120 m)	850 t / 1.100 t		
Unión a cimentación	Barras de anclaje, embebidas en la cimentación y mortero de alta resistencia		

### PESOS

Góndola	118 t		
Rotor (100 m)	66 t		
Barquilla + buje	154 t		

### DIMENSIONES BARQUILLA + BUJE

Longitud	17,5 m		
Anchura	4,5 m		
Altura	4 m		

### SISTEMA DE ENGRASE AUTOMÁTICO

Rodamientos	Pitch, sistema de giro, eje principal y generador		
-------------	---	--	--

**Tabla 6** Características Técnicas AW116-3000 kW. Fuente: Acciona Wind Power

### **6.3. Red de Media Tensión (MT)**

El sistema eléctrico de un parque eólico está constituido por:

1. Elementos del aerogenerador:
  - Generador, cuadros de protección, cables conexión de bajo tensión (BT)
  - Trafo BT/MT y conductores conexión celdas-trafo
  - Celdas de MT
  
2. Red Subterránea de MT, conformada por los siguientes elementos
  - Conductores MT y terminales de conexión y empalmes.
  - Otras infraestructuras: Red de tierras, Conexión BT a Torre Meteorológica, Cable de comunicaciones.

La red de media tensión se encarga de enlazar eléctricamente los aerogeneradores hasta la subestación de transformación. La instalación es habitualmente subterránea para reducir el impacto ambiental que implicaría un tendido aéreo y reducir el riesgo que implicaría dicha red aérea para la maniobras de mantenimiento de los aerogeneradores (que podrían requerir del uso de grúas).

El rango óptimo de tensiones se sitúa entre los 10 y los 30 KV, habiendo adoptado muchos fabricantes de aerogeneradores la tensión de 20 KV como estándar de diseño. En muchos casos, sin embargo, para parques de elevada potencia, es más adecuado el empleo de redes de 30 KV. Para su determinación, se debe tener en cuenta:

- Costes de instalación: Coste 30 KV mayor Coste 20 KV (mayor aislamiento)
- Pérdidas de energía en una y otra opción.

En general, tensión de 30 KV se justifica si:

- El parque o agrupación de parques son de elevada potencia (alrededor de 100 MW).
- Grandes distancias entre aerogeneradores o a la subestación transformadora.

El diseño de la red de MT afecta sensiblemente a la economía del proyecto, tanto en términos de inversión como de pérdidas energéticas por efecto Joule. En general, el diseño óptimo responde a una red radial con secciones crecientes a medida que nos acercamos a la subestación de transformación: cuanto más cerca de la misma, mayor intensidad circula por el mismo, ya que más aerogeneradores están aportando su potencia.

Es conveniente ajustar los cálculos de pérdidas energéticas a la distribución de Weibull del parque, con el fin de no sobredimensionar los conductores e incrementar inútilmente la inversión.

### **6.3.1. Conductores**

El conductor se seleccionará en función de la tensión nominal de funcionamiento y el tipo de sistema en el que se va a emplear en función del tratamiento de las faltas a tierra (norma IEC 60502)

- Aislamiento 12/20 o 15/25 KV para Un de 20 KV y 18/30 ó 26/45 KV para Un de 30kV
- Habitualmente cable unipolar, de Aluminio, con aislamiento sintético RHZ1
- En casos de humedad permanente, es conveniente el uso de etileno-propileno DHZ1

Para el cálculo de la sección debe tenerse en cuenta la intensidad máxima admisible en servicio permanente, la intensidad máxima admisible en cortocircuito durante el tiempo que dure el mismo y la máxima caída de tensión admisible (en general 3%), además de la optimización económica.

Secciones habituales: 150, 240, 300 y 400 mm<sup>2</sup>.

### **6.3.2. Celdas de Media de Tensión (MT)**

Su función es la de alojar en su interior los elementos de corte y protección así como instrumentación de medida.

Dentro de la red de media tensión están incluidas, asimismo, las celdas de media tensión, ubicadas en el interior del fuste del aerogenerador, y que deben especificarse de acuerdo con la topología del parque.

Las celdas utilizadas en los centros de transformación de los aerogeneradores suelen ser modulares, para facilitar el paso por la puerta de la torre y, en caso de avería de una posición, evitar la sustitución de todo el conjunto.

Características:

- Aislamiento, 24 ó 36 KV en función de la tensión nominal
- Intensidad nominal adecuada
- Corriente de cortocircuito adecuada
- Tamaño. Se emplea aislamiento en SF6 para reducir sus dimensiones con respecto a las de aislamiento con aire y por su independencia de las condiciones ambientales (los parques eólicos se ubican normalmente en ambientes de climatología extrema).
- Adecuación a Reglamento (señalización, distancias ..)
- Enclavamientos seguridad

### **6.3.3. Transformadores de Aerogenerador.**

- En general los transformadores de interior del aerogenerador son de tipo seco, con aislamiento en resina epoxi y ventilación tipo AN
- Potencia. Superior a la nominal del aerogenerador
- Se debe tener en cuenta la altitud, a efectos de aislamiento y refrigeración.
- Protecciones; Eléctricas: lado BT con interruptor automático, lado MT ruptofusible. Térmica, provoca apertura seccionadora carga. Mecánica: Envoltorio que evite contactos con partes activas.

### **6.3.4. Red de Tierras**

La red de tierras de un parque eólico consta básicamente de un conductor de unión de cable Cu sección 50 mm<sup>2</sup>. La malla de puesta a tierra del aerogenerador es conectada a éste y asegure baja R (objetivo: menor de 2 ohmios).

### **6.3.5. Subestación Transformadora (SET)**

La subestación se encarga de interconectar la red de MT del parque con la red de alta tensión. Se compone de:

- Celdas de MT
- Transformador principal MT/AT
- Celdas o apartamentas de AT
- Embarrado de AT
- Equipos de medida
- Equipos de protección
- Equipos de comunicaciones
- Servicios auxiliares

Las celdas de MT actúan como elemento de protección de cada una de las líneas de MT procedentes de los aerogeneradores.

El diseño de la subestación de un parque eólico no difiere en esencia del de una subestación de distribución. Al igual que en éstas, habitualmente el transformador de MT/AT dispone de un sistema de regulación en carga, que permite modificar en determinados momentos, y sin interrumpir el servicio, su relación de transformación, facilitando de esta manera el mantenimiento de la tensión en unos niveles aceptables para el sistema.

El aparellaje en AT se instala normalmente a intemperie. El empleo de sistemas blindados o híbridos no es frecuente dado su mayor coste y la inexistencia de limitaciones de espacio en las subestaciones.

La conexión de la subestación del parque eólico con la red de la compañía eléctrica puede realizarse de distintas formas según la potencia del parque y las características de la red.

#### **6.4. SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)**

La infraestructura de comunicaciones se realiza mediante cable de fibra óptica (multimodo o monomodo en función de las distancias). Interconecta los aerogeneradores así como la torre meteorológica con el SCADA.

El cable de fibra óptica presenta las siguientes ventajas:

- Gran ancho de banda, que permite la transmisión de un volumen de datos superior
- Gran velocidad de transmisión (10 Mbits/sg).
- Fácil detección de averías
- Fácil adición de nuevos canales
- Inmunidad ante la interferencia de campos magnéticos y radiación nuclear.

En cualquier caso se deberá definir el esquema de conexión entre aerogeneradores, que no tiene por que ser idéntico al esquema de conexión eléctrico.

El parque eólico instalará y mantendrá un enlace de comunicación entre sus instalaciones y RED ELÉCTRICA, que garantice los soportes de teledisparo y telecontrol y que cumplirá la normativa vigente sobre condiciones técnicas de equipos de comunicación y telecontrol.

El soporte para el telecontrol, será capaz de gestionar de forma compatible con los de RED ELÉCTRICA.

Adicionalmente a los equipos esenciales para el funcionamiento del parque eólico, es importante contar con anemómetros permanentes. Estos equipos permiten comprobar el buen funcionamiento del parque y la adecuación del mismo a los resultados previstos en el plan de negocio.

Como complemento, el parque cuenta con un SCADA que recopila, en tiempo real, los principales parámetros operativos: viento, producciones individuales, prealarmas, niveles de tensión, etc. y todo ello orientado a asegurar la correcta operación del parque, averiguar posibles causas de desviación, permitir la realización de cálculos relacionados con los parámetros de garantía.

Se instalará una torre anemométrica, ver tabla 7, con el objeto de evaluar el recurso eólico del parque para comprobar la curva de potencia de los aerogeneradores así como para obtener los datos necesarios para el control del parque vía SCADA.

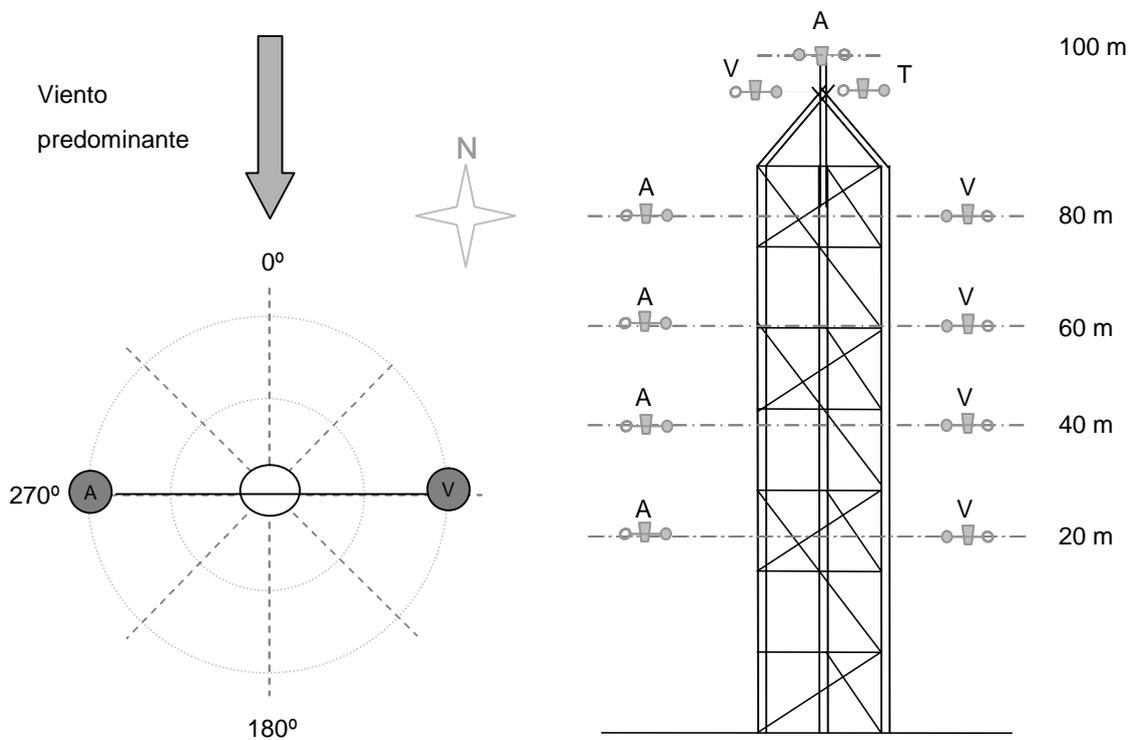
La potencia en funcionamiento de cada turbina está determinada por la curva de potencia medida y por la producción energética media anual estimada (AEP). La curva de potencia medida se determina mediante las velocidades de viento y de producción energética medidas en el ensayo, durante un tiempo suficiente para obtener una estabilidad estadística relevante y durante condiciones climatológicas variables.

La torre de medición debe cumplir las normativas según la norma IEC61400-12-1.

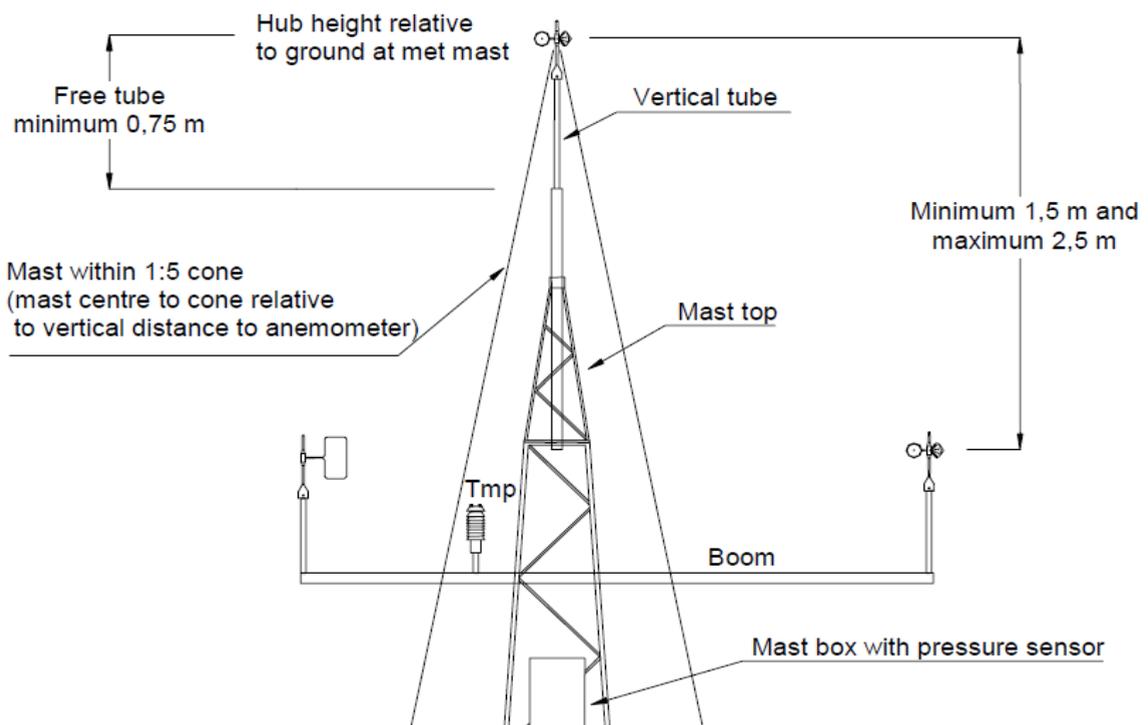
La torre de parque tendrá una altura de 100 m (igual que la altura de buje de los aerogeneradores escogidos) y contará con 5 niveles de medición a 20, 40, 60, 80 y 100 metros de altura. La torre dispondrá de un anemómetro y una veleta cada nivel tal y como se indica en las Fig. 10 y Fig. 11. También se incluye un termómetro en el nivel superior.

Sensor	Marca/Modelo	Canal logger	Separación mínima brazo soporte (m)
<b>EL 100 m</b>			
Anemómetro	THIES F.C o similar	ANE1	1,7
Veleta	THIES F.C o similar	DIR1	1,7
Termómetro	THIES F.C o similar	TEM1	1,7
<b>NIVEL 80 m</b>			
Anemómetro	THIES F.C o similar	ANE2	1,7
Veleta	THIES F.C o similar	DIR2	1,7
<b>NIVEL 60 m</b>			
Anemómetro	THIES F.C o similar	ANE3	1,7
Veleta	THIES F.C o similar	DIR3	1,7
<b>NIVEL 40 m</b>			
Anemómetro	THIES F.C o similar	ANE4	1,7
Veleta	THIES F.C o similar	DIR4	1,7
<b>NIVEL 20 m</b>			
Anemómetro	THIES F.C o similar	ANE5	1,7
Veleta	THIES F.C o similar	DIR5	1,7
Modelo LOGGER		EOL 2020	

**Tabla 7** Características Torre Anemométrica



**Fig. 10** Disposición de Anemómetros y Veletas. Fuente: Grupo Telsat



**Fig. 11** Configuración de torre . Fuente: Grupo Telsat

La torre tiene una altura igual a la altura de buje para evitar errores al calcular el perfil vertical de viento, sobretodo en la zona de Barásoain donde existe inversión de perfil entre los 40 y 60 metros de altura.

Las torres en celosía se utilizan con mayor frecuencia debido a que es más fácil y más económico efectuar un mantenimiento en caso de avería, y no tienen riesgo de grandes vibraciones, en determinadas frecuencias de resonancia que pueden presentar las torres tubulares.

## **7. ESTUDIO RECURSO EÓLICO**

### **7.1. Introducción**

El estudio del recurso eólico ha supuesto una amplia labor de investigación y búsqueda de información a través de:

- Gobierno Foral de Navarra : Consejería de Medio Ambiente
- Ayuntamiento de Barásoain
- CENER : Centro Nacional de Energías Renovables
- Acciona Energía : Fabricante de Aerogeneradores
- Parque Eólico San Esteban (Navarra)
- Parque Eólica Uzquita (Navarra)
- Grupo Telsat: Fabricante Torres Meteorológicas

La información obtenida de las torres meteorológicas Carrascal y Barásoain han sido filtradas y procesadas a través de la herramienta informática WAsP que es un programa de PC de origen Danés que permite, una vez obtenidos y filtrados los datos, predecir climas viento, los recursos eólicos y producciones de energía procedente de turbinas de viento y parques eólicos. Las predicciones se basan en datos de viento medidos en las estaciones en la misma región.

Para una correcta utilización del WAsP previamente se han tenido que filtrar los datos brutos de las torres meteorológicas así como establecer un área de trabajo que cumpla con los requisitos medio ambientales y de la administración. Se han tenido que conseguir los datos técnicos de los aerogeneradores de los fabricantes seleccionados.

La ubicación de los aerogeneradores se tiene que adaptar obligatoriamente a los acuerdos establecidos con los ayuntamientos y propietarios locales. Una vez obtenida el área de trabajo se procede a la distribución en el programa.

Una parte muy importante a la hora del estudio del recurso eólico es haber comprobado que la ubicación corresponde con una zona próxima a la evacuación para ello se ha consultado a la compañía distribuidora y obteniendo su aprobación.

## **7.2. Objetivo**

La producción es el parámetro más importante en la rentabilidad de un parque eólico y depende de:

- Selección adecuada del emplazamiento
- Análisis correcto del recurso eólico
- Adecuada elección del aerogenerador
- Diseño óptimo del parque eólico

El presente estudio de evaluación del potencial eólico, se realiza con los siguientes objetivos:

- Caracterización del potencial eólico existente. Debido a la variabilidad y aleatoriedad del viento se tiene que realizar un análisis de viento, obteniendo las propiedades del mismo así como su potencial energético a diferentes alturas en los 365 días de un año, contemplando las variaciones estacionales, horarias y de dirección del viento.
- Determinar el modelo de aerogenerador idóneo para el parque.
- Definir la implantación de detalle de aerogeneradores en dicho emplazamiento.
- Estimar la producción energética media anual del parque eólico de Barásoain de 48 MW de potencia eléctrica bruta.

## **7.3. Alcance**

Las actividades realizadas para lograr los objetos anteriormente especificados, se resumen a continuación:

- Análisis y tratamiento de los datos eólicos con el fin de obtener en el punto de medida los parámetros estadísticos representativos del potencial energético del recurso eólico y su distribución espacio-temporal.

La determinación de la distribución espacial del campo de vientos en la zona se ha realizado con el modelo WASP, desarrollado por el Instituto danés RISO y utilizado como herramienta para la realización del Atlas Eólico Europeo.

El modelo WASP es un modelo tridimensional del flujo de vientos con consideración de la topografía, obstáculos y rugosidad superficial. Este modelo presenta las ventajas de ser fácil y rápido de usar con requerimientos informáticos bajos, sólo necesita un observatorio de medida aportando resultados medios anuales de los emplazamientos.

- Análisis energético del emplazamiento con el objeto de evaluar la instalación de un parque eólico a base de 16 aerogeneradores Acciona AW116 IIIa de 3.000 kW de potencia unitaria. La estimación de la energía media producida anualmente por el parque eólico se ha realizado con el modelo PARK, que tiene en consideración las pérdidas energéticas introducidas por las estelas de los aerogeneradores.

#### **7.4. Emplazamiento**

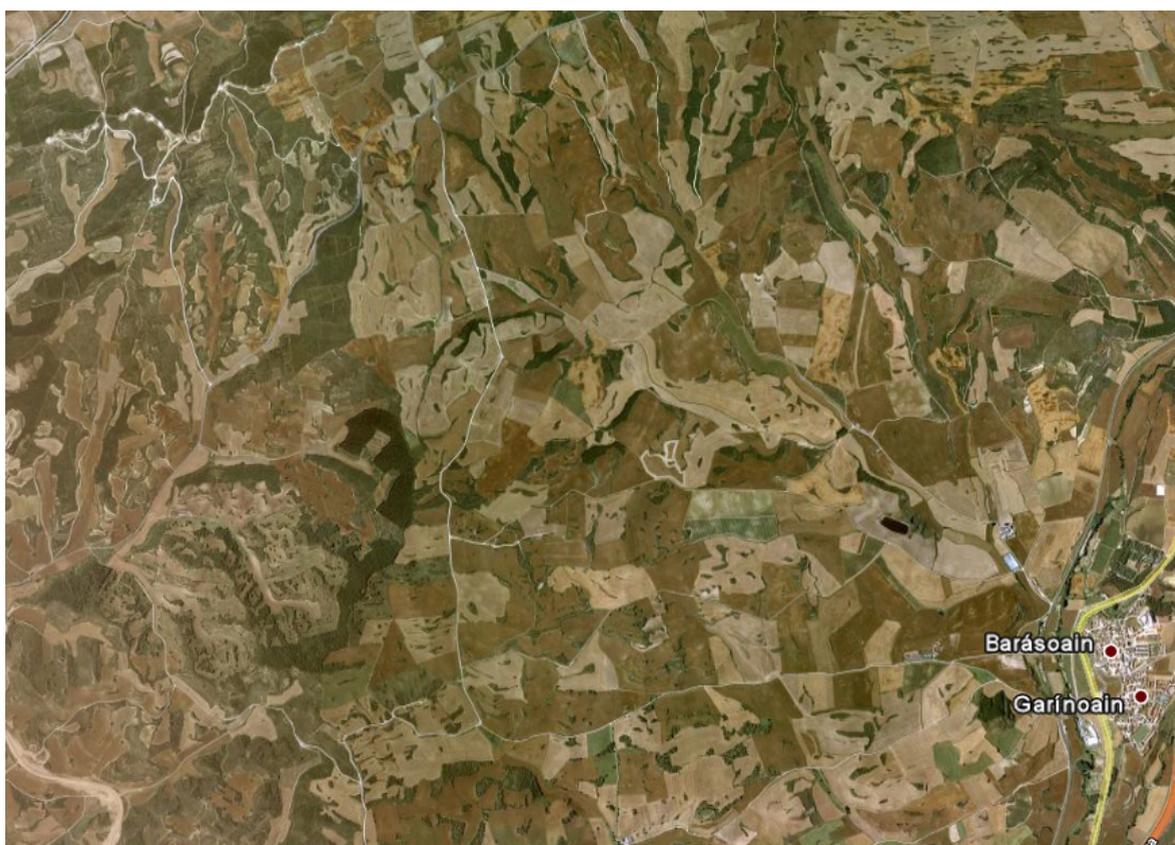
La selección del emplazamiento responde a unos criterios de selección que pueden ser de índole técnico:

- Elevado potencial eólico
- Dirección del viento adecuada al terreno
- Vientos extremos y turbulencias aceptables

De índole no técnico

- Disponibilidad de evacuación a distancia razonable
- Disponibilidad de terreno suficiente
- Marco legal y regulatorio adecuado
- Restricciones medioambientales

En la Fig. 12 se muestra el término municipal de Barásoain, en la Comunidad Foral de Navarra donde se ubicará el parque eólica Altos de Peralta. La zona estudiada corresponde a una alineación con una altitud de 581 metros sobre el nivel del mar.



**Fig. 12** Término Municipal de Barásoain. Fuente: Gob. Navarra

### 7.5. Normativa

La norma que clasifica los emplazamientos es la IEC 61400-1 tabla 8, norma dictada por la Comisión Electrotécnica Internacional para el diseño de Aerogeneradores y en función del tipo de emplazamiento y establece:

Clase	I	II	III	IV	S
Vref (m/s)	50	42,5	37,5	30	Especial
Vm (m/s)	10	8,5	7,5	6	
A	0,18	0,18	0,18	0,18	
B	0,16	0,16	0,16	0,16	

**Tabla 8** IEC 61400-1 para emplazamientos eólicos

Donde:

- $V_{ref}$  = Velocidad media Diez-minutal 10' extrema en 50 años, es un valor estadístico.
- $V_m$  = Velocidad media.
- A y B = Categoría de intensidad de turbulencia o ráfagas de viento  $0,16 < A \leq 0,18$  turbulencia alta y  $B \leq 0,16$  turbulencia baja, para valores superiores a 0,18 se requiere la realización de un análisis de carga a fatiga.
- S = Cuando los valores no se encuentran dentro de los expresados en la tabla se denomina clase S o fuera de clase.

Las turbulencias o ráfagas de viento cambian tanto en velocidad como en dirección. Las turbulencias disminuyen la posibilidad de utilizar la energía del viento de forma efectiva en un aerogenerador. También provocan mayores roturas y desgastes en la turbina eólica debido a las sobre cargas de fatiga.

La nominación de un emplazamiento según IEC 61400-1 siempre viene determinada por la clase en función de sus características  $V_{ref}$  y  $V_m$  (I, II, III, IV) y la intensidad de turbulencia en tanto por ciento, definida como la relación entre la desviación estándar de la velocidad instantánea del aire y la velocidad media del aire. (A= Alta Turbulencia, B= Baja Turbulencia), Ej. Clase IIIB.

La información de partida necesaria para la realización del estudio se basa en:

- Datos de series temporales de viento en el emplazamiento.
- Datos de series temporales de viento en una estación de referencia para el largo plazo.
- Orografía del emplazamiento.
- Rugosidad superficial de los distintos tipos de suelo.
- Densidad del aire.
- Curva de potencia y coeficientes de empuje del modelo de aerogenerador considerado en el estudio.
- Posiciones de los aerogeneradores.

Pasamos a detallar los puntos anteriores con una mayor precisión:

## **7.6. Datos de series temporales de viento**

La velocidad del viento es una magnitud vectorial. Dada las características 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 cada 2 segundos y los promedian para intervalos de 10 minutos. Así, el valor que se obtiene representa las características medias del viento instantáneo durante este período de tiempo.

Cuando se pretende evaluar el potencial eólico de un lugar para analizar la viabilidad de su aprovechamiento energético conviene realizar una campaña de medición del viento (velocidad y dirección), como mínimo de un año y llevar a cabo medidas a distintas alturas. Los resultados encontrados deben analizarse conjuntamente con el comportamiento del viento en la zona, a partir de series históricas de medidas procedentes de estaciones meteorológicas próximas

La campaña de medición en el emplazamiento ha sido realizada por el ayuntamiento Barásoain.

Los datos de viento han sido recogidos por la torre metrológica de Barásoain, de 45 metros de altura, situada en la zona. Dicha torre está equipada con 6 anemómetros en los niveles 45A, 45B, 40A, 40B, 30 y 20 m, donde A y B indican dos posiciones a la misma altura, y 2 veletas en los niveles 45 y 40 m.

La instrumentación utilizada en las campañas de medición ha sido:

- Velocidad de viento: Anemómetro sónico
- Dirección de viento : Veleta
- Sistema de Adquisición de Datos (Data logger) Los datos de las velocidades y direcciones del viento obtenidos por el anemómetro son recogidos en un chip electrónico en un pequeño ordenador, el registrador de datos ('data logger'), que puede funcionar con batería durante un largo período de tiempo.
- Otros sensores: Barómetro, Termómetro, sensores de humedad, lluvia

La campaña de medición en el emplazamiento (hay datos desde el 30/04/04 hasta el 31/05/06 se ha desarrollado con pequeñas incidencias que ha supuesto la existencia de periodos sin datos, por lo que la disponibilidad de los datos es del 80% dentro del periodo antes mencionado.

A partir del tratamiento estadístico de las mediciones se tienen las magnitudes correspondientes a la velocidad media o estacionaria, la desviación estándar y la intensidad de turbulencia definida como el cociente entre ambas.

### **7.7. Series temporales de viento para el largo plazo.**

Dado que en principio no es común disponer de los datos de viento en el lugar preciso de un posible emplazamiento, se han desarrollado serie de herramientas informáticas que basada en modelos físicos de diferente complejidad, permiten la extrapolación de los datos de viento recogidos en un determinado lugar a otro diferente.

Tras un análisis de las estaciones meteorológicas de la zona se optó por utilizar para la extrapolación a largo plazo de los datos del emplazamiento la estación de Carrascal GN, perteneciente al Gobierno de Navarra, con unos 17 años de datos (01/01/92 – actualidad), con 10 m de altura y la más próxima al emplazamiento. La estación de Carrascal GN se encuentra situada a 568 m sobre el nivel del mar.

### **7.8. Orografía del emplazamiento**

La orografía del terreno es un parámetro de entrada al modelo de cálculo WASP. Con tal motivo se ha digitalizado el área del emplazamiento, tomando como base de partida la cartografía proporcionada por el Sistema de Información Territorial de Navarra (SITNA).

La topografía que se ha digitalizado se corresponde con una superficie de 26 x 26 km<sup>2</sup> (475.493 puntos) con una distancia entre curvas de nivel cada 10 metros en el emplazamiento. El alcance se resume en la tabla 9:

<b>ALCANCE DE LA TOPOGRAFIA</b>	
$X_{UTM}$	$Y_{UTM}$
593.906	4.705.990
593.906	4.732.002
620.002	4.705.990
620.002	4.732.002

**Tabla 9** *Coordenadas UTM*

## **7.9. Rugosidad superficial de los distintos tipos de suelo**

A una gran altura de la superficie del suelo, alrededor de un kilómetro, la superficie terrestre apenas ejerce influencia alguna sobre el viento. Sin embargo, en las capas más bajas de la atmósfera, las velocidades del viento se ven afectadas por la fricción con la superficie terrestre. En la industria eólica se distingue entre rugosidad del terreno, la influencia de los obstáculos, y la influencia del contorno del terreno, también llamada orografía del área. En general, cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno mayor será la ralentización que experimente el viento.

La rugosidad superficial de los distintos tipos de suelo del emplazamiento se ha modelado en consonancia con lo establecido en el manual del modelo WASP y del Atlas Eólico Europeo. En el mapa digitalizado se han añadido distintos valores de rugosidad:

- 0,5 para pequeñas poblaciones.
- 0,03 para zonas con pequeña vegetación dispersa.

## **7.10. Densidad del aire**

La densidad del aire es una característica muy importante en el análisis de viento ya que:

- La energía generada por las aeroturbinas es directamente proporcional a la densidad del aire.
- Las fuerzas aerodinámicas que ejerce el viento sobre la turbina son directamente proporcionales a la densidad del aire.
- Bajas densidades de aire producen una menor ventilación del aerogenerador.

La densidad del aire depende de dos variables: la altitud y la temperatura

La temperatura del emplazamiento ha sido registrada en el termómetro situado en la estación anemométrica de Carrascal GN. Para extrapolarlo a altura de buje se ha utilizado la ecuación (6.10.1):

$$T(z_2) = T(z_1) - \frac{1^\circ C}{154m} \cdot (z_2 - z_1) \quad [^\circ C] \quad (6.10.1)$$

La temperatura media medida en la torre es de 12,04 °C a 568 metros sobre el nivel del mar y la altitud media del emplazamiento del parque eólico es de unos 694 metros

sobre el nivel del mar (594 m debidos a la altura media orográfica y 100 de altura de buje). Por lo tanto, aplicando la ecuación anterior, se obtiene una temperatura media en el emplazamiento a altura de buje de 11,31 °C

Con este dato, la densidad media aire en el emplazamiento se calcula como sigue:

$$\rho = \left( \frac{P_0}{R \cdot T} \right) \exp\left( \frac{-g \cdot z}{R \cdot T} \right) \quad [kg / m^3] \quad (6.10.2)$$

Donde:

$$P_0 = 101.325(Pa)$$

$$g = 9,81(m / s^2)$$

$$z = \text{altitud}(m)$$

$$T = \text{temperatura}(K)$$

$$R = 286,9(J / kg \cdot K)$$

Aplicando esta fórmula, la densidad media del aire en el emplazamiento es de 1,14 Kg/m<sup>3</sup>.

### **7.11. Resultados de la campaña de medición. Estación Barásoain**

Se presentan los resultados obtenidos en la campaña de medición tras el correspondiente tratamiento estadístico de los datos eólicos disponibles, con la finalidad de determinar los diversos parámetros que cuantifican el potencial eólico en el emplazamiento del parque.

Para la estación meteorológica de Barásoain se presenta la siguiente información:

- Período de datos.
- N° de observaciones del período.
- Velocidad media.
- Velocidad máxima.
- Parámetros de Weibull.
- Potencia media.
- Intensidad de turbulencia: Intensidad de Turbulencia Característica a 15 m/s.

Además se incluyen los siguientes gráficos:

- Función distribución de probabilidad.
- Rosas de Frecuencia, Velocidad y Densidad de Potencia.
- Perfil diario de velocidad.
- Perfil estacional de velocidad.
- Intensidad de turbulencia.
- Curva de duración.

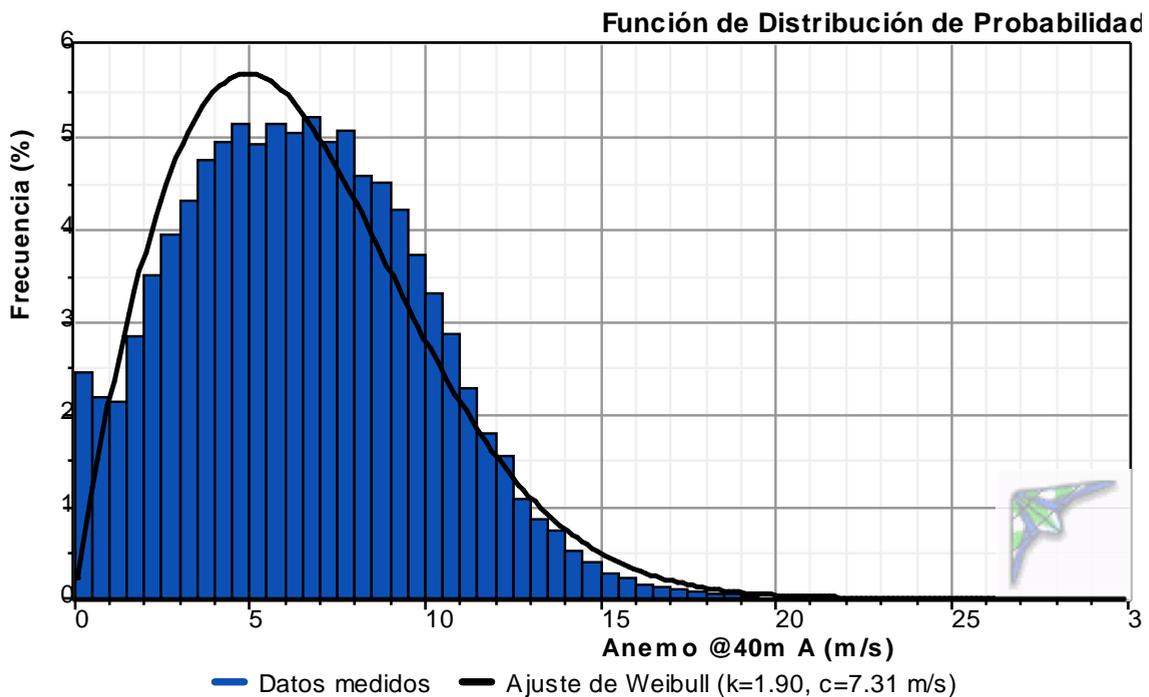
Se ha elegido como estación de referencia para la zona la estación de Barásoain con una altura de 40 m, en los gráficos las alturas a las que se ha producido la medición se reemplaza como 40m, 45m, etc., por tanto los datos registrados por la estación servirán como medidas características del emplazamiento. A continuación en la tabla 10, se presenta el análisis estadístico descriptivo realizado a través de WAsP de los datos registrados por esta estación durante el periodo escogido para realizar el análisis energético posterior (18/01/05 – 18/01/06).

Variable	Estación de Barásoain					
	45 A	45 B	40 A	40 B	30	20
Altura sobre el suelo (m)	45 A	45 B	40 A	40 B	30	20
Velocidad de viento: media (m/s)	6,65	6,60	6,52	6,30	6,28	5,75
Velocidad de viento: máxima (m/s)	26,64	26,64	26,52	26,52	26,25	25,87
Weibull k	1,91	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
Weibull c (m/s)	7,45	7,40	7,31	7,06	7,04	6,45
Densidad de potencia media (W/m <sup>2</sup> )	340	336	323	293	290	226
Contenido energético medio (KWh/m <sup>2</sup> /yr)	2.983	2.947	2.825	2.566	2.537	1.975
Registros Posibles	162.317	162.317	162.317	162.317	162.317	162.317
Registros válidos	129.103	129.103	129.103	129.103	129.103	129.103
Registros no válidos	33.214	33.214	33.214	33.214	33.214	33.214
Ratio de datos válidos (%)	79,54	79,54	79,54	79,54	79,54	79,54
Hora de máxima velocidad de viento	21:00	21:00	21:00	21:00	21:00	20:00

**Tabla 10** Datos: Estación de Barásoain

Es importante disponer de una función que permita determinar la distribución de velocidades del viento a lo largo de un periodo de tiempo, un año. Se ha comprobado experimentalmente que la velocidad del viento, sigue aproximadamente una densidad de probabilidad similar a la de la figura 13 y que se ajusta bastante bien a una distribución de la función densidad de probabilidad de Weibull. La función densidad de probabilidad  $p(v)$  correspondiente a la ley de Weibull, es del tipo de dos parámetros ( $k$ ,  $c$ ) donde  $c$  es el factor de escala (m/s), valor que suele ser próximo a la velocidad media y  $k$  el factor de forma que caracteriza la asimetría o sesgo de la función de probabilidad. En particular si  $k = 2$ , la ley de Weibull coincide con la de Rayleigh.

En nuestro emplazamiento,  $k = 1,9$  y  $c = 7.31$  m/s a una altura de 40 m.



**Fig. 13** Distribución de Probabilidad. Fuente: Elaboración Propia

## **7.12. Rosas de vientos**

La representación gráfica más usada para mediciones de viento es la denominada *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, acostumbra a ser 8, 12 o 16. El porcentaje de calmas se indica en el centro del diagrama. La rosa de vientos permite determinar las direcciones dominantes de los vientos. En general, no coincide 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 importante a tener en cuenta para una adecuada orientación de los generadores eólicos.

De esta forma se pueden establecer varios tipos de rosas de los vientos:

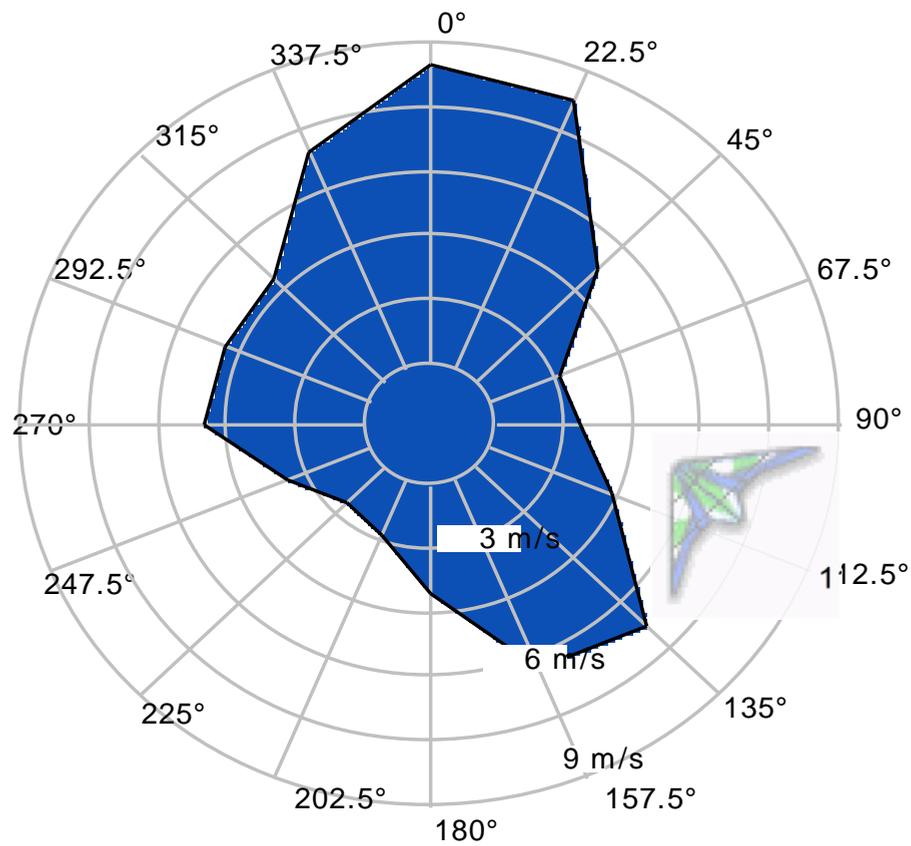
- Rosa de viento de velocidad media. Ver Fig. 14
- Rosa de viento de frecuencias. Ver Fig. 15
- Rosa de viento de energía. Ver Fig. 16
- Rosa de viento de Turbulencia. Ver Fig. 17

Cabe destacar el gráfico del perfil de viento a diferentes alturas. Ver Fig. 18

### 7.12.1. Rosa de viento de Velocidad Media a 40 m de altura

Las velocidades medias son superiores en el rumbo N (8,79 m/s), La velocidad máxima ascendió a 21,96 m/s en la dirección N.

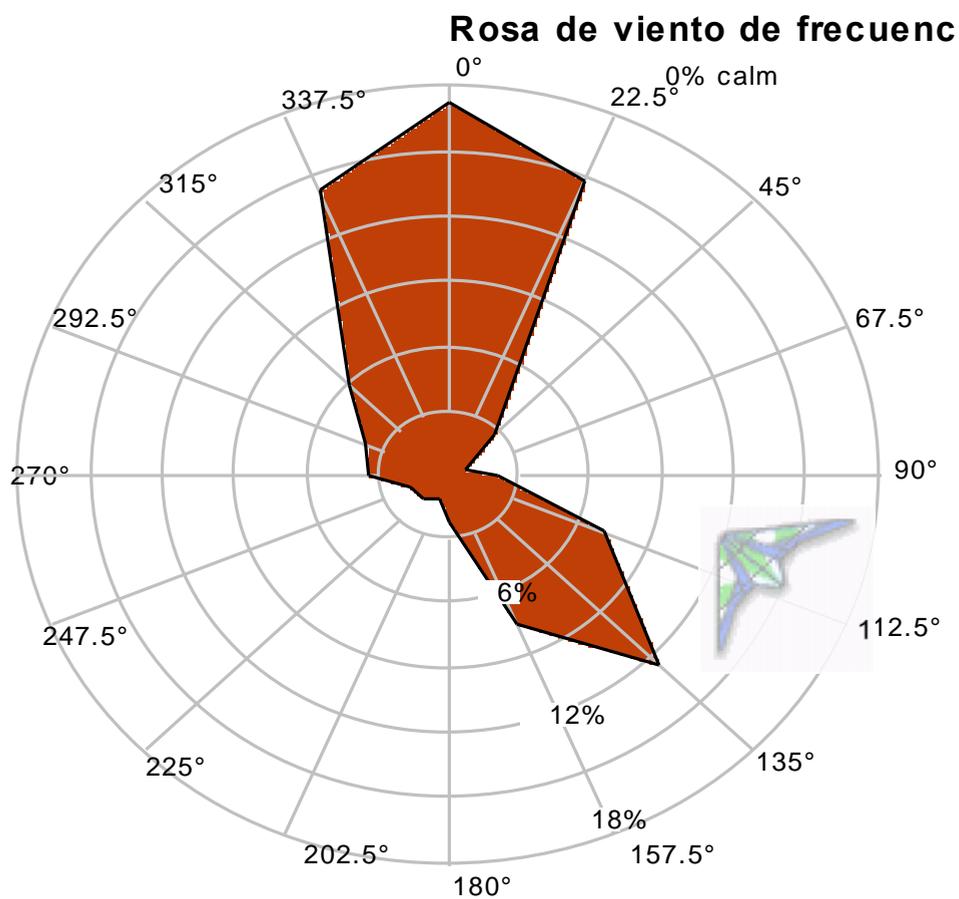
### Rosa de viento de veloci



**Fig. 14** Rosa de viento de velocidad media a 40 m. Fuente: Elaboración propia

### 7.12.2. Rosa de viento de frecuencias a 40 m de altura

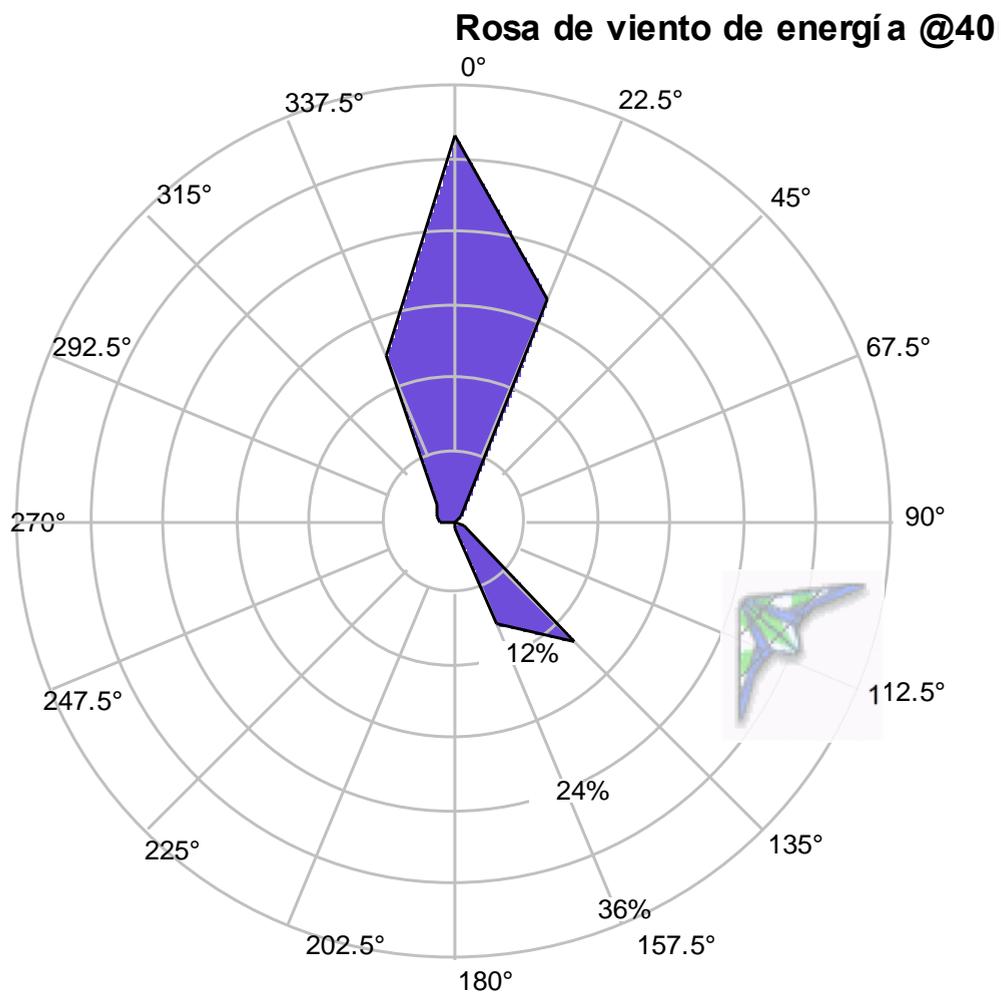
El campo de vientos presenta como dirección dominante en frecuencia: N (32,03 %), siendo, además, esta componente del viento la de mayor contenido energético.



**Fig. 15** Rosa de viento de frecuencias a 40 m. Fuente: Elaboración propia

### 7.12.3. Rosa de viento de energía a 40 m de altura

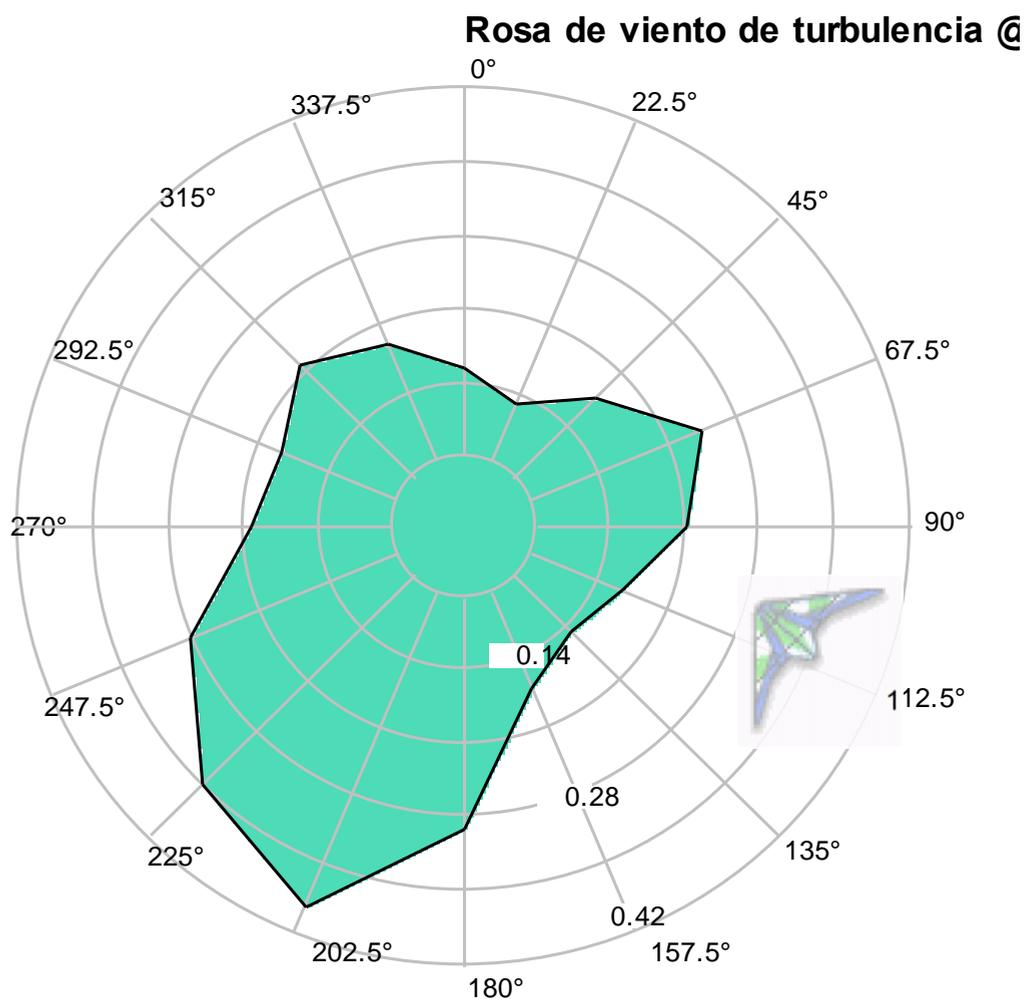
La distribución sectorial de energía presenta como sectores dominantes el N (958 kWh/m<sup>2</sup>/año) y el NNW (577 kWh/m<sup>2</sup>/año). La potencia media ascendió a un valor de 337 W/m<sup>2</sup>.



**Fig. 16** Rosa de viento de Energía a 40 m. Fuente: Elaboración propia

#### 7.12.4. Rosa de viento de Turbulencia a 40 m de altura

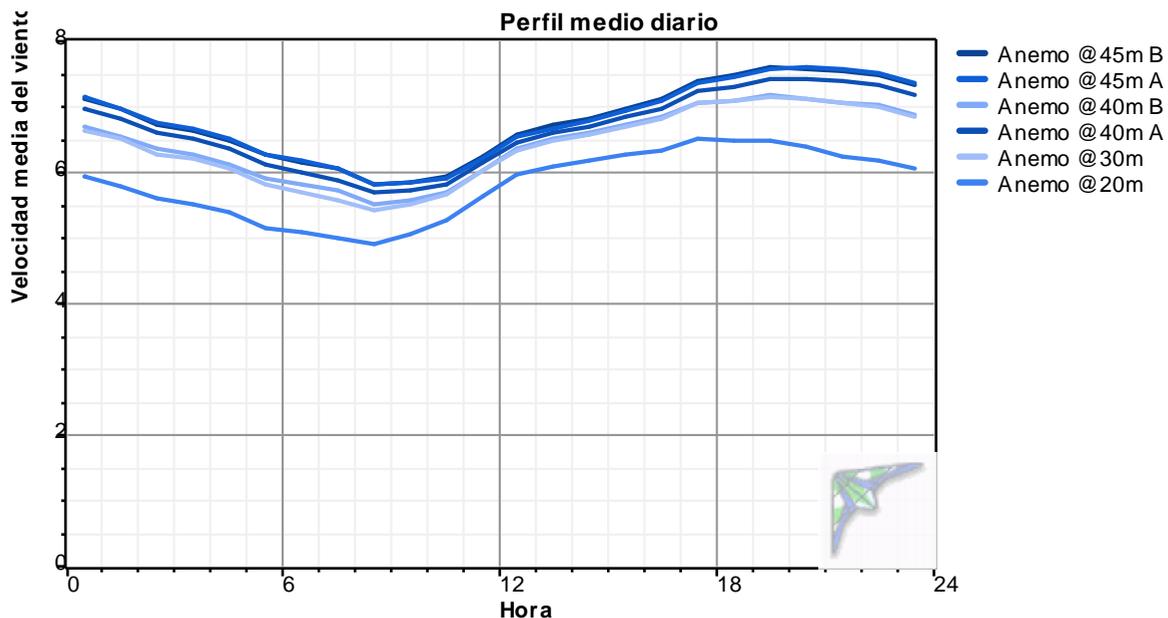
La intensidad de turbulencia según la dirección del viento. La intensidad de turbulencia, en tanto por ciento, definida como la relación entre la desviación estándar de la velocidad instantánea del aire y la velocidad media del aire.



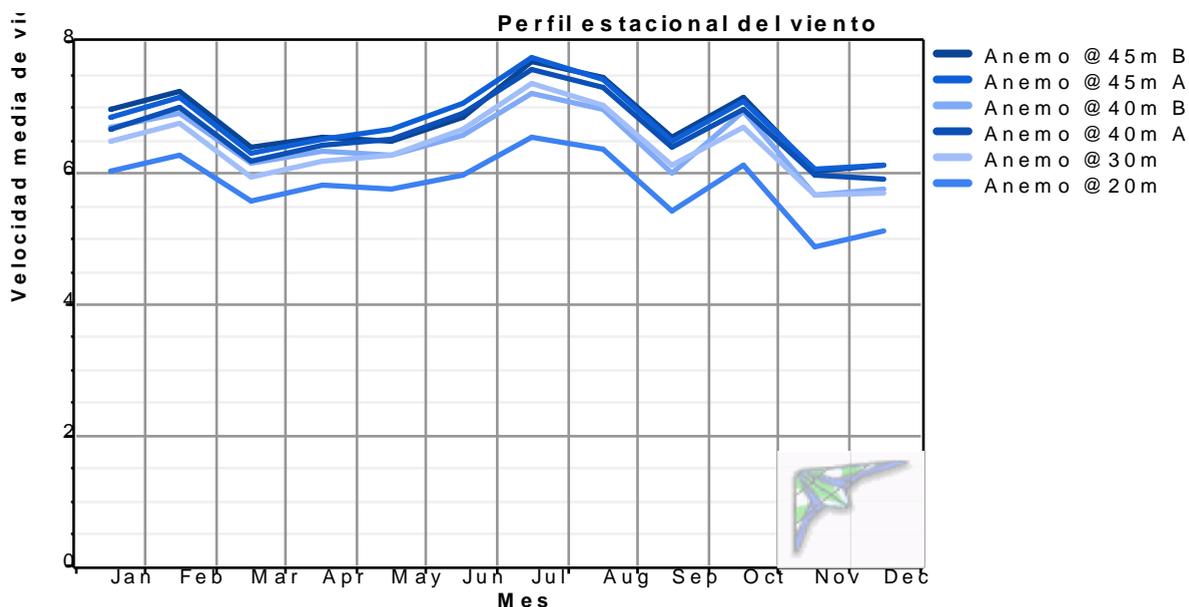
**Fig. 17** Rosa de viento de turbulencia a 40 m. Fuente: Elaboración propia

### 7.12.5. Perfil del viento a diferentes alturas

En la Fig. 18 y Fig. 19 se muestra un perfil diario de viento y estacional a las diferentes alturas de ubicación de los anemómetros 45 m, 40 m, 30 m, 20 m. Las letras A y B indican posiciones a ambos lados de la torre en una misma altura.



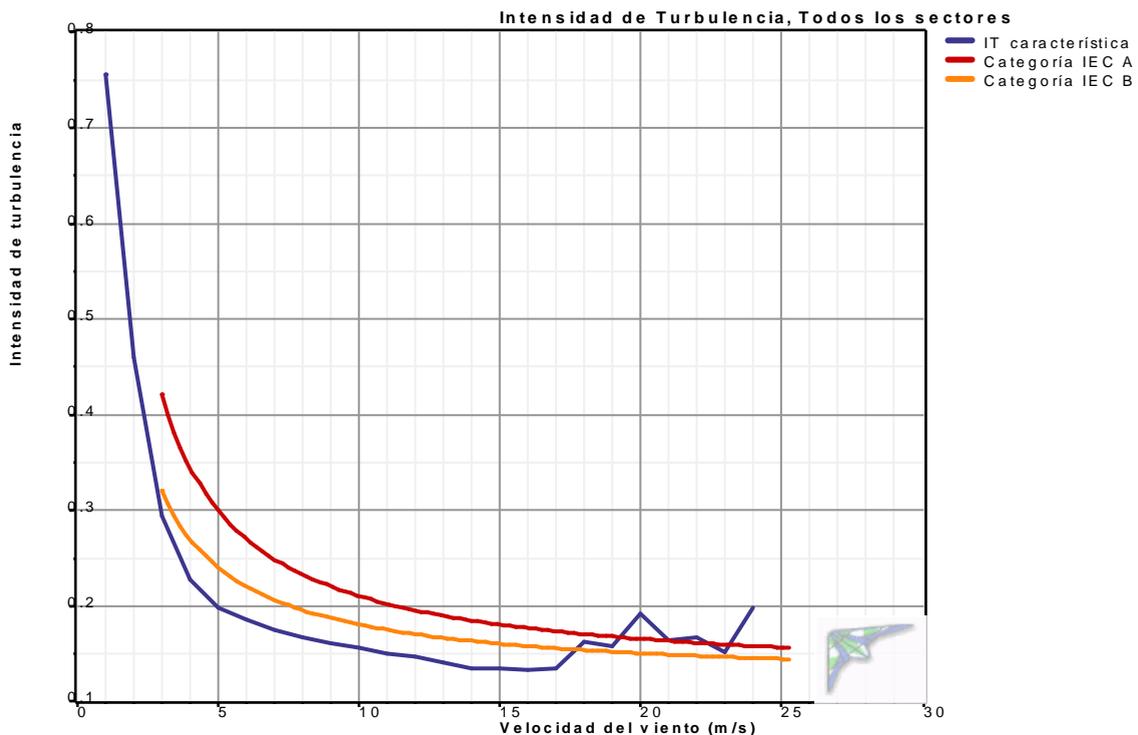
**Fig. 18** Perfil de viento medio diario. Fuente: Elaboración propia



**Fig. 19** Perfil de viento anual. Fuente: Elaboración propia

### 7.13. Intensidad de Turbulencia (A, B)

La Fig. 20 muestra intensidad de turbulencia, en tanto por ciento, definida como la relación entre la desviación estándar de la velocidad instantánea del aire y la velocidad media del aire.



**Fig. 20** Intensidad de turbulencia. Fuente: Elaboración propia

A y B = Son factores de intensidad de turbulencia o ráfagas de viento según Norma IEC  $0,16 < A \leq 0,18$ , Alta turbulencia y  $B \leq 0,16$ , Baja Turbulencia. Para valores superiores a 0,18 se requiere la realización de un análisis de carga a fatiga que debe realizar el fabricante del aerogenerador.

En el parque eólico Altos de Peralta y según cálculos realizado a través de WASP se obtiene una intensidad de turbulencia de 0,151, es decir, categoría A.

## **7.14. Resumen de la campaña de medición**

Utilizando la Torre Anemométrica de la estación de Barásoain:

- Se emplea el anemómetro 40m A como referencia.
- Las velocidades medias a los distintos niveles alcanzaron los siguientes valores:
  - 45 m: 6,78 m/s.
  - 40 m: 6,65 m/s.
  - 30 m: 6,40 m/s.
  - 20 m: 5,82 m/s.
- Las velocidades medias son superiores en el rumbo N (8,79 m/s). La velocidad máxima ascendió a 21,96 m/s en la dirección N.
- El campo de vientos presenta como dirección dominante en frecuencia: N (32,03 %), siendo, además, esta componente del viento la de mayor contenido energético.
- La distribución sectorial de energía presenta como sectores dominantes el N (958 kWh/m<sup>2</sup>/año) y el NNW (577 kWh/m<sup>2</sup>/año). La potencia media ascendió a un valor de 337 W/m<sup>2</sup>.
- La tendencia de la variación horaria de la velocidad media del viento muestra un mínimo en torno a las 8:00 h y un máximo alrededor de las 21:00 h (horario solar).
- La intensidad de turbulencia característica a 15 m/s es de 0,151, por tanto según IEC es categoría A.

### **7.15. Extrapolación del recurso eólico a largo plazo: Estación Carrascal**

La extrapolación a largo plazo a través de modelos de regresión estadística es una herramienta que se utiliza para estimar el recurso eólico a largo plazo. Para ello es necesario disponer de un observatorio de referencia que cuente con un periodo de medidas representativo de la climatología eólica que permita determinar cómo es el recurso detectado en la campaña de medición con respecto al largo plazo.

Para establecer una estación como estación de referencia para el largo plazo es necesario comprobar que exista correlación de las mediciones registradas por ambas estaciones en un periodo común de funcionamiento.

Tras un análisis de las estaciones meteorológicas de la zona se optó por comprobar si existía correlación entre la estación de Barásoain y la estación de Carrascal GN, perteneciente al Gobierno de Navarra, con 17 años de datos y con sensores 10 m de altura.

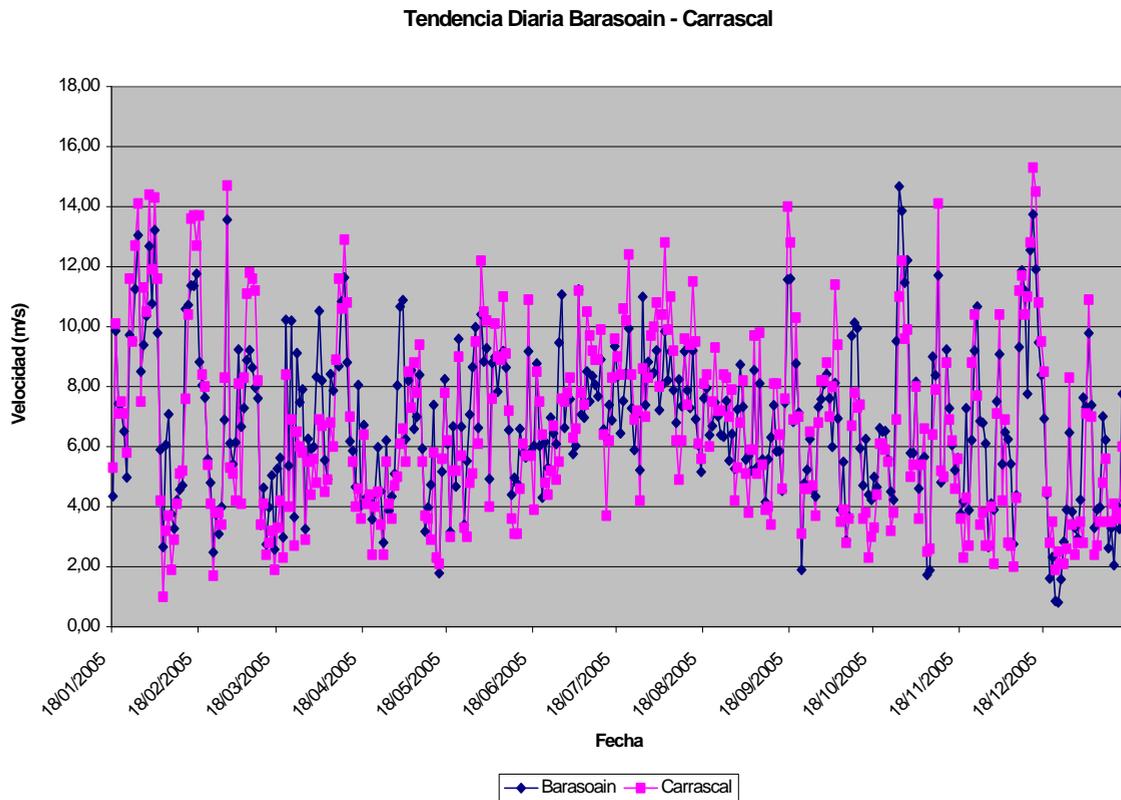
La estación de Carrascal GN pertenece al Gobierno de Navarra. Está situada unos 10 Km. al norte y 3,5 Km. al este de la estación de Barásoain.

<b>Estación de Carrascal GN</b>	
$X_{UTM}$	$Y_{UTM}$
609.766	4.726.608

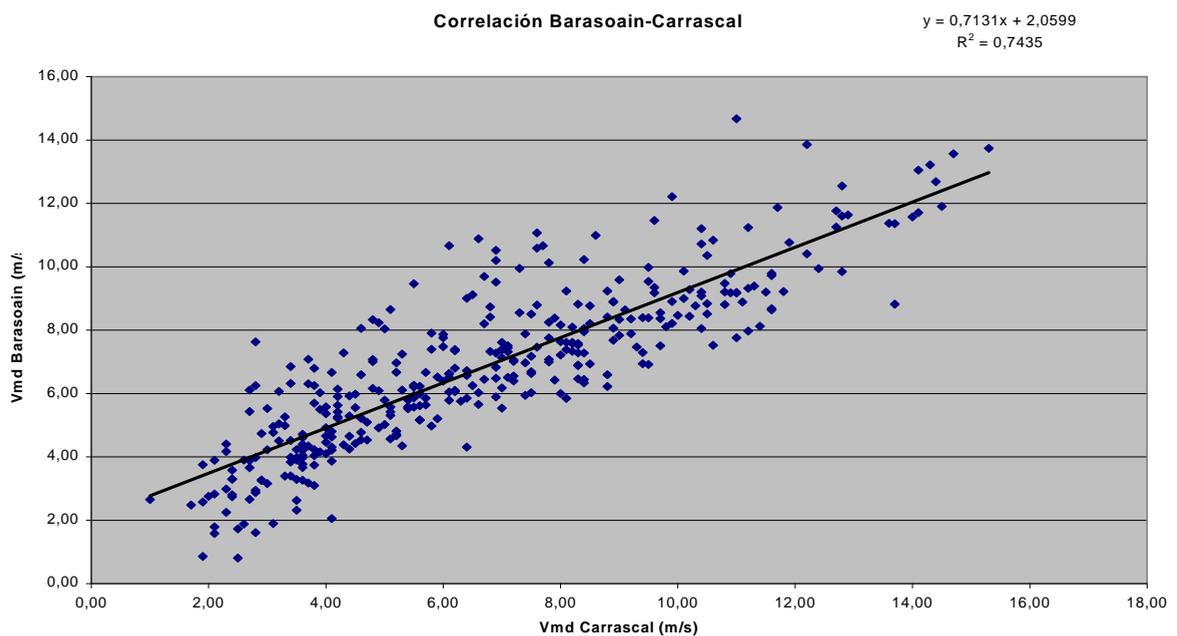
El periodo de datos disponible a fecha de realización del estudio es: 01/01/92 - actualidad. La estación tiene un nivel de medición de 10m de altura.

El periodo común a la torre de Barásoain y Carrascal GN es de un año: 18/01/05 a 18/01/06. En las gráficas de la Fig. 21 y Fig. 22 adjuntas se presentan las series temporales de velocidad media diaria para las dos estaciones.

Igualmente se adjunta el modelo de regresión lineal de las velocidades medias registradas simultáneamente en ambas estaciones durante el periodo de tiempo común de funcionamiento. Las velocidades comparadas son las de los anemómetros situados a 40m (Barásoain) y 10m (Carrascal GN) sobre el nivel del suelo.



**Fig. 21** Tendencia diaria en Barásoain y Carrascal. Fuente: Elaboración Propia



**Fig. 22** Correlación entre Barásoain y Carrascal. Fuente: Elaboración Propia

Las gráficas que muestran la Fig. 21 y Fig. 22 anteriores se desprende que la correlación entre las dos estaciones ( $R=0,86$ ) es muy fuerte, y por tanto se puede utilizar la estación de Carrascal como estación de referencia para el largo plazo por la similitud de climatología eólica que se presenta. La tabla 11 describe el resultado.

La gráfica diaria de la Fig. 21, claramente corrobora lo anterior ya que se observa una misma tendencia evolutiva de aumento/decremento de las velocidades medias diarias.

Se puede determinar cómo es el periodo común de Carrascal GN – Barásoain con relación al largo plazo registrado en Carrascal GN:

$$FE = V_{lp} \text{ Carrascal GN} / V_{pc} \text{ Carrascal GN} = 6,35 / 6,64 = 0,96$$

Siendo:

- $V_{lp}$  Carrascal GN: Velocidad a largo plazo en Carrascal GN.
- $V_{pc}$  Carrascal GN: Velocidad periodo común Barásoain y Carrascal GN.

Torre de referencia	Torre de medición	Coefficiente de correlación (R)	Ecuación de regresión
Carrascal GN	Barásoain	86%	$y = 0,7131x + 2,0599$

**Tabla 11** Coeficiente de correlación y ecuación de regresión

Del resultado anterior se desprende que en el periodo común de funcionamiento Barásoain – Carrascal GN, en Carrascal GN se ha presentado un media de velocidad de viento un 4% superior al periodo en largo plazo; y debido a la correlación existente entre ambas torres, se puede aplicar este razonamiento a la torre de Barásoain y decir que en el largo plazo la velocidad media del viento será un 4% menor.

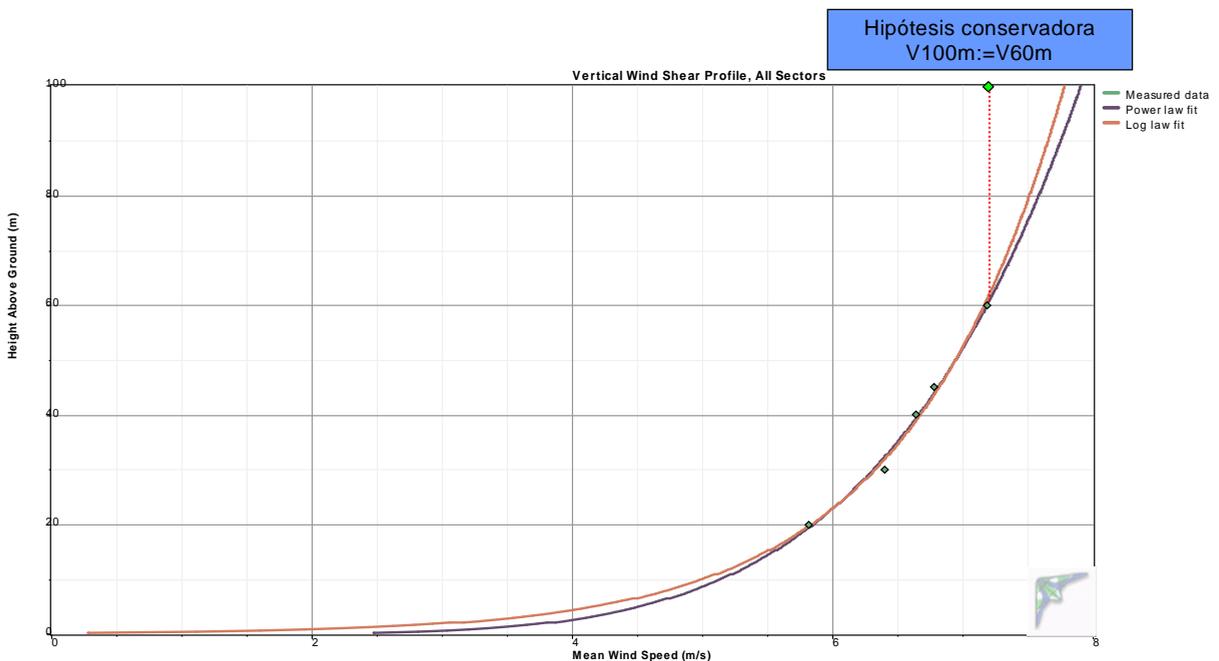
Las velocidades de viento recogidas por la torre de Barásoain tendrán que ser corregidas de forma conservadora por un FE (factor de extrapolación) de 0,96.

## 7.16. Extrapolación en altura

Una vez extrapolado a largo plazo, es necesario obtener la velocidad de viento a altura de buje. Para este estudio se han utilizado una altura de buje de 100m. La figura 23 muestra el perfil de altura, es decir, la velocidad del viento según la altura.

Según la información disponible por parte del Ayuntamiento de Barásoain del recurso eólico existente en la zona (mediciones con SODAR), se comprueba que el perfil vertical de viento se mantiene a partir de los 60m de altura (la velocidad del viento no aumenta o disminuye con la altura, en contra de lo habitual), para a continuación recuperar el perfil vertical de viento exponencial a 100 m sobre el nivel del suelo.

Por ello se adopta la hipótesis conservadora de que el perfil vertical de viento sea nulo en el rango entre los 60 y 100 m, que implica:  $V_{100m} = V_{60m}$ .



**Fig. 23** Perfil de altura. Fuente: Elaboración propia

En la tabla 12 se resumen los resultados de las velocidades extrapoladas en:

Estación	HH = 20m	HH = 30m	HH = 40m	HH = 60m	HH = 100 m	Exponente ( )
Barásoain	5,82 m/s	6,40 m/s	6,65 m/s	7,19 m/s	7,19 m/s	0,187 ( <60m) 0 (>60m)

**Tabla 12** Velocidades extrapoladas por altura.

En la tabla 13 se resumen los resultados de las velocidades extrapoladas en altura y a largo plazo:

Estación	HH = 20m	HH = 30m	HH = 40m	HH = 60m	HH = 100 m
Barásoain	5,59 m/s	6,14 m/s	6,38 m/s	6.90 m/s	6.90 m/s

**Tabla 13** Extrapolación a largo plazo.

16 posiciones a 100 m de altura de buje					
Identidad	X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>	V <sub>m</sub> (m/s)	V <sub>ref</sub> (m/s)	Clase IEC
1	606140	4720516	6.6	31.8	III
2	606392	4720618	6.5	31.4	III
3	606643	4720719	6.3	30.5	III
4	606895	4720820	6.5	31.4	III
5	607146	4720921	6.3	30.5	III
6	607398	4721022	6.3	30.5	III
7	607649	4721123	6.3	30.5	III
8	608333	4720531	6.2	29.8	III
9	608972	4720528	6.3	30.5	III
10	609158	4720694	6.4	31.0	III
11	609544	4720932	6.4	30.8	III
12	609860	4721256	6.4	30.6	III
13	610141	4721315	6.7	32.1	III
14	610383	4721386	6.8	32.6	III
15	610615	4721420	6.7	32.4	III
16	610851	4721420	6.4	30.8	III

**Tabla 14.** Clasificación IEC de las 16 posiciones propuestas a 100 m

La Tabla 14 muestra como todas las posiciones propuestas en el PE Altos de Peralta son Clase III según IEC. Todas las máquinas del mercado cumplen la clase de este emplazamiento.

### **7.17. Efecto de la Orografía.**

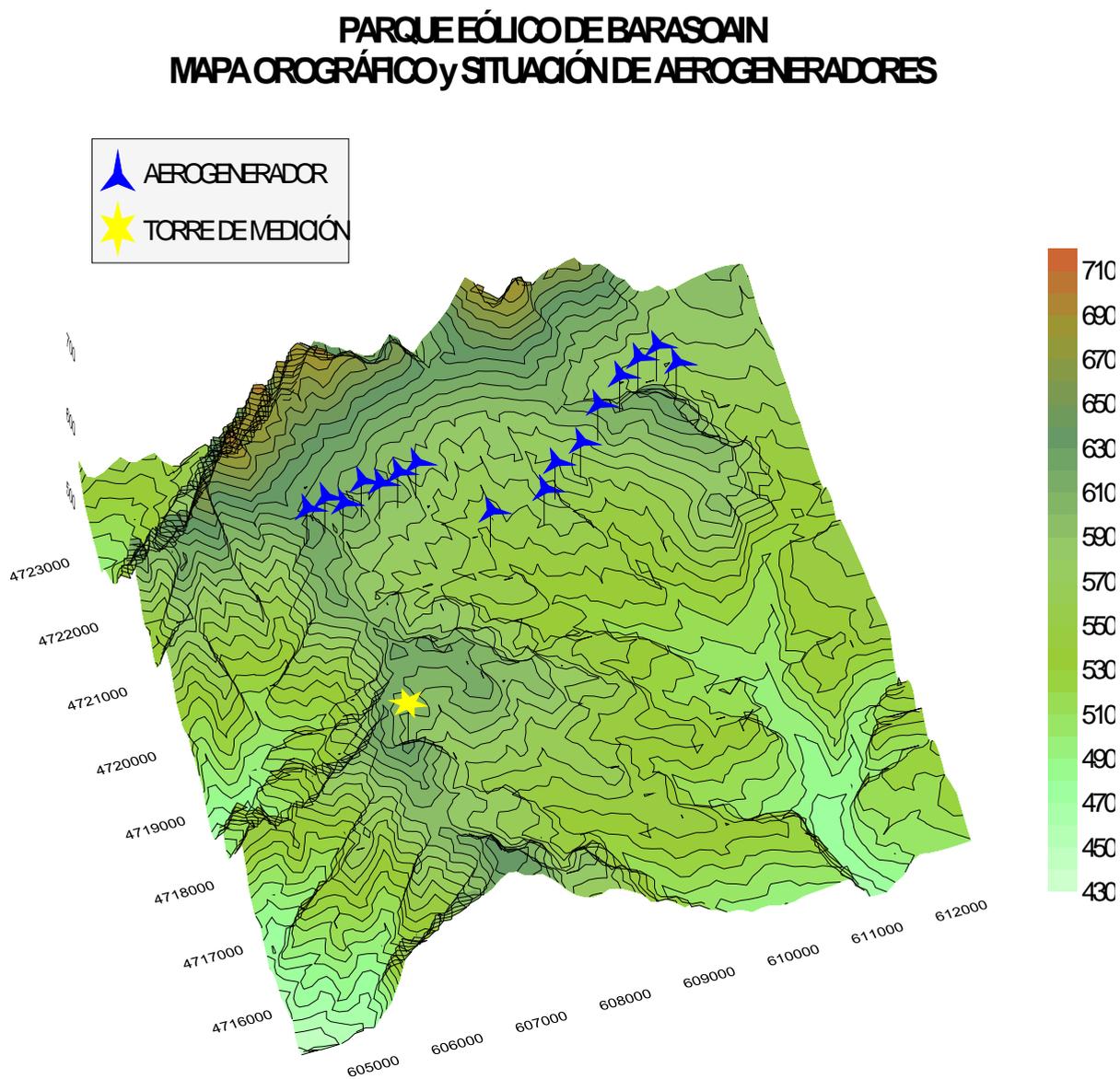
Con el objeto de evaluar el efecto que la orografía y la rugosidad superficial local sobre el comportamiento del viento en la zona de Barásoain, se ha realizado una simulación del campo de viento mediante el modelo WASP.

El modelo utilizado WASP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*) a partir de una serie de datos de entrada como son la serie temporal de viento, la topografía, la rugosidad y los posibles obstáculos, obtiene la velocidad geostrófica, velocidad del viento sin perturbar en la atmósfera libre, para finalmente calcular la velocidad del viento en una coordenada determinada sin más que asumir la igualdad de velocidades geostróficas (hipótesis razonable pues las velocidades geostróficas varían con grandes distancias) y aplicar los modelos de orografía, rugosidad y obstáculos previamente definidos por sus parámetros de entrada.

Se han tomado como datos de entrada al modelo de simulación WASP los siguientes:

- Serie Temporal de velocidades medias diarias correspondiente a la estación de Barásoain con un total de 52.560 *observaciones* promedias en intervalos de tiempo de 10 minutos (se ha considerado el periodo común especificado en el apartado 6).
- Rugosidad.
- Topografía digitalizada con un total de 475.493 puntos digitalizados.

La Fig. 24 muestra el resultado obtenido sobre la orografía y situación de los aerogeneradores.



**Fig. 24** Orografía y ubicación de los Aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia

## Localización de los aerogeneradores

A partir del análisis de los datos registrados se ha estudiado la ubicación de un parque eólico en los terrenos en los que se dispone de autorización por parte de la comunidad foral, ayuntamiento y propietarios.

Los criterios de optimización utilizados en la determinación de la posición de los aerogeneradores son los siguientes:

- Situación de las máquinas en alineaciones perpendiculares a las direcciones de mayor contenido energético y dentro de las zonas de más potencial eólico del emplazamiento (que se corresponden con las de mayor cota).
- Efecto Estela: Factor por interferencias de obstáculos o otros aerogeneradores. Este factor tiene en cuenta las pérdidas de energía del aerogenerador por la presencia de estelas o interferencias de otros aerogeneradores u obstáculos. En los parques eólicos se recomienda que la distancia entre aerogeneradores sea del orden de unas 10 veces el diámetro del rotor en la dirección del viento dominante y de 2 a 5 veces dicho diámetro en la dirección perpendicular al viento dominante.
- Distancia mínima entre máquinas pertenecientes a una misma alineación de 232 m (aprox. 2 veces el diámetro) y de más de 1.160 metros entre alineaciones de aerogeneradores (más de 10 veces el diámetro), aunque en el diseño del parque eólico solo hay una. De esta forma se llega a un compromiso entre pérdidas de energía por efecto estela y el número de máquinas a ubicar en las zonas de mayor recurso eólico.

El rendimiento de un parque eólico está fuertemente ligado a la disposición de sus aerogeneradores sobre el terreno, ya que las diferencias en cuanto a velocidad de viento media, las pérdidas por efecto estela y las turbulencias pueden variar mucho dentro del propio emplazamiento. Por consiguiente, el Micrositing o disposición de los aerogeneradores sobre los terrenos del parque eólico es esencial y debe optimizarse para obtener el máximo rendimiento y garantizar el cumplimiento de los parámetros de diseño de la máquina, especialmente las turbulencias admisibles.

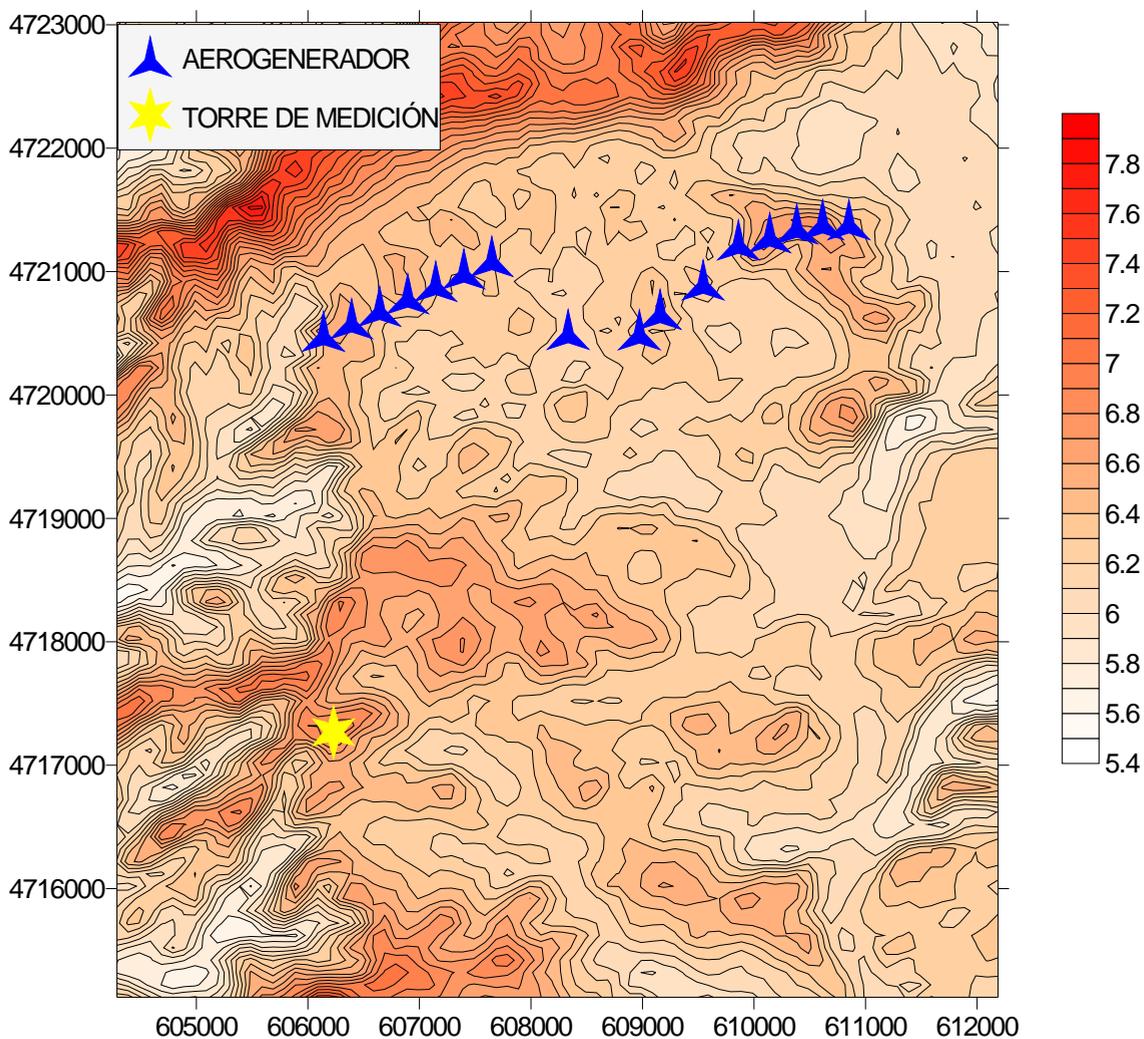
La tabla 15 muestra las posiciones de los aerogeneradores en coordenadas UTM son las siguientes:

Parque Eólico Altos de Peralta		
Coordenadas UTM (huso 30)		
Aero	X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>
1	606.140	4.720.516
2	606.392	4.720.618
3	606.643	4.720.719
4	606.895	4.720.820
5	607.146	4.720.921
6	607.398	4.721.022
7	607.649	4.721.123
8	608.333	4.720.531
9	608.972	4.720.528
10	609.158	4.720.694
11	609.544	4.720.932
12	609.860	4.721.256
13	610.141	4.721.315
14	610.383	4.721.386
15	610.615	4.721.420
16	610.851	4.721.420

**Tabla 15** Coordenadas UTM Parque Eólico Altos de Peralta

En la Fig. 25 se muestra la ubicación de los aerogeneradores en el parque eólico Altos de Peralta así como las isoventas, es decir, las líneas que unen puntos con la misma velocidad.

### PARQUE EÓLICO DE BARASOAIN ISOVENTAS HH100 m 16 AEROGENERADORES



**Fig. 25** Isoventas y Ubicación Aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia

### **7.18. Evaluación de la energía media anual producida**

La potencia del viento se calcula en base a la siguiente fórmula:

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (6.18.1)$$

Donde:

$\rho$ : Densidad del aire  
A: Área de barrido del rotor  
v : Velocidad del viento

La energía disponible:

$$E = P \cdot t \quad (6.19.2)$$

La energía extraíble:

$$E_e = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot t \cdot C_p \quad (6.18.3)$$

Donde:

$C_p$ : La fracción de energía capturada por un aerogenerador viene dada por el factor  $C_p$ , llamado coeficiente de potencia. Este coeficiente de potencia tiene un valor máximo teórico de 59,3% denominado límite de Betz.

La estimación de la energía media anual producida se ha realizado con el programa WAsP a partir de las siguientes hipótesis:

- Campo de viento en el emplazamiento de cada aerogenerador: parámetros de Weibull (K y C) más la frecuencia.
- En el apartado 6 se ha demostrado mediante correlación con la estación de Carrascal GN que la velocidad media del emplazamiento a largo plazo resulta ser igual a la registrada hasta la fecha. Dichos datos se han empleado para

determinar la producción en el escenario a largo plazo  $V_{100\text{ m}} = V_{60\text{ m}} = 6.90$  m/s.

- Productividad de aerogeneradores del 100 %.
- Pérdidas de producción por efecto estela (modelo del programa WAsP 9.0).
- Alturas de buje de los aerogeneradores: 100 m.
- Altitud media del emplazamiento a altura de buje de 694 m.s.n.m. (HH=100m) y temperatura media anual de 11,31 °C por lo que el factor de densidad del aire resultante se sitúa en torno a 0,931 (densidad de aire 1,14 Kg/m<sup>3</sup>).
- Curva de potencia de los aerogeneradores Acciona AW116 de 3.000 KW adaptada a la densidad del emplazamiento de valor 1,14 Kg/m<sup>3</sup>.

A continuación se presenta la producción media anual bruta de cada aerogenerador haciendo referencia a los siguientes conceptos:

- Producción Libre: producción bruta por máquina considerándola aislada.
- Producción en parque: producción bruta por aerogenerador considerando su integración en el parque eólico y por tanto las pérdidas por estela.
- Horas equivalentes: es el tiempo equivalente anual de funcionamiento a potencia nominal con un 100 % de productividad y por tanto sin considerar las pérdidas de producción por mantenimiento, indisponibilidades de red, etc.

La Tabla 16 muestra los resultados obtenidos para el Aerogenerador Acciona AW116 de 3 MW (16 unidades) altura de buje: 100m

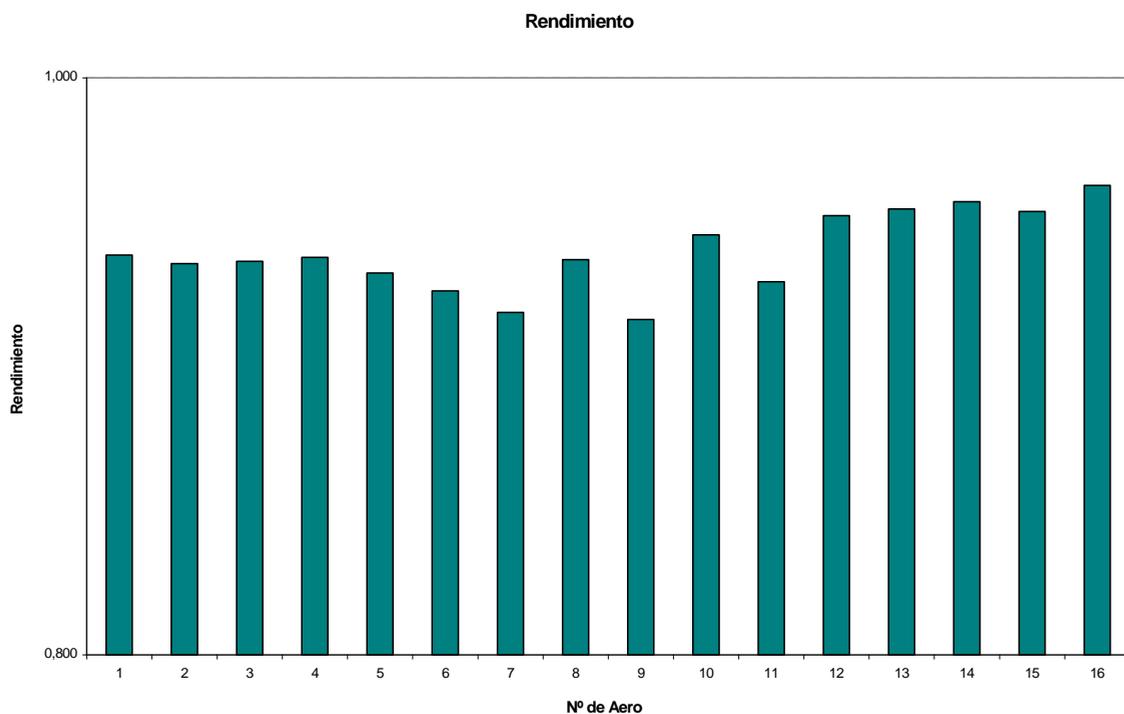
PARQUE EÓLICO DE Altos de Peralta						
PRODUCCIÓN ENERGÉTICA MEDIA ANUAL ESTIMADA						
AEROGENERADOR AW116						
ALTURA DE BUJE 100 METROS						
Aero	Xutm	Yutm	Producción Libre (MWh/año)	Producción Bruta (MWh/año)	Rendimiento	Horas equivalentes
1	606.140	4.720.516	9.165	8.602	0,939	2.867
2	606.392	4.720.618	8.917	8.343	0,936	2.781
3	606.643	4.720.719	8.449	7.912	0,936	2.637
4	606.895	4.720.820	8.987	8.428	0,938	2.809
5	607.146	4.720.921	8.504	7.929	0,932	2.643
6	607.398	4.721.022	8.489	7.862	0,926	2.621
7	607.649	4.721.123	8.515	7.823	0,919	2.608
8	608.333	4.720.531	8.107	7.596	0,937	2.532
9	608.972	4.720.528	8.470	7.761	0,916	2.587
10	609.158	4.720.694	8.744	8.268	0,946	2.756
11	609.544	4.720.932	8.671	8.058	0,929	2.686
12	609.860	4.721.256	8.547	8.139	0,952	2.713
13	610.141	4.721.315	9.308	8.885	0,955	2.962
14	610.383	4.721.386	9.549	9.139	0,957	3.046
15	610.615	4.721.420	9.474	9.035	0,954	3.012
16	610.851	4.721.420	8.685	8.361	0,963	2.787
TOTAL			140.581	132.141	0,940	2.753

**Tabla 16** Producción energética media anual

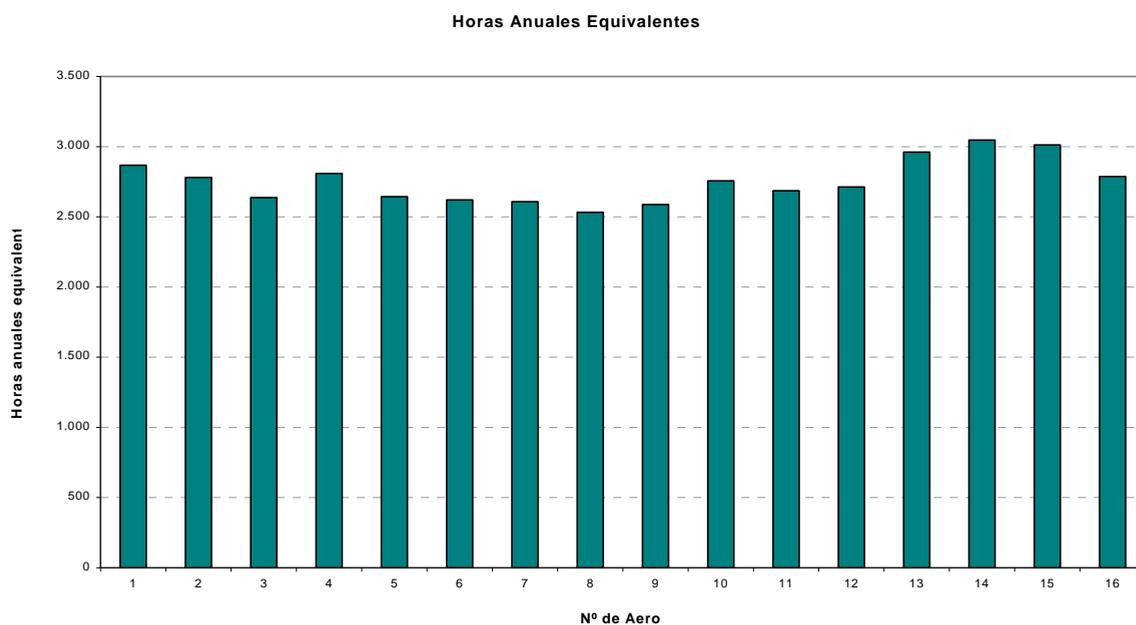
Donde:

- Xutm; Yutm : Coordenadas UTM
- Producción Libre: Producción de Energía sin considerar en condiciones estándar de emplazamiento.
- Producción Bruta: Producción de Energía según las condiciones de temperatura, densidad de aire, altura del emplazamiento Altos de Peralta y sin considerar pérdidas de ningún tipo.
- Rendimiento: Producción Bruta/Producción Libre.
- Horas equivalentes (Horas) o factor de capacidad (%) de un parque se define como el cociente entre la energía anual que genera el parque y la potencia instalada. Los parques eólicos actualmente oscilan entre 2100 y 2700 Horas equivalentes. Cuanto mayor sean las horas equivalentes mejor será el parque eólico.

La Fig. 26 nos muestra el rendimiento energético de cada uno de los aerogeneradores y la Fig. 27 las horas anuales equivalentes por aerogenerador



**Fig. 26** Rendimiento energético. Fuente: Elaboración Propia



**Fig. 27** Horas equivalentes. Fuente: Elaboración Propia

## 7.19. Estimación de la energía media vertida a red anualmente

La evaluación energética media anual obtenida en los apartados precedentes se ha realizado suponiendo una productividad del parque del 100 %. Para la determinación de la energía media anual vertida a red se han de considerar las pérdidas ocasionadas por:

- Indisponibilidad de los aerogeneradores (3%): es aquella que se produce como consecuencia de las paradas de los aerogeneradores debido a fallos de red o huecos de tensión.
- Pérdidas de energía en las instalaciones eléctricas (3%): pérdidas provocadas en lo cables y principales componentes eléctricos.
- Garantía de la curva de potencia (5%): debido a las dificultades del emplazamiento.
- Incertidumbre de perfil vertical de viento (4%): diferencias de viento en función de la altura.

Por lo tanto:

Producción Neta = 0,97 x 0,97 x 0,95 x 0,96 x Producción Bruta

Con esas consideraciones la energía media anual producida en parque (100 % de productividad), la energía media anual vertida a red y el tiempo medio de funcionamiento a potencia nominal. Un resumen se muestra en la tabla 17.

PARQUE EÓLICO ALTOS DE PERALTA							
PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL							
Modelo	HH (m)	Potencia nominal (MW)	Nº aeros	Potencia instalada (MW)	Energía neta (MWh/año)	Horas netas equivalentes	Factor de capacidad (%)
Acciona AW 116	100	3	16	48	113.390	2.362	26,95%

**Tabla 17** Producción energética anual

El Factor de Capacidad se define como el cociente entre las horas equivalentes y las horas totales del año 8760 horas.

## **7.20. Alternativas: Aerogeneradores 3 MW comercializados**

Debido principalmente a cuestiones de impacto visual expuestas por el gobierno foral de la comunidad autónoma y el propio ayuntamiento de Barásoain se expuso la necesidad de utilizar una máquina que tuviera la mayor potencia nominal de mercado cumpliendo las condiciones de compatibilidad técnica y rentabilidad económica en el emplazamiento. Actualmente existen en comercialización los siguientes modelos de aerogeneradores.

- Modelo Acciona **AW116-3.0 MW (IIIA)**
- Modelo Ecotecnia **ECO110-3.0 MW (IIIA)**
- Modelo Enercon **E101-3.0 MW (IIA)**
- Modelo Enercon **E82-3.0 MW (IIA)**
- Modelo Vestas **V90-3.0 (IIA)**

A continuación se muestra una estimación de la producción energética en el PE Altos de Peralta. En el cálculo se ha considerado la instalación de diferentes modelos de aerogenerador para poder establecer una comparativa de los resultados.

El cálculo se ha realizado con el programa de simulación WAsP.

A la producción se le ha aplicado una reducción del 3% por pérdidas en las conexiones eléctricas, del 3% debido a pérdidas de disponibilidad, el 5% como garantía de la curva de potencia y de un 4% por la incertidumbre al extrapolar con el factor de cortadura vertical.

Por otro lado se han considerado las pérdidas por estelas que son las provocadas por la posible influencia de unos aerogeneradores con otros dentro del parque eólico.

En las siguientes tablas se muestra los resultados de producción para cada posición para cada opción contemplada primero, y posteriormente para el parque eólico en global.

En la Tabla 18 y Tabla 19 se muestra la producción para el aerogenerador del fabricante Acciona Energía modelo AW116-3.0MW 100 m.

16 aerogeneradores AW116-3.0MW a 100m de altura de buje									
Aero	X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>	Energía bruta (GWh)	Pérd. por estelas (%)	Garantía Cp (5%) GWh	Perdidas eléctricas (3%) GWh	Pérdidas por disponibilidad (3%) GWh	Incertid. extrapol. (4%)	Produc neta GWh
1	606140	4720516	9.1650	6.21	0.4298	0.2579	0.2579	0.3438	7.3762
2	606392	4720618	8.9170	6.5	0.4169	0.2501	0.2501	0.3335	7.1540
3	606643	4720719	8.4490	6.39	0.3955	0.2373	0.2373	0.3164	6.7867
4	606895	4720820	8.9880	6.25	0.4213	0.2528	0.2528	0.3370	7.2304
5	607146	4720921	8.5040	6.78	0.3964	0.2378	0.2378	0.3171	6.8022
6	607398	4721022	8.4890	7.4	0.3931	0.2358	0.2358	0.3144	6.7455
7	607649	4721123	8.5150	8.15	0.3911	0.2347	0.2347	0.3129	6.7121
8	608333	4720531	8.1070	6.3	0.3799	0.2279	0.2279	0.3039	6.5190
9	608972	4720528	8.4700	8.36	0.3881	0.2329	0.2329	0.3105	6.6606
10	609158	4720694	8.7440	5.44	0.4135	0.2481	0.2481	0.3308	7.0956
11	609544	4720932	8.6710	7.05	0.4030	0.2418	0.2418	0.3224	6.9163
12	609860	4721256	8.5460	4.75	0.4070	0.2442	0.2442	0.3256	6.9849
13	610141	4721315	9.3080	4.53	0.4443	0.2666	0.2666	0.3554	7.6251
14	610383	4721386	9.5490	4.29	0.4570	0.2742	0.2742	0.3656	7.8430
15	610615	4721420	9.4740	4.63	0.4518	0.2711	0.2711	0.3614	7.7538
16	610851	4721420	8.6850	3.71	0.4182	0.2509	0.2509	0.3345	7.1763

**Tabla 18** Producción AW-116 3.0MW a 100m

	16 aerogeneradores AW116-3.0MW a 100m de altura de buje						
	Energía Bruta	Perdidas por estela	Garantía Cp (5%)	Perdidas por disponibilidad (3%)	Pérdidas por conexiones eléctricas (5%)	Incertid. Extrapol. (4%)	Energía Neta
<b>GWh</b>	140.581	(6.04%) 8.491	6.6065	3.9639	3.9639	5.2852	113.390
<b>Horas equivalentes</b>	2929						2362
<b>Factor de capacidad (%)</b>	33.4						26.9

**Tabla 19** Resumen AW-116 3.0MW a 100m

En la Tabla 20 y Tabla 21 se muestra la producción para el aerogenerador del fabricante Ecotecnia modelo ECO110-3.0MW 100 m.

16 aerogeneradores ECO110-3.0MW a 100m de altura de buje									
Aero	X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>	Energía bruta (GWh)	Pérd. por estelas (%)	Garantía Cp (5%) GWh	Perdidas eléctricas (3%) GWh	Pérdidas por disponibilidad (3%) GWh	Incertid Extrapol. (4%)	Produc neta GWh
1	606140	4720516	8.447	6.21	0.3961	0.2377	0.2377	0.3169	6.7979
2	606392	4720618	8.205	6.43	0.3839	0.2303	0.2303	0.3071	6.5885
3	606643	4720719	7.75	6.34	0.3630	0.2178	0.2178	0.2904	6.2290
4	606895	4720820	8.281	6.19	0.3885	0.2331	0.2331	0.3108	6.6666
5	607146	4720921	7.812	6.8	0.3641	0.2184	0.2184	0.2912	6.2478
6	607398	4721022	7.797	7.4	0.3610	0.2166	0.2166	0.2888	6.1955
7	607649	4721123	7.826	8.11	0.3596	0.2157	0.2157	0.2876	6.1706
8	608333	4720531	7.43	6.21	0.3485	0.2091	0.2091	0.2788	5.9801
9	608972	4720528	7.783	7.94	0.3582	0.2149	0.2149	0.2866	6.1474
10	609158	4720694	8.048	5.37	0.3808	0.2285	0.2285	0.3046	6.5353
11	609544	4720932	7.978	6.89	0.3715	0.2229	0.2229	0.2972	6.3748
12	609860	4721256	7.871	4.77	0.3748	0.2249	0.2249	0.2998	6.4323
13	610141	4721315	8.621	4.52	0.4116	0.2469	0.2469	0.3292	7.0630
14	610383	4721386	8.856	4.19	0.4243	0.2546	0.2546	0.3394	7.2810
15	610615	4721420	8.765	4.43	0.4189	0.2513	0.2513	0.3351	7.1883
16	610851	4721420	7.986	3.61	0.3849	0.2309	0.2309	0.3079	6.6057

**Tabla 20** Producción ECO-110 3.0MW a 100m

	16 aerogeneradores ECO110-3.0MW a 100m de altura de buje						
	Energía Bruta	Perdidas por estela	Garantía Cp (5%)	Perdidas por disponibilidad (3%)	Pérdidas por conexiones eléctricas (5%)	Incertid Extrapol (4%)	Energía Neta
<b>GWh</b>	129.456	(5.96%) 7.7156	6.08925	3.6535	3.6535	4.8714	104.503
<b>Horas equivalentes</b>	2697						2177
<b>Factor de capacidad (%)</b>	30.8						24.8

**Tabla 21** Resumen ECO110- 3.0MW a 100m

En la Tabla 22 y Tabla 23 se muestra la producción para el aerogenerador del fabricante Enercon modelo E101-3.0MW 100 m.

16 aerogeneradores E101-3.0MW a 100m de altura de buje									
Aero	X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>	Energía bruta (GWh)	Pérd. por estelas (%)	Garantía Cp (5%) GWh	Perdidas eléctricas (3%) GWh	Pérdidas por disponibilidad (3%) GWh	Incertid Extrapol. (4%)	Produc neta GWh
1	606140	4720516	8.7310	6.3	0.4091	0.2454	0.2454	0.3272	7.0201
2	606392	4720618	8.4810	6.54	0.3963	0.2378	0.2378	0.3170	6.8013
3	606643	4720719	8.0100	6.38	0.3750	0.2250	0.2250	0.3000	6.4349
4	606895	4720820	8.5620	6.24	0.4014	0.2408	0.2408	0.3211	6.8880
5	607146	4720921	8.0750	6.89	0.3760	0.2256	0.2256	0.3008	6.4521
6	607398	4721022	8.0600	7.56	0.3726	0.2235	0.2235	0.2980	6.3937
7	607649	4721123	8.0900	8.37	0.3707	0.2224	0.2224	0.2965	6.3611
8	608333	4720531	7.6800	6.42	0.3594	0.2156	0.2156	0.2875	6.1672
9	608972	4720528	8.0450	8.53	0.3680	0.2208	0.2208	0.2944	6.3148
10	609158	4720694	8.3200	5.45	0.3934	0.2360	0.2360	0.3147	6.7507
11	609544	4720932	8.2480	7.35	0.3821	0.2293	0.2293	0.3057	6.5576
12	609860	4721256	8.1390	4.78	0.3875	0.2325	0.2325	0.3100	6.6503
13	610141	4721315	8.9160	4.6	0.4253	0.2552	0.2552	0.3402	7.2990
14	610383	4721386	9.1610	4.2	0.4388	0.2633	0.2633	0.3510	7.5307
15	610615	4721420	9.0640	4.49	0.4328	0.2597	0.2597	0.3462	7.4277
16	610851	4721420	8.2550	3.66	0.3977	0.2386	0.2386	0.3181	6.8245

**Tabla 22** Producción E101 3.0MW a 100m

	16 aerogeneradores E101-3.0MW a 100m de altura de buje						
	Energía Bruta	Perdidas por estela	Garantía Cp (5%)	Perdidas por disponibilidad (3%)	Pérdidas por conexiones eléctricas (5%)	Incertid Extrapola (4%)	Energía Neta
<b>GWh</b>	133.837	(6.11 %) 8.1774	6.2856	3.7713	3.7713	5.0285	107.873
<b>Horas equivalentes</b>	2788						2247
<b>Factor de capacidad (%)</b>	31.8						25.6

**Tabla 23** Resumen E101- 3.0MW a 99m

En la Tabla 24 y Tabla 25 se muestra la producción para el aerogenerador del fabricante Enercon modelo E82-3.0MW 100 m

16 aerogeneradores E82-3.0MW a 100m de altura de buje									
Aero	X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>	Energía bruta (GWh)	Pérd. por estelas (%)	Garantía Cp (5%) GWh	Perdidas eléctrica (3%) GWh	Pérd. por disponibilidad (3%) GWh	Incertid. extrapol. (4%)	Produc. neta GWh
1	606140	4720516	5.8550	6.24	0.2745	0.1647	0.1647	0.2196	4.7110
2	606392	4720618	5.6630	6.26	0.2654	0.1592	0.1592	0.2123	4.5548
3	606643	4720719	5.3010	6.25	0.2485	0.1491	0.1491	0.1988	4.2648
4	606895	4720820	5.7370	6.12	0.2693	0.1616	0.1616	0.2154	4.6217
5	607146	4720921	5.3640	6.79	0.2500	0.1500	0.1500	0.2000	4.2905
6	607398	4721022	5.3520	7.38	0.2479	0.1487	0.1487	0.1983	4.2536
7	607649	4721123	5.3800	8.01	0.2475	0.1485	0.1485	0.1980	4.2476
8	608333	4720531	5.0720	5.98	0.2384	0.1430	0.1430	0.1907	4.0914
9	608972	4720528	5.3500	7.38	0.2478	0.1487	0.1487	0.1982	4.2519
10	609158	4720694	5.5590	5.18	0.2636	0.1582	0.1582	0.2109	4.5239
11	609544	4720932	5.5060	6.72	0.2568	0.1541	0.1541	0.2054	4.4072
12	609860	4721256	5.4480	4.73	0.2595	0.1557	0.1557	0.2076	4.4535
13	610141	4721315	6.0700	4.44	0.2900	0.1740	0.1740	0.2320	4.9770
14	610383	4721386	6.2610	3.91	0.3008	0.1805	0.1805	0.2406	5.1623
15	610615	4721420	6.1470	3.84	0.2956	0.1773	0.1773	0.2364	5.0722
16	610851	4721420	5.4990	3.28	0.2660	0.1596	0.1596	0.2128	4.5642

**Tabla 24** Producción E82 3.0MW a 98m

	16 aerogeneradores E82 3.0MW a 100m de altura de buje						
	Energía Bruta	Perdidas por estela	Garantía Cp (5%)	Perdidas por disponibilidad (3%)	Pérdidas por conexiones eléctricas (5%)	Incertid. Extrapol. (4%)	Energía Neta
<b>GWh</b>	89.564	(5.78 %) 5.1768	4.2214	2.5328	2.5328	3.3771	72.447
<b>Horas equivalentes</b>	1866						1509
<b>Factor de capacidad (%)</b>	21.3						17.2

**Tabla 25** Resumen E82- 3.0MW a 98m

En la Tabla 26 y Tabla 27 se muestra la producción para el aerogenerador del fabricante Vestas modelo V90-3.0MW 100 m.

16 aerogeneradores V90-3.0MW a 100m de altura de buje									
Aero	X <sub>UTM</sub>	Y <sub>UTM</sub>	Energía bruta (GWh)	Pérdid por estelas (%)	Garantía Cp (5%) GWh	Perdidas eléctricas (3%) GWh	Pérdidas por disponibilidad (3%) GWh	Incertid Extrapolac. (4%)	Produc neta GWh
1	606140	4720516	6.384	6.43	0.2987	0.1792	0.1792	0.2390	5.1263
2	606392	4720618	6.173	6.45	0.2888	0.1733	0.1733	0.2310	4.9555
3	606643	4720719	5.778	6.42	0.2704	0.1622	0.1622	0.2163	4.6398
4	606895	4720820	6.255	6.25	0.2932	0.1759	0.1759	0.2346	5.0319
5	607146	4720921	5.846	6.97	0.2720	0.1632	0.1632	0.2176	4.6672
6	607398	4721022	5.833	7.56	0.2696	0.1618	0.1618	0.2157	4.6269
7	607649	4721123	5.864	8.27	0.2690	0.1614	0.1614	0.2152	4.6157
8	608333	4720531	5.525	6.23	0.2591	0.1554	0.1554	0.2072	4.4458
9	608972	4720528	5.83	7.71	0.2690	0.1614	0.1614	0.2152	4.6166
10	609158	4720694	6.059	5.35	0.2868	0.1721	0.1721	0.2294	4.9212
11	609544	4720932	6.001	6.94	0.2792	0.1675	0.1675	0.2234	4.7916
12	609860	4721256	5.935	4.82	0.2825	0.1695	0.1695	0.2260	4.8474
13	610141	4721315	6.611	4.57	0.3155	0.1893	0.1893	0.2524	5.4138
14	610383	4721386	6.819	4.04	0.3272	0.1963	0.1963	0.2617	5.6146
15	610615	4721420	6.699	4.08	0.3213	0.1928	0.1928	0.2570	5.5142
16	610851	4721420	5.994	3.45	0.2894	0.1736	0.1736	0.2315	4.9667

**Tabla 26** Producción V90 3.0MW a 105m

	16 aerogeneradores V90-3.0MW a 100m de altura de buje						
	Energía Bruta	Perdidas por estela	Garantía Cp (5%)	Perdidas por disponibilidad (3%)	Pérdidas por conexiones eléctricas (5%)	Incertid Extrapolac (4%)	Energía Neta
<b>GWh</b>	97.606	(5.97 %) 4.0489	4.5912	2.7547	2.7547	3.673	78.795
<b>Horas equivalentes</b>	2033						1642
<b>Factor de capacidad (%)</b>	23.2						18.7

**Tabla 27** Resumen V90- 3.0MW a 105m

## 7.21. Resumen

El parque eólico Barásoain, de 48 MW de potencia total instalada, se ha diseñado considerando la instalación de 16 aerogeneradores de 3.0 MW de potencia unitaria.

Todas las posiciones propuestas son Clase IEC IIIB.

Todas las máquinas del mercado cumplen la clase de este emplazamiento.

En la tabla 28 se muestran un resumen de los modelos de aerogenerador disponibles con la potencia unitaria mencionada considerados en el cálculo.

Fabricante	Modelo de aero	Clase IEC	Altura de buje
<b>Acciona Windpower</b>	<b>AW116-3mw</b>	<b>III</b>	<b>100</b>
Ecotecnia	ECO110-3mw	III	100
Enercon	E101-3mw	II	99
Enercon	E82-3mw	II	98
Vestas	V90-3mw	II	105

**Tabla 28** Modelos de aerogenerador considerados a instalar

El modelo de Acciona AW116 y el de Enotecnia ECO110 son Clase IEC III, por lo que de entre todos los modelos de aerogenerador de 3MW de potencia unitaria son a priori las que mejor se adecuan si bien el aerogenerador Acciona AW 116 ofrece una mayor producción.

Hay que tener en cuenta que los modelos de aerogenerador Clase IEC II también son aptos para su instalación en un emplazamiento Clase III, si bien los rendimientos energéticos son menores al tratarse de una clase de emplazamiento diferente.

Es por ello por lo que el cálculo de la estimación de la producción energética se ha reiterado para todos los modelos de aerogenerador que aparecen en la tabla.

A continuación en la tabla 29 resumen de la estimación de energía producida para cada propuesta ordenada de mayor a menor producción.

Clase según IEC	Aerogenerador	Energía Neta (GWh)	Horas equivalentes
<i>CIII</i>	<i>16 AW-116 3MW a 100m</i>	113.3817	2362
<i>CII</i>	<i>16 E101-3MW a 99m</i>	107.8736	2247
<i>CIII</i>	<i>16 ECO110-3MW a 100m</i>	104.5038	2177
<i>CII</i>	<i>16 V90-3MW a 105m</i>	78.7951	1642
<i>CII</i>	<i>16 E82-3MW a 98m</i>	72.4477	1509

**Tabla 29** Resumen de la producción estimada total y horas equivalentes

Para calcular la energía neta se ha aplicado una reducción a la energía bruta del 3% por pérdidas en las conexiones eléctricas, del 3% debido a pérdidas de disponibilidad, el 5% como garantía de la curva de potencia y de un 4% por la incertidumbre al extrapolar con el factor de cortadura vertical.

En la tabla 30 se resumen los resultados obtenidos en el presente estudio previo basados en:

- El recurso eólico disponible en el emplazamiento caracterizado por las velocidades medias analizadas a lo largo del documento resulta ser bueno desde el punto de vista de aprovechamiento energético, a pesar de la hipótesis conservadora:  $V_{60m} = V_{100m} = 6,90$  m/s.
- La energía vertida a la red eléctrica a largo plazo del parque eólico de Altos de Peralta (48 MW), será aproximadamente 113.390 MWh/a para una altura de buje de 100 metros como consecuencia de funcionar anualmente 2.362 horas equivalentes a plena carga.

PARQUE EÓLICO ALTOS DE PERALTA							
PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL							
Modelo	HH (m)	Potencia nominal (MW)	Nº aeros	Potencia instalada (MW)	Energía neta (MWh/año)	Horas netas equivalentes	Factor de capacidad (%)
Acciona AW 116	100	3	16	48	113.390	2.362	26,95%

**Tabla 30** Resumen producción anual

La disponibilidad de los datos de viento registrados durante el periodo escogido para realizar el Micrositing (18/01/05 – 18/01/06). En la siguiente tabla 31 se muestran las velocidades medias mensuales para dicho periodo.

	<b>Año</b>	<b>Mes</b>	<b>Registros Posibles</b>	<b>Registros Válidos</b>	<b>Ratio (%)</b>	<b>Media (m/s)</b>
1	2005	Ene	2.016	2.016	100	8,91
2	2005	Feb	4.032	4.032	100	7,16
3	2005	Mar	4.464	4.464	100	6,28
4	2005	Abr	4.320	4.320	100	6,52
5	2005	May	4.464	4.464	100	6,66
6	2005	Jun	4.320	4.320	100	7,04
7	2005	Jul	4.464	4.464	100	7,75
8	2005	Ago	4.464	4.464	100	7,43
9	2005	Sep	4.320	4.320	100	6,48
10	2005	Oct	4.464	4.464	100	7,08
11	2005	Nov	4.320	4.320	100	6,04
12	2005	Dic	4.464	4.464	100	6,11
13	2006	Ene	2.448	2.448	100	5,12
	Todos		52.560	52.560	100	6,78

**Tabla 31** Datos de viento

## **8. ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO DEL PARQUE EÓLICO “ALTOS DE PERALTA”**

### **8.1. Hojas de cálculo ANEXO 1**

En las hojas de cálculo del anexo 1 se han creado unas hojas de cálculo que justifican los cálculos de los principales parámetros desarrollados en los apartados del análisis económico-financiero.

El anexo 1 consta de los siguientes apartados principales:

- Datos de entrada.
- EBITDA: Resultados antes de Intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones.
- Amortización.
- Deuda
- Cuenta de Pérdidas y Ganancias, Flujos de caja libre, tasa de descuentos y ratios
- Balance, VAN y TIR de Proyecto
- Balance, VAN y TIR de Accionista
- Cuadro resumen.

Los resultados y conceptos quedan detallados en los apartados siguientes.

## **8.2. Introducción**

El sector eólico se ha caracterizado por un rápido desarrollo tecnológico. La inversión en el año 2009 en proyectos eólicos a nivel mundial ha alcanzado una cifra total de 43.700 M€. La inversión por MW (en aerogeneradores) se ha visto reducida en los últimos años destacando tres aspectos que lo han motivado:

- **Economía de escala:** prácticamente todas las instalaciones que se implantaron en la pasada década y a principios de ésta, implicaban la fabricación de un número limitado de máquinas. Actualmente, las potencias instaladas, del orden de 38.000 MW anuales en el mundo, permiten una fabricación semi-seriada con la consiguiente reducción de costes.
- **Tamaño unitario de las máquinas:** el desarrollo tecnológico ha conllevado un incremento muy sustancial del tamaño unitario de los aerogeneradores, pasándose en pocos años de máquinas de 100 kW y diámetro de rotor de unos 20 m a máquinas de 3.000 kW con diámetros superiores a los 60 m. Ello ha supuesto un mejor aprovechamiento del terreno, una disminución del peso específico de los aerogeneradores (por unidad de potencia), debido a los diseños más esbeltos y optimizados y al empleo de nuevos materiales, lo que implica una disminución de costes.
- **Aumento de la oferta tecnológica:** como se ha indicado anteriormente, los tecnólogos más avanzados y competitivos a nivel mundial están suministrando aerogeneradores en nuestro país. El aumento de la competencia ha permitido a los promotores seleccionar más adecuadamente la tecnología que mejor se adapte a las condiciones específicas de un proyecto, mejorando la rentabilidad del mismo.

La inversión a realizar para la instalación de un parque eólico se ve especialmente afectada, además de por el propio coste de los aerogeneradores, por el coste de la línea y el equipamiento eléctrico necesario para la interconexión. Este dato constituye frecuentemente una causa más de incertidumbre que afecta a la viabilidad económica del proyecto. Su cuantificación supone, normalmente, alcanzar un acuerdo previo con la compañía distribuidora de electricidad, teniendo en cuenta no sólo los costes de la línea de conexión sino las modificaciones que se requieran en la red de distribución o transporte. Estos requisitos, con frecuencia elevados, están ralentizando e incluso comprometiendo seriamente la financiación de los parques eólicos.

Las tasas a las administraciones locales, aunque reguladas, suelen ser motivo de discusión y final acuerdo entre los promotores y las autoridades municipales, de manera que su coste se adapte a las exigencias del ayuntamiento correspondiente.

Los costes de conexión, las tasas cobradas por la administración local y los costes de terrenos son, en general, de difícil cuantificación, ya que existe poca información acerca de los mismos. No obstante, se detecta un aumento progresivo en los últimos años.

### 8.3. Inversión (CAPEX)

En la tabla 32 se desglosa la inversión para el parque eólico Altos de Peralta

Inversión €	
Evaluación de Recursos eólicos	100.000
Ingeniería, Licencias y permisos	540.000
Aerogeneradores	38.382.400
Obra Civil	2.862.167
Infraestructura Eléctrica	1.430.185

**Tabla 32** Inversión

### 8.4. Ingresos

Los ingresos del parque eólico quedan definidos a través del *REAL DECRETO 661/2007*, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. La clasificación sería Grupo b.2. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la energía eólica, Subgrupo b.2.1. Instalaciones eólicas ubicadas en tierra y se asigna una tarifa por kWh.

1. *A tarifa fija*: Es decir se determina una tarifa fija desde el momento de la puesta en marcha del parque y que será incrementada en IPC -0,25% hasta el año 2012 y a partir de ahí IPC – 0,5% hasta finalizar los 20 años de vida útil del parque.
2. *A Mercado*: En este caso la tarifa es variable en función del precio del “POOL” de mercado mas una prima fija total de 0,038 c€/kWh. Esta opción posee un mayor riesgo por su componente variable de “Pool”. Existe un suelo mínimo y un techo máximo de valor de la tarifa.

En nuestro caso hemos optado por “A tarifa fija” la cual elimina la incertidumbre y riesgo sobre la evolución del mercado (Pool) situándose en el años 2010 en 0,07328 c€/kWh. La producción neta anual prevista para el parque es de 113.280.000 kWh.

### 8.5. Gastos Operativos (OPEX)

En la tabla 33 se muestra la inversión y los gastos anuales de explotación del parque eólico Altos de Peralta.

<b>Datos Costes e Inversión P.E "Altos Peralta</b>	
Potencia Nominal (MW)	48
Tamaño de Máquinas (MW)	3
Orografía y Accesibilidad	Buena
Línea de conexión (Ya existente)	SET San Esteban
<b>Costes de Explotación medios Anuales (% sobre facturación)</b>	
Terrenos (alquiler)	1.5%
Operación y Mantenimiento	14.5%
Gestión y Administración	2%
Seguros e Impuestos (IBI, IAE, Canon)	2%
Vida Útil (años)	20
Horas equivalentes anuales	2.360
Plazo de ejecución del parque (meses)	6

**Tabla 33 Costes**

No se incluyen gastos de constitución de la sociedad y otros, financieros, beneficio industrial y gastos generales de la contrata, etc., relacionados con el desarrollo del proyecto.

El desglose del coste de inversión inicial de un parque eólico es el siguiente:

- Aerogeneradores: 80%
- Infraestructuras eléctricas: 15%
- Obra Civil: 5%

En la partida de equipamiento electromecánico se incluyen los transformadores de BT/MT que están instalados en el interior de los aerogeneradores. En el caso del parque eólico “altos de peralta” estos porcentajes se ven modificados (90%,5%,5%) ya que las infraestructuras de evacuación ya están realizadas con anterioridad y por tanto la adaptación resulta de un menor coste.

La estimación sobre la evolución de los gastos de explotación supone que la operación y mantenimiento del parque eólico es desarrollada por el fabricante de los aerogeneradores.

Los gastos de explotación calculados son los valores medios a lo largo de la vida operativa de la instalación. Ha sido considerada la garantía inicial ofertada por el fabricante (2 años).

Las condiciones incluidas en la garantía dependen de la negociación llevada a cabo por las partes intervinientes en el contrato de compra-venta, usualmente oscilan entre uno y tres años y son de naturaleza diversa, en nuestro caso hemos optado por considerar 2 años de garantía.

Los gastos de explotación se desglosan porcentualmente sobre la facturación como sigue:

- Operación y Mantenimiento: 14.5 %
- Terrenos (alquiler): 1.5%
- Seguros e Impuestos: 2%
- Gestión y Administración: 2%

La partida de Operación y Mantenimiento (sobre la facturación) se puede desglosar en porcentaje según:

- Aerogeneradores: 12%
- Resto de instalaciones: 2.5%

A su vez la subpartida de Aerogeneradores ( se desglosa de la siguiente forma :

- Gastos de personal: 25%
- Repuestos: 55%
- Consumibles (aceites, líquidos ,etc.) : 20%

Los gastos de Gestión y Administración (contratación de un jefe de planta que habitualmente será a la vez gerente y director técnico, y de un administrativo y gastos de alquiler de oficina, electricidad, teléfonos, viajes, etc.) e impuestos (impuestos de actividades y otros impuestos o tasas locales) se supone que siguen la evolución del IPC, es decir, un incremento medio anual de un 2,0%.

El alquiler de los terrenos sobre los que está asentada la planta eólica normalmente toma se verán incrementados según IPC.

Dentro de los gastos de Operación y Mantenimiento, en el capítulo de aerogeneradores, se prevé que los gastos de personal (correspondientes a la contratación de un maestro experimentado y un oficial electromecánico) y de consumibles sigan la evolución del IPC, es decir, un incremento anual del 2%.

Respecto a los repuestos se supone un incremento del 2% anual, según IPC (se tiene en cuenta que cada vez serán aplicadas con mayor profusión técnicas de mantenimiento predictivo y que la instalación prácticamente estará completamente automatizada).

Para el capítulo de operación y mantenimiento (O&M) del resto de instalaciones se supone que seguirán la evolución del IPC.

### **8.6. Rentabilidad del Proyecto: VAN, TIR, Free Cash-Flow**

La rentabilidad de proyecto se estudia en base a la determinación del valor actual neto VAN, tasa interna de rentabilidad TIR conceptos ampliamente aceptados en la valoración de inversiones.

Pasamos a definir los diferentes conceptos:

Free Cash-flow actualizado (o descontado): El Free Cash Flow es la cantidad de cash que permanece en la empresa después de cumplir con todos los gastos necesarios para mantener su nivel operativo. Debe cubrir la actividad operativa actual, pago de intereses, pago de impuestos y capex.

VAN: El VAN de una inversión se calcula sumando todos los cash-flows anuales actualizados originados por la inversión. Para actualizar los cash-flows es preciso fijar una tasa de descuento  $k$ , que representa la tasa mínima a la que está dispuesta a invertir la empresa sus capitales, y que suele fijarse como la suma del coste de capital más una cierta cuota riesgo. Si un proyecto de inversión tiene un VAN positivo, el proyecto es rentable. Un VAN nulo significa que la rentabilidad del proyecto es la misma que colocar los fondos en él invertidos en el mercado con un interés equivalente a la tasa de descuento utilizada.

*TIR:* Se denomina Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) a la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto (VAN) de una inversión sea igual a cero. (VAN =0).

Representa el tipo de interés compuesto que se percibe, durante la vida de la inversión, por la inmovilización del capital invertido, es decir, a qué interés se remunera el capital inmovilizado.

Se considera que una inversión es aconsejable si la TIR resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor, y entre varias alternativas, la más conveniente será aquella que ofrezca una TIR mayor.

*Pay Back o Plazo de recuperación:* Es el número de años que la empresa tarda en recuperar la inversión. Este método selecciona aquellos proyectos cuyos beneficios permiten recuperar más rápidamente la inversión, es decir, cuanto más corto sea el periodo de recuperación de la inversión mejor será el proyecto.

Actualmente para un parque de 2.200 Horas equivalentes con un capital invertido (CAPEX) de 1.250.000 Euros por MW y unos gastos de operación (OPEX) de 20 Euros MW se obtiene un TIR de proyecto entre 8% y 10% considerado por los inversores como óptimo para la inversión en este tipo de proyectos.

## **9. PROJECT FINANCE: FINANCIACIÓN DEL PARQUE EÓLICO ALTOS DE PERALTA**

### **9.1. Introducción**

El Project Finance o financiación de proyectos es una modalidad de los procesos de financiación estructurada específica para grandes proyectos de inversión, cuyas fases principales son: estudio de viabilidad del proyecto, relación de grupos de interés afectados por el mismo, análisis y estudios a efectuar por parte del financiador, diseño de la estructura financiera, así como los diferentes seguimientos que se efectúan sobre el mismo, una vez puesto en marcha. Se analizan también distintos indicadores como el ratio de cobertura del servicio de la deuda RSCD o la distribución de riesgos.

Dentro del ámbito de las operaciones de financiación estructurada, es decir, aquellas que requieren un especial análisis del riesgo y una estructura financiera específica según el sector, el negocio y la compañía que requieran la financiación, ha cobrado especial relevancia en los últimos años lo que se viene denominando “Project Finance” o financiación de proyectos.

El creciente interés por este modelo de desarrollo de cierto tipo de negocios, ha tenido como consecuencia que la obtención de fondos necesarios para acometer la inversión de estos proyectos se ajuste a una metodología concreta tanto desde el punto de vista financiero como jurídico. Si bien existen diferentes modelos de financiación a largo plazo, el Project Finance se caracteriza por ser un sistema cuya única garantía es su propio cash flow, lo cual no impide que se trate de una técnica de financiación bien establecida.

Podríamos mencionar diversas características que son propias y diferenciadoras del Project Finance, entre la certeza de los flujos de caja, la solvencia del proyecto, la internacionalidad, la fuerte estructuración, un gran volumen, márgenes bajos y madurez, pero sobre todas ellas lo que realmente identifica estas operaciones es el hecho de que el objetivo perseguido con su estructuración es limitar al máximo o incluso eliminar el recurso al accionista por parte de las entidades financiadoras.

En definitiva se tratará que sea el propio proyecto el que responda en exclusiva del repago de la deuda, siendo la principal garantía de la financiación la generación de caja del proyecto.

Como consecuencia de lo anterior, surgen otras características propias de estas operaciones como es el hecho de que sólo resulten aplicables a determinados tipos de actividades que generalmente estarán enmarcadas en sectores regulados que permitan garantizar la necesaria estabilidad del negocio, ya que la estructura financiera estará basada en gran medida en las proyecciones futuras de los estados financieros durante largos periodos.

Conforme a estas características, encontramos que actualmente un gran número de los PF realizados en España, se aplican en operaciones de energías renovables (eólica, solar, biocarburantes) que han sido dotados recientemente de un marco legislativo estable con el fin de favorecer este tipo de actividad facilitándole el acceso a la financiación.

En definitiva, se trata de operaciones que conllevan la realización de grandes Inversiones que requieren aplicar grandes volúmenes de recursos financieros y que existen riesgos que no pueden ser asumidos en su totalidad por los promotores. Los ingresos generados por la actividad productiva deben ser adecuadamente estimables, estables y suficientes.

Otro aspecto relevante es que desde el punto de vista legal, través de la estructura societaria del proyecto, se aislará jurídica y financieramente la actividad económica para facilitar la financiación y la asignación de riesgos y beneficios.

## **9.2. Viabilidad del Project Finance**

Para la puesta en marcha de una operación en modalidad PF han de intervenir generalmente los siguientes agentes:

- Promotores / Accionistas: Entidad Industrial, Administración Pública, Operador / Suministrador.
- Instituciones Financieras: Entidades de Crédito, Agencias Financieras, Operadores, Compañías que explotan y mantienen la actividad.
- Aseguradores de Riesgo: Compañías de Seguros, Comprador / Suministrador
- Asesores Externos: Asesores legales, Asesores técnicos, Auditores.

Todos los agentes mencionados anteriormente girarán en torno a una sociedad constituida para el desarrollo de la actividad a la que se denomina genéricamente SVP (Sociedad Vehículo del Proyecto). Se trata, como su propio nombre indica, de una

sociedad vehículo en la que toda su actividad se produce a través de contratos con terceros y sobre la que recaerán las aportaciones de capital de los accionistas promotores y los fondos prestados por las entidades financieras.

Junto con el análisis de riesgos del proyecto es imprescindible que con anterioridad al diseño de la estructura financiera, se realice un estudio de viabilidad económica del proyecto. Para el análisis de viabilidad, el elemento fundamental es la información histórica y comparativa de las principales variables del negocio. Los pasos a seguir son:

- Identificación de parámetros básicos.
- Búsqueda de datos: históricos y comparativos.
- Compilación y comprobación.

En el tratamiento de los datos obtenidos, los problemas que nos podemos encontrar se refieren principalmente a la procedencia y fiabilidad de la información y al tamaño de la serie. Una variable básica en los proyectos eólicos son las horas anuales de viento efectivo, de manera que un parque necesita de aproximadamente de un mínimo 2.100 horas anuales de viento para poder financiarse en un plazo de 12-14 años que viene siendo el habitual. Por tanto será necesario haber realizado mediciones de viento en la zona geográfica del proyecto que aporten información sobre el viento, con una antigüedad de al menos un año, debiendo estar dichas mediciones preferiblemente certificadas por auditores de viento con experiencia contrastada.

Para la determinación de los parámetros básicos del negocio seguiremos el siguiente esquema

#### Gastos de explotación

- Estimación de promotores
- Comparación con otros proyectos similares.
- Track record existente

Ingresos = P X Q

P = Tarifas

- Análisis del marco legal aplicable: competencia, procedimiento y otros
- Niveles históricos.

Q = Volumen facturado.

- Consumo Medio
- Otros consumos
- Otros ingresos adicionales

Inversión

- Pliego de condiciones
- Contrato.

Fuentes de suministro

- Series históricas disponibles
- Existencia de derechos anteriores o futuros sobre el proyecto

Partiendo de los datos e información histórica contrastada, aplicada sobre las variables económicas básicas del negocio, obtendremos el modelo económico del proyecto, denominado habitualmente "Caso Base".

Como resultado de desarrollar el caso base, se obtendría la cuenta de resultados, el balance de situación y el estado de flujos de caja del proyecto, con el fin de determinar la rentabilidad del mismo y, por tanto, su viabilidad.

La clave estará en determinar la TIR (Tasa Interna de Retorno) que se aplicará al proyecto y aquí encontraremos diversos factores influyentes, desde los meramente económicos hasta factores de interés público cuando los promotores son las propias administraciones públicas. Una vez que los promotores del proyecto han llevado a cabo los primeros pasos y goza de viabilidad, acudirán al mercado financiero en busca de la financiación para afrontar la inversión necesaria. En una primera etapa se tratará

de presentar el proyecto a las entidades financieras que participan habitualmente en este tipo de operaciones.

### **9.3. *Etapas del Project Finance***

En la primera fase, a través del informe que elaboran los promotores, intentarán atraer el interés de la comunidad financiera para que presenten ofertas iniciales de financiación del proyecto. La información inicial de la que dispongan las entidades financieras será:

- La descripción general del proyecto.
- Calidad de los promotores.
- Situación del sector y sus perspectivas.
- Esquema contractual del proyecto.
- Situación administrativa (licencias, permisos,...)
- Detalle de la operación financiera prevista.

Tomando como punto de partida esta información, las entidades que tengan interés en financiar el proyecto presentarán sus ofertas bien individualmente o bien en grupos de 2 ó 3 entidades, según el importe total del proyecto. Esto se debe principalmente a que la presentación de ofertas incluirá el compromiso de aseguramiento de la financiación, es decir, una vez aceptada la oferta por parte de los promotores, las entidades financieras escogidas estarían comprometiendo la financiación, siempre supeditado al cumplimiento de los requisitos recogidos en la oferta inicial.

La presentación de la oferta de financiación, además de asegurar los fondos necesarios, recogerá la estructura financiera del proyecto, que será en lo que realmente compitan las entidades financieras, más allá incluso del propio precio o coste al que se ofrecen los recursos.

A la hora de definir la estructura de la financiación del proyecto, se persigue la optimización de la rentabilidad para los inversores y que sea al mismo tiempo asumible para las entidades financiadoras en términos de riesgo.

La estructura financiera debe definir la proporción de las distintas fuentes de financiación:

- Fondos propios (5% - 25%)
- Deuda subordinada (0% - 30%)
- Deuda Senior (60% - 95%)

La estructura será tanto más agresiva cuanto mayor sea el peso de la deuda senior. Los fondos propios serán los aportados por los promotores del proyecto y la deuda subordinada puede ser aportada también por los promotores de forma que sería una forma de percibir rendimiento del proyecto desde el inicio de su entrada en explotación, a través de los Intereses de estos fondos aportados en forma de deuda subordinada.

La estructura de la deuda senior será la propuesta por los bancos, que a su vez podrá estructurarse en distintos tramos de diversa modalidad: línea de crédito, préstamo con determinados años de carencia, emisión de bonos de variada tipología, préstamos con amortización variable en función de la generación de caja del proyecto, etc.

#### **9.4. Modelo de Proyecciones Financieras: Caso Base**

En este apartado se realizarán las hipótesis necesarias para proyectar la cuenta de resultados, el balance de situación y especialmente la capacidad de generar cash flow por parte del proyecto que sea capaz de pagar los gastos financieros, amortizar la deuda y ofrecer un determinado rendimiento a los accionistas.

#### **9.5. Garantías del Proyecto y de los Accionistas**

- Garantía de Terminación y puesta en marcha del Proyecto
- Paquete de seguros sobre los activos y la explotación del Proyecto
- Contratos de Operación y Mantenimiento durante la vida del Proyecto

Hasta la puesta en marcha del negocio, existe un amplio periodo que será el de la construcción del propio parque eólico, donde se suelen necesitar de 6 a 12 meses de construcción y en los que se aportan la totalidad de los fondos comprometidos pero no se producen ingresos de ningún tipo. Durante este tiempo, el verdadero riesgo consiste en la no conclusión de las obras necesarias, siendo ésta la parte del riesgo del proyecto que suelen asumir los promotores. Si bien se firman contratos de

construcción “llave en mano”, con presupuesto y plazo cerrados, normalmente son los promotores los que asumen los importes que se puedan derivar de retrasos en la entrega de las obras o cualquier sobrecoste que pudiera producirse hasta el inicio del periodo de explotación del proyecto. En el Parque Eólico “Altos de Peralta” se ha previsto realizar la fase de construcción con la propia empresa suministradora de los aerogeneradores ACCIONA ENERGIA.

Otro elemento importante durante la construcción del proyecto es que irán devengando Intereses conforme se dispone del crédito para acometer las Inversiones necesarias.

Un último factor a tener en cuenta en este periodo será la posibilidad de que el proyecto pueda entrar en funcionamiento de forma parcial, o por fases, de manera que pueden generarse ingresos al entrar las primeras fases en funcionamiento (los primeros aerogeneradores instalados en un parque eólico, ingresos que se podrán destinar a pagar los primeros plazos de Intereses devengados por la deuda financiera.

También cabe señalar como fuente de ingresos las devoluciones por IVA soportado en todas las Inversiones que se estén llevando a cabo ya que en ningún caso hemos de olvidar que hablamos de un importante volumen de fondos. Debido a esta aplicación del IVA, la estructura financiera en un proyecto siempre incorpora lo que se denomina “Tramo IVA”, que financiará exclusivamente el IVA de la inversión y que se amortizará con las devoluciones practicadas por la Hacienda Pública. Como consecuencia de lo anterior, éste será un tramo de la financiación con un riesgo muy reducido y al que por tanto, se le aplicará un coste financiero sensiblemente menor que al resto de la deuda.

## **9.6. *Diseño de la Estructura Project Finance para el parque eólico***

La estructura financiera del parque eólico parte de los siguientes parámetros generalmente:

- Elevada inversión inicial que posteriormente produce un flujo de caja estable y duradera.
- Apalancamiento elevado y sin recurso, o con recurso limitado a los promotores.
- Riesgos económico-financieros compartidos por los participantes.
- Endeudamiento máximo determinado por el nivel de riesgo que están dispuestas a asumir las entidades de crédito participantes.

La estructura óptima será la que consiga maximizar la rentabilidad del proyecto para el inversor. Dado que la bondad o eficiencia del proyecto se medirá por su capacidad de generación de ingresos para remunerar y devolver los capitales invertidos, será la planificación o elaboración de previsiones de los flujos y magnitudes económico-financieras en diferentes escenarios de riesgo la que nos permitirá determinar una estructura financiera eficiente.

El modelo económico o “caso base” será, por tanto, el instrumento que sirva para la simulación y análisis de posibles escenarios con distintos niveles de riesgo y resultado, que servirán para fijar la estructura financiera adecuada a los objetivos tanto de los accionistas como de las entidades financieras que participen en el proyecto. La mecánica del modelo reproduce el análisis a futuro de los estados financieros, de entre los cuales el verdaderamente importante es el Cash Flow. En base al análisis de los flujos de caja del proyecto se observará la capacidad del proceso productivo para generar fondos.

### **9.7. *Diseño de la estructura Financiera***

Para el diseño de la estructura financiera se tendrán en cuenta las siguientes magnitudes:

- Aportación de fondos propios al proyecto.
- Ratio de cobertura del servicio de la deuda (RCSD).
- Plazo de amortización y vida media de la deuda.

El primero de estos dependerá fundamentalmente del nivel de riesgo que deseen asumir las entidades financieras sobre la inversión total del proyecto. En proyectos muy contrastados y dotados de un marco económico-legal muy estable, encontramos casos en los que se pueden pedir aportaciones a los socios, inferiores al 10% de la inversión total, por otro lado, en proyectos que conllevan riesgos difíciles de modelizar o prever, se puede exigir hasta un 30% de aportación en fondos propios.

En cuanto al RCSD, medirá la capacidad de un proyecto para generar flujos de caja suficientes para devolver la deuda y sus gastos financieros en cada ejercicio, es decir, podríamos calificarlo como el “músculo” del proyecto.

En cuanto al RCSD, medirá la capacidad de un proyecto para generar flujos de caja suficientes para devolver la deuda y sus gastos financieros en cada ejercicio, es decir, podríamos calificarlo como el “músculo” del proyecto.

RCSD se define como el cociente entre (1) y (2):

(1) Cash Flow libre antes del servicio de la deuda.

- (+) Ingresos Netos.
- (+/-) Resultados extraordinarios.
- (-) Gastos de explotación (sin amortización)
- (-) Impuesto sobre sociedades.
- (-) Inversiones.
- (+/-) Necesidades de circulante.
- (-) Coste líneas de financiación adicionales.
- (+) Ingresos financieros del fondo de reserva

(2) Servicio de la deuda.

- (+) Amortización de la deuda senior.
- (+) Costes financieros de la deuda senior.

El RCSD y el plazo de la deuda senior determinan el apalancamiento máximo del proyecto. El RCSD exigido depende, fundamentalmente, del análisis de riesgos del proyecto.

El calendario de amortización de la deuda senior dependerá del RCSD

A partir del ratio de cobertura del servicio de la deuda, se podrá deducir el importe máximo de financiación bancaria del proyecto, siguiendo el siguiente proceso:

En primer lugar, se determinará en RCSD de partida. Conforme a su propia definición el ratio mínimo aceptable para un proyecto sería igual a 1, es decir, estaríamos en una situación en la que los flujos de caja disponibles para el pago de la deuda cubrirían justamente la amortización financiera del ejercicio y los gastos financieros derivados del endeudamiento. Habitualmente en todo proyecto se exigirá que el ratio sea en mayor o menor medida superior a 1, estableciéndose el valor requerido para el RCSD mínimo en función de la estabilidad esperada de los flujos de caja.

La aplicación de un RCSD mayor o menor dependerá de la distribución de los riesgos

Antes de terminar con el diseño de la estructura financiera del proyecto, es importante destacar que tanto el RCSD como el ratio Fondos Propios/Deuda se establecen como condiciones de la financiación cuyo incumplimiento provocaría la amortización

anticipada de la financiación bancaria o bien obligará a los accionistas a aportar los fondos suficientes que restablezcan el ratio mínimo acordado, denominándose a esta acción “Restablecimiento del equilibrio económico del proyecto”.

### **9.8. Cierre Financiero del Project Finance**

En el momento en que la estructura financiera del proyecto ha sido acordada entre los promotores y la entidad financiera directora, hasta alcanzar el cierre financiero de la operación habrá que llevar a cabo todos aquellos informes técnicos, medioambientales, legales, de seguros y cualquiera que sean necesarios para identificar todos los riesgos y definir todas las actuaciones necesarias que tiendan a cubrir o mitigar al máximo esos riesgos identificados.

La elaboración de los mencionados informes tendrá como finalidad otorgar al proyecto la máxima seguridad posible desde el punto de vista del riesgo financiero durante la construcción y explotación del proyecto. Una vez que la estructura financiera ha sido definida y los informes de asesores han recogido todos los elementos fundamentales para la ejecución y explotación de la actividad del proyecto, las entidades directoras y aseguradoras de la financiación iniciarán el llamado proceso de “sindicación” que consistirá en invitar a un número determinado de entidades financieras a participar en la operación con distintos niveles de importe. El proceso de sindicación suele durar entre 3 y 4 semanas y al final de dicho periodo todas aquellas entidades interesadas comunicarán sus compromisos de participación en el montante total del crédito. Una vez cubierto el importe de la operación se elaborará la documentación legal necesaria que una vez firmada supondrá el cierre financiero del proyecto, de forma que la Sociedad del Proyecto podrá comenzar a disponer de los fondos para la ejecución de las obras.

Hasta el inicio de la explotación, la sociedad irá disponiendo del crédito conforme a las necesidades de inversión, que generalmente irán certificadas por los asesores técnicos. En este periodo, las desviaciones de presupuesto o bien de plazo de construcción suelen estar ajustadas en gran medida a los contratos de construcción “llave en mano”. Sin embargo, pueden surgir sobrecostes o aplazamientos que supongan un incremento de coste. En este caso, el déficit de financiación deberá ser cubierto por los propios accionistas, pues la financiación bancaria se ajustó a las previsiones planteadas en el modelo inicial de cifras del proyecto, al que denominamos “caso base”.

## **9.9. Análisis de Sensibilidad**

Hasta el momento hemos descrito el proceso habitual en un Project Finance, que va desde el lanzamiento inicial del proyecto por parte de sus promotores hasta el inicio de la actividad y, en definitiva, hasta la generación de ingresos procedentes del proyecto. Este es un periodo que incluye varios meses de estructuración financiera y hasta varios años para la construcción del proyecto, aunque estos variarán en función de la envergadura del proyecto, pudiendo ir desde 6 meses a 1 año.

El comienzo de la actividad es un punto de inflexión en el que la clave estará en la capacidad del proyecto para generar las rentas esperadas y proyectadas en el “caso base” inicial, de forma que se repague la deuda tal y como esperan las entidades financieras participantes y desde el punto de vista de los promotores se obtengan los rendimientos esperados para su inversión.

En esta etapa del proyecto, se hace necesario reflexionar acerca de la dificultad que tiene el hecho de acertar plenamente en la ocurrencia futura de unos flujos de caja proyectados en la elaboración de lo que hemos denominado “caso base”. Es por ello que generalmente se realiza el denominado “análisis de sensibilidad”. Este análisis consistirá en aplicar hipótesis más conservadoras sobre la/las principales variables del proyecto con el fin de comprobar la robustez de las proyecciones del mismo a la hora de soportar el repago de las cargas financieras. En el caso del parque eólico se analiza la sensibilidad al número de horas de viento y por tanto la capacidad de generar electricidad y en definitiva, ingresos hasta que resultase imposible la devolución de la deuda.

Al establecer nuevas previsiones se plantean nuevos escenarios, generalmente, más pesimistas sobre la evolución de las principales variables, suponiendo un impacto sobre los estados financieros proyectados, de forma que se podrá valorar la capacidad del proyecto para soportar distintos niveles de caída de ingresos. Como consecuencia de este análisis, se podrá deducir si un proyecto es más o menos seguro desde el punto de vista financiero, en función de los resultados obtenidos en el caso base después de replicar distintos escenarios de evolución del negocio.

Desde el punto de vista del seguimiento del proyecto, es importante aclarar que para contrastar el cumplimiento de los ratios básicos del proyecto año tras año, se utilizarán las cifras resultantes de las cuentas auditadas de la Sociedad Vehículo del Proyecto, de forma que las entidades financiadoras exigirán la expedición de un certificado, por parte del auditor, en el que se calcule y certifique el cumplimiento de los ratios acordados. En algunos proyectos, con la finalidad de poder hacer un mejor seguimiento del proyecto y como medida de mayor seguridad para las entidades financiadoras, se exige el cálculo de los ratios mencionados anteriormente con una periodicidad de 6 meses.

El cumplimiento de los ratios tiene una especial relevancia, puesto que de ellos se deduce el grado de cumplimiento de las hipótesis económicas que se utilizaron en el Caso Base para la proyección de los estados financieros. El incumplimiento de los niveles mínimos que se acordasen en los contratos de financiación con las entidades bancarias, inicialmente tendrá como consecuencia la declaración de amortización anticipada de la totalidad de la deuda, para evitar esta situación que implica la ruptura total del proyecto, lo que se acordará generalmente es la aportación de fondos por parte de los accionistas hasta un importe que restablezca los niveles mínimos de ratios exigidos.

En definitiva, como tesis inicial podemos decir que en una operación de PF, el cash flow estimado es el principal garante de la financiación, sin embargo siempre existen riesgos difíciles de acotar que hace necesaria la aportación de cierto nivel de garantías a los promotores del proyecto.

## **10. DESARROLLO FINANCIERO DEL PARQUE EÓLICO ALTOS DE PERALTA**

### **10.1. Introducción**

Como paso previo para la ejecución del P.E “Parques de Peralta” es necesario realizar un informe o auditoría de viento en la zona por parte de un experto. A partir de los datos obtenidos de las torres de medición del emplazamiento, y de los resultados del programa informático y, tomando como bueno el periodo de medición de datos en el emplazamiento, obtenemos las siguientes producciones.

- Potencia del Aerogenerador: 3.000 kW
- Nº de Aerogeneradores: 16
- Producción anual neta: 113.390 kWh
- Horas de viento equivalentes: 2.360

En relación con la experiencia y especificaciones de los aerogeneradores tendremos que considerar los siguientes aspectos:

Los aerogeneradores utilizados, en función del emplazamiento son AW 116/3000 kW con torre de hormigón de 100 m.. Las máquinas que se instalarán en el parque eólico de Altos de Peralta son de Clase IIIa, en base al estudio realizado del emplazamiento.

La empresa suministradora de los Aerogeneradores es ACCIONA WIND POWER, filial del grupo ACCIONA, como fabricante de Aerogeneradores.

Como se deduce de las especificaciones expuestas, el modelo AW 116/3000 son aerogeneradores de una alta potencia nominal y eficientes en regímenes de viento bajo. Tienen un área de barrida importante, y bajo esfuerzo mecánico de las máquinas.

## **10.2. Sociedad Vehículo del Proyecto (SVP)**

Para el llevar a cabo el desarrollo del proyecto, se constituirá una sociedad específica que denominaremos Energía Renovable Altos de Peralta, S.A.

La participación accionarial en la sociedad es la siguiente:

- Sociedad Barásoain, S.A. 10% (sociedad empresarios locales)
- Sociedad SODENA, S.A. 10% (Gobierno de Navarra)
- Sociedad Vientos Navarra S.A. 80%

La sociedad promotora: Vientos de Navarra, S.A.

## **10.3. Descripción del Proyecto**

Las principales características del parque son:

- Nombre: Parque Eólico “Altos de Peralta”
- Promotor: Vientos de Navarra, S.A.
- Ubicación: Barásoain (Navarra)
- Nº aerogeneradores: 16
- Modelo en función del emplazamiento: AW116/3000 kW
- Potencia Total parque: 48 MW
- Producción neta prevista parque: 113.390 kWh./año
- Nº horas netas de viento equivalentes: 2.362 horas
- Punto de Enganche: Subestación San Esteban.

El Parque Eólico Altos de Peralta, se encuentra ubicado en el municipio de Barásoain (Navarra) y está formado por 16 aerogeneradores AW 116/3000 KW.

El punto de enganche para la evacuación de la energía producida se ubicará en una subestación propiedad de Iberdrola denominada SET San Esteban.

Para la evacuación de la energía producida en el Parque Eólico, se prevé una nueva posición en la subestación mediante la incorporación de un transformador 20/66 KV.

#### 10.4. Presupuesto y fechas prevista de funcionamiento

En la tabla 34 se muestra del presupuesto de ejecución por contrata de las instalaciones y obras del Parque eólico de Altos de Peralta (48 MW) asciende a la cantidad de:

Cincuenta millones novecientos veintidós mil doscientos noventa y tres euros (50.922.293 €)

<b>Obra Civil:</b>	
Parque Eólico	2.643.167
Edificio de Control	75.000
Subestación Intemperie	144.000
<b>Suministros eléctricos del Parque Eólico:</b>	
Conductores y puesta a tierra	399.669
Subestación 20 kV.	148.553
Transformadores 0,690/20 kV	349.408
Subestación 66 kV.	390.555
<b>Montaje Eléctrico del Parque Eólico</b>	
Tendido de cables	58.000
Subestación	84.000
<b>Aerogeneradores</b>	
Aerogeneradores	31.920.000
Transporte	4.312.000
Montaje	2.150.400
<b>Ingeniería y Dirección de Obra</b>	
Ingeniería del Parque Eólico	60.000
Dirección facultativa de la obra	54.091
<b>Varios</b>	3.000
<b>TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>	42.791.843
16 % Gastos Generales	6.846.695
3 % Beneficio Industrial	1.283.755
<b>TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA</b>	50.922.293

*Tabla 34 Presupuesto*

El plazo de ejecución total abarcará desde Junio de 2010 hasta Diciembre de 2010.

## **10.5. Estructura de la financiación**

Se constituirá con unos Fondos Propios equivalentes al 20% de la inversión material:

- Inversión : 50.922.295 €
- Fondos Propios : 10.184.459 €
- Deuda : 40.737.836 €

## **10.6. Términos y condiciones de la oferta de financiación a largo plazo.**

### **10.6.1. Operación Crédito sindicado**

- Acreditada: Energía Renovable Altos de Peralta, S.A.
- Importe: Hasta 40.737.836 €
- Finalidad: Construcción y explotación del parque eólico Altos de Peralta
- Plazo: 12 años, desde la firma del contrato, incluyendo un período de disposición hasta el 31 de Diciembre de 2010.
- Amortización: Mediante 24 cuotas semestrales y consecutivas de capital constante, haciéndose efectiva la primera de ellas en el mes 12, a partir de la firma del contrato
- Período liquidación: semestral, coincidiendo con el período de interés

### **10.6.2. Intereses**

- Tipo de interés: Se determinará por el banco director y será el resultado de sumar el tipo de referencia de cada período más el margen.
- Tipo de referencia: EURIBOR seis meses
- Margen aplicable: 1,25%
- Pago de Intereses: Los Intereses se devengarán día a día, calculándose en base a un año de 360 días y serán pagados coincidiendo con el vencimiento de cada disposición.
- Amortización Anticipada: Permitida al final de cada período de interés. En caso de que la amortización se efectúe con fondos autogenerados por el proyecto o por aportaciones de capital y/o deuda subordinada por parte de los accionistas, no tendrá penalización alguna. En otros casos, devengará una comisión igual al 1% del importe amortizado anticipadamente La amortización anticipada se aplicará de forma lineal.

### **10.6.3. Fondos Propios**

El capital aportado por los socios será, al menos, de 10.184.459 euros, que supondrá, como mínimo, el 20% de la inversión.

### **10.7. Garantías y Coberturas Principales de la Operación**

- *Garantía tecnológica:* Serán necesarios soportes documentales suficientes para los Bancos (elaborados por técnicos independientes, si se considerara oportuno) referentes al diseño del parque, análisis de vientos, tecnología de los aerogeneradores, etc.
- *Construcción:* Durante el período de construcción y con independencia de las garantías de los diferentes contratos de construcción del parque, SET, conexión, etc., que se traspasarán al sindicato bancario, los accionistas, mediante Aval bancario, garantizarán a los bancos mancomunadamente los riesgos de sobrecoste, demora en construcción, y abandono del proyecto. Dicha garantía estará vigente hasta el Acta Definitiva de Puesta en marcha del Parque.
- *Seguros:* Deberán suscribirse los seguros habituales necesarios, satisfactorios para los bancos, en los límites que se establezcan y con las compañías de seguros de primera línea.
- *Ratio de cobertura de la Deuda Principal:* Se exigirá por las Entidades Financieras un caso base que refleje un ratio mínimo de cobertura anual del Servicio de la Deuda de 1,20 en el período de explotación, y medio del proyecto de al menos 1,30
- *Garantía de funcionamiento de la Planta:* Se deberá suscribir un contrato de mantenimiento del parque de modo que cubra satisfactoriamente este extremo, de conformidad con el Caso Base, a satisfacción de las partes
- *Limitación de Dividendo:* Para poder llevar a cabo el reparto de dividendos deben cumplirse todas y cada una de las siguientes condiciones: RCSD anual superior a 1,20, que se haya amortizado la primera cuota del crédito, que no se haya producido ningún incumplimiento de las obligaciones en ninguno de los contratos relacionados con el proyecto.

## **10.8. Proyecciones**

Se ha confeccionado un Caso Base del proyecto, que contiene todas las proyecciones de estados financieros, de la deuda y del cash flow, que refleje un Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda (RCSD) anual Modelo Económico

Para la realización del estudio económico nos hemos basado en los siguientes parámetros de partida:

El Caso Base se elabora conforme de una serie de hipótesis necesarias, tanto para el inicio del proyecto como para la posterior evolución de la explotación del negocio, en el caso práctico que nos ocupa, las principales variables a determinar son las siguientes:

- Precio de la energía (según regulación) y evolución futura de dicho precio.
- Producción de energía (según horas de viento efectivas)
- NOF, necesidades operativas de fondos, con una periodo de cobros y pagos de 30 días para el cálculo de las necesidades de circulante.
- IPC del 2% , para la evolución de los gastos
- Inversión inicial, endeudamiento y tipos de interés. Con estos datos se ha proyectado la evolución del balance y el cálculo de los Intereses intercalarios.
- Costes, en este caso la práctica habitual es fijarlos como un porcentaje de los ingresos

### **10.8.1. Inversión**

En el apartado de inversión, se trata de plantear un Estado de Origen y Aplicación de Fondos para el inicio del Proyecto, así como cualquier inversión futura que se estimase necesaria y también el calendario de amortización de los activos

### **10.8.2. Deuda**

En este caso lo que obtenemos es la evolución del saldo de la deuda. En el caso de la deuda IVA vemos que una vez dispuesto el importe se amortiza en un solo ejercicio. En cuanto a la deuda Senior, una vez dispuesta en su totalidad al final del período de construcción, se comienza a amortizar conforme a un plan de cuotas semestrales constantes. En este apartado de deuda también obtendremos los Intereses de cada periodo, así como las comisiones iniciales de la operación de financiación.

### **10.8.3. Ingresos y Gastos**

Como paso previo a la elaboración de la cuenta de resultados, según las hipótesis de partida se proyectarán los ingresos del proyecto por venta de energía así como los gastos de explotación estimados para cada año, obteniendo como resultado el resultado de explotación.

### **10.8.4. Cuenta de Resultados**

Una vez obtenido el resultado de explotación del anterior apartado, añadimos la amortización de la inversión y los Intereses de la deuda que ya habíamos proyectado, para obtener así la cuenta de resultados final para cada uno de los ejercicios.

### **10.8.5. Circulante**

En este caso sólo se trata de realizar el cálculo de las cuentas de circulante, tanto de activo como de pasivo, básicamente se trata de calcular los saldos de estas partidas para obtener posteriormente el balance así como para calcular la variación del fondo de maniobra que tendrá impacto sobre el estado de flujo de caja.

### **10.8.6. Balance**

Una vez que tenemos la evolución de la inversión y el endeudamiento así como su amortización, y por otro lado los saldos de circulante y de resultados del ejercicio, estamos en disposición de proyectar el Balance de situación en cierre de cada uno de los años del Proyecto.

### **10.8.7. Estado de Flujo de Caja**

Este podríamos decir que es el verdadero objetivo del Caso Base, en definitiva se trata de saber la capacidad de generación flujo de caja libre del negocio en explotación y que dicha previsión se asemeje en la mayor medida posible a lo que definitivamente ocurra en el futuro. El flujo de caja libre será el que debe cubrir el servicio de la deuda (amortización más Intereses) y además debe resultar un cierto excedente que suponga la rentabilidad esperada por los accionistas.

De la información del flujo de caja proyectado, se calculará el Ratio de Cobertura del servicio de la deuda, que en definitiva nos mide la bondad del proyecto.

Cualquier análisis de sensibilidad que se realice; caída de precios, menor producción, mayores Intereses o mayores gastos, tendrá su impacto sobre todas la proyecciones, pero donde realmente se analizará su impacto es sobre el flujo de caja generado, de forma que al menos cubra el servicio de la deuda.

También los cálculos de TIR del proyecto, de cara a los accionistas, se obtendrán por actualización de la caja obtenida para cada ejercicio. No basta con pagar la deuda, los accionistas deben poder ganar dinero para que tenga sentido poner en marcha el proyecto.

### **10.9. VAN, TIR Parque Eólico Altos de Peralta**

En la tabla 35 se muestra el VAN y TIR de proyecto y accionista para el parque eólico Altos de Peralta. La tasa de descuento k considerada es de 8,4%

<b>MODELO PARA FINANCIACIÓN DE PROYECTO</b>	
Nº Maquinas	<b>16</b>
Maquina MW	<b>3</b>
Totales MW	<b>48</b>
Capex k€/MW	1.062
Inversión Total k€	50.992
Horas Equivalentes	2.362
Producción MWh	113.390
Vida Útil / Amortización	20
Capital	20%
Deuda	80%
Coste Recursos Propios	10,00%
Tipo Interés Referencia Euribor	1,25%
Margen sobre Euribor	1,50%
Tipo de Interés de la deuda/Coste Deuda	2,75%
Tipo Impositivo	30%
Tasa de Descuento/WACC	8,39%
Inflación	2,00%
Plazo de Amortización Financiera	12
VAN Proyecto k€	7.079
TIR Proyecto	<b>10,20%</b>
VAN Accionista k€	12.844
TIR Accionista	<b>20,70%</b>

**Tabla 35** VAN, TIR proyecto y accionista

## 10.10. *Análisis de sensibilidad del caso base*

Se acompaña análisis de sensibilidad en el que se ha operado sobre las variables:

- horas de funcionamiento
- tipo de interés

### 10.10.1. **Horas de funcionamiento**

En la tabla 36 se muestra la sensibilidad frente a 2.050 Horas Equivalentes.

Nº Maquinas	16
Maquina MW	3
Totales MW	48
Capex k€/MW	1.062
Inversión Total k€	50.992
Horas Equivalentes	<b>2.050</b>
Producción MWh	98.400
Vida Útil / Amortización	20
Capital	20%
Deuda	80%
Coste Recursos Propios	10,00%
Tipo Interés Referencia Euribor	1,25%
Margen sobre Euribor	1,50%
Tipo de Interés de la deuda/Coste Deuda	2,75%
Tipo Impositivo	30%
Tasa de Descuento/WACC	8,39%
Inflación	2,00%
Plazo de Amortización Financiera	12
VAN Proyecto k€	491
TIR Proyecto	<b>8,51%</b>
VAN Accionista k€	6.981
TIR Accionista	<b>15,62%</b>

**Tabla 36** *Resultado 2.050 Horas Equivalentes*

En la tabla 37 se muestra la sensibilidad frente a 2.100 Horas Equivalentes.

Nº Maquinas	16
Maquina MW	3
Totales MW	48
Capex k€/MW	1.062
Inversión Total k€	50.992
Horas Equivalentes	<b>2.100</b>
Producción MWh	100.800
Vida Útil / Amortización	20
Capital	20%
Deuda	80%
Coste Recursos Propios	10,00%
Tipo Interés Referencia Euribor	1,25%
Margen sobre Euribor	1,50%
Tipo de Interés de la deuda/Coste Deuda	2,75%
Tipo Impositivo	30%
Tasa de Descuento/WACC	8,39%
Inflación	2,00%
Plazo de Amortización Financiera	12
VAN Proyecto k€	1.554
TIR Proyecto	<b>8,79%</b>
VAN Accionista k€	7.927
TIR Accionista	<b>16,41%</b>

**Tabla 37** Resultado 2100 Horas Equivalentes

En la tabla 38 se muestra la sensibilidad frente a 2.200 Horas Equivalentes.

Nº Maquinas	16
Maquina MW	3
Totales MW	48
Capex k€/MW	1.062
Inversión Total k€	50.992
Horas Equivalentes	<b>2.200</b>
Producción MWh	105.600
Vida Útil / Amortización	20
Capital	20%
Deuda	80%
Coste Recursos Propios	10,00%
Tipo Interés Referencia Euribor	1,25%
Margen sobre Euribor	1,50%
Tipo de Interés de la deuda/Coste Deuda	2,75%
Tipo Impositivo	30%
Tasa de Descuento/WACC	8,39%
Inflación	2,00%
Plazo de Amortización Financiera	12
VAN Proyecto k€	3.679
TIR Proyecto	<b>9,34%</b>
VAN Accionista k€	9.818
TIR Accionista	<b>18,03%</b>

**Tabla 38** Resultado 2200 Horas Equivalentes

### 10.10.2. Tipos de interés de deuda

En la tabla 39 se muestra la sensibilidad del proyecto a unos tipos de Interés de deuda de 3,75%

Nº Maquinas	16
Maquina MW	3
Totales MW	48
Capex k€/MW	1.062
Inversión Total k€	50.992
Horas Equivalentes	2.200
Producción MWh	105.600
Vida Útil / Amortización	20
Capital	20%
Deuda	80%
Coste Recursos Propios	10,00%
Tipo Interés Referencia Euribor	1,25%
Margen sobre Euribor	2,50%
Tipo de Interés de la deuda/Coste Deuda	<b>3,75%</b>
Tipo Impositivo	30%
Tasa de Descuento/WACC	8,53%
Inflación	2,00%
Plazo de Amortización Financiera	12
VAN Proyecto k€	3.634
TIR Proyecto	<b>9,48%</b>
VAN Accionista k€	8.663
TIR Accionista	<b>16,83%</b>

**Tabla 39** Resultado Intereses de la deuda 3,5%

En la tabla 40 se muestra la sensibilidad del proyecto a unos tipos de interés de deuda de 4,75%

Nº Maquinas	16
Maquina MW	3
Totales MW	48
Capex k€/MW	1.062
Inversión Total k€	50.992
Horas Equivalentes	2.200
Producción MWh	105.600
Vida Útil / Amortización	20
Capital	20%
Deuda	80%
Coste Recursos Propios	10,00%
Tipo Interés Referencia Euribor	1,25%
Margen sobre Euribor	3,50%
Tipo de interés de la deuda/Coste Deuda	<b>4,75%</b>
Tipo Impositivo	30%
Tasa de Descuento/WACC	8,67%
Inflación	2,00%
Plazo de Amortización Financiera	12
VAN Proyecto k€	3.594
TIR Proyecto	<b>9,62%</b>
VAN Accionista k€	7.508
TIR Accionista	<b>15,71%</b>

**Tabla 40** Resultado Intereses de la deuda 4,75%

En la tabla 41 se muestra la sensibilidad del proyecto a unos tipos de interés de deuda de 6,25%.

Nº Maquinas	16
Maquina MW	3
Totales MW	48
Capex k€/MW	1.062
Inversión Total k€	50.992
Horas Equivalentes	2.200
Producción MWh	105.600
Vida Útil / Amortización	20
Capital	20%
Deuda	80%
Coste Recursos Propios	10,00%
Tipo Interés Referencia Euribor	1,25%
Margen sobre Euribor	5,00%
Tipo de interés de la deuda/Coste Deuda	<b>6,25%</b>
Tipo Impositivo	30%
Tasa de Descuento/WACC	8,88%
Inflación	2,00%
Plazo de Amortización Financiera	12
VAN Proyecto k€	3.541
TIR Proyecto	<b>9,83%</b>
VAN Accionista k€	5.775
TIR Accionista	<b>14,16%</b>

**Tabla 41** Resultado Intereses de la deuda 6,25%

En definitiva, podemos concluir que estamos ante un Proyecto que podemos calificar de “muy robusto” en términos financieros, puesto que soporta grandes variaciones desfavorables de las variables básicas de riesgo.

## **11. CONCLUSIONES**

Las principales conclusiones que hemos obtenido tras el análisis técnico económico del parque eólico Altos de Peralta son:

1. El parque cumple con todos los requerimientos formales y medioambientales establecidos por en los diferentes las diferentes administraciones a nivel nacional, autonómico y local.
2. El parque consta de 16 aerogeneradores modelo Acciona AW 116-3000 kW a 100 m, es decir, un total de 48 MW de potencia instalada, localizado en el municipio de Barásoain provincia de Navarra.
3. La producción media anual es de 113.390 GWh con un total de 2.362 Horas equivalentes.
4. La inversión realizada es de 50.992.295 € Vida útil considera de 20 años.
5. El modelo de financiación es el Project-Finance, con el 20% fondos propios y el 80% deuda.
6. Tasa de descuento considerada: 8,4%
7. La rentabilidad del proyecto es:
  - TIR : 10,18%
  - VAN: 7.029.000 €
8. La rentabilidad del accionista es:
  - TIR : 20,65%
  - VAN: 12.814.000 €

Por tanto el proyecto se considera perfectamente viable tanto desde un punto de vista técnico como desde un punto de vista económico.

## **12. BIBLIOGRAFIA**

### **12.1. Referencias Bibliográficas**

VALVERDE MARTINEZ, Aniceto. *Aprovechamiento de la energía eólica*. Murcia: Universidad, 1987.

VIEDMA ROBLES, Antonio. *Energía eólica*. Cartagena, 2003

GIPE, Paúl. *Aprovechamiento de la energía eólica*. Mairena del Aljarafe: Progensa, 2000.

LE GOURIERES, Daniel. *Energía Eólica: teoría, concepción y cálculo práctico de las instalaciones*. Barcelona: Masson, 1983.

RODRÍGUEZ AMENEDO, José Luis. *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*. Madrid: Rueda S. L. 2003.

MANWELL, J. F. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, Wiley, 2002.

BURTON, T. *Wind Energy Handbook*, Wiley, 2001.

HARRISON, R. *Large Wind Turbines, Design and Economics*, Wiley, 2000.

BALAGUER, Emilio, *Trazado de carreteras*, Escuela técnica superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos de la Universidad Politécnica de Madrid: Madrid, 1989

CHUECA , Manuel, *Tratado de Topografía 1. Teoría de errores e instrumentación*. Madrid: Thomson editores, 1994.

MADICO JURADO, Juan, *Financiación global de proyectos - Project finance*. Madrid: Esic, 2001

## **12.2. Direcciones Webs**

### **Conocimientos:**

- [www.windpower.org](http://www.windpower.org).
- [www.meteosim.com](http://www.meteosim.com)
- [www.idae.es](http://www.idae.es)
- [www.appa.es](http://www.appa.es)
- [www.aeolica.es](http://www.aeolica.es)
- [www.revistadelaenergía.es](http://www.revistadelaenergía.es)

### **Aerogeneradores:**

- [www.gamesa.es](http://www.gamesa.es)
- [www.mtorres.es](http://www.mtorres.es)
- [www.nordex.de](http://www.nordex.de)
- [www.mhi.co.jp](http://www.mhi.co.jp)
- [www.fuhrlander.de](http://www.fuhrlander.de)
- [www.acciona-energia.com](http://www.acciona-energia.com)
- [www.repower.de](http://www.repower.de)
- [www.nordex-online.com](http://www.nordex-online.com)
- [www.gewindenergy.com](http://www.gewindenergy.com)
- [www.enercon.de](http://www.enercon.de)
- [www.ecotecnia.es](http://www.ecotecnia.es)

### **Mapas topográficos:**

- [www.jccm.es/agricul/sigpac.htm](http://www.jccm.es/agricul/sigpac.htm)
- [www.google.com](http://www.google.com)
- [www.navarra.es](http://www.navarra.es)

## **ANEXO 1: CÁLCULOS ECONOMICO-FINANCIEROS**