Autorizada la entrega del proyecto del alumno:

Sara Prieto Martínez

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Carlos Castejón de Castro

Fdo. : …… Fecha : 22/05/2009

Vº Bº de la Coordinadora del Proyecto

Susana Ortiz Marcos

Fdo. : …… Fecha : 25/05/2009

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

INGENIERO EN ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL

PROYECTO FIN DE CARRERA

PLANIFICACIÓN, GESTIÓN Y DESARROLLO DE UN PARQUE EÓLICO

AUTOR: Sara Prieto Martínez

MADRID, Junio 2009

PLANIFICACIÓN, GESTIÓN Y DESARROLLO DE UN PARQUE EÓLICO.

Autor: Prieto Martínez, Sara
Director: Castejón de Castro, Carlos
Entidad colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Ante la triple crisis global que se está afrontando actualmente –energética, financiera y medioambiental – se vuelve cada vez más obvio que la energía eólica ofrezca grandes soluciones a todos estos problemas, otorgando un suministro de energía nacional, accesible y limpia.

Actualmente el sector eólico esta experimentando un elevado crecimiento a nivel mundial, tanto en potencia instalada como en desarrollo tecnológico. Prueba de ello son Estados Unidos o Alemania, dos potencias mundiales, que son líder y segundo clasificado en cantidad de instalaciones eólicas. Por otro lado, España ocupa un merecido tercer puesto debido al esfuerzo llevado a cabo dentro de nuestras fronteras en materia de creación de parques eólicos. No obstante, se ha de considerar igualmente a China, puesto que este país ha conseguido duplicar su capacidad eólica en los últimos años y aparece como serio candidato a ser uno de los impulsores mundiales.

Si se centra el estudio en España, el tercer puesto ocupado no es fruto de la casualidad, su capacidad instalada asciende a 16.740MW, contribuyendo en torno al 10% del total de la energía generada nacionalmente. Sin embargo todavía queda lejos la meta establecida por el Plan de Fomento de las Energías Renovables del 2005, que tiene como objetivo 20.155 MW instalados para el 2010.

Actualmente el marco regulatorio español dentro de este sector favorece un mayor crecimiento del mismo, gracias a la existencia de una retribución adecuada del kWh generado, así como de una financiación de las infraestructuras de evacuación de la energía generada. Igualmente se cuenta con ayudas a la exportación y con el establecimiento de una regulación de los acuerdos económicos con las administraciones locales.

Sin embargo las previsiones para la energía eólica en España no poseen un carácter optimista en su totalidad puesto que es necesario hacer frente a ciertos obstáculos como

los problemas de acceso a la red, la búsqueda de nuevos emplazamientos con alta rentabilidad o un desarrollo de tecnologías más eficientes. Así mismo, en estos momentos es difícil predecir los impactos que la difícil situación económica va a tener a corto plazo sobre las inversiones en energía eólica. Sin embargo, pequeños proyectos enmarcados en una política estable, como es el caso de España, no se ven tan afectados por la crisis como las inversiones de alto riesgo, como por ejemplo los parques eólicos marinos (*off-shore*).

El presente proyecto desarrollado consiste en el cálculo, diseño, planificación, estudio económico-financiero y análisis normativo, de un parque de producción de energía eólica situado en Carcelén, provincia de Albacete. Dicho parque cuenta con 22 aerogeneradores de 850 Kw de potencia nominal, lo que supone una potencia total instalada de 18,7 MW. La energía producía anualmente dentro de la instalación asciende a unos 41.588,5 MWh/año, con una eficiencia de unas 2224 horas equivalentes anuales. En el proyecto que se desarrolla a continuación se han diseñado todas las partidas correspondientes a la obra civil, como viales interiores, cimentaciones y zanjas, así como las obras correspondientes a la parte eléctrica abarcando instalaciones de baja y media tensión.

Se ha desarrollado un apartado de planificación del proyecto estableciendo un planing de ejecución de obra y un planing contractual, estableciendo a su vez unas fechas para la recepción de los equipos de aerogeneradores. Como resultado se ha obtenido que la duración aproximada del presente proyecto sea de unos 7 meses, correspondiendo la fecha de finalización con el 14 de Junio del 2009, admitiendo dicha fecha, posibles desviaciones bajo cláusulas de penalización firmadas bajo contrato.

El proyecto objeto de estudio requiere una inversión de 17.750.530 €, financiando el 20% de la misma mediante capital propio del promotor y el 80% mediante un préstamo bancario al 4% de interés a 15 años, dando en su totalidad unos intereses por valor de 4.544.135,6 €. Los ingresos derivarán de la venta de la energía a la red según la Tarifa Media Regulada establecida en el Real Decreto 661/2007, más una prima del 20%, por lo que los ingresos de la venta de la energía producida a la red el primer año serán de 2.935.619,5 €, los cuales son 17% de la inversión inicial.

La rentabilidad de la inversión del caso inicial de estudio, admitiendo una tasa de inflación del 2% y un tipo de interés del 4%, proporciona como resultados un VAN

positivo tanto para el accionista como para la inversión, así como un TIR del 28% para el caso del accionista y de un 13% en el caso de acometer el 100% de la inversión, lo que significa una notable rentabilidad del proyecto.

Además de lo citado anteriormente se ha supuesto el caso de que el presente proyecto sea vendido a un cliente potencial y la explotación del mismo sea realizada por cuenta ajena, en este caso se obtendría una rentabilidad de la inversión inferior a la situación planteada anteriormente con un TIR del 8%.

Tras el detallado estudio del caso inicial, se ha procedido a un exhaustivo análisis de sensibilidad en función de diversas variables como son: el IPC, los tipos de interés, la producción energética del parque y el precio de venta de la energía. De todo ello se han obtenido las siguientes conclusiones:

- Las variaciones del IPC afectan de un modo sensible a la inversión del proyecto, siempre y cuando se encuentre ante incrementos de hasta el 6%.
- El aumento de los tipos de interés del crédito, no resulta favorable a la inversión del accionista.
- La inversión en este proyecto es extremadamente sensible a la producción de energía.
- La rentabilidad de la inversión es muy sensible al precio de venta de la energía.

Por otro lado se ha desarrollado un apartado en el que se realiza un seguimiento operativo del proyecto para determinar la influencia que tendría una buena gestión del mismo en el alcance de los objetivos fijados. En esta parte del documento se ha analizado un seguimiento en el caso de pagos por certificación de avance de obra mensual, estableciendo dos casos de negociación posible, uno favorable (pagos a 90 días, cobros a 60 días) y otro desfavorable (pagos a 60 días, cobros a 120 días).

Finalmente se puede concluir que con el presente proyecto anteriormente resumido he podido conocer en profundidad todas las implicaciones que conlleva el diseño, desarrollo y gestión de un proyecto de tales dimensiones, además de lograr conocimientos suficientes para el desarrollo de proyectos similares en un futuro profesional.

PLANNING, MANAGEMENT AND DEVELOPMENT OF A WIND FARM

ABSTRACT

In view of the global crisis that is facing at the moment - the energy crisis, the financial crisis and the environmental crisis - it is obvious that Wind Energy offers great solutions to these problems, offering a national supply, accessible and clean energy.

The wind sector is feeling a world-wide high growth at the moment, as much power installed as technological development. For that reason, countries like United States or Germany, two world-wide powers, are leader and second classified in amount of wind facilities. On the other hand, Spain takes up a deserved third position, due to the effort carried out in creation of wind farms. However, it must consider to China, this country has been able to duplicate to its wind energy capacity in the last years and it appears like a serious candidate to be one of the world-wide leaders in wind farms installed.

Afterwards the study is focused on Spain, the third position is not a chance, its installed capacity rises to 16.740MW, contributing around 10% of the generated energy nationally. Nevertheless it is far the goal established by the Plan of Promotion of the Renewable Energies of the 2005, that has an objective of 20,155 MW installed for the 2010.

At the moment the Spanish framework of the law in this sector, helps the growth of wind energy, thanks to an appropriate repayment of kWh generated, as well as to give credit facilities to the evacuation infrastructures of generated energy. Also there is aids to the export and it is established a economic regulation with the local administrations.

Nevertheless the forecasts for wind energy in Spain do not have an optimistic character bucause it is necessary to make a front to certain obstacles like the access problems to the power supply, the search of new locations with high profitability or a development of technologies.

Also, at this moment it is difficult to predict the impacts that the economic situation is going to cause in the investments in wind energy within a short time. However, small projects with a stable policy, as the case of Spain, are not seen affected like the investments of high risk, for example the off-shore wind farms.

The project developed consists of the calculation, design, planning, regulatory framework analysis and financial and economic study of a wind farm located in Carcelén, Albacete. This park has 22 wind generators with 850 Kw of nominal power, this supposes 18.7 MW of total power installed. The annual energy produced ascends about 41.588,5 MWh/year, with 2224 equivalent hours of annual efficiency.

Following the project developed, it has been designed all items corresponding to civil work, like inside roads, foundations and ditches, and the works of electrical part including facilities of low and medium tension.

It has been developed a planning of the project with a work execution and a contractual planing, establishing the dates for the equipments reception of wind generators. As result, it has been obtained approximately the duration of the present project, about 7 months, belonging the 14 of June of the 2009 like the date of conclusion. this date admits deviations under penalty clauses signed in a contract.

The project studied requires an investment of 17.750.530 €, 20% is financed by equity capital and 80% with a loan from the bank with an interest of 4% in 15 years, totality interests will be 4.544.135, 6 €.

The income will come from the energy sold to the network according to regulated price list in Real Decree 661/2007, with a bonus of 20%, then, the income of the energy produced to the network will be 2.935.619, 5 € the first year, this is the 17% of the initial investment.

The yield of the investment in the initial case studied, with a 2% of inflation and a 4% of interest, provides a NPV positive to the shareholder and to the investment, as well a IRR of 28% to the shareholder case and a 13% in the case of taking 100% of investment, this means a high yield of the project.

In addition to the previous case, the option, where the project is sold to potential client, has been assumed. In this case, it would obtain an inferior yield of investment with a IRR of 8%.

After the detailed study in the initial case, it has been come an exhaustive sensitivity test based on several variables like: CPI, the interest rates, the power production on the farm and the price of sold energy. The following conclusions have been obtained:

- The changes in CPI affect the investment of project in a sensible way, as long as this rate increases until 6%.
- The increase of the interest types in the credit, it is not favorable to the shareholder investment.
- The investment in this project is extremely sensible to the production of energy.
- The investment yield is very sensible to the energy sold price.

On the other hand, an operative monitoring of the project has been developed, in this section the influence that a good management would have in the reach of fixed objectives is determined.

In this part of the document the case of payments by certification work advance has been analyzed, establishing two possible negotiation cases, favorable one (payments to 90 days, charges to 60 days) and unfavorable one (payments to 60 days, collections to 120 days).

Finally with the present project previously summarized I can concluded that I have been able to know all the implications in depth that the design, development and management of a huge project entails, besides to obtain enough knowledge to develop similar projects in a professional future.

“Cuando el viento sopla, algunos construyen refugios,

otros, construyen molinos de viento”.

(Proverbio chino)

MEMORIA: INDICE GENERAL

1. MEMORIA TÉCNICA DESCRIPTIVA..... - 1 -

1.1 INTRODUCCIÓN ..... - 1 -

1.2 MOTIVACIÓN ..... - 1 -

1.3 OBJETIVOS ..... - 2 -

1.4 ANTECEDENTES TÉCNICOS..... - 3 -

1.5 ESTUDIO DE LOS RECURSOS EÓLICOS ..... - 5 -

1.6 SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO ..... - 7 -

1.6.1 Criterios de la situación del emplazamiento..... - 7 -

1.6.2 Justificación de la situación del emplazamiento..... - 8 -

1.7 CÁLCULO DE LOS AEROGENERADORES ..... - 10 -

1.7.1 Justificación de los aerogeneradores elegidos ..... - 10 -

1.7.2 Descripción técnica de los aerogeneradores elegidos ..... - 11 -

1.7.4 Emplazamiento de los aerogeneradores ..... - 12 -

1.7.5 Elección de la altura de la torre de los aerogeneradores ..... - 13 -

1.8 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ..... - 17 -

1.8.1 Ley de Weibull. Distribución de probabilidad de las velocidades del viento ..... - 18 -

1.8.2 Curva de Potencia del aerogenerador G52..... - 20 -

1.8.3 Energía anual producida por el aerogenerador G52 ..... - 22 -

1.8.4 Energía anual suministrada por el parque eólico ..... - 24 -

1.8.5 Eficiencia de la energía producida por el parque en Horas Equivalentes..... - 25 -

1.8.6 Efecto de abrigo de los obstáculos sobre los aerogeneradores. - 25 -

1.9 OBRA CIVIL..... - 27 -

1.9.1 Viales interiores del parque ..... - 27 -

1.9.2 Plataformas y cimentaciones..... - 29 -

1.9.3 Evacuación de aguas..... - 30 -

1.9.4 Zanjas para canalizaciones ..... - 31 -

1.9.5 Arquetas ..... *- 32 -*

1.10 OBRA ELÉCTRICA ..... - 33 -

1.10.1 Instalación de Baja Tensión (BT ..... *- 33 -*

1.10.2 Red de Media Tensión (MT ..... *- 34 -*

1.10.3 Puesta a Tierra ..... *- 35 -*

1.10.4 Centro de Transformación ..... *- 35 -*

1.10.5 Red de Alta Tensión (AT ..... *- 36 -*

1.10 VALORACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES ..... - 36 -

1.11 PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO ..... - 36 -

1.11.1 Estructura básica de Obra ..... *- 38 -*

1.11.2 Planificación de Ejecución de Obra ..... *- 39 -*

1.11.3 Planificación Contractual ..... *- 44 -*

2. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS ..... - 49 -

2.1 ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO ..... - 49 -

2.2 CÁLCULO DE ALTURA DE LOS AEROGENERADORES ..... - 53 -

2.3 CÁLCULO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA ..... - 56 -

2.3.1 Energía producida anualmente por un aerogenerador G52 ..... *- 58 -*

2.3.2 Energía anual suministrada por el parque eólico ..... *- 60 -*

2.3.3 Eficiencia de la energía producida por el parque en Horas Equivalentes ..... *- 61 -*

2.3.4 Análisis de la energía producida en función de la distribución de probabilidad de las velocidades del viento ..... *- 61 -*

3. ESTUDIO ECONÓMICO Y FINANCIERO..... - 65 -

3.1 PRODUCCION ANUAL DEL PARQUE EOLICO..... - 65 -

3.2 VIDA UTIL DEL PARQUE ..... - 65 -

3.3 COSTES..... - 66 -

3.3.1 Costes de Inversión ..... - 66 -

3.3.2 Costes de Explotación ..... - 68 -

3.4 INGRESOS. VENTA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA..... - 70 -

3.4.1 Venta de la energía según la Tarifa Media Regulada (TMR)..... - 70 -

3.5 FINANCIACIÓN ..... - 74 -

3.6 AMORTIZACIÓN ..... - 75 -

3.7 CUENTA DE RESULTADOS Y FLUJOS DE CAJA ..... - 76 -

3.8 RENTABILIDAD DE LA INVERSION..... - 81 -

3.9 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD ..... - 82 -

3.9.1. Análisis de sensibilidad en función de la Inflación (IPC)..... - 82 -

3.9.2. Análisis de sensibilidad en función de los tipos de interés..... - 84 -

3.9.3. Análisis de sensibilidad en función de la producción energética del parque..... - 86 -

3.9.4. Análisis de sensibilidad en función del precio de venta de la energía. ..... - 87 -

3.10 ESTIMACIÓN DEL COSTE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA..... - 89 -

3.11 CASO DE LA VENTA DEL PROYECTO..... - 90 -

3.11.1 Costes de Financiación externa..... - 91 -

3.11.2 Ingresos..... - 93 -

3.11.3 Cuenta de resultados, flujos de caja e inversión..... - 95 -

3.11.4 Análisis de sensibilidad ..... - 97 -

3.12 SEGUIMIENTO OPERATIVO..... - 99 -

3.12.1 Caso Favorable..... - 101 -

3.12.2 Caso Desfavorable ..... - 103 -

3.12.3 Conclusiones ..... - 104 -

4. SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EOLICA Y ENTORNO NORMATIVO. - 105 -

4.1 NORMATIVA DE ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA..... - 105 -

4.1.1 Situación Histórica ..... - 105 -

4.1.2 Situación actual..... - 106 -

4.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA. ..... - 107 -

4.2.1 Situación mundial ..... - 107 -

4.2.2 Situación Europea ..... - 108 -

4.2.3 Situación Española ..... - 109 -

4.2.4 Situación Tecnológica ..... - 111 -

4.3 PREVISIONES DE LA ENERGÍA EÓLICA..... - 112 -

5. ANEJOS ..... - 115 -

5.1 ANEJO I: DocumentaciÓn aerogeneradores G52 Gamesa ..... - 115 -

5.2 ANEJO II: Fuente de los recursos eólicos recogidos. ..... - 120 -

5.1 ANEJO III: Resumen del Plan de Energías Renovables 05/10 para la energía eólica..... - 130 -

6. BIBLIOGRAFÍA ..... - 134 -

1. MEMORIA TÉCNICA DESCRIPTIVA

1.1 INTRODUCCIÓN

El presente proyecto consiste en la planificación, cálculo, estudio económico y normativo de un parque de producción de energía eólica situado en Carcelén, provincia de Albacete.

A continuación se va a realizar una pequeña descripción de los capítulos que componen el proyecto en cuestión.

- Memoria: documento en el que se describe el estudio técnico del proyecto, los cálculos realizados, se realiza un completo estudio económico-financiero y un análisis del entorno normativo de la energía eólica.
- Planos: este documento incluye los planos de la parte técnica de este proyecto.
- Pliego de condiciones: en esta parte se incluyen las condiciones técnicas y económicas del trabajo desarrollado.
- Presupuesto: en esta parte se expone el coste detallado de los elementos del citado proyecto, así como la visualización del presupuesto general.

1.2 MOTIVACIÓN

Una de las motivaciones del presente proyecto se basa en el trasfondo de la grave situación que sacude al mundo actualmente y como la energía eólica debería jugar un papel aún más importante, puesto que es una fuente de energía autóctona, cuyo precio no depende de los gobiernos extranjeros, que no hay que pagar en dólares y que por tanto no desestabiliza la economía nacional.

Con la crisis energética de 1973 se dió aviso sobre la insostenibilidad del modelo energético mundial, actualmente en el 2009 la amenaza continúa aumentando provocando graves desastres como consecuencia de la crisis del petróleo, si además

se tiene en cuenta las consecuencias que el cambio climático provocará en todos los países, se puede declarar que es de urgencia el que la sociedad tome conciencia de lo necesario que es un nuevo modelo basado fundamentalmente en la eficiencia, el ahorro y la diversificación de las fuentes energéticas, así como la relevancia del papel de las energías renovables.

La energía eólica es uno de esos recursos infinitos que es inagotable y que estamos despilfarrando día a día, no contamina y frena el agotamiento de combustibles fósiles contribuyendo a evitar el cambio climático, además es una de las fuentes de producción energética más baratas, pudiendo así competir en rentabilidad con otras fuentes energéticas tradicionales como las centrales térmicas de carbón, las centrales de combustible e incluso con la energía nuclear, si se consideran los costes de reparar los daños medioambientales.

La electricidad producida por un solo aerogenerador evita que se quemen diariamente miles de litros de petróleo y miles de kilogramos de lignito negro en las centrales térmicas.

1.3 OBJETIVOS

Los objetivos principales del siguiente proyecto son primordialmente los siguientes:

- Situar unos principios sobre la energía eólica, que permitan el desarrollo completo del estudio técnico y aprovechamiento del recurso eólico en la zona en la que se ejecutará el presente proyecto.
- Calcular la energía producida por el parque anualmente incluyendo las pérdidas que se puedan ocasionar.
- Realizar los diseños y cálculos que conlleva toda la obra civil y la obra eléctrica, excluyendo del alcance del proyecto el centro de transformación de tensión.
- Se planificarán los trabajos a seguir, la estructura de ejecución de obra y la estructura de contratación de las distintas partes de la obra.

- En el estudio económico-financiero se procederá al cálculo de la inversión, de los ingresos anuales por la venta de la energía eléctrica a la red según la metodología de Tarifa, de la amortización del proyecto; se estudiara que financiación es la más apropiada y la rentabilidad de la inversión en el proyecto y en el accionista.
- Se analizará la influencia de diversos factores en la asunción de riesgos por parte de los inversores, como por ejemplo la variación de la inflación y de los tipos de interés.
- Se estudiará el caso de venta del proyecto en lugar de su explotación.
- Se realizará además un seguimiento operativo aproximado del proyecto en ejecución.
- Se realizará un análisis del entorno normativo de la energía eólica analizando la situación actual y futura de este sector.

1.4 ANTECEDENTES TÉCNICOS

Se procede al estudio y redacción del presente proyecto fin de carrera cuyo título es: **PLANIFICACIÓN, GESTIÓN Y DESARROLLO DE UN PARQUE EÓLICO**, para la Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI.

En principio, se parte de unos datos de viento obtenidos por una torre de medición de unos 10 metros de altura situada en la zona más alta del lugar donde se implantará el parque eólico y que servirán para realizar el estudio planteado en este proyecto, estos datos se han obtenido gracias a la fuente del Centro nacional de energías renovables (CENER) (ver ANEXO II). A continuación se muestra en una tabla las velocidades medias obtenidas y la frecuencia según la dirección del viento como resultado de los datos recogidos por dicha torre meteorológica.

Orientación	f	v
N	5,05	5,5
NNE	5,88	6,885
NE	8,245	7,22
ENE	7,65	7,118
E	7,931	7,703
ESE	7,623	6,049
SE	7,644	6,042
SSE	8,058	5,702
S	9,568	5,675
SSO	11,781	7,13
SO	14,065	7,039
OSO	14,065	6,599
O	6,633	6,635
ONO	5,508	5,76
NO	4,264	5,878
NNO	6,7	5,733

También se parte de unos datos topográficos de la zona de proyecto proporcionados por los mapas topográficos nacionales de España.

A continuación también se muestra una imagen del mapa topográfico de la zona, señalando la poligonal del parque eólico.

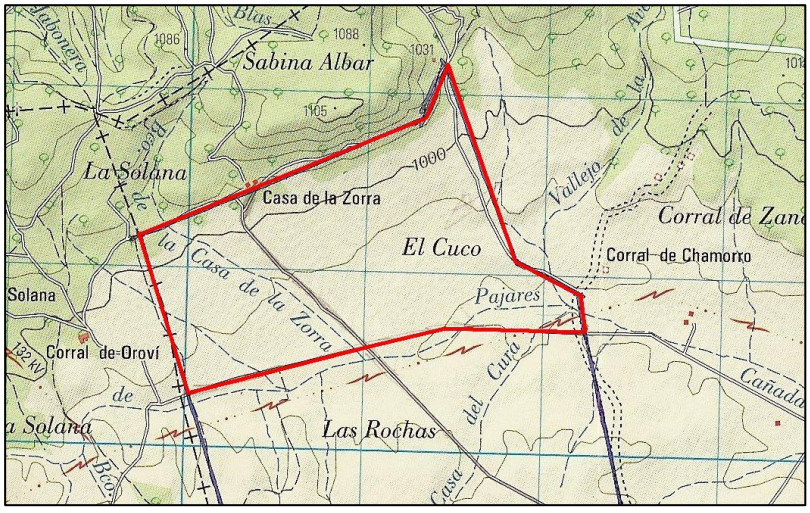


Fig. 1 Mapa Topográfico de la poligonal del Parque Eólico

1.5 ESTUDIO DE LOS RECURSOS EÓLICOS

De los datos de los vientos proporcionados por la torre meteorológica anteriormente citada se iniciará el estudio de los recursos eólicos del emplazamiento del parque, lo que permitirá determinar la orientación en la que se debe registrar la mayor parte de la energía del viento, dicha dirección, será la dirección de los vientos dominantes, y será a su vez la base para disponer las hileras de los molinos de viento.

La velocidad media del emplazamiento, según la fórmula que se muestra a continuación, es la siguiente:

⇨ *v.med.= 6,512 m/s*

$$vmed = \frac{\Sigma(f \times v)}{\Sigma f}$$

Dada que la velocidad media de la zona es superior a 5 m/s, se puede afirmar en una primera aproximación, que la construcción del parque en esta zona esta rentabilizada. La velocidad mínima para el funcionamiento de cualquier aerogenerador se establece en los 4 m/s.

La dirección óptima del viento se muestra en el siguiente diagrama llamado "Rosa de los vientos" donde se representa la velocidad media al cubo en cada dirección por su frecuencia dada.

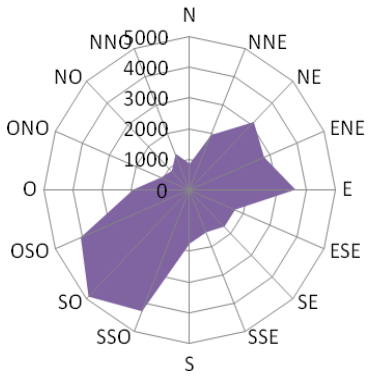


Fig.2 : Velocidad del viento según la direccion

Como se observa, la dirección de los vientos predominantes se encuentra concentrada en la dirección del Suroeste, siendo su complementaria la dirección Noreste, por lo que queda marcada como dirección óptima del parque, en la cual vamos a obtener más energía, la dirección SO-NE.

Se ha calculado también la energía en Kw del viento en cada dirección según la fórmula siguiente.

$$E = \frac{1}{2} \times \rho \times$$

Orientación	Energía	Kw
N	212000,509	212,000509
NNE	415872,945	415,872945
NE	479579,298	479,579298
ENE	459539,435	459,539435
E	582409,604	582,409604
ESE	282032,78	282,03278
SE	281054,794	281,054794
SSE	236227,511	236,227511
S	232887,636	232,887636
SSO	461867,522	461,867522
SO	444407,859	444,407859
OSO	366170,388	366,170388
O	372195,927	372,195927
ONO	243509,711	243,509711
NO	258784,094	258,784094
NNO	240101,382	240,101382

Se observa que la dirección con más energía es la dirección Este pero hay que tener en cuenta que su complementaria la Oeste da menos energía eólica, por lo que las dos direcciones óptimas complementarias donde más energía eólica se encuentra son las dirección Noreste y Suroeste.

A continuación se muestra un grafico en el que se observa con más claridad:

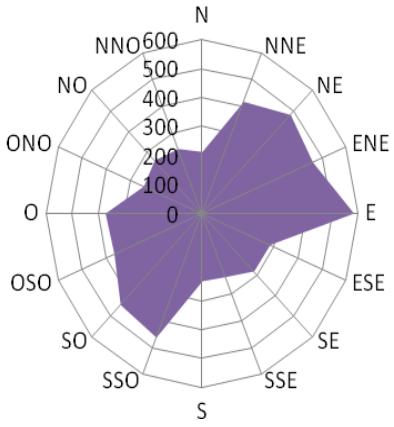


Fig.3 : Energía del viento según la direccion

1.6 SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

La situación y el emplazamiento del parque se trataran en el apartado siguiente con las justificaciones necesarias.

1.6.1 Criterios de la situación del emplazamiento

La elección del terreno donde se instalaran los aerogeneradores ha sido ordenadamente guiada siguiendo una serie de criterios que se muestran a continuación:

Recursos eólicos del emplazamiento:

- Velocidad media del viento suficiente para la rentabilidad del parque.
- Ausencia de rachas fuertes y frecuentes.
- Viento con mínimas turbulencias.
- Viento con una dirección predominante.

Condiciones del terreno en el emplazamiento:

- Evitar grandes desniveles en la topografía del parque.
- Presentar un nivel de complejidad lo menor posible.
- Evitar núcleos de mucha población y en caso de que existan mantener un radio de 300 m alrededor de cualquier construcción habitada.

- Tener en cuenta la cercanía a una línea eléctrica para facilitar el transporte de la energía generada evitando así las perdidas, pero siempre y cuando se guarde un distancia mínima de 100 m de cualquier aerogenerador a la línea de alta tensión.
- Evitar zonas en las que la accesibilidad sea limitada sobre todo a la hora de la construcción del parque.

Condiciones en el impacto ambiental:

Se debe contemplar el impacto sonoro, que se puede ocasionar sobre poblaciones cercanas, el impacto paisajístico, efectos sobre la flora y fauna, y las posibles interferencias sobre ondas de radio, televisión o telefonía.

1.6.2 Justificación de la situación del emplazamiento

La zona seleccionada para la instalación del parque eólico corresponde a la localidad de Casas de Don Pedro, población de Carcelén, provincia de Albacete.

El acceso a la localidad de Casas de Don Pedro se realiza mediante una carretera autonómica de tercer orden que proviene de la carretera de segundo orden CM-3201.

La capital de provincia más cercana, Albacete, queda a una hora por la carretera comarcal CM-332, y la distancia hasta la ciudad de Madrid es de unas tres horas y cuarenta y cinco minutos, vía terrestre.

Casas de Don Pedro, población en la que se implantará el parque eólico, se encuentra en una zona en la que el clima es templado, con temperaturas extremas en invierno y en verano. Temperatura media anual. 13,4°C.

Se ubica a unos 950 metros por encima del nivel del mar, con escasa cobertura vegetal y una topografía más o menos homogénea.

La selección de la localización del parque se realizará de acuerdo a las características eólicas de la zona. El lugar donde se implantará el parque eólico se encuentra en una zona cuya velocidad media del viento es de 6,5 m/s, por lo que es un emplazamiento adecuado para la producción de energía eólica.

A continuación se muestran unas fotografías aéreas de la zona.

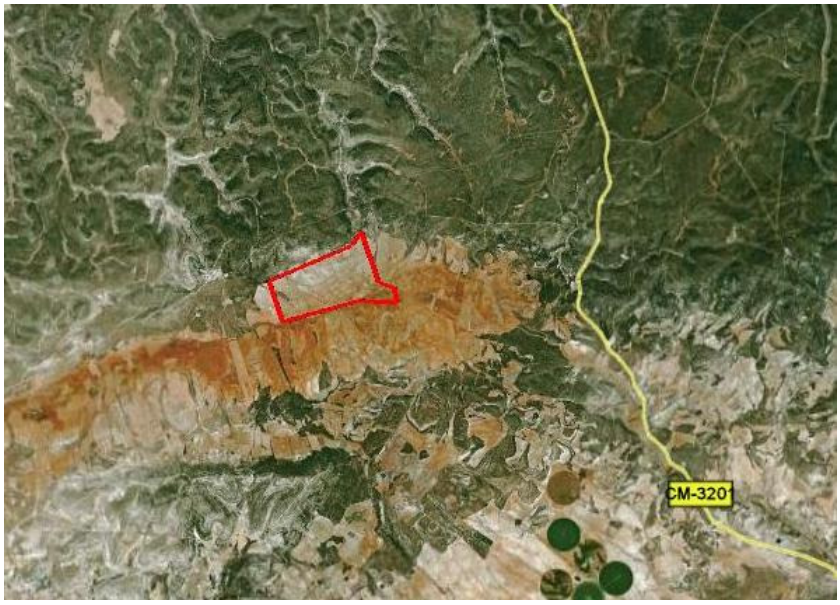


Fig. 4: Fotografía aérea de la zona de Carcelén (Albacete)

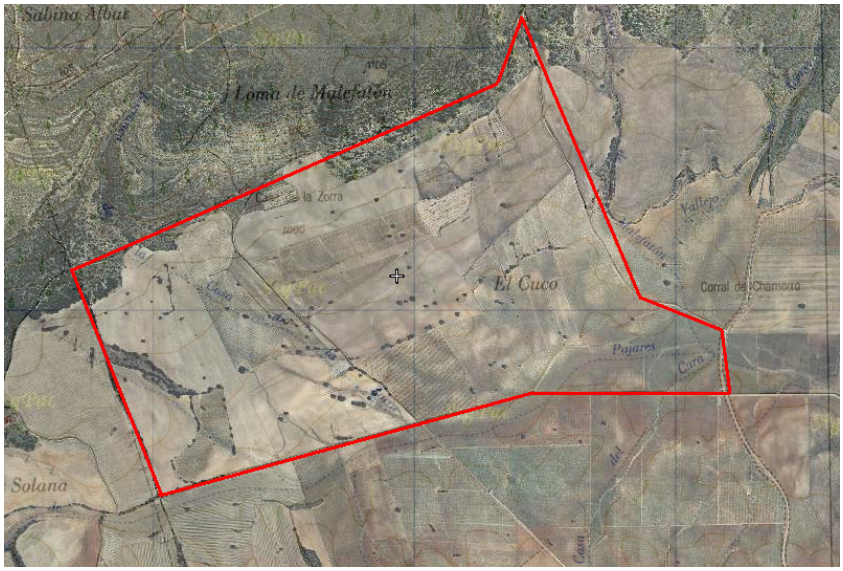


Fig.5: Fotografía aérea de la poligonal del parque eólico

1.7 CÁLCULO DE LOS AEROGENERADORES

Tras el estudio del emplazamiento, la topografía del terreno y el estudio del recurso eólico de la zona se ha procedido a estudiar el emplazamiento de los aerogeneradores en la zona, así como la elección de los mismos.

1.7.1 Justificación de los aerogeneradores elegidos

Un aerogenerador es un generador eléctrico movido por una turbina eólica accionada por el viento. La energía eólica se produce realmente por la energía cinética del aire en movimiento, la cual 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 que una vez se encuentra en una tensión adecuada se puede ceder a la red eléctrica general.

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

Para este proyecto, se han escogido aerogeneradores relativamente pequeños del fabricante Gamesa.

Se han escogido aerogeneradores de un fabricante español para evitar costes bastante elevados en el transporte de los mismos, así pues se han escogido aerogeneradores pequeños por una cuestión de rentabilidad económica en cuanto a la relación del coste unitario del aerogenerador y la producción de energía esperada por el parque; otra de las razones por las que la elección se ha inclinado por los de menor tamaño, es el impacto ambiental que puedan ocasionar en la zona aerogeneradores de gran tamaño.

Los aerogeneradores elegidos son de la marca **Gamesa G52** con una potencia nominal de **850 Kw.**

Los aerogeneradores serán de paso y velocidad variable ya que estas características aseguran una potencia de salida suave y, al mismo tiempo, se reducen los esfuerzos mecánicos de manera significativa.

1.7.2 Descripción técnica de los aerogeneradores elegidos

Los aerogeneradores G52 de Gamesa son de eje horizontal y sus partes principales son:

- Rotor: de 52 m de diámetro, tienen un área de barrido de 2.124 m^ y un peso de 33 T. La velocidad de rotación está normalmente limitada por la velocidad de punta de pala, cuyo límite actual se establece por criterios acústicos.
- Multiplicadora: Transforman la baja velocidad del eje del rotor en alta velocidad de rotación en el eje del generador eléctrico. Es de una etapa planetaria y dos etapas de ejes paralelos.
- Generador: de 850 Kw de potencia Nominal, con una tensión de 690 V y 50/60 Hz de frecuencia.
- La torre: tipo modular desde 44 m hasta 65 m de altura según la elección.
- Sistema de control: controla la orientación, la posición de las palas y la potencia total generada por el equipo.

A continuación se muestra un esquema de sus componentes:

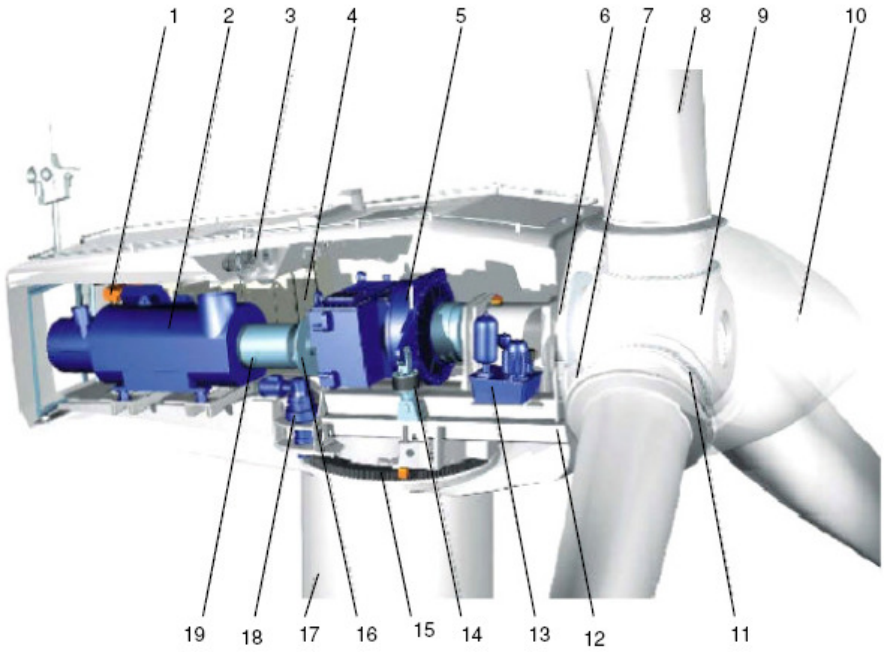
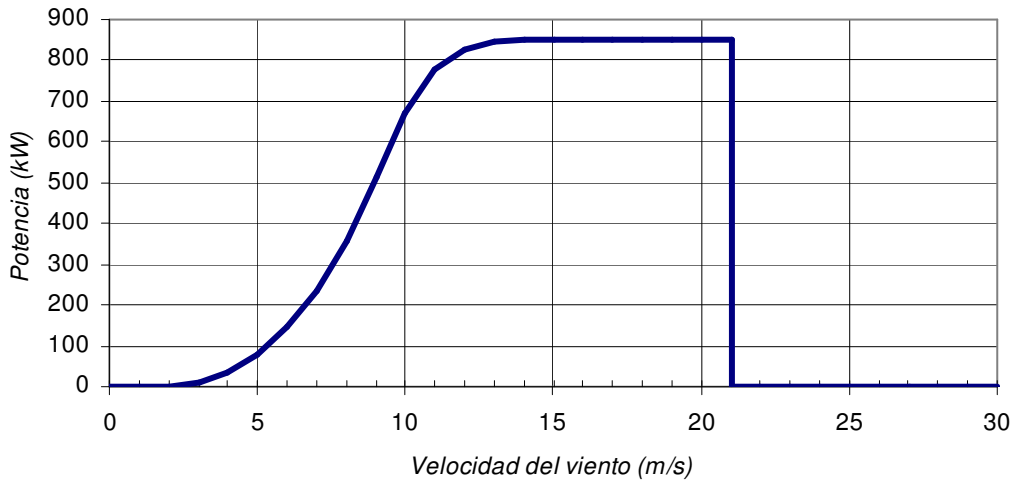


Fig. 6: Ilustración de los componentes del aerogenerador G52

1. Polipasto
2. Generador
3. Sist. Refrigeración
4. Unidad control eléctrico
5. Multiplicadora
6. Eje principal
7. Sistema bloqueo rotor
8. Pala
9. Buje
10. Cono
11. Rodamiento pala
12. Bastidor
13. Sistema hidráulico
14. Amortiguador
15. Corona de giro
16. Disco de freno
17. Torre
18. Reductora de giro
19. Transmisión

La curva de potencia de este tipo de aerogeneradores para una temperatura media de 15 ºC y una densidad del aire de 1.225 kg/m3 se muestra a continuación:



Los datos técnicos se muestran de forma más detallada en el ANEXO I y en el PLANO 07 (P07 – AE) y PLANO 8 (P08 – AE).

1.7.4 Emplazamiento de los aerogeneradores

La disposición de los aerogeneradores en la poligonal del parque se realizará perpendiculares a la dirección de mayor velocidad del viento anteriormente citada Suroeste – Noreste.

Se dispondrán en hileras separadas entre sí 520 metros, separándolos al tres bolillos y con una separación entre uno y otro de la misma hilera de 156 metros.

Se ha tenido en cuenta una separación de 100 metros de cualquier línea de alta tensión que cruce la poligonal del parque, así como la separación de cualquier construcción cercana de 300 metros de radio a la redonda.

En total se instalaran 22 aerogeneradores de 850 Kw de potencia unitaria con una altura de 44 metros, la elección de la altura se ha hecho según la comparación del incremento de energía en función de la altura contra el incremento del coste en función de la altura también, estos datos se muestran a continuación en este proyecto. Por lo tanto la potencia total instalada en el parque será de **0,85 MW x 22 = 18,7 MW.**

En el PLANO 05 se puede observar la disposición de los aerogeneradores sobre la poligonal del parque.

1.7.5 Elección de la altura de la torre de los aerogeneradores

Los cálculos de la velocidad media del viento, se han realizado a la altura de 10 metros, que es la altura de la torre meteorológica de medición. Sin embargo la velocidad del viento varía con la altura, siguiendo aproximadamente una ecuación de tipo estadístico, conocida como ley exponencial de Hellmann, de la forma:

$$v_h = v_{10} \left(\frac{h}{10}\right)^{\alpha}$$

En la que vh es la velocidad del viento a la altura h, v10 es la velocidad del viento a 10 metros de altura (6,512 m/s) y α es el exponente de Hellmann que varía con la rugosidad del terreno según la tabla siguiente:

TERRENO LLANO CON POCOS ÁRBOLES	0,03 m
TERRENO AGRÍCOLA (árboles abundantes, tierra arable...)	0,10 m
TERRENO CULTIVADO (cultivos, vegetación, casas aisladas...)	0,30 m
ÁREA RESIDENCIAL (construcción densa de poca altura...)	1,0 m
ÁREA URBANA (edificios altos e industriales con estructuras altas...)	3,0 m

Para esta observación se ha escogido como valor α= 0,03, cuya distribución de velocidades en función de la altura se muestra en el siguiente grafico.

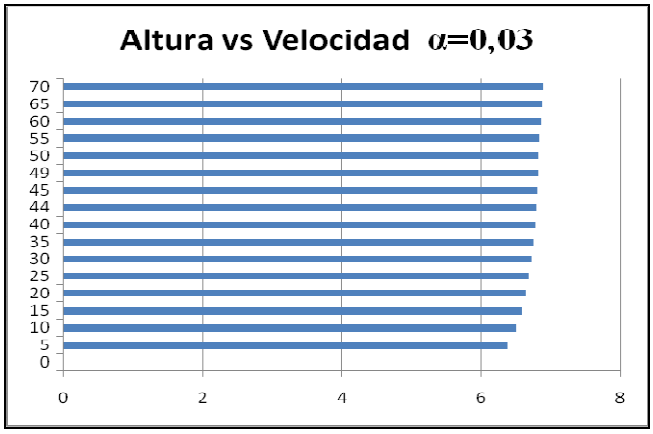


Fig. 7: Distribución de velocidades en función de la altura

Este valor α=0,03 pertenece a terrenos llanos con pocos árboles, que es el caso del presente emplazamiento.

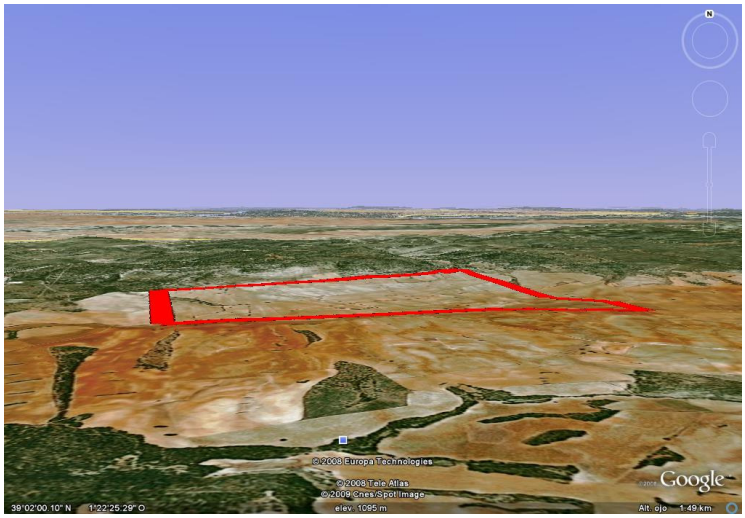


Fig. 8: Simulación del perfil terrestre de la zona de emplazamiento

A continuación se muestra una tabla y un grafico que relaciona la velocidad del viento en la zona a distintas alturas, entre ellas las alturas disponibles de torre de los aerogeneradores según el catálogo de Gamesa, 44, 49, 55 y 65 metros.

Altura m	velocidad m/s
0	0,00
5	6,38
10	6,51
15	6,59
20	6,65
25	6,69
30	6,73
35	6,76
40	6,79
44	6,81
45	6,81
49	6,83
50	6,83
55	6,85
60	6,87
65	6,89
70	6,90

Se ha calculado la energía producida anualmente por un generador en función de las alturas disponibles en el catalogo.

	Altura (m)	Velocidad(m/s)	Probabilidad	Potencia (Kw)	Energía (Kw h/año)
H1	44	10,16	0,055706856	564,5	**275471,52**
H2	49	10,49	0,050653556	564,5	**250482,85**
H3	55	10,86	0,045307949	564,5	**224048,71**
H4	65	11,42	0,03784278	684,6	**226946,78**

El incremento de energía de cada generador según la altura de su torre respecto a la altura de 44 metros que es la más baja se muestra a continuación.

	Altura (m)	MW h/año	Δ% Energía
H1	44	275,472	**100**
H2	49	250,483	**90,92876404**
H3	55	224,049	**81,33280573**
H4	65	226,947	**82,38484497**

Por último se ha analizado el incremento en coste del proyecto respecto al incremento en altura de la torre para escoger la altura óptima en función de un incremento de energía siempre superior al incremento en coste del proyecto.

Tras un análisis en los costes del sector se han concluido en datos aproximados de un incremento de unos 1000€ por cada metro de altura incrementado en la torre, si además se sabe que el precio del proyecto de aerogeneradores de 850 Kw se sitúa en torno a los 450.000€ se puede concluir que el incremento en el coste de proyecto por cada metro de torre incrementado será en torno al 0,25%.

	Altura (m)	MW h/año	Δ% Energía	Δ% COSTE
H1	44	275,472	**100**	**100**
H2	49	250,483	**90,92876404**	**101,25**
H3	55	224,049	**81,33280573**	**102,75**
H4	65	226,947	**82,38484497**	**105,25**

Como se observa en la tabla anterior la altura **H1 de 44 metros** es la única cuyo incremento de coste no es superior al incremento de energía. Como ventaja adicional se puede resaltar que el escoger la altura más baja de torre facilita un montaje de la misma menos costoso.

Dentro de la elección de altura del generador se debe tener en cuenta el efecto de la variación del viento a lo largo de la altura de los aerogeneradores lo que provoca una serie de vibraciones que ocasionan un efecto de fatiga que se transmite al eje del rotor y provoca que la vida útil de los aerogeneradores sea inferior por lo que los costes de mantenimiento aumentan, pero en este caso esa variación entre los extremos de las palas y el buje es tan solo de unos 2 m/s por los que los costes de mantenimiento no aumentaran excesivamente.

A continuación se muestra un dibujo ilustrativo que relaciona la altura de los aerogeneradores utilizados y la variación de la velocidad del viento en el área de barrido del rotor.

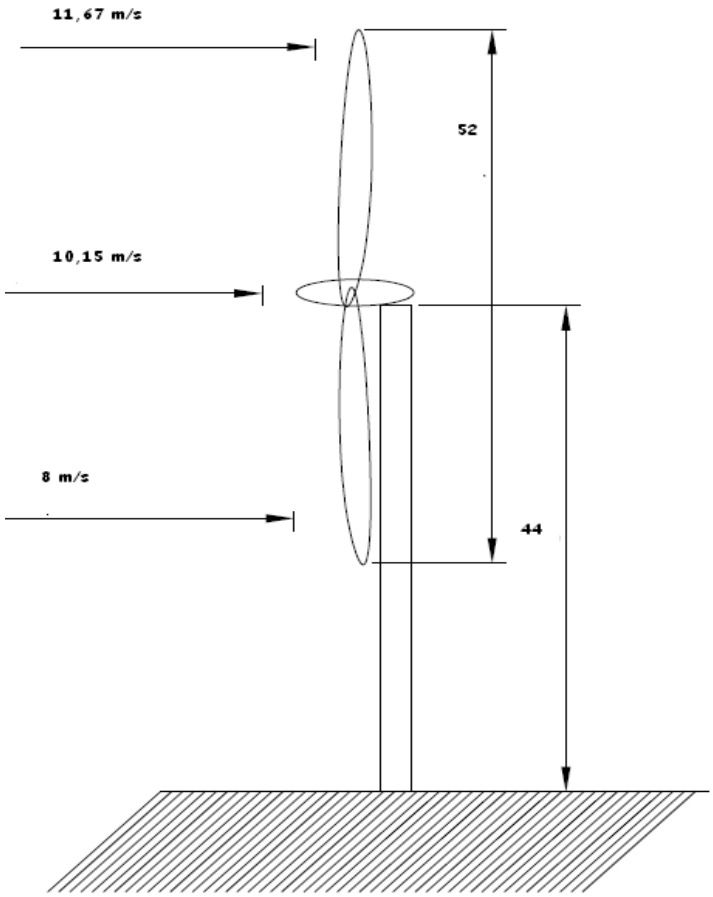


Fig. 9: Ilustración de la velocidad del viento sobre un aerogenerador

1.8 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

En este capítulo se hace un cálculo aproximado de la energía producida por el parque eólico en un año partiendo de los datos obtenidos por la torre de medición situada en la poligonal del parque y de la curva de potencia de los aerogeneradores G52.

Se calculan las probabilidades de tener una cierta velocidad del viento con un caso particular de la distribución de probabilidad Weibull llamado distribución de Rayleigh, a falta de la desviación típica de los datos, se realizará un análisis con distintos factores de forma extremos y con ello se concluirá que el factor de forma ideal para el presente emplazamiento es el que sigue la distribución de Rayleigh.

Se mostrará la curva de potencia de los aerogeneradores, mostrando la potencia alcanzada por los mismos en función de la velocidad del viento.

A continuación se calculará la eficiencia del parque eólico midiendo el factor denominado "Horas Equivalentes", que expresa cuantas horas tendría que funcionar el parque entregando su potencia nominal (0,85 MW por aerogenerador) durante un año para entregar la energía producida anualmente.

Por último se analizará el efecto abrigo de los obstáculos del terreno en la perdida de energía del viento.

1.8.1 Ley de Weibull. Distribución de probabilidad de las velocidades del viento

En el apartado siguiente se calcula la probabilidad de tener un dato de viento en una velocidad dada. Para ello se utiliza la distribución de probabilidad Weibull que es la utilizada para describir la variación del viento en un emplazamiento concreto.

La ley de Weibull viene definida por dos parámetros (β>0, α>0): el parámetro de escala (β), que es función de la velocidad media que se presenta en el emplazamiento y el parámetro de forma (α) que es función de la desviación típica de las observaciones.

La función de distribución acumulada de Weibull es la siguiente:

$$F(x,\alpha,\beta) = 1 - e^{-(x/\beta)^{\alpha}}$$

En muchos cálculos de producciones energéticas, cuando no se dispone de datos de las desviaciones típicas de las observaciones, como es el presente caso, se toma la distribución Weibull con K=2, el cual es un caso particular de la misma, denominada distribución de Rayleigh.

Téngase presente que la ausencia entre los datos de la desviación típica es debido a que las desviaciones que se producen en los resultados son ciertamente despreciables.

No hay que desestimar un estudio con otros factores de forma para la distribución Weibull, en los que se puede observar como la producción de energía varia. A menudo este factor suele variar entre 1 y 3; según dicho factor 'crece' el peso de la

distribución de probabilidad se va hacia la derecha, con lo que al producirse este fenómeno, se tiene una mayor probabilidad de presencia de vientos con velocidades a las que el aerogenerador da más potencia. Por eso, según crece este factor de forma el emplazamiento se vuelve más interesante, concluyendo que para una distribución con K=3 el parque de este proyecto sería mucho más eficiente.

Lamentablemente no existen prácticamente emplazamientos con k=3 en el mundo y lo usual es que "k" oscile alrededor de 2. Por lo que para los cálculos siguientes se ha tomado entonces la distribución con factor de forma k=2.

Factor de escala	7,35
Factor de forma	2
Media	6,512

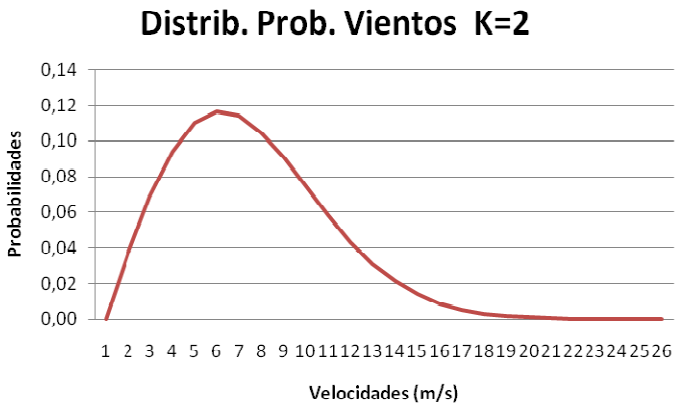


Fig. 10: Distribución de probabilidad Rayleigh

A falta de la desviación típica se ha tomado como factor de forma K=2, pero realmente este valor puede variar entre [1; 3], a continuación se muestra un grafico en el que se puede observar las distintas distribuciones de probabilidad para los casos del factor de forma, K=1, K=2 y K=3.

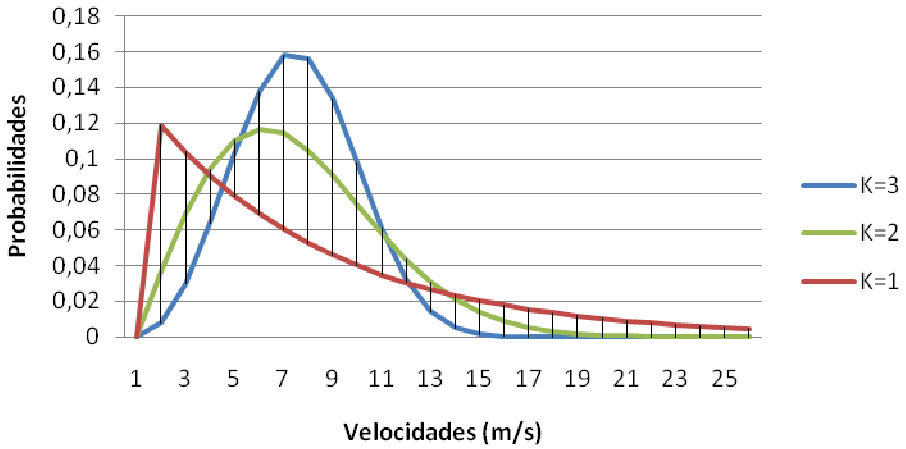


Fig. 11: Distribución de probabilidades para los distintos factores de forma

1.8.2 Curva de Potencia del aerogenerador G52

Los aerogeneradores poseen entre sus datos técnicos la curva de potencia, la cual relaciona la potencia eléctrica que entrega el sistema con la velocidad del viento a la altura del centro de su rotor; además indica a qué velocidad del viento alcanzan los aerogeneradores su potencia nominal de 850 Kw, a qué velocidad se produce el arranque (velocidad de arranque) y a qué velocidad la potencia ya se mantiene constante (velocidad de corte).

Este tipo de curvas se utilizan como un dato de entrada para estimar la energía eléctrica que un aerogenerador específico produciría al operar bajo un régimen de viento dado.

A continuación se muestra la curva de potencia del aerogenerador G52.

velocidad (m/s)	Potencia (Kw)
0	0
1	0
2	10
3	15
4	27,9
5	65,2
6	123,1
7	203
8	307
9	435,3
10	564,5
11	684,6
12	779,9
13	840,6
14	848
15	849
16	850
17- 25	850

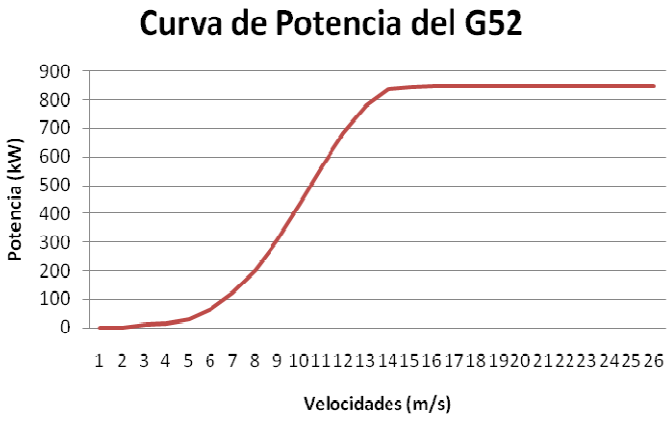


Fig. 12: Curva de potencia para el aerogenerador G52

Si se relaciona la curva de potencia anterior con la distribución de probabilidad Weibull para la velocidad del viento se puede analizar la potencia que otorgan los aerogeneradores en función de que exista más o menos probabilidad del viento para esa potencia.

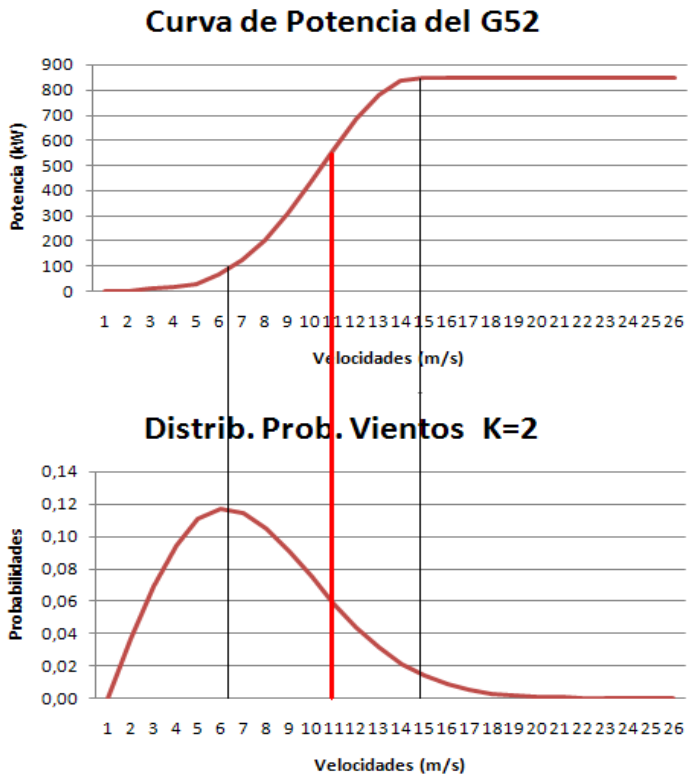


Fig. 13: Relación de Curva de potencia con la distribución de probabilidad Rayleigh

Como se puede observar en la imagen anterior la potencia nominal se consigue a un probabilidad relativamente baja, mientras que en la probabilidad máxima del viento se consigue una potencia de unos 100 Kw; como punto intermedio se puede ver que a una probabilidad media-baja del 6% se consigue una potencia media de 500 Kw; este punto se da entre 10 y 11 m/s de velocidad del viento, este mismo dato es el que se ha calculado en el análisis de la velocidad del viento a la altura del buje de la torre seleccionada.

1.8.3 Energía anual producida por el aerogenerador G52

Para el cálculo de la energía producida anualmente por un solo aerogenerador del modelo G52, se tienen en cuenta las probabilidades de la distribución de Rayleigh y las potencias de la curva de los aerogeneradores a distintas velocidades del viento.

Se toman las probabilidades para cada velocidad y se multiplican por la potencia otorgada por el aerogenerador a dicha velocidad, desde 0 hasta 25 m/s; a

continuación se suman todos los datos y se multiplican por el número de horas en un año.

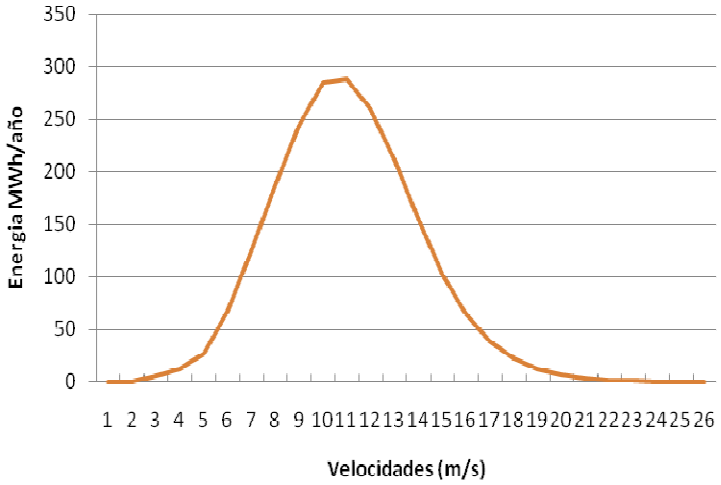
$$Eteorica = 8760 \times (\sum_{0}^{25} (p_i(u) \times potencia_i(u)))$$

La tabla siguiente muestra los resultados de las operaciones anteriormente descritas, en ella también se puede observar la relación entre la velocidad, la probabilidad de que se de esa velocidad y la energía generada, sacando así como conclusión que la mayor energía generada por un aerogenerador es de 287,54 MWh/año y se da con una velocidad del viento de 10 m/s, que es la que según se ha calculado, se produce a los 44 metros de altura que se encuentra el buje, con una probabilidad del 5,8%.

En el grafico posterior se puede observar esto con más claridad.

Velocidad (m/s)	Potencia (Kw)	Probabilidad	h/año	Energía (MWh/año)
0	0	0	8760	0
1	0	0,036342615	8760	0
2	10	0,068758873	8760	6,02327728
3	15	0,094020879	8760	12,35434345
4	27,9	0,110125795	8760	26,9151848
5	65,2	0,11653243	8760	66,55773047
6	123,1	0,114076845	8760	123,01545
7	203	0,104624997	8760	186,0525403
8	307	0,090581664	8760	243,6030813
9	435,3	0,074392204	8760	283,6744349
10	564,5	0,058148865	8760	287,5472997
11	684,6	0,043362266	8760	260,0476726
12	779,9	0,030902975	8760	211,126778
13	840,6	0,021075791	8760	155,194874
14	848	0,013769297	8760	102,2849464
15	849	0,008624619	8760	64,14335933
16	850	0,00518269	8760	38,5903126
17	850	0,002989459	8760	22,25950949
18	850	0,001655946	8760	12,33017519
19	850	0,000881209	8760	6,561484914
20	850	0,000450639	8760	3,355459796
21	850	0,00022152	8760	1,649440171
22	850	0,000104697	8760	0,7795732
23	850	4,75858E-05	8760	0,354324123
24	850	2,08028E-05	8760	0,154897537
25	850	8,74847E-06	8760	0,065141144

ENERGÍA ANUAL ENTREGADA POR UN AEROGENERADOR	**241,3974076**	**8760**	**2114,641291**



1.8.4 Energía anual suministrada por el parque eólico

El parque eólico de este proyecto va a contar de 22 aerogeneradores de 0,85 MW cada uno, por lo que la potencia nominal instalada del parque será:

$$0{,}85\frac{MW}{aerogenerador}\times 22 aerogeneradores = 18{,}7 MW$$

El calculo de la energía producida anualmente por todo el parque se calcula de tal manera que se suma la energía de todos los aerogeneradores instalados en el parque y se le aplica unos factores de corrección por pérdidas.

Pérdidas por indisponibilidad de máquinas y subestación = 0,96

Pérdidas por transporte = 0,97

Pérdidas por mantenimiento = 0,96

$$Etotal = Eteorica \times 22 \times p_i \times p_t \times p_m$$

ENERGÍA ANUAL PRODUCIDA POR EL PARQUE	**41588,53 MWh/año**

1.8.5 Eficiencia de la energía producida por el parque en Horas Equivalentes

La hora equivalente es el parámetro usado en la caracterización del aprovechamiento de la energía eólica. Este factor expresa cuantas horas tendría que funcionar el parque entregando su potencia nominal (0,85MW por aerogenerador) durante un año para entregar la energía producida anualmente:

$$h.equivalentes = \frac{Pot.total.instalada}{Energia.total.anual}$$

ENERGÍA ANUAL PRODUCIDA POR EL PARQUE	41588,53
POTENCIA TOTAL INSTALADA	18,7
HORAS EQUIVALENTES	**2224**

Las horas que debería estar funcionando el parque eólico entregando su potencia nominal para entregar la energía producida anualmente son 2224h, este valor siempre que sea por debajo de 3000h demuestra una gran eficiencia del parque.

1.8.6 Efecto de abrigo de los obstáculos sobre los aerogeneradores

A menudo el viento tiene obstáculos en su trayectoria tales como edificios, árboles, formaciones rocosas, etc. que pueden disminuir la velocidad del viento de forma significativa y a menudo crean turbulencias en torno a ellos.

El efecto de frenado del viento, que un obstáculo produce, aumenta con la altura y la longitud del mismo. Obviamente, el efecto será más pronunciado cerca del obstáculo y cerca del suelo, es por eso que muchas veces algunos aerogeneradores se ven afectados por este efecto y funcionan de forma diferente ante velocidades bajas del viento, esto hace que la producción anual de estos aerogeneradores se vea reducida.

En el terreno de la poligonal del parque que se encuentra en la localidad de Casas de Don Pedro, no se ubican vegetaciones altas como pueden ser arboles que afecten a la perdida de energía del viento, sin embargo si existen construcciones como por ejemplo el edificio de la subestación que se encuentra lo suficientemente cerca como para afectar al rendimiento de algún aerogenerador.

A continuación se realiza el estudio de esa pérdida de energía del viento debido al obstáculo no aerodinámico del edificio de la subestación eléctrica con un programa no comercial.

En el gráfico siguiente se muestra una estimación de cómo disminuye el viento tras el obstáculo mencionado. En este caso el edificio tiene unos 3 metros de altura y 10 de ancho, situado a una distancia de 50 metros de un aerogenerador con una altura de buje de 44 m. El abrigo del viento puede verse literalmente en diferentes tonos de gris. Los números en azul indican la velocidad del viento en tanto por ciento de la velocidad del viento sin el obstáculo.

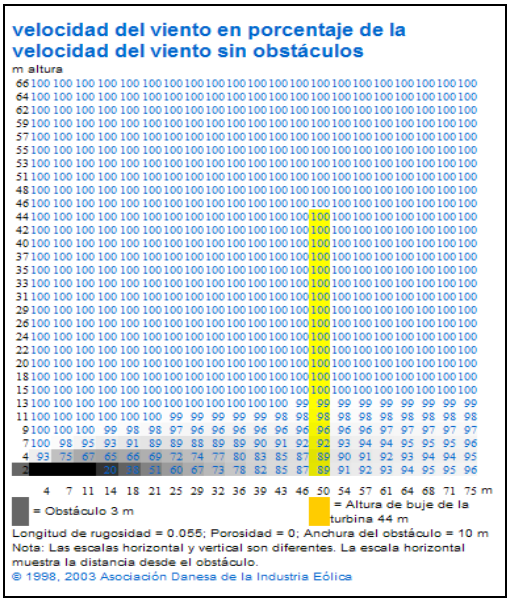


Fig. 14: Efecto abrigo de los obstáculos del parque. Velocidades

Se puede observar como dicho obstáculo no interfiere en la velocidad del viento que afecta a la zona de barrido del rotor que está comprendida desde 18 a 66 metros; en esta zona la velocidad del viento continúa siendo del 100%.

A continuación se muestra el mismo gráfico representativo para la energía del viento, en el cual se observa que el aerogenerador aprovecha el 100% de la energía del aire en el área de barrido del rotor.

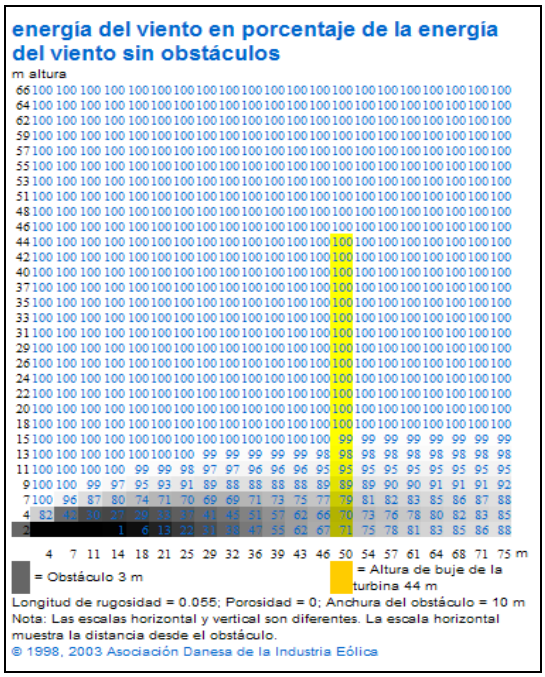


Fig. 15: Efecto abrigo de los obstáculos del parque. Energía

1.9 OBRA CIVIL

En este apartado se desarrollan todas las actividades que conllevan infraestructuras, instalaciones y obras civiles necesarias para llevar a cabo este proyecto del parque eólico.

A continuación se detallan los siguientes puntos: viales interiores del parque eólico, plataformas para el montaje de las grúas de construcción de los aerogeneradores, cimentaciones de los mismos, zanjas para las canalizaciones eléctricas, arquetas y cunetas para la evacuación de aguas.

Todas las obras descritas seguidamente se realizarán con la menor afección ambiental posible y conservando en todo lo posible la originalidad del terreno.

1.9.1 Viales interiores del parque

Se trazará una serie de viales interiores dentro de la poligonal del parque para poder facilitar el transporte de grúas y elementos del aerogenerador, se aprovechará para ello caminos ya existentes, como es en este caso, el acceso principal al parque.

Los viales tendrán como mínimo una anchura útil de 4,5 metros y los radios de las curvas serán de 110 metros para viales de sentido único de 4,5 metros de ancho y 50 metros para viales de doble sentido con 9 metros de anchura útil. Las pendientes longitudinales tendrán un 12% de inclinación como máximo en tramos rectos y un 10% en tramos de curvas. La nivelación de los mismos se realizará a punta de estaca.

Algunos de los caminos desarrollados tendrán carácter provisional, limitándose su uso a esta primera fase de ejecución de las instalaciones. Otros, sin embargo, constituirán las pistas de acceso para el mantenimiento y control operacional que deban realizarse durante la vida útil del parque. En ambos casos, las acciones genéricas habitualmente presentes en su proceso de construcción son las siguientes:

- Replanteo del terreno.
- Una vez trazados los caminos del parque se procederá al desbroce mediante un buldócer que extraerá la primera capa de tierra del terreno que contiene toda parte vegetal, con ella se harán acopios reutilizables. El desbroce ocasionara una zanja de unos 40 cm. de profundidad que será rellenado con ciertos materiales para la realización del firme.
- Realización del firme con materiales no asfalticos:
  - Macadam: se rellenará el hueco causado por el desbroce, de unos 40 cm de profundidad, con macadam, el cual consiste en un conjunto de cantos rodados de unos 20-30 cm de diámetro. Este material se somete a un proceso de compactación para obtener el resultado de los ensayos de compactación recogidos por una empresa subcontratada; esta compactación se realizará mediante la humectación del macadam y después la compresión mediante un rodillo compactador; esto permite que se filtre el agua de las precipitaciones y tenga poco efecto de capilaridad. Es posible en casos de mucha humedad, que no es el dado, usar tejidos geotextiles para evitar la capilaridad.

- Zahorra: tras el macadam se elevará el camino entre 20-30 cm con este material parecido a la grava, su extensión se realizará en tongadas sensiblemente paralelas a la explanada. Es posible la utilización de zahorra natural proveniente del terreno de la zona o zahorra artificial la cual se extrae directamente de una cantera.

En el PLANO 02 (P02 – O.C.) puede observarse con detalle la distribución de los viales del parque.

1.9.2 Plataformas y cimentaciones

Al igual que para el transporte de los equipos, en las labores de instalación de los aerogeneradores se requieren infraestructuras auxiliares de ingeniería. Se trata de las plataformas de montaje sobre las que se sustentan las grúas necesarias para el izado de las torres y demás componentes del equipo con gran tamaño. Por cada aerogenerador se construirá una plataforma de 20 metros de ancho por 25 de largo; estarán formadas por unos 15 cm de hormigón de limpieza, y se recubrirán con el material de los acopios procedente del desbroce de los caminos y otras construcciones. En la imagen de la derecha se muestra una grúa montada sobre una plataforma mientras realiza el montaje de la torre del aerogenerador.

Fig. 16: Construcción de torre de aerogenerador

Las cimentaciones que constituirán de base para los aerogeneradores serán zapatas de 7,5 por 7,5 metros cuya función será resistir los esfuerzos de vuelco y deslizamiento que producen las fuerzas actuantes sobre las

Fig. 17: Virola de apoyo de la torre.

torres. En la imagen anterior se ilustra la zapata de un aerogenerador ya terminada según el proceso que describimos a continuación:

- Se realiza la excavación de un hueco geométrico de 7,5 metros de ancho por 7,5 metros de largo y con una profundidad aproximada de 1,62 metros.
- A continuación se vierte un hormigón de limpieza de unos 15 cm sobre el que se colocara el mallazo de acero.
- Sobre el mallazo se colocara la Virola, pieza que utiliza la empresa proveedora de los aerogeneradores (Gamesa) para atornillar sobre ella la primera pieza de la torre.
- Se realiza un primer relleno con hormigón hasta la altura de los 4 taladros para los pasa-tubos.
- Se coloca un nuevo mallazo con la cavidad para la virola.
- Se disponen los pasa-tubos para el drenaje y las líneas eléctricas.
- Se procede al relleno final con hormigón dejando parte de la virola sobresaliente.
- Se nivelan a punta de estaca.

1.9.3 Evacuación de aguas

Para evitar el deterioro de los caminos, el arrastre de los mismos y las bolsas de agua, se procederá a la construcción de cunetas y pasos de agua para la recogida y conducción del agua caída en la poligonal del parque por las precipitaciones.

Se desarrollarán cunetas a un lado de todos los camino y de las plataformas, sus funciones primordiales serán la recogida y conducción del excedente de agua que el terreno no pueda filtrar.

Su construcción se realizará desde la parte más alta de la poligonal del parque situada a uno 1000 metros de altitud y se irá bajando según las cotas.

Estarán formadas de hormigón, en forma de “V”, con 50 cm de profundidad y 1 metro aproximadamente de anchura en la parte superior.

Para el cruce de un camino se utilizarán pasos de agua subterráneos que conducirán el agua debajo del paso, evitando que este se arrastre o deteriore mediante grietas. Estas conducciones estarán formadas por hormigón.

En el PLANO 01 puede observase con detalle la distribución de cunetas y pasos de agua sobre la poligonal del parque.

1.9.4 Zanjas para canalizaciones

Para el transporte de la energía producida por cada aerogenerador, la conexión de comunicación entre los mismos, y el tendido de puesta a tierra irá canalizado subterráneamente, para ello se dispondrán de zanjas que discurrirán de aerogenerador en aerogenerador hasta el centro de transformación evitando cunetas y señalizando posibles peligros de alta tensión.

Las zanjas tendrán aproximadamente 80 cm de anchura y 110 cm de profundidad, las canalizaciones que conducirán serán las siguientes:

- Toma de tierra: sobre el mismo terreno se dispondrá la red de tierra que une cada aerogenerador con otro, esta capa tendrá unos 10 cm de altura y se rellenará con tierra vegetal o material procedente de la propia excavación
- Cables de Media Tensión: sobre la capa anterior, libre de cascotes e irregularidades, se dispondrán los cables de media tensión que conectan a los aerogeneradores entre sí y a la subestación del parque eólico, directamente sobre el terreno sin entubar, en el caso de los cruces de caminos irán entubados en tubos de plástico corrugados. La profundidad de los cables suele ser aproximadamente un metro. Dicha medida es resultado de un equilibrio entre dos factores condicionantes, desde un punto de vista técnico, pues la cercanía a la superficie favorece la disipación de calor a la atmósfera, mientras que la humedad suele aumentar con la profundidad. El relleno de esta capa se realizará también con arena o material seleccionado en unos 20 cm.

  Sobre esta capa se dispondrá de una protección mecánica que avise del peligro de alta tensión cercana.

- Canalización de control: sobre la capa anterior se dispondrá de un tubo de plástico corrugado de 10 cm de diámetro que conducirá la fibra óptica que establecerá la conexión de comunicación entre todos los aerogeneradores. El relleno de esta capa se realizara con material de la propia excavación en unos 20 cm aproximadamente.

  Tras esta capa con el fin de señalizar la proximidad de los cables en excavaciones futuras, se colocará una cinta de señalización de riesgo eléctrico y el resto del relleno, unos 50 cm, se realizará con material sobrante de la excavación.

A continuación se muestra un dibujo esquemático de la disposición por capas de una zanja del parque eólico.

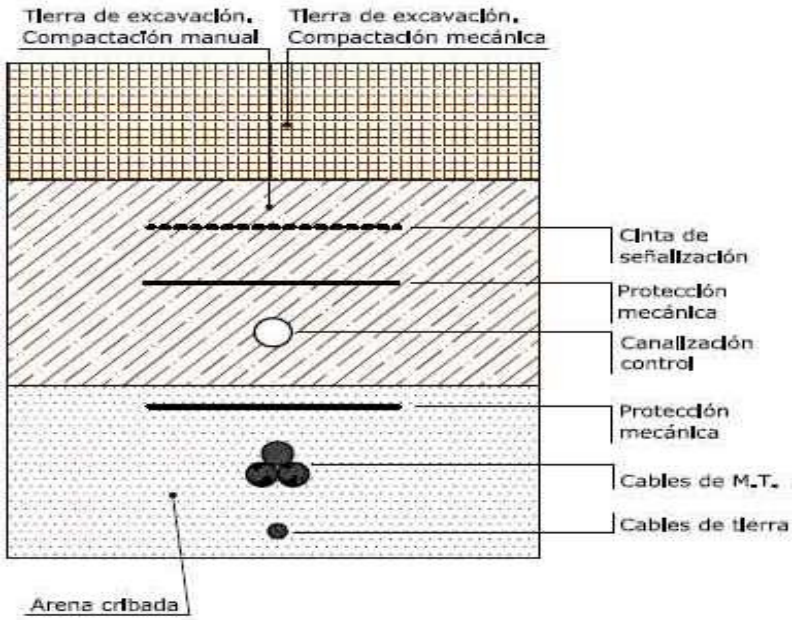


Fig. 18: Sección de una zanja

El recorrido de los cables por el parque irá marcado con hitos de señalización pintados de amarillos cada 50 metros y además se señalizarán las zonas donde se realicen empalmes de cables con hitos pintados de rojo.

1.9.5 Arquetas

En las zonas donde se realicen empalmes de cables o derivaciones de los mismos, se situarán arquetas rectangulares con paredes de hormigón, de un tamaño adecuado

para facilitar la reparación o supervisión por el personal. Las tapas de registro de las arquetas serán de forma circular.

1.10 OBRA ELÉCTRICA

Al contrario de lo que sucede con otras fuentes de energía (gas, petróleo, carbón...), la energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades. La electricidad demandada en cada momento tiene que producirse de forma simultánea en centros de generación y transportarse mediante una red que distribuya a toda esa demanda.

El sistema eléctrico de un parque eólico tiene por objeto la transferencia de la energía producida por cada aerogenerador hacia la red de la compañía eléctrica. La legislación española limita la potencia de un parque eólico hasta los 50 MW para poder acogerse al Régimen especial establecido en el Real Decreto 436/2004 y acogerse al sistema de primas.

El diseño del sistema eléctrico del parque eólico puede variar en función de la distancia entre aerogeneradores, potencia instalada y distancia al centro de transformación, pero la composición del mismo se basa principalmente en los siguiente elementos que se van a describir.

1.10.1 Instalación de Baja Tensión (BT)

Esta instalación es interna a cada aerogenerador, es decir, cada aerogenerador posee una serie de circuitos internos que conectan la salida del generador con el centro de transformación, también interno, y que eleva el potencial eléctrico de salida desde Baja Tensión (unos 690 V) hasta Media Tensión (20 kV). Este trasformador está localizado dentro de la torre y consiste en una celda de Hexafloruro.

A continuación se muestra el diagrama unifilar de la instalación eléctrica del interior de un aerogenerador G52 de 850 kW.

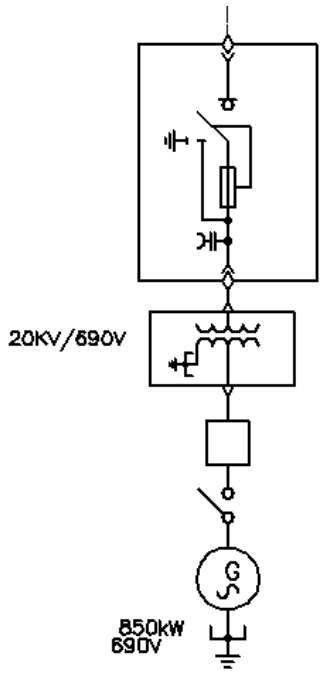


Fig. 19: Diagrama unifilar de un aerogenerador modelo G52

1.10.2 Red de Media Tensión (MT)

Esta red conecta a los aerogeneradores entre sí y a la subestación del parque eólico. Por ello, el trazado de la red de MT se basa en la disposición de los aerogeneradores, pero se tendrá siempre en cuenta el uso de la menor cantidad de cable posible. La unión se realizará siempre en cada aerogenerador donde se dispondrá, en cada uno de ellos, de una arqueta donde llegarán los cables de media tensión, de comunicación y de puesta a tierra.

El conductor utilizado será del tipo aislado con goma de etileno propileno (EPR).

La red discurrirá por el parque enterrada bajo suelo, los cables se dispondrán en el interior de una zanja y sobre el propio terreno para así facilitar la disipación del calor, en las zonas donde existan cambios de dirección se dispondrán de arquetas de registro.

En el PLANO 06 (P6-0.E.) se muestra la distribución de la red de media tensión.

1.10.3 Puesta a Tierra

Además de las canalizaciones descritas, cada aerogenerador debe estar provisto de una toma de tierra cuya función será principalmente la protección frente a descargas y rayos, esta vendrá condicionada por las características del terreno donde se desarrolle.

El tendido estará formado por un cable de cobre que unirá todos los aerogeneradores y la subestación eléctrica, el empalme de los cables, al contrario que el cableado de media tensión, se podrá realizar en cualquier tramo mediante soldadura.

El cableado de Puesta a Tierra en cada aerogenerador se realizará sobre el hormigón de cimentación.

La puesta a tierra será revisada periódicamente por una empresa subcontratada.

1.10.4 Centro de Transformación

El proyecto de esta partida se realizará de forma externa al presente proyecto desarrollado, pero se realizará seguidamente una breve descripción del mismo.

El centro de transformación y seccionamiento consistirá en una estructura prefabricada, acorde con el medio rural, en la cual se transformarán los niveles de MT de las líneas de transmisión del parque en valores superiores de tensión, de este modo permitirá ajustar las medidas de energía eléctrica generada en el parque (MT) con las necesarias para el vertido a la red de la compañía distribuidora de electricidad de la zona (AT).

Con esto se evitarán principalmente las pérdidas de energía ocasionadas en el transporte de la electricidad por el efecto Joule.

El centro contará con una entrada subterránea de cable seco a 20 kV y una salida aérea a 220 kV.

En el interior se dispondrán de celdas de media tensión para la protección y transformadores que elevarán la tensión a unos 132 kV.

En el exterior, cuando las pérdidas son nulas, se colocarán el transformador de intensidad que reducirá la cantidad de amperios, el transformador de tensión que

terminará de elevar la tensión a 220 kV y un disyuntor como protección capaz de abrirse aunque exista tensión, al mismo tiempo se interconexionará con todos ellos una caja de protecciones y medida donde se recogerán todos los datos de generación eléctrica.

1.10.5 Red de Alta Tensión (AT

La evacuación de la energía producida por el parque eólico será en forma de Alta Tensión, 220 kV, de tal manera que las pérdidas a causa de caídas de tensión disminuirán.

Esta red se distribuirá externamente al parque eólico y llegará a otro centro de seccionamiento donde se reducirá la tensión.

1.10 VALORACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES

Según la política de la Administración Pública se procederá a la reforestación de toda la superficie equivalente a suma de todas las plataformas de los 22 aerogeneradores más los viales interiores del parque.

1.11 PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

En este apartado se ha estudiado la planificación del proyecto se ha realizado de una forma aproximada tomando como base los tiempos establecidos normalmente para las actividades de los proyectos de parques eólicos.

La planificación completa del proyecto estará compuesta por tres partes:

1. INGENIERÍA BASICA: en esta parte se realizarán todos los cálculos correspondientes a la potencia del parque, las unidades de obra civil y las unidades de obra eléctrica.

   Lo más importante de esta parte es el tiempo total que se establece para la duración del proyecto puesto que es en este apartado en el que se realiza la intención de pedido, la cual a efectos legales funciona como un contrato.

Es también en esta primera parte donde se lanzarán los pedidos de grandes equipos, como son los aerogeneradores, puesto que su recepción será a largo plazo.

Su duración es de aproximadamente 2 meses.

2. INGENIERÍA DE DETALLE: en esta parte se completan las características del proyecto, se definen las características de cada unidad de obra calculada en la parte anterior.

   Su duración aproximada es de 2 meses.

3. PLANIFICACIÓN DE LA OBRA: en esta planificación se establecen los tiempos de duración de cada unidad de obra calculada y detallada en los apartados anteriores. Se deben resaltar dos planificaciones diferentes dentro de esta:

   a. Planificación de Ejecución de Obra: esta planificación es utilizada por el contratista y pocas veces es mostrada al promotor. En ella el contratista puede realizar el seguimiento de las unidades de obra según los tiempos establecidos a partir de los ritmos de construcción habituales.

   b. Planificación Contractual: esta es la planificación que el contratista muestra al cliente, la diferencia con la anterior se basa principalmente en el cumplimiento obligatorio por parte del contratista del periodo de duración del proyecto establecido en esta planificación, por esta razón el contratista se asegura dicho cumplimiento mediante coeficientes de seguridad de un par de días para cada unidad de obra. Como contrapartida se establecen por parte del cliente una serie de cláusulas de penalización para el contratista en el supuesto caso de incumplimiento del periodo establecido.

      Hay que mencionar que normalmente la obra siempre suele estar finalizada antes de la ficha de fin marcada en esta planificación.

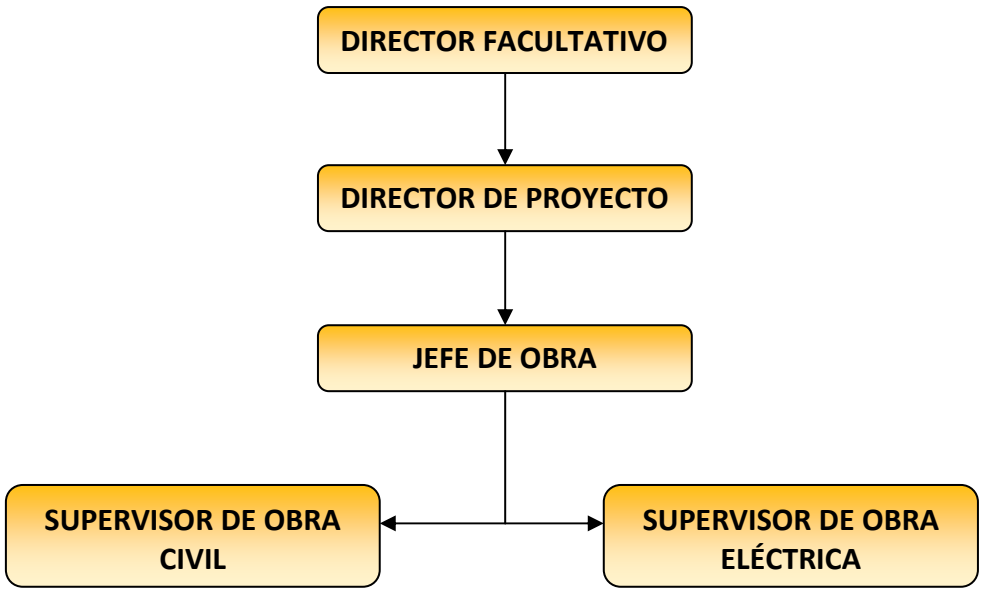
A continuación se muestra una tabla resumen de las fechas de inicio y fin de cada parte, así como la duración aproximada de las mismas:

		DURACIÓN Aprox.	FECHA INICIO	FECHA FIN
PLANIFICACIÓN PROYECTO		**7 meses**	**01/01/2009**	**14/07/2009**
1º INGENIERÍA BASICA		2 meses	01/01/2009	28/02/2009
2º INGENIERÍA DE DETALLE		2 meses	01/03/2009	30/04/2009
3º PLANIFICACIÓN DE OBRA				
Planing Contractual	*Obra Civil*	2 meses y 16 días	01/04/2009	17/06/2009
	Obra Eléctrica	3 meses y 13 días	01/04/2009	14/07/2009
Planing Ejecución de Obra	*Obra Civil*	2 meses y 4 días	01/04/2009	05/06/2009
	Obra Eléctrica	2 meses y 25 días	01/04/2009	26/06/2009

En los siguientes apartados se muestran los diagramas de Gantt de la planificación de obra, señalando la duración de cada actividad y el periodo en el que debe realizarse la recepción de los aerogeneradores según la fase de construcción. Esta fecha debe fijarse con prioridad para poder realizar el pedido de los mismos con antelación puesto que su recepción en obra siempre es tardía.

1.11.1 Estructura básica de Obra

La obra realizada en el presente proyecto de construcción de un parque eólico se encuentra compuesta básicamente según el siguiente diagrama funcional:



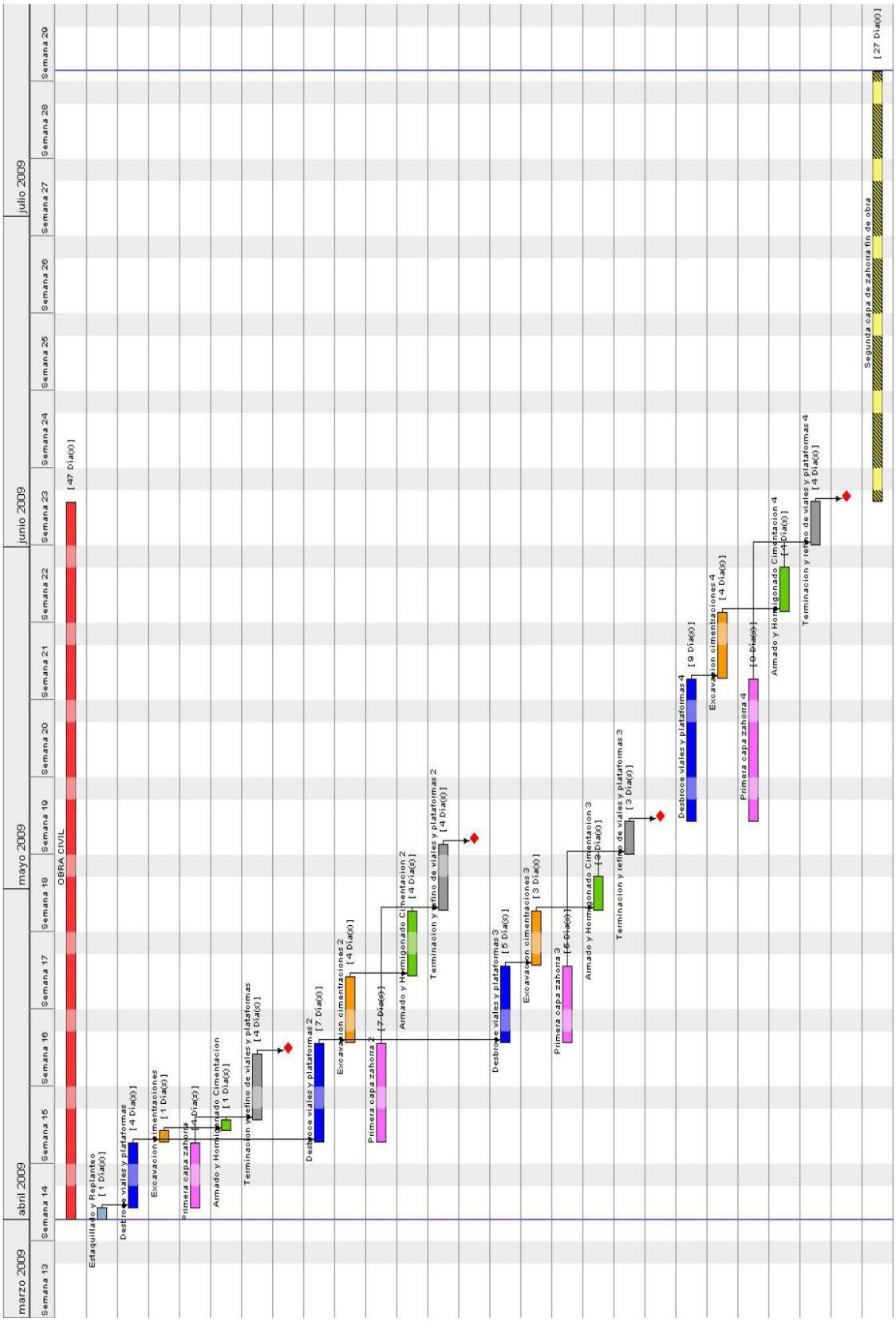
1.11.2 Planificación de Ejecución de Obra

A continuación se muestra la planificación de la ejecución de obra establecida según los ritmos de construcción de las distintas unidades de obra.

Se realizarán las unidades de obra por cada ramal del parque y una vez finalizadas se procederá al montaje de los aerogeneradores en dicho ramal (*Hito rojo del diagrama de Gantt*), de tal manera que cabe la posibilidad de funcionamiento de la mitad del parque mientras es terminado el resto.

OBRA CIVIL

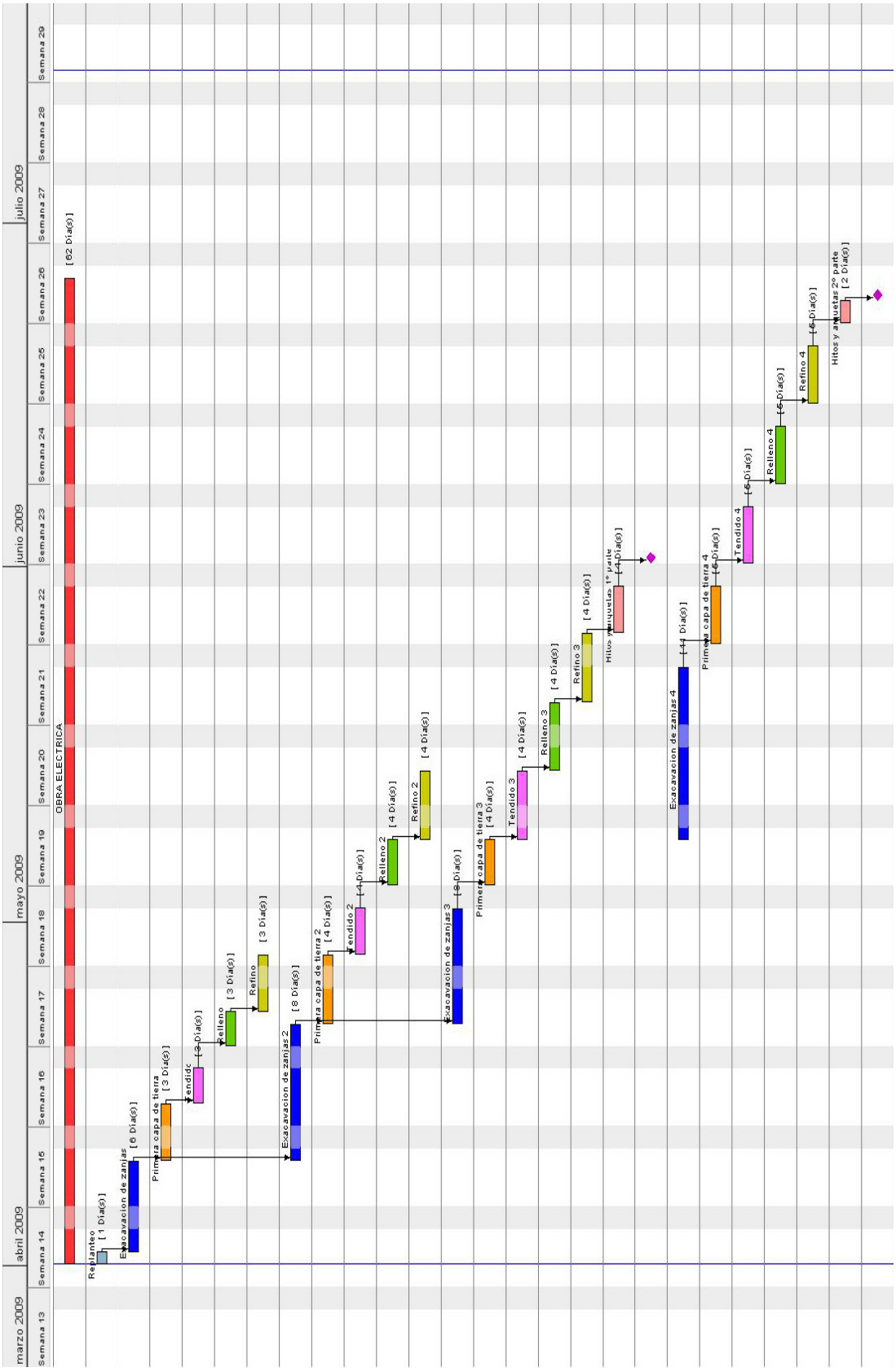
TAREAS	FECHA INICIO	FECHA FIN
OBRA CIVIL	**01/04/2009**	**05/06/2009**
Estaquillado y Replanteo	01/04/2009	02/04/2009
Desbroce viales y plataformas	02/04/2009	08/04/2009
Excavación cimentaciones	08/04/2009	09/04/2009
Primera capa zahorra	02/04/2009	08/04/2009
Armado y Hormigonado Cimentación	09/04/2009	10/04/2009
Terminación y refino de viales y plataformas	10/04/2009	16/04/2009
MONTAJE AEROGENERADORES 1 Y 2	16/04/2009	22/04/2009
Desbroce viales y plataformas 2	08/04/2009	17/04/2009
Excavación cimentaciones 2	17/04/2009	23/04/2009
Primera capa zahorra 2	08/04/2009	17/04/2009
Armado y Hormigonado Cimentación 2	23/04/2009	29/04/2009
Terminación y refino de viales y plataformas 2	29/04/2009	05/05/2009
MONTAJE AEROGENERADORES 3-4-5-6-7-8-9	05/05/2009	29/05/2009
Desbroce viales y plataformas 3	17/04/2009	24/04/2009
Excavación cimentaciones 3	24/04/2009	29/04/2009
Primera capa zahorra 3	17/04/2009	24/04/2009
Armado y Hormigonado Cimentación 3	29/04/2009	02/05/2009
Terminación y refino de viales y plataformas 3	04/05/2009	07/05/2009
MONTAJE AEROGENERADORES 10-11-12-13-14	07/05/2009	02/06/2009
Desbroce viales y plataformas 4	07/05/2009	20/05/2009
Excavación cimentaciones 4	20/05/2009	26/05/2009
Primera capa zahorra 4	07/05/2009	20/05/2009
Armado y Hormigonado Cimentación 4	26/05/2009	30/05/2009
Terminación y refino de viales y plataformas 4	01/06/2009	05/06/2009
MONTAJE AEROGENERADORES 15-16-17-18-19-20-21-22	05/06/2009	01/07/2009
Segunda capa de zahorra fin de obra	05/06/2009	14/07/2009


marzo 2009
abril 2009
mayo 2009
junio 2009
julio 2009
Semana 13
Semana 14
Semana 15
Semana 16
Semana 17
Semana 18
Semana 19
Semana 20
Semana 21
Semana 22
Semana 23
Semana 24
Semana 25
Semana 26
Semana 27
Semana 28
Semana 29
OBRA CIVIL [47 Dia(s)]
Estaquillado y Replanteo [1 Dia(s)]
Desbroce viales y plataformas [4 Dia(s)]
Excavacion cimentaciones [1 Dia(s)]
Primera capa zahorra [4 Dia(s)]
Armado y Hormigonado Cimentacion [1 Dia(s)]
Terminacion y refino de viales y plataformas [4 Dia(s)]
Desbroce viales y plataformas 2 [7 Dia(s)]
Excavacion cimentaciones 2 [4 Dia(s)]
Primera capa zahorra 2 [7 Dia(s)]
Armado y Hormigonado Cimentacion 2 [4 Dia(s)]
Terminacion y refino de viales y plataformas 2 [4 Dia(s)]
Desbroce viales y plataformas 3 [5 Dia(s)]
Excavacion cimentaciones 3 [3 Dia(s)]
Primera capa zahorra 3 [6 Dia(s)]
Armado y Hormigonado Cimentacion 3 [3 Dia(s)]
Terminacion y refino de viales y plataformas 3 [3 Dia(s)]
Desbroce viales y plataformas 4 [9 Dia(s)]
Excavacion cimentaciones 4 [4 Dia(s)]
Primera capa zahorra 4 [9 Dia(s)]
Armado y Hormigonado Cimentacion 4 [4 Dia(s)]
Terminacion y refino de viales y plataformas 4 [4 Dia(s)]
Segunda capa de zahorra fin de obra [27 Dia(s)]

Hay que mencionar que en este proyecto se ha estudiado el caso en que es posible la realización de la obra eléctrica al mismo tiempo que la obra civil, teniendo en cuenta que la realización de los caminos puede ser realizada a la par que el tendido de cable.

OBRA ELECTRICA

TAREAS	FECHA INICIO	FECHA FIN
OBRA ELÉCTRICA	**01/04/2009**	**26/06/2009**
Replanteo	01/04/2009	02/04/2009
Excavación de zanjas	02/04/2009	10/04/2009
Primera capa de tierra	10/04/2009	15/04/2009
Tendido	15/04/2009	18/04/2009
Relleno	20/04/2009	23/04/2009
Refino	23/04/2009	28/04/2009
Excavación de zanjas 2	10/04/2009	22/04/2009
Primera capa de tierra 2	22/04/2009	28/04/2009
Tendido 2	28/04/2009	02/05/2009
Relleno 2	04/05/2009	08/05/2009
Refino 2	08/05/2009	14/05/2009
Excavación de zanjas 3	22/04/2009	02/05/2009
Primera capa de tierra 3	04/05/2009	08/05/2009
Tendido 3	08/05/2009	14/05/2009
Relleno 3	14/05/2009	20/05/2009
Refino 3	20/05/2009	26/05/2009
Hitos y arquetas 1º parte	26/05/2009	30/05/2009
FUNCIONAMIENTO 1º PARTE	**01/06/2009**	**02/06/2009**
Excavación de zanjas 4	08/05/2009	23/05/2009
Primera capa de tierra 4	25/05/2009	30/05/2009
Tendido 4	01/06/2009	06/06/2009
Relleno 4	08/06/2009	13/06/2009
Refino 4	15/06/2009	20/06/2009
Hitos y arquetas 2º parte	22/06/2009	24/06/2009
FUNCIONAMIENTO 2º PARTE	**24/06/2009**	**25/06/2009**


marzo 2009
abril 2009
mayo 2009
junio 2009
julio 2009
Semana 13
Semana 14
Semana 15
Semana 16
Semana 17
Semana 18
Semana 19
Semana 20
Semana 21
Semana 22
Semana 23
Semana 24
Semana 25
Semana 26
Semana 27
Semana 28
Semana 29
OBRA ELECTRICA [62 Dia(s)]
Replanteo [1 Dia(s)]
Excavacion de zanjas [6 Dia(s)]
Primera capa de tierra [3 Dia(s)]
Tendido [3 Dia(s)]
Relleno [3 Dia(s)]
Refino [3 Dia(s)]
Excavacion de zanjas 2 [8 Dia(s)]
Primera capa de tierra 2 [4 Dia(s)]
Tendido 2 [4 Dia(s)]
Relleno 2 [4 Dia(s)]
Refino 2 [4 Dia(s)]
Excavacion de zanjas 3 [8 Dia(s)]
Primera capa de tierra 3 [4 Dia(s)]
Tendido 3 [4 Dia(s)]
Relleno 3 [4 Dia(s)]
Refino 3 [4 Dia(s)]
Hitos y arquetas 1º parte [4 Dia(s)]
Excavacion de zanjas 4 [4 Dia(s)]
Primera capa de tierra 4 [6 Dia(s)]
Tendido 4 [6 Dia(s)]
Relleno 4 [6 Dia(s)]
Refino 4 [6 Dia(s)]
Hitos y arquetas 2º parte [2 Dia(s)]

Quedan establecidas las siguientes fechas de forma aproximada para la recepción de los aerogeneradores en cada ramal para proceder seguidamente a su montaje:

RECEPCION DE AEROGENERADORES SEGÚN EJECUCION DE OBRA	FECHA
AEROGENERADORES 1 Y 2	16/04/2009
AEROGENERADORES 3-4-5-6-7-8-9	05/05/2009
AEROGENERADORES 10-11-12-13-14	07/05/2009
Funcionamiento 1º mitad del parque	**01/06/2009**
AEROGENERADORES 15-16-17-18-19-20-21-22	05/06/2009
Funcionamiento 2º mitad del parque	**24/06/2009**

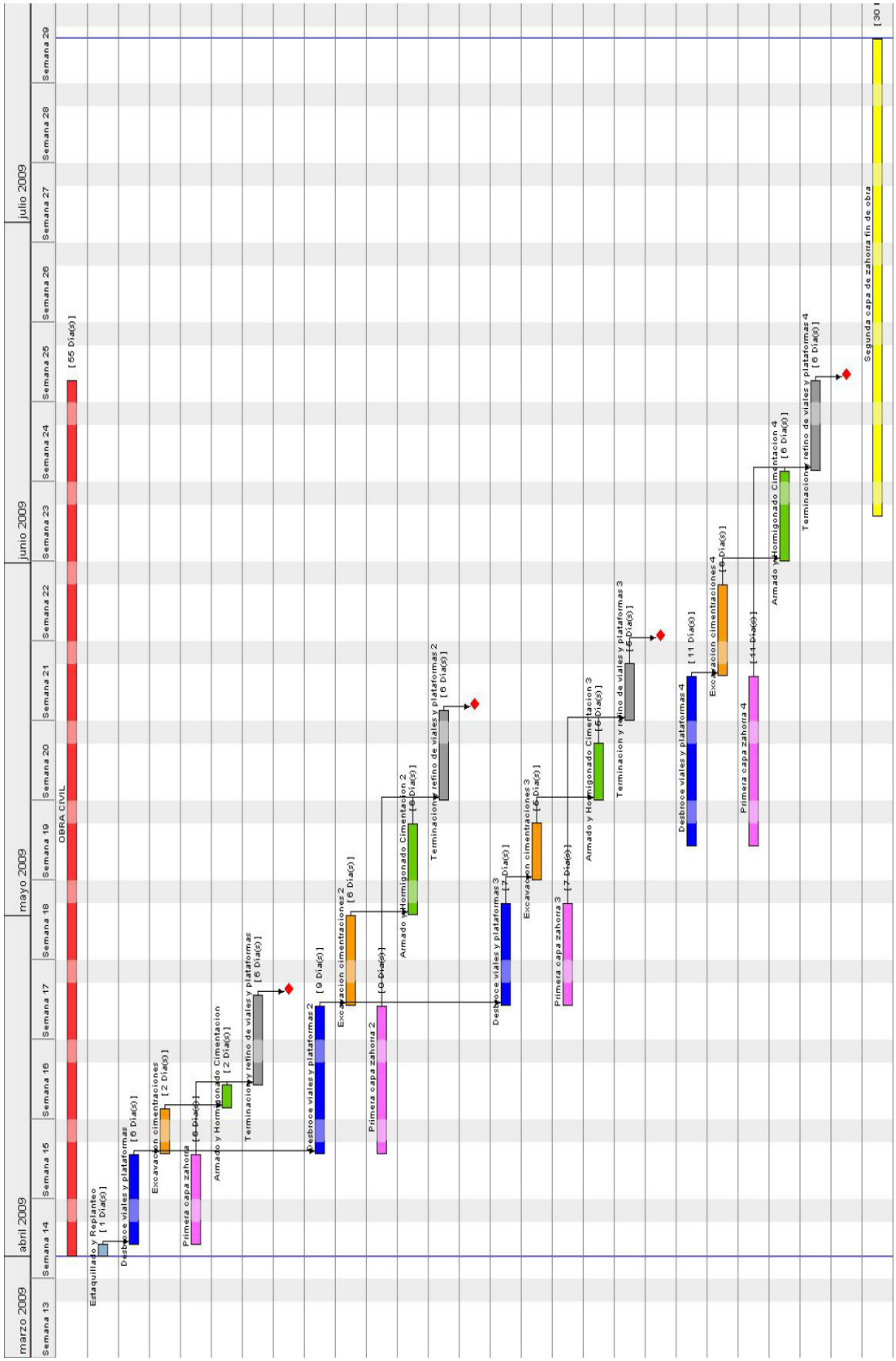
Nota: el número del aerogenerador se señala en el plano adjunto PLANO 05 (P5.0-AE)

1.11.3 Planificación Contractual

A continuación se muestra la planificación contractual de la obra establecida según los ritmos de construcción de las distintas unidades de obra más un coeficiente de seguridad establecido por el contratista.

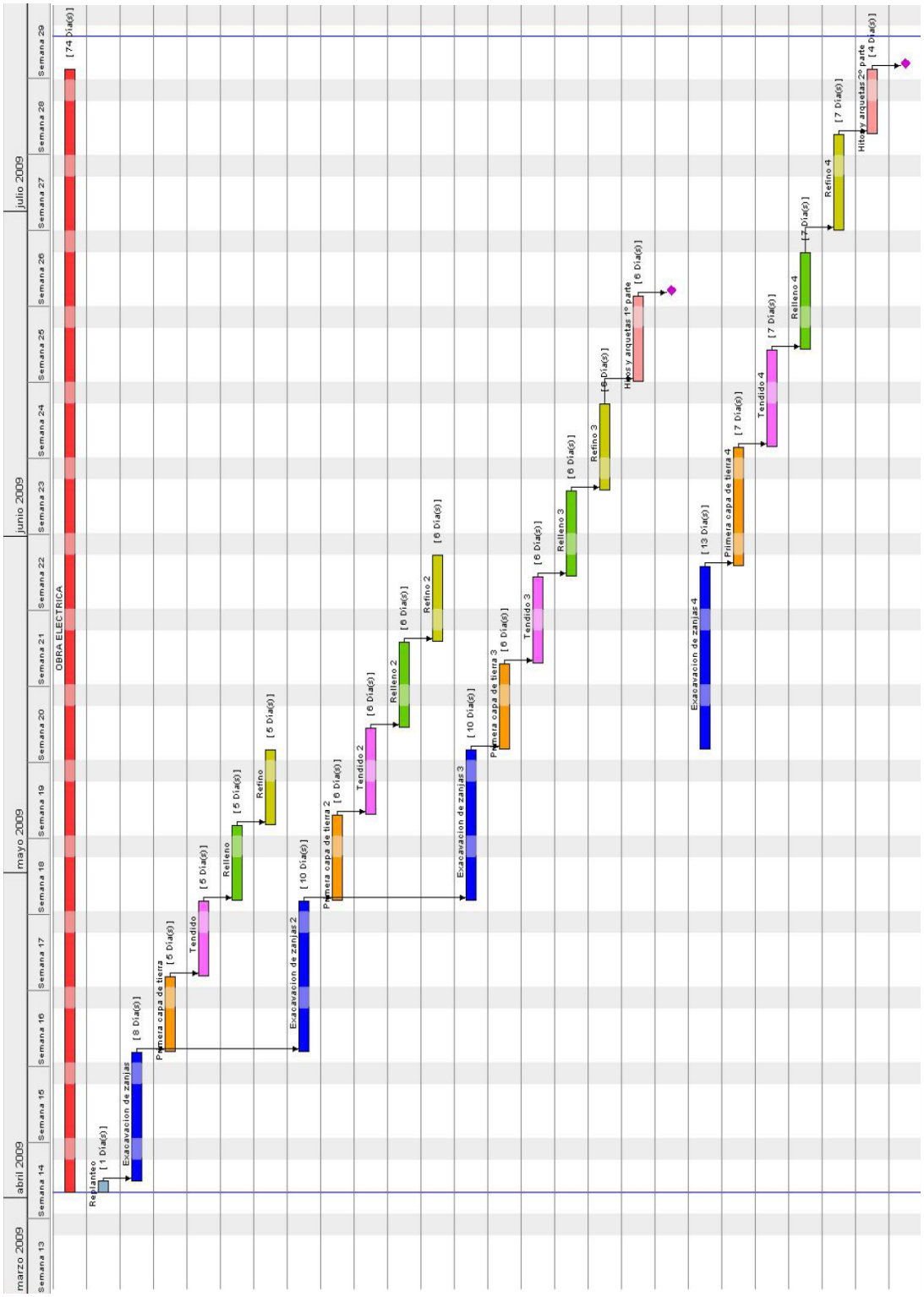
OBRA CIVIL

TAREAS	FECHA INICIO	FECHA FIN
OBRA CIVIL	**01/04/2009**	**17/06/2009**
Estaquillado y Replanteo	01/04/2009	02/04/2009
Desbroce viales y plataformas	02/04/2009	10/04/2009
Excavación cimentaciones	10/04/2009	14/04/2009
Primera capa zahorra	02/04/2009	10/04/2009
Armado y Hormigonado Cimentación	14/04/2009	16/04/2009
Terminación y refino de viales y plataformas	16/04/2009	24/04/2009
MONTAJE AEROGENERADORES 1 Y 2	24/04/2009	30/04/2009
Desbroce viales y plataformas 2	10/04/2009	23/04/2009
Excavación cimentaciones 2	23/04/2009	01/05/2009
Primera capa zahorra 2	10/04/2009	23/04/2009
Armado y Hormigonado Cimentación 2	01/05/2009	09/05/2009
Terminación y refino de viales y plataformas 2	11/05/2009	19/05/2009
MONTAJE AEROGENERADORES 3-4-5-6-7-8-9	19/05/2009	12/06/2009
Desbroce viales y plataformas 3	23/04/2009	02/05/2009
Excavación cimentaciones 3	04/05/2009	09/05/2009
Primera capa zahorra 3	23/04/2009	02/05/2009
Armado y Hormigonado Cimentación 3	11/05/2009	16/05/2009
Terminación y refino de viales y plataformas 3	18/05/2009	23/05/2009
MONTAJE AEROGENERADORES 10-11-12-13-14	25/05/2009	18/06/2009
Desbroce viales y plataformas 4	07/05/2009	22/05/2009
Excavación cimentaciones 4	22/05/2009	30/05/2009
Primera capa zahorra 4	07/05/2009	22/05/2009
Armado y Hormigonado Cimentación 4	01/06/2009	09/06/2009
Terminación y refino de viales y plataformas 4	09/06/2009	17/06/2009
MONTAJE AEROGENERADORES 15-16-17-18-19-20-21-22	17/06/2009	11/07/2009
Segunda capa de zahorra fin de obra	05/06/2009	17/07/2009


marzo 2009
abril 2009
mayo 2009
junio 2009
julio 2009
Semana 13
Semana 14
Semana 15
Semana 16
Semana 17
Semana 18
Semana 19
Semana 20
Semana 21
Semana 22
Semana 23
Semana 24
Semana 25
Semana 26
Semana 27
Semana 28
Semana 29
OBRA CIVIL [55 Dia(s)]
Estaquillado y Replanteo [1 Dia(s)]
Desbroce viales y plataformas [6 Dia(s)]
Excavacion cimentaciones [2 Dia(s)]
Primera capa zahorra [6 Dia(s)]
Armado y Hormigonado Cimentacion [2 Dia(s)]
Terminacion y refino de viales y plataformas [6 Dia(s)]
Desbroce viales y plataformas 2 [9 Dia(s)]
Excavacion cimentaciones 2 [6 Dia(s)]
Primera capa zahorra 2 [6 Dia(s)]
Armado y Hormigonado Cimentacion 2 [6 Dia(s)]
Terminacion y refino de viales y plataformas 2 [6 Dia(s)]
Desbroce viales y plataformas 3 [7 Dia(s)]
Excavacion cimentaciones 3 [6 Dia(s)]
Primera capa zahorra 3 [7 Dia(s)]
Armado y Hormigonado Cimentacion 3 [6 Dia(s)]
Terminacion y refino de viales y plataformas 3 [6 Dia(s)]
Desbroce viales y plataformas 4 [11 Dia(s)]
Excavacion cimentaciones 4 [6 Dia(s)]
Primera capa zahorra 4 [11 Dia(s)]
Armado y Hormigonado Cimentacion 4 [6 Dia(s)]
Terminacion y refino de viales y plataformas 4 [6 Dia(s)]
Segunda capa de zahorra fin de obra
[30]

OBRA ELÉCTRICA

TAREAS	FECHA INICIO	FECHA FIN
OBRA ELÉCTRICA	**01/04/2009**	**14/07/2009**
Replanteo	01/04/2009	02/04/2009
Excavación de zanjas	02/04/2009	14/04/2009
Primera capa de tierra	14/04/2009	21/04/2009
Tendido	21/04/2009	28/04/2009
Relleno	28/04/2009	05/05/2009
Refino	05/05/2009	12/05/2009
Excavación de zanjas 2	14/04/2009	28/04/2009
Primera capa de tierra 2	28/04/2009	06/05/2009
Tendido 2	06/05/2009	14/05/2009
Relleno 2	14/05/2009	22/05/2009
Refino 2	22/05/2009	30/05/2009
Excavación de zanjas 3	28/04/2009	12/05/2009
Primera capa de tierra 3	12/05/2009	20/05/2009
Tendido 3	20/05/2009	28/05/2009
Relleno 3	28/05/2009	05/06/2009
Refino 3	05/06/2009	13/06/2009
Hitos y arquetas 1º parte	15/06/2009	23/06/2009
FUNCIONAMIENTO 1º PARTE	**23/06/2009**	**24/06/2009**
Excavación de zanjas 4	12/05/2009	29/05/2009
Primera capa de tierra 4	29/05/2009	09/06/2009
Tendido 4	09/06/2009	18/06/2009
Relleno 4	18/06/2009	27/06/2009
Refino 4	29/06/2009	08/07/2009
Hitos y arquetas 2º parte	08/07/2009	14/07/2009
FUNCIONAMIENTO 2º PARTE	**14/07/2009**	**15/07/2009**


marzo 2009
abril 2009
mayo 2009
junio 2009
julio 2009
Semana 13
Semana 14
Semana 15
Semana 16
Semana 17
Semana 18
Semana 19
Semana 20
Semana 21
Semana 22
Semana 23
Semana 24
Semana 25
Semana 26
Semana 27
Semana 28
Semana 29
[74 Dia(s)]
OBRA ELECTRICA
Replanteo
[1 Dia(s)]
Excavacion de zanjas
[8 Dia(s)]
Primera capa de tierra
[5 Dia(s)]
Tendido
[5 Dia(s)]
Relleno
[5 Dia(s)]
Refino
[5 Dia(s)]
Excavacion de zanjas 2
[10 Dia(s)]
Primera capa de tierra 2
[6 Dia(s)]
Tendido 2
[6 Dia(s)]
Relleno 2
[6 Dia(s)]
Refino 2
[6 Dia(s)]
Excavacion de zanjas 3
[10 Dia(s)]
Primera capa de tierra 3
[6 Dia(s)]
Tendido 3
[6 Dia(s)]
Relleno 3
[6 Dia(s)]
Refino 3
[6 Dia(s)]
Hitos y arquetas 1º parte
[6 Dia(s)]
Excavacion de zanjas 4
[13 Dia(s)]
Primera capa de tierra 4
[7 Dia(s)]
Tendido 4
[7 Dia(s)]
Relleno 4
[7 Dia(s)]
Refino 4
[7 Dia(s)]
Hitos y arquetas 2º parte
[4 Dia(s)]

La presentación ante el cliente de la duración aproximada del presente proyecto será de unos 7 meses. Según la planificación anterior el cliente firmaría como fecha de finalización el 14 de Junio del 2009, siendo todas las desviaciones presentes a dicha fecha penalizadas mediante claúsulas firmadas bajo contrato de negociación entre contratista y promotor.

2. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

2.1 ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO

Se procederá al cálculo de la velocidad media del viento en la zona y de la dirección óptima donde más energía se podrá obtener del recurso eólico durante el mayor tiempo posible.

Para ello se partirá de los datos obtenidos por una torre meteorológica de 10 metros de altura situada en la parte más alta de la poligonal del parque. Los datos recogidos que se muestran a continuación recogen la velocidad media en cada dirección y la frecuencia dada en dicha dirección.

Orientación	f	v
N	5,05	5,5
NNE	5,88	6,885
NE	8,245	7,22
ENE	7,65	7,118
E	7,931	7,703
ESE	7,623	6,049
SE	7,644	6,042
SSE	8,058	5,702
S	9,568	5,675
SSO	11,781	7,13
SO	14,065	7,039
OSO	14,065	6,599
O	6,633	6,635
ONO	5,508	5,76
NO	4,264	5,878
NNO	6,7	5,733

A continuación se calcula la velocidad media de la zona según la fórmula:

$$vmed = \frac{\Sigma(f \times v)}{\Sigma f}$$

Los resultados se recogen en la siguiente tabla:

Orientación	f	v	f*v
N	5,05	5,5	27,78
NNE	5,88	6,885	40,48
NE	8,245	7,22	59,53
ENE	7,65	7,118	54,45
E	7,931	7,703	61,09
ESE	7,623	6,049	46,11
SE	7,644	6,042	46,19
SSE	8,058	5,702	45,95
S	9,568	5,675	54,3
SSO	11,781	7,13	84
SO	14,065	7,039	99
OSO	14,065	6,599	92,81
O	6,633	6,635	44,01
ONO	5,508	5,76	31,73
NO	4,264	5,878	25,06
NNO	6,7	5,733	38,41
SUMA	130,67		850,9
$\frac{\Sigma(f \times v)}{\Sigma f}$			6,512092075

El resultado de **la velocidad media de la zona es 6,512 m/s**.

Se puede, por tanto aproximar inicialmente la rentabilidad del parque por superar la cifra de velocidad media de 5 m/s.

Seguidamente, conocido este dato, se procede al cálculo de la dirección optima en función del tiempo, para ello se ha utilizado un diagrama radial llamado “Rosa de los

vientos" el cual indicará la dirección en la que el viento aporta más potencia durante el mayor tiempo posible.

Para formar el grafico que se muestra a continuación se han tomado los datos siguientes:

Orientación	f	v	v^3	f * v^3
N	5,05	5,5	166,4	840,19375
NNE	5,88	6,885	326,4	1919,06268
NE	8,245	7,22	376,4	3103,14631
ENE	7,65	7,118	360,6	2758,89636
E	7,931	7,703	457,1	3624,99693
ESE	7,623	6,049	221,3	1687,23926
SE	7,644	6,042	220,6	1686,02046
SSE	8,058	5,702	185,4	1493,85657
S	9,568	5,675	182,8	1748,71391
SSO	11,781	7,13	362,5	4270,22487
SO	14,065	7,039	348,8	4905,37973
OSO	14,065	6,599	287,4	4041,7935
O	6,633	6,635	292,1	1937,46015
ONO	5,508	5,76	191,1	1052,59519
NO	4,264	5,878	203,1	865,97617
NNO	6,7	5,733	188,4	1262,46872

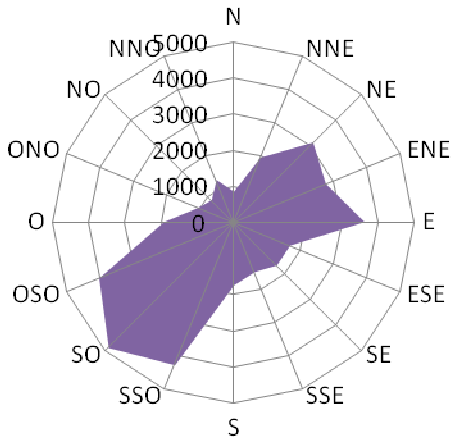


Fig.20 : Rosa de Vientos

Tras la observación de este gráfico se puede concluir que la dirección óptima en la que se produce mayor energía del viento durante el mayor tiempo posible es la dirección Suroeste – Noreste.

A su vez se ha procedido al cálculo de la energía del viento en cada dirección según la siguiente fórmula:

$$E = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times v^3$$

A= ∏ (52/2)^2 = 2123,72 m^2*

A continuación se muestran los resultados en la tabla siguiente:

Orientación	f	v	v^3	Energía	Kw
N	5,05	5,5	166,4	212000,509	212,000509
NNE	5,88	6,885	326,4	415872,945	415,872945
NE	8,245	7,22	376,4	479579,298	479,579298
ENE	7,65	7,118	360,6	459539,435	459,539435
E	7,931	7,703	457,1	582409,604	582,409604
ESE	7,623	6,049	221,3	282032,78	282,03278
SE	7,644	6,042	220,6	281054,794	281,054794
SSE	8,058	5,702	185,4	236227,511	236,227511
S	9,568	5,675	182,8	232887,636	232,887636
SSO	11,781	7,13	362,5	461867,522	461,867522
SO	14,065	7,039	348,8	444407,859	444,407859
OSO	14,065	6,599	287,4	366170,388	366,170388
O	6,633	6,635	292,1	372195,927	372,195927
ONO	5,508	5,76	191,1	243509,711	243,509711
NO	4,264	5,878	203,1	258784,094	258,784094
NNO	6,7	5,733	188,4	240101,382	240,101382

Se puede observar que en la dirección Este se da la mayor potencia, 582,4 Kw, sin embargo en su complementario, la dirección Oeste, solamente se tiene 372,19 Kw, por lo que las dos dirección con mayor potencia que se complementan son Suroeste con 444,4 Kw y Noreste con 479,57 Kw

Se observa con claridad en el gráfico siguiente:

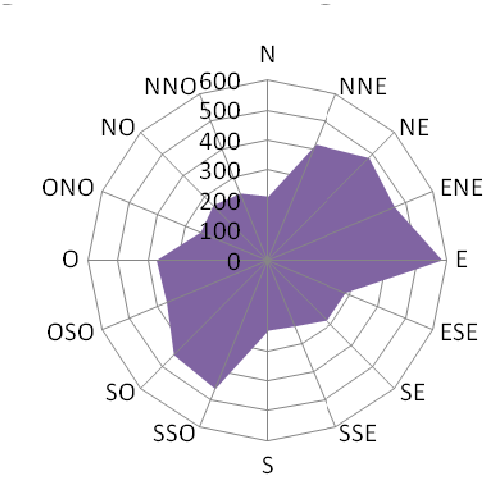


Fig.21 : Energía del viento según la direccion

2.2 CÁLCULO DE ALTURA DE LOS AEROGENERADORES

A continuación se calculará la altura de los aerogeneradores según las alturas disponibles en el catálogo de Gamesa para el modelo G52.

La velocidad del viento varía con la altura, siguiendo aproximadamente una ecuación de tipo estadístico, conocida como ley exponencial de Hellmann, de la forma:

$$v_h = v_{10} \left(\frac{h}{10}\right)^{\alpha}$$

En la que vh es la velocidad del viento a la altura h, v10 es la velocidad del viento a 10 metros de altura (6,512 m/s) y α es el exponente de Hellmann que varía con la rugosidad del terreno que varía con la rugosidad del terreno según la tabla siguiente:

TERRENO LLANO CON POCOS ÁRBOLES	0,03 m
TERRENO AGRÍCOLA (árboles abundantes, tierra arable...)	0,10 m
TERRENO CULTIVADO (cultivos, vegetación, casas aisladas...)	0,30 m
ÁREA RESIDENCIAL (construcción densa de poca altura...)	1,0 m
ÁREA URBANA (edificios altos e industriales con estructuras altas...)	3,0 m

A continuación se ha realizado un análisis del cambio de las velocidades en función de la rugosidad del terreno para finalmente escoger un valor de α concreto.

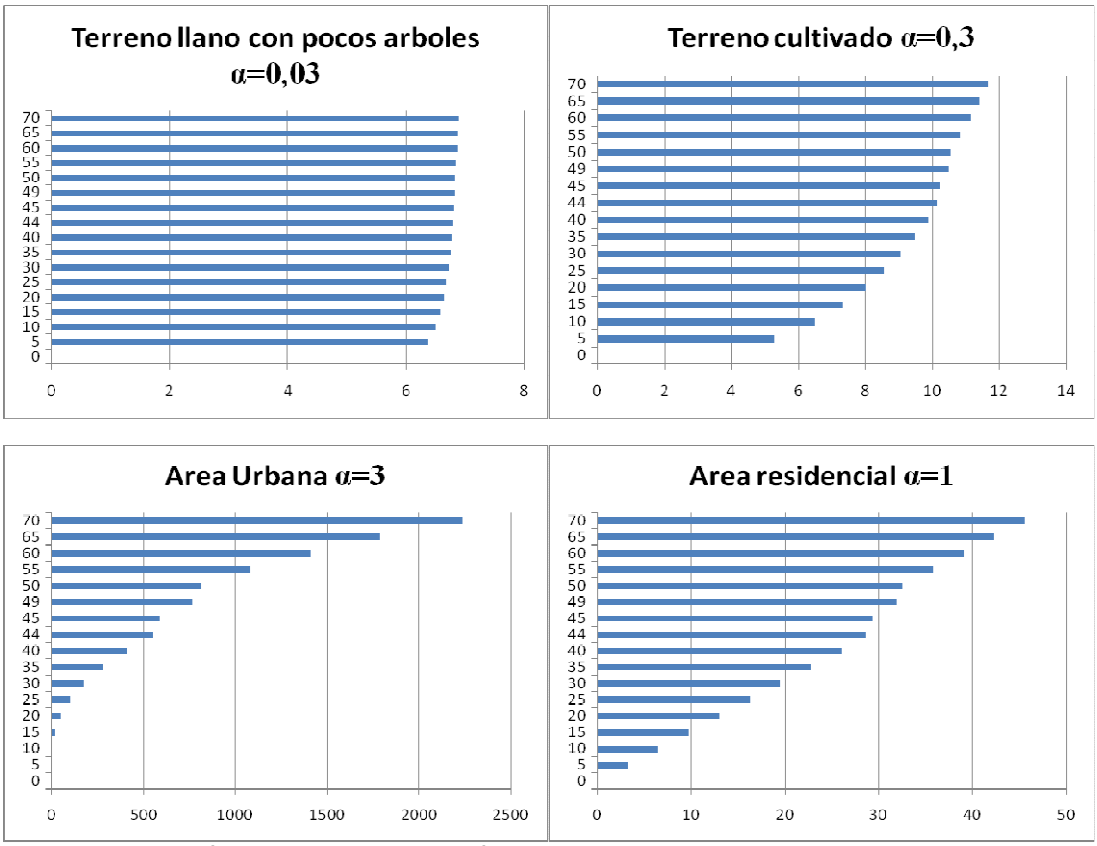


Fig.22 : Perfiles de velocidades en funcion de las distintas rugosidades del terreno

Tras este análisis se ha escogido para los cálculos como valor definitivo α=0,03, el cual pertenece a terrenos llanos con pocos árboles cultivados, como es el caso del emplazamiento del proyecto.

A continuación se muestra una tabla y un grafico que relaciona la velocidad del viento en la zona a distintas alturas, entre ellas las alturas disponibles de torre de los aerogeneradores según el catálogo de Gamesa, 44, 49, 55 y 65 metros.

Altura m	velocidad m/s
0	0,00
5	6,38
10	6,51
15	6,59
20	6,65
25	6,69
30	6,73
35	6,76
40	6,79
44	6,81
45	6,81
49	6,83
50	6,83
55	6,85
60	6,87
65	6,89
70	6,90

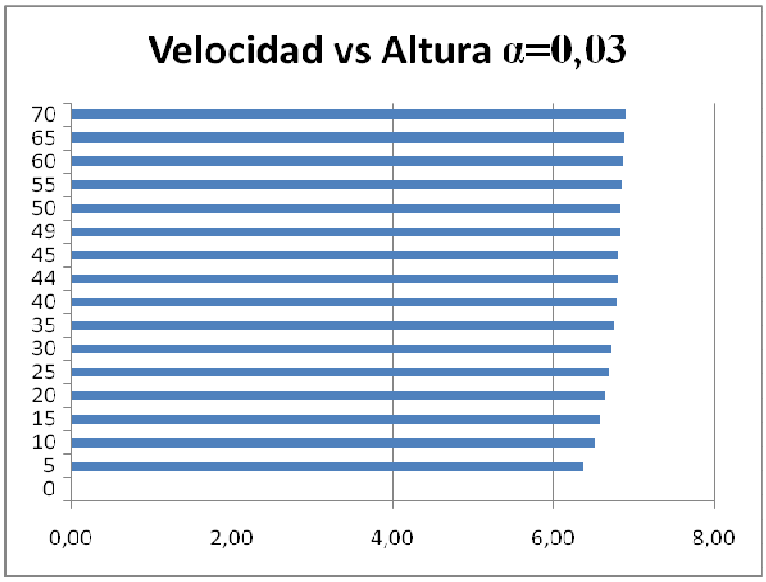


Fig.23 :Perfil de velocidades en funcion de la altura para una rugosidad 0,03

A continuación se ha calculado la energía producida anualmente por un aerogenerador en función de las alturas disponibles en el catálogo, según la fórmula siguiente:

$$Eteorica = 8760 \times (\sum_{0}^{25} (p_i(u) \times potencia_i(u)))$$

En la tabla siguiente se muestran los resultados.

	Altura (m)	Velocidad (m/s)	Probabilidad	Potencia (Kw)	Pot*Prov.	h/año	Energía (Kw h/año)
H1	44	10,16	0,055706856	564,5	31,4465	8760	**275471,52**
H2	49	10,49	0,050653556	564,5	28,5939	8760	**250482,85**
H3	55	10,86	0,045307949	564,5	25,5763	8760	**224048,71**
H4	65	11,42	0,03784278	684,6	25,9072	8760	**226946,78**

El incremento de energía de cada aerogenerador según la altura de su torre respecto a la altura de 44 metros, que es la más baja, se muestra a continuación.

	Altura (m)	MW h/año	Δ% Energía
H1	44	275,472	**100**
H2	49	250,483	**90,92876404**
H3	55	224,049	**81,33280573**
H4	65	226,947	**82,38484497**

Por último se ha analizado el incremento en coste del proyecto respecto al incremento en altura de la torre para escoger la altura óptima.

Para ello, según la practica en el sector, se ha partido de un dato aproximado del 0,25% de incremento en el coste del proyecto por cada metro de incremento de altura de la torre.

	Altura (m)	MW h/año	Δ% Energía	Δ% COSTE
H1	44	275,472	**100**	**100**
H2	49	250,483	**90,92876404**	**101,25**
H3	55	224,049	**81,33280573**	**102,75**
H4	65	226,947	**82,38484497**	**105,25**

Como se observa en la tabla anterior la altura H1 de 44 metros es la única cuyo incremento de coste no es superior al incremento de energía.

2.3 CÁLCULO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA

Para el cálculo aproximado de la energía producida por el parque eólico en un año, se parten de los datos obtenidos por la torre de medición situada en la poligonal del parque y de la curva de potencia de los aerogeneradores G52.

La mayoría de las veces no es suficiente conocer la velocidad media del viento en un emplazamiento sino también como se distribuye la probabilidad de presencia de los mismos. A continuación se calculará la probabilidad de tener un dato de viento en una velocidad dada, para ello se utilizará la distribución de probabilidad Weibull que describe la variación del viento en un emplazamiento concreto.

La ley de Weibull viene definida por dos parámetros ($\beta>0$, $\alpha>0$). El parámetro de escala (β), que es función de la velocidad media que se presenta en el

emplazamiento y el parámetro de forma (α) que es función de la desviación típica de las observaciones

La función de distribución acumulada de Weibull es la siguiente

$$F(x,\alpha,\beta) = 1 - e^{-(x/\beta)^{\alpha}}$$

En muchos cálculos de producciones energéticas, cuando no se dispone de datos de las desviaciones típicas de las observaciones como es este caso, lo usual es tomar la distribución Weibull con factor de forma K=2 que es como se suelen distribuir en la realidad las probabilidades del viento; este caso particular se denomina **distribución de Rayleigh.**

La ausencia de la desviación típica dentro de los datos es debido a que la mayoría de las veces las desviaciones que se producen en los resultados son ciertamente despreciables.

En la profundización del análisis no se ha desestimado un estudio con casos extremos del factor de forma K=1 y K=3 para analizar cómo se distribuye la probabilidad de presencia de los vientos en el emplazamiento.

Por lo que la distribución de las velocidades del viento del presente emplazamiento de 0 a 25 m/s será la siguiente.

Factor de escala	7,35
Factor de forma	2
Media	6,512

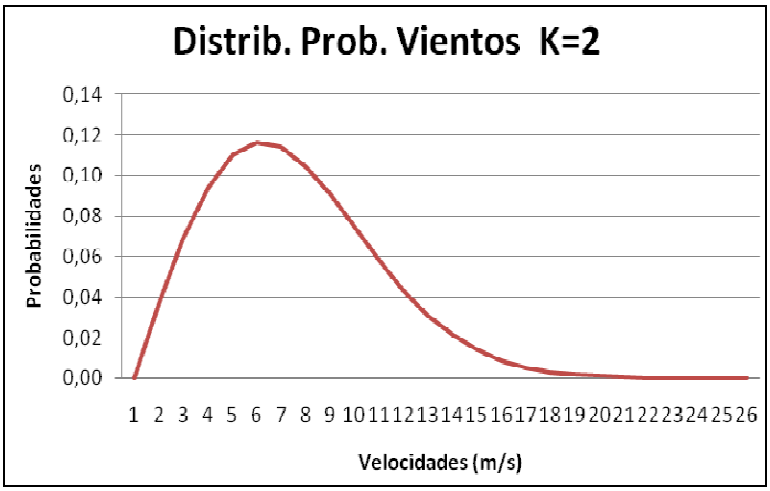


Fig. 24: Distribución de probabilidad Rayleigh

2.3.1 Energía producida anualmente por un aerogenerador G52

Como se citó anteriormente los aerogeneradores poseen entre sus datos técnicos la curva de potencia, la cual muestra el funcionamiento de los mismos en función de la velocidad del viento.

Para el cálculo de la energía producida anualmente por un solo aerogenerador del modelo G52, se tendrán en cuenta las probabilidades de la distribución de Rayleigh y las potencias de la curva de los aerogeneradores a distintas velocidades del viento.

A continuación se muestra la curva de potencia del aerogenerador G52.

velocidad (m/s)	Potencia (Kw)
0	0
1	0
2	10
3	15
4	27,9
5	65,2
6	123,1
7	203
8	307
9	435,3
10	564,5
11	684,6
12	779,9
13	840,6
14	848
15	849
16	850
17- 25	850

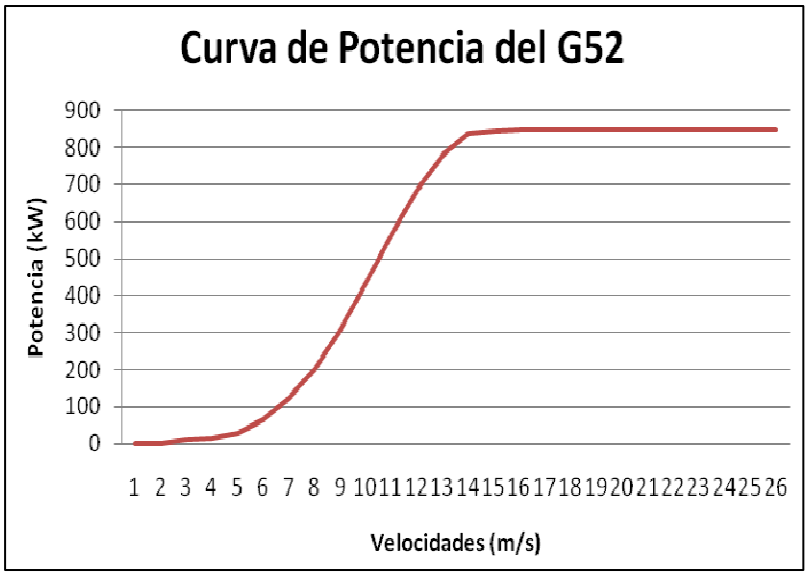


Fig. 25: Curva de potencia para el aerogenerador G52

Se tomarán las probabilidades para cada velocidad, desde 0 hasta 25 m/s, se multiplicarán por la potencia otorgada por el aerogenerador a dicha velocidad y a continuación se sumarán todos los datos y se multiplicarán por el número de horas en un año, como muestra la siguiente formula.

$$Eteorica = 8760 \times (\sum_{0}^{25} (p_i(u) \times potencia_i(u)))$$

La tabla siguiente muestra los resultados de las operaciones anteriormente descritas.

Velocidad (m/s)	Potencia (Kw)	Probabilidad	h/año	Energía (MWh/año)
0	0	0	8760	0
1	0	0,036342615	8760	0
2	10	0,068758873	8760	6,02327728
3	15	0,094020879	8760	12,35434345
4	27,9	0,110125795	8760	26,9151848
5	65,2	0,11653243	8760	66,55773047
6	123,1	0,114076845	8760	123,01545
7	203	0,104624997	8760	186,0525403
8	307	0,090581664	8760	243,6030813
9	435,3	0,074392204	8760	283,6744349
10	564,5	0,058148865	8760	287,5472997
11	684,6	0,043362266	8760	260,0476726
12	779,9	0,030902975	8760	211,126778
13	840,6	0,021075791	8760	155,194874
14	848	0,013769297	8760	102,2849464
15	849	0,008624619	8760	64,14335933
16	850	0,00518269	8760	38,5903126
17	850	0,002989459	8760	22,25950949
18	850	0,001655946	8760	12,33017519
19	850	0,000881209	8760	6,561484914
20	850	0,000450639	8760	3,355459796
21	850	0,00022152	8760	1,649440171
22	850	0,000104697	8760	0,7795732
23	850	4,75858E-05	8760	0,354324123
24	850	2,08028E-05	8760	0,154897537
25	850	8,74847E-06	8760	0,065141144
ENERGÍA ANUAL ENTREGADA POR UN AEROGENERADOR		**241,3974076**	**8760**	**2114,641291**

La energía anual entregada por una aerogenerador es de 2115 MWh/año.

En el siguiente gráfico se puede observar la relación entre la velocidad y la energía generada por un solo aerogenerador en un año. Como puede observarse también en la tabla anterior, la mayor energía generada por un aerogenerador es de 287,54 MWh/año y se dá con una velocidad del viento de 10 m/s, con una probabilidad del 5,8%.

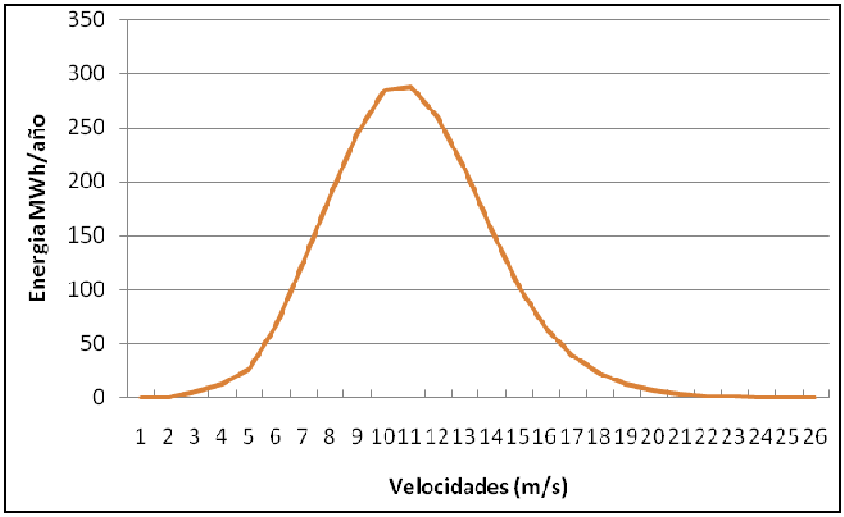


Fig. 26: Energía anual producida por el aerogenerador G52

2.3.2 Energía anual suministrada por el parque eólico

El parque eolico de este proyecto va a contar de 22 aerogeneradores de 0,85 MW cada uno, por lo que la potencia nominal instalada del parque será:

$$0{,}85\frac{MW}{aerogenerador}\times 22 aerogeneradores = 18{,}7 MW$$

Para calcular la energía producida anualmente por todo el parque se sumará la energía de todos los aerogeneradores instalados en el parque y se le aplicará unos factores de corrección por las pérdidas siguientes:

Pérdidas por indisponibilidad de máquinas y subestación = 0,98

Pérdidas por transporte = 0,97

Pérdidas por mantenimiento = 0,97

$$E total = E teorica \times 22 \times p_i \times p_t \times p_m$$

Según la fórmula anterior el resultado de la **energía anual producida por el parque es de 42.897,2 MWh/año**

2.3.3 Eficiencia de la energía producida por el parque en Horas Equivalentes

Para la medición de la eficiencia energética del parque eólico se utilizará el factor denominado "horas equivalentes".

Este factor expresa cuantas horas tendría que funcionar el parque entregando su potencia nominal (0,85MW por aerogenerador) durante un año para entregar la energía producida anualmente:

$$h.equivalentes = \frac{Pot.total.instalada}{Energia.total.anual}$$

ENERGÍA ANUAL PRODUCIDA POR EL PARQUE	42897,1988
POTENCIA TOTAL INSTALADA	18,7
HORAS EQUIVALENTES	**2293,96785**

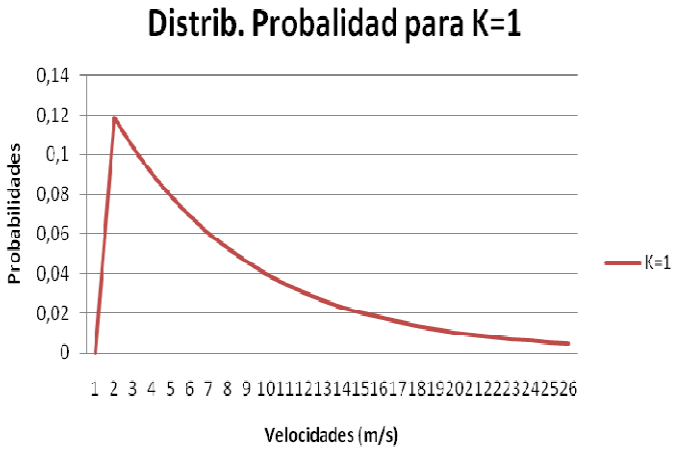
Usando la formula anterior, las horas que debería estar funcionando el parque eólico entregando su potencia nominal para entregar la energía producida anualmente son 2294h, lo que significa que es consideradamente rentable, ya que siempre que este valor sea por debajo de 3000h demuestra una gran eficiencia.

2.3.4 Análisis de la energía producida en función de la distribución de probabilidad de las velocidades del viento

A continuación, como se citó anteriormente, se ha analizado la influencia del factor de forma en la distribución de probabilidad de las velocidades del viento.

Seguidamente se mostrarán las distribuciones de Weibull para K=1 y K=3 y los cálculos de producción de energía para las mismas.

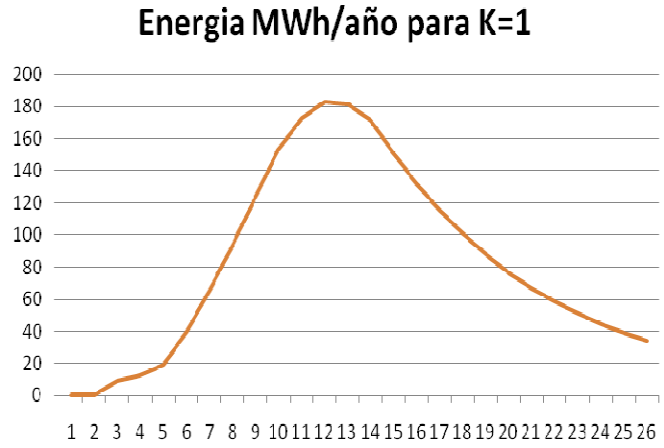
- **Para la distribución con K=1 sucede lo siguiente:**



Este gráfico representa la distribución de probabilidad con factor de froma K=1.

La energía anual entregada por una aerogenerador según la distribución de probabilidad K=1 es mayor que para K=2, **2175 MWh/año**.

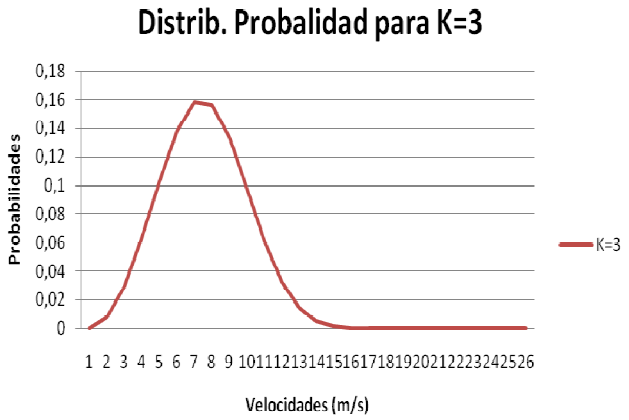
Se observa en el gráfico siguiente como para la producción de energía de un aerogenerador a la velocidad de 10 m/s es inferior que con la distribución de probabilidad de Rayleigh, K=2.



Esto demuestra que la eficiencia es inferior:

ENERGÍA ANUAL PRODUCIDA POR EL PARQUE	**44113,9854**
POTENCIA TOTAL INSTALADA	**18,7**
HORAS EQUIVALENTES	**2359,03665**

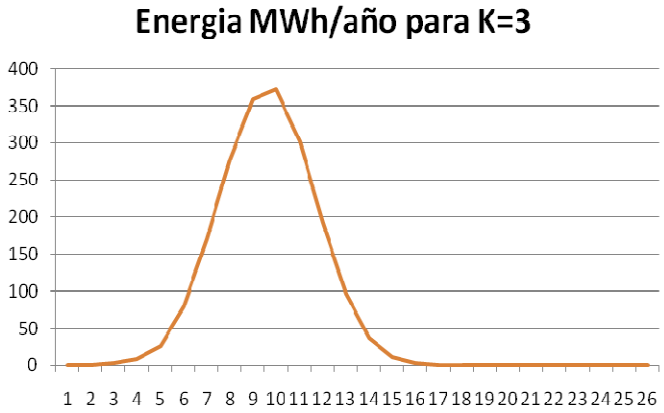
- **Lo que sucede con K=3 sin embargo es lo contrario:**



Este gráfico representa la distribución de probabilidad con factor de froma K=3.

La energía anual entregada por una aerogenerador según la distribución de probabilidad K=3 es menor que para K=2, **1933 MWh/año**.

Sin embargo se observa en el gráfico siguiente como para la producción de energía de un aerogenerador a la velocidad de 10 m/s el valor es mayor que con la distribución de probabilidad de Rayleigh, K=2.



Lo que implica que para K=3 el parque es mucho mas eficiente pero lamentablemente no existen abundantes emplazamientos con k=3 en el mundo y lo usual es que oscile alrededor de 2.

ENERGÍA ANUAL PRODUCIDA POR EL PARQUE	**39210,9093**
POTENCIA TOTAL INSTALADA	**18,7**
HORAS EQUIVALENTES	**2096,84007**

Parámetro de Weibull	Velocidad media del viento (m/s)		
	5	6	7
K = 1	39,3573582	64,8557838	93,3467093
K = 2	66,5577305	123,01545	186,05254
K = 3	78,7464287	170,243915	277,520813

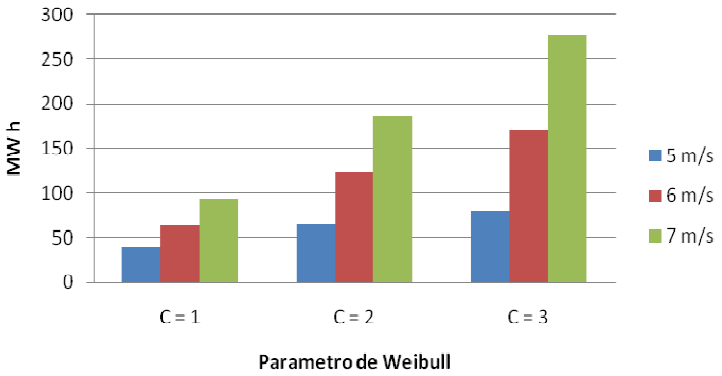


Fig. 27: Potencia entregada según el parámetro de la distribución Weibull para distintas velocidades.

3. ESTUDIO ECONÓMICO Y FINANCIERO

En este capítulo se desarrollará todo lo referente a la parte económica del proyecto, se realizará un análisis económico-financiero de la inversión del parque eólico desarrollado en el presente proyecto.

Para ello se expondrán a continuación unos datos de partida esenciales para el propio estudio económico-financiero.

3.1 PRODUCCION ANUAL DEL PARQUE EOLICO

La energía anual suministrada por el parque eólico, la cual ha sido calculada en el apartado 1.7 Producción de Energía del documento de Memoria descriptiva, se muestra a continuación:

- Siendo la producción anual de un aerogenerador de 6.656,3 MWh/año, la producción anual del parque al completo con 22 aerogeneradores se estima en total a **41.588,5 MWh/año**.

Ambas han sido calculadas considerando las siguientes pérdidas:

- *4% de Pérdidas por indisponibilidad de máquinas y subestación*
- *3% de Pérdidas por transporte*
- *4% de Pérdidas por mantenimiento*

Hay que suponer que por desgaste de los aerogeneradores la producción anual del parque se verá reducida cada año.

3.2 VIDA UTIL DEL PARQUE

Considerando el dato anterior de la producción anual del parque y la potencia total instalada que asciende a 18,7 MW, se puede obtener la eficiencia de energía producida por el parque anualmente, equivalente a **2224 h/año**.

Por otro lado se considerará una vida útil de las instalaciones en torno a **25 años**.

3.3 COSTES

3.3.1 Costes de Inversión

La inversión a realizar en un parque eólico se ve principalmente afectada por el propio coste de los aerogeneradores además del equipamiento eléctrico y la obra civil, dato que constituye una causa de incertidumbre.

Hay que decir que el coste de los aerogeneradores se ha visto reducido año tras año debido a tres causas:

- Fabricación en aumento hasta producirse una economía de escala.
- Aumento de la oferta tecnológica
- Desarrollo tecnológico de los aerogeneradores

En cuanto al coste de equipamiento eléctrico y sobre todo de conexión a la red se han visto en aumento, lo que han hecho que aumente la cantidad a invertir en parque eólico debido a que los puntos de conexión se encuentran cada vez más distantes de los emplazamientos de los parques.

Por otro lado los costes de los terrenos también son causa de estudio aunque frecuentemente se contratan en régimen de alquiler.

Los costes de inversión del parque eólico presente se detallan en el presupuesto adjunto en el documento número 4, pero a continuación se muestra un resumen de los mismos:

Obra Civil	1.065.851 €
Sistema Eléctrico	964.648 €
Total Ejecución Material	**2.030.499 €**
Aerogeneradores	11.374.000 €
Total Ejecución	**13.404.499 €**
Seg. Y Salud	21.250 €
Ingeniería	240.000 €
Licencias y permisos	120.000 €
Presupuesto Ejecución	**13.785.749 €**

Gastos Generales 6%	827.145 €
Beneficio Industrial 5%	689.287 €
Presupuesto por contrata	**15.302.181 €**
IVA 16%	2.448.349 €
PRESUPUESTO GENERAL	**17.750.530 €**

El desglose del coste de inversión inicial del parque eólico considerado de 18,7 MW de potencia nominal es el siguiente:

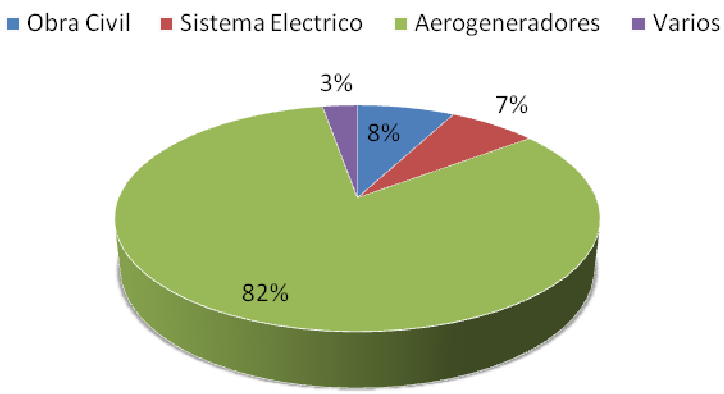


Fig. 28: Desglose en porcentajes de la inversión inicial del proyecto.

Los aerogeneradores son sin duda la partida con mayor repercusión en la inversión.

En el caso del presente proyecto la inversión total asciende a **17.750.530 €** si se pide un préstamo para solventar la inversión inicial al 4% de tipo de interés fijo la cantidad total de la inversión añadiendo los intereses quedaría en **31.967.701,72€.** Esto señala que los intereses pagados en 15 años, al tipo de interés del 4% son en total **14.217.171,72 €.**

INVERSION	t/i 15 años	Total	Intereses 15 años
17.750.530 €	4,00%	**31.967.701,72 €**	14.217.171,72 €

Se ha escogido un tipo de interés del 2%, pero se ha tenido en cuenta un punto más por oscilaciones y otro punto más para convertirlo en un tipo de interés fijo, quedando así del 4%.

En apartados siguientes se estudiará la sensibilidad de la inversión respecto al valor del tipo de interés.

3.3.2 Costes de Explotación

Se ha supuesto que los terrenos se contratarán en formato de alquiler y que la Operación y Mantenimiento del parque eólico se desarrollarán por el mismo promotor de la instalación mediante personal propio.

Se han considerado los siguientes gastos:

- Terrenos en alquiler 1.500 €/año aerogenerador
- O + M 0,008 €/MWh

Hay que considerar que los gastos de O+M irán subiendo un 1% cada año por debajo en principio del IPC, pero sí por encima de los precios de la tarifa eléctrica, ya que esta va a aumentar al verse reducido el IPC 0,5% a partir de 2012, y 0,25% hasta 2012 según establece el Real Decreto 661/2007 en la Tarifa Media Regulada (TMR).

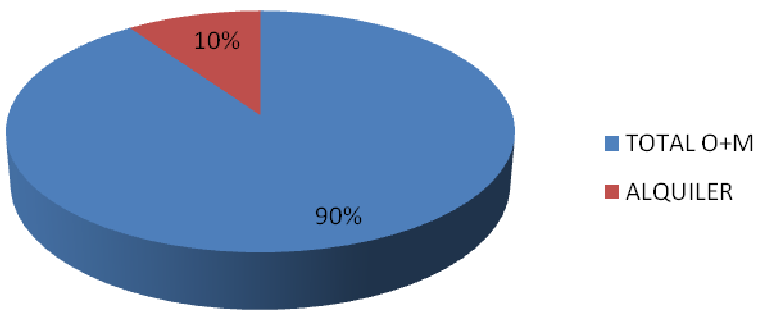


Fig. 29: Desglose en porcentaje de los costes de explotación.

Puede observarse en el gráfico anterior que la mayor parte de los costes de explotación corresponden a los costes de mantenimiento anuales del parque.

COSTES DE EXPLOTACIÓN

AÑO	O+M (€/kWh)	PRODUCIÓN MWh/año	TOTAL O+M	ALQUILER	Δ coste	TOTAL GASTOS
2010	0,008	**41588,53**	332.708 €	33.000 €		365.708 €
2011	0,008	41318,20	337.157 €	33.660 €	2,00%	370.817 €
2012	0,008	41049,64	341.664 €	34.333 €	2,00%	375.998 €
2013	0,008	40782,81	346.232 €	35.020 €	2,00%	381.252 €
2014	0,009	40517,73	350.862 €	35.720 €	2,00%	386.582 €
2015	0,009	40254,36	355.553 €	36.435 €	2,00%	391.987 €
2016	0,009	39992,71	360.306 €	37.163 €	2,00%	397.470 €
2017	0,009	39732,75	365.124 €	37.907 €	2,00%	403.030 €
2018	0,009	39474,49	370.005 €	38.665 €	2,00%	408.670 €
2019	0,010	39217,91	374.952 €	39.438 €	2,00%	414.390 €
2020	0,010	38962,99	379.965 €	40.227 €	2,00%	420.192 €
2021	0,010	38709,73	385.045 €	41.031 €	2,00%	426.077 €
2022	0,010	38458,12	390.194 €	41.852 €	2,00%	432.046 €
2023	0,010	38208,14	395.410 €	42.689 €	2,00%	438.099 €
2024	0,011	37959,79	400.697 €	43.543 €	2,00%	444.240 €
2025	0,011	37713,05	406.054 €	44.414 €	2,00%	450.468 €
2026	0,011	37467,91	411.483 €	45.302 €	2,00%	456.785 €
2027	0,011	37224,37	416.985 €	46.208 €	2,00%	463.193 €
2028	0,011	36982,41	422.560 €	47.132 €	2,00%	469.692 €
2029	0,012	36742,03	428.210 €	48.075 €	2,00%	476.284 €
2030	0,012	36503,21	433.935 €	49.036 €	2,00%	482.971 €
2031	0,012	36265,93	439.736 €	50.017 €	2,00%	489.753 €
2032	0,012	36030,21	445.616 €	51.017 €	2,00%	496.633 €
2033	0,013	35796,01	451.574 €	52.038 €	2,00%	503.611 €
2034	0,013	35563,34	457.611 €	53.078 €	2,00%	510.690 €
2035	0,013	35332,17	463.729 €	54.140 €	2,00%	517.869 €

Se concluye que la media de los costes de explotación es aproximadamente 435.107€, equivalente al 2,4% de la inversión inicial.

3.4 INGRESOS. VENTA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Los ingresos procedentes del parque eólico presente vendrán por la retribución de la energía producida.

Según el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, en el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, los mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial pueden ser dos, quedando su elección a la libre voluntad del titular de la instalación:

- Ceder la electricidad a la empresa distribuidora de energía eléctrica recibiendo por ello una retribución en forma de tarifa regulada según el RD 661/2007.
- Vender la totalidad de la energía generada o el excedente en el mercado diario, recibiendo en este caso el precio negociado en el mercado mas una prima, un complemento por reactiva y otra prima según el tipo de instalación.

3.4.1 Venta de la energía según la Tarifa Media Regulada (TMR)

En el presente proyecto se ha optado por la opción de venta a precio de tarifa media regulada (TMR) que según el Real Decreto 661/2007 se establece como precio de tarifa para el año 2007 en 7,3228 c€/kWh con una prima de referencia de 2,9291 c€/kWh, teniendo como límite superior 8,4944 c€/kWh e inferior de 7,1275 c€/kWh. Estos límites mencionados son una holgura de penalización o bonificación a la hora de vender la energía eléctrica la cual se mide a partir de la prima de referencia. En principio no se puede calcular con exactitud la holgura exacta pero siempre se intentaría que el parque eólico opere entre unos límites mínimos.

El RD 436/2004 establece la imposición de un 40% de la prima como máximo y un 10% como mínimo, pero debido a la incertidumbre sobre la producción de energía mediante el recurso eólico se ha tomado la tarifa media más una prima del 20 %, suponiéndose así un valor medio de bonificación por primas.

Se debe tener presente que el Real Decreto mencionado establece un descuento sobre la Tarifa Media Regulada de 0,25% en el IPC hasta el año 2012 y de 0,5% a partir de entonces.

Además según el Artículo 34 del RD 436/2004 la tarifa para instalaciones de energía eólica, pertenecientes al grupo b.2, con una potencia instalada superior a 5MW es la siguiente:

- 90% de la tarifa durante los primeros 5 años.
- 85% durante los 10 años siguientes
- 80% a partir de los 15 años.

Teniendo presente lo mencionado anteriormente sobre la legislación y tarifación de la venta de la energía producida, que a continuación se resume, se calculará el precio de venta de la energía producida por el presente parque eólico en los próximos 25 años de vida útil de las instalaciones.

- *La inflación tomada como referencia será del 2%, en próximos apartados se realizara un análisis de sensibilidad sobre el IPC.*
- *Tarifa facturada: 90% los primeros 5 años, 85% los 10 siguientes y 80% el tiempo restante.*
- *Descuento sobre la TMR del 0,25% del IPC hasta el 2012 y del 0,5% a partir de entonces.*
- *Precio de tarifa para el año 2007 7,3228 c€/kWh con una prima de 2,9291 c€/kWh y sus respectivos limites.*
  - *Límite superior 8,4944 c€/kWh*
  - *Límite inferior 7,1275 c€/kWh*
- *20 % de la prima.*
- *Se tomarán el 0% de incentivos, el RD 436/3004 estable un 10% como máximo.*

El presente proyecto se realizaría en el 2010, tras el periodo de un año que se prevé que dure la ejecución, el funcionamiento del parque comenzaría en el 2011, para este periodo y a partir de entonces se ha calculado la tarifa a la que se vendería la energía producida del parque.

	IPC 2%					
AÑO	TMR (€/MWh)	PRIMA	20% PRIMA	LIM. SUP	LIM. INF	PRECIO FINAL
2010	69,21	3,09	0,62	8,95	7,51	**69,83**
2011	70,42	3,14	0,63	9,10	7,64	**71,05**
2012	71,65	3,19	0,64	9,26	7,77	**72,29**
2013	72,73	3,24	0,65	9,40	7,89	**73,38**
2014	73,82	3,29	0,66	9,54	8,01	**74,48**
2015	70,76	3,34	0,67	9,69	8,13	**71,43**
2016	71,83	3,39	0,68	9,83	8,25	**72,50**
2017	72,90	3,44	0,69	9,98	8,37	**73,59**
2018	74,00	3,49	0,70	10,13	8,50	**74,69**
2019	75,11	3,55	0,71	10,28	8,63	**75,82**
2020	76,23	3,60	0,72	10,44	8,76	**76,95**
2021	77,38	3,65	0,73	10,59	8,89	**78,11**
2022	78,54	3,71	0,74	10,75	9,02	**79,28**
2023	79,72	3,76	0,75	10,91	9,16	**80,47**
2024	80,91	3,82	0,76	11,08	9,29	**81,67**
2025	77,29	3,88	0,78	11,24	9,43	**78,07**
2026	78,45	3,93	0,79	11,41	9,57	**79,24**
2027	79,63	3,99	0,80	11,58	9,72	**80,43**
2028	80,82	4,05	0,81	11,76	9,86	**81,63**
2029	82,04	4,11	0,82	11,93	10,01	**82,86**
2030	83,27	4,18	0,84	12,11	10,16	**84,10**
2031	49,69	0,00	0,00	0,00	0,00	**49,69**
2032	50,44	0,00	0,00	0,00	0,00	**50,44**
2033	51,20	0,00	0,00	0,00	0,00	**51,20**
2034	51,96	0,00	0,00	0,00	0,00	**51,96**
2035	52,74	0,00	0,00	0,00	0,00	**52,74**

En la tabla anterior se puede apreciar que según marca el RD 661/2007 a partir del año 20, la tarifa de referencia es de 6,12 c€/kWh en 2007 y sin primas, viéndose así reducido el precio de la tarifa a partir del año 2031.

Finalmente sabiendo que la energía que el parque vendería a la red asciende a unos 41.588,5 MWh/año con una reducción cada año debido al desgaste de las instalaciones, los ingresos anuales con un IPC del 2%, quedarían de la siguiente manera:

INGRESOS

AÑO	Energía vendida a la red MWh/año	PRECIO DE VENTA	Incremento de Tarifa (Δ IPC)	INGRESOS
2010	41588,53	69,83		2.904.005,8 €
2011	41318,21	71,05	1,72%	2.935.619,5 €
2012	41049,64	72,29	1,72%	2.967.577,4 €
2013	40782,82	73,38	1,48%	2.992.512,5 €
2014	40517,73	74,48	1,48%	3.017.657,1 €
2015	40254,36	71,43	-4,26%	2.875.450,7 €
2016	39992,71	72,50	1,48%	2.899.611,7 €
2017	39732,76	73,59	1,48%	2.923.975,7 €
2018	39474,49	74,69	1,48%	2.948.544,4 €
2019	39217,91	75,82	1,48%	2.973.319,5 €
2020	38962,99	76,95	1,48%	2.998.302,9 €
2021	38709,73	78,11	1,48%	3.023.496,1 €
2022	38458,12	79,28	1,48%	3.048.901,0 €
2023	38208,14	80,47	1,48%	3.074.519,4 €
2024	37959,79	81,67	1,48%	3.100.353,1 €
2025	37713,05	78,07	-4,62%	2.944.217,7 €
2026	37467,92	79,24	1,48%	2.968.956,5 €
2027	37224,37	80,43	1,48%	2.993.903,2 €
2028	36982,42	81,63	1,48%	3.019.059,4 €
2029	36742,03	82,86	1,48%	3.044.427,1 €
2030	36503,21	84,10	1,48%	3.070.007,9 €
2031	36265,94	49,69	-69,24%	1.802.213,9 €
2032	36030,21	50,44	1,48%	1.817.357,0 €
2033	35796,01	51,20	1,48%	1.832.627,4 €
2034	35563,34	51,96	1,48%	1.848.026,0 €
2035	35332,18	52,74	1,48%	1.863.554,1 €

Por lo que los ingresos de la venta de la energía producida a la red el primer año serian de **2.935.619,5 €** que son el 17% de la inversión inicial**.**

3.5 FINANCIACIÓN

La financiación del presente proyecto vendrá determinada por un 20% de capital propio del promotor, un 80% de financiación ajena mediante un préstamo y el 0% de incentivos financieros fiscales.

De tal manera que la financiación del proyecto queda resumida en la tabla siguiente:

TOTAL INVERSION	RECURSOS PROPIOS	RECURSOS AJENOS
17.750.530	3.550.106	14.200.424

Los recursos ajenos se financiarán mediante un préstamo pedido a un banco al 4% de interés a 15 años, el tipo de interés será un Euribor del 2% más un punto por oscilaciones y otro punto para convertirlo en un tipo de interés fijo, más adelante se estudiará como influyen las variaciones del tipo de interés en la inversión. El cálculo de la financiación ajena se resume en la tabla siguiente:

AÑO	Tipo interés deuda	Intereses	Cantidad a amortizar anual	Pendiente deuda	Servicio a la deuda (pp.+ intereses)
2010				14.200.424,00	0,00 €
2011	4%	568.016,96	946.694,93	13.253.729,07	1.514.711,89 €
2012	4%	530.149,16	946.694,93	12.307.034,13	1.476.844,10 €
2013	4%	492.281,37	946.694,93	11.360.339,20	1.438.976,30 €
2014	4%	454.413,57	946.694,93	10.413.644,27	1.401.108,50 €
2015	4%	416.545,77	946.694,93	9.466.949,33	1.363.240,70 €
2016	4%	378.677,97	946.694,93	8.520.254,40	1.325.372,91 €
2017	4%	340.810,18	946.694,93	7.573.559,47	1.287.505,11 €
2018	4%	302.942,38	946.694,93	6.626.864,53	1.249.637,31 €
2019	4%	265.074,58	946.694,93	5.680.169,60	1.211.769,51 €
2020	4%	227.206,78	946.694,93	4.733.474,67	1.173.901,72 €
2021	4%	189.338,99	946.694,93	3.786.779,73	1.136.033,92 €
2022	4%	151.471,19	946.694,93	2.840.084,80	1.098.166,12 €
2023	4%	113.603,39	946.694,93	1.893.389,87	1.060.298,33 €
2024	4%	75.735,59	946.694,93	946.694,93	1.022.430,53 €
2025	4%	37.867,80	946.694,93	0,00	984.562,73 €
2026					
Total		**4.544.135,68**			**18.744.559,68 €**

3.6 AMORTIZACIÓN

La amortización de la inversión se realizara a 25 años.

A continuación se muestra una tabla donde se resume este cálculo.

AÑO	Inversión Inicial	Periodo	t/i	AMORTIZACIÓN INMOVILIZADO	AMORTIZACIÓN ACUMULADA	INMOVILIZADO NETO
	17.750.530 €	25 años	4,00%			
2010						17.750.530
2011				710.021	710.021	17.040.509
2012				710.021	1.420.042	16.330.488
2013				710.021	2.130.064	15.620.466
2014				710.021	2.840.085	14.910.445
2015				710.021	3.550.106	14.200.424
2016				710.021	4.260.127	13.490.403
2017				710.021	4.970.148	12.780.382
2018				710.021	5.680.170	12.070.360
2019				710.021	6.390.191	11.360.339
2020				710.021	7.100.212	10.650.318
2021				710.021	7.810.233	9.940.297
2022				710.021	8.520.254	9.230.276
2023				710.021	9.230.276	8.520.254
2024				710.021	9.940.297	7.810.233
2025				710.021	10.650.318	7.100.212
2026				710.021	11.360.339	6.390.191
2027				710.021	12.070.360	5.680.170
2028				710.021	12.780.382	4.970.148
2029				710.021	13.490.403	4.260.127
2030				710.021	14.200.424	3.550.106
2031				710.021	14.910.445	2.840.085
2032				710.021	15.620.466	2.130.064
2033				710.021	16.330.488	1.420.042
2034				710.021	17.040.509	710.021
2035				710.021	17.750.530	0

3.7 CUENTA DE RESULTADOS Y FLUJOS DE CAJA

CUENTA DE RESULTADOS

AÑO	INGRESOS	GASTOS	MARGEN OPERATIVO	AMORTIZACION	INTERESES	Bº ANTES IMP	IMP.SOC. 30%	Bº NETO	INCREMENTO
2010									
2011	2.935.619,5 €	370.817 €	2.564.803,0 €	710.021	568.016,96	1.286.764,8 €	386.029,4 €	900.735,4 €	
2012	2.967.577,4 €	375.998 €	2.591.579,9 €	710.021	530.149,16	1.351.409,5 €	405.422,9 €	945.986,7 €	5,02%
2013	2.992.512,5 €	381.252 €	2.611.260,2 €	710.021	492.281,37	1.408.957,7 €	422.687,3 €	986.270,4 €	4,26%
2014	3.017.657,1 €	386.582 €	2.631.075,3 €	710.021	454.413,57	1.466.640,5 €	439.992,2 €	1.026.648,4 €	4,09%
2015	2.875.450,7 €	391.987 €	2.483.463,5 €	710.021	416.545,77	1.356.896,6 €	407.069,0 €	949.827,6 €	-7,48%
2016	2.899.611,7 €	397.470 €	2.502.142,1 €	710.021	378.677,97	1.413.442,9 €	424.032,9 €	989.410,0 €	4,17%
2017	2.923.975,7 €	403.030 €	2.520.945,5 €	710.021	340.810,18	1.470.114,1 €	441.034,2 €	1.029.079,9 €	4,01%
2018	2.948.544,4 €	408.670 €	2.539.874,4 €	710.021	302.942,38	1.526.910,8 €	458.073,2 €	1.068.837,6 €	3,86%
2019	2.973.319,5 €	414.390 €	2.558.929,3 €	710.021	265.074,58	1.583.833,5 €	475.150,0 €	1.108.683,4 €	3,73%
2020	2.998.302,9 €	420.192 €	2.578.110,7 €	710.021	227.206,78	1.640.882,7 €	492.264,8 €	1.148.617,9 €	3,60%
2021	3.023.496,1 €	426.077 €	2.597.419,3 €	710.021	189.338,99	1.698.059,1 €	509.417,7 €	1.188.641,4 €	3,48%
2022	3.048.901,0 €	432.046 €	2.616.855,5 €	710.021	151.471,19	1.755.363,1 €	526.608,9 €	1.228.754,2 €	3,37%
2023	3.074.519,4 €	438.099 €	2.636.420,0 €	710.021	113.603,39	1.812.795,4 €	543.838,6 €	1.268.956,8 €	3,27%
2024	3.100.353,1 €	444.240 €	2.656.113,2 €	710.021	75.735,59	1.870.356,4 €	561.106,9 €	1.309.249,5 €	3,18%
2025	2.944.217,7 €	450.468 €	2.493.749,7 €	710.021	37.867,80	1.745.860,7 €	523.758,2 €	1.222.102,5 €	-6,66%
2026	2.968.956,5 €	456.785 €	2.512.171,2 €	710.021		1.802.150,0 €	540.645,0 €	1.261.505,0 €	3,22%
2027	2.993.903,2 €	463.193 €	2.530.710,3 €	710.021		1.820.689,1 €	546.206,7 €	1.274.482,4 €	1,03%
2028	3.019.059,4 €	469.692 €	2.549.367,3 €	710.021		1.839.346,1 €	551.803,8 €	1.287.542,3 €	1,02%
2029	3.044.427,1 €	476.284 €	2.568.142,7 €	710.021		1.858.121,5 €	557.436,5 €	1.300.685,1 €	1,02%
2030	3.070.007,9 €	482.971 €	2.587.036,9 €	710.021		1.877.015,7 €	563.104,7 €	1.313.911,0 €	1,02%
2031	1.802.213,9 €	489.753 €	1.312.460,5 €	710.021		602.439,3 €	180.731,8 €	421.707,5 €	-67,90%
2032	1.817.357,0 €	496.633 €	1.320.724,0 €	710.021		610.702,8 €	183.210,8 €	427.491,9 €	1,37%
2033	1.832.627,4 €	503.611 €	1.329.016,1 €	710.021		618.994,9 €	185.698,5 €	433.296,4 €	1,36%
2034	1.848.026,0 €	510.690 €	1.337.336,4 €	710.021		627.315,2 €	188.194,6 €	439.120,7 €	1,34%
2035	1.863.554,1 €	517.869 €	1.345.684,7 €	710.021		635.663,5 €	190.699,0 €	444.964,4 €	1,33%

FLUJO DE CAJA AL SERVICIO DE LA DEUDA

AÑO	MARGEN	IMPUESTOS	FCSD	servicio deuda	ratio de cobertura deuda
2010					
2011	2.559.663,7 €	384.487,7 €	**2.175.176,0 €**	1.514.711,89 €	1,44
2012	2.583.778,7 €	403.082,5 €	**2.180.696,2 €**	1.476.844,10 €	1,48
2013	2.600.770,8 €	419.540,5 €	**2.181.230,3 €**	1.438.976,30 €	1,52
2014	2.617.804,9 €	436.011,0 €	**2.181.793,9 €**	1.401.108,50 €	1,56
2015	2.465.962,4 €	401.818,6 €	**2.064.143,8 €**	1.363.240,70 €	1,51
2016	2.481.652,3 €	417.885,9 €	**2.063.766,4 €**	1.325.372,91 €	1,56
2017	2.497.366,6 €	433.960,6 €	**2.063.406,0 €**	1.287.505,11 €	1,60
2018	2.513.103,2 €	450.041,9 €	**2.063.061,3 €**	1.249.637,31 €	1,65
2019	2.528.859,8 €	466.129,2 €	**2.062.730,6 €**	1.211.769,51 €	1,70
2020	2.544.634,3 €	482.221,9 €	**2.062.412,4 €**	1.173.901,72 €	1,76
2021	2.560.424,3 €	498.319,2 €	**2.062.105,1 €**	1.136.033,92 €	1,82
2022	2.576.227,4 €	514.420,5 €	**2.061.806,9 €**	1.098.166,12 €	1,88
2023	2.592.041,2 €	530.525,0 €	**2.061.516,2 €**	1.060.298,33 €	1,94
2024	2.607.863,0 €	546.631,9 €	**2.061.231,2 €**	1.022.430,53 €	2,02
2025	2.439.994,7 €	507.631,7 €	**1.932.363,0 €**	984.562,73 €	1,96
2026	2.454.277,6 €	523.276,9 €	**1.931.000,7 €**		
2027	2.468.547,4 €	527.557,8 €	**1.940.989,5 €**		
2028	2.482.801,1 €	531.834,0 €	**1.950.967,1 €**		
2029	2.497.035,7 €	536.104,3 €	**1.960.931,3 €**		
2030	2.511.248,0 €	540.368,0 €	**1.970.879,9 €**		
2031	1.236.817,3 €	158.038,8 €	**1.078.778,5 €**		
2032	1.240.083,6 €	159.018,7 €	**1.081.064,8 €**		
2033	1.243.225,2 €	159.961,2 €	**1.083.264,0 €**		
2034	1.246.238,0 €	160.865,0 €	**1.085.373,0 €**		
2035	1.249.117,5 €	161.728,9 €	**1.087.388,6 €**		

En la siguiente gráfica se muestran las oscilaciones del flujo de caja al servicio de la deuda a lo largo del periodo de vida útil del parque.

Puede observarse como en los últimos 5 años se produce un descenso grande de este flujo, que coincide a su vez con el descenso de la tarifa de venta de energía según el RD 661/2007. También se observan oscilaciones desde el inicio del pago hasta el año 2030, debidas a la reducción de los intereses del préstamo.

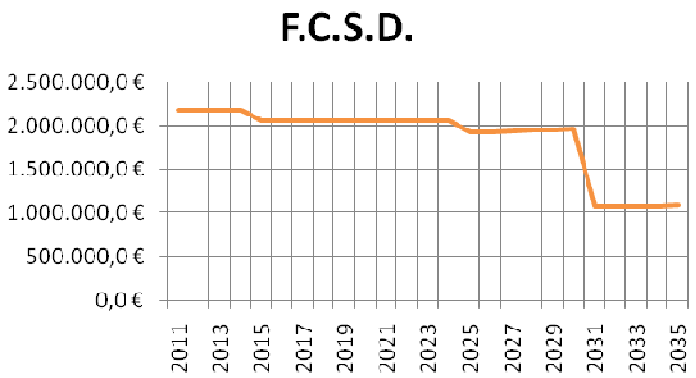


Fig. 30: Flujo de caja de servicio a la deuda.

FLUJOS DE CAJA OPERATIVO Y DEL ACCIONISTA

	FC operativo	FC acumulado operativo	FC accionista	FC acumulado accionista
2010	-17.750.530 €	-17.750.530 €	-3.550.106 €	-3.550.106 €
2011	2.559.663,7 €	-15.190.866	897.137,9 €	-2.652.968
2012	2.583.778,7 €	-12.607.088	940.525,9 €	-1.712.442
2013	2.600.770,8 €	-10.006.317	978.927,8 €	-733.514
2014	2.617.804,9 €	-7.388.512	1.017.359,1 €	283.845
2015	2.465.962,4 €	-4.922.549	937.576,8 €	1.221.421
2016	2.481.652,3 €	-2.440.897	975.067,2 €	2.196.489
2017	2.497.366,6 €	56.470	1.012.574,7 €	3.209.063
2018	2.513.103,2 €	2.569.573	1.050.097,7 €	4.259.161
2019	2.528.859,8 €	5.098.433	1.087.634,8 €	5.346.796
2020	2.544.634,3 €	7.643.067	1.125.184,4 €	6.471.980
2021	2.560.424,3 €	10.203.491	1.162.744,9 €	7.634.725
2022	2.576.227,4 €	12.779.719	1.200.314,5 €	8.835.040
2023	2.592.041,2 €	15.371.760	1.237.891,6 €	10.072.931
2024	2.607.863,0 €	17.979.623	1.275.474,4 €	11.348.406
2025	2.439.994,7 €	20.419.617	1.184.474,0 €	12.532.880
2026	2.454.277,6 €	22.873.895	1.220.979,5 €	13.753.859
2027	2.468.547,4 €	25.342.442	1.230.968,3 €	14.984.827
2028	2.482.801,1 €	27.825.243	1.240.945,9 €	16.225.773
2029	2.497.035,7 €	30.322.279	1.250.910,1 €	17.476.683
2030	2.511.248,0 €	32.833.527	1.260.858,7 €	18.737.542
2031	1.236.817,3 €	34.070.344	368.757,3 €	19.106.300
2032	1.240.083,6 €	35.310.428	371.043,6 €	19.477.343
2033	1.243.225,2 €	36.553.653	373.242,8 €	19.850.586
2034	1.246.238,0 €	37.799.891	375.351,8 €	20.225.938
2035	1.249.117,5 €	39.049.009	377.367,4 €	20.603.305

A continuación de representa gráficamente el flujo de caja operativo, donde se puede apreciar que en el año 2010 su valor es el valor negativo de la inversión y en los últimos 5 años se parecía también el descenso de la TMR según el RD 661/2007.

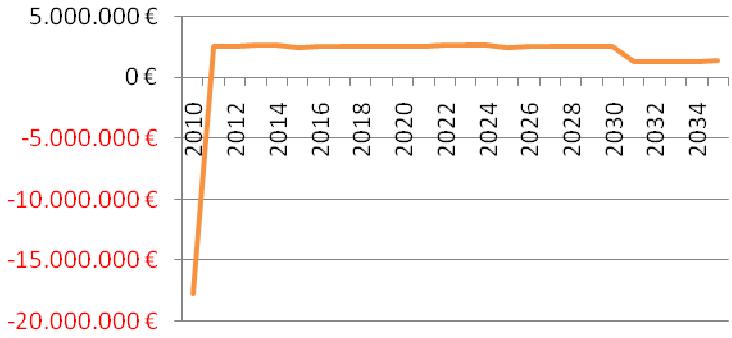


Fig. 31: Flujo de caja operativo

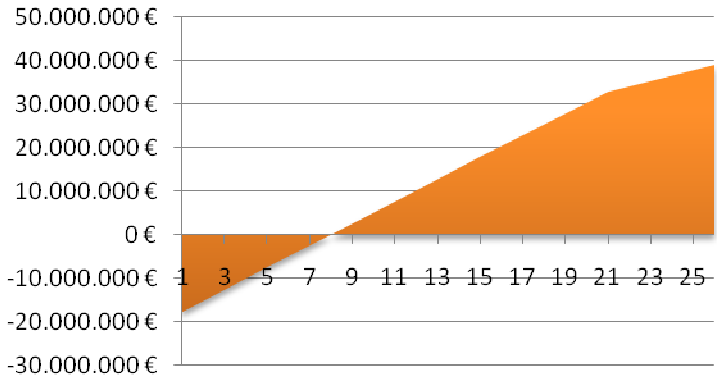


Fig. 32: Flujo de caja acumulado de la inversión.

Se observa en el grafico de los flujos de caja acumulados que el periodo de retorno de la inversión se sitúa entorno a los 8 años.

A continuación en el flujo de caja accionista se pueden observar más irregularidades que vienen condicionadas por el pago de la deuda, se observa a su vez como los flujos de caja crecen a partir del año 2016 precisamente por el fin del pago de los intereses. Los flujos de caja del accionista comienzan con la cantidad que el mismo a puesto de capital propio.

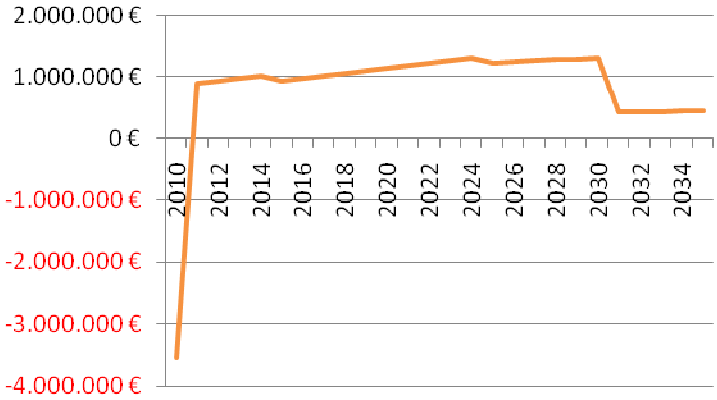


Fig. 32: Flujo de Caja del accionista.

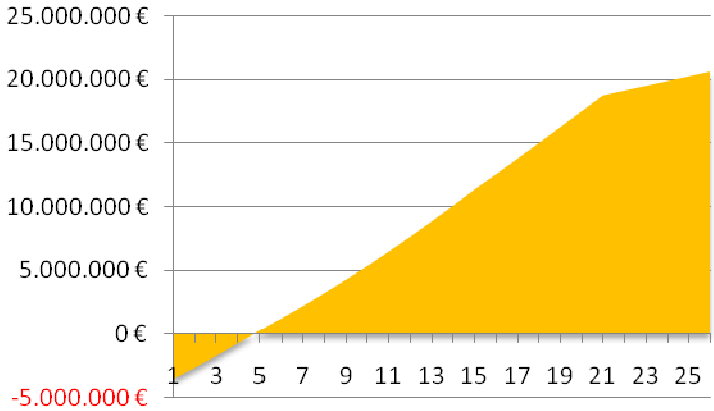


Fig. 33: Flujo de Caja acumulado del accionista

Se observa como el periodo de retorno de la inversión para el accionista se realiza en menos de 5 años.

3.8 RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN

Para analizar la rentabilidad de la inversión del presente proyecto del parque eólico, se ha realizado el análisis del VAN y del TIR, tanto desde el punto de vista de la inversión como desde el punto de vista del accionista.

Para este análisis se ha tomado un tipo de interés del 4% (Euribor tipo fijo del 3% más un 1% de oscilaciones), una tasa de inflación del 2% y los flujos de caja anteriormente citados tanto operativos como del accionista.

Más adelante se realizará un análisis de sensibilidad estudiando posibles tipos de interés distinto y sus respectivos efectos.

	TIR	VAN	PAYBACK
INVERSION	13%	19.275.206,32 €	8 años
ACCIONISTA	28%	33.475.630,32 €	5 años

Se observa que la tasa de rentabilidad interna del proyecto, suponiendo que se acometa el 100% de la inversión, es de un 13%, cuando la TIR es mayor que el tipo de interés, la rentabilidad que se obtiene realizando la inversión en este proyecto es alta. Si la TIR es menor que la tasa de interés, el proyecto debe rechazarse, cuando la TIR es igual a la tasa de interés, el inversionista es indiferente realizar la inversión o no.

Por otro lado la TIR del accionista, que acomete el 20% de la financiación propia, es mayor por lo que para él la inversión es mucho más rentable.

El VAN en ambos casos es positivo por lo que la inversión a realizar es rentable.

En cuanto al periodo de retorno de la inversión el accionista recuperaría su inversión inicial del 20% en menos de 5 años según se puede observar en el grafico anterior debido al gran apalancamiento financiero. Por otro lado la inversión con el 100% de capital se recuperaría en 8 años al tipo de interés fijado y una tasa de inflación del 2%.

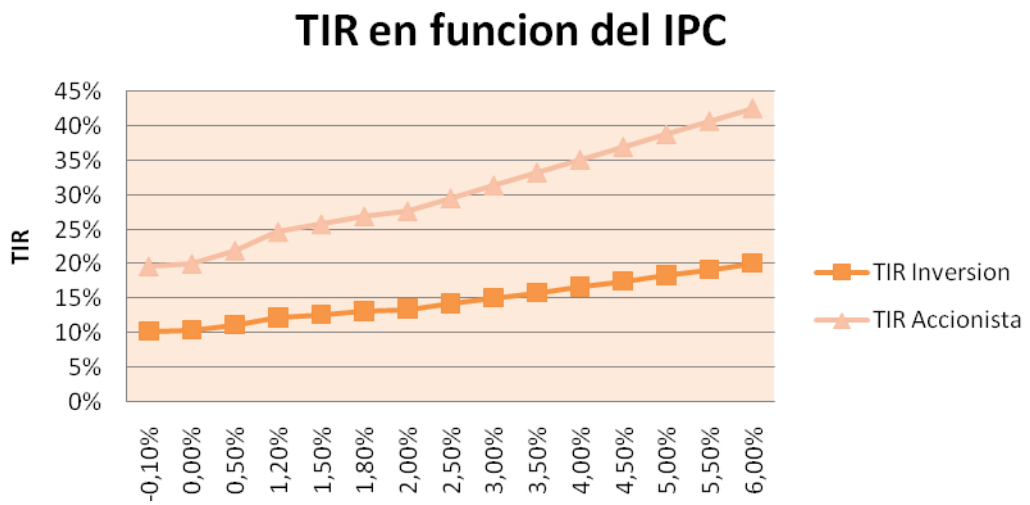
3.9 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

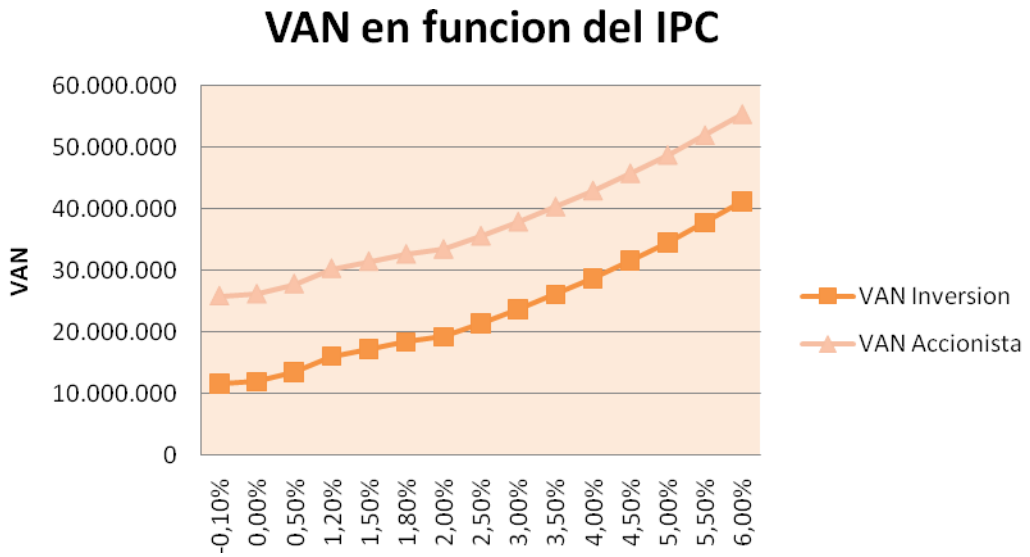
Tras el análisis económico-financiero con las variables especificas anteriormente citadas, se ha procedido a realizar un estudio de sensibilidad con distintas hipótesis de estas variables, mostrando unos resultados muy distintos del presente proyecto desde el punto de vista económico financiero.

3.9.1. Análisis de sensibilidad en función de la Inflación (IPC)

Hay que resaltar que para los cálculos anteriores se ha tomado una tasa impositiva del 2%, la cual no corresponde a la actual en España que se sitúa en torno al 0,7% debido a la situación actual de la economía y se espera se convierta en un -0,1%.

	INVERSION		ACCIONISTA	
Inflación	**TIR Inversión**	**VAN Inversión**	**TIR Accionista**	**VAN Accionista**
-0,10%	10%	11.642.744,09 €	20%	25.843.168,09 €
0,00%	10%	11.961.124,41 €	20%	26.161.548,41 €
0,50%	11%	13.615.840,73 €	22%	27.816.264,73 €
1,20%	12%	16.119.600,08 €	25%	30.320.024,08 €
1,50%	13%	17.264.412,00 €	26%	31.464.836,00 €
1,80%	13%	18.455.027,00 €	27%	32.655.451,00 €
2,00%	**13%**	**19.275.206,32 €**	**28%**	**33.475.630,32 €**
2,50%	14%	21.422.724,74 €	30%	35.623.148,74 €
3,00%	15%	23.717.150,60 €	31%	37.917.574,60 €
3,50%	16%	26.169.448,75 €	33%	40.369.872,75 €
4,00%	17%	28.791.425,03 €	35%	42.991.849,03 €
4,50%	18%	31.595.790,31 €	37%	45.796.214,31 €
5,00%	18%	34.596.229,12 €	39%	48.796.653,12 €
5,50%	19%	37.807.473,44 €	41%	52.007.897,44 €
6,00%	20%	41.245.381,83 €	43%	55.445.805,83 €





Se puede observar que las variaciones del IPC afectan a la inversión de este parque eólico, debido a que cuanto más aumente el precio de la electricidad mayor tasa de rentabilidad tendrá el proyecto llevado a cabo.

Sin embargo la sensibilidad ante esta variable no es grande ya que del mismo modo que al aumentar la tasa del IPC aumentan los ingresos por la TMR, también se ven aumentados los gastos, en una mayor medida, por el aumento de los costes de explotación.

Resumiendo: El aumento del IPC es favorable a la inversión pero sus variaciones afectan de un modo sensible a la inversión del proyecto siempre y cuando se encuentre ante incrementos de hasta el 6%.

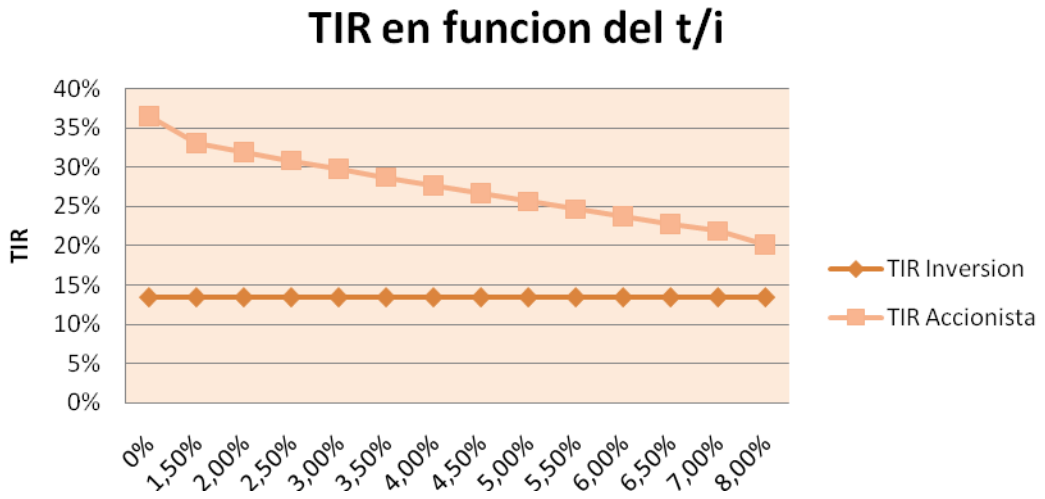
3.9.2. Análisis de sensibilidad en función de los tipos de interés

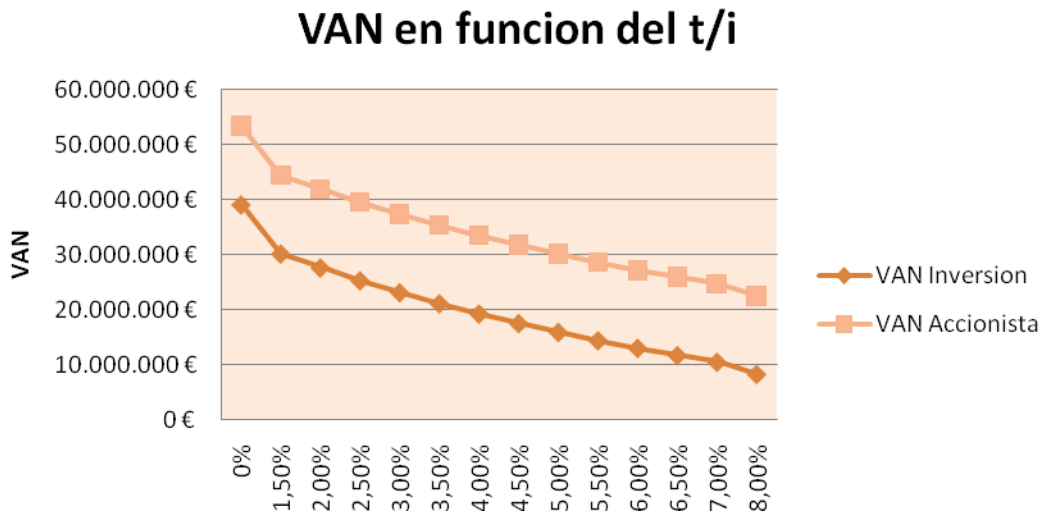
Para los cálculos anteriores se ha tomado un Euribor del 2% con un punto más para convertirlo en un interés de tipo fijo y sumándole otro punto más por oscilaciones, quedando así un tipo de interés fijo del 4%.

Sin embargo el tipo de interés fijado actualmente por el Banco Central Europeo se sitúa en torno al 1,5% lo que hace que los intereses de la financiación externa para este tipo de proyectos se vean reducidos, sin embargo la situación actual provoca el rechazo de las entidades bancarias a préstamos de esta índole.

	INVERSIÓN		ACCIONISTA	
t/i	**TIR Inversión**	**VAN Inversión**	**TIR Accionista**	**VAN Accionista**
0%	13%	39.140.252,18 €	36%	53.340.676,18 €
1,50%	13%	30.196.515,39 €	33%	44.396.939,39 €
2,00%	13%	27.663.222,95 €	32%	41.863.646,95 €
2,50%	13%	25.320.612,57 €	31%	39.521.036,57 €
3,00%	13%	23.151.691,48 €	30%	37.352.115,48 €
3,50%	13%	21.141.155,33 €	29%	35.341.579,33 €
4,00%	**13%**	**19.275.206,32 €**	**28%**	**33.475.630,32 €**
4,50%	13%	17.541.392,18 €	27%	31.741.816,18 €
5,00%	13%	15.928.463,60 €	26%	30.128.887,60 €
5,50%	13%	14.426.247,78 €	25%	28.626.671,78 €
6,00%	13%	13.025.536,19 €	24%	27.225.960,19 €
6,50%	13%	11.717.984,85 €	23%	25.918.408,85 €
7,00%	13%	10.496.025,70 €	22%	24.696.449,70 €
8,00%	13%	8.282.026,36 €	20%	22.482.450,36 €

Como es evidente la inversión del accionista se verá influenciada por las variaciones del tipo de interés, sin embargo el TIR de la inversión es independiente de la estructura de deudas del proyecto.





Se puede observar que la inversión económica en este proyecto es sensible a los valores de los tipos de interés y que cuanto mayores sean los mismos, menos rentable resulta la inversión.

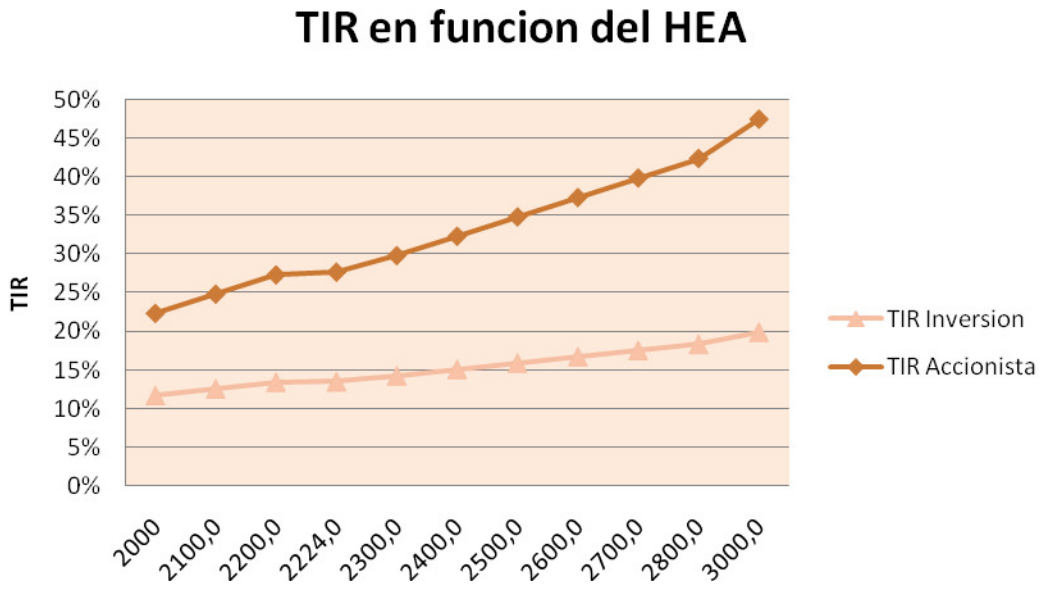
Resumiendo: El aumento de los tipos de interés del crédito no resulta favorable a la inversión del accionista puesto que la cantidad de los intereses de la deuda se vería incrementada.

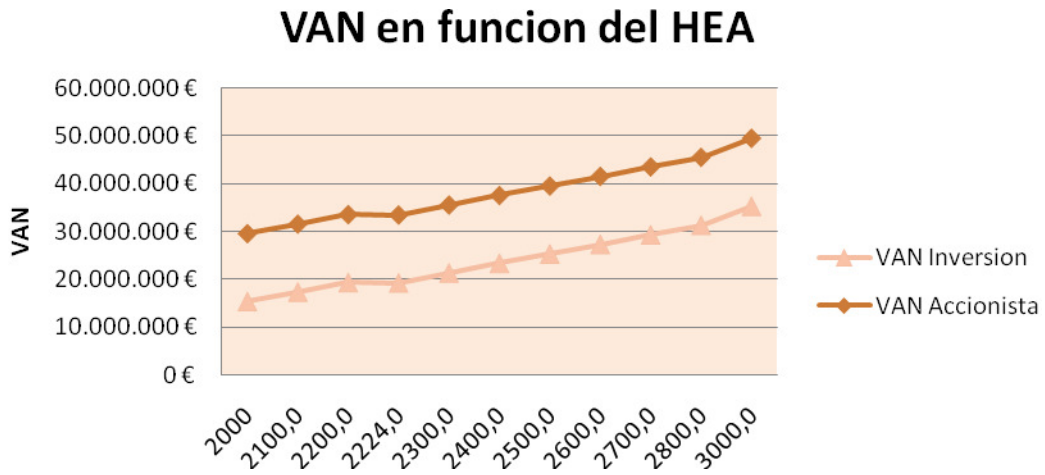
3.9.3. Análisis de sensibilidad en función de la producción energética del parque

La producción energética calculada en el parque del proyecto corresponde a 41.589 MWh/año, lo que corresponde a unas 2224 horas equivalentes de funcionamiento al año (HEA) a potencia nominal del parque, que es 18,7 MW. Si se hace variar la producción de energía que se va a entregar a la red se puede observar cómo afecta enormemente a la inversión realizada en el proyecto.

	INVERSIÓN		ACCIONISTA	
HEA (h)	**TIR Inversión**	**VAN Inversión**	**TIR Accionista**	**VAN Accionista**
2000	12%	15.380.709,17 €	22%	29.581.133,17 €
2100,0	13%	17.371.695,42 €	25%	31.572.119,42 €
2200,0	13%	19.362.681,67 €	27%	33.563.105,67 €
2224,0	**13%**	**19.275.206,32 €**	**28%**	**33.475.630,32 €**
2300,0	14%	21.353.667,92 €	30%	35.554.091,92 €
2400,0	15%	23.344.654,17 €	32%	37.545.078,17 €
2500,0	16%	25.335.640,42 €	35%	39.536.064,42 €
2600,0	17%	27.326.626,68 €	37%	41.527.050,68 €
2700,0	18%	29.317.612,93 €	40%	43.518.036,93 €
2800,0	18%	31.308.599,18 €	42%	45.509.023,18 €
3000,0	20%	35.290.571,68 €	47%	49.490.995,68 €

Como puede observarse la rentabilidad de la inversión aumenta según aumenta la producción de energía vendida a la red. La rentabilidad del accionista es mayor puesto que la cantidad de margen resultante será mayor.





Resumiendo: la inversión en este proyecto es extremadamente sensible a la producción de la energía producida para vender a la red sobre todo desde el punto de vista del accionista, ya que este tendrá un beneficio neto mayor.

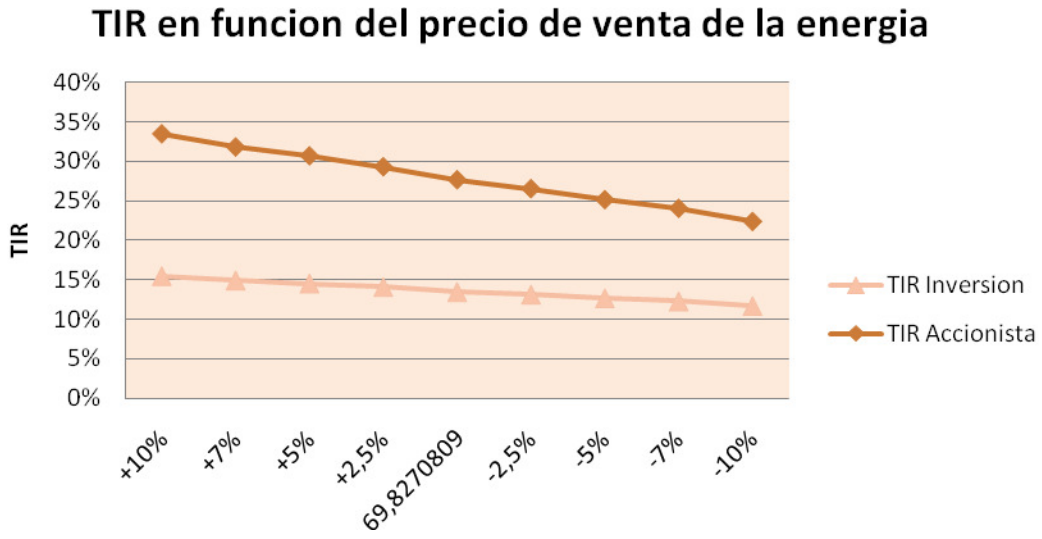
3.9.4. Análisis de sensibilidad en función del precio de venta de la energía.

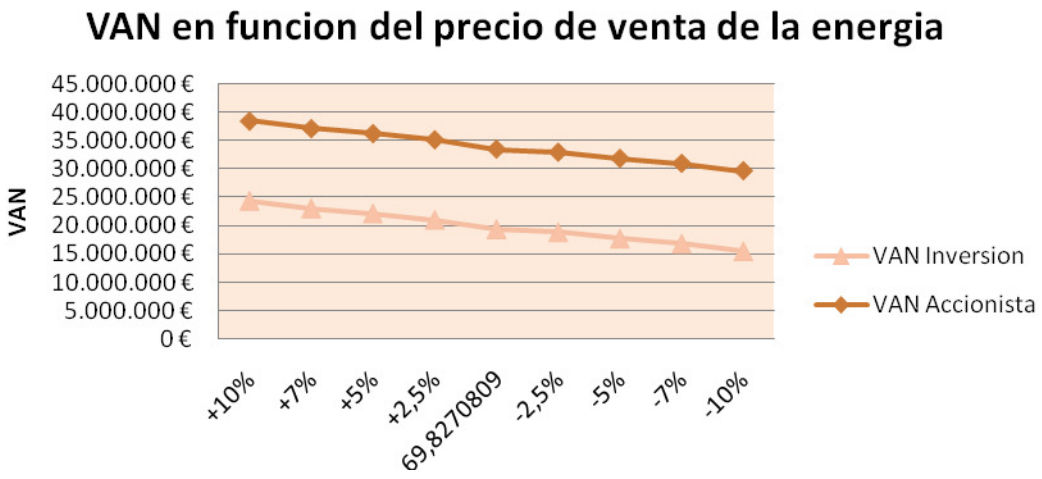
El precio de venta de la energía actual y el fijado en los cálculos anteriores, es el marcado en el RD 661/2007 en la Tarifa Media Regulada para el grupo b.2 de Energía Eólica con 73 €/kWh vendido a la red para el año 2007 y con las debidas actualizaciones según el IPC para los años siguientes, así como un 20% de las primas fijadas según el Real Decreto anteriormente mencionado.

Hay que decir que la rentabilidad de la inversión se hará sensible al precio de venta de la energía puesto que esta es la principal fuente de ingresos del proyecto.

	INVERSION		ACCIONISTA	
PRECIO VENTA	**TIR Inversión**	**VAN Inversión**	**TIR Accionista**	**VAN Accionista**
+10%	15%	24.268.706,03 €	33%	38.469.130,03 €
+7%	15%	22.940.313,61 €	32%	37.140.737,61 €
+5%	15%	22.054.718,67 €	31%	36.255.142,67 €
+2,5%	14%	20.947.724,99 €	29%	35.148.148,99 €
69,83	**13%**	**19.275.206,32 €**	**28%**	**33.475.630,32 €**
-2,5%	13%	18.733.737,63 €	27%	32.934.161,63 €
-5%	13%	17.626.743,96 €	25%	31.827.167,96 €
-7%	12%	16.741.149,01 €	24%	30.941.573,01 €
-10%	12%	15.412.756,60 €	22%	29.613.180,60 €

La sensibilidad de la inversión ante las fluctuaciones del precio de venta de la energía a la red es alta sobre todo desde el punto de vista del accionista puesto que esto contribuye principalmente a la única fuente que permite la financiación de la deuda externa.





Resumiendo: la rentabilidad de la inversión es muy sensible al precio de venta de la energía puesto que junto con los MWh vendidos a la red constituyen la principal fuente de ingresos del proyecto.

3.10 ESTIMACIÓN DEL COSTE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Por último tras el análisis mostrado anteriormente se ha realizado una aproximación del coste de generación del kWh eólico a lo largo de la vida operativa de la instalación. En la siguiente grafica se muestra la evolución de dichos costes a los largo de la vida útil del parque, calculados en los apartados anteriores con las variables específicas fijadas para el cálculo del 2% de IPC y 4% de tipos de interés.

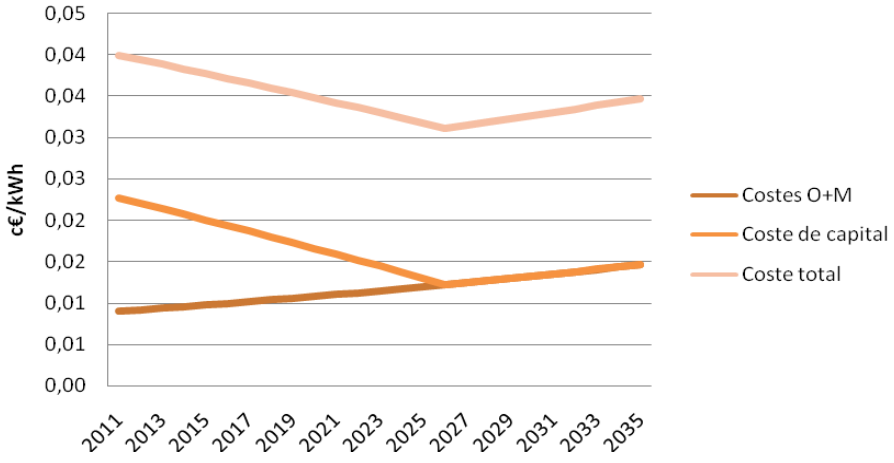


Fig. 34: Coste de generación medio del kWh eólico en moneda constante

Por consiguiente el valor actualizado en el año de la inversión del coste de generación medio del kWh en moneda constante es de **3,46 c€ / kWh.**

3.11 CASO DE LA VENTA DEL PROYECTO

Se ha supuesto el caso de que el proyecto del presente parque eólico sea vendido a un cliente potencial y la explotación del mismo sea realizada de forma ajena.

La rentabilidad de la inversión en este caso será comparada con la rentabilidad de la inversión del caso anterior, en el que se explota el proyecto tras su realización.

La venta del parque eólico se realizará ajena a la financiación, por lo que los intereses del préstamo de la financiación ajena continuarán siendo un gasto.

Por otro lado los ingresos que constituyen la venta se invertirán en un fondo de inversión a tipo fijo el cual constituirá los ingresos anuales.

El precio fijado para la venta del parque será de 1,3 veces los costes iniciales de inversión, los cuales suman 17.750.530 €. Hay que mencionar que de la cantidad inicial, el 20% será capital propio y el 80% estará constituido por financiación ajena como ya se ha mencionado anteriormente.

PRECIO DE VENTA DEL PROYECTO: 17.750.530 € x 1,3 = 23.075.689 €

La cuenta de resultados en el caso de la venta del proyecto a un cliente potencial se verá constituida principalmente por una partida de gastos que corresponderán con los intereses a pagar de la deuda por la financiación externa y la amortización de la inversión inicial. Por otro lado la partida de ingresos estará constituida por los beneficios de invertir la cantidad pagada por la venta del proyecto menos el capital propio aportado inicialmente en un fondo de inversión con una rentabilidad estimada para el ejercicio del 10%.

CANTIDAD A INVERTIR EN EL FONDO DE INVERSIÓN: 19.525.583 €

Lo anteriormente redactado se resume en la siguiente tabla:

TOTAL INVERSIÓN	FINANCIACIÓN AJENA	CAPITAL PROPIO	PRECIO DE VENTA	INVERSIÓN FONDO
17.750.530 €	14.200.424 €	3.550.106 €	**23.075.689 €**	**19.525.583 €**

Se debe mencionar que el fondo de inversión es al 10% durante 10 años, pasado este tiempo se reinvertirá la cantidad inicial mas los beneficios de esos 10 años en otro fondo de inversión al 10% para los años siguientes.

De tal manera que se obtendrán datos para los 25 años de vida útil del proyecto y ser objeto de comparación con el caso anteriormente realizado de explotación propia del parque eólico.

3.11.1 Costes de Financiación externa

Como ya se ha mencionado anteriormente la financiación externa corresponderá al 80% de la inversión inicial, 14.200.424 €; esta cantidad se solventará mediante un préstamo al 4% de tipo fijo durante 15 años de una entidad financiera.

A continuación se muestran los intereses de la deuda durante los 15 años siguientes.

AÑO	Tipo interés deuda	Intereses	Cantidad a amortizar anual	Pendiente deuda	Servicio a la deuda (pp. + interés)
2010				14.200.424,00	0,00 €
2011	4%	568.016,96	946.694,93	13.253.729,07	1.514.711,89 €
2012	4%	530.149,16	946.694,93	12.307.034,13	1.476.844,10 €
2013	4%	492.281,37	946.694,93	11.360.339,20	1.438.976,30 €
2014	4%	454.413,57	946.694,93	10.413.644,27	1.401.108,50 €
2015	4%	416.545,77	946.694,93	9.466.949,33	1.363.240,70 €
2016	4%	378.677,97	946.694,93	8.520.254,40	1.325.372,91 €
2017	4%	340.810,18	946.694,93	7.573.559,47	1.287.505,11 €
2018	4%	302.942,38	946.694,93	6.626.864,53	1.249.637,31 €
2019	4%	265.074,58	946.694,93	5.680.169,60	1.211.769,51 €
2020	4%	227.206,78	946.694,93	4.733.474,67	1.173.901,72 €
2021	4%	189.338,99	946.694,93	3.786.779,73	1.136.033,92 €
2022	4%	151.471,19	946.694,93	2.840.084,80	1.098.166,12 €
2023	4%	113.603,39	946.694,93	1.893.389,87	1.060.298,33 €
2024	4%	75.735,59	946.694,93	946.694,93	1.022.430,53 €
2025	4%	37.867,80	946.694,93	0,00	984.562,73 €
2026					
2027					
2028					
2029					
2030					
2031					
2032					
2033					
2034					
2035					
Total		**4.544.135,68**			**18.744.559,68 €**

A su vez la partida de gastos estará compuesta por la amortización de la inversión inicial durante el periodo de vida útil del proyecto realizado, esta se muestra a continuación.

AÑO	Inversión Inicial	Periodo	t/i	AMORTIZACION INMOVILIZADO	AMORTIZACION ACUMULADA	INMOVILIZADO NETO
	17.750.530 €	25 años	4,00%			
2010						17.750.530
2011				710.021	710.021	17.040.509
2012				710.021	1.420.042	16.330.488
2013				710.021	2.130.064	15.620.466
2014				710.021	2.840.085	14.910.445
2015				710.021	3.550.106	14.200.424
2016				710.021	4.260.127	13.490.403
2017				710.021	4.970.148	12.780.382
2018				710.021	5.680.170	12.070.360
2019				710.021	6.390.191	11.360.339
2020				710.021	7.100.212	10.650.318
2021				710.021	7.810.233	9.940.297
2022				710.021	8.520.254	9.230.276
2023				710.021	9.230.276	8.520.254
2024				710.021	9.940.297	7.810.233
2025				710.021	10.650.318	7.100.212
2026				710.021	11.360.339	6.390.191
2027				710.021	12.070.360	5.680.170
2028				710.021	12.780.382	4.970.148
2029				710.021	13.490.403	4.260.127
2030				710.021	14.200.424	3.550.106
2031				710.021	14.910.445	2.840.085
2032				710.021	15.620.466	2.130.064
2033				710.021	16.330.488	1.420.042
2034				710.021	17.040.509	710.021
2035				710.021	17.750.530	0

3.11.2 Ingresos

Como ya se mencionó inicialmente, los ingresos en este caso vendrán por las inversiones sucesivas en fondos de inversión al 10% con una duración de los mismos de 10 años.

La cantidad inicial a invertir en el fondo corresponde al beneficio de la venta del proyecto menos el capital inicial propio, 19.525.583 €.

En los años 2021 y 2031 las cantidades a invertir en el fondo corresponden con la misma cantidad inicial más los beneficios aportados por el fondo en los años anteriores.

AÑO	INGRESOS FONDO
2010	
2011	1.952.558,3 €
2012	1.952.558,3 €
2013	1.952.558,3 €
2014	1.952.558,3 €
2015	1.952.558,3 €
2016	1.952.558,3 €
2017	1.952.558,3 €
2018	1.952.558,3 €
2019	1.952.558,3 €
2020	1.952.558,3 €
2021	3.905.116,6 €
2022	3.905.116,6 €
2023	3.905.116,6 €
2024	3.905.116,6 €
2025	3.905.116,6 €
2026	3.905.116,6 €
2027	3.905.116,6 €
2028	3.905.116,6 €
2029	3.905.116,6 €
2030	3.905.116,6 €
2031	5.857.674,9 €
2032	5.857.674,9 €
2033	5.857.674,9 €
2034	5.857.674,9 €
2035	5.857.674,9 €

3.11.3 Cuenta de resultados, flujos de caja y rentabilidad de la inversión

CUENTA DE RESULTADOS

AÑO	INGRESOS	GASTOS		MARGEN OPERATIVO	Bº NETO
		AMORTIZACION	INTERESES		
2010					
2011	1.952.558,3 €	710.021	1.136.033,92	106.503,2 €	106.503,2 €
2012	1.952.558,3 €	710.021	1.060.298,33	182.238,8 €	182.238,8 €
2013	1.952.558,3 €	710.021	984.562,73	257.974,4 €	257.974,4 €
2014	1.952.558,3 €	710.021	908.827,14	333.710,0 €	333.710,0 €
2015	1.952.558,3 €	710.021	833.091,54	409.445,6 €	409.445,6 €
2016	1.952.558,3 €	710.021	757.355,95	485.181,2 €	485.181,2 €
2017	1.952.558,3 €	710.021	681.620,35	560.916,7 €	560.916,7 €
2018	1.952.558,3 €	710.021	605.884,76	636.652,3 €	636.652,3 €
2019	1.952.558,3 €	710.021	530.149,16	712.387,9 €	712.387,9 €
2020	1.952.558,3 €	710.021	454.413,57	788.123,5 €	788.123,5 €
2021	3.905.116,6 €	710.021	378.677,97	2.816.417,4 €	2.816.417,4 €
2022	3.905.116,6 €	710.021	302.942,38	2.892.153,0 €	2.892.153,0 €
2023	3.905.116,6 €	710.021	227.206,78	2.967.888,6 €	2.967.888,6 €
2024	3.905.116,6 €	710.021	151.471,19	3.043.624,2 €	3.043.624,2 €
2025	3.905.116,6 €	710.021	75.735,59	3.119.359,8 €	3.119.359,8 €
2026	3.905.116,6 €	710.021		3.195.095,4 €	3.195.095,4 €
2027	3.905.116,6 €	710.021		3.195.095,4 €	3.195.095,4 €
2028	3.905.116,6 €	710.021		3.195.095,4 €	3.195.095,4 €
2029	3.905.116,6 €	710.021		3.195.095,4 €	3.195.095,4 €
2030	3.905.116,6 €	710.021		3.195.095,4 €	3.195.095,4 €
2031	5.857.674,9 €	710.021		5.147.653,7 €	5.147.653,7 €
2032	5.857.674,9 €	710.021		5.147.653,7 €	5.147.653,7 €
2033	5.857.674,9 €	710.021		5.147.653,7 €	5.147.653,7 €
2034	5.857.674,9 €	710.021		5.147.653,7 €	5.147.653,7 €
2035	5.857.674,9 €	710.021		5.147.653,7 €	5.147.653,7 €

Los flujos de caja de este caso económico del proyecto estudiado se muestran a continuación.

Se debe mencionar que este caso se ha estudiado con una inflación del 2% y unos tipos de interés fijo del 4%, en apartados siguiente se procederá al estudio de sensibilidad de este caso en función de los distintos tipos de interés que fije el mercado.

AÑO	FC	FC acumulado
2010	-17.750.530 €	-17.750.530 €
2011	106.503,2 €	-17.644.027 €
2012	182.238,8 €	-17.461.788 €
2013	257.974,4 €	-17.203.814 €
2014	333.710,0 €	-16.870.104 €
2015	409.445,6 €	-16.460.658 €
2016	485.181,2 €	-15.975.477 €
2017	560.916,7 €	-15.414.560 €
2018	636.652,3 €	-14.777.908 €
2019	712.387,9 €	-14.065.520 €
2020	788.123,5 €	-13.277.396 €
2021	2.816.417,4 €	-10.460.979 €
2022	2.892.153,0 €	-7.568.826 €
2023	2.967.888,6 €	-4.600.937 €
2024	3.043.624,2 €	-1.557.313 €
2025	3.119.359,8 €	1.562.047 €
2026	3.195.095,4 €	4.757.142 €
2027	3.195.095,4 €	7.952.237 €
2028	3.195.095,4 €	11.147.333 €
2029	3.195.095,4 €	14.342.428 €
2030	3.195.095,4 €	17.537.524 €
2031	5.147.653,7 €	22.685.177 €
2032	5.147.653,7 €	27.832.831 €
2033	5.147.653,7 €	32.980.485 €
2034	5.147.653,7 €	38.128.138 €
2035	5.147.653,7 €	43.275.792 €

TIR	VAN
8%	**12.944.220 €**

Se puede observar que la opción de la venta del proyecto es rentable pero debe compararse con el caso anterior.

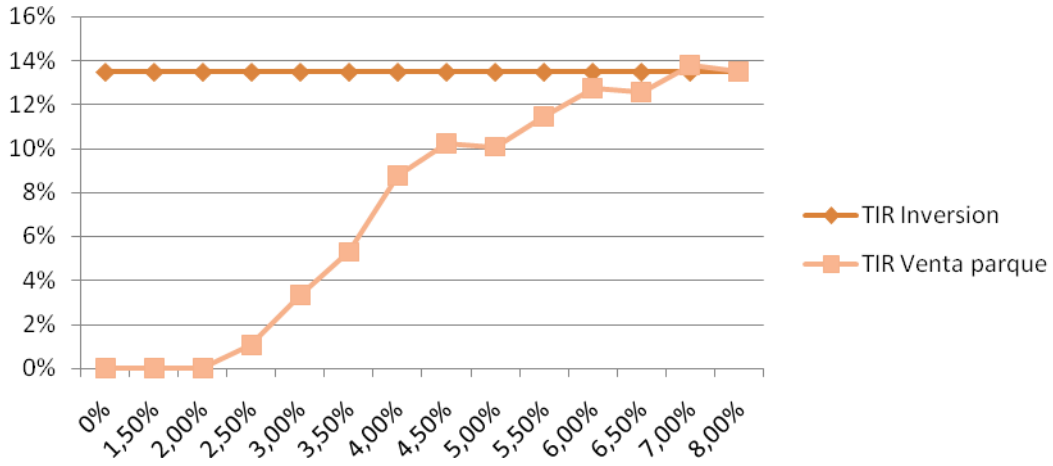
	TIR	VAN
VENTA DEL PROYECTO	8%	12.944.220 €
EXPLOTACION DEL PROYECTO	13%	19.216.886,44 €

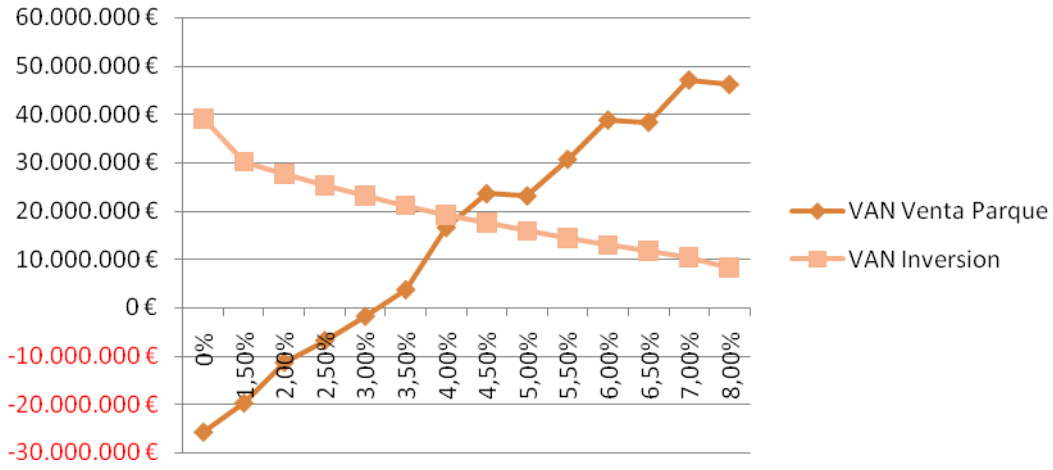
En el caso estudiado con una inflación del 2% y unos tipos de interés fijo del 4% se concluye que la mejor opción de inversión es la explotación propia del parque puesto que el VAN es superior al del caso de la venta del proyecto a un cliente potencial.

3.11.4 Análisis de sensibilidad

t/i	FONDO	TIR Venta parque	VAN Venta Parque
0%	1%	0%	-25.641.608 €
1,50%	3%	0%	-19.642.591 €
2,00%	5%	0%	-11.265.983 €
2,50%	6%	1%	-6.700.748 €
3,00%	7%	3%	-1.699.376 €
3,50%	8%	5%	3.761.935 €
4,00%	**10%**	**9%**	**16.618.923 €**
4,50%	11%	10%	23.602.869 €
5,00%	11%	10%	23.143.531 €
5,50%	12%	11%	30.682.626 €
6,00%	13%	13%	38.800.675 €
6,50%	13%	13%	38.341.337 €
7,00%	14%	14%	47.062.141 €
8,00%	14%	13%	46.143.466 €

t/i	TIR Inversión	VAN Inversión
0%	13%	39.140.252,18 €
1,50%	13%	30.196.515,39 €
2,00%	13%	27.663.222,95 €
2,50%	13%	25.320.612,57 €
3,00%	13%	23.151.691,48 €
3,50%	13%	21.141.155,33 €
4,00%	**13%**	**19.275.206,32 €**
4,50%	13%	17.541.392,18 €
5,00%	13%	15.928.463,60 €
5,50%	13%	14.426.247,78 €
6,00%	13%	13.025.536,19 €
6,50%	13%	11.717.984,85 €
7,00%	13%	10.496.025,70 €
8,00%	13%	8.282.026,36 €


16%
14%
12%
10%
8%
6%
4%
2%
0%
0%
1,50%
2,00%
2,50%
3,00%
3,50%
4,00%
4,50%
5,00%
5,50%
6,00%
6,50%
7,00%
8,00%
TIR Inversion
TIR Venta parque


60.000.000 €
50.000.000 €
40.000.000 €
30.000.000 €
20.000.000 €
10.000.000 €
0 €
-10.000.000 €
-20.000.000 €
-30.000.000 €
0%
1,50%
2,00%
2,50%
3,00%
3,50%
4,00%
4,50%
5,00%
5,50%
6,00%
6,50%
7,00%
8,00%
VAN Venta Parque
VAN Inversion

3.12 SEGUIMIENTO OPERATIVO

El seguimiento operativo de un proyecto es un proceso para determinar como el sistema de gestión del proyecto alcanza sus objetivos, además de mostrar una información detallada que permita la toma de decisiones ante distintas situaciones posibles.

Con un breve análisis del seguimiento operativo del presente proyecto se pretende mostrar las dificultades o mejoras que pueden darse en la gestión del proyecto y como una mala gestión del mismo puede provocar malos resultados y en consecuencia convertir los objetivos difíciles de conseguir.

Existen dos opciones distintas de seguimiento operativo:

- Por Pagos por hitos mensuales: los pagos se realizan por unidades de obras previamente fijadas y según los acuerdos realizados con el cliente.
- Pagos por certificación de avance de Obra mensual: tras la negociación con el cliente los pagos correspondientes se realizarán según el grado de avance de las partidas de obra, siempre se procura realizar los mismos acuerdos con las subcontratas.

En el siguiente desarrollo de este apartado se ha analizado el caso de pagos por certificación de avance de obra mensual estableciendo dos casos de negociación posible:

- Caso favorable: Pagos a 90 días – cobros a 60 días
- Caso desfavorable: pagos a 60 días – cobros a 120 días.

En ambos casos la cantidad de presupuesto a fecha de compra es el total de la ejecución material:

Obra Civil	**1.065.851 €**
Sistema Eléctrico	964.648 €
Total Ejecución Material	**2.030.499 €**

Mientras que el presupuesto a la fecha de venta es la cantidad anterior 1,3 veces mayor, 2.639.649 €; por lo que el beneficio esperado en el caso de los costes de ejecución material por la venta directa del parque seria de 609.150 €.

En las dos situaciones se establecerán primeramente las negociaciones oportunas con el cliente y de forma secundaria se realizarán las negociaciones con las subcontratas. Los pagos y cobros se realizarán el día 30 de cada mes.

A la firma del contrato siempre se establece un hito inicial con el cliente que suele corresponder al 2% de la facturación; tras este primer hito, se establecen los siguientes avances restantes por unidades de obra civil y obra eléctrica, estas unidades son fijadas por el cliente y suelen corresponder normalmente al 10%, 12%, 18%, 20%, 25%, 15% y 8%.

Por último se establece un hito final también del 2% a la firma del certificado de aceptación provisional (CAP), este certificado contempla todas las partidas a subsanar, pero ello no implica que la instalación no funcione correctamente, hasta que no se realice la firma el responsable de garantía de las instalaciones es el propio constructor del parque, una vez realizada la firma se rompe toda relación contractual con el cliente y comienzan a funcionar los plazos de garantía.

A continuación se detallan los distintos puntos que incluyen las tablas del análisis:

- Trabajo Planificado: es la intensidad de capital acumulado.
- Trabajo Ejecutado: desviación de seguridad establecida del trabajo planificado con el objetivo de cumplir planing.
- Coste Comprometido: es el presupuesto hasta a la fecha por el tanto por ciento de trabajo ejecutado, es el dinero existente para hacer frente a pagos futuros.
- Cobrado: factura liberada a la fecha correspondiente.
- Pagado: salida de caja.
- Trabajo en curso: (Coste comprometido-Pagado) mide la cantidad de trabajo que está en curso después de realizarse los pagos correspondientes a la fecha establecida.

- Gasto en curso: (Coste comprometido-cobrado) gastos de la obra que todavía quedan por cobrar.
- Caja: cantidad de dinero liquido en caja tras los cobros y pagos realizados a la fecha.

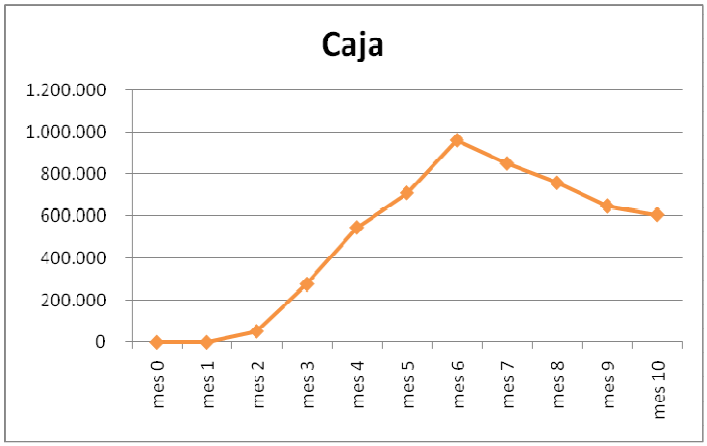
3.12.1 Caso Favorable

El caso favorable de estudio es en el los cobros de hacen a 60 días y los pagos a 90 días.

Partida Presupuestaria		Periodo	Presupuesto a la Fecha Compra	Presupuesto a la Fecha Venta	Intensidad de Capital (%)	% Trabajo Planificado	% Trabajo Ejecutado	Coste Comprometido €	Cobrado €	Pagado €	Trabajo en Curso €	Gasto en Curso (E)	Caja €
Posición	Descripción												
1	Ejecucion Material	mes 0	2.030.499	2.639.649	2%	2%	2%	40.610	0	0	40.610	40.610	0
		mes 1	2.030.499	2.639.649	10%	12%	12%	243.660	0	0	243.660	243.660	0
		mes 2	2.030.499	2.639.649	18%	30%	30%	609.150	52.793	0	609.150	556.357	52.793
		mes 3	2.030.499	2.639.649	20%	50%	50%	1.015.250	316.758	40.610	974.640	698.492	276.148
		mes 4	2.030.499	2.639.649	25%	75%	75%	1.522.874	791.895	243.660	1.279.214	730.980	548.235
		mes 5	2.030.499	2.639.649	15%	90%	90%	1.827.449	1.319.824	609.150	1.218.299	507.625	710.675
		mes 6	2.030.499	2.639.649	8%	98%	98%	1.989.889	1.979.737	1.015.250	974.640	10.152	964.487
		mes 7	2.030.499	2.639.649	2%	100%	100%	2.030.499	2.375.684	1.522.874	507.625	-345.185	852.810
		mes 8	2.030.499	2.639.649		100%	100%	2.030.499	2.586.856	1.827.449	203.050	-556.357	759.407
		mes 9	2.030.499	2.639.649		100%	100%	2.030.499	2.639.649	1.989.889	40.610	-609.150	649.760
		mes 10	2.030.499	2.639.649		100%	100%	2.030.499	2.639.649	2.030.499	0	-609.150	609.150

En la tabla anterior se observa un trabajo en curso mayor que el gasto en curso lo que significa que parte del dinero que cuesta la construcción del proyecto lo soportan las subcontratas. Además el gasto en curso se vuelve negativo en el mes 7 puesto que el trabajo ejecutado de obra es mayor que lo que se ha cobrado, justamente es esta la duración establecida en la planificación de obra de duración de la obra, siete meses.

El gráfico siguiente muestra la evolución de la caja en el cual puede observarse un cambio de pendiente debido a la disminución de la intensidad de capital que hace disminuir la caja ya que se hace frente a pagos comprometidos de cuantía superior a los pagos de esos meses.



Como puede observarse en este caso, la caja siempre es positiva, por lo que durante el periodo de ejecución se tendrá dinero liquido que puede ser gestionado de forma rentable en un fondo al 10%, el cual mensualmente podría dar una rentabilidad del 0,8%.

A continuación se muestra la rentabilidad mensual del dinero líquido acumulado de caja; si al sumatorio de la rentabilidad total se le añade el beneficio de la venta del parque 609.150 €, se obtendría un beneficio mayor que este, 652.848 €, es decir la rentabilidad de mantener el dinero de caja, rentando en un fondo del 0,8% mensual, es mayor que en el caso de la venta del parque.

Esta sería una buena estrategia a seguir, siempre y cuando la tasa de rentabilidad del fondo no sufra variaciones a la baja, puesto que dado tal caso no se podría hacer frente a los pagos de facturas venideras.

Periodo	Caja €	Rentabilidad de la Caja
mes 0	0	0
mes 1	0	0
mes 2	52.793	422
mes 3	276.148	2.213
mes 4	548.235	4.404
mes 5	710.675	5.721
mes 6	964.487	7.762
mes 7	852.810	6.885
mes 8	759.407	6.130
mes 9	649.760	5.247
mes 10	609.150	4.915
TOTAL		**652.848**

3.12.2 Caso Desfavorable

El caso desfavorable de estudio es el caso de pagos a 60 días y cobros a 120 días, es un ejemplo drástico, pero tal caso puede darse cuando por ejemplo el promotor se compromete a la realización conjunto de varios proyectos y el margen puede ser pequeño por estrategia comercial.

Partida Presupuestaria		Periodo	Presupuesto a la Fecha Compra	Presupuesto a la Fecha Venta	Intensidad de Capital (%)	% Trabajo Planificado	% Trabajo Ejecutado	Coste Comprometido €	Cobrado €	Pagado €	Trabajo en Curso €	Gasto en Curso (E)	Caja €
Posición	Descripción												
1	Ejecucion Material	mes 0	**2.030.499**	2.639.649	2%	2%	2%	40.610	0	0	40.610	40.610	0
		mes 1	**2.030.499**	2.639.649	10%	12%	12%	243.660	0	0	243.660	243.660	0
		mes 2	**2.030.499**	2.639.649	18%	30%	30%	609.150	0	40.610	568.540	609.150	-40.610
		mes 3	**2.030.499**	2.639.649	20%	50%	50%	1.015.250	0	243.660	771.590	1.015.250	-243.660
		mes 4	**2.030.499**	2.639.649	25%	75%	75%	1.522.874	52.793	609.150	913.725	1.470.081	-556.357
		mes 5	**2.030.499**	2.639.649	15%	90%	90%	1.827.449	316.758	1.015.250	812.200	1.510.691	-698.492
		mes 6	**2.030.499**	2.639.649	8%	98%	98%	1.989.889	791.895	1.522.874	467.015	1.197.994	-730.980
		mes 7	**2.030.499**	2.639.649	2%	100%	100%	2.030.499	1.319.824	1.827.449	203.050	710.675	-507.625
		mes 8	**2.030.499**	2.639.649		100%	100%	2.030.499	1.979.737	1.989.889	40.610	50.762	-10.152
		mes 9	**2.030.499**	2.639.649		100%	100%	2.030.499	2.375.684	2.030.499	0	-345.185	345.185
		mes 10	**2.030.499**	2.639.649		100%	100%	2.030.499	2.586.856	2.030.499	0	-556.357	556.357

En este caso el trabajo en curso es inferior al gasto en curso por lo que la mayor parte del coste de ejecución está siendo soportada por el capital propio y no por las subcontratas como el caso anterior, además el gasto en curso se vuelve negativo más tarde, en el mes 9, lo que significa que hasta dicho mes la cantidad de obra ejecutada es inferior a lo cobrado, no se cumple la planificación calculada, precisamente es a partir de ese mes cuando la caja comienza a hacerse positiva, puesto que la cantidad cobrada será mayor que la pagada.

Se puede observar como el caso desfavorable trae consigo una caja negativa por lo que aplicando el caso anterior de rentabilidad mensual del dinero de caja en un fondo con una rentabilidad mensual del 0,8%, se demuestra que una mala gestión de los pagos y cobros puede provocar pérdidas.

En la siguiente tabla se muestra la rentabilidad mensual del dinero acumulado líquido de caja; si al sumatorio de la rentabilidad total, que es negativo, se le añade el beneficio de la venta del parque 609.150 €, se obtendría un beneficio inferior al

caso anterior e incluso inferior al de la venta del parque 593.902 €, en conclusión la rentabilidad es nula si se realiza una mala gestión de los cobros y pagos.

Periodo	Caja €	Rentabilidad de la Caja
mes 0	0	0
mes 1	0	0
mes 2	-40.610	0
mes 3	-243.660	-325
mes 4	-556.357	-1.952
mes 5	-698.492	-4.466
mes 6	-730.980	-5.624
mes 7	-507.625	-5.893
mes 8	-10.152	-4.108
mes 9	345.185	-114
mes 10	556.357	2.761
TOTAL		**593.902**

3.12.3 Conclusiones

Tras el ejemplo que se ha analizado se han llegado a las siguientes conclusiones:

- En cuanto a las subcontratas cuanto mayor es el periodo de cobro mayor es la financiación que tiene que soportar la constructora.
- En cuanto al cliente cuanto mayor es el periodo de pago, menor es el periodo de tiempo con caja negativa desde que se paga la primera factura hasta que el parque comienza a producir electricidad.

4. SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA Y ENTORNO NORMATIVO

4.1 NORMATIVA DE ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA

4.1.1 Situación Histórica

Para analizar la normativa actual española que regulan el sector en el que las empresas hacen kilovatios con la fuerza del viento, es necesario hacer historia sobre ella.

1. *Ley de Conservación de la Energía de 1980:*

   Esta ley ya establecía los tres principios básicos mantenidos hasta el momento por los distintos gobiernos sobre las energías renovables.

   a. *Obligatoriedad para el sistema de comprar toda la energía producida por fuentes renovables*
   b. *Fijación de un precio para la electricidad proveniente de fuentes renovables.*
   c. *La conexión a la red en condiciones favorables de toda fuente de energía renovable.*

2. *Ley de Ordenación del Sector Eléctrico de 1994:*

   Su principal contribución fue la creación del Régimen Especial en el que se incluirían las energías renovables

3. *Ley del Sector Eléctrico 54/97 de 1997:*

   Es esta ley la que fijo las condiciones generales de retribución energética.

   Además es en esta ley en la que señala por primera vez lo que ya reflejo la Comisión Europea de cubrir como mínimo el 12% del total de la demanda energética de España con energías renovables para el 2010.

4. *Plan de fomento de las Energías Renovables de 1999:*

   Para dar respuesta a la Ley 54/97 fija los primeros objetivos de potencia instalada a alcanzar para el 2010, 8.974 MW, sin embargo el auge de la demanda eléctrica desde entonces hizo revisar dichas cifras en el 2002 y fijar el mínimo en 13.000 MW para el 2010.

   La última actualización se ha realizado en el 2005 cuando la Comisión Europea fijo como objetivo la producción de un 22% de toda la energía generada mediante energías renovables, entonces el PFER estableció el mínimo actual de 20.155 MW instalados. A continuación se muestra un gráfico con la evolución de la potencia instalada en España en relación con los distintos mínimos fijados por el Plan de Fomento de las Energías Renovables:

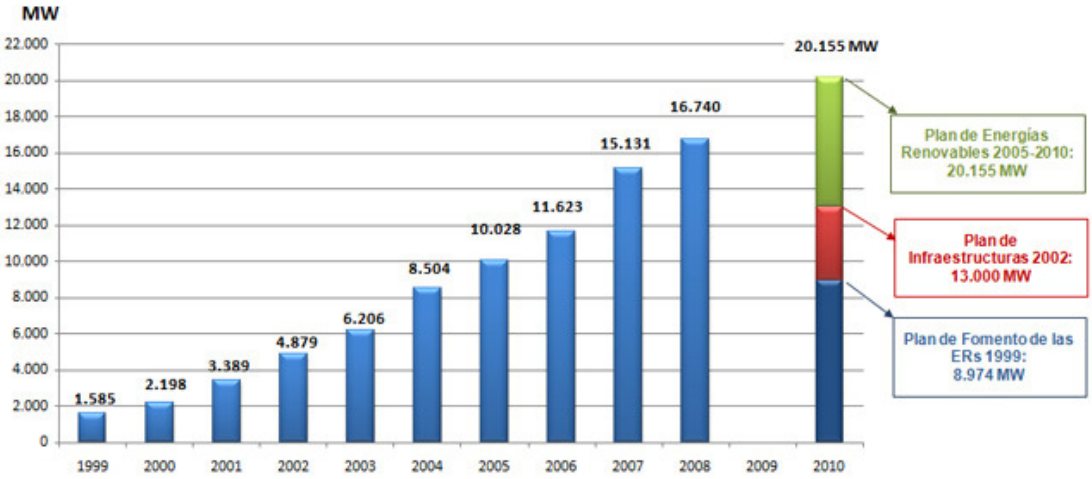


Fig. 35: Evolución de la potencia instalada en España desde 1999 hasta 2008

4.1.2 Situación actual

Actualmente el precio de la retribución en tarifa media regulada en régimen especial para la energía generada por fuente eólica viene establecido por el Real Decreto 661/07 de Régimen Especial.

La regulación de la misma a lo largo de la explotación de un parque eólico, las primas y complementos, vienen dados por el Real Decreto 436/04.

El sistema español ofrece dos posibilidades a los promotores, por un lado acogerse al precio fijo de la Tarifa Media Regulada o al precio del pool más incentivos, opción

mayoritaria aunque suponga mayor riesgo para los promotores puesto que el precio de la energía eólica refleja notablemente los vaivenes del mercado.

Además el estado español obliga a adoptar las medidas necesarias para que los operadores eléctricos garanticen el transporte y la distribución de energía procedente de fuentes renovables, por tanto existe una obligación legal en el acceso prioritario a la red de las energías renovables aunque esto es incumplido con demasiada frecuencia.

Los objetivos fijados por el Plan de Fomento de la Energía Renovables actual son:

- Retribución adecuada del kWh generado
- Financiación de las infraestructuras de evacuación de la energía generada
- Consolidación tecnológica
- Armonización de los impactos ambientales
- Regulación de los acuerdos económicos con las administraciones locales
- Ayudas a la exportación.

4.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA.

El estado actual de la energía eólica permite su explotación con fiabilidad técnica, rentabilidad económica e impactos ambientales poco significativos.

La industria eólica ha superado la etapa de I + D y ya se explota de forma industrial.

Las actuales máquinas de serie tienen potencias elevadas (del orden de 500-3000 kW), por lo que los parques eólicos pueden alcanzar potencias totales muy importantes y su producción niveles relevantes.

Los impactos ambientales son reducidos y muy superados por las ventajas que implica la energía eólica frente a la térmica a la que sustituye.

4.2.1 Situación mundial

En la actualidad el sector eólico está experimentando, a escala mundial, unas tasas de crecimiento muy altas, tanto al nivel de potencia instalada como al nivel de desarrollo tecnológico. La contribución de esta fuente de energía al logro común de

reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, la evolución tecnológica de los aerogeneradores y la optimización de los costes de producción e implantación, hacen de ella una evidente opción de futuro.

La producción eólica en el planeta en el año 2008 fue de 121.188 MW instalados y generando aproximadamente 260 TWh al año superando así el 1,5% del consumo eléctrico mundial. En el gráfico siguiente se muestra una evolución de la energía eólica instalada mundialmente desde 1997 hasta el 2008, realizando también unas previsiones para los siguientes años hasta el 2010 donde se espera que la potencia instalada ascienda a 190.000 MW.

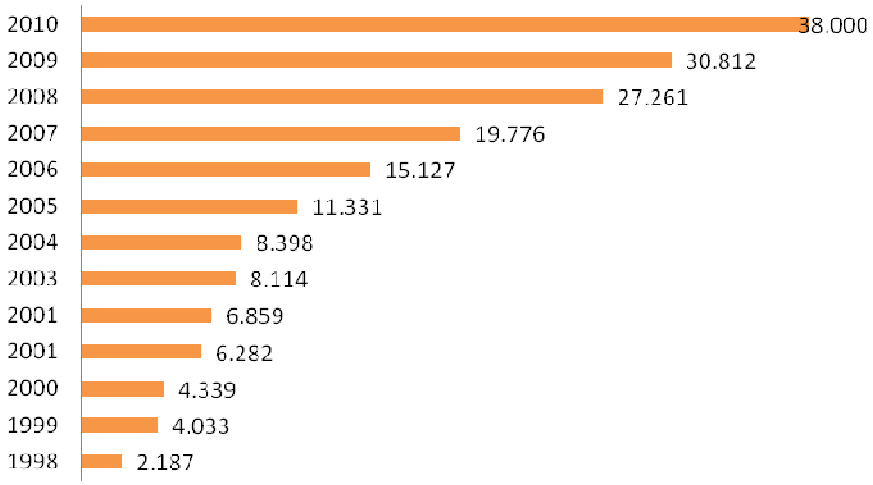


Fig. 36: Evolución de la energía eólica instalada en el mundo desde 1997 hasta el 2008

Por primera vez en más de una década, Estados Unidos tomo el lugar pionero de Alemania en términos de instalaciones totales aunque China por tercera vez consecutiva ha logrado duplicar su capacidad instalada poseyendo actualmente más de 12 GW de potencia instalada.

4.2.2 Situación Europea

La Unión Europa por su parte ha perdido su rol dominante en el mercado con unas instalaciones totales de 66.160 MW, los países de Alemania y España se posicionan como lideres dentro de este mercado y ambos muestran un crecimiento estable.

A continuación se muestra un gráfico con los 10 países dominantes del mercado eólico, entre los cuales España se encuentra en un tercer puesto:

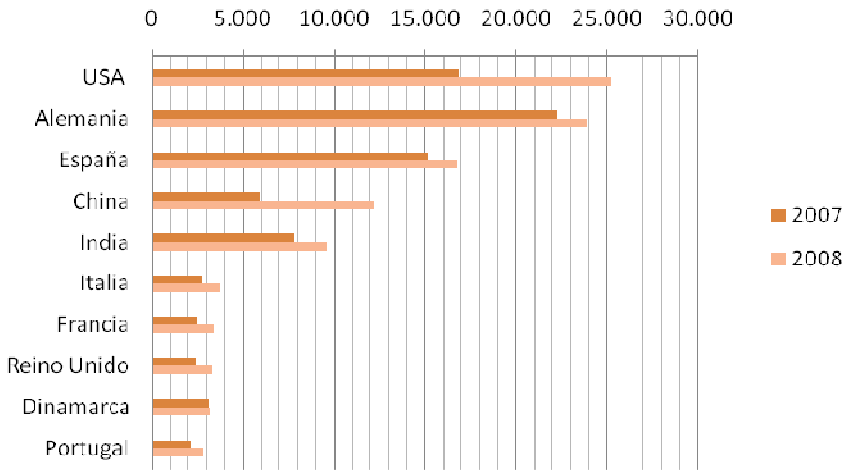


Fig. 37: Países dominantes en energía eólica instalada en MW.

4.2.3 Situación Española

En el caso de España la generación de energía eólica esta siendo un tema bastante desarrollado por lo que no es descabelladlo pensar que esta forma de generar energía pase a aportar una gran parte de la generación eléctrica nacional.

Actualmente en la potencia instalada en España ascendió a unos 16.740 MW en el 2008 y contribuyendo entorno a un 10% del total de la energía generada nacionalmente. A continuación se muestra un gráfico de la evolución de la energía eólica en España:

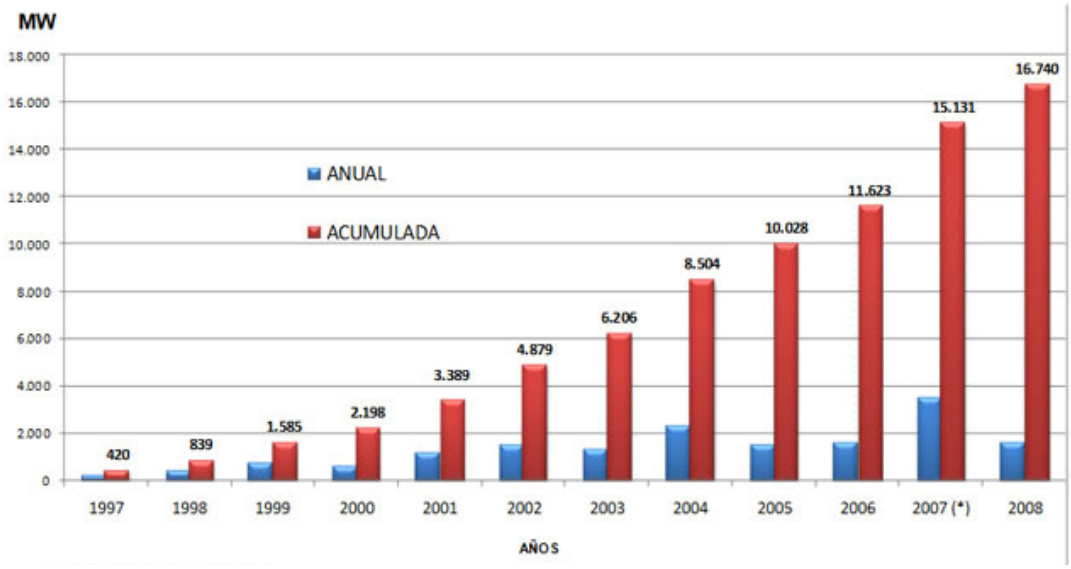


Fig. 38: Evolución de la energía eólica instalada en España.

El siguiente gráfico muestra la misma evolución anterior en relación con las distintas formas de generación eléctrica existentes en España.

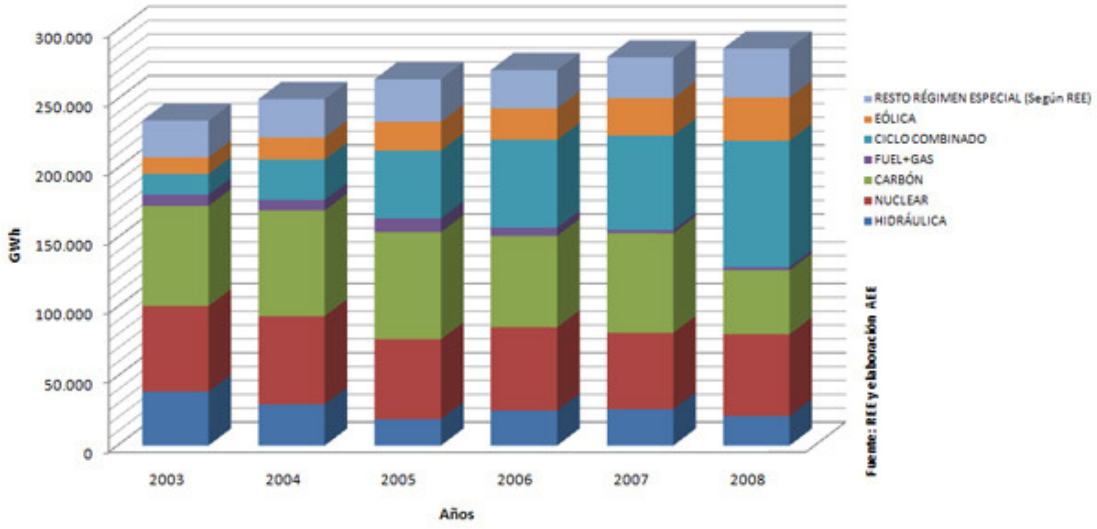


Fig. 39: Evolución de las distintas formas de generación eléctrica en España.

El desarrollo tecnológico y la utilización progresiva de las energías renovables en España han sido apoyados desde la Administración Española mediante la elaboración de Planes Nacionales con objetivos específicos para cada una de las áreas. En concreto hay que mencionar el último Plan de Fomento de las Energías Renovables del 2005 del cual se hablara más adelante pero establece como meta a alcanzar para España la instalación de 20.155 MW para el 2010.

Sin embargo en la realidad actual existen varias barreras para el desarrollo exhaustivo de la energía eólica, algunas de ellas son las siguientes:

- Las subvenciones recibidas por las energías convencionales frente a las energías renovables, por ejemplo las ayudas a la minería, los costes de transacción a la competencia (CTCs), etc.; esto hace establecer el mito de que las renovables son caras.
- La falta de agilidad en la tramitación administrativa que además encarecen la construcción y provoca el rechazo de inversión de los empresarios.
- Incremento del precio de los aerogeneradores.
- La dificultad de acceso a las redes de transporte de electricidad, por falta de capacidad en la propia red o bien la dificultad geográfica, lo que hace

incrementar los coste para la adaptación de la red y además plantea un problema de pérdida de calidad de la energía transportada.

- La falta de terrenos adecuados y altamente rentables para la construcción de parques de generación eléctrica mediante energía eólica.

4.2.4 Situación Tecnológica

El desarrollo de la energía eólica en los últimos años ha permitido alcanzar unos niveles técnicos avanzados, que se traducen en mayores potencias, mejores rendimientos y altas disponibilidades. Actualmente, los aerogeneradores de las empresas líderes del sector son máquinas de unos 500-3000 kW frente a los 25/50 de hace algunos años. Estas potencias permiten alcanzar producciones muy importantes con un número reducido de equipos, lo que implica un mejor aprovechamiento de los emplazamientos. A título de ejemplo basta citar el caso de Dinamarca, donde sustituyendo las máquinas antiguas por nuevas, pasarían de producir el 2% de su energía eléctrica al 20%.

El nivel tecnológico español puede compararse al de los países más avanzados en el sector. En la actualidad, puede afirmarse que se ha adquirido la suficiente experiencia en todas las actividades que intervienen en el mismo, incluyendo la evaluación del potencial eólico en emplazamientos determinados, los proyectos de ingeniería, la fabricación de máquinas, su instalación y su explotación, como para competir con suficientes garantías en el ámbito internacional.

España existen actualmente varios fabricantes con tecnología nacional y otros que cuentan con transferencia tecnológica:

- Fabricantes con tecnología Nacional: Gamesa Eólica, MADE, Ecotécnia, DESA, EHN. En total han aportado el 77% de la potencia total instalada en España.
- Fabricantes nacionales que cuentan con acuerdos tecnológicos con otras empresas europeas: Izar-Bonus. Un 4% de la potencia instalada.
- Fabricantes extranjeros que subcontratan un porcentaje elevado de la fabricación de los aerogeneradores a empresas nacionales: Neg-Micon, Wind Energy. Con un 17% de la potencia instalada.

Solo un 2% de la potencia total instalada en España proviene del exterior.

Actualmente la madurez de la tecnología junto con la producción casi en serie de los aerogeneradores ha permitido una disminución significativa de los costes en la construcción e instalación de parques eólicos, por lo que la innovación en este sector debería ir encaminada a reducir los costes de kW instalado y de mantenimiento, así como a impulsar el desarrollo de aerogeneradores de potencia más elevada.

4.3 PREVISIONES DE LA ENERGÍA EÓLICA

El Plan de Fomento de la Energía Renovables tiene como objetivo establecer una potencia instalada mínima de 20.155 MW para el 2010 frente a los 16.740 MW instalados actualmente y una producción de electricidad limpia de más de 45.511.000 MWh, sin embargo este objetivo será alcanzable dependiendo del perfeccionamiento del modelo actual.

La situación futura de la energía eólica dependerá de la resolución de varias claves fundamentales:

- La existencia de una retribución razonable.
- La solución de los problemas de acceso a la red.
- La eliminación de las barreras administrativas.
- Desarrollo de nuevos emplazamientos con elevadas horas de viento que garanticen la rentabilidad del parque.
- Solucionar los problemas medioambientales que produce como por ejemplo: impacto visual, ruidos e impacto sobre flora y fauna.

Frente a estos puntos se ha estudiado la adopción de medidas como:

- La inversión en parque eólicos marinos en España (Offshore). El último Real Decreto publicado 1028/2007 establece el procedimiento de administración de los futuros parques eólicos marinos.

A continuación se muestra un mapa de las posibles zonas eólicas marinas de España en el futuro:

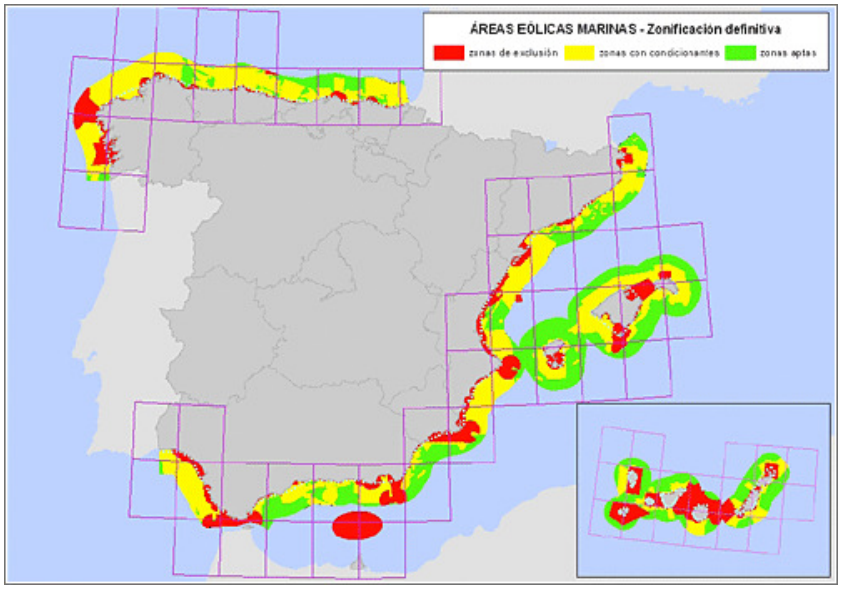


Fig. 40: Mapa de las posibles zonas de instalación eólica Offshore en España.

- Incrementar el I+D en el desarrollo de nuevos aerogeneradores, más ligeros, menos ruidosos y más eficientes.
- El "*Repowering*". Significa la re-potenciación de los parques eólicos con antigüedad de más de 10 años, sustituyendo los aerogeneradores antiguos por aerogeneradores nuevos y más eficientes manteniendo la misma potencia. El gran problema de plantear un *repowering* con aumento de potencia suele ser la limitación de la evacuación y del vertido de la energía producida a la red, por ello, es mucho mejor que un parque con la misma potencia global cambie las máquinas que aumentar el tamaño del parque.

  Un ejemplo de *repowering* que se va a llevar a cabo es en el parque eólico de Tarifa.

  Existen varias razones por las que realizar un r*epowering* resulta muy beneficioso:

  - Mejor aprovechamiento del emplazamiento y un rediseño mas optimo de la instalación
  - Optimización del espacio ocupado.

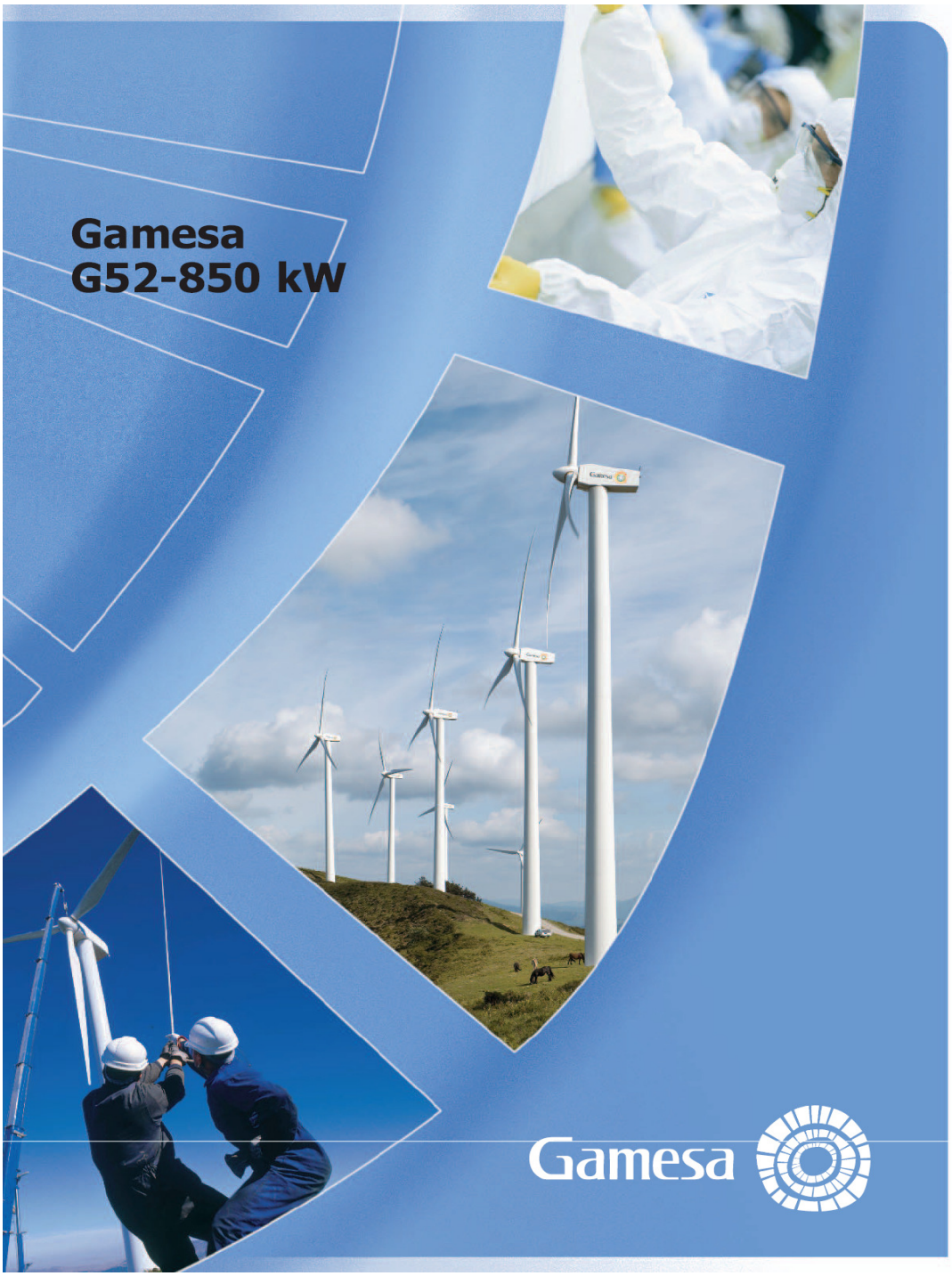
- Reducción de los costes de mantenimiento de instalaciones casi obsoletas.
- Reducción del número de maquinas, reducción del impacto paisajístico.
- Aumento del número de horas equivalentes.
- Aumento de los ingresos por la venta de energía vertida a la red.

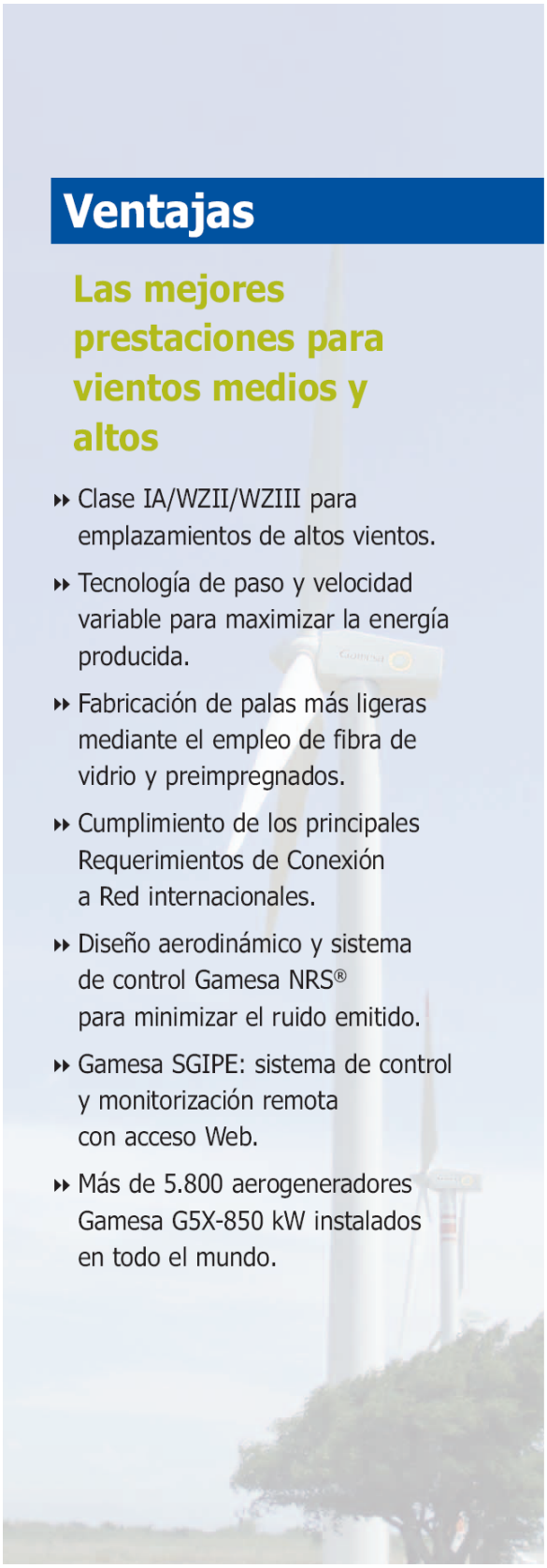
En términos mundiales se ha estimado que para el año 2020 sean instalados 1.500.000 MW alrededor del mundo. Además un estudio recientemente publicado por el "Energy Watch Group" revela que para el año 2025 es muy probable que se alcancen los 7.500.000 MW instalados alrededor del mundo, produciendo un total de 16.400 TWh.

Lo que sí es evidente es que la energía eólica va a ser imprescindible en un futuro si se quiere cumplir con los compromisos adquiridos en la firma del protocolo de Kioto. Además es una tecnología actualmente muy desarrollada, madura que cuenta a nivel nacional con fabricantes que compiten a nivel internacional y con el apoyo gubernamental para seguir apostando por esta fuente de energía inagotable.

5. ANEJOS

5.1 ANEJO I: Documentación aerogeneradores G52 Gamesa




Ventajas
Las mejores prestaciones para vientos medios y altos
Clase IA/WZII/WZIII para emplazamientos de altos vientos.
Tecnología de paso y velocidad variable para maximizar la energía producida.
Fabricación de palas más ligeras mediante el empleo de fibra de vidrio y preimpregnados.
Cumplimiento de los principales Requerimientos de Conexión a Red internacionales.
Diseño aerodinámico y sistema de control Gamesa NRS® para minimizar el ruido emitido.
Gamesa SGIPE: sistema de control y monitorización remota con acceso Web.
Más de 5.800 aerogeneradores Gamesa G5X-850 kW instalados en todo el mundo.

Rotor

Diámetro	52 m
Área de barrido	2.124 m²
Velocidad de giro	Variable 14,6 - 30,8 rpm, torres 55 y 65 m Variable 16,2 - 30,8 rpm, torre 44 m
Sentido de giro	Agujas del reloj (vista frontal)
Peso (incl. Buje)	Aprox. 10 T
Peso (incl. Buje y Nacelle)	Aprox. 33 T

Palas

Número de palas	3
Longitud	25,3 m
Perfil	NACA 63.XXX + FFA-W3
Material	Fibra de vidrio preimpregnada de resina epoxy
Peso pala completa	1.900 kg

Torre tubular

Tipo modular	Altura	Peso
2 secciones	44 m	45 T
2 secciones	49 m	53 T
3 secciones	55 m	62 T
3 secciones	65 m	79 T

Multiplicadora

Tipo	1 etapa planetaria / 2 etapas de ejes paralelos
Ratio	1:61,74 (50 Hz) 1:74,5 (60 Hz)
Refrigeración	Bomba de aceite con radiador de aceite
Calentamiento aceite	1,5 kW

Generador 850 kW

Tipo	Generador doblemente alimentado
Potencia nominal	850 kW
Tensión	690 V ac
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Clase de protección	IP 54
Número de polos	4
Velocidad de giro	1.000:1.950 rpm (50 Hz) 1.320:2.340 rpm (60 Hz)
Intensidad nominal Estator	670 A @ 690 V
Factor de potencia (standard)	0,95 CAP - 0,95 IND a cargas parciales y 1 a potencia nominal.*
Factor de potencia (opcional)	0,95 CAP - 0,95 IND en todo el rango de potencias.*

* Factor de potencia en bornas de salida del generador en el lado de baja tensión antes de la entrada del transformador.

Diseño mecánico

Tren de potencia con eje principal soportado por dos rodamientos esféricos que transmiten las cargas laterales directamente al bastidor a través de un caballete. Esto evita que la multiplicadora reciba cargas adicionales, con lo que se reducen las posibilidades de avería además de facilitar su servicio.

Freno

Freno primario aerodinámico por puesta en bandera de las palas. Adicionalmente freno mecánico de disco hidráulicamente activado de emergencia situado en la salida del eje de alta velocidad de la multiplicadora.

Protección contra rayos

El aerogenerador Gamesa G52-850 kW utiliza el sistema "protección total contra rayos", siguiendo la normativa IEC 61024-1. Este sistema conduce el rayo desde ambas caras de la punta de la pala hasta la raíz y desde ahí, a través de la nacelle y de la estructura de la torre, hasta el sistema de puesta a tierra de las cimentaciones. De esta forma, se protege la pala y se evita que los elementos eléctricos sensibles resulten dañados.

Sistema de control

Generador doblemente alimentado, controlado en velocidad y potencia mediante convertidores IGBT y control electrónico PWM (modulación por ancho de pulso).

Ventajas:

- Control de potencia activa y reactiva.
- Bajo contenido en armónicos y mínimas pérdidas.
- Aumento de la eficiencia y de la producción.
- Mejora de la vida útil de la máquina

Gamesa SGIPE

Sistema de control de parques eólicos desarrollado por Gamesa, y su nueva generación Gamesa WindNet®, que permiten la operación y monitorización remota y en tiempo real de los aerogeneradores, mástil meteorológico y subestación eléctrica. Diseño modular con herramientas de control de potencia activa y reactiva, ruido, sombras y estelas. Arquitectura TCP/IP con interfaz Web.

Sistema de Mantenimiento Predictivo SMP

Sistema de mantenimiento predictivo para la detección prematura de posibles deterioros o fallos en los principales componentes del aerogenerador.

Ventajas:

- Disminución de grandes correctivos.
- Aumento de la disponibilidad y de la vida útil de la máquina.
- Condiciones preferenciales en las negociaciones con las aseguradoras.
- Integración con el sistema de control.

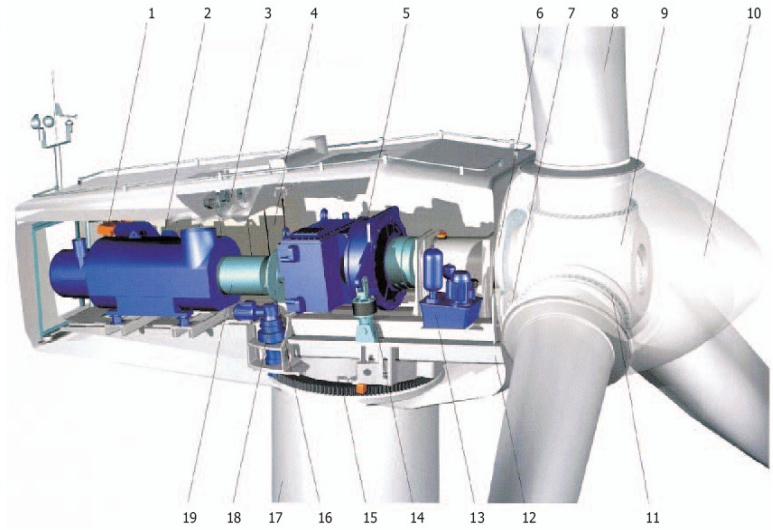
Control del ruido

Diseño aerodinámico de punta de pala y diseño de componentes mecánicos que minimizan el ruido emitido. Adicionalmente, Gamesa ha desarrollado el sistema de control de ruido Gamesa NRS®, que permite programar el ruido emitido de acuerdo con criterios como fecha, hora o dirección del viento. De este modo se logra el cumplimiento de las normativas locales con una producción máxima.

Conexión a red

Los aerogeneradores doblemente alimentados de Gamesa y las tecnologías de Crowbar Activo y convertidor sobredimensionado aseguran el cumplimiento de los más exigentes requerimientos de conexión a red.
Soporte a huecos de tensión y regulación dinámica de potencia activa y reactiva.

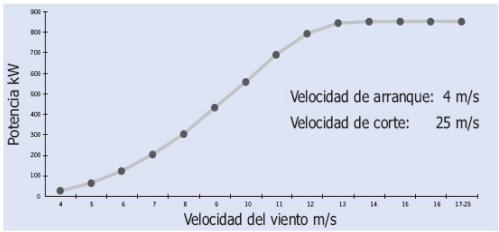
1. Polipasto
2. Generador
3. Sist. refrigeración
4. Unidad control
5. Multiplicadora
6. Eje principal con dos rodamientos
7. Sistema bloqueo rotor
8. Pala
9. Buje
10. Cono
11. Rodamiento pala
12. Bastidor
13. Sistema hidráulico
14. Amortiguador
15. Corona de giro
16. Disco de freno
17. Torre
18. Reductora de giro
19. Transmisión. Eje de alta



Curva de Potencia Gamesa G52-850 kW

(para una densidad del aire de 1,225 kg/m³)

Curva de potencia calculada con base a datos de perfiles aerodinámicos NACA 63.XXX y FFA-W3 (perfiles de pala). Parámetros de cálculo: 50 Hz de frecuencia de red; ángulo de calado de pala variable (control tipo pitch); intensidad de turbulencia del 10% y una velocidad variable del rotor de 14,6 - 30,8 rpm.



VELOCIDAD (m/s)	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17-25
POTENCIA (kW)	27.9	65.2	123.1	203.0	307.0	435.3	564.5	684.6	779.9	840.6	848.0	849.0	850.0	850.0

Gamesa

C/ Ciudad de la Innovación, 9-11
31621 Sarriguren (España)
Tel: +34 948 771000
Fax: +34 948 165039
info@gamesacorp.com
www.gamesacorp.com

ALEMANIA
Wailandtstrasse 7
63741 Aschaffenburg
Tel: +49 (0) 6021 15 09 0
Fax: +49 (0) 6021 15 09 199
E-mail: germany.wind@gamesacorp.com

DINAMARCA
Vejlsøvej 51
8600 Silkeborg
Tel: +45 87 229205 / 9204
Fax: +45 87 229201

FRANCIA
Parc Mail — Bâtiment G
6 Allée Irène Joliot Curie
69791 Saint Priest
Tel: +33 (0) 472 79 47 09
Fax: +33 (0) 478 90 05 41

GRECIA
3, Pampouki Street
154 51 Neo Psichiko
Atenas
Tel: +30 21 06753300
Fax: +30 21 06753305

ITALIA
Via Pio Emanuelli,1
Corpo B, 2° piano
00143 Roma
Tel: +39 0651531036
Fax: +39 0651530911

PORTUGAL
Edificio D. Joâo II
PARQUE DAS NACOES
Av. D. João II, lote 1.06.2.3–7º B
1990-090 Lisboa
Tel: +351 21 898 92 00
Fax: +351 21 898 92 99

REINO UNIDO
Rowan House Hazell Drive
NEWPORT South Wales NP10 8FY
Tel: +44 1633 654 140
Fax: +44 1633 654 147

ESTADOS UNIDOS
1 Ben Fairless Drive - Ste. 2
Fairless Hills, PA 19030
Tel: +1 215 736 8165
Fax: +1 215 736 3985

CHINA
Room 605,
CBD International Building
N.º 16, Yong An Dong Li,
Chaoyang District
Pekín 100022
P.R. China
Tel.: +86 10 6567 9888
Fax: +86 10 6566 9666

JAPON
Daiwa Jisho Building 4F – 411, 74-1 Naka-ku,
Yamashita-cho, Yokohama-city 231-0023,
Kanagawa
Tel: +81 45 680 50 80
Fax: +81 45 680 50 81

Las especificaciones descritas en este folleto están sujetas a posible revisión sin aviso previo.
Las especificaciones descritas no son vinculantes contractualmente.
Fecha de impresión: Junio 2008

5.2 ANEJO II: Fuente de los recursos eólicos recogidos.

A continuación se muestra un anexo sobre la metodología y validación de los datos recogidos para la elaboración del atlas de vientos de la península ibérica por CENER.

Wind resources map of Spain at mesoscale. Methodology and validation

Martín Gastón Edurne Pascal Laura Frías Ignacio Martí
Uxue Irigoyen Elena Cantero Sergio Lozano Yolanda Loureiro

e-mail:mgaston@cener.com
Wind Energy Department, National Renewable Energy Center (CENER)
C/Ciudad de la Innovación, 31621 Sarriguren, Navarra SPAIN
Tl: +34948252800 Fax: +34948270774

Abstract

A wind resource map of Spain has been built using the mesoscale model Skiron. It covers all the Iberian geography. To measure the accuracy level of this map, a protocol of validation has been developed. It provides global information as well as reports about different regions, levels of wind speed, direction sector etc. A validation of the map using 50 meteorological stations is presented.

1 Introduction

The recent increase of wind energy projects in countries without wind measurements remarks the need of wind resources maps to be calculated without measurements, to help in the wind resource evaluation process.

This paper presents a methodology to make wind resource maps based on a mesoscale model (Skiron), joint to a validation study which attempts to show the accuracy of this type of mesoscale simulations.

2 Wind resources map methodology

The regional weather forecasting system Skiron was developed for operational use at the Helenic National Meteorological Service [1], [2]. The entire system is fully parallelized and requires Unix computational environment. Its central component is the Eta limited area weather forecasting model [3]. It uses a specific "step mountain" vertical coordinate. Partial differential equations are represented by finite-difference schHellenic the model. In the horizontal the model is defined over the semi-staggered E grid.

Skiron runs operationally at CENER from October 2005 [4], [5], [6]; getting the initial and boundary conditions from the Global Forecast System (GFS). The GFS initial conditions at 12 hours UTC cycle (1° x 1° horizontal resolution) are downloaded each day and stored.

Figure 1 shows the model domain used for this study. It covers the west Mediterranean sea, southeast Europe, Northeast Africa and East Atlantic Ocean. No nesting techniques are used here, just one main domain covering the area of interest is created with an horizontal resolution of $0.1^{\circ} \times 0.1^{\circ}$ on latitude and longitude.

To make the wind resource map of the Iberian Spanish Penninsula, Skiron operational runs covering year 2006 were used. A total of 365 runs have been used to obtain mean hourly of wind speed and direction at each point of the grid. In this work we have processed and analysed wind speed at a height of ten meters above ground level. Each Skiron run produces +72 hours ahead predictins (hourly values). To make the present wind map, we have considered the horizons between 13 to 36. The first 12 horizons have been discarded due to the spin-up of the model.

Finally, annual mean wind speed was calculated at each point of the grid using the 8760 hourly values of wind speed obtained with Skiron, which allowed us to build the wind resource map. See figure 2

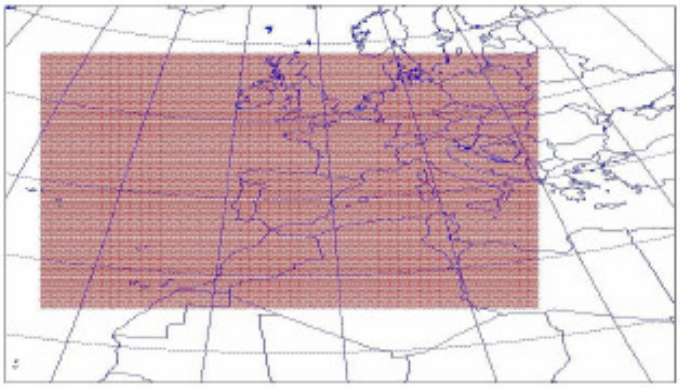


Figure 1: Skiron domain.

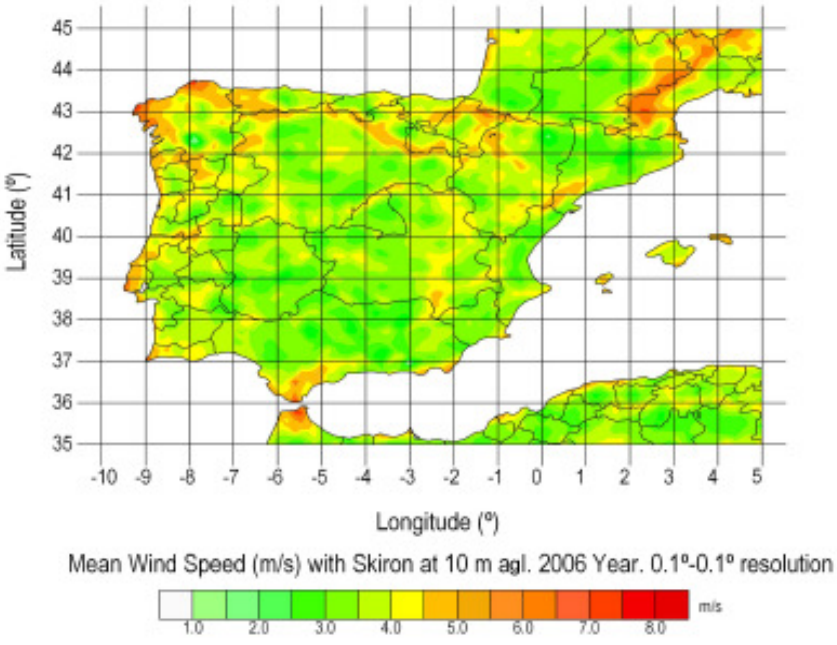


Figure 2: Wind resource map.

3 Validation methodology

A validation procedure and respective results for 50 meteorological stations are presented together with the wind resource map. The objective of this study is to show the accuracy of Skiron model with medium spatial resolution to buil wind resources maps. Two levels of validation have been done. The first validation corresponds to the annual mean wind speeds obtained with Skiron, BIAS values were calculated for each validation station and BIAS deviation value was calculated using all the avaliable BIAS values for the different validation stations. The second validation corresponds to the hourly time series generated by Skiron. MAE values were calculated again for each validation station and MAE deviation was calculated using MAE values obtained for all the validation stations.

The validation stations were grouped according to the characteristics of the surrounding terrain:

- Simple terrain.
- Simple coastal terrain.
- Complex terrain.
- Complex coastal terrain.

3.1 Description of the validation data set

To make the validation, a data set from 50 meteorological stations placed all over Spanish geography have been used, covering different types of terrain taking into account, complexity, geographical areas etc. The database consists of hourly wind speed and direction measured at a height of 10 meters above ground level. This database covers year 2006. Figure 3 shows the location of the 50 validation stations.

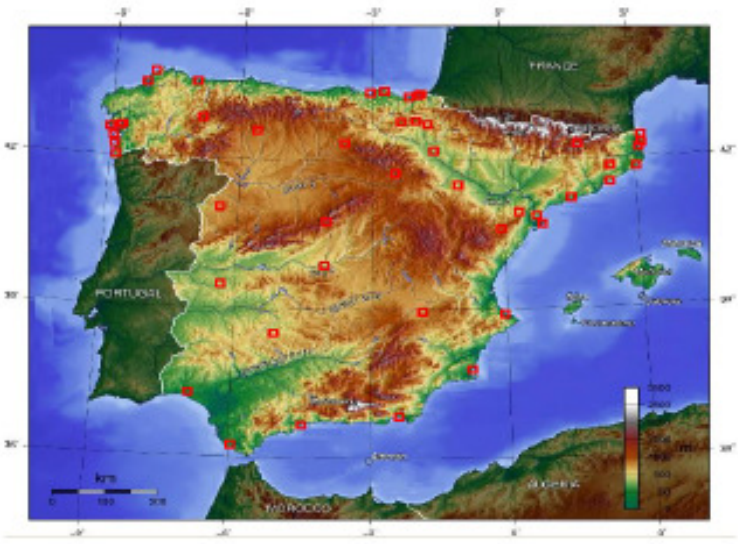


Figure 3: Location of the 50 validation stations.

3.2 Description of the validation methodology

To make the wind resource map validation, as first step, we have associated and synchronised each real data series with the corresponding one generated by Skiron at the nearest point of the grid.

A comparative study with descriptive statistics, histograms, qq-plots and wind roses for each pair of series was made (figures 5 to 10). This information characterises both simulated and measured values for each validation station.

Complexity of terrain, wind direction sector and level of wind speed have been used as discriminatory criteria.

BIAS deviation gives an estimation of the uncertainty of the wind map, while BIAS values show if the values of the wind map are centered compared to real measurements. MAE values represent the errors when using the hourly wind speeds simulated with Skiron instead of the measured hourly values. MAE deviation represents the dispersion of errors for the different validation stations. Each validation station has a BIAS and MAE value calculated following equations 1 and 2. For each case (global, type of terrain etc.) mean value and deviation of BIAS and MAE have been calculated.

$$BIAS_i = \sum_{h=1}^{H} \frac{VS_h - VM_h}{H} \tag{1}$$

$$MAE_i = \sum_{h=1}^{H} \frac{|VS_h - VM_h|}{H} \tag{2}$$

Where VS is the simulated wind speed, VM is the measured wind speed, i indicates the validation site, h the hourly data and H the number of hourly data.

Figure 4 shows a summary of the validation methodology used in this work.

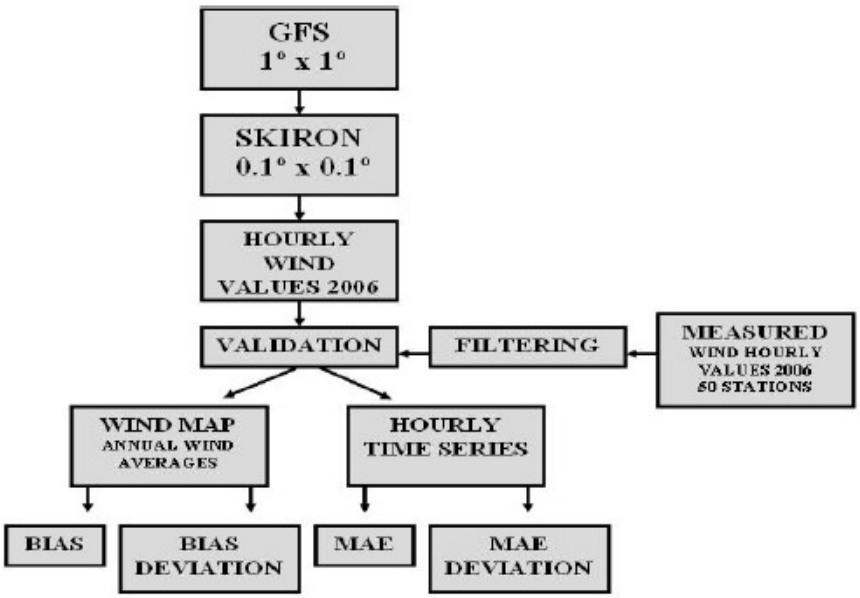


Figure 4: Scheme of the validation methodology.

3.3 Error characteristics for two representative stations

In this section two examples with the complete error statistical analysis are presented, one for flat terrain and the other one for complex terrain. Table 1 and figures 5, 6 and 7 collect the descriptive statistics and studies for a validation tower in a simple terrain place. On the other hand, table 2 and figures 8, 9 and 10 present an example of complex terrain validation. These studies include a set of descriptive statistics as mean, quartiles, Kurtosis and Skewness coefficients etc.

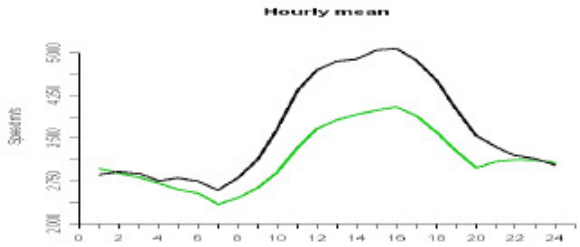


Figure 5: Hourly averages. Simple terrain case. Skiron simulations in green, measurements in black.

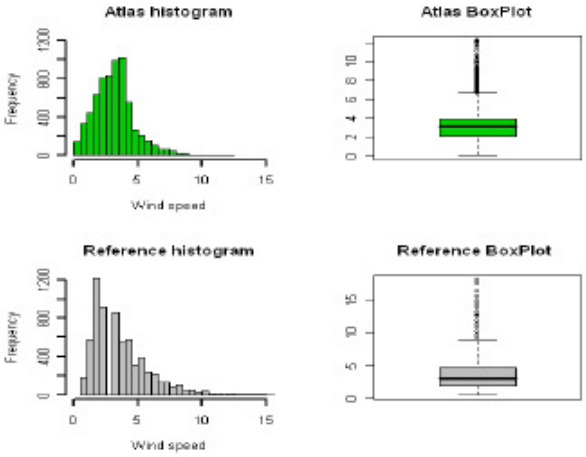


Figure 6: Histograms and qq-plots. Simple terrain case. The two plots on the left correspond to the simulated value. The two plots on the right correspond to the measured data.

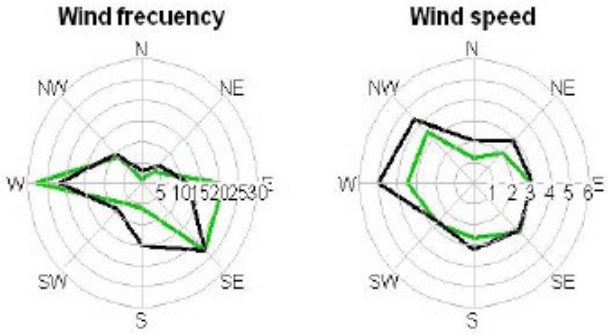


Figure 7: Wind roses plots. Simple terrain case. Skiron values in green, measurements in black.

	Valid data	Average speed	Quartile 25%	Quartile 50%	Quartile 75%	Min speed	Max speed	Standard deviation	Skew	Kurt
Skiron simulations	6741	3.2	2.1	3.1	3.9	0	12.2	1.6	0.9	2
Measured data	6741	3.6	1.9	3.1	4.7	0.6	18.1	2.3	1.5	3.1
Comparison		-0.5	-	-	-	-0.5	-5.8	-0.7		

Table 1: Descriptive statistics of a simple terrain case.

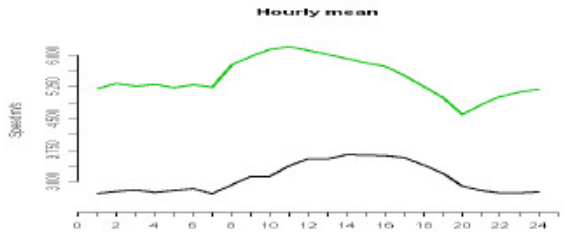


Figure 8: Hourly averages. Complex terrain case. Skiron simulations in green, measurements in black.

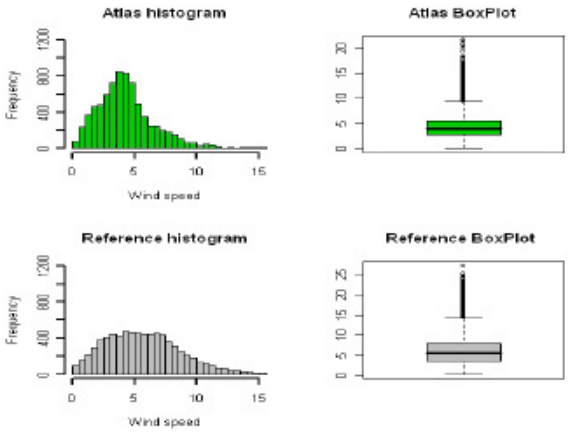


Figure 9: Histograms and qq-plots. Complex terrain case. The two plots on the left correspond to the simulated value. The two plots on the right correspond to the measured data.

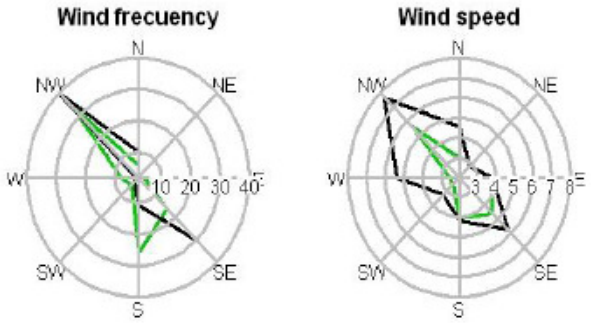


Figure 10: Wind roses plots. Complex terrain case. Skiron simulations in green, measurements in black.

	Valid data	Average speed	Quartile 25%	Quartile 50%	Quartile 75%	Min speed	Max speed	Standard deviation	Skew	Kurt
Skiron simulations	7824	4.4	2.8	4	5.4	0	21.6	2.5	1.6	5.1
Measured data	7824	6	3.5	5.6	7.8	0.2	27.3	3.5	1.3	3
Comparison		-1.6	-	-	-	0.2	-5.7	-1		

Table 2: Descriptive statistics of a complex terrain case.

These two examples of validation stations show the differences that can be expected when comparing the results of the wind map in flat and complex terrain. In the simple terrain case it can be

seen (figure 5) that the diurnal variation of the wind speed can be followed by Skiron, being the BIAS -0.5 m/s. Prevailing directions (figure 7) are well captured by Skiron.

Other characteristics of the wind speed distribution are also comparable (table 1), like the quartile analysis and the standard deviation of the wind speeds. The difference of simulated and measured standard deviations of the hourly wind speeds was, in this case, only 0.7 m/s.

In the complex terrain case, it can be seen (figure 8) that the diurnal variation is also captured but with higher BIAS level -1.6 m/s. Prevailing directions are also captured (figure 10) but with some more discrepancies than for the simple terrain case. The comparison of the statistical distributions shows a reasonable agreement between measured and simulated hourly wind speeds (table 2).

Summarising, Skiron model is able to reproduce average wind speed, prevailing directions and hourly wind speed distribution for this two examples. The errors are higher for the complex terrain case, as it could be expected due to the limitations of the model (at 0.1° x 0.1° resolution) to simulate local scale phenomena.

3.4 Validation results for the complete data set

In this section, validation results of the wind resource map from a global point of view and taking into account the terrain characteristics are presented. Validation stations have been divided into four categories acording to the characteristics of the surrounding terrain:

- Simple terrain, include all stations located in flat and inner places.
- Simple coastal terrain, include stations placed in the coast but with simple orography.
- Complex terrain, include all stations located in inner places joint to complex orography.
- Complex coastal terrain, include stations placed in the mountainous coast.

Figure 11 shows the average BIAS level obtained, jointly to the corresponding uncertainty for the 50 stations. We can see relatively low BIAS values, lower than $0.7m/s$, even in complex terrain cases. The uncertainty of the wind map increases in complex terrain zones. BIAS deviation is lower than $1m/s$ in simple terrain cases increasing for the complex ones to be higher than $2m/s$.

Tables 3, 4, 5, 6 and 7 present obtained results taking into account the type of terrain and the wind speed level generated by the model. It can be seen that the uncertainty of the map is $1.44m/s$ as average for all validation stations.

	Global	Low speed	Mean speed	High speed
BIAS	0.1	-0.73	0.08	0.95
BIAS deviation	1.44	1.02	1.39	2.04
MAE	1.97	1.45	1.81	2.65
MAE deviation	0.70	0.74	0.76	0.91

Table 3: Results using all validation stations.

	Global	Low speed	Mean speed	High speed
BIAS	-0.08	-0.65	0.03	0.39
BIAS deviation	0.75	0.56	0.82	0.96
MAE	1.47	1.19	1.43	1.79
MAE deviation	0.34	0.38	0.37	0.39

Table 4: Results using simple terrain stations.

	Global	Low speed	Mean speed	High speed
BIAS	0.67	-0.44	0.59	1.87
BIAS deviation	0.88	0.62	0.79	1.38
MAE	1.83	1.23	1.58	2.66
MAE deviation	0.33	0.27	0.27	0.79

Table 5: Results using simple coastal stations.

	Global	Low speed	Mean speed	High speed
BIAS	-0.21	-1.03	-0.42	0.81
BIAS deviation	2.4	1.83	2.42	3.14
MAE	2.5	1.84	2.33	3.32
MAE deviation	1.08	1.36	1.32	1.07

Table 6: Results using complex terrain stations.

	Global	Low speed	Mean speed	High speed
BIAS	-0.57	-1.15	-0.46	-0.09
BIAS deviation	1.64	1.03	1.46	2.45
MAE	2.44	1.88	2.32	3.12
MAE deviation	0.57	0.64	0.64	0.55

Table 7: Results using complex coastal stations.

In flat terrain the uncertainty is very low $0.75m/s$, increasing to $0.88m/s$ when the terrain is flat and close to the coast. This increase is related to the limitations of the mesoscale model to capture (at the selected resolution) the thermal effects that appear in coastal areas.

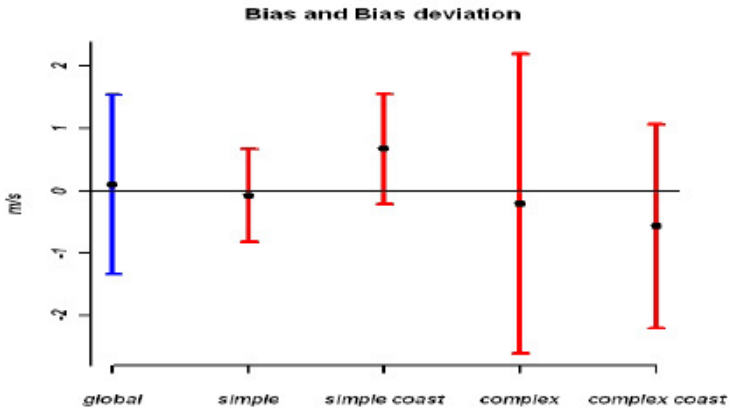


Figure 11: BIAS and BIAS deviation.

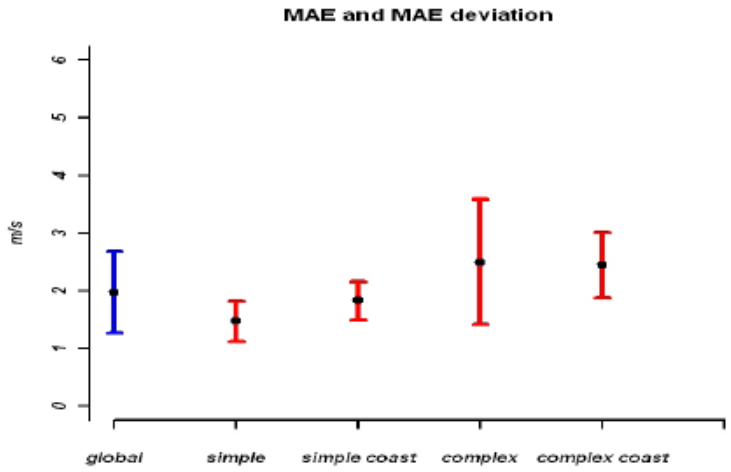


Figure 12: MAE and MAE deviation.

Although in complex terrain the BIAS is relatively low, the deviation of the BIAS is significantly higher than in flat terrain. For complext terrain stations the effect of the coast is not evident, complex coastal stations showed a lower uncertainty than the complex ones. This fact can be related to the specific set of complex coastal stations selected or to the different level of complexity of the two sets of stations.

MAE values are also related to the complexity of the terrain. For flat terrain average MAE is $1.47m/s$ increasing to $1.87m/s$ in simple coastal sites, showing again that local coastal effects are not perfectly captured by the model. In complex sites MAE reaches $2.5m/s$ without a clear effect of the coast.

4 Conclusions

A simulation of one year of hourly wind values has been carried out with Skiron mesoscale model for the Iberian Penninsula (Spain). A good performance to estimate the mean wind speed over the complex and heterogeneous terrain of Spain has been shown by Skiron model with medium resolution (10 Km x 10 Km spatial grid).

The BIAS and MAE deviation increase with the complexity of the terrain and the wind speed, but they present acceptable levels.

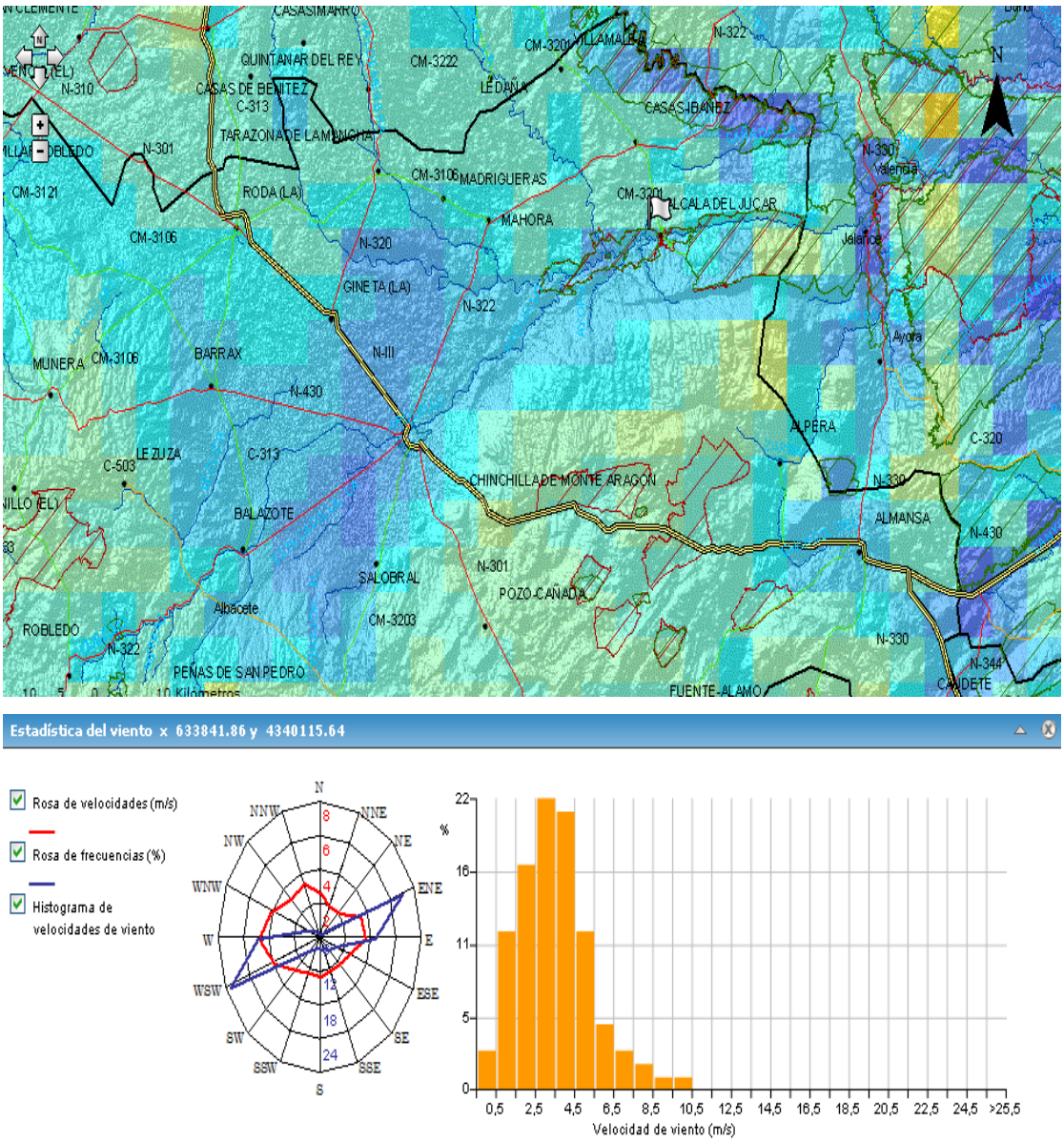
The wind map obtained with Skiron is not significantly biased, independently of of the type of terrain. The uncertainty levels have been calculated for 4 different types of terrain. Hourly time series can be used as representative of the area of interest, specially in flat terrain.

5 Future work

The next step will be to calculate a wind resource map of Spain increasing Skiron resolution to 1 Km x 1 Km and evaluate the improvements obtained when comparing with the actual medium resolution map. On the other hand a 20 years reanalysis with Skiron for all Europe is under calculation.

Further error analysis based on the terrain characteristics will be done.

MAPA EOLICO DE LA ZONA DE CARCELEN, ALABCETE, ESPAÑA



Fuente CENER (Centro nacional de energías renovables)

5.1 ANEJO III: Resumen del Plan de Energías Renovables 05/10 para la energía eólica.

4. ANÁLISIS DE OBJETIVOS POR ÁREAS TÉCNICAS

Energía Eólica

La energía eólica es el área que mayor desarrollo viene experimentando, cuenta con una importante iniciativa empresarial en un mercado de excelentes expectativas y presenta muy buenas perspectivas de evolución en el próximo futuro, **habiendo registrado durante los tres últimos años un crecimiento medio de la potencia instalada superior a los 1.600 MW anuales.** Además, existen factores que propician un mayor impulso en la evolución del sector eólico en España:

- Existencia de un amplio potencial eólico en nuestro territorio todavía sin explotar.
- Normativa favorable a conseguir una mayor penetración eólica, que ha permitido consolidar la confianza y el interés de los promotores.
- Sector industrial maduro con firme interés en el sector.
- Existencia de tecnología y capacidad de desarrollo de fabricación a nivel nacional.
- Las planificaciones de los Gobiernos autonómicos soportan los objetivos planteados en el Plan.
- La incorporación de mejoras tecnológicas, en el comportamiento de los aerogeneradores frente a red, permitirá un alto grado de penetración de la energía eólica, sin afectar a la seguridad de abastecimiento eléctrico.

Por todo ello, de acuerdo con los objetivos generales del Plan, **el área eólica sitúa su nuevo objetivo de incremento en 12.000 MW adicionales en el período 2005-2010,** lo que supone finalizar la década con una potencia total instalada de 20.155 MW, y para alcanzarlo se propone una serie de medidas asociadas al área.

Como consecuencia de las competencias de las Comunidades Autónomas sobre la ordenación y planificación energética dentro de su ámbito territorial, algunas de ellas han elaborado o están elaborando sus propios Planes Energéticos, siendo, en todos los casos, los objetivos de potencia eólica instalada más ambiciosos que los planteados en las previsiones realizadas en el anterior Plan de Fomento, aunque con distintos horizontes temporales. La suma de los objetivos regionales definidos por las Comunidades Autónomas, complementados con los de las planificaciones nacionales preexistentes —Plan de Fomento y Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas— para aquellas que no disponen de planificación propia al respecto, supone una potencia total instalada del orden de 37.000 MW, con horizontes situados entre 2010 y 2012 en la práctica totalidad de los casos.

Especialmente ambiciosos se estiman los objetivos eólicos planteados por las Comunidades de Andalucía (4.000 MW en el 2010), **Cataluña** (3.000 MW en 2010), **Castilla y León** (6.700 MW en 2010), **Galicia** (6.300 MW en 2010), **Castilla-La Mancha** (4.450 MW en 2011), **Aragón** (4.000 MW en 2012), **Canarias** (893 MW en 2010), y la **Comunidad Valenciana** (2.359 MW en 2010).

Habida cuenta de la evolución experimentada en el área eólica y de la situación del cumplimiento de los objetivos hasta ahora vigentes, así como de otros aspectos analizados —principalmente tecnológicos, económicos y medioambientales— se han definido los objetivos del área en este Plan bajo el supuesto de que se adopten una serie de medidas de actuación que refuercen la tendencia actual y asienten el adecuado desarrollo futuro del área.

Son destacables los efectos positivos sobre la implantación de nuevas instalaciones eólicas, que se prevé conferirá el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, relativo al Régimen Especial. Por una parte, la nueva metodología permite una mayor predictibilidad de la retribución, asentando la confianza y el interés de la inversión privada. Y por otra parte, el establecimiento de incentivos por participación en el mercado y de nuevos complementos a la remuneración, por garantía de potencia, por energía reactiva y por continuidad frente a huecos, contribuirá, sin duda, a proporcionar una mayor estabilidad del sistema eléctrico, permitiendo una mayor penetración de la energía eólica en el balance energético nacional.

Ya se ha indicado anteriormente que se establece como objetivo eólico del Plan, la instalación -para el conjunto del territorio nacional- de una potencia eólica incremental de 12.000 MW en el período 2005-2010. **En la tabla siguiente se realiza un desglose meramente indicativo -y en ningún caso limitativo- de estos 12.000 MW en cada una de las Comunidades Autónomas.** Para realizar esta distribución, se han tenido en cuenta los siguientes factores:

- Recursos eólicos existentes.
- Grado de desarrollo regional de la energía eólica: instalaciones en funcionamiento, en construcción y en fase de tramitación administrativa.
- La propia planificación eólica de las Comunidades Autónomas.
- Estado de la normativa regional y grado de desarrollo.
- Evolución tecnológica territorial en el sector eólico.

ÁREA EÓLICA: OBJETIVOS 2010			
Comunidad Autónoma	Situación Año 2004 (MW)	Incremento 2005-2010 (MW)	Potencia al 2010 (MW)
ANDALUCÍA	350	1.850	2.200
ARAGÓN	1.154	1.246	2.400
ASTURIAS	145	305	450
BALEARES	3	47	50
CANARIAS	139	491	630
CANTABRIA	-	300	300
CASTILLA Y LEÓN	1.543	1.157	2.700
CASTILLA - LA MANCHA	1.534	1.066	2.600
CATALUÑA	94	906	1.000
EXTREMADURA	-	225	225
GALICIA	1.830	1.570	3.400
MADRID	-	50	50
MURCIA	49	351	400
NAVARRA	854	546	1.400
LA RIOJA	356	144	500
COMUNIDAD VALENCIANA	21	1.579	1.600
PAÍS VASCO	85	165	250
TOTAL AÑO 2010	**8.155 MW**	**12.000 MW**	**20.155 MW**

Fuente: IDAE

Se prevé, por tanto, que las Comunidades Autónomas de Galicia, ambas Castillas, Navarra y Aragón mantengan la actual tendencia de implantación de parques eólicos, y continúen liderando el desarrollo eólico regional. Sin embargo, se espera que los mayores incrementos de potencia eólica instalada en el período 2005-2010 se produzcan en Andalucía y la Comunidad Valenciana, cuyo potencial eólico, sobre todo en el caso de la primera, es muy destacable, y cuyo despegue en el sector se supone próximo a producirse. Del mismo modo, se prevé que Cataluña también sea una región con una alta implantación de instalaciones eólicas en el período 2005-2010. Igualmente, se espera que las restantes regiones alcancen unos objetivos que, aunque más modestos, estén de acuerdo con el recurso eólico de que disponen y su propia problemática.

Todo ello, lógicamente se encuentra condicionado por el adecuado desarrollo y dimensionado de la red de transporte y de acceso de nueva generación a la red.

Con relación a las instalaciones eólicas ubicadas en el mar, todavía no hay ninguna en nuestro país. Actualmente existen diversos proyectos eólicos marinos ambiciosos, que se encuentran en una fase inicial de diseño e ingeniería básica, en las costas de Cádiz, Huelva, Castellón y en el Delta del Ebro. **Si se avanza en la resolución de las barreras actuales para su implantación**, cuestión en la que se está ya trabajando, **cabría pensar que en el horizonte del año 2010, estas energías podrían aportar en torno a los 1000 MW.** En el apartado 8.1, relativo a Líneas de Innovación Tecnológica en el Área Eólica, se contempla la implantación de parques eólicos marinos de demostración. Adicionalmente, se continuará con los estudios para el aprovechamiento de los recursos geotérmicos y de mareas.

La evolución anual prevista de la nueva potencia a instalar (no se contempla aquí la posible aportación de la eólica marina), dentro del período 2005-2010, es la siguiente:

ÁREA EÓLICA							
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
POTENCIA EÓLICA ANUAL	MW	1.800	2.000	2.200	2.200	2.000	1.800	12.000

Este crecimiento de potencia eólica mantenido durante el período únicamente es posible si se produce una pronta revisión del Documento de Planificación de Infraestructuras, así como la ejecución de de las infraestructuras eléctricas de transporte asociadas.

La siguiente tabla refleja los resultados energéticos previstos en lo relativo a la generación eléctrica de origen eólico con las nuevas instalaciones a poner en marcha en el periodo 2005-2010:

ÁREA EÓLICA							
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	TOTAL 2005-2010
PRODUCCIÓN EÓLICA ANUAL	GWh	2.115	6.580	11.515	16.685	21.570	25.940	84.405

En consecuencia, la producción eólica correspondiente a la potencia incremental de 12.000 MW prevista en el año 2010 es de 25.940 GWh.

6. BIBLIOGRAFÍA

1. Real Decreto 661/2007 del Régimen Especial
2. Real Decreto 436/2004 del Regimen economico de la producción de energía en régimen especial.
3. Ley del sector Boletín sobre Eficiencia Energética y Energías Renovables publicado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).
4. eléctrico español
5. Resumen del Plan de Energía Renovables para España del IDEA
6. Especial Energía Eólica de la revista Energía publicada por la Universidad Pontificia Comillas
7. Atlas de vientos del Centro Nacional de Energías Renovables CENER
8. Reporte Anual sobre la Energía eólica realizado por IEA (International Energy Agency)
9. Energía eólica en España 2007 por IDAE.
10. Generación eléctrica con energía eólica: presente y futuro. Colección: Avances de Ingeniería. Universidad Pontificia Comillas.

Programas informáticos utilizados:

- Autocad 2008
- Microsoft Office
- Microsoft Project

Webs utilizadas:

http//:www.boe.es Bolentin Oficial del Estado

http//:www.gamesacorp.com

http//:www. idae.es Instituto para la diversificación y ahorro de energía

http//:www.windpower.dk Asociación Danesa de la Industria Eólica.

http//:www.iea.org International Energy Agency

http//:www.aeeolica.es Asociación de la energía eólica.

http//:www.wwindea.org World Wind Energy Association.