



**COMILLAS**

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Estudio viabilidad de un parque eólico terrestre en  
Bermillo de Sayago (Zamora)

Autor: Domingo Echeverría Lorente

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Julio de 2026



### Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el **Estudio de viabilidad de un parque eólico terrestre** la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico **Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales** es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

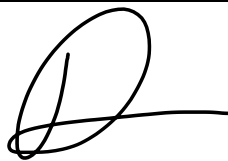
### Uso de Inteligencia Artificial<sup>1</sup>

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

En el siguiente Proyecto de Fin de Grado se ha empleado la inteligencia artificial como herramienta de apoyo en la búsqueda preliminar de información, mejora de la redacción, corrección y traducción de determinados textos.



Firmado (alumno): Domingo Echeverría Lorente

<sup>1</sup> Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

Fecha: 3/07/2026

**Autorización para la entrega del Proyecto**

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
Fdo:	Fdo:
Fecha:	Fecha:





# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Estudio viabilidad parque eólico terrestre en Bermillo  
de Sayago (Zamora)

Autor: Domingo Echeverría Lorente

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid



# Agradecimientos

En primer lugar, a mis padres, por haber estado a mi lado tanto en los buenos como en los malos momentos. Gracias por vuestro apoyo, vuestra confianza y por haberme brindado la posibilidad de llegar hasta aquí y lograr ser ingeniero industrial.

A mi hermano, por estar dispuesto a ayudarme, aconsejarme y enseñarme a mirar más allá de lo evidente, mostrándome en muchas ocasiones la cara no visible de la moneda.

A Lucía, por su luz, su cariño y apoyo incondicional durante este proceso. Gracias por estar ahí y hacer más llevaderos los momentos difíciles.

A VORTEX por la concesión de los datos de viento empleados para el desarrollo del proyecto de manera desinteresada.

A Consuelo por su gran ayuda en el desarrollo y aprendizaje del proyecto.

A todos ellos gracias por formar parte del camino.



# ESTUDIO DE VIABILIDAD DE PARQUE EÓLICO TERRESTRE

**Autor: Echeverría Lorente, Domingo.**

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI - Universidad Pontificia Comillas

## RESUMEN DEL PROYECTO

En el siguiente proyecto se ha llevado a cabo el diseño y estudio de la viabilidad económica y energética de un parque eólico terrestre desde sus fases iniciales. Tras un estudio de tres posibles emplazamientos, se ha seleccionado establecer el parque en la localidad de Bermillo de Sayago, perteneciente a la provincia de Zamora. Posteriormente, se ha realizado un análisis exhaustivo del recurso eólico en el emplazamiento, con el fin de seleccionar el aerogenerador que aporte una mayor rentabilidad al proyecto. A continuación, se ha diseñado la obra civil necesaria para la adecuada implantación del proyecto junto la infraestructura eléctrica necesaria para lograr verter a la red española la mayor cantidad de energía posible. Por último, se ha realizado un estudio de viabilidad económica del parque a fin de demostrar la rentabilidad del parque eólico.

**Palabras clave:** Recurso eólico, sostenible, parque eólico.

### 1. Introducción

Frente a una demanda eléctrica en un crecimiento exponencial, la amenaza existente del cambio climático generado e impulsado por las emisiones de gases de efecto invernadero y la actual inestabilidad geopolítica internacional; la generación eólica se plantea como una solución sostenible para la generación de energía eléctrica española a fin de lograr una mayor independencia eléctrica.

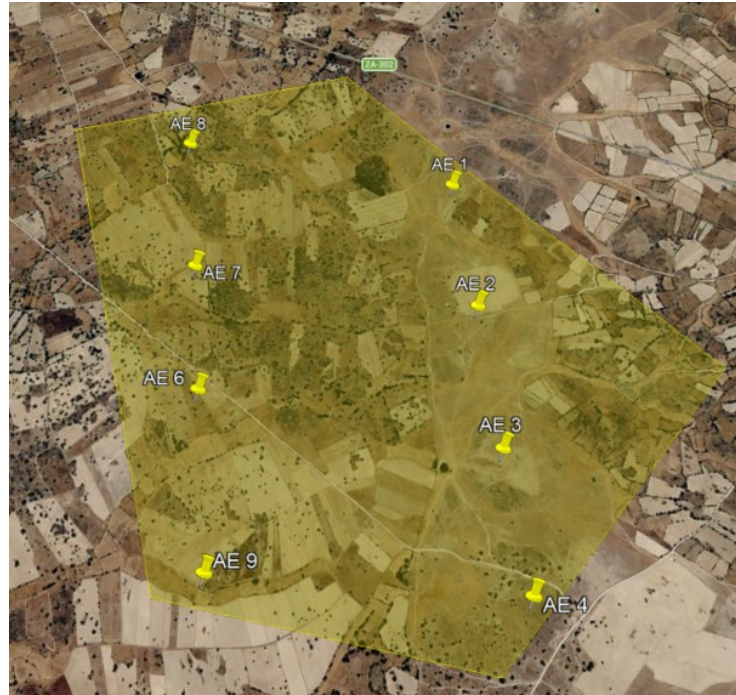
En siguiente proyecto se estructura en tres grandes bloques. En primer lugar, la memoria del proyecto en la que se recoge el desarrollo principal del proyecto y se describen cada uno de los aspectos energéticos, técnicos y económicos más relevantes del desarrollo del parque eólico. En segundo lugar, el apartado de documentos en los que se muestran planos necesarios para el adecuado desarrollo del proyecto y a su vez, se muestran las distintas partidas de gasto del proyecto. Por último, los anexos del proyecto, los cuales recogen cada uno de las hipótesis planteadas, demostraciones y cálculos económicos y técnicos que son empleados como apoyo del contenido mostrado en la memoria.

### 2. Definición del proyecto

En el proyecto se desarrollan los pasos necesarios para la obtención de un parque eólico de 48,8 MW, constituido por ocho aerogeneradores en un emplazamiento situado en Bermillo de Sayago, con una vida estimada de 25 años.

En primer lugar, se ha realizado un análisis exhaustivo de tres posibles emplazamientos para la instalación del parque eólico, todo desarrollado con detalle en el Anexo I del proyecto. Para cada una de las alternativas se ha caracterizado el recurso eólico disponible, se ha evaluado la viabilidad técnica del terreno, se han estudiado las distintas posibilidades de conexión con la red eléctrica española y se han establecido las

disposiciones preliminares de los aerogeneradores en el terreno, con el objetivo de estimar la potencia instalable en cada emplazamiento. A partir de estos criterios, se ha establecido un sistema de puntuación basado en las características más favorables para el desarrollo del parque eólico; resultando como el mejor el emplazamiento situado en la localidad zamorana comentada previamente.



*-Disposición de aerogeneradores en el emplazamiento seleccionado.*

En segundo lugar, a partir de los datos de viento concedidos por la empresa Vortex, se ha llevado a cabo un análisis detallado del recurso eólico disponible en el emplazamiento, recogido en el Anexo II del proyecto. Para el desarrollo del estudio se han empleado herramientas habituales en el sector como Windographer y WAsP. Como conclusiones del estudio, se ha seleccionado como aerogenerador el desarrollado por la empresa hispano-alemana Siemens Gamesa, concretamente el aerogenerador SG-170 el cual cuenta con un diámetro del rotor de 170 metros.

A fin de asegurar el adecuado funcionamiento, operación y mantenimiento del parque eólico, se ha determinado la obra civil a llevar a cabo en el emplazamiento, estableciendo la red de viales internos necesarios, la cimentación adecuada de los aerogeneradores y la red de zanjas eléctricas necesarias para albergar cada uno de los cables de media tensión del parque.

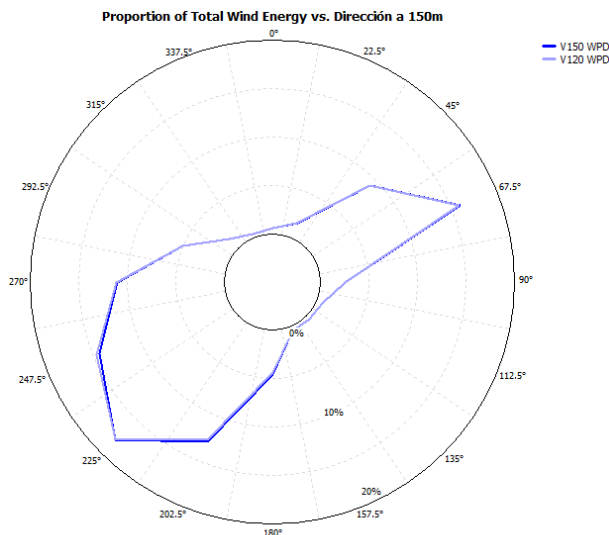
Asimismo, se han diseñado cada una de las instalaciones eléctricas necesarias para la adecuada evacuación de la energía eléctrica generada en el parque eólico, destacando el diseño de la subestación elevadora del parque y la definición del circuito de baja y media tensión del parque. En el Anexo III se encuentran cada uno de los cálculos justificativos empleados para la adecuada elección de los cables de media tensión del proyecto.

Por último, se ha realizado un estudio de la viabilidad económica del parque eólico demostrando la rentabilidad de este mediante el cálculo de indicadores financieros como.

### 3. Resultados y conclusiones

El emplazamiento situado Bermillo de Sayago, provincia de Zamora, es el emplazamiento seleccionado para albergar el parque eólico, que contará con 8 aerogeneradores SG-170 con una potencia nominal 6,1 MW, dando lugar a una potencia total 48,8 MW.

A partir de análisis del recurso eólico realizado mediante el programa Windographer, se ha establecido que la velocidad media del viento en el emplazamiento es de 8,3 m/s. Con el fin de maximizar la producción energética del parque se ha establecido la altura de buje de los aerogeneradores a 150 metros de altura. A su vez, cada una de las filas de los aerogeneradores se ha definido en la dirección 135°-315°, a fin de aprovechar al máximo la energía del recurso eólico del emplazamiento.



*-Rosa de energías del viento en el emplazamiento.*

Mediante estudio en WAsP, se ha seleccionado el aerogenerador más eficiente para las características del emplazamiento resultando como elegido el aerogenerador SG-170. Para esta configuración, se ha estimado una generación anual vertida a la red en el parque de 153.965, 63 MWh/año, logrando que los aerogeneradores del parque funcionen a máxima capacidad 3.155,03 horas al año. En la Tabla 1 se recogen los principales resultados de producción obtenidos mediante las simulaciones.

<b>Producción Bruta [MWh/año]</b>	<b>180.279,00</b>
<b>Producción Neta [MWh/año]</b>	<b>172.249,00</b>
<b>Producción a Red [MWh/año]</b>	<b>153.965,63</b>
<b>Horas Equivalentes [h]</b>	<b>3.155,03</b>
<b>Factor de capacidad (%)</b>	<b>36,02</b>

*-Generación esperada en el emplazamiento.*

Se ha desarrollado la obra civil necesaria del proyecto, definiendo la red de viales internos de acceso al parque eólico destinados a facilitar las tareas de construcción y mantenimiento del parque eólico. A su vez, se han desarrollado las zanjas eléctricas por las discurren los cables de media tensión; estos están constituidos por aluminio recubierto de polietileno reticulado XLPE.

Con el fin de transmitir adecuadamente la generación eléctrica del parque eólico a la red, se ha definido la red de baja y media tensión del parque eólico y se ha desarrollado la subestación elevadora del parque de 30/220 kV.

En el ámbito económico, el proyecto requiere una inversión inicial de 61.976.000 €. El estudio de viabilidad económica del parque eólico muestra la existencia de una rentabilidad del proyecto como del accionista durante los 25 años de vida útil del parque, los resultados obtenidos se muestran a continuación en la Tabla 2.

<b>WACC (%)</b>	<b>5,4%</b>
<b>VAN (kEUR)</b>	<b>8.850,23 €</b>
<b>TIR (%)</b>	<b>6,80%</b>
<b>PAYBACK (PROYECTO) [años]</b>	<b>12,64</b>
<b>VAN ACCIONISTA (kEUR)</b>	<b>5.456,48 €</b>
<b>TIR ACCIONISTA (%)</b>	<b>14%</b>
<b>PAYBACK ACCIONISTA [años]</b>	<b>11,19</b>

*-Indicadores de rentabilidad del proyecto.*

Por último, el parque eólico mediante su generación eléctrica de forma sostenible logrará evitar la emisión de 77.840,4 toneladas de dióxido de carbono anualmente. A consecuencia de ello, se estima que la reducción total de emisiones de dióxido de carbono asciende a 1.946.010,09 toneladas.

# TÍTULO DEL TFG (EN INGLÉS)

**Author: Echeverría Lorente, Domingo.**

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## PROYECT SUMMARY

This project presents the design and the economic and energy feasibility study of an onshore wind farm from its initial stages. After analyzing three possible locations, the selected site for the wind farm is located in Bermillo de Sayago, in the province of Zamora. Subsequently, a detailed analysis of the wind resource at the site was carried out in order to select the wind turbine that provides the greatest profitability for the project. The civil works required for the proper implementation of the project were then designed, together with the electrical infrastructure needed to export the maximum possible amount of energy to the Spanish grid. Finally, an economic feasibility study was carried out in order to demonstrate the profitability of the wind farm.

**Keywords:** Wind resource, sustainable, wind farm.

### 1. Introduction

In the context of exponentially growing electricity demand, the threat of climate change caused and driven by greenhouse gas emissions, and the current international geopolitical instability, wind power is presented as a sustainable solution for electricity generation in Spain, contributing to greater energy independence.

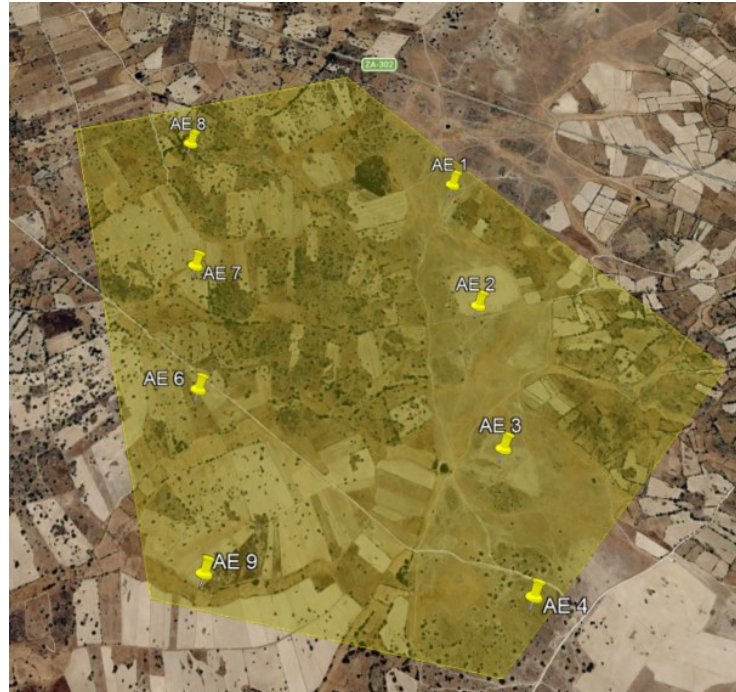
This project is structured into three main sections. Firstly, the project report, which contains the main development of the project and describes the most relevant energy, technical and economic aspects of the wind farm. Secondly, the documents section, which includes the drawings required for the proper development of the project, as well as the different cost items. Finally, the annexes, which include the assumptions, demonstrations, and economic and technical calculations used to support the content presented in the main report.

### 2. Project Definition

The project develops the necessary steps for the design of a 48.8 MW wind farm, consisting of eight wind turbines located in Bermillo de Sayago, with an estimated lifetime of 25 years.

Firstly, an exhaustive analysis of three possible locations for the installation of the wind farm was carried out, as detailed in Annex I of the project. For each alternative, the available wind resource was characterized, the technical feasibility of the terrain was assessed, the different possibilities for connection to the Spanish electricity grid were studied, and preliminary wind turbine layouts were defined in order to estimate the

installable capacity at each site. Based on these criteria, a scoring system was established according to the most favorable characteristics for the development of the wind farm, resulting in the previously mentioned location in the province of Zamora being selected as the best option.



*-Wind turbine layout at the selected site.*

Secondly, based on the wind data provided by Vortex, a detailed analysis of the wind resource available at the selected site was carried out, as presented in Annex II of the project. For this study, commonly used tools in the wind energy sector, such as Windographer and WASP, were employed. As a result of the analysis, the wind turbine developed by the Spanish-German company Siemens Gamesa was selected, specifically the SG-170 model, which has a rotor diameter of 170 meters.

In order to ensure the proper operation and maintenance of the wind farm, the required civil works at the site were defined, including the internal access road network, the appropriate foundations for the wind turbines, and the electrical trench network needed to accommodate the medium-voltage cables of the wind farm.

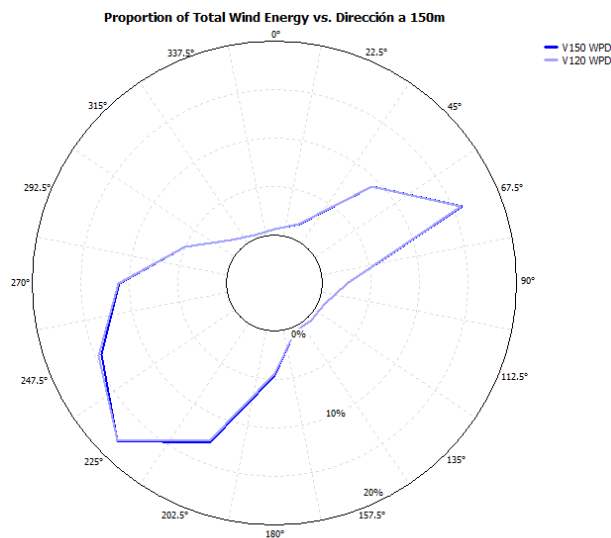
Likewise, the electrical installations required for the proper evacuation of the electricity generated by the wind farm were designed, with particular emphasis on the design of the step-up substation and the definition of the low- and medium-voltage circuits of the wind farm. Annex III includes the supporting calculations used for the proper selection of the medium-voltage cables of the project.

Finally, an economic feasibility study of the wind farm was carried out, demonstrating its profitability through the calculation of financial indicators.

### 3. Results and Conclusions

The site located in Bermillo de Sayago, in the province of Zamora, has been selected to host the wind farm, which will consist of eight SG-170 wind turbines, each with a rated power of 6.1 MW, resulting in a total installed capacity of 48.8 MW.

Based on the wind resource analysis carried out using Windographer, the average wind speed at the site was determined to be 8.3 m/s. In order to maximise the energy production of the wind farm, the hub height of the wind turbines was set at 150 metres. Furthermore, the rows of wind turbines were arranged along the 135°–315° direction in order to maximise the use of the wind energy resource available at the site.



*-Wind Energy Rose at the selected site.*

Through the study carried out in WAsP, the most suitable wind turbine for the characteristics of the site was selected, resulting in the choice of the SG-170 model. For this configuration, the annual energy exported to the grid was estimated at 153,965.63 MWh/year, equivalent to 3,155.03 full-load hours per year. Table 1 presents the main production results obtained from the simulations.

<b>Gross Production [MWh/year]</b>	<b>180.279,00</b>
<b>Net Production [MWh/year]</b>	<b>172.249,00</b>
<b>Energy Exported to the Grid [MWh/year]</b>	<b>153.965,63</b>
<b>Equivalent Full-Load Hours [h]</b>	<b>3.155,03</b>
<b>Capacity Factor (%)</b>	<b>36,02</b>

*-Expected energy production at the site.*

The civil works required for the project were developed, including the internal access road network of the wind farm, designed to facilitate both construction and maintenance activities. In addition, the electrical trenches through which the medium-voltage cables will run were designed. These cables are made of aluminium conductors insulated with cross-linked polyethylene, XLPE.

In order to properly evacuate the electricity generated by the wind farm to the grid, the low- and medium-voltage network of the wind farm was defined, and the 30/220 kV step-up substation was designed.

From an economic perspective, the project requires an initial investment of €61,976,000. The economic feasibility study of the wind farm shows that both the project and the shareholder are expected to obtain a positive return over the 25-year lifetime of the wind farm. The results obtained are presented below in Table 2.

<b>WACC (%)</b>	<b>5,4%</b>
<b>NPV (kEUR)</b>	<b>8.850,23 €</b>
<b>PROJECT IRR (%)</b>	<b>6,80%</b>
<b>PROJECT PAYBACK [years]</b>	<b>12,64</b>
<b>SHAREHOLDER NPV (kEUR)</b>	<b>5.456,48 €</b>
<b>SHAREHOLDER IRR (%)</b>	<b>14%</b>
<b>SHAREHOLDER PAYBACK [years]</b>	<b>11,19</b>

*-Project profitability indicators.*

Finally, through its sustainable electricity generation, the wind farm will avoid the emission of 77,840.4 tonnes of carbon dioxide per year. As a result, the total reduction in carbon dioxide emissions is estimated to amount to 1,946,010.09 tonnes.

## *Índice de la memoria*

<b>Capítulo 1. Introducción .....</b>	<b>8</b>
1.1 Estado de la cuestión .....	8
1.2 Motivación .....	11
1.3 Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible.....	13
<b>Capítulo 2. Objetivo del proyecto .....</b>	<b>16</b>
<b>Capítulo 3. Emplazamiento.....</b>	<b>18</b>
3.1 Ubicación y aerogeneradores .....	18
3.2 Características del terreno .....	20
<b>Capítulo 4. Análisis del recurso eólico .....</b>	<b>22</b>
4.1 Velocidad del viento.....	22
4.2 Disposición aerogeneradores.....	24
4.3 Función de distribución de Weibull .....	25
<b>Capítulo 5. Análisis energético .....</b>	<b>27</b>
5.1 Rugosidad y Topografía .....	27
5.2 Selección de aerogenerador .....	28
<b>Capítulo 6. Aerogenerador SG-170.....</b>	<b>32</b>
<b>Capítulo 7. Obra Civil.....</b>	<b>34</b>
7.1 Cimentación de los aerogeneradores .....	34
7.2 Plataformas de Montaje.....	35
7.3 Edificio de control .....	35
7.4 Viales.....	36
7.4.1 Viales de acceso .....	36
7.4.2 Viales internos.....	37
7.5 Zanjas Eléctricas.....	38
<b>Capítulo 8. Instalaciones Eléctricas .....</b>	<b>40</b>

8.1	Baja Tensión.....	40
8.2	Media Tensión.....	40
8.2.1	<i>Celdas /Cabinas de media tensión</i> .....	41
8.2.2	<i>Red de media tensión</i> .....	43
8.3	Subestación Eléctrica .....	45
8.3.1	<i>Transformador de potencia</i> .....	46
8.3.2	<i>Seccionadores</i> .....	46
8.3.3	<i>Interruptor</i> .....	47
8.3.4	<i>Pararrayos</i> .....	47
8.3.5	<i>Transformadores de protección</i> .....	47
8.3.6	<i>Protecciones</i> .....	48
8.3.7	<i>Señales de comunicación</i> .....	49
8.4	Puesta A Tierra.....	49
<b>Capítulo 9. Viabilidad Económica del proyecto .....</b>		<b>50</b>
9.1	Características generales .....	50
9.2	Gastos de inversión y desarrollo.....	50
9.3	Gastos de operación y explotación.....	51
9.4	Ingresos de explotación.....	52
9.5	Indicadores de rentabilidad del parque eólico .....	53
9.5.1	<i>Coste ponderado del capital</i> .....	53
9.5.2	<i>VAN</i> .....	54
9.5.3	<i>TIR</i> .....	55
9.5.4	<i>PAYBACK</i> .....	55
<b>Capítulo 10. Impacto ambiental y social del parque eólico .....</b>		<b>56</b>
10.1	Contaminación evitada .....	56
10.2	Impacto sociales del parque eólico.....	57
<b>Capítulo 11. Planificación.....</b>		<b>60</b>
<b>Capítulo 12. Conclusiones.....</b>		<b>61</b>

## *Índice de figuras*

Figura 1: Cobertura de la demanda de energía eléctrica 2025 [3].....	10
Figura 2: Potencia eólica total instalada a nivel global [4].....	11
Figura 3: Potencia eólica terrestre total instalada a nivel global en 2025 [4].....	12
Figura 4: Previsión de nuevas instalaciones eólicas mundiales, terrestres y marinas, para el periodo 2026-2030 [4] .....	13
Figura 5: Objetivo de desarrollo sostenible, número 7 [6] .....	14
Figura 6: Objetivo de desarrollo sostenible, número 9 [7] .....	14
Figura 7: Objetivo de desarrollo sostenible, número 11 [8] .....	15
Figura 8: Objetivo de desarrollo sostenible, número 13 [9] .....	15
Figura 9: Visión aérea del emplazamiento seleccionado, Google Earth. ....	19
Figura 10: Vista aérea de la vegetación y relieve presentes en el emplazamiento seleccionado, Google Earth. ....	21
Figura 11: Perfil de cizalladura del viento a 120 y 150 metros de altura. Windographer. ...	23
Figura 12: Velocidad media mensual del viento a 120 y 150 metros de altura, Windographer. ....	24
Figura 13: Rosa de Energías del viento en el emplazamiento, Windographer. ....	25
Figura 14: Distribución de Weibull a 150 metros, Windographer. ....	26
Figura 15: Mapa de rugosidad y topografía del emplazamiento, WAsP Map Editor. ....	28
Figura 16: Curva de potencia y empuje del aerogenerador SIEMENS GAMESA 170, WAsP Turbine Editor. ....	29
Figura 17: Aerogenerador SG-170. ....	32
Figura 18: Viales de acceso al parque eólico, Google Earth. ....	37
Figura 19: Viales internos del parque eólico, Google Earth. ....	38
Figura 20: Cabina 0L+1P.[16].....	41
Figura 21: Cabina 0L+1L+1P.[16] .....	42
Figura 22: Cabina 0L+2L+1P.[16] .....	42

Figura 23: Esquema disposición circuitos del parque eólico. ....	44
Figura 24: TIR proyecto y accionista. ....	55
Figura 25: Payback .....	55
Figura 26: Distancia aerogeneradores frente núcleos urbanos. ....	59
Figura 27: Parque eólico en Bermillo de Sayago. ....	61

## *Índice de tablas*

Tabla 1: Ubicación aerogeneradores en el emplazamiento. ....	20
Tabla 2: Simulación generación aerogeneradores SG170 (6,1MW).....	30
Tabla 3: Pérdidas preestablecidas.....	30
Tabla 4: Resumen generación aerogeneradores SG170 (6,1 MW) .....	31
Tabla 5:Características aerogenerador SG-170 [12] .....	33
Tabla 6: Celdas de media tensión para cada uno de los aerogeneradores del parque. ....	43
Tabla 7: Factores de corrección de cada uno de los circuitos. ....	45
Tabla 8: Intensidades máximas esperadas y sección esperadas. ....	45
Tabla 9: Características seccionador a emplear.[19] .....	47
Tabla 10:Características interruptor automático de la subestación.[20].....	47
Tabla 11: Propiedades transformador de tensión de protección.[21] .....	48
Tabla 12: Propiedades transformador de intensidad de protección.[21] .....	48
Tabla 13: Parámetros iniciales para el estudio de viabilidad del parque.....	50
Tabla 14: CAPEX del proyecto.....	51
Tabla 15:OPEX del proyecto.....	52
Tabla 16: Precio medio aritmético de la energía eléctrica.[23].....	53
Tabla 17: Estimación contaminación evitada.....	57
Tabla 18: Jornadas-Persona por MW instalado.....	58
Tabla 19: Resultados simulación energética del emplazamiento. ....	62
Tabla 20: Resultados estudio viabilidad económica del parque.....	62

## ***LISTA DE ACRÓNIMOS***

- AE.** Aerogenerador
- AEE.** Asociación Empresarial Eólica.
- AIS.** Aparamenta aislada en aire.
- CAPEX.** Capital Expenditure. Gastos de inversión.
- DEVEX.** Development Expenditure. Gastos de Desarrollo.
- GIS.** Aparamenta aislada en gas.
- GWEC.** Consejo Mundial de la Energía Eólica.
- IEPNB.** Inventario Español del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.
- IRENA.** Agencia Internacional de Energías Renovables.
- LIC.** Lugar de Importancia Comunitaria.
- MT.** Media tensión.
- NOF.** Necesidades Operativas de Fondos.
- OMIE.** Operador del Mercado Ibérico de Energía.
- ONAF.** Oil Natural Air Forced. Refrigeración por circulación natural de aceite y ventilación forzada de aire.
- ONAN.** Oil Natural Air Natural. Refrigeración por circulación natural de aceite y aire.
- OPEX.** Operational Expenditure. Gastos de Operación.

- PVC.** Policloruro de Vinilo.
- SG.** Siemens Gamesa.
- TIR.** Tasa Interna de Retorno.
- VAN.** Valor Actual Neto.
- WACC.** Weighted Average Cost of Capital. Coste medio ponderado del capital.
- WAsP.** Wind Atlas Analysis and Application Program.
- XLPE.** Polietileno reticulado.
- ZEC.** Zona Especial de Conservación.
- ZEPA.** Zona de Especial Protección para las Aves.

## **Capítulo 1. INTRODUCCIÓN**

En el siguiente proyecto de fin de grado se fundamenta en un estudio de viabilidad de un parque eólico terrestre, concretamente en un terreno situado en España. Para la realización de este, se han seguido cada uno de los procedimientos habituales para este tipo de proyectos. Se ha realizado un estudio exhaustivo de las características tanto territoriales como eólicas para tres posibles emplazamientos (todos ellos situados en España) a fin de seleccionar el emplazamiento que ofrezca mejores cualidades para desarrollar un parque eólico terrestre eficiente y rentable. Una vez seleccionado el emplazamiento, se realiza un análisis de la producción de energía eléctrica esperada, se efectúa un diseño de la infraestructura necesaria para el adecuado funcionamiento del parque y se realiza un estudio de viabilidad económica del proyecto.

### ***1.1 ESTADO DE LA CUESTIÓN***

Frente al exponencial crecimiento de la población mundial que se encuentra en un continuo proceso de desarrollo tecnológico como evolutivo, la demanda de energía eléctrica está creciendo de una forma exponencial. Por ello, para hacer frente a esta inmensa demanda energética, el ser humano debe de desarrollar una infraestructura adecuada para poder hacer frente a este hecho.

A su vez, la sociedad tiene que llevar a cabo una transición energética a energías renovables que no tengan ningún tipo de emisión de gases de carbono a la atmósfera, a fin de hacer frente a uno de los mayores problemas que tiene la sociedad actual, el cambio climático. Según el Acuerdo de París, implantado y aprobado por la mayoría de los países del mundo en el 2015, en el que se estableció la intención conjunta de limitar el incremento de temperatura global del planeta a 2°C a finales de siglo respecto a la era preindustrial, y proseguir con los esfuerzos a fin de lograr reducir el incremento total de la temperatura a tan solamente 1,5°C; para ello, la descarbonización de la economía en todos sus aspectos es

indispensable, y por consecuencia en las formas de obtención de energía jugará un papel fundamental, debido a la gran emisión de gases de efecto invernadero de las fuentes de energía no renovables tradicionales empleadas habitualmente a lo largo de los años; por ello, las energías renovables las cuales hoy en día ya son rentables, como la energía eólica, serán indispensables y jugarán un papel fundamental; según IRENA [1] es necesario implantar alrededor de 1000 GW de potencia renovable al sistema global para cumplir con la senda de que el incremento de la temperatura global del planeta sea de un máximo de 1,5°C. Todos los países están tomando medidas para lograr cumplir el objetivo marcado, concretamente en España, según muestra la Planificación eléctrica de Red Eléctrica [2], se espera que para finales del año 2026 se logre llevar a cabo una gran transición ecológica en el territorio español, logrando que las energías renovables cubran un 67% del mix de la generación total del país; una muestra de ello se ve reflejada en el mix de generación eléctrica nacional para el año 2025, en el que se ve reflejado el papel a destacar que toma la energía eólica en el país en la generación eléctrica llegando a alcanzar aproximadamente un 22% de la generación eléctrica anual mostrada por Red Eléctrica [3].

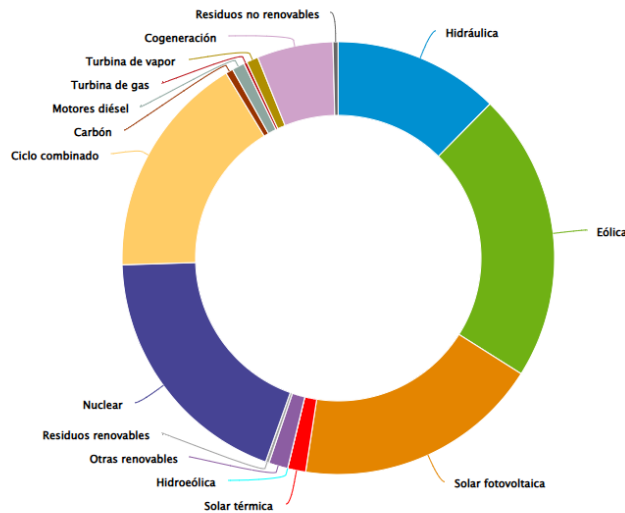


Figura 1: Cobertura de la demanda de energía eléctrica 2025 [3]

La energía eólica ya no es una tecnología experimental, sino que ya es una tecnología rentable y suficientemente establecida para considerarse como una solución energética a nivel global, según el GWEC [4] del año 2026, en la actualidad se encuentran instalados 1206,7 GW de potencia eólica en la superficie terrestre; el país con una mayor cantidad de potencia instalada es China que cuenta con un 49,1 % de la potencia total instalada, lo que implica alrededor de 600 GW de potencia instalada, y es a destacar que España cuenta con un 2,7 % de la potencia total instalada a nivel global, lo que equivale a un total de 33 GW de potencia instalada, que si se compara con la cantidad de potencia instalada de países como Canadá (1,5%) o Turquía (1,3 %) es un número considerable, teniendo en cuenta las limitaciones territoriales de España.

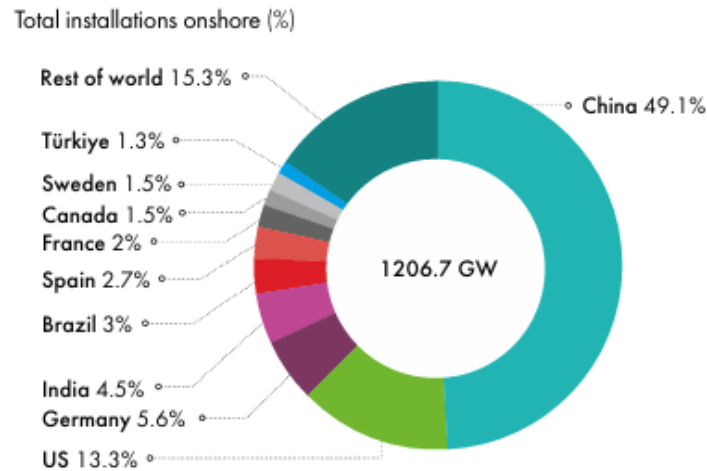


Figura 2: Potencia eólica total instalada a nivel global [4]

Es importante resaltar la fuerte dependencia energética de España respecto a otros países de la Unión Europea, generada en mayor medida por la ausencia de materias primas no renovables (como el petróleo o el uranio), las cuales se han empleado tradicionalmente para la obtención de energía eléctrica. España cuenta con una geografía favorable para la aparición de rachas de viento constantes notables para la producción de energía eólica, por lo que un desarrollo de la generación eólica en el país permitiría obtener una mayor independencia energética, un factor a destacar con la inestabilidad política actual a nivel global.

## 1.2 MOTIVACIÓN

El cambio climático es una realidad que la sociedad tiene que hacer frente, y para poder hacer frente a este problema, la energía eólica va a ser un pilar fundamental en este proceso. Según IRENA [1], se prevé que para 2050 la potencia eólica global instalada debe de superar los 5000 GW, es decir, en un periodo aproximado de 20 se tiene que quintuplicar la potencia eólica instalada. Esta previsión se corrobora con los datos publicados por la GWEC [4], en los que se puede apreciar que durante el año 2025 se ha producido un aumento de 155,3 GW en la potencia eólica terrestre global instalada, lo que demuestra que la energía eólica crece en importancia.

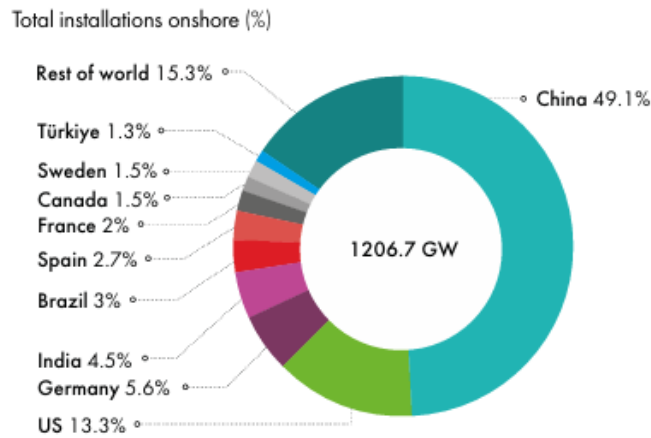


Figura 3: Potencia eólica terrestre total instalada a nivel global en 2025 [4]

La inestabilidad geopolítica a nivel internacional presente en los últimos años ha mostrado una fuerte vulnerabilidad en los sistemas energéticos de gran cantidad de países del mundo, a consecuencia de una fuerte dependencia en los combustibles fósiles (petróleo, gas...). Sucesos recientes como el bloqueo del Estrecho de Ormuz, la guerra de Irán o el conflicto entre Ucrania y Rusia, han desencadenado fuertes alteraciones en el mercado mundial del petróleo y el gas, generando gran cantidad de volatilidad en los precios de la energía, afectando en gran medida a los consumidores. Por ello, la energía eólica se postula como una solución renovable y estratégica para reforzar la independencia energética de los países, reducir su exposición a la volatilidad del mercado energético y avanzar hacia un sistema eléctrico descarbonizado, sostenible y accesible para cada uno de los consumidores.

Esta tendencia se aprecia reflejada en las previsiones emitidas por GWEC [4], en las que se refleja que se espera una tasa de crecimiento anual compuesta del 5,2% para el periodo 2026-2030, pudiéndose llegar a instalar durante 2030 hasta 211,8 GW de potencia eólica; esto muestra que la energía eólica ya no es una energía experimental, sino que es una solución plenamente competitiva y con un papel fundamental para liderar la descarbonización del sistema energético mundial.

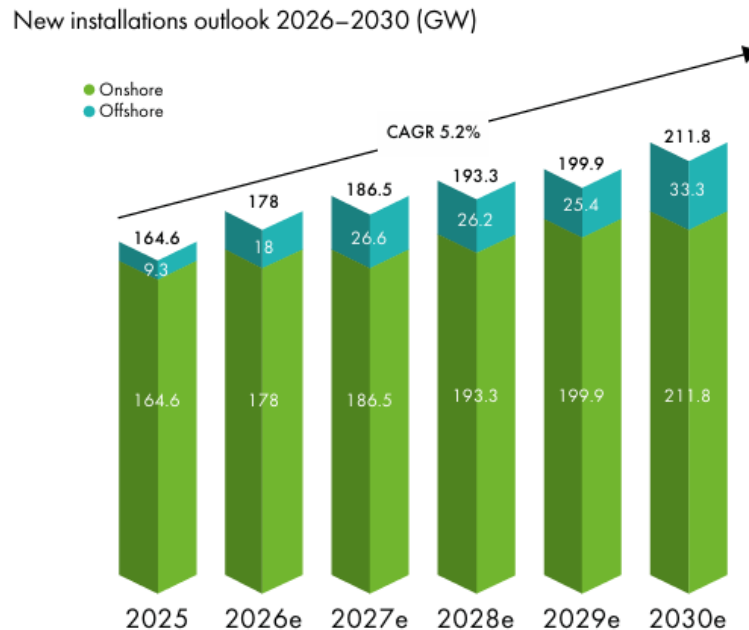


Figura 4: Previsión de nuevas instalaciones eólicas mundiales, terrestres y marinas, para el periodo 2026-2030 [4]

Por ello, el estudio de viabilidad de nuevos parques eólicos terrestres adquiere una gran importancia, ya que gracias a este proceso se hace posible la implantación de nueva infraestructura sostenible al sistema eléctrico, tanto a nivel global como nacional, a fin de lograr avanzar hacia un sistema eléctrico sostenible, accesible y descarbonizado.

### 1.3 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

El Trabajo de Fin de Grado se alinea con los siguientes Objetivos de Desarrollo Sostenible, emitidos por Naciones Unidas [5] el año 2012 con el objetivo de ser cumplidos en su totalidad para el año 2030 :

- **Objetivo 7:** Energía asequible y no contaminante. La energía eólica obtenida en el diseño del parque mostrado en el proyecto es una energía completamente renovable y descarbonizada, la cual va a permitir dejar atrás el empleo de combustibles fósiles para la obtención de energía eléctrica, ya que la energía eólica se fundamenta en

transformar la fuerza del viento en energía mecánica para que en último lugar esta sea transformada en energía eólica. A su vez, va a lograr incrementar la independencia energética de gran cantidad de países que en la actualidad dependen en gran cantidad de combustibles fósiles, lo que va a permitir a los consumidores disfrutar de una mayor estabilidad de los precios de la energía frente a cualquier tipo de conflicto geopolítico.



*Figura 5: Objetivo de desarrollo sostenible, número 7 [6]*

- **Objetivo 9:** Industria innovación e infraestructuras. El desarrollo y la instalación de un parque eólico implica un desarrollo, planificación y construcción de gran cantidad de obras civiles, como puede ser la subestación necesaria para conectar el parque a la red, la instalación adecuada de los aerogeneradores o la construcción de nuevas vías de acceso al parque al fin de lograr trasladar todos los instrumentos necesarios para el adecuado funcionamiento del parque.



*Figura 6: Objetivo de desarrollo sostenible, número 9 [7]*

- **Objetivo 11:** Ciudades y comunidades sostenibles. Debido a la energía eléctrica producida en el parque eólico desarrollado, cada una de las ciudades podrán consumir una mayor cantidad de energía eléctrica renovable, lo que ayudará a reducir considerablemente la huella de carbono de las ciudades, y con ello, el incremento de la temperatura global del planeta.

## 11 CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES



Figura 7: Objetivo de desarrollo sostenible, número 11 [8]

- **Objetivo 13:** Acción por el clima. La energía eléctrica producida por los aerogeneradores de un parque eólico es una energía completamente renovable, es decir, no depende de ningún tipo de combustible fósil y por consecuencia a ello, no emite ningún tipo de gas de efecto invernadero, por lo que la energía producida por el parque desarrollado se postula como un método de generación de electricidad que respeta al medioambiente.

## 13 ACCIÓN POR EL CLIMA



Figura 8: Objetivo de desarrollo sostenible, número 13 [9]

## **Capítulo 2. OBJETIVO DEL PROYECTO**

En primer lugar, para la selección y el análisis preliminar de cada uno de los posibles emplazamientos, se han empleado herramientas como Google Earth Pro y Google Maps, con el fin de lograr una visión aérea de cada uno de los terrenos seleccionados. Esta herramienta ha permitido realizar un análisis de la orografía, la vegetación y la disponibilidad del terreno, así como establecer la disposición adecuada de cada uno de los aerogeneradores. Dicha disposición se ha realizado garantizando unas distancias mínimas entre cada uno de los aerogeneradores a fin de maximizar el rendimiento de cada uno de los aerogeneradores y lograr obtener un máximo aprovechamiento del recurso eólico del emplazamiento.

Asimismo, con el fin de analizar con la máxima precisión posible las velocidades medias y las direcciones predominantes del viento en cada uno de los emplazamientos analizados, se ha recurrido al empleo de mapas eólicos como Global Wind Atlas o el Mapa Ibérico Español

En segundo lugar, con el objetivo de realizar un análisis exhaustivo del recurso eólico del emplazamiento finalmente seleccionado para la implantación del parque eólico, se recurrirá al empleo de programas empleados en el ámbito profesional de la energía eólica como Windographer y WASP. Con el primero de ellos, se va a poder realizar un estudio completo del recurso eólico del emplazamiento seleccionado empleando para ello datos reales del viento del emplazamiento seleccionado, proporcionados por la empresa Vortex. Mediante el empleo del segundo programa, se realizará una simulación del comportamiento del viento con el terreno del emplazamiento seleccionado teniendo en cuenta la orografía, la rugosidad y los posibles obstáculos del terreno; Adicionalmente, permitirá realizar una estimación de la producción energética del parque eólico a fin de seleccionar el aerogenerador adecuado para la generación del parque.

Posteriormente, se han efectuado los diseños y estudios necesarios para la implantación adecuada de la obra civil necesaria para el adecuado funcionamiento del parque, teniendo en cuenta los nuevos accesos necesarios para el acceso de los instrumentos necesarios para el funcionamiento del parque, la correspondiente subestación y la red de media tensión necesaria para la conexión del parque a la red española.

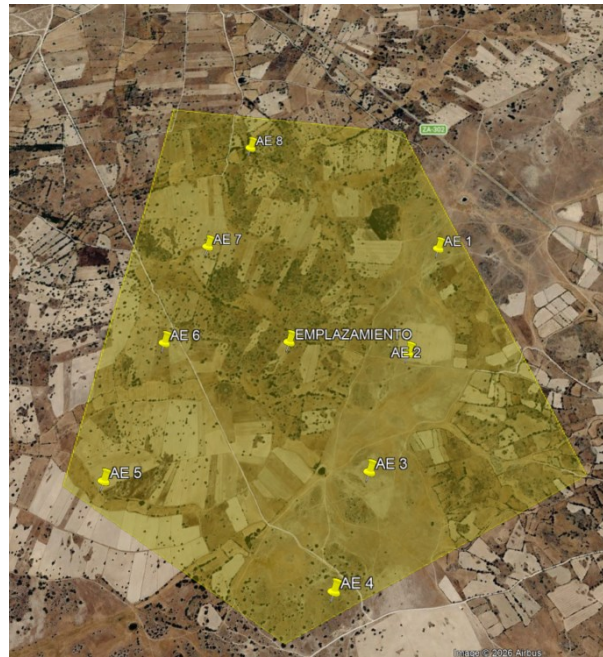
Por último, se realiza un estudio económico del parque, a fin de analizar detalladamente la rentabilidad del proyecto.

## **Capítulo 3. EMPLAZAMIENTO**

La ubicación finalmente seleccionada para albergar el parque eólico es el resultado de un proceso previo de evaluación y comparación de tres posibles emplazamientos, los cuales han sido sometidos a un análisis y evaluación según diversos criterios de selección a fin de lograr escoger la mejor ubicación para la implantación del futuro parque eólico; la totalidad del proceso de comparación y elección se encuentra en el Anexo I del proyecto.

### ***3.1 UBICACIÓN Y AEROGENERADORES***

El emplazamiento finalmente seleccionado se encuentra en Bermillo de Sayayo ( $41^{\circ}20'32.79''N$   $6^{\circ}04'27.44''W$ ), región perteneciente a Zamora y por consecuencia, a Castilla La Mancha. El emplazamiento cuenta con un área de 4,47 kilómetros cuadrados y con un perímetro de 8,29 kilómetros.



*Figura 9: Visión aérea del emplazamiento seleccionado, Google Earth.*

En el emplazamiento seleccionado se propone la instalación de 8 aerogeneradores SG-170, con una altura de buje a 150 metros de altura (la elección del aerogenerador se justificará posteriormente). Estos aerogeneradores son desarrollados por Siemens Gamesa, cuentan con 170 metros de diámetro y con una potencia nominal unitaria por aerogenerador de 6,1 MW, por ello, el parque eólico en su totalidad dispondrá de una potencia instalada de 48,8 MW.

<b>Aerogenerador</b>	<b>Coordenadas UTM</b>
<b>AE 1</b>	( 744662, 4581716 )
<b>AE 2</b>	( 744762, 4581121 )
<b>AE 3</b>	( 744843, 4580510 )
<b>AE 4</b>	( 744932, 4579962 )
<b>AE 5</b>	( 743471, 4581920 )
<b>AE 6</b>	( 743562, 4581290 )
<b>AE 7</b>	( 743636, 4580022 )
<b>AE 8</b>	( 743733, 4580022 )

*Tabla 1: Ubicación aerogeneradores en el emplazamiento.*

El parque eólico se conectará a la subestación eléctrica de Santiz. Dicha subestación se encuentra a una distancia de 23 kilómetros del emplazamiento seleccionado, opera a 220 kV y a su vez, es propiedad de Red Eléctrica [2].

### **3.2 CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO**

El terreno seleccionado para albergar el parque eólico no entra en conflicto con ninguno de los terrenos protegidos por la Red Natura 2000, LIC/ZEC y ZEPa [10]; por lo que el terreno es completamente apto para que en él se puedan llevar a cabo los respectivos trabajos necesarios para una adecuada instalación y explotación del parque eólico.

El terreno seleccionado se encuentra alejado de los núcleos de población más cercanos, cuenta con un suelo rocoso y seco, con poca densidad de población. La vegetación presente en la localización cuneta con una escasa y baja densidad, predominando gran cantidad de zonas de cultivo y terrenos abiertos y secos. Por último, el terreno cuenta con una orografía media de 1,7%, lo que facilitará en cantidad las labores de construcción e instalación del parque eólico.



*Figura 10: Vista aérea de la vegetación y relieve presentes en el emplazamiento seleccionado, Google Earth.*

La principal vía de acceso al emplazamiento es la carretera provincial ZA-302, a su vez el emplazamiento es atravesado por gran cantidad de caminos rurales

## **Capítulo 4. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO**

En el siguiente apartado se mostrarán las principales características del recurso eólico del emplazamiento (el análisis completo del emplazamiento se encuentra mostrado posteriormente en el Anexo II del proyecto), para la realización de un adecuado análisis del recurso eólico se ha empleado como base los datos de viento aportados por la empresa Vortex, y para el análisis se ha empleado el programa desarrollado por UL Solutions [11], Windographer.

### ***4.1 VELOCIDAD DEL VIENTO***

Analizando los resultados mostrados por el perfil de cizalladura (Figura 11) del viento en el terreno seleccionado. Se llega a la conclusión de que a medida que aumenta la altura, la velocidad del viento en el emplazamiento aumenta considerablemente; obteniéndose velocidad es medias de 8,5 m/s a 150 metros de altura frente 8 m/s obtenidos a 120 metros de altura.

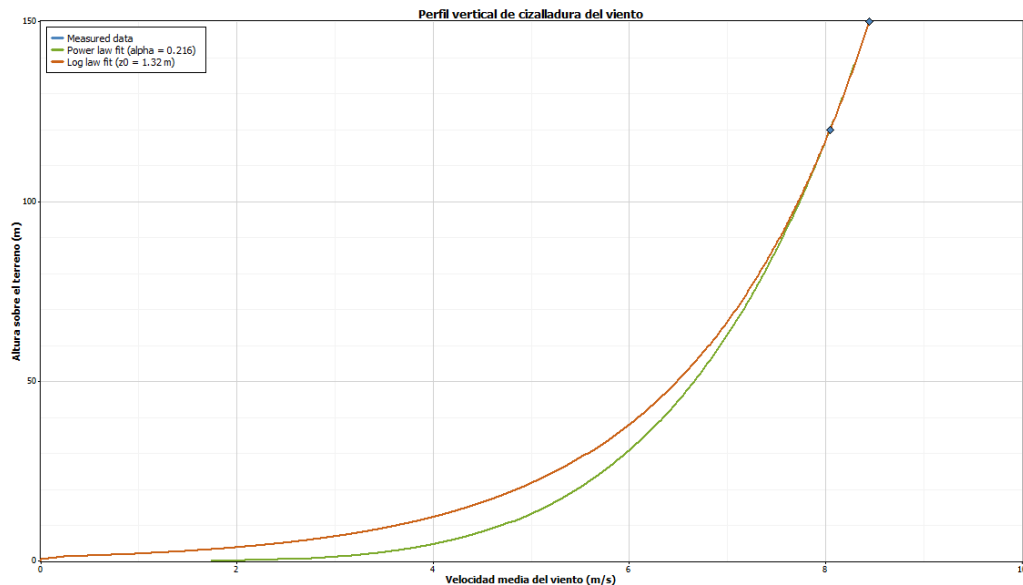


Figura 11: Perfil de cizalladura del viento a 120 y 150 metros de altura. Windographer.

Por ello, se establece que la altura de los bujes de los aerogeneradores se encuentre situada a 150 metros de altura, ya que es de gran interés que la turbina del aerogenerador reciba el viento a una mayor velocidad.

A fin de asegurar una generación eléctrica considerable de manera constante, es de gran importancia que tanto la velocidad media en el emplazamiento sea adecuada, como que la variabilidad de la velocidad media del viento sea reducida; ya que gracias a una menor variabilidad se pueden realizar estimaciones más fiables de la producción energética del parque.

En la figura 12 se muestran las velocidades medias mensuales en el emplazamiento seleccionado. Se puede apreciar en primer lugar como las velocidades medias del viento son superiores a 150 metros de altura, y en segundo lugar se puede apreciar que la variabilidad mensual de la velocidad del viento no es excesivamente alta, por lo que se considera que el emplazamiento tiene un recurso eólico estable, algo realmente importante para el devenir del parque eólico.

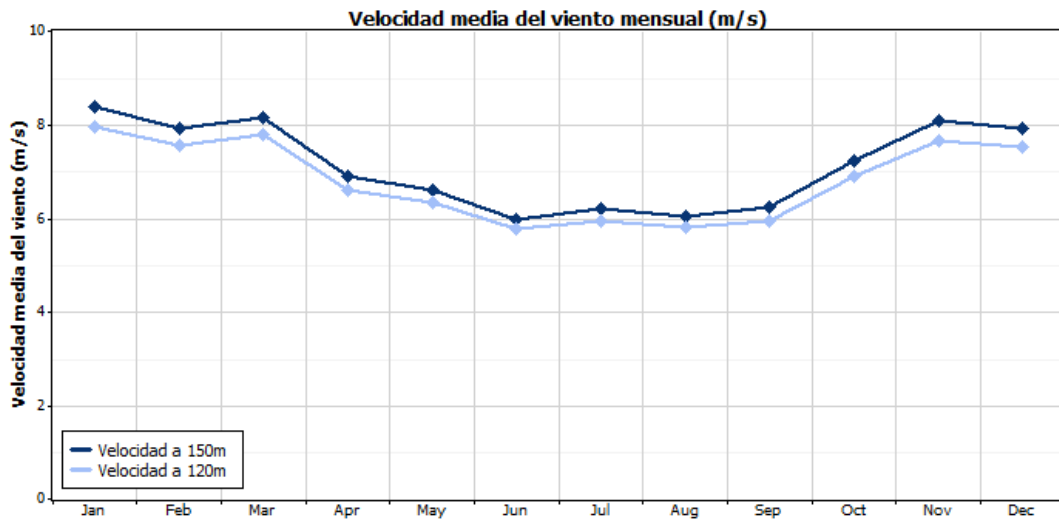
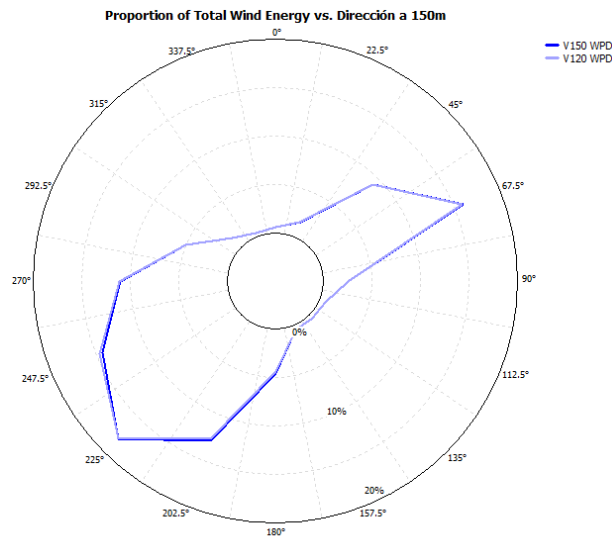


Figura 12: Velocidad media mensual del viento a 120 y 150 metros de altura, Windographer.

## 4.2 DISPOSICIÓN AEROGENERADORES

A fin de obtener la máxima generación en el emplazamiento, es de gran interés la determinación de la dirección en la que se espera que la contribución energética del recurso eólico es lo más grande posible, a fin de establecer las líneas de aerogeneradores en el emplazamiento de una manera adecuada para obtener la mayor generación posible.

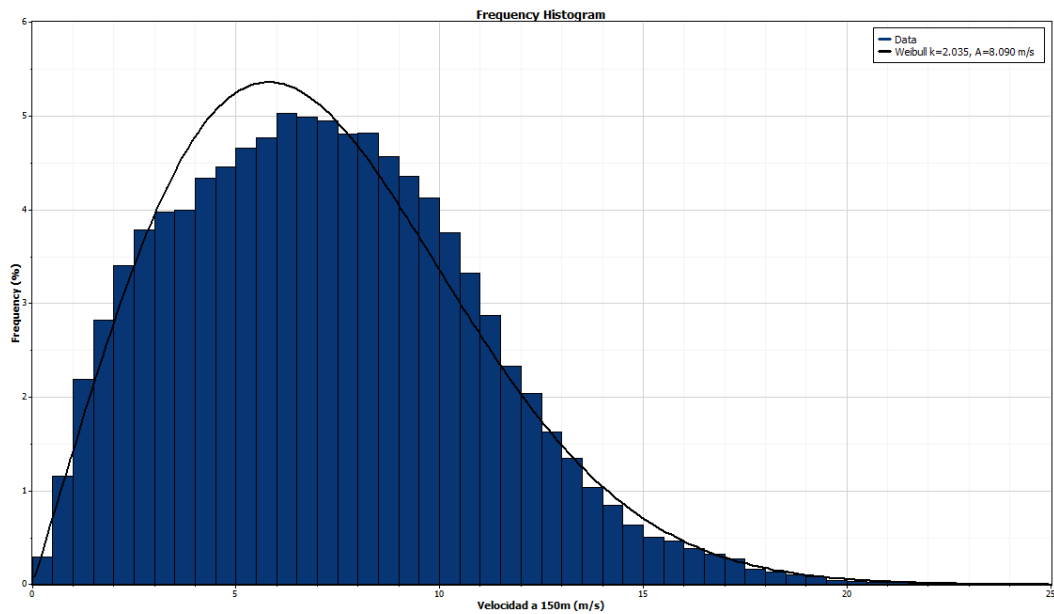
Como se muestra en la Figura 13, la dirección predominante del viento se encuentra entorno a los 225 °, por ello, a fin de obtener la mejor generación posible en el emplazamiento seleccionado se establecen las líneas de aerogeneradores en una dirección perpendicular a la dirección dominante del viento, por lo que estas se establecen sobre el eje 135° - 315°.



*Figura 13: Rosa de Energías del viento en el emplazamiento, Windographer.*

### **4.3 FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL**

Esta función es una distribución estadística que permite mostrar la frecuencia con la que se producen las distintas velocidades del viento en el emplazamiento seleccionado. En la Figura 14, se aprecia que las mayores frecuencias de aparición se encuentran en valores medios de velocidad (distribución desplazada hacia la izquierda), mientras las velocidades muy reducidas o excesivamente elevadas se producen con una menor probabilidad, algo muy a destacar tanto para la estimación de generación del parque eólico como para el diseño y durabilidad de cada uno de los aerogeneradores.



*Figura 14: Distribución de Weibull a 150 metros, Windographer.*

## **Capítulo 5. ANÁLISIS ENERGÉTICO**

En el siguiente capítulo se muestran los resultados relevantes obtenidos mediante la simulación energética del emplazamiento dónde se va a situar el parque eólico, todas ellas realizadas mediante el empleo de WAsP; el análisis completo y detallado se encuentra en el Anexo II del mismo proyecto. Mediante el empleo del siguiente programa se han podido realizar estimaciones más precisas al respecto de la futura generación del parque; ya que para el análisis de la potencia generada por cada uno de los aerogeneradores del parque se han tenido en cuenta los datos de viento proporcionados por la empresa Vortex, la rugosidad y la topografía del territorio del emplazamiento y las curvas de potencia y empuje de los aerogeneradores.

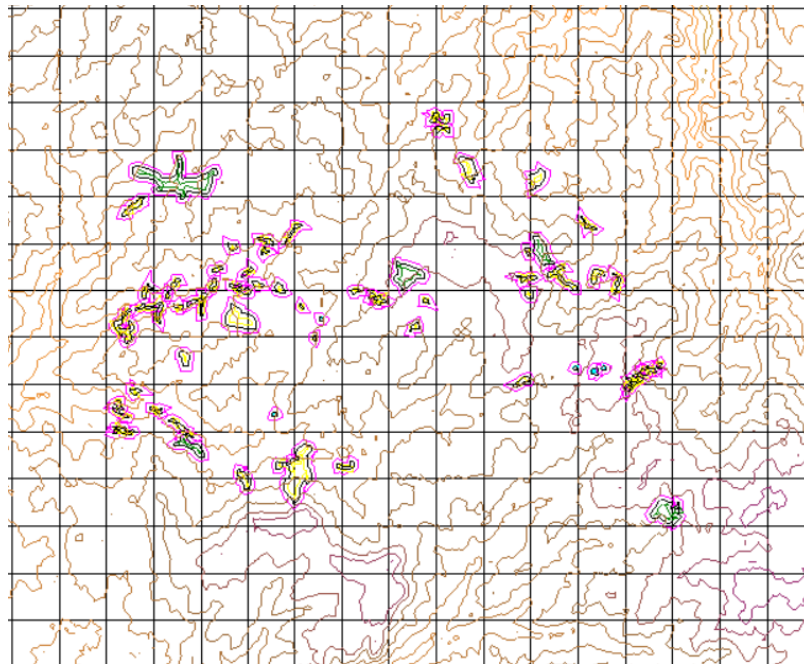
Gracias a las simulaciones realizadas, se ha podido seleccionar que aerogenerador del mercado permite obtener los mejores resultados de generación del parque.

### **5.1 RUGOSIDAD Y TOPOGRAFÍA**

A fin de lograr simular de forma precisa el comportamiento del viento en el emplazamiento seleccionado, se ha digitalizado tanto la topografía como la rugosidad en el terreno seleccionado para establecer el parque eólico. Todo ello empleando el programa WAsP Map Editor, a fin de lograr la simulación realizada posteriormente mediante WAsP se aproxime en cantidad a lo que realmente sucedería en la realidad.

Tal y como se puede apreciar en el mapa de rugosidad y topografía del terreno mostrado en la Figura 16, el emplazamiento está formado por gran cantidad de parcelas agrícolas y caminos rurales; presentando una vegetación muy dispersa que se muestra en forma de árboles o arbustos. Debido a la ausencia de grandes masas de vegetación, solamente se han

representado aquellas agrupaciones de vegetación o masas de agua que realmente pueden llegar a generar cambios en el flujo del viento en el emplazamiento



*Figura 15: Mapa de rugosidad y topografía del emplazamiento, WASP Map Editor.*

## **5.2 SELECCIÓN DE AEROGENERADOR**

Tras la realización de numerosas simulaciones introduciendo distintas curvas de potencia y empuje de diversas clases de aerogeneradores, todas ellas introducidas en WASP mediante el empleo de WASP Turbine Editor; el aerogenerador seleccionado para el parque eólico es el desarrollado por la empresa Siemens Gamesa, concretamente el aerogenerador SG-170, este presenta un diámetro de 170 metros y tiene una potencia nominal de 6,1 MW. El detalle completo de las simulaciones realizadas puede consultarse en el Anexo II de este documento.

Los fabricantes de aerogeneradores proporcionan la información al respecto las curvas de potencia y empuje de los aerogeneradores para diferentes valores de densidad del aire dado a que esta magnitud afecta en cantidad a la generación energética de la máquina; a fin de

lograr que la simulación se ajuste lo máximo posible a la realidad en el emplazamiento seleccionado, se han interpolado linealmente los valores de la curva de potencia del aerogenerador con respecto al valor de la densidad del aire en el emplazamiento seleccionado cuyo valor es de  $1,112 \text{ kg/m}^3$ , el procedimiento de obtención se encuentra detallado en el Anexo II del proyecto. Con ello, la curva de potencia y empuje del aerogenerador seleccionado para el valor de densidad del emplazamiento se muestra en la figura 17.

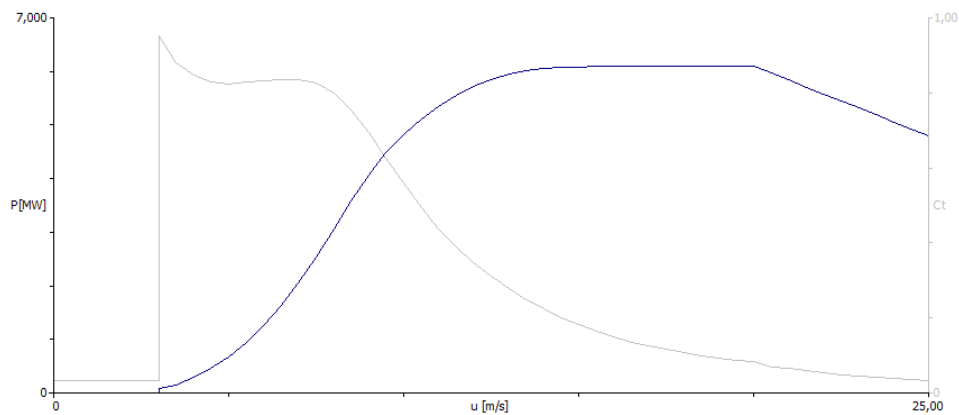


Figura 16: Curva de potencia y empuje del aerogenerador SIEMENS GAMESA 170, WAsP Turbine Editor.

En las simulaciones para cada uno de los tipos de aerogeneradores, junto a los valores de generación energética bruta como la energía neta esperada para cada una de las tecnologías de generación en MWh/año, se mostrarán las pérdidas existentes por efecto estela. En la tabla 2 mostrada a continuación, se muestran los resultados de la simulación realizada para el aerogenerador SG-170 (6,1 MW).

Aerogenerador	Xutm	Yutm	Energía Bruta [MWh/año]	Energía Neta [MWh/año]	Pérdidas Estela [%]
Turbine site 001	744662	4581716	22.630,00	21.423,00	5,33
Turbine site 002	744762	4581121	22.539,00	21.207,00	5,91
Turbine site 003	744843	4580510	22.603,00	21.471,00	5,01
Turbine site 004	744932	4579962	22.859,00	22.102,00	3,31
Turbine site 005	743471	4581920	22.395,00	21.981,00	1,85
Turbine site 006	743562	4581290	22.371,00	21.362,00	4,51
Turbine site 007	743636	4580732	22.433,00	21.290,00	5,1
Turbine site 008	743733	4580022	22.449,00	21.413,00	4,61
<b>Total</b>			<b>180.279,00</b>	<b>172.249,00</b>	<b>4%</b>

*Tabla 2: Simulación generación aerogeneradores SG170 (6,1MW).*

Para el cálculo de la potencia total vertida a la red por el conjunto de los aerogeneradores del parque en MWh / año, se toma el valor de la energía neta producida por el total de los aerogeneradores del parque y se le aplican las pérdidas preestablecidas (Tabla 3) a fin de lograr que el resultado se aproxime lo máximo posible a la realidad.

Se han obtenido unas pérdidas por efecto estela de un 4%, un valor adecuado para lograr una adecuada generación del parque eólico.

Escenarios Pérdidas - Rendimientos	Pérdidas [%]	Rendimientos
Eléctricas	3	0,97
Indisponibilidad O&M	3	0,97
Incumplimientos de Curva de Potencia & Otros	5	0,95
<b>Total</b>		<b>0,89</b>

*Tabla 3: Pérdidas preestablecidas*

Se establece un 3% de pérdidas eléctricas debido a la presencia de gran cantidad de infraestructura eléctrica (transformadores, subestación eléctrica...) entre el punto de generación y el punto de evacuación de la energía generada; un 3% causado por posibles indisponibilidades de operación o mantenimiento del parque y, por último, un 5% correspondiente a la incertidumbre existente en las curvas de potencia y empuje proporcionados por los fabricantes.

Tras la aplicación de las pérdidas preestablecidas, se obtiene que el conjunto de aerogeneradores logra verter a la red 153.965,63 MWh/año. Esta tecnología ha sido seleccionada a consecuencia que mediante su uso se obtienen la mayor cantidad de horas equivalentes a máxima carga, obteniéndose un total de 3.155,03 horas y un factor de carga de un 36,02%.

<b>Producción Bruta [MWh/año]</b>	<b>180.279,00</b>
<b>Producción Neta [MWh/año]</b>	<b>172.249,00</b>
<b>Producción a Red [MWh/año]</b>	<b>153.965,63</b>
<b>Horas Equivalentes [h]</b>	<b>3.155,03</b>
<b>Factor de capacidad</b>	<b>36,02</b>

*Tabla 4: Resumen generación aerogeneradores SG170 (6,1 MW)*

## Capítulo 6. AEROGENERADOR SG-170

Como resultado de la simulación de la comparación de generación de cada uno de los tipos de aerogeneradores disponibles mostrado con detalle en el Anexo II del proyecto, el aerogenerador que se instalará en el emplazamiento es el desarrollado por la compañía hispano-alemana Siemens Gamesa, concretamente el SG-170. Este aerogenerador está disponible en el mercado desde el año 2021, cuenta con un rotor de un diámetro de 170 metros, una potencia nominal unitaria de 6,1 MW y permite la posibilidad de establecer la altura de buje a 150 metros de altura, factor a destacar ya que como se comprueba en el Anexo I, es la altura óptima para el adecuado aprovechamiento del recurso eólico disponible.



*Figura 17: Aerogenerador SG-170.*

El aerogenerador cuenta con tres palas de una longitud de 83,3 metros de longitud, estas corresponden al modelo LM 83.3 [12], son fabricadas mediante materiales compuestos de plástico reforzado con fibra de vidrio, incorporando refuerzos de fibra de carbono pultruida, núcleos de madera de balsa y espuma estructural, a fin de lograr obtener una máxima

resistividad de las palas junto al menor peso posible de estas; mediante las 3 palas con las que cuenta en total, el aerogenerador barre un área total de  $22.697 \text{ m}^2$ .

La torre del aerogenerador a fin de asegurar una máxima resistencia frente a posibles rachas de viento extraordinarias puede estar fabricada en acero tubular o mediante una mezcla de acero y hormigón. A fin de asegurar una adecuada eficiencia, el aerogenerador cuenta con un sistema de control pitch variable, a fin de controlar al giro de las palas del aerogenerador para lograr una máxima generación en cada momento [1].

<b>Fabricante</b>	Siemens Gamesa Renewable Energy
<b>Modelo</b>	SG-170
<b>Potencia nominal</b>	6,1 MW
<b>Diámetro del rotor</b>	170 m
<b>Área barrida</b>	$22.697 \text{ m}^2$
<b>Número de palas</b>	3
<b>Longitud de pala</b>	83,3 m
<b>Altura de buje</b>	150 m
<b>Velocidad de conexión</b>	3 m/s
<b>Velocidad de parada</b>	25 m/s
<b>Clase IEC</b>	IIIA / IIIB
<b>Tipo de generador</b>	DFIG
<b>Reductora</b>	Planetaria/Helicoidal (1:126)
<b>Sistema de control</b>	Pitch variable y velocidad variable
<b>Tipo de torre</b>	Tubular de acero o híbrida

*Tabla 5: Características aerogenerador SG-170 [12]*

El aerogenerador cuenta con una reductora formada por engranajes helicoidales, permitiendo obtener una relación de transmisión 1:126.

## **Capítulo 7. OBRA CIVIL**

En el siguiente capítulo del proyecto se describen los principales elementos de obra civil necesarios para la adecuada implementación de los aerogeneradores y para garantizar la adecuada construcción, operación y mantenimiento del parque eólico.

En primer lugar, se establece la cimentación adecuada de cada uno de los aerogeneradores del proyecto, elemento indispensable para asegurar tanto la vida útil de 25 años esperada del parque eólico como el adecuado funcionamiento del parque eólico. A su vez, se determinan las diversas plataformas de montaje establecidas por Siemens Gamesa para la adecuada instalación del aerogenerador, junto a la red de viales internos y externos disponibles o en construcción para asegurar el adecuado funcionamiento y operación del parque eólico.

A su vez, se muestran cada una de las infraestructuras auxiliares indispensables para el parque eólico como el edificio de control en el que se dan lugar cada una de las labores de supervisión, control y seguridad del parque eólico. Cabe a destacar el desarrollo de cada una de las zanjas eléctricas por las que circulará la red de media tensión del parque eólico. Por último, se diseñará la subestación elevadora 30 kV/ 220 kV indispensable para lograr verter la generación del parque eólico a la red española. Cada una de estas obras se van a llevar a cabo respetando las normativas ambientales vigentes, concretamente la Ley 21/2013 [13], de Evaluación Ambiental y la Ley 42/2007 [14], del Patrimonio Natural y de Biodiversidad.

### ***7.1 CIMENTACIÓN DE LOS AEROGENERADORES***

La cimentación de los aerogeneradores constituye uno de los elementos estructurales más importantes del parque eólico, ya que esta es encargada de la transmisión de las distintas cargas generadas por el peso del propio aerogenerador al terreno. El diseño de la cimentación es fundamental a fin de asegurar la estabilidad y durabilidad de cada uno de los aerogeneradores frente a cualquier meteorología adversa.

La cimentación del aerogenerador es de sección circular y cuenta con un diámetro de 20 metros y 2 metros de profundidad [1]; esta cimentación a fin de asegurar con firmeza cada uno de los aerogeneradores, será de hormigón armado.

## ***7.2 PLATAFORMAS DE MONTAJE***

A fin de alojar temporalmente cada uno de los componentes y la maquinaria necesaria para la construcción de cada uno de los aerogeneradores se construyen este tipo de plataformas junto a la cimentación de cada aerogenerador del parque.

La plataforma tiene una sección rectangular y cuenta con unas dimensiones preestablecidas por el fabricante del aerogenerador, un valor de superficie habitual empleado para este tipo de plataformas es  $40 \times 50 \text{ m}^2$ .

Con el objetivo de lograr que la plataforma drene adecuadamente en caso de precipitaciones, se diseñan las plataformas con unas pequeñas pendientes, normalmente en torno al 2% de pendiente.

## ***7.3 EDIFICIO DE CONTROL***

El edificio de control estará conformado por varios habitáculos destinados a garantizar el adecuado control, mantenimiento y operación del parque eólico. En primer lugar, se dispone de un espacio destinado al personal de operación en el que se encuentran vestuarios y aseos destinados para el uso de ellos; en segundo lugar, se encuentra un almacén de repuestos de tamaño mediano, a fin de establecer un mantenimiento preventivo de la maquinaria fundamental del parque. Asimismo, se encuentra una sala de control y operación en la que los operarios de control del parque controlan la generación y el funcionamiento de los aerogeneradores del parque eólico. Por último, en el edificio se encuentran las salas de media tensión, a la que llegan cada uno de los circuitos procedentes de los aerogeneradores del parque.

El edificio contará con 3 metros de altura y dispondrá de unas dimensiones de 18 x 11  $m^2$  en planta, a su vez estará construido empleado para ello materiales prefabricados, con el fin de abaratar costes del proyecto y reducir al máximo el impacto sobre el medio ambiente durante la construcción del parque.

## **7.4 VIALES**

En el siguiente apartado se analizan las distintas vías de acceso al parque eólico, tanto aquellas que son existentes como aquellas que se deberán de construir, con el objetivo de garantizar el transporte de la maquinaria necesaria para la adecuada construcción del parque eólico.

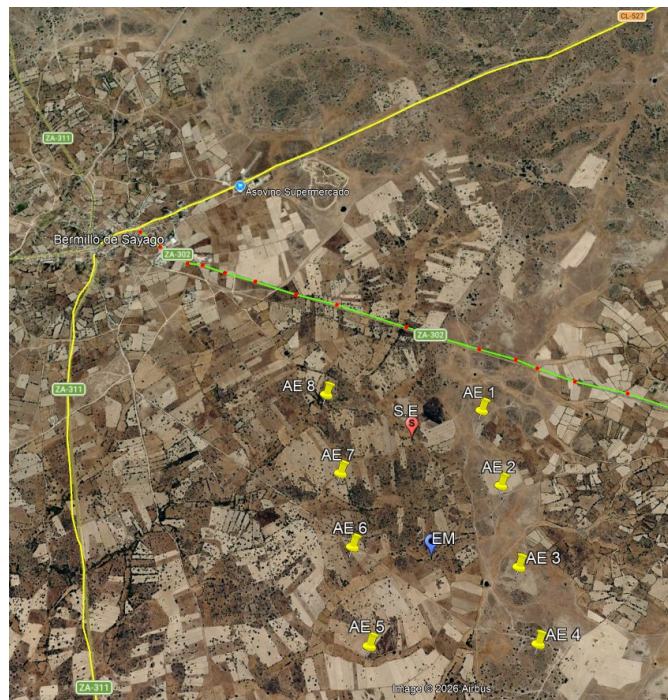
### **7.4.1 VIALES DE ACCESO**

El emplazamiento seleccionado para albergar el parque eólico se encuentra rodeado de varias posibles vías de acceso ya existentes, estas mismas facilitarán al llegada del personal de operación y mantenimiento como la maquinaria necesaria para la adecuada construcción del parque eólico diseñado.

Concretamente, el emplazamiento se encuentra próximo a la carretera autonómica CL-527 y a las carreteras provinciales ZA-302 y ZA-311. A fin de optimizar la infraestructura viaria del parque eólico, como se justifica posteriormente, solamente se ha habilitado el acceso de maquinaria al emplazamiento desde la carretera ZA-302 (vía dispuesta de color verde en la Figura 18), la cual cuenta con un ancho de 7 metros y una pendiente inferior a 10% de pendiente en todos los tramos; lo que permitirá el acceso adecuado de cada uno de los elementos de grandes dimensiones de los aerogeneradores del parque eólico.

Sin embargo, tanto la carretera ZA-311 como la CL-327 (viales dispuestos en color amarillo en Figura 18) serán de gran utilidad para el transporte de personal de operación y mantenimiento del parque y maquinaria de dimensiones inferiores a las existentes en cada uno de los componentes de los aerogeneradores, ya que a pesar de contar con una anchura y pendiente adecuada (entorno a 7 metros de ancho y pendiente inferior al 10%) para el

transporte de maquinaria de grandes dimensiones su utilización como acceso principal de transporte de componentes del parque de gran tamaño se descarta ya que obligaría a atravesar el núcleo urbano de Bermillo de Sayago para acceder al emplazamiento; en el interior del núcleo urbano se destaca la presencia de calles estrechas y radios de giro de pequeñas dimensiones causado por las viviendas de la localidad.



*Figura 18: Viales de acceso al parque eólico, Google Earth.*

## **7.4.2 VIALES INTERNOS**

Se esperan la construcción de aproximadamente 7 km viales internos, cuya distribución se muestra en la Figura 19. Cada uno de los viales mostrados corresponden a una representación preliminar ya que a fin de asegurar el adecuado transporte de cada uno de los componentes de grandes dimensiones del parque eólico se deberá de asegurar un ancho mínimo de 6 metros, radios de curvatura de 60 metros en los distintos cambios de dirección más relevantes y pendientes inferiores al 10%, en cada uno de los viales interiores del parque.

A fin de asegurar que cada uno de los viales internos del parque tenga una suficiente resistencia, estabilidad y capacidad de soportar pesos elevados, cada vial contará con una subbase granula de espesor 25 cm debidamente compactada y con una capa superior de zahorra artificial compactada del mismo espesor. A su vez, cada vial dispondrá de una cuneta de drenaje sin revestir a fin de evitar inundaciones.

Se han realizado dos accesos a la carretera ZA-302, proporcionando una mayor flexibilidad de operación durante las fases de construcción, mantenimiento y operación del parque eólico. Del mismo modo, las distintas filas de aerogeneradores han sido interconectadas entre sí, permitiendo la circulación entre aerogeneradores sin salir del recinto. Por último, ambos accesos al emplazamiento están conectados con la estación meteorológica y la subestación eléctrica del parque.



*Figura 19: Viales internos del parque eólico, Google Earth.*

## **7.5 ZANJAS ELÉCTRICAS**

Cada una de las zanjas del emplazamiento contiene los cables de media tensión, los cuales transportan la generación en media tensión de cada uno de los aerogeneradores del parque eólico, cables de fibra óptica empleados para transmitir comunicaciones y cables de cobre de puesta a tierra [1].

Sera necesario el empleo de dos tipos de zanjas para la adecuada conexión de los cables de media tensión del parque eólico. A consecuencia de la existencia de un único punto a la subestación, en el tramo previo a la conexión, será necesario el empleo de una zanja que permita albergar 3 ternas trifásicas; por otro lado, en los puntos previos a la unión de cada una de las ternas de los circuitos del parque, se empleará una zanja que permita albergar únicamente una sola terna trifásica.

En el fondo de cada una de las zanjas con una única terna trifásica se encuentra el cable de puesta a tierra, este mismo rodeado por una capa de tierra vegetal. Sobre una capa de arena arcillosa se encuentra la terna trifásica del parque y el cable de fibra óptica del parque.

Los conductores quedan protegidos por una capa de arena arcillosa a fin de asegurar su correcto funcionamiento, posteriormente sobre esta capa se dispone una plancha de señalización de PVC y una banda de advertencia, a fin de lograr facilitar la identificación de la presencia de cables eléctricos en el terreno.

En la zanja que permite albergar tres ternas trifásicas, cada de las ternas, el cable de fibra óptica y la puesta a tierra de la zanja se encuentran rodeados de una capa de hormigón en masa; posteriormente a esta capa, se encuentra una capa de tierra compactada, entre la que se encuentra una cinta de señalización de plástico, a fin de proteger los cables de media tensión. [1]

## **Capítulo 8. INSTALACIONES ELÉCTRICAS**

En el siguiente apartado del proyecto se analizan cada uno de los elementos que permiten la transformación, el transporte y la evacuación de la energía eléctrica producida desde cada uno de los aerogeneradores hasta lograr llegar a la subestación de Santiz 220 kV, propiedad de Red Eléctrica, punto previsto de conexión del parque eólico a la red de transporte.

### **8.1 BAJA TENSIÓN**

El aerogenerador SG-170 genera a baja tensión, concretamente a 690 V, a fin de conectar la generación a la red del parque es necesario que esta sea transformada a media tensión mediante el empleo de un centro de transformación situado en la propia góndola del aerogenerador situada a 150 metros de altura, hecho que ayuda en cantidad a reducir las pérdidas de energía.

El transformador trabaja con la relación de transformación 30 kV/ 0,69 kV, a consecuencia de que cada uno de los aerogeneradores cuenta con una potencia nominal de 6,1 MW, el transformador situado con la góndola cuenta con una potencia de 6,78 MVA (valor obtenido estableciendo el factor de potencia de un valor de 0,9); a su vez, el transformador se empleará un grupo de conexión Dyn11 y cuenta con una refrigeración mediante el empleo de un dieléctrico líquido. [15]

### **8.2 MEDIA TENSIÓN**

Una vez elevada la tensión a 30 kV en cada aerogenerador, la energía eléctrica es transportada desde cada uno de los aerogeneradores a la subestación del parque. Esta red de media tensión a 30kV, conecta cada uno de los aerogeneradores y permite la agrupación de la energía para posteriormente ser transformada a alta tensión.

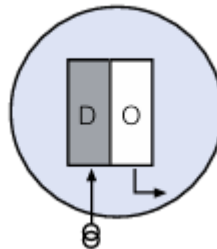
### 8.2.1 CELDAS /CABINAS DE MEDIA TENSIÓN

Hace referencia a la aparameta situada a los pies de cada uno de los aerogeneradores, estas son conectadas posteriormente al transformador de baja tensión del propio aerogenerador a fin de proteger el lado de media tensión del aerogenerador en caso de que exista un problema en la generación de alguno de los aerogeneradores del parque eólico. [1]

Están diseñadas para soportar intensidades nominales y de cortocircuito en media tensión, a fin de actuar como protección frente sobreintensidades, cortocircuitos y faltas a tierra. Emplean como método de aislamiento SF6. [15]

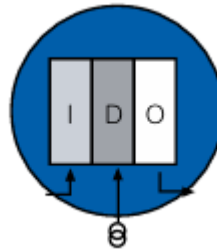
Según la posición del aerogenerador y de cómo estén unidos entre si cada uno de los aerogeneradores del parque podemos apreciar la existencia de distintos tipos de celdas [1]:

- **0L+1P** → propio de una posición inicial de línea de generación, cuenta con una celda de remonte o salida a línea y una celda de protección.



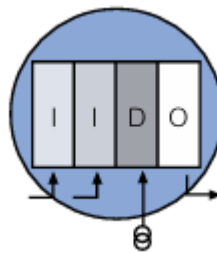
*Figura 20: Cabina 0L+1P.[16]*

- **0L+1L+1P** → se emplea en posiciones intermedias entre dos aerogeneradores de una línea de generación, cuenta con una celda de remonte, una celda de línea y una celda de protección.



*Figura 21: Cabina 0L+1L+1P.[16]*

- **0L+2L+1P→** se usa en posiciones intermedias entre más de dos aerogeneradores de una línea de generación, corresponde a la existencia de dos celdas de línea, una celda de remonte y una celda de protección.



*Figura 22: Cabina 0L+2L+1P.[16]*

Tomando la disposición de los aerogeneradores del parque eólico, las celdas correspondientes a cada uno de los aerogeneradores están mostradas en la tabla 6.

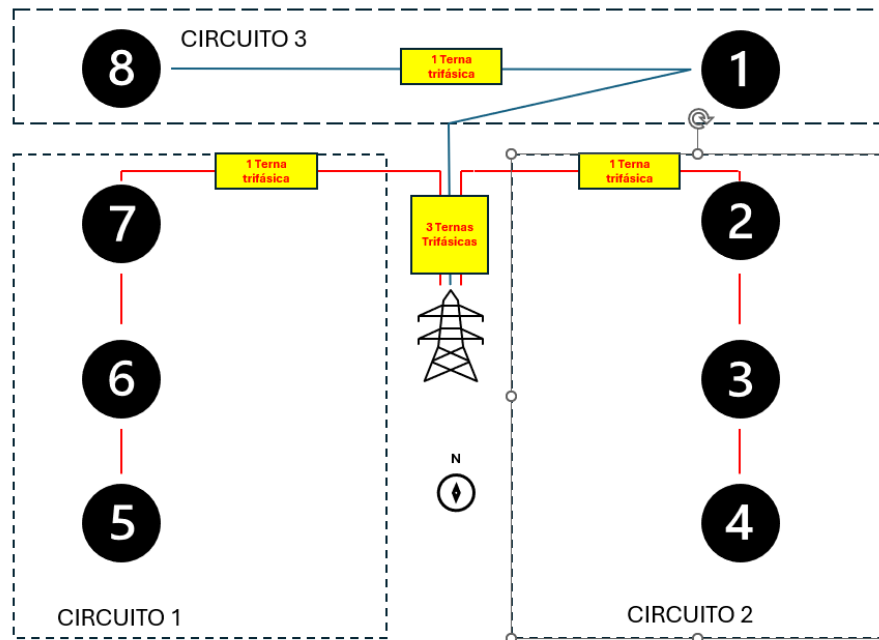
<b>AE 1</b>	<b>0L+1L+1P</b>
<b>AE 2</b>	<b>0L+1L+1P</b>
<b>AE 3</b>	<b>0L+1L+1P</b>
<b>AE 4</b>	<b>0L+1P</b>
<b>AE 5</b>	<b>0L+1P</b>
<b>AE 6</b>	<b>0L+1L+1P</b>
<b>AE 7</b>	<b>0L+1L+1P</b>
<b>AE 8</b>	<b>0L+1P</b>

*Tabla 6: Celdas de media tensión para cada uno de los aerogeneradores del parque.*

### **8.2.2 RED DE MEDIA TENSIÓN**

Con el objetivo de interconectar cada uno de los aerogeneradores del parque eólico con la subestación elevadora, se han conectado los distintos aerogeneradores del parque empleando para ello tres circuitos distintos.

El circuito 1 se encuentra situado al oeste de la subestación y abarca a los aerogeneradores AE 7, AE 6 y AE 5; el circuito 2 se encuentra situado al este de la subestación y conecta a los aerogeneradores AE 2, AE 3 y AE 4; por último, el circuito 3 conecta a los aerogeneradores AE 8 y AE 1 y se encuentra al norte de la subestación.



*Figura 23: Esquema disposición circuitos del parque eólico.*

### **8.2.2.1 Sección cables de media tensión**

Según como se muestra en el Anexo III del mismo documento, se ha analizado el valor de la intensidad máxima admisible en el punto más desfavorable de la distribución de circuitos empleada en el parque; concretamente, el punto de interconexión de cada uno de los circuitos (cada uno con una terna trifásica) con la subestación, momento en el que en una misma zanja se encontrarán tres ternas trifásicas. Las características de las distintas zanjas empleadas para el parque eólico se han mostrado anteriormente en apartados anteriores.

A consecuencia de las condiciones existentes en el emplazamiento seleccionado, se han aplicado los siguientes coeficientes de corrección (justificados en el Anexo III) a los valores de intensidad esperados en cada uno de los circuitos establecidos.

Factores de corrección	Temperatura	Resistividad	Ternas	Profundidad zanjas	TOTAL
	1,074	1,18	0,74	1	0,94

*Tabla 7: Factores de corrección de cada uno de los circuitos.*

Mediante el empleo de los factores de corrección obtenidos, será necesario el empleo de cables de aluminio cubiertos de XLPE para soportar las intensidades máximas admisibles, ambos factores mostrados en la tabla mostrada a continuación.

	Intensidad máxima admisible (A)	Sección esperada ( $mm^2$ )
<b>CIRCUITO 1</b>	416,3 A	400
<b>CIRCUITO 2</b>		
<b>CIRCUITO 3</b>	277,53 A	185

*Tabla 8: Intensidades máximas esperadas y sección esperadas.*

La justificación y los distintos procesos empleados para la obtención de los datos mostrados en la Tabla 8 se muestran en su totalidad en el Anexo III del trabajo.

### **8.3 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA**

Como subestación del parque eólico se ha establecido una subestación de tipo AIS (“Air Insulated Switchgear”); en este tipo de subestación tanto la aparamenta como los embarrados se instalan en la subestación aprovechando el aire como medio aislante entre conductores desnudos. [17]

Es a destacar que el empleo de una subestación GIS (“Gas Insulated Switchgear”), tipo de subestación que emplea el gas SF<sub>6</sub> como medio aislante entre conductores, hubiera permitido la obtención de una subestación de menores dimensiones; por otro lado, la subestación AIS es económicamente más asequible, por lo que se emplea este tipo a fin de asegurar una rentabilidad en el proyecto.

Como se ha comentado en los apartados anteriores, tras el aumento de tensión producido en la góndola de los aerogeneradores, la generación llega a la subestación a 30kV a fin de ser elevada a 220 kV y lograr la conexión con la subestación de Santiz de 220 kV, propiedad de Red Eléctrica[18].

Por ello, se instalará una subestación intemperie en la que cada uno de los distintos eléctricos de la subestación se encontrarán en sus cimentaciones de hormigón armado conforme a las especificaciones técnicas establecidas por cada uno de los fabricantes de los equipos de la subestación.

### **8.3.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA**

El transformador de potencia es un elemento indispensable para lograr transmitir la generación del parque eólico, ya que permiten adaptar el nivel de tensión de la energía generada, la cual se encuentra a 30 kV, a la tensión de 220 kV correspondiente a la subestación de Santiz.

A su vez, el transformador debe de ser capaz de transmitir la totalidad de la potencia generada por 8 aerogeneradores con una potencia nominal unitaria de 6,1 MW y un factor de potencia establecido de 0,9; por ello, el transformador deberá de contar una potencia mínima de 54,2 MVA, por ello, se empleará un transformador con una potencia de 55 MVA.

El transformador seleccionado contará con un grupo de conexión YNd11 y con una refrigeración en baño de aceite (ONAN/ONAF). [17]

### **8.3.2 SECCIONADORES**

Cada uno de los seccionadores de la instalación se emplean para aislar el circuito de forma visible, a fin de realizar algún tipo de trabajo sobre la línea o mantenimiento de la subestación; debe de maniobrar en vacío a diferencia de los interruptores, ya que no son capaces de cortar ni conectar cargas de ningún tipo. En la subestación del parque eólico se empleará un seccionador de tres columnas de doble corte cuyas características se muestran en la siguiente tabla.

<b>Tensión nominal</b>	<b>36 kV</b>
<b>Intensidad</b>	<b>1250 - 2000 A</b>
<b>Norma aplicable</b>	<b>IEC 62271-102</b>

*Tabla 9: Características seccionador a emplear.[19]*

### 8.3.3 INTERRUPTOR

Los interruptores son uno de los elementos más importantes de la subestación eléctrica ya que permiten maniobrar y soportar intensidades nominales, sobreintensidades y cortocircuitos durante un tiempo determinado. Se empleará un interruptor automático que emplea como medio de corte SF<sub>6</sub>, cuyas características a destacar se muestran en la siguiente tabla.

<b>Tensión Nominal</b>	<b>36 kV</b>
<b>Intensidad Nominal</b>	<b>1250 A</b>
<b>Poder de corte</b>	<b>25 kA</b>
<b>Resistencia mecánica</b>	<b>&gt; 10000 operaciones</b>
<b>Normativas aplicables</b>	<b>IEC 60947-2</b>

*Tabla 10:Características interruptor automático de la subestación.[20]*

### 8.3.4 PARARRAYOS

Son dispositivos empleados para limitar las sobretensiones peligrosas a unos valores conocidos y controlados, a fin de proteger el resto de la aparamenta de la subestación, se conectan de fase a tierra, y frente a una sobretensión circula por ellos la sobreintensidad asociada. Para la protección de los elementos de la subestación se emplearán los más habituales compuestos por óxido de zinc (ZnO).[17]

### 8.3.5 TRANSFORMADORES DE PROTECCIÓN

Tanto los transformadores de intensidad como de tensión empleados en la subestación del parque eólico son equipos que están destinados a ser empleados para adaptar las condiciones de tensión y de intensidad a los distintos relés de protección empleados en la subestación.

Estos aparatos deben de contar con la precisión adecuada para proteger adecuadamente cada uno de los elementos de la subestación.

### 8.3.5.1 Transformadores de tensión

Se plantea el empleo de un transformador de tensión con las siguientes propiedades:

<b>Tensión nominal</b>	<b>36 kV</b>
<b>Relación de transformación</b>	<b><math>30/\sqrt{3}</math> kV</b>
	<b><math>110/\sqrt{3}</math> V</b>
<b>Clase</b>	<b>3P</b>

*Tabla 11: Propiedades transformador de tensión de protección.[21]*

### 8.3.5.2 Transformadores de intensidad

A fin de asegurar un correcto funcionamiento del transformador de intensidad, se empleará un transformador de intensidad con las propiedades mostradas a continuación.

<b>Tensión nominal</b>	<b>36 kV</b>
<b>Relación de transformación</b>	<b>500/1 A</b>
<b>Clase</b>	<b>5P20</b>

*Tabla 12: Propiedades transformador de intensidad de protección.[21]*

## 8.3.6 PROTECCIONES

A fin de asegurar los sistemas eléctricos de la subestación frente a cualquier tipo de sobreintensidad, sobretensión o cortocircuito, se emplean una serie de equipos electrónicos denominados protecciones los cuales miden un determinado valor de tensión o intensidad y lo comparan frente a un valor consigna o de referencia preestablecido; si el valor de tensión o intensidad medido se encuentra fuera del rango establecido, el equipo da un orden al interruptor a fin de aislar y proteger el resto de componentes del circuito.[1]

En el sistema del parque eólico se emplearán las siguientes protecciones:

- Protección diferencial (87 T) en el transformador de potencia.[22]
- Protección de sobreintensidad (50/51) en cada una de las líneas de generación de los aerogeneradores.[22]
- Protección direccional de tierra (67 N), a fin de detectar las faltas a tierra en el circuito de generación.[22]

### **8.3.7 SEÑALES DE COMUNICACIÓN**

La comunicación entre cada uno de los aerogeneradores del parque eólico y el centro de control del mismo parque es fundamental a fin de asegurar el correcto funcionamiento de cada uno de los equipos del parque.

A fin de asegurar el adecuado funcionamiento de los sistemas de comunicación se emplearán cables de fibra óptica monomodos en tubos cubiertos los cuales se introducirán en las mismas zanjas donde se encuentran los cables de tensión del parque.

## **8.4 PUESTA A TIERRA**

La puesta a tierra de cada uno de los elementos del sistema eléctrico del parque eólico constituye una de las fases del proyecto más importantes a fin de establecer tanto la seguridad de cada una de las personas que operan en el parque eólico como lograr asegurar una protección de las distintas instalaciones y compatibilidades electromagnéticas.

Para establecer la puesta a tierra de los componentes se emplearán cables de cobre desnudo de una sección de  $95 \text{ mm}^2$ , a fin de poder soportar las posibles intensidades de cortocircuito del parque eólico.

Cada uno de los aerogeneradores del parque está formada por una red de tierras específica constituida por varios anillos concéntricos de cobre, a fin de asegurar cada uno de los aerogeneradores frente a una posible falta, la distribución empleada se muestra en el documento de planos del mismo proyecto [1].

## Capítulo 9. VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO

En el siguiente capítulo se muestran los resultados obtenidos tras la realización de un estudio de viabilidad económica del parque eólico, cada uno de los desarrollos previos necesarios para la obtención de cada uno de los resultados mostrados a continuación, se muestran completamente en el anexo IV del mismo proyecto.

### 9.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES

A fin de lograr obtener un estudio de viabilidad económica de la manera más exhaustiva posible se han tenido en cuenta los parámetros mostrados en la tabla a continuación.

Nombre de proyecto	P.E. BERMILLO DE SAYAGO
Nº de aerogeneradores	8
P. aerogenerador (MW)	6,1
P. parque (MW)	48,8
Energía a la red (MWh/año)	153.965,63
Horas equivalentes (h)	3.155,03
Factor de capacidad (%)	36,02
Fondos propios	20%
Fondos ajenos	80%
Periodo de amortización	25 años
Tasa impositiva sobre beneficios	25%
Impuesto de generación	7%
NOF	7% sobre ingresos
Rentabilidad exigida	9%

*Tabla 13: Parámetros iniciales para el estudio de viabilidad del parque.*

### 9.2 GASTOS DE INVERSIÓN Y DESARROLLO

En este tipo de gastos se incluyen los conocidos como CAPEX (*Capital Expenditure*) y los gastos conocidos como DEVEX (*Development Expenditure*). Los gastos CAPEX son

aqueellos gastos relacionados con aquellas inversiones necesarias para construir y poner adecuadamente en funcionamiento el parque eólico. En el documento de presupuestos se muestra con mayor detenimiento que incluye cada una de las secciones de gasto mostradas en la siguiente tabla que muestra la totalidad de los gastos CAPEX del proyecto.

CAPEX	
<b>Aerogeneradores (k€)</b>	<b>41.480,00</b>
<b>Obra Civil (k€)</b>	<b>7.320,00</b>
<b>Instalaciones Eléctricas BT, FO, Red tierras (k€)</b>	<b>3.904,00</b>
<b>Subestación 30/220 kV (k€)</b>	<b>3.416,00</b>
<b>Línea 220 kV (k€)</b>	<b>4.392,00</b>
<b>TOTAL (k€)</b>	<b>60.512,00</b>

*Tabla 14: CAPEX del proyecto.*

Por otro lado, los gastos DEVEX son aquellos gastos asociados a las inversiones necesarias para la adecuada selección del emplazamiento del parque eólico, análisis del recurso eólico del emplazamiento, estudio de la topografía del terreno seleccionado y todos los costes asociados a la interconexión con la subestación de llegada; estos gastos ascienden a una cantidad de 1.464.000 €.

### **9.3 GASTOS DE OPERACIÓN Y EXPLOTACIÓN**

Se conocen a su vez como OPEX (*Operational Expenditure*), y hacen referencia a todos aquellos gastos relativos a la operación y el mantenimiento del parque eólico. En el documento de presupuestos del mismo proyecto se muestra con detenimiento que muestra cada una de las secciones de gasto. Cada uno de los gastos ha sido sometido a una hipótesis

de crecimiento de un 1,5% anual, los gastos correspondientes al primer año se muestran en la siguiente tabla.

OPEX	AÑO 1
<b>O&amp;M</b>	
<b>Aerogeneradores (k€)</b>	<b>436,98</b>
<b>Alquiler de los terrenos (k€)</b>	<b>72,00</b>
<b>Resto (k€)</b>	<b>300,00</b>
<b>TOTAL (k€)</b>	<b>808,98</b>

*Tabla 15: OPEX del proyecto.*

#### **9.4 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN**

Los ingresos esperados por el parque eólico son una consecuencia de la venta de la energía eléctrica generada en el mercado eléctrico. Como se ha mostrado en apartados anteriores, la generación esperada del parque eólico es de 153.965, 63 MWh/año la cual se venderá a un determinado precio establecido por la OMIE [23]. A fin de estimar los futuros ingresos del parque eólico, se ha tomado como precio de venta de la energía eléctrica un promedio de los precios aritméticos en España de los últimos años, excluyendo del cálculo los precios de la energía correspondientes a años en los que la situación geopolítica internacional a generado un aumento de los precios; obteniendo así un precio medio de 48,35 €/MWh.

<b>AÑO</b>	<b>PRECIO (EUR/MWh)</b>
2007	42,19
2008	64,43
2009	36,96
2010	37,01
2011	49,93
2012	47,23
2013	44,26
2014	42,13
2015	50,32
2016	39,67
2017	52,24
2018	57,29
2019	47,68
2020	33,96
2024	63,03
2025	65,28
<b>Promedio</b>	<b>48,35</b>

*Tabla 16: Precio medio aritmético de la energía eléctrica.[23]*

Para la estimación de los futuros ingresos del parque eólico se ha establecido un crecimiento anual del precio de la energía de un 1,5% durante los 25 años de vida útil esperados en el parque.

## **9.5 INDICADORES DE RENTABILIDAD DEL PARQUE EÓLICO**

En el siguiente apartado se muestran los principales indicadores de rentabilidad del parque eólico, obtenidos a partir de los flujos de caja tanto del proyecto como del accionista durante la vida útil del proyecto. El detalle de cada uno de los flujos empleados para la obtención de los indicadores de rentabilidad, se muestran explicados y mostrados con mayor detenimiento en el anexo IV del mismo proyecto.

### **9.5.1 COSTE PONDERADO DEL CAPITAL**

También conocido como WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), es un indicador que muestra coste de la financiación proveniente de los accionistas. El inversor requerirá una rentabilidad superior al coste de oportunidad de invertir en la opción desechada. Se ha

establecido que la financiación del proyecto está distribuida en un 20% de fondos propios y un 80 % de deuda.

Para el cálculo del coste promedio o ponderado del capital se emplea la siguiente expresión:

$$WACC = \frac{(E * ke) + [D * kd * (1 - t)]}{E + D}$$

*Ecuación 1: Coste promedio o ponderado del capital.[1]*

- D → Valor del mercado de la deuda.
- E → Valor de mercado de las acciones
- ke → rentabilidad exigida de las acciones (preestablecida al 9%).
- kd → coste de la deuda antes de impuestos (rentabilidad exigida a la deuda preestablecida al 6%).
- t → tasa de impuestos sobre beneficios.

Se ha obtenido un WACC de un valor del 5,40%, lo que implica que el porcentaje de los beneficios debe de superar este valor inicial y entra dentro del rango habitual obtenido en los proyectos eólicos en España.

## 9.5.2 VAN

El VAN (Valor Actual Neto) muestra la diferencia existente entre los cobros y pagos actualizados a una tasa de descuentos. El proyecto es rentable si el valor de dicha magnitud es mayor que cero.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Ft}{(1 + k)^t}$$

*Ecuación 2: Valor Actual Neto.[1]*

- Ft → Flujo de caja para cada periodo t.
- I<sub>0</sub> → Inversión inicial.
- n → Número de periodos de tiempo.

- $k \rightarrow$  Tasa de descuento.

El VAN obtenido para el proyecto asciende a un valor de 8.850.230 €, y el obtenido por el accionista tiene un valor de 5.456.480 €; para ambos estos indicadores muestran que los ingresos por explotación del parque eólico esperados superan a las inversiones realizadas.

### 9.5.3 TIR

La TIR (Tasa Interna de Retorno) es el indicador que mide la rentabilidad porcentual anual que genera el proyecto, se define como el tipo de descuento que iguala el valor actual neto de los flujos de caja a cobrar y a pagar; resultando un VAN nulo.[1]

El valor de la Tasa Interna de Retorno tanto del proyecto como de los accionistas han tomado los valores mostrados en la siguiente tabla.

<b>TIR PROYECTO (%)</b>	<b>6,80%</b>
<b>TIR ACCIONISTA (%)</b>	<b>14%</b>

*Figura 24: TIR proyecto y accionista.*

Para ambos casos, la rentabilidad esperada es superior al WACC del proyecto mostrado anteriormente, por lo que se asegura que el proyecto será rentable.

### 9.5.4 PAYBACK

El *PayBack* es un indicador que muestra el periodo de recuperación de la inversión, es decir, es el tiempo hasta que los flujos de caja generados que permiten recuperar el desembolso inicial de la inversión.[1] Se comprueba que el proyecto es viable económicamente ya que el *Payback* esperado para el proyecto como para el accionista es inferior a la vida útil del proyecto.

<b>PAYBACK (PROYECTO)</b>	<b>12,64</b>
<b>PAYBACK (ACCIONISTA)</b>	<b>11,19</b>

*Figura 25: Payback*

## **Capítulo 10. IMPACTO AMBIENTAL Y SOCIAL DEL PARQUE EÓLICO**

En el siguiente capítulo se muestran los impactos ambientales y asociados al parque eólico durante su vida útil. Desde el punto de vista ambiental, la generación eólica permite producir gran cantidad de energía eléctrica sin ningún tipo de emisión directa de gases de efecto invernadero durante la operación del parque eólico, contribuyendo en gran medida a la reducción de emisiones perjudiciales para el planeta y para la sociedad.

Asimismo, la instalación de un parque eólico puede generar gran cantidad de impactos sociales, tanto positivos como negativos. En el siguiente apartado se muestran tanto

### ***10.1 CONTAMINACIÓN EVITADA***

En el siguiente apartado se ha realizado una estimación de la cantidad total de emisiones de  $CO_2$  que el parque situado en Bermillo de Sayago evitará durante su vida útil de 25 años.

Según la AEE (Asociación Empresarial Eólica), las emisiones de  $CO_2$  evitadas a partir de la generación eólica en España anualmente durante el 2024 ascienden a 30,8 millones de toneladas de  $CO_2$ . [24] A su vez, durante ese mismo año Red Eléctrica estima que la generación eólica alcanzó un valor de 60.921 GWh; por lo que se estima que la cantidad de  $CO_2$  evitada de ser emitida a la atmósfera asciende a 505,57  $kgCO_2/MWh$ .

$$\frac{30,8 * 10^6 tCO_2 * 1000 \frac{kg}{t}}{60.921.000 MWh} = 505,57 \frac{kg * CO_2}{MWh}$$

*Ecuación 3: Dióxido de carbono evitado a la atmósfera.*

Como se ha mostrado en apartados anteriores, la producción de energía eléctrica vertida a la red por parte del parque eólico desarrollado asciende a 153.965,63 MWh/año, por lo que

anualmente el parque eólico evitará una emisión a la atmósfera de 77.840,4 toneladas de dióxido de carbono; por consecuencia, durante la totalidad de la vida útil del parque eólico se evitarán 1.946.020,09 toneladas de  $CO_2$  a la atmósfera.

<b>Factor anual (kgCO<sub>2</sub> evitados/MWh)</b>	<b>505,57</b>
<b>Producción a Red (MWh/año)</b>	<b>153.965,63</b>
<b>tCO<sub>2</sub> evitados anualmente</b>	<b>77.840,40</b>
<b>tCO<sub>2</sub> evitados durante vida útil (25 años)</b>	<b>1.946.010,09</b>

*Tabla 17: Estimación contaminación evitada.*

## **10.2 IMPACTO SOCIALES DEL PARQUE EÓLICO**

El establecimiento de un parque eólico genera una gran cantidad de beneficios sociales en la localidad en el que se ubica. En primer lugar, contribuye en la generación de gran cantidad de empleos tanto de forma directa como indirecta en las fases de diseño, construcción, mantenimiento y operación del parque eólico; a fin de reafirmar esto, en la siguiente tabla se muestran los recursos humanos necesarios para la elaboración completa de un parque eólico de 50 MW , según IRENA [25], cuantificados en jornada por persona, Una jornada por persona representa un día de trabajo realizado por persona. A partir de ello, se obtiene el ratio de jornadas laborales por MW y posteriormente el número de jornadas por persona necesarias para el parque eólico del proyecto que consta de 48,8 MW.

FASE	50 MW (jornada-persona)	Ratio (jornada/MW)	48,8 MW (jornada-persona)
<b>Planificación</b>	2.580,00	51,60	2.518,08
<b>Fabricación componentes principales</b>	18.967,00	379,30	18.509,84
<b>Transporte</b>	875,00	17,50	854,00
<b>Instalación y conexión</b>	34.480,00	689,60	33.652,48
<b>Operación y mantenimiento</b>	2.665,00	53,30	2.601,04
<b>Desmantelamiento</b>	8.420,00	168,40	8.217,92

*Tabla 18: Jornadas-Persona por MW instalado.*

Es a destacar que las jornadas-persona no representan el número de trabajadores necesarios para la adecuada construcción e instalación del parque, sino que muestra el volumen de trabajo necesario para ello. Teniendo en cuenta que la planificación del proyecto establece un plazo de construcción de 12 meses, los resultados mostrados en la Tabla 18 muestran que el parque eólico va a generar un efecto positivo sobre el empleo y la economía del territorio.

A su vez, genera una mejora de las infraestructuras locales, tanto eléctricas, a fin de lograr un correcto transporte de generación eólica a la red de transporte española, como en cada una de las infraestructuras viarias de transporte necesarias para el adecuado acceso de la maquinaria necesaria para la construcción de la infraestructura del parque.

Por otro lado, a pesar de generar grandes efectos positivos a la sociedad, puede generar algún impacto social negativo a la población cercana. Entre ellos destaca el ruido producido durante la construcción y explotación de cada uno de los aerogeneradores que constituyen el parque eólico y el impacto visual generado por los propios aerogeneradores. A fin de mitigar estos inconvenientes, se han dispuesto cada uno de los aerogeneradores del parque a una distancia superior a 1 km de los núcleos urbanos más cercanos, por último, se han pintado tanto los aerogeneradores como el edificio de contención con colores neutros a fin de reducir su contraste visual con el paisaje.

En la Figura 26, se ha trazado una circunferencia de un kilómetro de radio entorno a cada núcleo urbano próximo al emplazamiento, con el objetivo de mostrar que cada uno de los aerogeneradores se encuentra situado a una distancia superior a la comentada previamente.



*Figura 26: Distancia aerogeneradores frente núcleos urbanos.*



## Capítulo 12. CONCLUSIONES

El parque eólico se ha establecido en un emplazamiento situado en Bermillo de Sayago, situado en la provincia de Zamora. El parque cuenta con 8 aerogeneradores SG-170 con una potencia nominal de 6,1 MW, por lo que el parque eólico tendrá una potencia instalada de 48,8 MW.



*Figura 27: Parque eólico en Bermillo de Sayago.*

El análisis del recurso eólico muestra que la altura óptima para establecer los bujes de los aerogeneradores es a una altura de 150 metros de altura, ya que a esta altura se espera que la velocidad media del viento sea de 8,3 m/s. Asimismo, tras el análisis energético del recurso eólico en el terreno del parque, se espera que los aerogeneradores del parque funcionen a máxima carga durante 3155,03 horas al año, logrando verter a la red española la cantidad de 153.965,63 MWh/año.

<b>Producción Bruta [MWh/año]</b>	<b>180.279,00</b>
<b>Producción Neta [MWh/año]</b>	<b>172.249,00</b>
<b>Producción a Red [MWh/año]</b>	<b>153.965,63</b>
<b>Horas Equivalentes [h]</b>	<b>3.155,03</b>
<b>Factor de capacidad (%)</b>	<b>36,02</b>

*Tabla 19: Resultados simulación energética del emplazamiento.*

El proyecto pese a contar con una inversión inicial de 61.976.000€, es económicamente rentable gracias a los ingresos recibidos por la venta de energía eléctrica en el mercado eléctrico durante los 25 años de vida útil del proyecto; esto se muestra en los indicadores financieros obtenidos tanto para el proyecto como para el accionista del proyecto mostrado en la Tabla 20.

<b>WACC (%)</b>	<b>5,4%</b>
<b>VAN (kEUR)</b>	<b>8.850,23 €</b>
<b>TIR (%)</b>	<b>6,80%</b>
<b>PAYBACK (PROYECTO) [años]</b>	<b>12,64</b>
<b>VAN ACCIONISTA (kEUR)</b>	<b>5.456,48 €</b>
<b>TIR ACCIONISTA (%)</b>	<b>14%</b>
<b>PAYBACK ACCIONISTA [años]</b>	<b>11,19</b>

*Tabla 20: Resultados estudio viabilidad económica del parque.*

Finalmente, por ello, el parque eólico situado en Bermillo de Sayago es viable técnicamente, económicamente y desde el punto de vista medioambiental.

## Capítulo 13. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Consolación Alonso Alonso, «Documentación docente y recursos complementarios sobre energía eólica.»
- [2] Red Eléctrica, «Planificación vigente | Planificación eléctrica». Accedido: 22 de mayo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.planificacioneolica.es/planificacion-vigente>
- [3] Red Eléctrica, «Evolución demanda | Informes del sistema». Accedido: 22 de mayo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/demanda/evolucion-demanda>
- [4] GWEC (Global Wind Energy Council), «Global Wind Report 2026», Global Wind Energy Council, 2026. [En línea]. Disponible en: C:\Users\domin\Downloads
- [5] Naciones Unidas, «Objetivos y metas de desarrollo sostenible», Desarrollo Sostenible. Accedido: 23 de mayo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-development-goals/>
- [6] Naciones Unidas, «Energía - Desarrollo Sostenible». Accedido: 24 de mayo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>
- [7] Naciones Unidas, «Infraestructura - Desarrollo Sostenible». Accedido: 24 de mayo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/infrastructure/>
- [8] Naciones Unidas, «Ciudades - Desarrollo Sostenible». Accedido: 24 de mayo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/cities/>
- [9] Naciones Unidas, «Cambio climático - Desarrollo Sostenible». Accedido: 24 de mayo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/climate-change-2/>
- [10] Gobierno de España, *Visor cartográfico de la Red de Parque Nacionales y espacios protegidos en España.*
- [11] UL SOLUTIONS, «Windographer | Wind Data Analytics and Visualization Solution | UL Solutions». [En línea]. Disponible en: <https://www.ul.com/software/windographer-wind-data-analytics-and-visualization-solution>
- [12] «Siemens Gamesa SG 6.6-170 - 6,60 MW - Aerogenerador». Accedido: 22 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/2346-siemens-gamesa-sg-6-6-170>
- [13] «BOE-A-2013-12913 Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.» Accedido: 4 de julio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-12913>
- [14] «BOE-A-2007-21490 Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.» Accedido: 4 de julio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-21490>
- [15] Siemens Gamesa, «ProductCustomerDocumentation. SG-170».
- [16] MESA, «Celdas modulares o compactas hasta 38,5 kV», 2021.

- [17] Matías J. Sánchez Mingarro, «CENTRALES y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS».
- [18] Red Eléctrica, «Mapa Transporte Ibérico Español.»
- [19] «SECCIONADORES DE TRES COLUMNAS, DOBLE APERTURA | Lago Electromecánica». Accedido: 28 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://lagoelectromecanica.com/?product=seccionadores-de-tres-columnas-doble-apertura>
- [20] «¿Cuál es la diferencia entre las normas IEC 60898-1 y IEC 60947-2? | Schneider Electric España». Accedido: 28 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.se.com/es/es/faqs/FA376994/>
- [21] M. J. S. Matías J. Sánchez Mingarro, «CENTRALES y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS».
- [22] Luis Rouco Rodríguez, «PROTECCIONES ELÉCTRICAS».
- [23] OMIE, «Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario | OMIE». Accedido: 30 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual>
- [24] AEE, «Estudio Macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España 2024».
- [25] IRENA, «Renewable Energy Benefits. Leveraging local capacity for onshore wind.»



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

**DOCUMENTO I: PLANOS**

Autor: Domingo Echeverría Lorente


Director: Consolación Alonso Alonso

## ÍNDICE





- Plano 1:** Localización parque eólico.
- Plano 2:** Vías de acceso existentes.
- Plano 3:** Disposición de diales y zanjas del parque.
- Plano 4:** Distribución de puestas a tierra.
- Plano 5:** Esquema unifilar de media tensión.
- Plano 6:** Subestación Eléctrica.



SOLID EDGE ACADEMIC COPY

MATERIAL	-	FORMATO	A3	TÍTULO SUPLEMENTARIO	P.E. Bermillo de Sayago
TOLERANCIA	-	NOMBRE		FECHA	5/10/21
DIBUJADO	-	COMPROBADO	-	TÍTULO	LOCALIZACIÓN PARQUE EÓLICO
ESCALA:	S/E	FIRMA	D.E.L	CÓDIGO	-
					



	CL-527
	ZA-302
	ZA-311
	Aerogenerador

Aerogenerador	Coordenadas UTM
AE 1	(744662, 4581716)
AE 2	(744762, 4581121)
AE 3	(744843, 4580510)
AE 4	(744932, 4579962)
AE 5	(743471, 4581920)
AE 6	(743562, 4581290)
AE 7	(743636, 4580022)
AE 8	(743733, 4580022)


MATERIAL		FORMATO	A3	TÍTULO SUPLEMENTARIO	P.E. Bermillo de Sayago
TOLERANCIA		NOMBRE		FECHA	
DIBUJADO		TÍTULO			VÍAS DE ACCESO EXISTENTES
COMPROBADO		ESCALA:	FIRMA		CÓDIGO
		S/E	D.E.L		-

SOLID EDGE ACADEMIC COPY

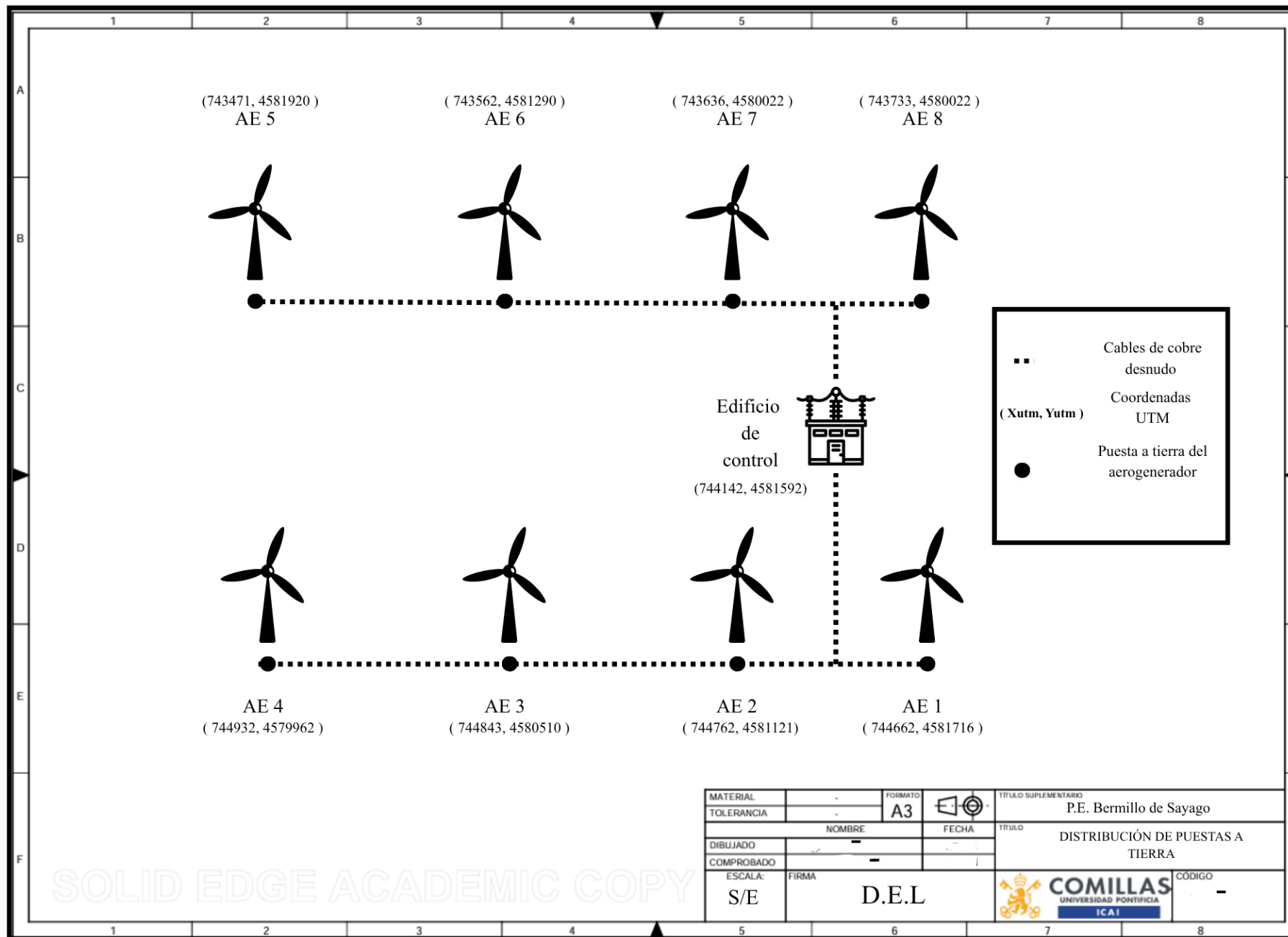


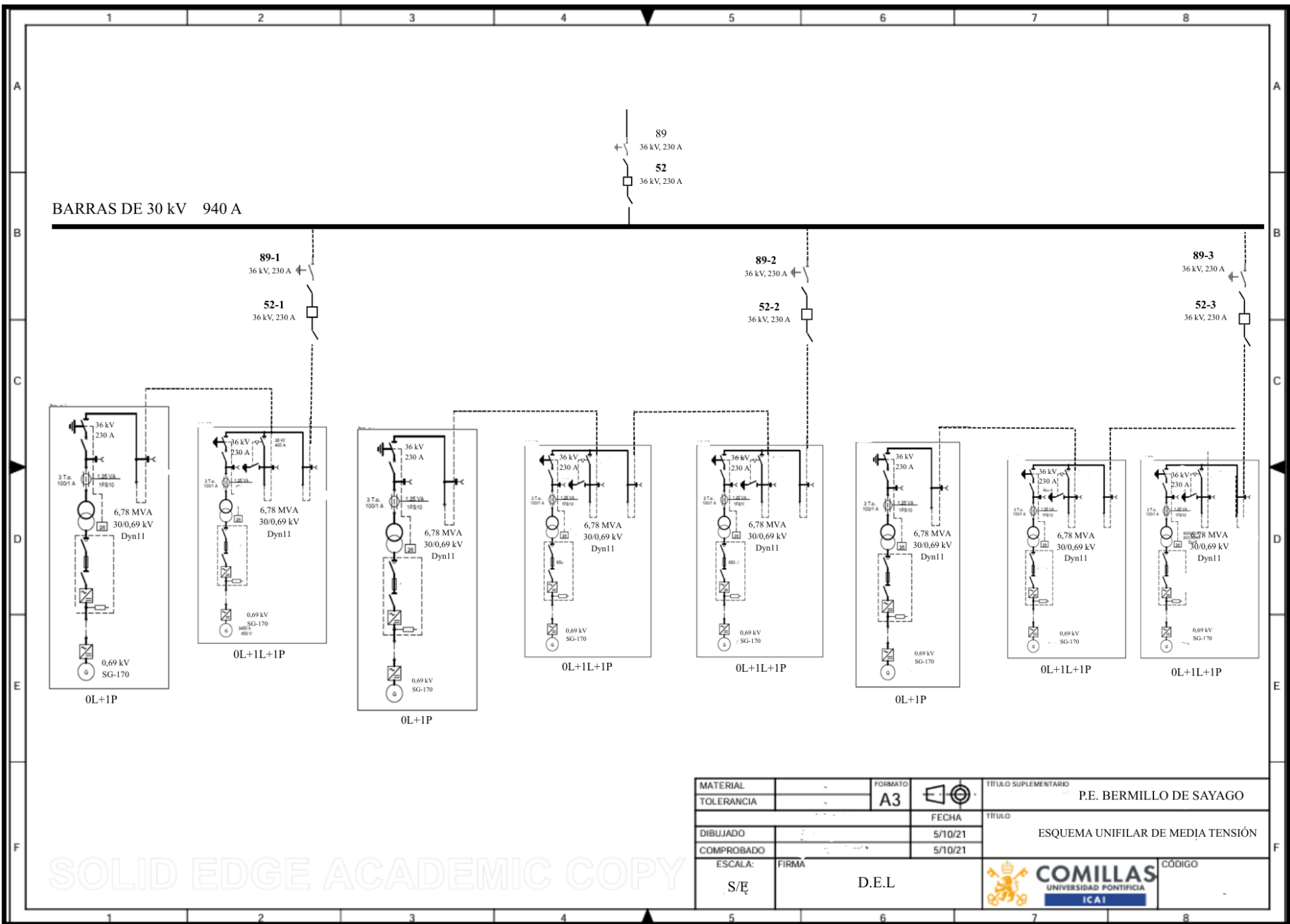
-  Aerogenerador
-  Subestación Eléctrica
-  Estación Meteorológica
-  Zanja eléctrica
-  Viales internos

Aerogenerador	Coordenadas UTM
AE 1	( 744662, 4581716 )
AE 2	( 744762, 4581121 )
AE 3	( 744843, 4580510 )
AE 4	( 744932, 4579962 )
AE 5	( 743471, 4581920 )
AE 6	( 743562, 4581290 )
AE 7	( 743636, 4580022 )
AE 8	( 743733, 4580022 )

MATERIAL	-	FORMATO	A3	TÍTULO SUPLEMENTARIO	P.E. Bermillo de Sayago
TOLERANCIA	-	NOMBRE		FECHA	5/10/21
DIBUJADO	-	COMPROBADO	-	TÍTULO	DISPOSICIÓN DE DIALES Y ZANJAS DEL PARQUE
ESCALA:	S/E	FIRMA	D.E.L	CÓDIGO	-
					

SOLID EDGE ACADEMIC COPY

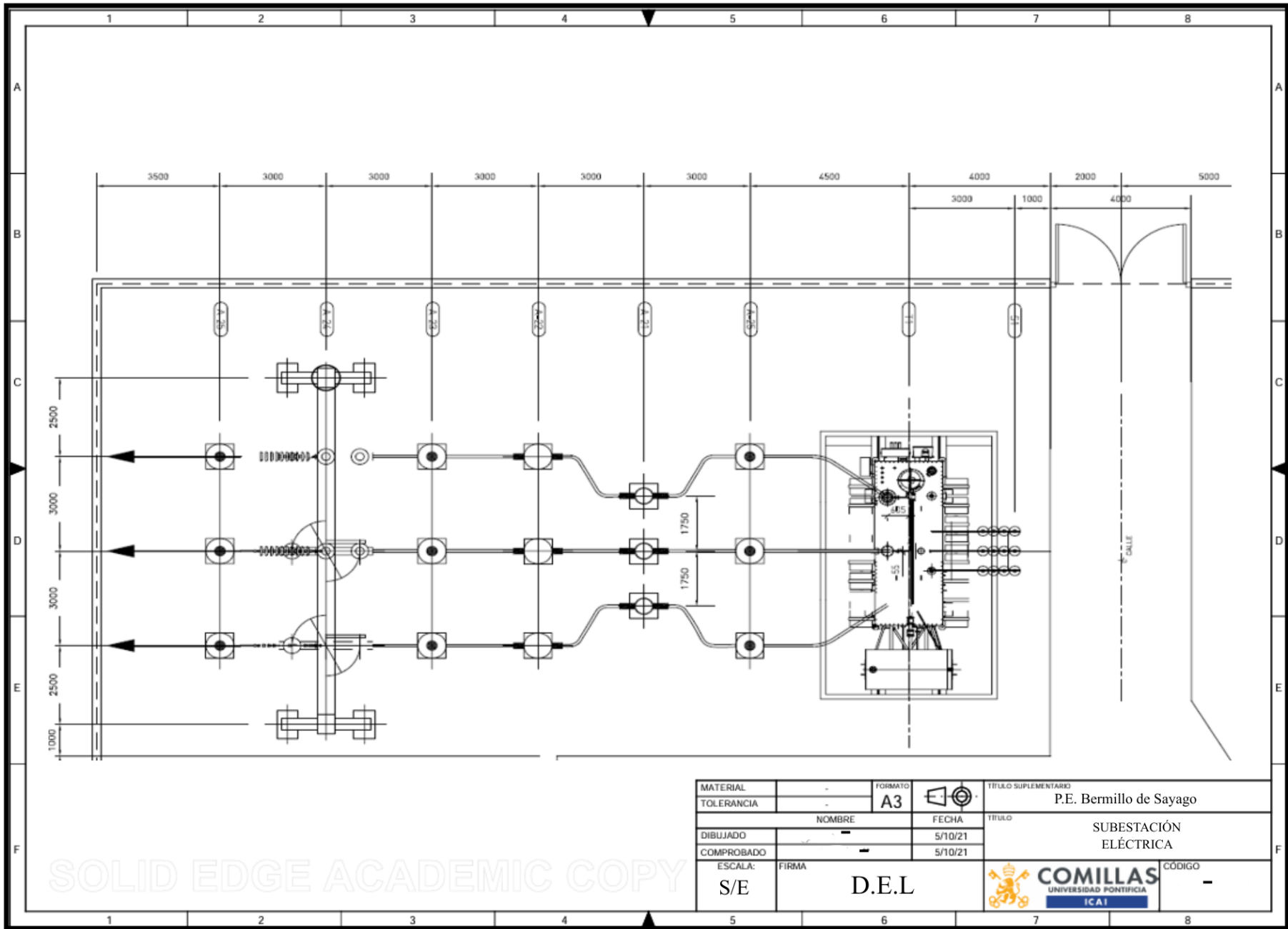




MATERIAL		FORMATO	A3	TÍTULO SUPLEMENTARIO	P.E. BERMILLO DE SAYAGO
TOLERANCIA		FECHA	5/10/21	TÍTULO	ESQUEMA UNIFILAR DE MEDIA TENSIÓN
DIBUJADO		FECHA	5/10/21		
COMPROBADO		FECHA	5/10/21		
ESCALA:	FIRMA	D.E.L		CÓDIGO	
S/Ē					

SOLID EDGE ACADEMIC COPY





MATERIAL	-	FORMATO	A3	TÍTULO SUPLEMENTARIO	P.E. Bermillo de Sayago
TOLERANCIA	-	NOMBRE	-	TÍTULO	SUBSTACIÓN ELÉCTRICA
DIBUJADO	-	FECHA	5/10/21		
COMPROBADO	-	FECHA	5/10/21		
ESCALA:	S/E	FIRMA	D.E.L.	CÓDIGO	-







**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

**DOCUMENTO: PRESUPUESTO**

Autor: Domingo Echeverría Lorente

Director: Consolación Alonso Alonso

## *Índice de la memoria*

<b>Capítulo 1. PRESUPUESTO .....</b>	<b>3</b>
1.1 Gastos de Inversión y Desarrollo .....	3
1.2 Costes de operación y explotación .....	5

## *Índice de tablas*

Tabla 1: CAPEX del proyecto .....	3
Tabla 2: OPEX del proyecto.....	5

## Capítulo 1. PRESUPUESTO

En el siguiente documento se muestran los distintos gastos que se han llevado a cabo para el adecuado desarrollo e instalación del parque eólico.

### *1.1 GASTOS DE INVERSIÓN Y DESARROLLO*

También conocidos como CAPEX (*Capital Expenditure*), hace referencia a todas aquellas inversiones necesarias para construir y poner en funcionamiento adecuadamente el parque eólico. En este apartado se incluyen las distintas inversiones relativas a la adecuada construcción del parque eólico, entre los que destacan la compra de los 8 aerogeneradores SG-170, trabajos de instalación y de obra civil ya comentados anteriormente como la construcción de viales internos, zanjas eléctricas y redes de tierras; por último, se incluyen los gastos relativos a los 21 km de línea a 220 kV necesarios para la adecuada conexión del parque eólico a la red española.

CAPEX	
<b>Aerogeneradores (k€)</b>	<b>41.480,00</b>
<b>Obra Civil (k€)</b>	<b>7.320,00</b>
<b>Instalaciones Eléctricas BT, FO, Red tierras (k€)</b>	<b>3.904,00</b>
<b>Subestación 30/220 kV (k€)</b>	<b>3.416,00</b>
<b>Línea 220 kV (k€)</b>	<b>4.392,00</b>
<b>TOTAL (k€)</b>	<b>60.512,00</b>

*Tabla 1: CAPEX del proyecto*

En cuanto a los gastos de desarrollo, conocidos como DEVEX (*Development Expenditure*), hacen referencia a la totalidad de los gastos necesarios en las fases previas a la construcción del parque eólico. Dentro de esta categoría de gasto se incluyen todos los gastos correspondientes a la viabilidad técnica y ambiental del proyecto, como puede ser el análisis energético del recurso eólico del emplazamiento establecido o los estudios topográficos realizados sobre el terreno a fin de establecer adecuadamente la viabilidad del proyecto; en el proyecto los gastos ascienden a un total de 1.464.000 €

## ***1.2 COSTES DE OPERACIÓN Y EXPLOTACIÓN***

En el siguiente se muestran los gastos relativos a los costes de operación y mantenimiento del parque eólico, también conocido como OPEX (*Operational Expenditure*); en este espacio se incluirán los gastos relativos al alquiler del terreno del emplazamiento, a la operación y mantenimiento de cada uno de los aerogeneradores del parque eólico, obras civiles e instalaciones eléctricas existentes. Cada uno de estos gastos ha sido sometido a una hipótesis de crecimiento anual de los precios de un 1,5%. Los gastos relativos al primer año se muestran a continuación.

OPEX	AÑO 1
<b>O&amp;M</b>	
<b>Aerogeneradores (k€)</b>	<b>436,98</b>
<b>Alquiler de los terrenos (k€)</b>	<b>72,00</b>
<b>Resto (k€)</b>	<b>300,00</b>
<b>TOTAL (k€)</b>	<b>808,98</b>

*Tabla 2: OPEX del proyecto*



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

## GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

### ANEXO I: ESTUDIO DE SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS DE EMPLAZAMIENTO

Autor: Domingo Echeverría Lorente

Director: Consolación Alonso Alonso

## *Índice de la memoria*

<b>Capítulo 1. Objeto</b> .....	<b>6</b>
<b>Capítulo 2. Criterios de Selección</b> .....	<b>7</b>
<b>Capítulo 3. Emplazamiento I</b> .....	<b>9</b>
3.1 Ubicación .....	9
3.2 Recurso Eólico .....	10
3.3 Política medioambiental.....	11
3.4 Conexión eléctrica.....	12
3.5 Características del terreno .....	13
3.6 Estimación de potencia bruta.....	14
3.7 Accesibilidad.....	15
<b>Capítulo 4. Emplazamiento II</b> .....	<b>17</b>
4.1 Ubicación .....	17
4.2 Recurso Eólico .....	17
4.3 Política medioambiental.....	19
4.4 Conexión eléctrica.....	20
4.5 Características del terreno .....	21
4.6 Estimación de potencia bruta.....	21
4.7 Accesibilidad.....	23
<b>Capítulo 5. Emplazamiento III</b> .....	<b>24</b>
5.1 Ubicación .....	24
5.2 Recurso Eólico .....	24
5.3 Política medioambiental .....	26
5.4 Conexión eléctrica.....	27
5.5 Características del terreno .....	28
5.6 Estimación de potencia bruta.....	28
5.7 Accesibilidad.....	30
<b>Capítulo 6. Metodología selección de emplazamiento</b> .....	<b>32</b>

*Capítulo 7. Bibliografía..... 35*

## *Índice de figuras*

Figura 1: Emplazamiento I, Google Earth.....	9
Figura 2: Rosa de frecuencia del viento en el emplazamiento I ,Global Wind Atlas.....	10
Figura 3: Variabilidad mensual de la velocidad del viento en Emplazamiento I, Global Wind Atlas.....	11
Figura 4: Variabilidad anual de la velocidad del viento en Emplazamiento I, Global Wind Atlas.....	11
Figura 5: Visor cartográfico de la Red de Parque Nacionales y espacios protegidos en España para el Emplazamiento I.....	12
Figura 6: Mapa del sistema eléctrico del Emplazamiento I seleccionado, Red Eléctrica. ..	13
Figura 7: Subestación Villalbilla, Google Earth.....	13
Figura 8: Visión lateral del emplazamiento I seleccionado, Google Earth. ....	14
Figura 9: Rosa de energías del viento en el emplazamiento I, Global Wind Atlas. ....	14
Figura 10: Disposición de aerogeneradores en el emplazamiento I, Google Earth.....	15
Figura 11: Carretera BU-627, Google Earth. ....	16
Figura 12: Emplazamiento II. Google Earth. ....	17
Figura 13: Rosa de frecuencia del viento en emplazamiento II, Global Wind Atlas. ....	18
Figura 14: Variabilidad mensual de la velocidad del viento para el Emplazamiento II, Global Wind Atlas.....	18
Figura 15: Variabilidad anual de la velocidad del viento para el Emplazamiento II, Global Wind Atlas.....	19
Figura 16: Visor cartográfico de la Red de Parque Nacionales y espacios protegidos en España para el Emplazamiento II. ....	20
Figura 17: Mapa del sistema eléctrico del Emplazamiento I seleccionado, Red Eléctrica. 20	
Figura 18: Vegetación emplazamiento II, Google Earth.....	21
Figura 19: Rosa de energías del viento en el emplazamiento II, Global Wind Atlas.....	22
Figura 20: Disposición de aerogeneradores en el Emplazamiento II, Google Earth.....	22

---

Figura 21: Carretera A-1204.....	23
Figura 22: Emplazamiento III, Google Earth. ....	24
Figura 23: Rosa de frecuencias de viento para el Emplazamiento III, Global Wind Atlas..	25
Figura 24: Variabilidad mensual de la velocidad del viento para el Emplazamiento III, Global Wind Atlas.....	25
Figura 25: Variabilidad anual de la velocidad del viento para el Emplazamiento III, Global Wind Atlas.....	26
Figura 26: Visor cartográfico de la Red de Parques Nacionales y espacios protegidos en España para el Emplazamiento III.....	26
Figura 27: Mapa del sistema eléctrico del Emplazamiento I seleccionado, Red Eléctrica.	27
Figura 28: Subestación Santiz 220 kV, Google Maps.....	27
Figura 29: Porción de terreno del Emplazamiento III, Google Earth.....	28
Figura 30: Rosa de energías del viento en el Emplazamiento III, Global Wind Atlas.....	29
Figura 31: Disposición de aerogeneradores en el Emplazamiento III, Google Earth .....	30
Figura 32: Carretera provincial ZA-302, Google Earth. ....	31

## *Índice de tablas*

Tabla 1: Criterios de puntuación .....	32
Tabla 2: Características correspondientes a cada uno de los emplazamientos.....	33
Tabla 3: Puntuación de los emplazamientos. ....	33

## **Capítulo 1. OBJETO**

En el presente anexo, se desarrolla un estudio exhaustivo de tres posibles emplazamientos para la implantación del parque eólico. El análisis se realiza con el objetivo de analizar cada una de las características que ofrece cada emplazamiento de acuerdo con los distintos criterios expuestos en el capítulo 2, con el objetivo final de realizar una puntuación de las características de cada terreno y seleccionar aquel que haya obtenido una mayor calificación global.

## Capítulo 2. CRITERIOS DE SELECCIÓN

Se han empleado los siguientes criterios mostrados a continuación a fin de realizar una búsqueda de las zonas más adecuadas para la implantación del parque eólico. Los criterios empleados para la selección de cada uno de los emplazamientos es el siguiente:

- **Ubicación:** el terreno para albergar el parque eólico debe disponer de la suficiente superficie para poder instalar un número considerable de aerogeneradores, respetando las distancias mínimas entre ellos. A fin de reducir las pérdidas y optimizar el rendimiento de generación eléctrica.
- **Recurso eólico:** el emplazamiento seleccionado debe presentar una velocidad media elevada (por encima de 6 m/s a 100 metros de altura). Además, es conveniente la existencia de una dirección dominante presente a fin de localizar la posición idónea para la instalación de los aerogeneradores y aumentar la generación. A su vez, es relevante la no existencia de variaciones de la velocidad media tanto diarias como estacionales.
- **Política medioambiental:** el emplazamiento seleccionado debe de no entrar en conflicto con ninguno de los espacios protegidos por la Red Natura 2000, LIC/ZEC y ZEPA, a fin de lograr que el parque sea compatible con la protección del medio.
- **Conexión eléctrica:** el emplazamiento seleccionado se debe de encontrar situado a una distancia razonable de una línea o subestación a la que conectarse (como criterio orientativo, distancia aproximada de 30km).
- **Características del terreno:** se analiza la orografía, la cual es conveniente que sea lo menor posible, el tipo de vegetación y la rugosidad del terreno. Son favorables aquellos terrenos con orografías moderadas, vegetación poco densa.
- **Estimación de potencia bruta:** se realiza una estimación de la posible generación del parque eólico, considerando como referencia una potencia unitaria de 5 MW por generador.

- **Accesibilidad:** se estudia la existencia y la calidad de las vías de acceso al emplazamiento ya existentes para el transporte de los instrumentos necesarios para la construcción del parque.

## Capítulo 3. EMPLAZAMIENTO I

### 3.1 UBICACIÓN

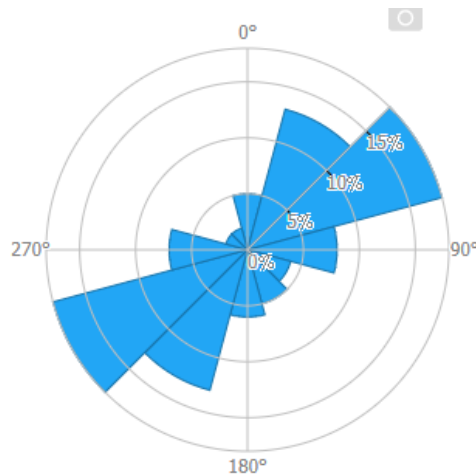
El emplazamiento planteado se encuentra situado en las proximidades a la localidad de Olmos de Picaza ( $42^{\circ}28'18.38''N$   $3^{\circ}57'36.29''W$ ), región perteneciente a Burgos, concretamente a la comunidad autónoma de Castilla y León. El terreno cuenta con una elevación de 958 metros de altura respecto al nivel del mar, y con un área de 4,16 kilómetros cuadrados.



*Figura 1: Emplazamiento I, Google Earth.*

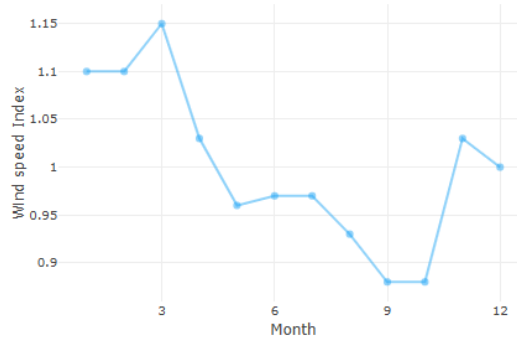
## 3.2 RECURSO EÓLICO

Según los datos aportados por Global Wind Atlas, la velocidad media del viento esperada en el emplazamiento es de 7,55 m/s a 100 metros de altura, a su vez, la dirección de este viento es mayoritariamente bidireccional, con predominio de flujos Noreste-Suroeste, lo que hará posible la adecuada colocación de los aerogeneradores a fin de lograr obtener la mayor generación posible.

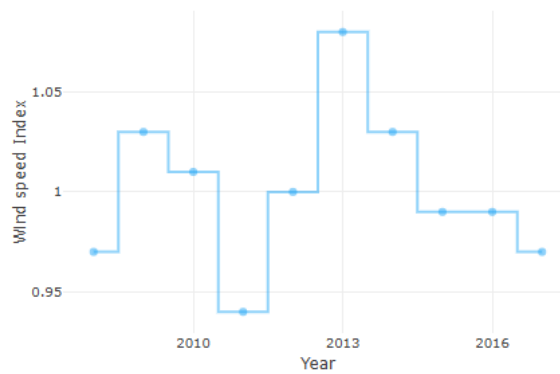


*Figura 2: Rosa de frecuencia del viento en el emplazamiento I, Global Wind Atlas.*

La variabilidad del viento tanto a escala mensual como anual no es excesivamente grande, como se puede apreciar en los dos gráficos mostrados posteriormente (obtenidos mediante Global Wind Atlas); estos datos confirman la hipótesis de que el futuro parque podría alcanzar valores de generación similares tanto de forma mensual como anual, algo positivo para el devenir del parque.



*Figura 3: Variabilidad mensual de la velocidad del viento en Emplazamiento I, Global Wind Atlas.*



*Figura 4: Variabilidad anual de la velocidad del viento en Emplazamiento I, Global Wind Atlas.*

### **3.3 POLÍTICA MEDIOAMBIENTAL**

El emplazamiento seleccionado no entra en conflicto con ninguno de los terrenos protegidos por la Red Natura 2000 (IEPNB).

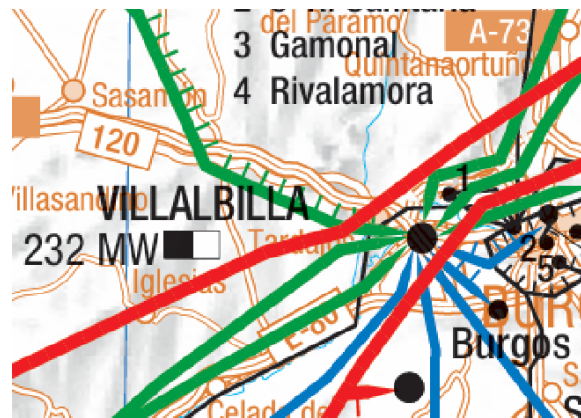


*Figura 5: Visor cartográfico de la Red de Parque Nacionales y espacios protegidos en España para el Emplazamiento I.[1]*

Como se aprecia en la Figura 5, el emplazamiento se encuentra a una distancia de aproximadamente 7,63 km de un parque Nacional, por lo que no genera ningún inconveniente al desarrollo del proyecto.

### **3.4 CONEXIÓN ELÉCTRICA**

Se conectará el parque eólico del emplazamiento I a la subestación de Villalbilla. Esta instalación opera a dos niveles de tensión de 220/132 kV; la instalación presenta una titularidad compartida, específicamente la parte de 132 kV pertenece a Iberdrola, y la parte correspondiente a 220 kV pertenece a Red Eléctrica. Se sitúa a una distancia de 19 km del emplazamiento seleccionado, por lo que conectar el parque a esta subestación es una opción técnicamente viable.



*Figura 6: Mapa del sistema eléctrico del Emplazamiento I seleccionado, Red Eléctrica. [2]*

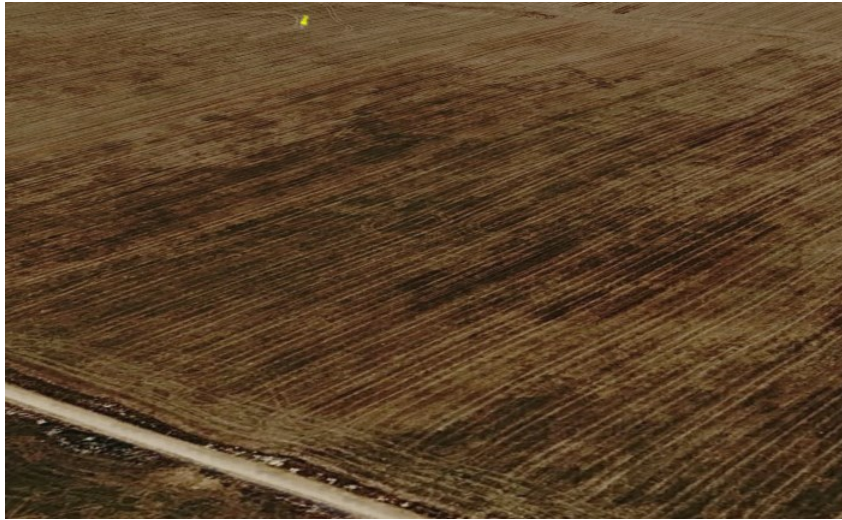


*Figura 7: Subestación Villalbilla, Google Earth.*

En la figura 6, se puede apreciar la presencia de la subestación de Villalbilla en el Mapa del sistema Ibérico, emitido por Red Eléctrica. En la figura 7, se puede apreciar como el nivel de 132 kV es propiedad de Iberdrola.

### **3.5 CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO**

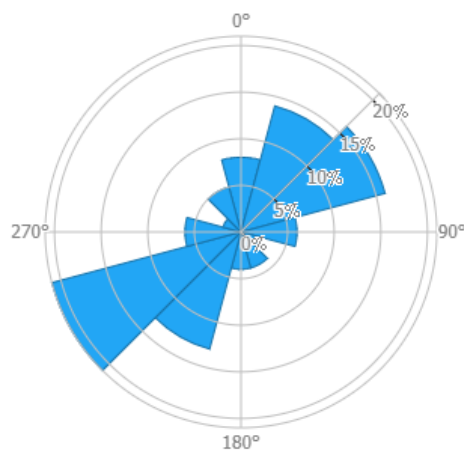
La orografía presenta pendiente media de 2,8%, lo que genera unas condiciones favorables para la construcción del parque. En cuanto al tipo de vegetación, se puede apreciar una vegetación mayoritariamente herbácea, lo que facilitaría las labores de preparación del terreno para una posterior instalación de cada uno de los elementos del parque.



*Figura 8: Visión lateral del emplazamiento I seleccionado, Google Earth.*

### **3.6 ESTIMACIÓN DE POTENCIA BRUTA**

El diseño del parque se ha basado en función de la rosa de energías obtenida gracias a Global Wind Atlas, mostrada a continuación, en esta se puede apreciar que la dirección predominante del viento es en dirección Oeste - Suroeste, por lo que el rotor de los aerogeneradores apuntará en esta dirección.



*Figura 9: Rosa de energías del viento en el emplazamiento I, Global Wind Atlas.*

En el emplazamiento mostrado previamente, se instalarán 8 aerogeneradores colocados en dos filas de 4 aerogeneradores con un diámetro medio por aerogenerador de 136 metros, cada una paralela entre sí, entre estas dos filas de aerogeneradores existe una distancia de 980 metros, y entre cada uno de los aerogeneradores existe una distancia de 600 metros a fin de minimizar las posibles estelas o interferencias aerodinámicas generadas por a la presencia demasiado cercana de otro aerogenerador. Siguiendo los datos mostrados previamente en la rosa de energías, la dirección en la que el flujo es dominante en entorno a los 250°, por lo que las filas de aerogeneradores se colocarán perpendiculares a esta dirección, logrando así que los aerogeneradores puedan recibir el máximo flujo de viento posible.



*Figura 10: Disposición de aerogeneradores en el emplazamiento I, Google Earth.*

Estimando que la potencia generada por un único aerogenerador es de 5 MW, se estima que la generación del parque será de 25 MW.

### **3.7 ACCESIBILIDAD**

El terreno del emplazamiento se encuentra delimitado por dos carreteras provinciales, concretamente la BU-627 y la BU-V-6018, lo que facilitará el transporte de la maquinaria necesaria para la correcta construcción del parque. A su vez, ambas carreteras provinciales

se encuentran comunicadas por un camino de acceso existente que atraviesa el emplazamiento, lo que a su vez facilitaría las labores tanto de construcción como de mantenimiento del parque.

En cuanto al estado de las carreteras de acceso, cabe resaltar que la carretera con mejor estado es la carretera BU-627, la cual es una carretera de doble sentido y a su vez se encuentra adecuadamente asfaltada; lo que permitiría facilitar el acceso de la maquinaria y cada uno de los elementos correspondientes a los aerogeneradores.



*Figura 11: Carretera BU-627, Google Earth.*

Por otro lado, tanto la carretera BU-V-6018, como el vial que atraviesa el emplazamiento, son carreteras de un único carril, lo que podría llegar a ser un inconveniente para el transporte de maquinaria; aun así, estas podrían ser empleadas para aligerar el transporte de los servicios de mantenimiento del parque o incluso podrían ser importantes para el transporte de mercancías de tamaño más reducido.

## Capítulo 4. EMPLAZAMIENTO II

### 4.1 UBICACIÓN

El emplazamiento seleccionado se encuentra próximo a la localidad de Faradué, una localidad situada en las proximidades de Zaragoza ( $42^{\circ}14'47.1''N$   $1^{\circ}04'59.6''W$ ), capital de la comunidad autónoma de Aragón. El emplazamiento cuenta con un perímetro de 9,58 kilómetros e incluye en su interior 5,4 kilómetros cuadrados de terreno, a su vez, el emplazamiento se encuentra a una altura media de aproximadamente 540 metros de altura respecto el nivel del mar.

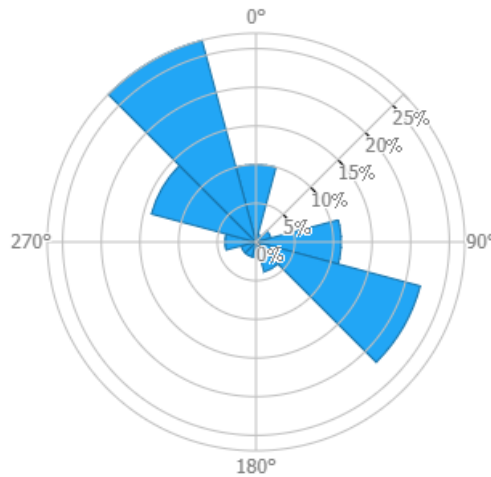


*Figura 12: Emplazamiento II. Google Earth.*

### 4.2 RECURSO EÓLICO

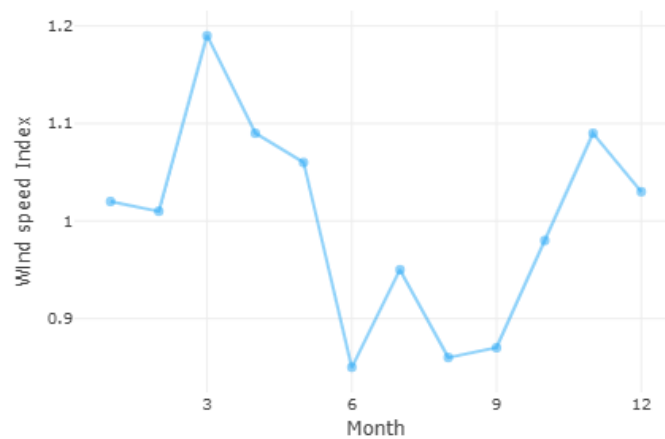
En el emplazamiento seleccionado según Global Wind Atlas, se espera que la velocidad media del viento sea de 8,33 m/s a 100 metros de altura, esto permitiría a los aerogeneradores generar una mayor cantidad de energía eléctrica. Según se puede apreciar en la rosa de frecuencias del viento ofrecida por Global Wind Atlas para el emplazamiento II, la dirección

del viento es la noroeste (aproximadamente 300°), lo que permitiría colocar las filas de los aerogeneradores perpendicularmente a fin de aprovechar al máximo la potencia del viento.



*Figura 13: Rosa de frecuencia del viento en emplazamiento II, Global Wind Atlas.*

Analizando los grafos obtenidos mediante Global Wind Atlas en los que se muestra la variabilidad mensual y anual de la velocidad del viento para el emplazamiento II, se puede apreciar que la variabilidad existente no es excesiva, algo favorable para la generación del parque.



*Figura 14: Variabilidad mensual de la velocidad del viento para el Emplazamiento II, Global Wind Atlas.*

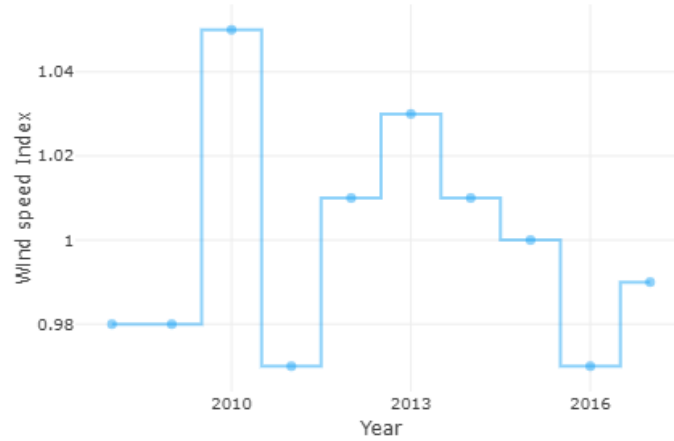


Figura 15: Variabilidad anual de la velocidad del viento para el Emplazamiento II, Global Wind Atlas.

### **4.3 POLÍTICA MEDIOAMBIENTAL**

El emplazamiento II no entra en conflicto con ninguno de los parques ni terrenos protegidos por la Red Natura 2000 (IEPNB), a su vez, no entra en conflicto con ninguno de los requisitos LIC/ZEC Y ZEPA; todo esto se puede apreciar en la imagen tomada del visor de parque nacionales emitido por el Gobierno de España. Como se aprecia en la imagen, el emplazamiento se encuentra alejado a una distancia aproximada de 14 km del parque nacional protegido más cercano, lo que permitirá seguir adelante con la planificación del parque sin ningún tipo de contratiempo.

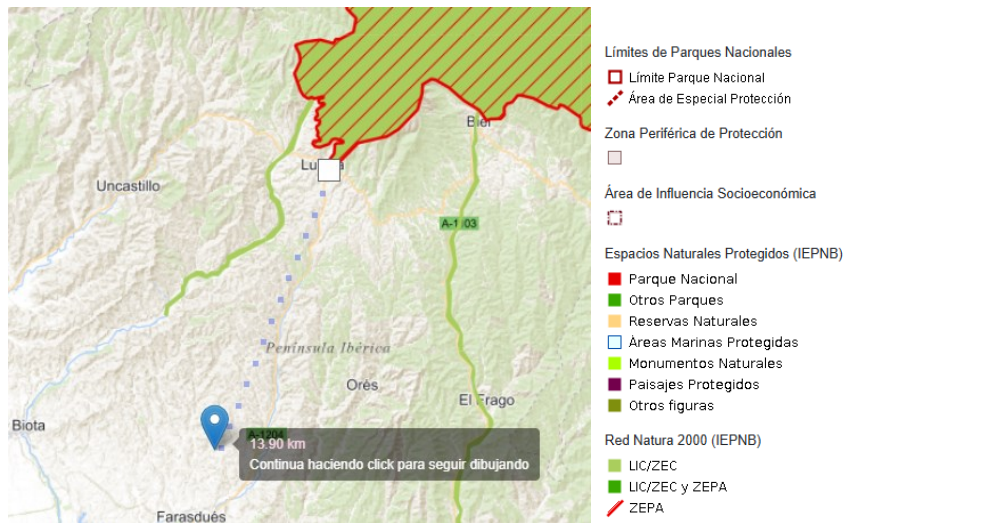


Figura 16: Visor cartográfico de la Red de Parque Nacionales y espacios protegidos en España para el Emplazamiento II.[1]

#### 4.4 CONEXIÓN ELÉCTRICA

El parque eólico del emplazamiento II se conectará a la subestación de Esquedas, subestación que cuenta con un nivel de 200 kV y es propiedad de Red Eléctrica. El parque se encuentra a una distancia de aproximadamente 40 km del emplazamiento II, lo que permite considerar viable, desde el punto de vista técnico, la conexión del parque a la red de transporte.



Figura 17: Mapa del sistema eléctrico del Emplazamiento I seleccionado, Red Eléctrica.[2]

## **4.5 CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO**

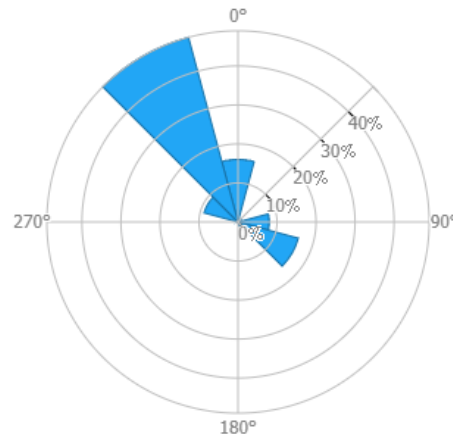
El terreno del emplazamiento II cuenta con una orografía de un 4,3%, lo que permitiría realizar adecuadamente la instalación de los aerogeneradores. Por otro lado, el terreno mayoritariamente se encuentra descubierto sin ningún tipo de vegetación, pero cabe a destacar la presencia en algunos tramos de vegetación arbustiva.



*Figura 18: Vegetación emplazamiento II, Google Earth.*

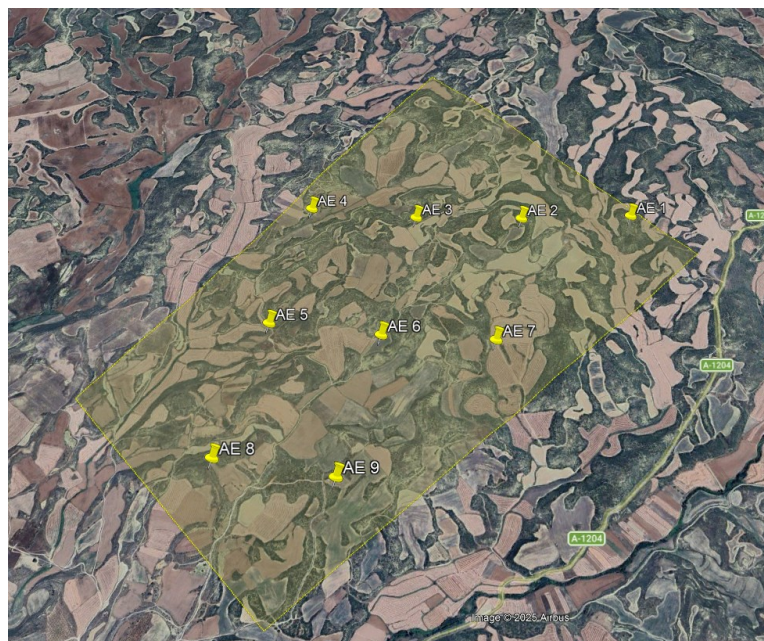
## **4.6 ESTIMACIÓN DE POTENCIA BRUTA**

A fin de lograr obtener la mayor eficiencia en el futuro parque, se ha empleado la siguiente rosa de energías, emitida por Global Wind Atlas, para establecer la adecuada implantación de cada uno de los aerogeneradores del parque eólico.



*Figura 19: Rosa de energías del viento en el emplazamiento II, Global Wind Atlas*

Como se puede apreciar en la rosa de energías, la dirección predominante de la energía del viento proviene en una dirección noroeste, aproximadamente entorno a los 315°. A fin de aprovechar el viento existente en el emplazamiento II, las filas de los aerogeneradores se establecerán de manera perpendicular a dicha dirección, adquiriendo una orientación noreste-suroeste.



*Figura 20: Disposición de aerogeneradores en el Emplazamiento II, Google Earth.*

Como se puede apreciar en la imagen, se propone implantar un total de 9 aerogeneradores en el emplazamiento, estimando que la potencia obtenida por cada uno de ellos es de 5 MW, se estima obtener aproximadamente un total de 45 MW. A su vez, la implantación de cada uno de los aerogeneradores se ha establecido manteniendo una adecuada separación entre ellos, estableciendo una distancia de 6 diámetros entre cada una de las filas, y entre cada uno de los aerogeneradores pertenecientes a cada fila se ha implantado una distancia de 4 diámetros entre ellos, a fin de evitar interferencias en la generación de cada uno de los aerogeneradores del parque (para ambos casos se ha empleado como patrón un diámetro de 136 m).

#### **4.7 ACCESIBILIDAD**

El emplazamiento cuenta con una accesibilidad considerable, ya que uno de sus extremos se encuentra una carretera autonómica secundaria, concretamente la A-1204, lo que facilitará en gran cantidad el transporte de maquinaria y mantenimiento del parque.



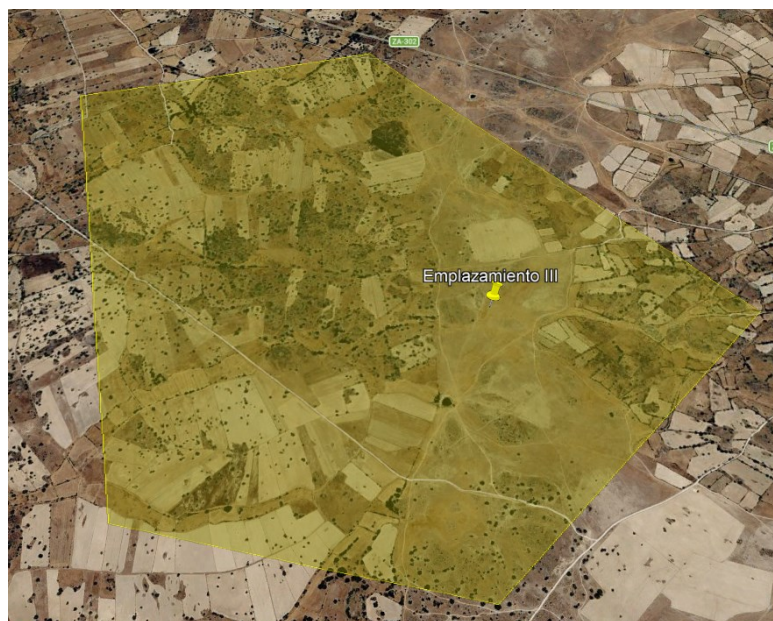
*Figura 21: Carretera A-1204.*

A su vez, el emplazamiento está atravesado por varios caminos arenosos no pavimentados; estas infraestructuras ya establecidas facilitarían las labores de instalación y mantenimiento del parque, a su vez, permitirían un ahorro considerable en el futuro coste del proyecto.

## Capítulo 5. EMPLAZAMIENTO III

### 5.1 UBICACIÓN

El terreno seleccionado para el emplazamiento III, se encuentra en Bermillo de Sayayo, una localidad perteneciente a Zamora ( $41^{\circ}20'32.79''N$   $6^{\circ}04'27.44''W$ ) y por ello, perteneciente a Castilla La Mancha. El emplazamiento cuenta con un perímetro de 8,29 kilómetros, y con un área de 4,47 kilómetros cuadrados.

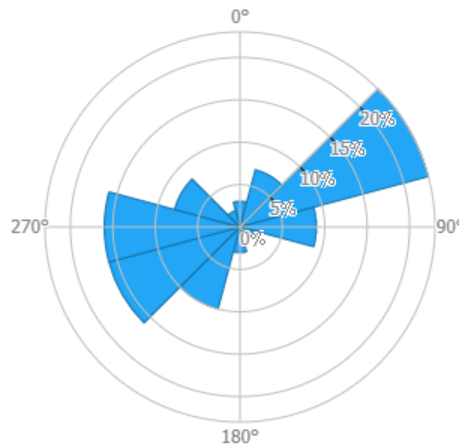


*Figura 22: Emplazamiento III, Google Earth.*

### 5.2 RECURSO EÓLICO

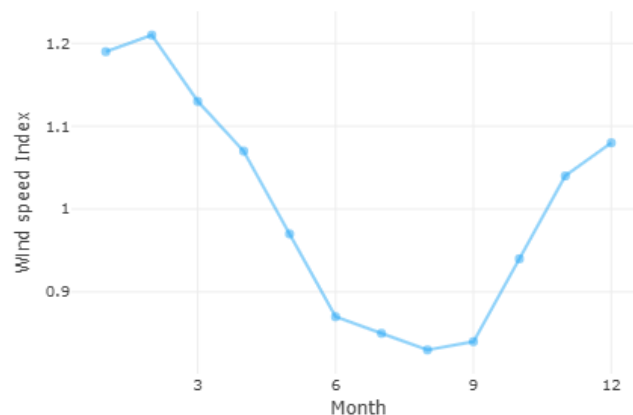
En el emplazamiento seleccionado, según Global Wind Atlas, se han medido velocidades medias de 6,94 m/s a 100 metros de altura, un valor considerable, el cual permitiría a los futuros aerogeneradores generar una cantidad de energía eléctrica. Analizando la rosa de frecuencias del viento (aportada por Global Wind Atlas) para el emplazamiento seleccionado, cabe a resaltar una predominancia de los vientos procedentes de la zona Este-

Noreste; esta información es realmente importante, ya que resulta determinante para la orientación y disposición de los futuros aerogeneradores del parque.



*Figura 23: Rosa de frecuencias de viento para el Emplazamiento III, Global Wind Atlas.*

Analizando los datos emitidos por Global Wind Atlas al respecto de la variabilidad anual y mensual de la velocidad del tiempo, se puede apreciar en las gráficas mostradas a continuación que la variabilidad del viento no es muy elevada; un factor positivo para realizar estimaciones de generación del futuro parque eólico.



*Figura 24: Variabilidad mensual de la velocidad del viento para el Emplazamiento III, Global Wind Atlas.*

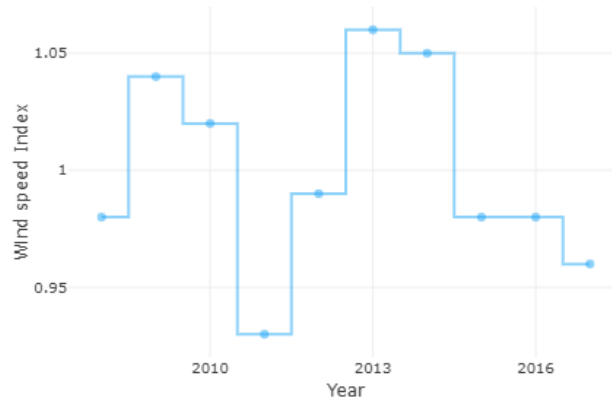


Figura 25: Variabilidad anual de la velocidad del viento para el Emplazamiento III, Global Wind Atlas.

### 5.3 POLÍTICA MEDIOAMBIENTAL

El terreno empleado para el emplazamiento III, no entra en conflicto con ninguno de los terrenos protegidos por la Red Natura 2000 (IEPNB), además no entra en conflicto con ningún terreno protegido por los reglamentos LIC/ZEC y ZEPA; lo que permite que se puedan realizar los respectivos trabajos necesarios para la adecuada instalación y explotación del parque.

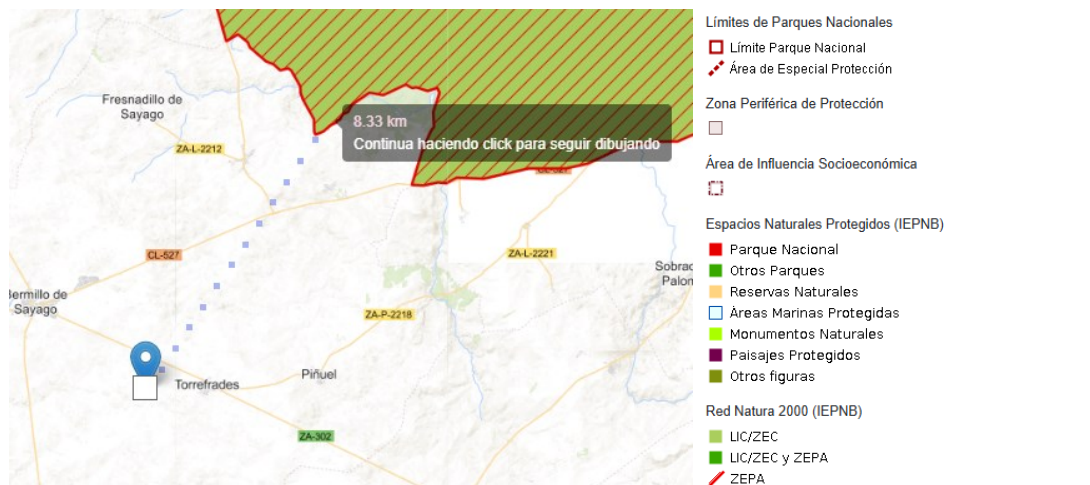
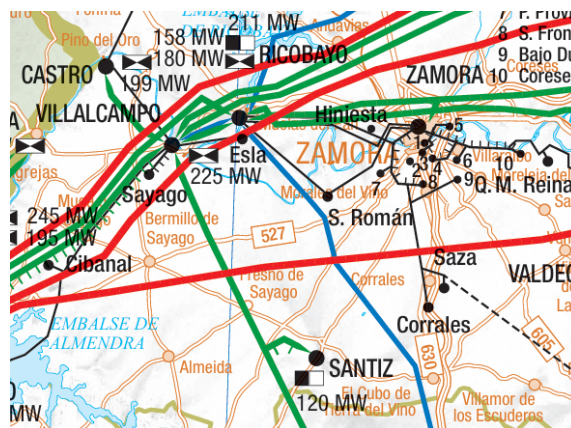


Figura 26: Visor cartográfico de la Red de Parques Nacionales y espacios protegidos en España para el Emplazamiento III.[1]

Como se puede apreciar en el visor cartográfico de la Red de Parques Nacionales y espacios protegidos en España, emitido por el gobierno español, el territorio protegido por la Red Natura 2000 más cercano, se encuentra a una distancia aproximada de 8,5 km, permitiendo que sea posible realizar las tareas de construcción adecuadamente.

#### 5.4 CONEXIÓN ELÉCTRICA

El futuro parque eólico situado en el emplazamiento III se conectará a la subestación de Santiz, la cual opera a un nivel de tensión de 220 kV y es propiedad de Red Eléctrica.



*Figura 27: Mapa del sistema eléctrico del Emplazamiento I seleccionado, Red Eléctrica.[2]*

Dicha subestación, se encuentra a una distancia aproximada de 23 km del emplazamiento III, lo que permite que la conexión sea técnicamente viable.



*Figura 28: Subestación Santiz 220 kV, Google Maps.*

## **5.5 CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO**

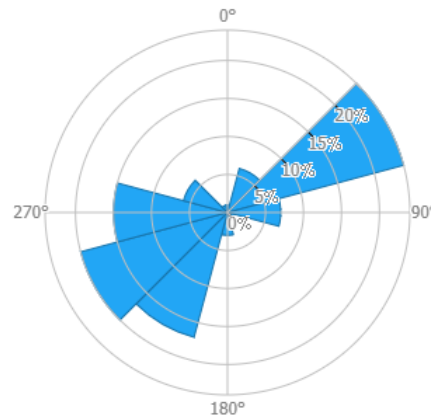
El terreno del emplazamiento III presenta una orografía media de 1,7 %, lo que genera unas condiciones adecuadas para la construcción del parque. Cabe destacar que el emplazamiento se encuentra en una zona en la que hay una baja densidad de población, se puede apreciar un terreno seco y rocoso, con la existencia de vegetación dispersa, lo que facilitaría las labores de preparación del terreno, para adecuada instalación del parque.



*Figura 29: Porción de terreno del Emplazamiento III, Google Earth.*

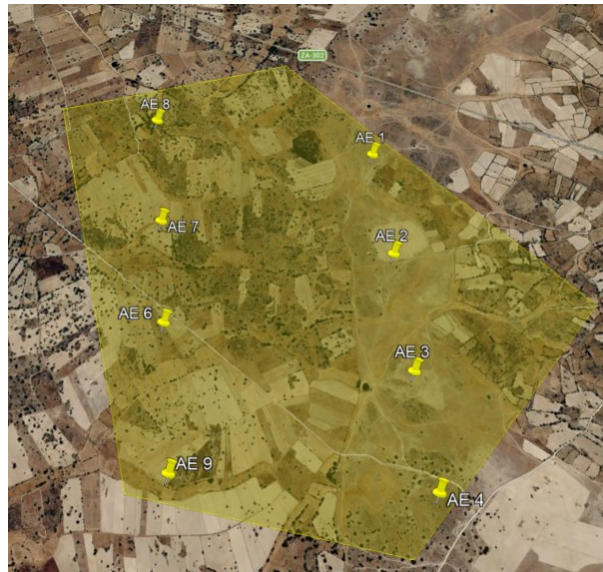
## **5.6 ESTIMACIÓN DE POTENCIA BRUTA**

Mediante el análisis de la rosa de energías del viento en el emplazamiento III, emitida por Global Wind Atlas, se puede apreciar que la mayor contribución energética del viento se da en el zona Este-Noreste, por lo que las distintas filas de aerogeneradores se implantarán en una dirección perpendicular a esta a fin de obtener la mayor potencia eólica posible, por ello, las filas de aerogeneradores se establecerán en la dirección Oeste-Suroeste.



*Figura 30: Rosa de energías del viento en el Emplazamiento III, Global Wind Atlas.*

Se propone la instalación de 8 aerogeneradores en el emplazamiento, cada uno de ellos se estima que genere alrededor de 5 MW de potencia eléctrica, por lo que se estima que la generación del parque será aproximadamente de 40 MW. Para establecer las distancias necesarias para asegurar el adecuado rendimiento de los aerogeneradores, y evitar algún tipo de interferencia en la generación a consecuencia de una excesiva proximidad entre aerogeneradores, se ha empleado como referencia un aerogenerador de diámetro 136 m. A fin de maximizar el rendimiento, y asegurar la no existencia de ningún tipo de interferencia que afecte a la generación de los aerogeneradores, se ha impuesto una distancia de 1200 metros entre cada una de las filas de aerogeneradores, y una distancia de aproximadamente 700 metros entre cada uno de los aerogeneradores pertenecientes a cada una de las filas.



*Figura 31: Disposición de aerogeneradores en el Emplazamiento III, Google Earth*

## **5.7 ACCESIBILIDAD**

En las cercanías del emplazamiento III, se encuentra la carretera provincial ZA-302, que constituye la principal vía de acceso al emplazamiento. A su vez, cabe destacar que el emplazamiento, como se puede apreciar en la Figura 25, está atravesado por una numerosa cantidad de caminos rurales; esto es positivo ya que facilitaría tanto las labores de instalación de cada uno de los aerogeneradores, como la construcción de cada una de las infraestructuras necesarias del parque, como cada una de las posibles labores de mantenimiento.



*Figura 32: Carretera provincial ZA-302, Google Earth.*

## Capítulo 6. METODOLOGÍA SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO

Analizando las características de cada uno de los emplazamientos seleccionados, a fin de seleccionar el mejor emplazamiento para la instalación del parque eólico, se ha establecido un sistema de puntuación (de 1 a 3 puntos, representando 1 una condición menos favorable para el desarrollo del parque eólico y 3 una condición más favorable), en cada uno de los aspectos relevantes para el desarrollo de un parque eólico de una forma adecuada y rentable.

Los criterios de puntuación empleados para la puntuación de cada uno de los emplazamientos se basan en cada uno de los criterios de selección, mostrados previamente en el capítulo 2 de este mismo anexo; en la tabla 1 se ha realizado una recopilación de los criterios específicos empleados para la puntuación de cada uno de los emplazamientos.

Puntuación	Recurso Eólico	Orografía	Tipo de terreno	Vegetación	Interconexión	Accesibilidad	Potencia estimada
1	< 7 m/s	< 2 %	Mala consistencia	Bosque	>39 km	No hay carreteras	≤30 MW
2	=7 m/s	2% - 4%	Consistencia normal	Herbácea	20 km – 39 km	Carreteras en condiciones medias	30 MW < P < 40 MW
3	>7 m/s	> 4%	Consistencia excelente	Presencia arbustiva ocasional	<20 km	Carreteras en buen estado	≥40 MW

*Tabla 1: Criterios de puntuación*

En el siguiente resumen se recogen las principales características de cada uno de los emplazamientos seleccionados para el análisis. Dichas características han sido analizadas previamente a lo largo de los distintos apartados del mismo anexo, a continuación, se

muestran de forma conjunta para facilitar el adecuado entendimiento de las puntuaciones obtenidas de cada uno de los emplazamientos.

	Recurso Eólico	Orografía	Tipo de terreno	Vegetación	Interconexión Eléctrica	Accesibilidad	Potencia estimada (MW)
<b>Emplazamiento I</b>	7m/s	Suavemente ondulado (2,1% pendiente)	Consistencia normal	Herbácea	19 km de subestación 220/132 kV	Carreteras de acceso en buen estado	25 MW
<b>Emplazamiento II</b>	8,33 m/s	Suavemente ondulado (pendiente 4,3%)	Consistencia normal	Presencia arbustiva de forma ocasional	40 km subestación 220 Kv	Carreteras de acceso en buen estado	45 MW
<b>Emplazamiento III</b>	6,94 m/s	1,7% Prácticamente plano	Consistencia excelente	Dispersa con presencia puntual de matorrales y árboles,	23 km subestación de 220 kV	Carreteras de acceso en buen estado	40 MW

*Tabla 2: Características correspondientes a cada uno de los emplazamientos.*

La puntuación obtenida por cada uno de los emplazamientos, aplicando los criterios definidos y desarrollados a lo largo del anexo, se recoge en la siguiente tabla.

	Recurso Eólico	Orografía	Tipo de terreno	Vegetación	Interconexión Eléctrica	Accesibilidad	Potencia estimada (MW)	Puntuación final
<b>Emplazamiento I</b>	2	2	2	2	3	3	1	15
<b>Emplazamiento II</b>	3	1	2	3	1	3	3	16
<b>Emplazamiento III</b>	1	3	3	3	2	3	3	18

*Tabla 3: Puntuación de los emplazamientos.*

Por consecuencia, el emplazamiento seleccionado para el desarrollo del parque eólico es el emplazamiento III. Este emplazamiento, se encuentra situado en Bermillo de Sayago, región perteneciente a la provincia de Zamora.

Analizando las calificaciones obtenidas, se puede apreciar como el recurso eólico disponible para este emplazamiento III es menor en comparación con las otras dos opciones disponibles, es decir, que para el emplazamiento seleccionado la velocidad media del viento a 100 metros de altura es inferior en comparación con las otras dos opciones disponibles.

Sin embargo, el emplazamiento III destaca por sus excelentes características físicas, especialmente en los ámbitos de la orografía, terreno y vegetación, lo cual le ha permitido obtener mejor puntuación respecto al resto de opciones en estos ámbitos. A su vez, el emplazamiento III, ha obtenido una potencia instalada elevada, que permitirá obtener rentabilidad del parque en un futuro.

## Capítulo 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Gobierno de España, *Visor cartográfico de la Red de Parque Nacionales y espacios protegidos en España.*
- [2] Red Eléctrica, «Mapa Transporte Ibérico Español.»



# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

## **ANEXO II: ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO DEL EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO**

Autor: Domingo Echeverría Lorente

Director: Consolación Alonso Alonso

## *Índice de la memoria*

<b>Capítulo 1. Introducción .....</b>	<b>5</b>
<b>Capítulo 2. Análisis del recurso eólico .....</b>	<b>6</b>
2.1 Perfil de cizalladura del viento .....	7
2.2 Velocidad del viento.....	8
2.3 Rosa de velocidades .....	10
2.4 Rosa de frecuencia del viento.....	11
2.5 Rosa de energías del viento .....	14
2.6 Función de distribución de Weibull .....	15
2.7 Análisis estadístico .....	17
<b>Capítulo 3. Análisis energético del emplazamiento.....</b>	<b>21</b>
3.1 Wasp Climate Analyst.....	22
3.2 Wasp Map Editor.....	22
3.3 Densidad del aire .....	23
3.4 Wasp Turbine Editor .....	25
3.5 Selección de aerogeneradores.....	28
3.5.1 Nordex / Acciona N163 .....	29
3.5.2 VESTAS V172 .....	32
3.5.3 VESTAS V162 .....	33
3.5.4 SIEMENS GAMESA 170 .....	34
3.5.5 Comparación y elección de aerogenerador .....	36
<b>Capítulo 4. Bibliografía.....</b>	<b>37</b>

## *Índice de figuras*

Figura 1: Punto empleado para toma de datos, Google Earth. ....	6
Figura 2: Perfil de cizalladura del viento a 120 m y 150 m de altura para el emplazamiento seleccionado.....	7
Figura 3: Perfil diario medio de la velocidad del viento en el emplazamiento seleccionado. 8	
Figura 4: Velocidad media del viento mensual a 120 y 150 metros de altura en el emplazamiento seleccionado. ....	9
Figura 5: Serie de viento a 120 metros de altura en el emplazamiento seleccionado. ....	10
Figura 6: Serie de viento a 150 metros de altura en el emplazamiento seleccionado. ....	10
Figura 7: Rosa de vientos de velocidades.....	11
Figura 8: Rosa de vientos de frecuencia.....	12
Figura 9: Rosa de vientos de frecuencia mensual.....	13
Figura 10: Rosa de vientos de energía.....	14
Figura 11: Distribución de Weibull a 150 m.....	15
Figura 12: Distribución de Weibull a 120 m.....	16
Figura 13: Distribuciones de Weibull a 150 metros con distintos ajustes.....	17
Figura 14: Regresión entre las velocidades de viento a 120 m y 150 m.....	18
Figura 15: Velocidad extrema del viento en función del periodo de retorno.....	19
Figura 16: Probabilidad acumulada de vientos extremos.....	20
Figura 17: Análisis del recurso eólico proporcionado por WAsP Climate Analyst.....	22
Figura 18: Mapa de rugosidad y topografía del emplazamiento seleccionado.....	23
Figura 19: Fórmula de cálculo de la densidad del aire.....	24
Figura 20: Curva de potencia y empuje del aerogenerador NORDEX N163 (modo 0).....	25
Figura 21: Curva de potencia y empuje del aerogenerador NORDEX N163 (modo 5).....	26
Figura 22: Curva de potencia y empuje del aerogenerador VESTAS V162.....	26
Figura 23: Curva de potencia y empuje del aerogenerador VESTAS V172.....	27
Figura 24: Curva de potencia y empuje del aerogenerador SIEMENS GAMESA 170.....	27

Figura 25: Curva de potencia y empuje del aerogenerador SIEMENS GAMESA 170 ..... 28

## *Índice de tablas*

Tabla 1: Pérdidas establecidas.....	29
Tabla 2: Simulación generación aerogeneradores NORDEX 163 (modo 0).....	30
Tabla 3: Resumen generación aerogeneradores NORDEX 163 (modo 0).....	30
Tabla 4: Simulación generación aerogeneradores NORDEX 163 (modo 5).....	31
Tabla 5: Resumen generación aerogeneradores NORDEX 163 (modo 5).....	31
Tabla 6: Simulación generación aerogeneradores VESTAS V172.....	32
Tabla 7: Resumen generación aerogeneradores VESTAS V172.....	32
Tabla 8: Simulación generación aerogeneradores VESTAS V162.....	33
Tabla 9: Resumen generación aerogeneradores VESTAS V162.....	33
Tabla 10: Simulación generación aerogeneradores SG170 (6,6 MW).....	34
Tabla 11: Resumen generación aerogeneradores SG170 (6,6 MW).....	34
Tabla 12: Simulación generación aerogeneradores SG170 (6,1MW).....	35
Tabla 13: Resumen generación aerogeneradores SG170 (6,1 MW).....	35
Tabla 16: Comparación de resultados de generación entre distintas tecnologías de aerogeneradores.....	36

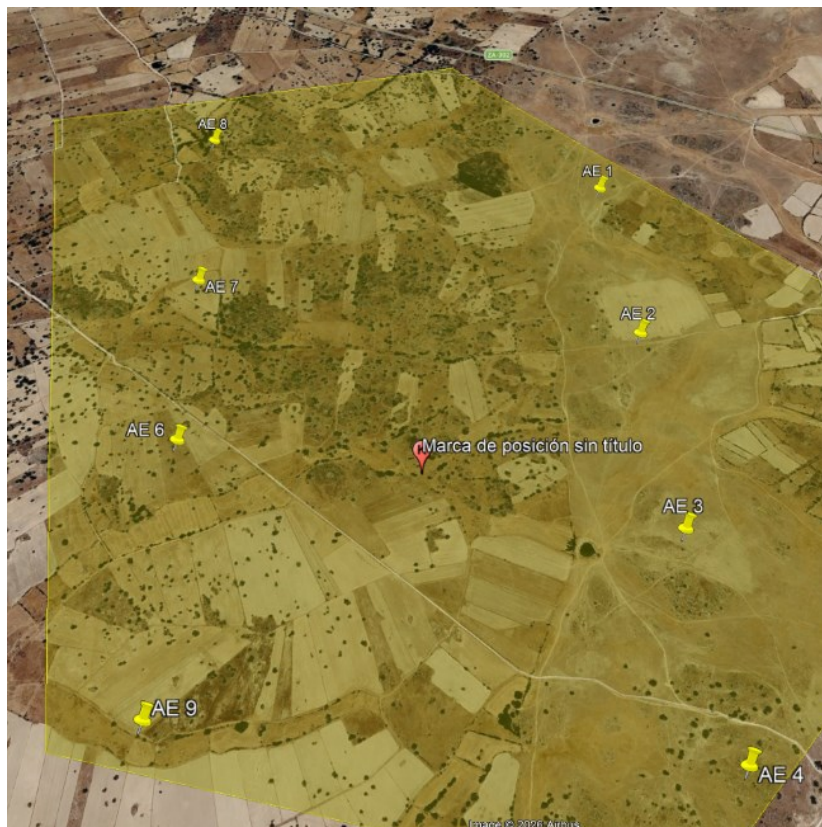
## **Capítulo 1. INTRODUCCIÓN**

En el siguiente documento se realiza un análisis exhaustivo del recurso eólico del emplazamiento seleccionado situado en Bermillo de Sayayo, una localidad perteneciente a Zamora. Para ello se han empleado series temporales de viento generadas virtualmente mediante datos reales de viento proporcionados por la empresa Vortex. así como el programa Windographer (programa emitido por UL Solutions [1]), a fin de caracterizar las condiciones del recurso eólico en el emplazamiento y establecer las posibilidades de generación que puede llegar a tener el parque eólico planeado.

En segundo lugar, mediante el empleo del software WAsP, desarrollado por DTU Wind Energy Systems, perteneciente a la Technical University of Denmark [2], se realiza una simulación avanzada de la generación energética esperada en el emplazamiento seleccionado. Para ello, se emplean distintas herramientas del ecosistema WAsP: WAsP Map Editor para la caracterización de la rugosidad y la topografía del terreno; WAsP Climate Analyst, para la caracterización de las características del viento en el emplazamiento seleccionado y WAsP Turbine Editor para la introducción de la información correspondientes a las curvas de potencia y empuje de distintos tipos de aerogeneradores, a fin de realizar la adecuada selección de la tecnología a emplear, y lograr alcanzar una máxima eficiencia en el parque eólico situado en el emplazamiento seleccionado.

## Capítulo 2. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO

En el siguiente apartado se realiza un análisis del recurso eólico en el emplazamiento seleccionado, el cual se encuentra situado en Bermillo de Sayago ( $41^{\circ}20'32.79''N$   $6^{\circ}04'27.44''W$ ), región perteneciente a la provincia de Zamora. Para el análisis del recurso eólico en el emplazamiento seleccionado, se han empleado datos de viento (tanto a 120 como a 150 metros de altura) concedidos por la empresa Vortex, en un punto medio situado entre las filas de aerogeneradores del emplazamiento ( $41^{\circ}20'26.34''N$   $6^{\circ}04'51.52''W$ ).



*Figura 1: Punto empleado para toma de datos, Google Earth.*

## 2.1 PERFIL DE CIZALLADURA DEL VIENTO

Tras analizar el perfil de cizalladura obtenido para los datos de viento tanto a 120 metros de altura como a 150 metros de altura en el emplazamiento seleccionado. Se observa como la velocidad media del viento aumenta a medida que la altura aumenta, por ello, a la altura de 150 metros de altura se alcanzan las mayores velocidades medias del viento, llegándose a alcanzar una velocidad media de aproximadamente 8,5 m/s; sin embargo, para una altura de 120 metros de altura, se ha obtenido una velocidad media inferior a la mostrada anteriormente alcanzándose una velocidad media de aproximadamente 8 m/s.

Desde el punto de vista del recurso eólico, es de gran interés que el aerogenerador reciba velocidades de viento más elevadas por lo que como hipótesis inicial se establecerá la altura del buje del aerogenerador a unos 150 metros de altura, esta altura no es definitiva ya que se deberán tener en cuenta criterios técnicos, económicos y constructivos para la decisión final.

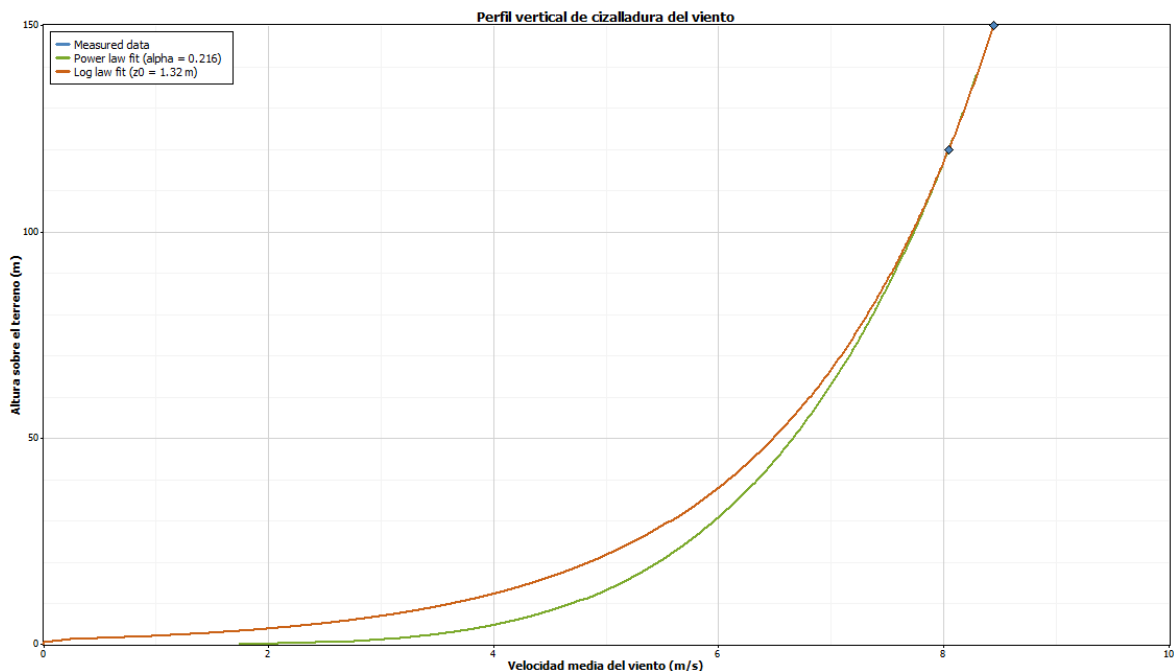


Figura 2: Perfil de cizalladura del viento a 120 m y 150 m de altura para el emplazamiento seleccionado

## 2.2 VELOCIDAD DEL VIENTO

A fin de analizar el recurso eólico del emplazamiento seleccionado, es de real importancia no solamente la velocidad media del viento obtenida en este, sino también su variación a lo largo de forma diaria y mensual; la variabilidad de la velocidad media del viento es un aspecto a resaltar ya que esta puede afectar en cantidad a las distintas estimaciones de generación de energía eléctrica tanto anual como mensual del futuro parque eólico, algo crucial ya que de la generación del parque provienen los ingresos del mismo.

En primer lugar, analizando los resultados obtenidos del perfil diario medio de la velocidad media del viento en el emplazamiento seleccionado, se puede apreciar que la variación mostrada del viento no es excesivamente grande por lo que no resultará un inconveniente en términos de generación eléctrica en el parque. Se puede apreciar la obtención de velocidades medias superiores durante las horas nocturnas y durante las primeras horas del día, sin embargo, se obtienen valores mínimos durante las horas centrales del día.

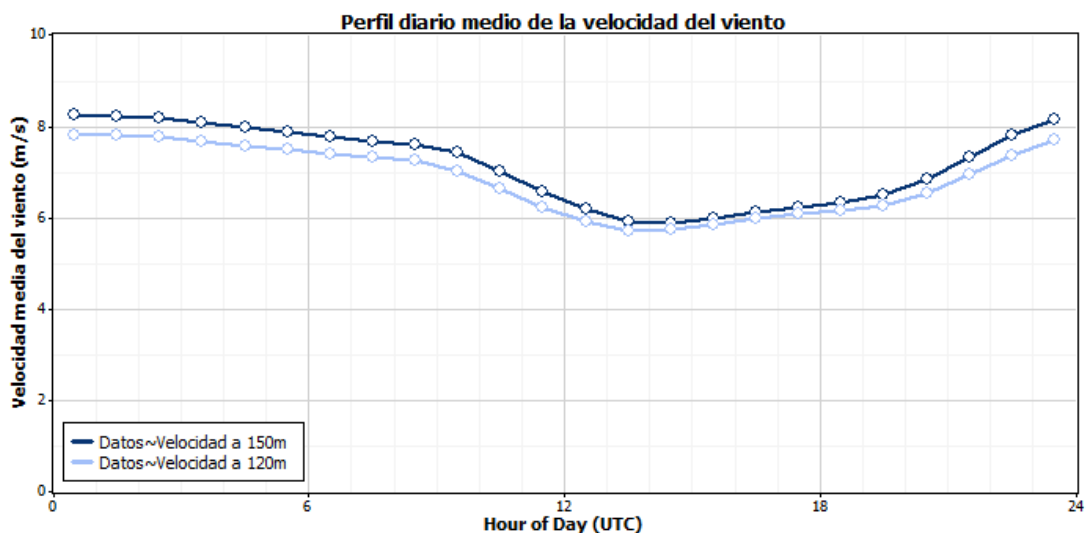
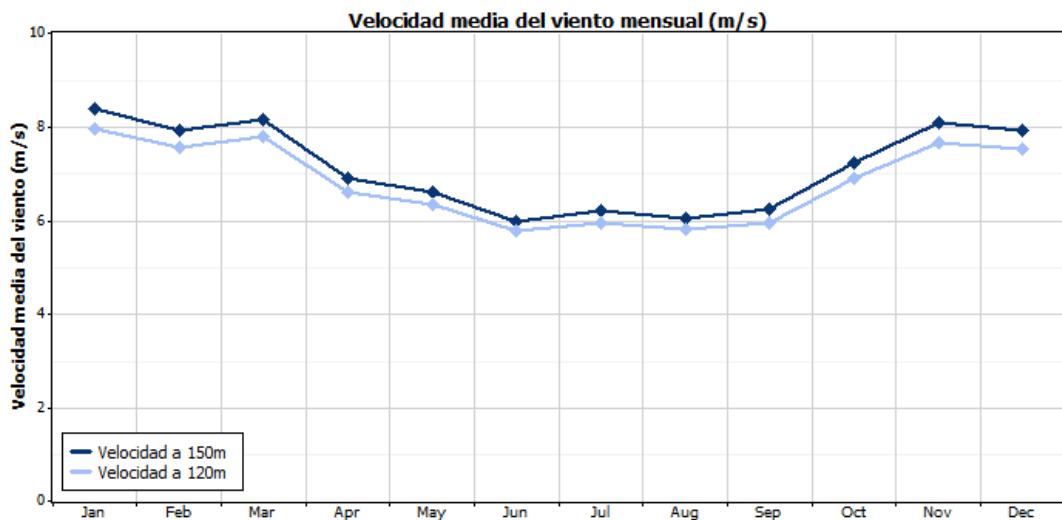


Figura 3: Perfil diario medio de la velocidad del viento en el emplazamiento seleccionado

Por otro lado, la variación mensual de la velocidad media del viento en el emplazamiento seleccionado no es excesivamente grande, por consecuencia el terreno seleccionado se

considera que tiene un recurso eólico estable, lo que es realmente favorable para la viabilidad energética del futuro parque eólico.

Se destaca como la velocidad media del viento es más elevada en los meses de invierno y finales de otoño, especialmente en los meses de noviembre y noviembre. Por otro lado, en el resto de los meses del año se han obtenido valores inferiores de velocidad. Tanto para el perfil diario como en el perfil mensual, se han obtenido velocidades medias del viento superiores a 150 metros de altura frente a 120 metros de altura, lo que refuerza la hipótesis de situar los bujes de los aerogeneradores a 150 metros de altura.

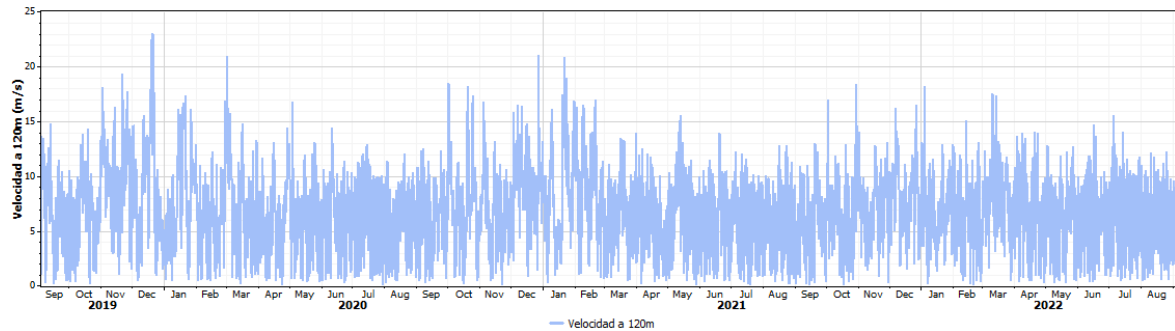


*Figura 4: Velocidad media del viento mensual a 120 y 150 metros de altura en el emplazamiento seleccionado.*

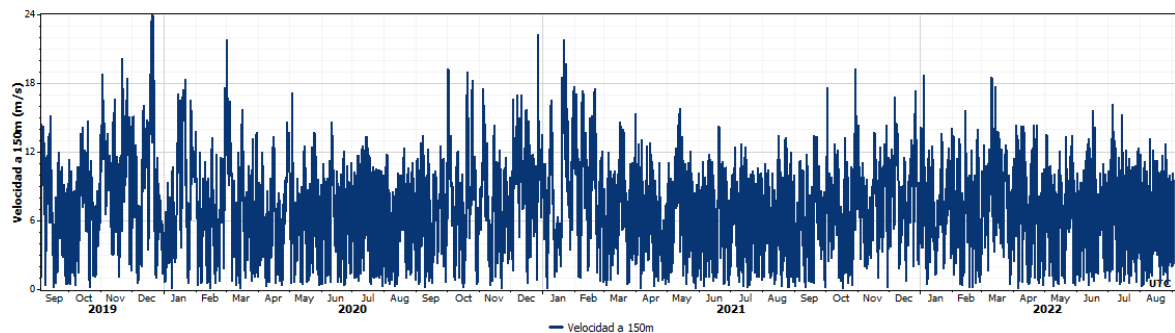
Realizando un estudio de las distintas series de viento obtenidas tanto a 120 metros de altura como a 150 metros, no se aprecian discontinuidades significativas ni periodos prolongados de ausencia de datos. Estos hechos permiten considerar que la serie de datos de viento empleada para el estudio del recurso eólico es adecuada.

Al corresponder ambas series al mismo emplazamiento, se observa en ambas series un comportamiento temporal muy similar para ambas alturas; sin embargo, se puede apreciar como la serie de datos obtenida a 150 metros de altura, se han obtenido velocidades de viento

superiores a las obtenidas a 120 metros; lo que respalda la elección de establecer el buje de los aerogeneradores del parque a una altura de 150 metros.



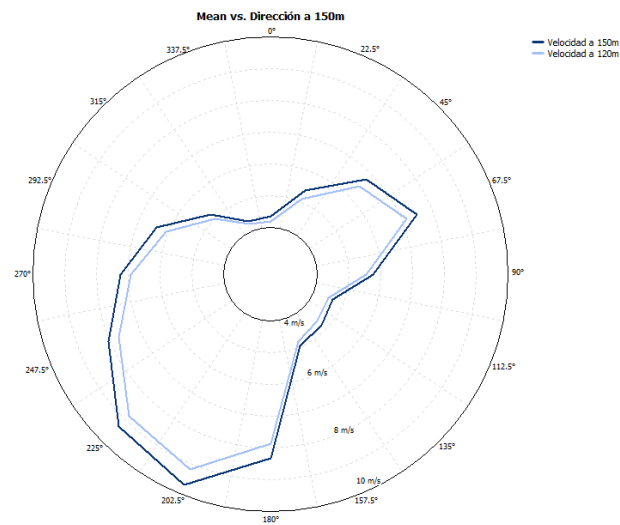
*Figura 5: Serie de viento a 120 metros de altura en el emplazamiento seleccionado.*



*Figura 6: Serie de viento a 150 metros de altura en el emplazamiento seleccionado*

### **2.3 ROSA DE VELOCIDADES**

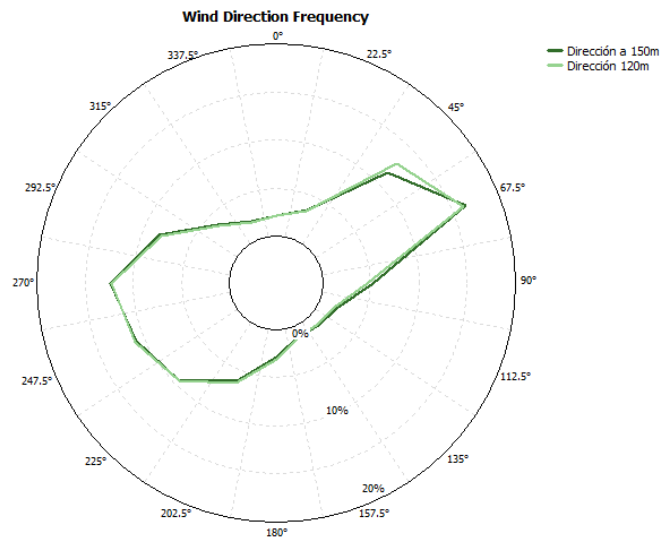
En la rosa de velocidades, se muestran las distintas velocidades medias del viento para cada una de las direcciones posibles. Se observa que las velocidades medias de mayor valor se han obtenido entorno a la dirección  $202,5^\circ$ , tanto a 120 m como a 150 m. Los resultados mostrados en la rosa de velocidades refuerzan la hipótesis al respecto la posición del buje de los aerogeneradores del parque, ya que como se puede apreciar a 150 m se han obtenido velocidades medias más elevadas, algo determinante para la generación eléctrica del parque. No obstante, los resultados obtenidos por la rosa de velocidades no determinan por sí solos la posición de los aerogeneradores, se deben de interpretar adecuadamente la rosa de frecuencias y la rosa de energías para lograr la orientación adecuada.



*Figura 7: Rosa de vientos de velocidades*

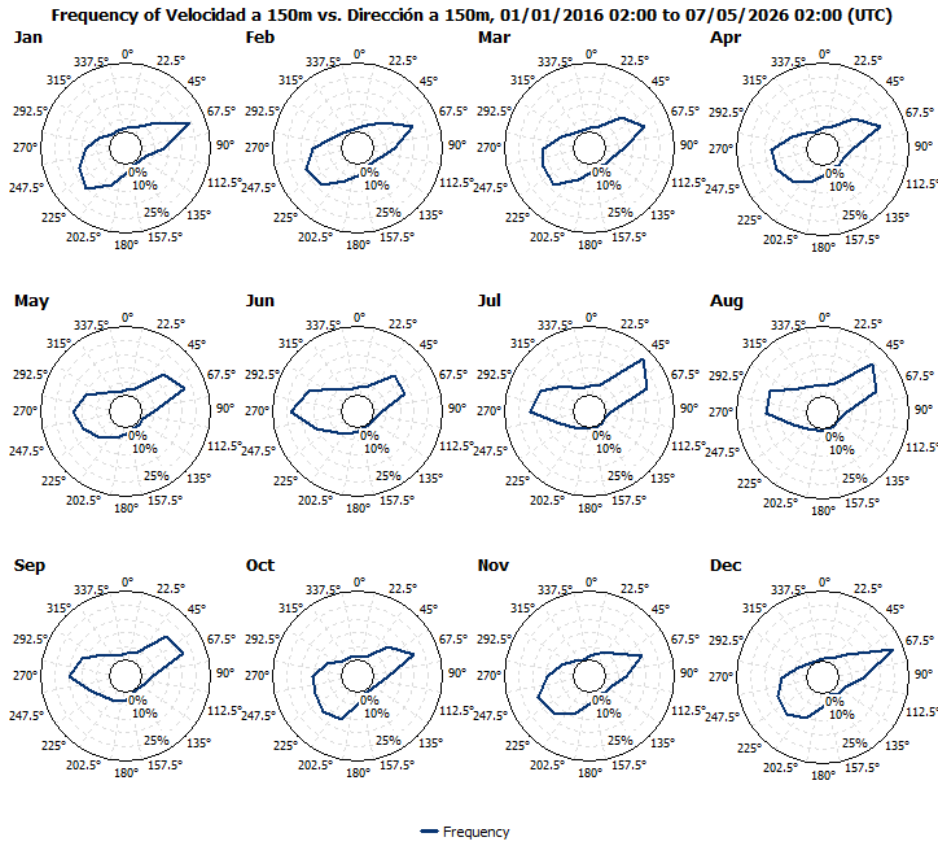
## **2.4 ROSA DE FRECUENCIA DEL VIENTO**

En la rosa de frecuencia del viento se muestra el porcentaje del tiempo en el que el viento toma una dirección determinada; por ello, mediante este gráfico de frecuencias se pueden determinar cuales son las direcciones predominantes que toma el viento, un factor a destacar para la elección final de la orientación de los aerogeneradores del parque eólico.



*Figura 8: Rosa de vientos de frecuencia*

A partir de la rosa de frecuencias obtenida se obtiene gran cantidad de información al respecto de la dirección del viento en el emplazamiento seleccionado. En primer lugar, las direcciones del viento tanto a 120 m como a 150 m son muy similares, por lo que afirma que la dirección que toma el viento en el emplazamiento seleccionado no se ve influenciada por la altura en la que se realice la medición. Por otro lado, se puede apreciar que la dirección predominante del viento con más de un 20% de frecuencia se sitúa para ambas alturas entorno a los 67, 5°, siendo esta dirección aquella en la cual el viento sopla con una mayor frecuencia.



*Figura 9: Rosa de vientos de frecuencia mensual*

Es de gran importancia que la variabilidad de la dirección del viento sea reducida, ya que la existencia de una dirección predominante del viento permite optimizar la disposición de los aerogeneradores y lograr un mayor aprovechamiento del recurso eólico disponible en el emplazamiento.

Analizando los resultados mostrados en la rosa de vientos de frecuencia mensual, se aprecia que la variabilidad de la dirección del viento mensualmente durante los últimos 10 años es poco significativa; ya que se puede apreciar como las direcciones en las que el viento presenta una mayor frecuencia mensual se encuentran muy próximas a los 67,5°.

Este factor es muy relevante ya que permite predecir con mayor seguridad la dirección que tomará el viento, y con ello, permite definir la disposición de los aerogeneradores del parque.

## 2.5 ROSA DE ENERGÍAS DEL VIENTO

En la rosa de energías del viento se muestra la contribución energética del recurso eólico asociada a cada uno de los sectores direccionales representados, por ello esta muestra información relevante para establecer la disposición adecuada de los aerogeneradores del parque.

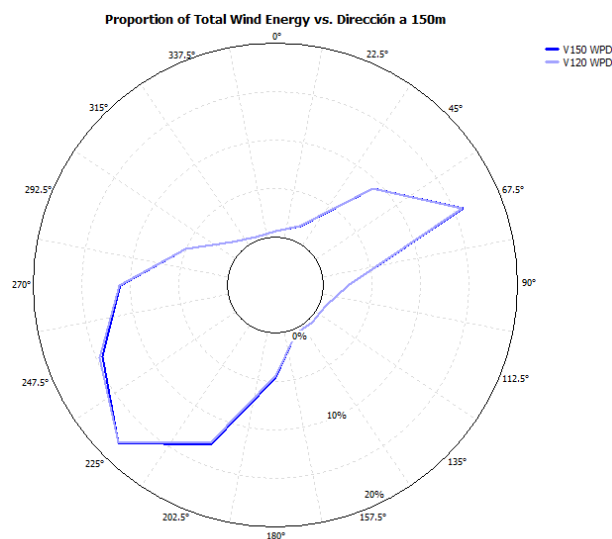


Figura 10: Rosa de vientos de energía

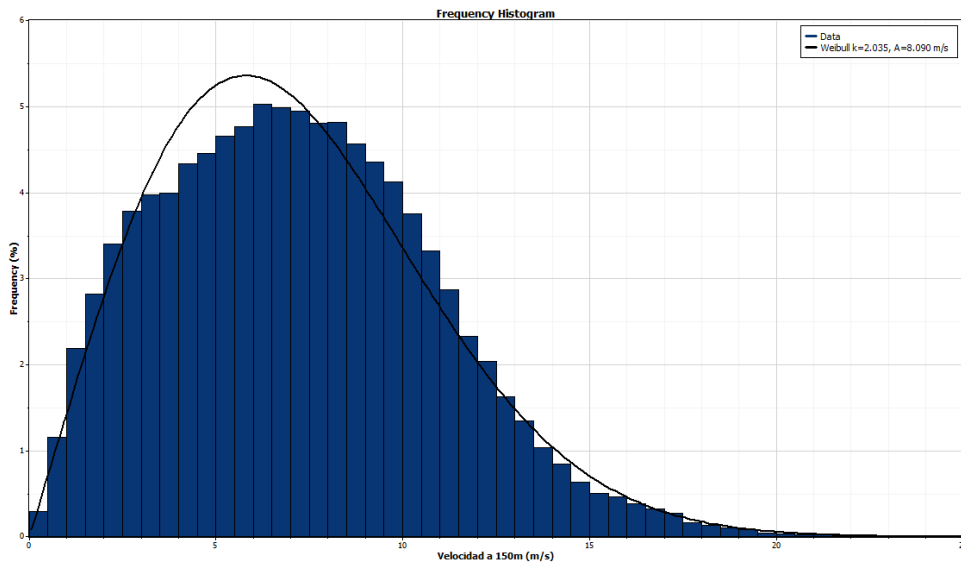
A partir de los resultados obtenidos, se observa que la dirección predominante del viento desde el punto de vista energético se encuentra entorno a los 225°, siendo esta dirección la que ofrece una mayor cantidad de la energía disponible en el emplazamiento seleccionado. A su vez, se muestra la existencia de una dirección complementaria entorno a los 67, 5°, pero esta ofrece una cantidad de energía inferior a la que ofrece la dirección principal comentada previamente.

Los resultados obtenidos son realmente importantes para establecer la disposición final de los aerogeneradores ya que, de acuerdo con los criterios de implantación de aerogeneradores, estos se deben de establecer en una dirección perpendicular a la dirección dominante de energía, para este caso 225°; por ello, la disposición de los aerogeneradores y con ello de cada una de las filas de aerogeneradores se establecerá sobre el eje 135°-315°. Todo ello bajo

el objetivo de aprovechar lo máximo posible la energía ofrecida por el recurso eólico del emplazamiento.

## **2.6 FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL**

La distribución de Weibull es una de las distribuciones estadísticas más empleadas en el ámbito de la energía eólica, ya que permite caracterizar estadísticamente el comportamiento del viento en un emplazamiento determinado, ya que se ajusta bien a las distribuciones de viento medidas.



*Figura 11: Distribución de Weibull a 150 m*

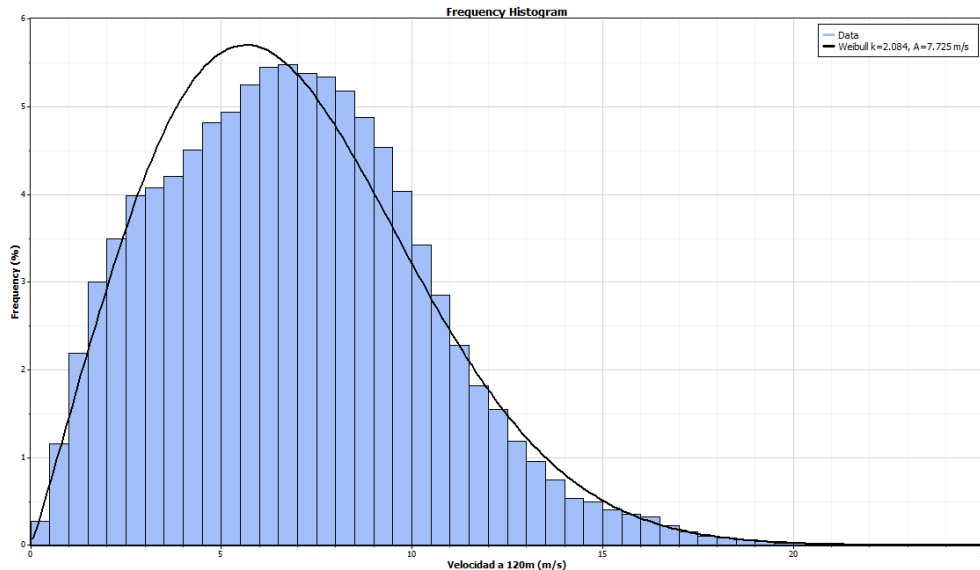


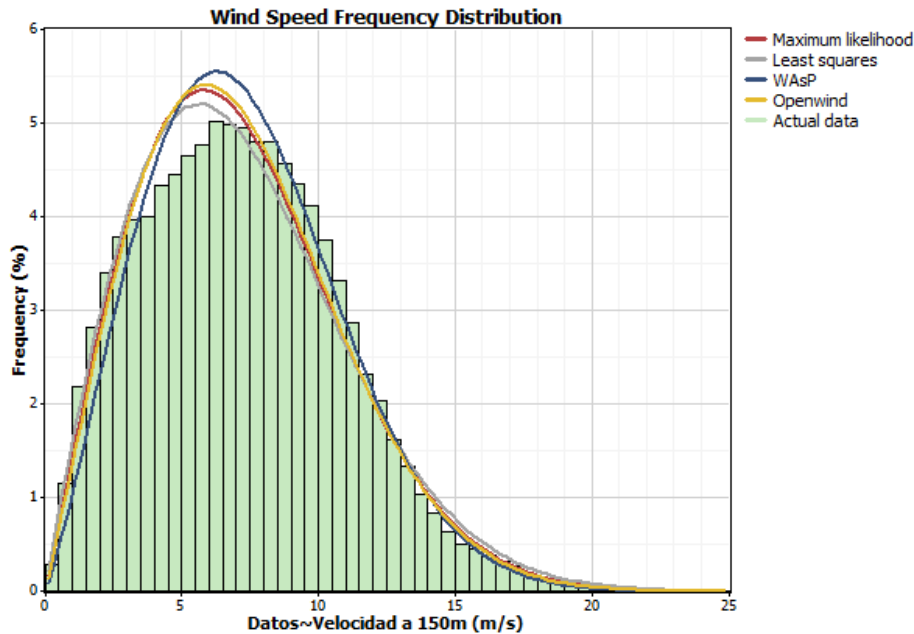
Figura 12: Distribución de Weibull a 120 m

Analizando los resultados obtenidos tanto a 120 metros como a 150 metros de altura, se puede analizar como para ambos casos la mayor frecuencia de aparición se concentra en velocidades medias (la distribución se encuentra desplazada hacia la izquierda) mientras que para velocidades muy reducidas y velocidades muy elevadas se presentan con una menor ocurrencia.

El parámetro  $k$ , conocido como factor de forma, permite analizar la dispersión de las velocidades del viento, a menor valor de  $k$  se podrá apreciar una mayor variabilidad en las velocidades del viento, mientras que para valores más elevados de  $k$  se aprecia un conjunto de datos de viento con velocidades más concentradas en torno a la velocidad media. Concretamente para el emplazamiento seleccionado, a ambas alturas se ha obtenido un valor de  $k$  entorno a 2, lo que muestra que el viento en el emplazamiento seleccionado tiene una variabilidad moderada, algo típico en los emplazamientos en los que se sitúan parques eólicos.

A su vez, se aprecia como la curva de probabilidad en la distribución a 150 metros, se encuentra un poco más hacia la derecha, lo que implica que la probabilidad de obtener velocidades de viento más altas es más probable a 150 metros que a 120 metros, lo que

reforzaría la hipótesis de disposición de los bujes de los aerogeneradores comentada previamente.



*Figura 13: Distribuciones de Weibull a 150 metros con distintos ajustes*

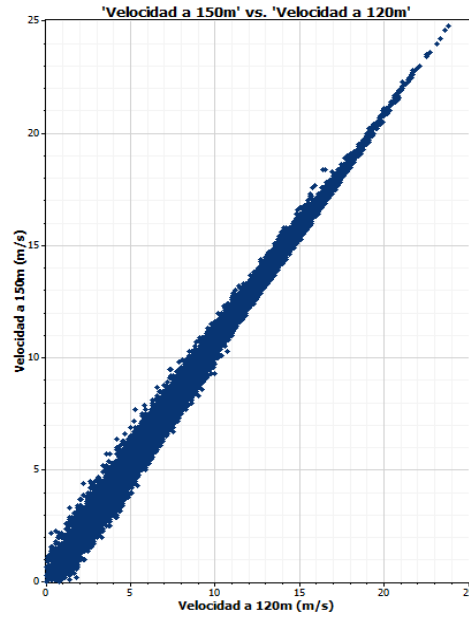
Asimismo, se puede apreciar como a pesar del empleo de distintos métodos de ajuste estadístico, entre los que se incluyen máxima verosimilitud, mínimos cuadrados WasP y Openwind; la distribución de velocidades del viento a 150 metros de altura la mayor frecuencia de aparición se encuentra entorno a velocidades medias.

## **2.7 ANÁLISIS ESTADÍSTICO**

Como es de esperar, las velocidades del viento a 120 metros y a 150 metros presentan una clara correlación lineal positiva (mostrada en la figura 14), mostrando que la evolución de las velocidades a ambas alturas es muy similar.

Esta relación es muy útil en términos del análisis del recurso eólico, ya que permite estimar la velocidad del viento a una de las alturas a partir de la otra mediante la regresión lineal existente. Por ello, en caso de existir una anomalía en la toma de datos a una determinada

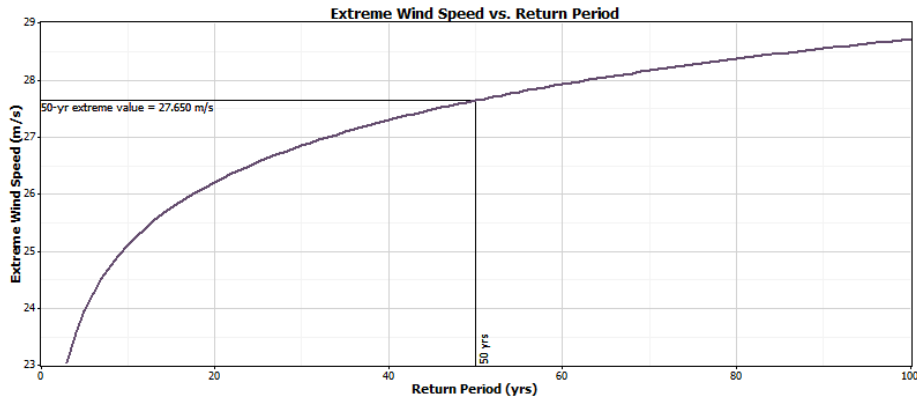
altura, mediante la relación obtenida se podrían obtener una estimación razonable de aquellos valores no registrados.



*Figura 14: Regresión entre las velocidades de viento a 120 m y 150 m*

La durabilidad habitual de un parque eólico suele ser de entorno 20 a 30 años de antigüedad, el viento en periodos de tiempo tan largos puede sufrir grandes variaciones pudiéndose experimentar episodios puntuales de viento extremo, por lo que es importante a tener en cuenta a fin de garantizar la seguridad y la adecuada selección de cada uno de los aerogeneradores. Por ello, es a resaltar la información mostrada en la figura 17 en la que se muestra que en un periodo de 20 a 30 años se estima que la velocidad máxima que soportará

el parque se encuentra en torno a los 27 m/s; este valor de velocidad debe de ser tenido en cuenta para el diseño de los aerogeneradores del parque.



*Figura 15: Velocidad extrema del viento en función del periodo de retorno*

La gráfica mostrada en la figura 18, representa la función de distribución acumulada de los valores de velocidad extremos anuales del viento; en este se muestra la probabilidad de que la velocidad extrema anual del viento sea menor o igual a un determinado valor determinado de velocidad en el emplazamiento seleccionado.

Particularmente en el emplazamiento seleccionado, se puede apreciar que la velocidad extrema del viento más elevada en un periodo de retorno de 50 años es de aproximadamente 27,65 m/s. Este valor de velocidad resulta relevante para el adecuado diseño del parque eólico, a fin de asegurar que los aerogeneradores del parque sean capaces de soportar las condiciones que se pueden llegar a dar en el emplazamiento seleccionado.

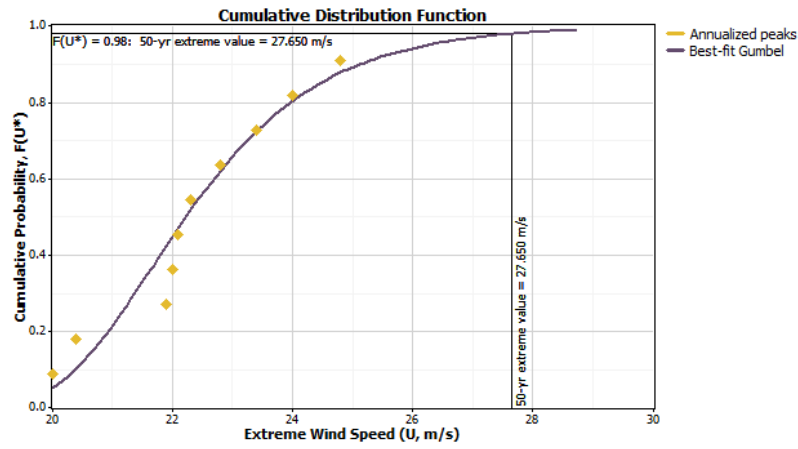


Figura 16: Probabilidad acumulada de vientos extremos

## **Capítulo 3. ANÁLISIS ENERGÉTICO DEL EMPLAZAMIENTO**

Para la realización del análisis energético del emplazamiento seleccionado se ha empleado el software WAsP, una de las herramientas más utilizadas en el ámbito profesional para la simulación del recurso eólico, y estimación de la futura generación eléctrica que es posible de alcanzar en un emplazamiento determinado. Dicho programa ha sido desarrollado por DTU Wind Energy Systems, perteneciente a la Technical University of Denmark [2], y permite estudiar el comportamiento del recurso eólico en el emplazamiento seleccionado teniendo en cuenta características concretas del emplazamiento como puede ser la rugosidad y la topografía específicas del terreno seleccionado para albergar el futuro parque eólico.

En primer lugar, se empleará el programa WAsP Climate Analyst a fin de importar en el programa WAsP, los datos de viento en el emplazamiento seleccionado proporcionados por la empresa Vortex, y los cuales previamente han sido analizados concretamente mediante el empleo de Windrographer (mostrados previamente en el mismo anexo).

En segundo lugar, a fin de realizar una digitalización de la rugosidad y la topografía del emplazamiento seleccionado, a fin de lograr introducir en el programa las características específicas en el terreno y lograr estimaciones más concretas, se empleará el programa WAsP Map Editor.

Por último, se introducirán en el software WAsP Turbine Editor, a fin de introducir en el programa WAsP las curvas de potencia proporcionadas por cada uno de los fabricantes [3]; con el objetivo final de lograr realizar una simulación real de la energía eléctrica generada cada año con cada tipo de aerogenerador, a fin de seleccionar aquel aerogenerador que proporcione un mayor rendimiento al parque eólico.

### 3.1 WASP CLIMATE ANALYST

Inicialmente, se empleará el programa WASP Climate Analyst a fin de importar y procesar los datos de viento a 150 metros de altura proporcionados por la empresa Vortex y posteriormente analizados mediante el programa Windographer, logrando introducir en WASP un análisis detallado del recurso eólico en el emplazamiento seleccionado; esto ha permitido la obtención de una rosa de dirección de vientos junto a su respectiva distribución de Weibull e histograma para el emplazamiento seleccionado.

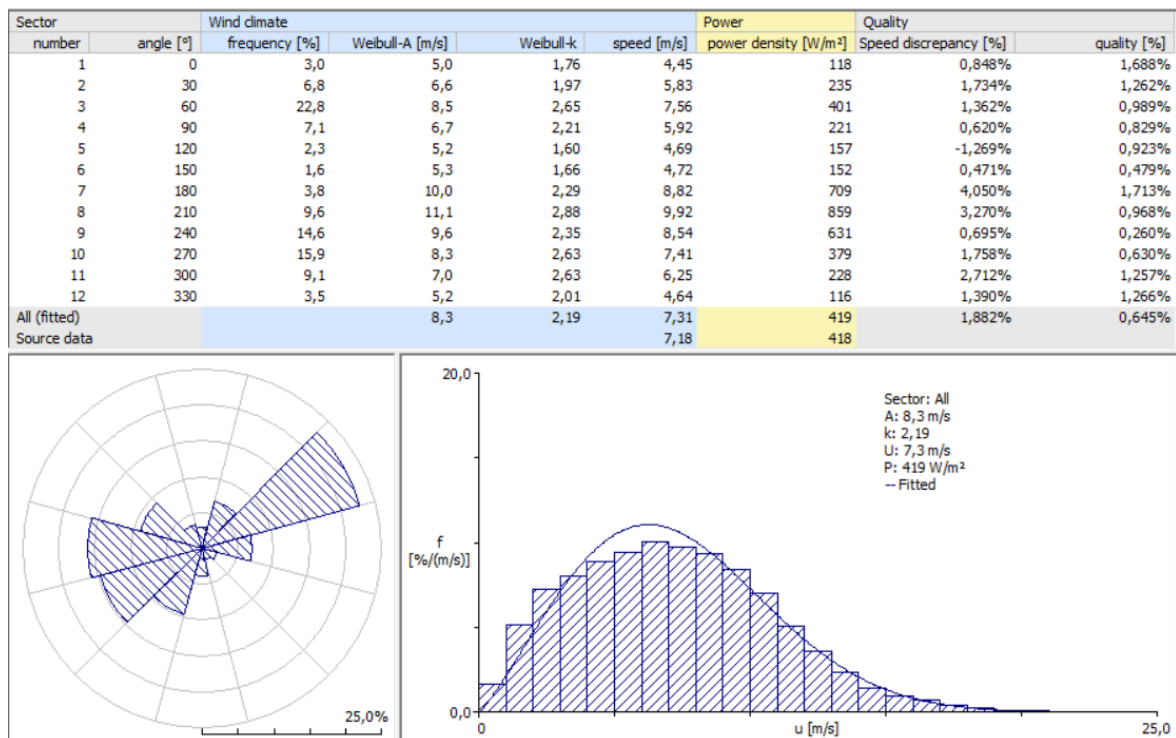
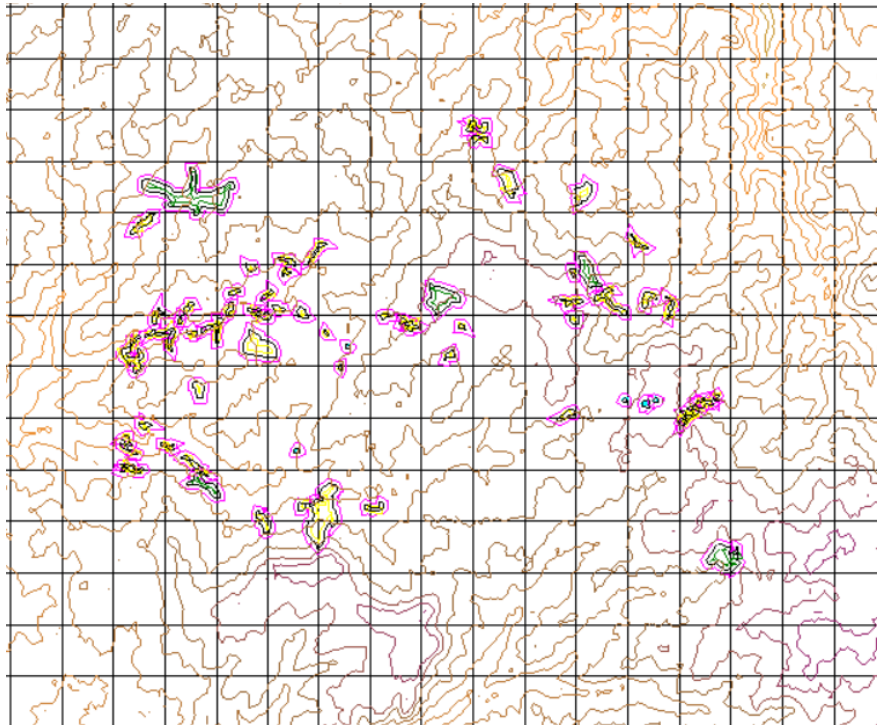


Figura 17: Análisis del recurso eólico proporcionado por WASP Climate Analyst

### 3.2 WASP MAP EDITOR

A fin de lograr una mayor precisión en las distintas simulaciones energéticas a realizar mediante el empleo de WASP, se ha realizado una digitalización del terreno, en términos de rugosidad y topografía.



*Figura 18: Mapa de rugosidad y topografía del emplazamiento seleccionado.*

Como se puede apreciar en el mapa obtenido (Figura 18), el emplazamiento seleccionado está formado principalmente por gran cantidad de parcelas agrícolas y caminos rurales; a su vez, presenta una vegetación muy dispersa que aparece en forma de pequeñas concentraciones de árboles o arbustos. Por ello, para la digitalización de la rugosidad solamente se han representado aquellas agrupaciones vegetales y masas de agua (principalmente lagunas) que realmente podrían llegar a generar una modificación en las condiciones locales del flujo; para el resto del terreno se mantienen las características habituales propias de un terreno agrícola de baja vegetación.

### **3.3 DENSIDAD DEL AIRE**

La determinación de la densidad del aire en el emplazamiento a estudiar es de gran importancia dentro del análisis energético del parque eólico, ya que este factor afecta en gran

cantidad a la potencia generada por cada uno de los aerogeneradores; ya que, para una misma velocidad de viento, una mayor densidad del aire implica una mayor masa de aire atravesando el aerogenerador por unidad de tiempo, lo que por consecuencia genera una mayor cantidad de energía eléctrica generada.

Es a destacar que la densidad es relevante para la adecuada selección de los aerogeneradores, ya que las curvas de potencia proporcionadas por los fabricantes se encuentran referidas a condiciones determinadas de densidad.

Para el correcto cálculo de la densidad en el emplazamiento seleccionado, se han empleado los datos de viento a 150 metros de altura proporcionados por la empresa Vortex, los cuales incluyen valores de presión y temperatura para cada una de las mediciones de velocidad realizadas en el emplazamiento.

Por ello, empleando la fórmula mostrada en la figura 19, y considerando una temperatura media a 150 metros de altura de 11,89°C (284,89 K), una presión media para la misma altura de 90,998 kPa y teniendo en cuenta que M corresponde a la masa molar del aire en kg/kmol, tomando un valor de 28,9664 kg/mol y que la constante universal de los gases ideales toma un valor de  $8,314 \frac{m^3 \cdot kPa}{K \cdot kmol}$  se ha obtenido que la densidad del aire a 150 metros de altura en el emplazamiento seleccionado es de  $1,112 \text{ kg/m}^3$ .

$$\text{Densidad del aire} = \frac{M \cdot p}{R \cdot T}$$

*Figura 19: Fórmula de cálculo de la densidad del aire*

### 3.4 WASP TURBINE EDITOR

A fin de lograr la obtención de una estimación real de la potencia eléctrica que es posible de obtener en el emplazamiento seleccionado, se han introducido en el software WASP cada una de las curvas de potencia correspondientes a los distintos modelos de aerogeneradores disponibles, empleando para ello el programa WASP Turbine Editor.

Los fabricantes de aerogeneradores suministran curvas de potencia para diferentes valores de densidad del aire, por ello, a fin de que la curva de potencia de los aerogeneradores esté alineada con la correspondiente a la densidad del emplazamiento, se ha realizado una interpolación lineal de los valores de potencia según el valor de la densidad del aire obtenido previamente en el emplazamiento seleccionado.

Se han obtenido las siguientes curvas de potencia y empuje, para el valor de densidad esperado en el emplazamiento dónde se sitúa el parque eólico:

#### **NORDEX / ACCIONA N163, 7MW (modo 0)**

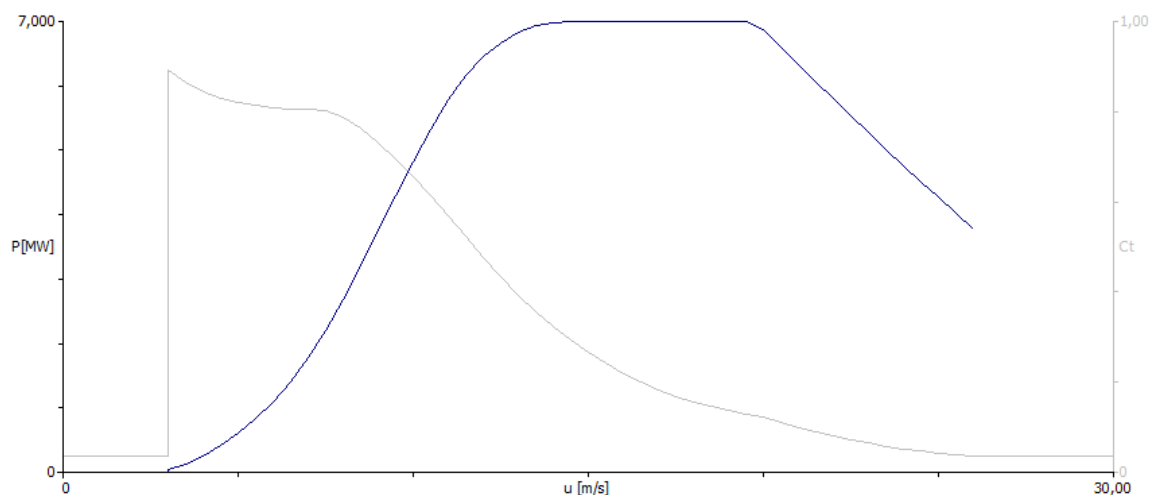


Figura 20: Curva de potencia y empuje del aerogenerador NORDEX N163 (modo 0)

#### **NORDEX/ ACCIONA N163, 7MW (modo 5)**

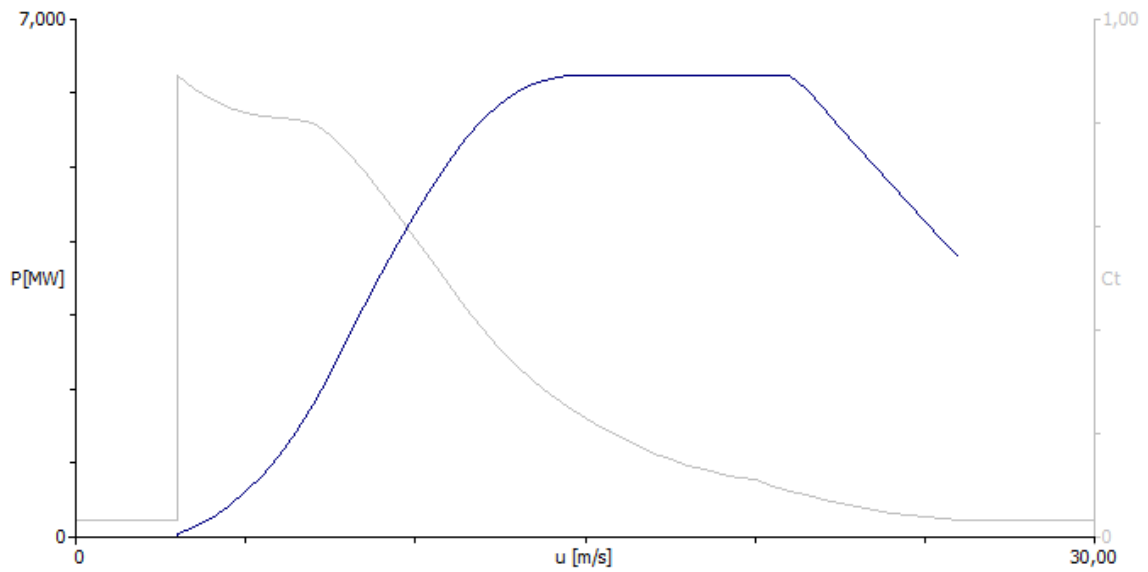


Figura 21: Curva de potencia y empuje del aerogenerador NORDEX N163 (modo 5)

**VESTAS V162, 6,2 MW**

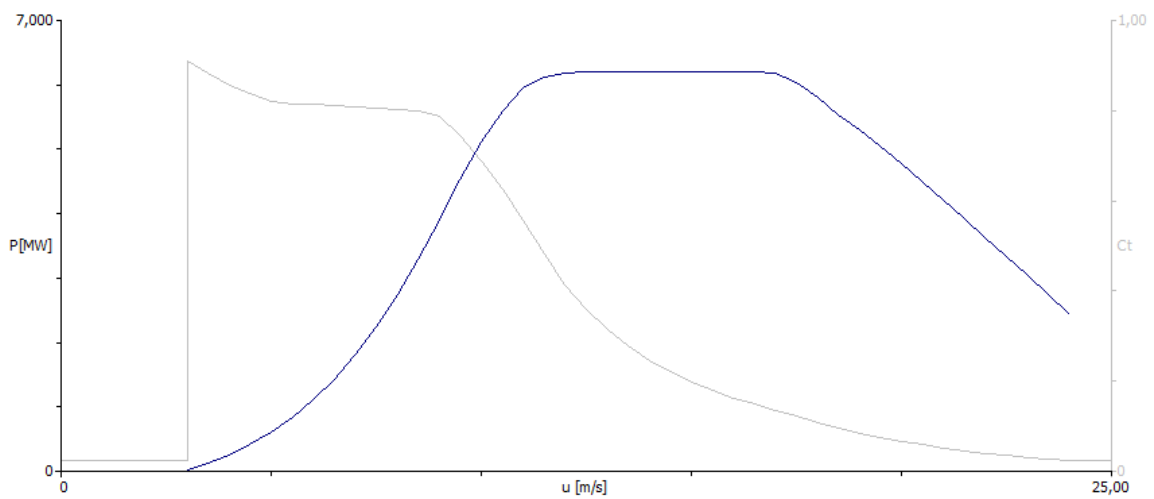


Figura 22: Curva de potencia y empuje del aerogenerador VESTAS V162

**VESTAS V172, 7,2 MW**

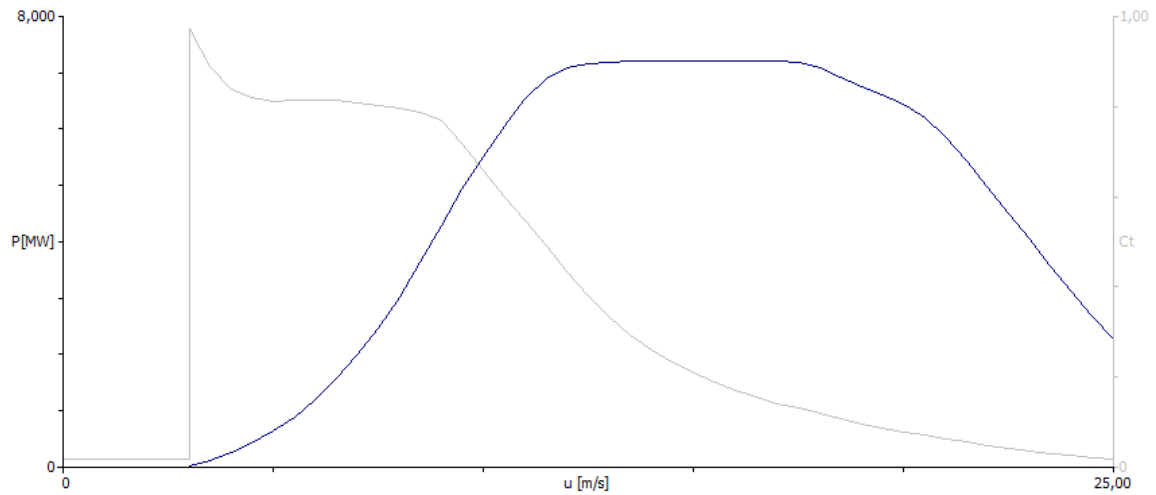


Figura 23: Curva de potencia y empuje del aerogenerador VESTAS V172

**SIEMENS GAMESA 170, 6,1 MW**

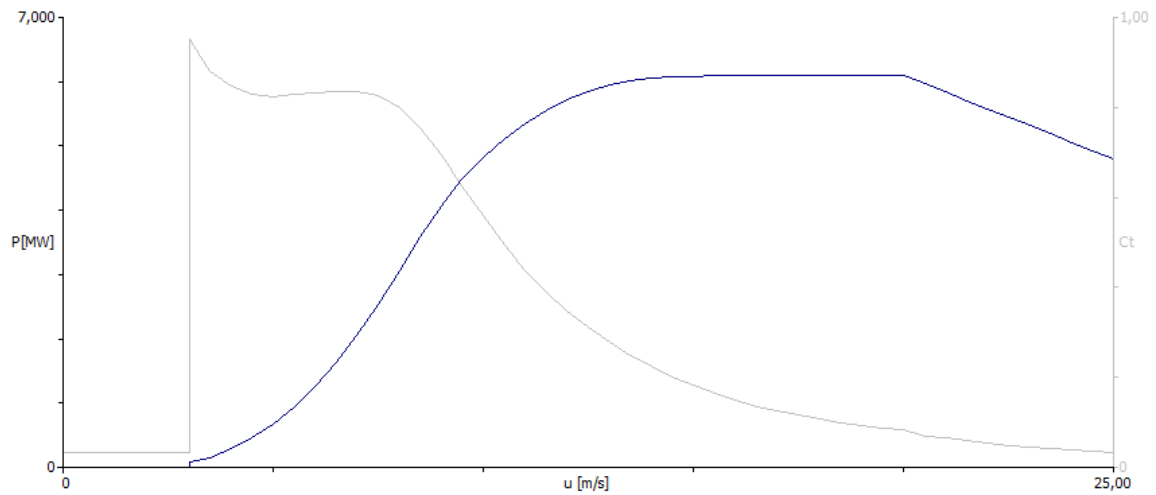


Figura 24: Curva de potencia y empuje del aerogenerador SIEMENS GAMESA 170

### SIEMENS GAMESA 170, 6,6 MW

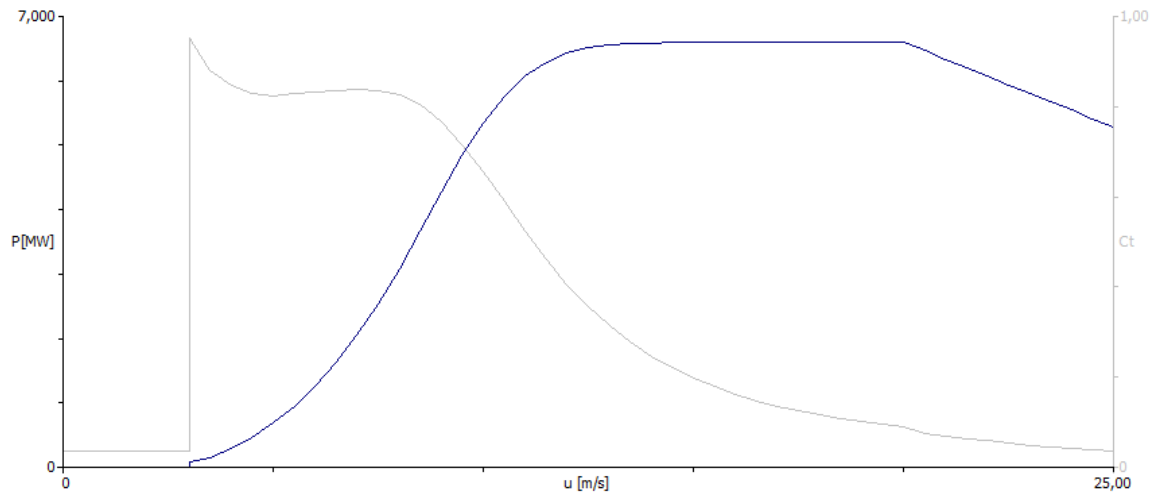


Figura 25: Curva de potencia y empuje del aerogenerador SIEMENS GAMESA 170

### 3.5 SELECCIÓN DE AEROGENERADORES

En el siguiente apartado se muestran los resultados obtenidos en las simulaciones de generación realizadas mediante WAsP para cada una de las curvas de potencia y empuje de cada una de las tecnologías de los aerogeneradores analizadas en el emplazamiento seleccionado.

Para cada una de las configuraciones, se mostrarán las coordenadas de los distintos aerogeneradores localizados en el emplazamiento, así como la energía bruta como la energía neta esperada por cada una de las turbinas eólicas en MWh/año. A su vez, se muestran las pérdidas por efecto estela generadas por la interacción entre cada uno de los aerogeneradores. Lo ideal al respecto de estas pérdidas es que se sitúen por debajo del 5%; no obstante valores inferiores al 6% se consideran aceptables, siempre que no se superen en ningún caso valores superiores al 10%, ya que esto mostraría que la disposición empleada para los aerogeneradores del parque es ineficiente.

Se seleccionará aquella tecnología de aerogeneradores que presente una mayor cantidad de horas equivalentes, es decir, presente una mayor cantidad de horas funcionando a un 100% de su potencia nominal instalada, por consecuencia, aquel que tenga una mayor cantidad de horas equivalentes, presentará un factor de carga más elevado; la energía vertida a la red es aquella que se obtiene al aplicarle a la energía neta generada por el conjunto de los aerogeneradores las pérdidas existentes. En el siguiente análisis, se han establecido un 3% de pérdidas eléctricas generadas a consecuencia de la infraestructura eléctrica (red de MT, subestación eléctrica...) existente entre el punto de generación y el punto de evacuación; un 3% causado por indisponibilidad de operación y mantenimiento de cada uno de los aerogeneradores, y por último, un 5% correspondiente a la incertidumbre existente con los valores de las curvas de potencia de cada una de las distintas tecnologías de aerogeneradores.

Escenarios Pérdidas - Rendimientos	Pérdidas [%]	Rendimientos
Eléctricas	3	0,97
Indisponibilidad O&M	3	0,97
Incumplimientos de Curva de Potencia & Otros	5	0,95
<b>Total</b>		<b>0,89</b>

*Tabla 1: Pérdidas establecidas*

### 3.5.1 NORDEX / ACCIONA N163

El siguiente aerogenerador, cuyo diámetro es de 163 metros, presenta dos modos de operación, cada uno de ellos cuenta con una potencia nominal distinta, el modo 0 cuenta con una potencia nominal de 7 MW por aerogenerador, y el modo 5 cuenta con una potencia nominal unitaria de 6,24 MW. Por ello, se han realizado simulaciones diferentes para cada uno de los modos de generación de este aerogenerador, a fin de analizar adecuadamente los resultados de la simulación.

### 3.5.1.1 N163 MODO 0 (7 MW)

El resultado de la simulación se muestra en la Tabla 2 y 3. En esta se puede apreciar que la producción de energía neta esperada del parque mediante el empleo de esta tecnología de aerogeneradores es de 172.811 MWh/año, vertiéndose finalmente a la red 154.467,98 MWh/año tras considerar las pérdidas establecidas anteriormente.

Aerogenerador	Xutm	Yutm	Energía Bruta [MWh/año]	Energía Neta [MWh/año]	Pérdidas Estela [%]
Turbine site 001	744662	4581716	22.769,00	21.439,00	5,84
Turbine site 002	744762	4581121	22.665,00	21.241,00	6,28
Turbine site 003	744843	4580510	22.735,00	21.548,00	5,22
Turbine site 004	744932	4579962	23.021,00	22.262,00	3,3
Turbine site 005	743471	4581920	22.499,00	22.063,00	1,94
Turbine site 006	743562	4581290	22.471,00	21.413,00	4,71
Turbine site 007	743636	4580732	22.540,00	21.352,00	5,27
Turbine site 008	743733	4580022	22.559,00	21.493,00	4,73
<b>Total</b>			<b>181.259,00</b>	<b>172.811,00</b>	<b>5%</b>

*Tabla 2: Simulación generación aerogeneradores NORDEX 163 (modo 0)*

Las pérdidas por efecto estela esperadas en el parque mediante el empleo de esta tecnología son de 5%, valor que se puede considerar aceptable para la adecuada explotación del parque eólico.

<b>Producción Bruta [MWh/año]</b>	<b>181.259,00</b>
<b>Producción Neta [MWh/año]</b>	<b>172.811,00</b>
<b>Producción a Red [MWh/año]</b>	<b>154.467,98</b>
<b>Horas Equivalentes [h]</b>	<b>2.758,36</b>
<b>Factor de capacidad</b>	<b>31,49</b>

*Tabla 3: Resumen generación aerogeneradores NORDEX 163 (modo 0)*

Mediante el empleo de esta tecnología de aerogeneradores se obtienen 2.758,26 horas de funcionamiento de los aerogeneradores funcionando a plena carga, presentando un factor de capacidad de 31,49 %; estos parámetros serán empleados posteriormente para realizar una comparación entre cada uno de los tipos de tecnologías disponibles.

### 3.5.1.2 N163 MODO 5 (6,24 MW)

La energía neta esperada en el emplazamiento mediante el empleo del aerogenerador Nordex 163 (modo 5) es de 160.339 MWh/año, lográndose verter a la red 143.319,82 MWh/año.

Aerogenerador	Xut <sub>m</sub>	Yut <sub>m</sub>	Energía Bruta [MWh/año]	Energía Neta [MWh/año]	Pérdidas Estela [%]
Turbine site 001	744662	4581716	21007	19.939,00	5,09
Turbine site 002	744762	4581121	20917	19.756,00	5,55
Turbine site 003	744843	4580510	20979	20.002,00	4,65
Turbine site 004	744932	4579962	21231	20.593,00	3,01
Turbine site 005	743471	4581920	20770	20.408,00	1,74
Turbine site 006	743562	4581290	20746	19.874,00	4,21
Turbine site 007	743636	4580732	20807	19.826,00	4,72
Turbine site 008	743733	4580022	20824	19.941,00	4,24
<b>Total</b>			<b>167.281,00</b>	<b>160.339,00</b>	<b>4%</b>

*Tabla 4: Simulación generación aerogeneradores NORDEX 163 (modo 5)*

Las pérdidas por efecto estela presentes para el modo 5 son de un 4%, obteniéndose así un valor adecuado para una correcta explotación del parque eólico; a su vez, cabe a destacar que el valor de las pérdidas esperado es inferior al obtenido anteriormente mediante el empleo del modo 0.

<b>Producción Bruta [MWh/año]</b>	<b>167.281,00</b>
<b>Producción Neta [MWh/año]</b>	<b>160.339,00</b>
<b>Producción a Red [MWh/año]</b>	<b>143.319,82</b>
<b>Horas Equivalentes [h]</b>	<b>2.870,99</b>
<b>Factor de capacidad</b>	<b>32,77</b>

*Tabla 5: Resumen generación aerogeneradores NORDEX 163 (modo 5)*

Se esperan 2.870,99 horas de funcionamiento a plena carga, y por ello, se obtiene un factor de carga de 32,77%. Ambos valores son superiores a los obtenidos previamente mediante el empleo del modo 0 del aerogenerador Nordex N163.

### 3.5.2 VESTAS V172

El aerogenerador Vestas presenta un diámetro de 172 metros, y cuenta con una potencia nominal de 7,2 MW por cada aerogenerador. En los resultados obtenidos tras las simulaciones (tablas 6 y 7), se destaca que empleando este tipo de aerogeneradores se obtendría una energía neta en el parque de 189.370 MWh/año, de los cuales se podrían llegar a verter a la red 169.269,32 MWh/año.

Aerogenerador	Xutm	Yutm	Energía Bruta [MWh/año]	Energía Neta [MWh/año]	Pérdidas Estela [%]
Turbine site 001	744662	4581716	25.056,00	23.477,00	6,3
Turbine site 002	744762	4581121	24.942,00	23.242,00	6,81
Turbine site 003	744843	4580510	25.018,00	23.594,00	5,69
Turbine site 004	744932	4579962	25.328,00	24.403,00	3,65
Turbine site 005	743471	4581920	24.771,00	24.254,00	2,08
Turbine site 006	743562	4581290	24.740,00	23.476,00	5,11
Turbine site 007	743636	4580732	24.814,00	23.381,00	5,77
Turbine site 008	743733	4580022	24.832,00	23.543,00	5,19
<b>Total</b>			<b>199.501,00</b>	<b>189.370,00</b>	<b>5%</b>

*Tabla 6: Simulación generación aerogeneradores VESTAS V172*

Las pérdidas por efecto estela esperadas por el aerogenerador Vestas V172, son de un 5%, obteniéndose un valor admisible que no afectaría en exceso a la futura generación del parque eólico.

<b>Producción Bruta [MWh/año]</b>	<b>199.501,00</b>
<b>Producción Neta [MWh/año]</b>	<b>189.370,00</b>
<b>Producción a Red [MWh/año]</b>	<b>169.269,32</b>
<b>Horas Equivalentes [h]</b>	<b>2.938,70</b>
<b>Factor de capacidad</b>	<b>33,55</b>

*Tabla 7: Resumen generación aerogeneradores VESTAS V172*

Se esperan 2.938,7 horas equivalentes de funcionamiento a plena carga, y por consecuencia, se ha obtenido un factor de capacidad de un 33,55%.

### 3.5.3 VESTAS V162

El siguiente aerogenerador de la compañía Vestas presenta un diámetro de 162 metros, y cada uno de los aerogeneradores presenta una potencia nominal de 6,2 MW. En las simulaciones de generación, se espera que en el hipotético caso en el que se empleasen este tipo de aerogeneradores en el emplazamiento se obtendrían 170.721 MWh/año, de los cuales se verterían a la red 152.599,82 MWh/año.

Aerogenerador	Xutm	Yutm	Energía Bruta [MWh/año]	Energía Neta [MWh/año]	Pérdidas Estela [%]
Turbine site 001	744662	4581716	22.506,00	21.195,00	5,83
Turbine site 002	744762	4581121	22.405,00	20.981,00	6,36
Turbine site 003	744843	4580510	22.473,00	21.276,00	5,33
Turbine site 004	744932	4579962	22.745,00	21.966,00	3,42
Turbine site 005	743471	4581920	22.261,00	21.829,00	1,94
Turbine site 006	743562	4581290	22.234,00	21.164,00	4,81
Turbine site 007	743636	4580732	22.297,00	21.091,00	5,41
Turbine site 008	743733	4580022	22.311,00	21.219,00	4,89
<b>Total</b>			<b>179.232,00</b>	<b>170.721,00</b>	<b>5%</b>

Tabla 8: Simulación generación aerogeneradores VESTAS V162

Las pérdidas por efecto estela esperadas para este tipo de tecnología son de un 5%, situándose dentro del rango considerado aceptable para una adecuada explotación energética del parque.

<b>Producción Bruta [MWh/año]</b>	<b>179.232,00</b>
<b>Producción Neta [MWh/año]</b>	<b>170.721,00</b>
<b>Producción a Red [MWh/año]</b>	<b>152.599,82</b>
<b>Horas Equivalentes [h]</b>	<b>3.076,61</b>
<b>Factor de capacidad</b>	<b>35,12</b>

Tabla 9: Resumen generación aerogeneradores VESTAS V162

Se obtienen 3.076,61 horas de funcionamiento a plena carga y un factor de capacidad de un 35,12% mediante el empleo de esta tecnología.

### 3.5.4 SIEMENS GAMESA 170

El aerogenerador desarrollado por la compañía Siemens Gamesa, presenta un diámetro de rotor de 170 metros y se han analizado dos configuraciones con potencias nominales distintas, una de 6,6 MW y otra de 6,1 MW. A fin de analizar el comportamiento de cada una de las configuraciones en el emplazamiento seleccionado, se han estudiado de forma independiente.

#### 3.5.4.1 SG170 (6,6 MW)

La siguiente configuración presenta una potencia nominal por aerogenerador de 6,6 MW; mediante el empleo de esta tecnología se espera obtener una energía neta de 183.686 MWh/año de los cuales se logran verter a la red 164.188,65 MWh/año.

Aerogenerador	Xutm	Yutm	Energía Bruta [MWh/año]	Energía Neta [MWh/año]	Pérdidas Estela [%]
Turbine site 001	744662	4581716	24.258,00	22.798,00	6,02
Turbine site 002	744762	4581121	24.155,00	22.565,00	6,58
Turbine site 003	744843	4580510	24.227,00	22.886,00	5,53
Turbine site 004	744932	4579962	24.512,00	23.631,00	3,59
Turbine site 005	743471	4581920	23.997,00	23.511,00	2,02
Turbine site 006	743562	4581290	23.970,00	22.775,00	4,98
Turbine site 007	743636	4580732	24.038,00	22.686,00	5,62
Turbine site 008	743733	4580022	24.055,00	22.834,00	5,07
<b>Total</b>			<b>193.212,00</b>	<b>183.686,00</b>	<b>5%</b>

Tabla 10: Simulación generación aerogeneradores SG170 (6,6 MW)

Mediante el empleo de esta tecnología en el parque eólico, se esperan unas pérdidas de un 5%; valor aceptable que no supondrá un inconveniente en la generación del parque eólico.

<b>Producción Bruta [MWh/año]</b>	<b>193.212,00</b>
<b>Producción Neta [MWh/año]</b>	<b>183.686,00</b>
<b>Producción a Red [MWh/año]</b>	<b>164.188,65</b>
<b>Horas Equivalentes [h]</b>	<b>3.109,63</b>
<b>Factor de capacidad</b>	<b>35,50</b>

Tabla 11: Resumen generación aerogeneradores SG170 (6,6 MW)

Se han obtenido 3.109,63 horas de funcionamiento a plena carga, y con ello, un factor de capacidad de un 35,50%.

### 3.5.4.2 SG170 (6,1 MW)

Esta configuración presenta una potencia nominal por aerogenerador de 6,1 MW. En la simulación se esperan mediante el empleo de esta tecnología una energía bruta de 172.249 MWh/año, de los cuales se vierten en la red 153.965,65 MWh/año.

Aerogenerador	Xutm	Yutm	Energía Bruta [MWh/año]	Energía Neta [MWh/año]	Pérdidas Estela [%]
Turbine site 001	744662	4581716	22.630,00	21.423,00	5,33
Turbine site 002	744762	4581121	22.539,00	21.207,00	5,91
Turbine site 003	744843	4580510	22.603,00	21.471,00	5,01
Turbine site 004	744932	4579962	22.859,00	22.102,00	3,31
Turbine site 005	743471	4581920	22.395,00	21.981,00	1,85
Turbine site 006	743562	4581290	22.371,00	21.362,00	4,51
Turbine site 007	743636	4580732	22.433,00	21.290,00	5,1
Turbine site 008	743733	4580022	22.449,00	21.413,00	4,61
<b>Total</b>			<b>180.279,00</b>	<b>172.249,00</b>	<b>4%</b>

*Tabla 12: Simulación generación aerogeneradores SG170 (6,1MW)*

Las pérdidas por efecto estela se encuentran por debajo de 5%, adquiriendo un valor de un 4%; un valor adecuado para asegurar una adecuada generación del parque eólico.

<b>Producción Bruta [MWh/año]</b>	<b>180.279,00</b>
<b>Producción Neta [MWh/año]</b>	<b>172.249,00</b>
<b>Producción a Red [MWh/año]</b>	<b>153.965,63</b>
<b>Horas Equivalentes [h]</b>	<b>3.155,03</b>
<b>Factor de capacidad</b>	<b>36,02</b>

*Tabla 13: Resumen generación aerogeneradores SG170 (6,1 MW)*

Mediante el empleo de esta tecnología se espera que cada uno de los aerogeneradores presente un funcionamiento a plena potencia durante 3.155,03 horas, obteniéndose por ello un factor de carga de 36,02%.

### 3.5.5 COMPARACIÓN Y ELECCIÓN DE AEROGENERADOR

Tras la simulación de la generación esperada en el emplazamiento seleccionado para cada una de las tecnologías analizadas en el emplazamiento seleccionado, se ha elaborado una comparativa de los principales indicadores de rendimiento con el objetivo de seleccionar el aerogenerador más adecuado para la generación del parque eólico.

	NORDEX N163 (modo 0)	NORDEX N163 (modo 5)	VESTAS V172	VESTAS V162	SG 170 (6,6 MW)	SG 170 (6,1 MW)
<b>Producción a Red [MWh/año]</b>	154.467,98	143.319,82	<b>169.269,32</b>	152.599,82	164.188,65	153.965,63
<b>Horas Equivalentes [h]</b>	2.758,36	2.870,99	2.938,70	3.076,61	3.109,63	<b>3.155,03</b>
<b>Factor de capacidad</b>	31,49	32,77	33,55	35,12	35,50	<b>36,02</b>

*Tabla 14: Comparación de resultados de generación entre distintas tecnologías de aerogeneradores*

De acuerdo con el criterio de selección mostrado anteriormente, pese a no verter la mayor cantidad de energía a la red, como sí ocurre con el aerogenerador Vestas V172, se escogerá el aerogenerador SG-170, en su configuración de 6,1 MW, ya que mediante el empleo de esta configuración se estima que los aerogeneradores del parque trabajarán a potencia nominal durante 3.155,03 horas, obteniéndose por consecuencia un factor de carga de un 36,02 %.

## Capítulo 4. BIBLIOGRAFÍA

- [1] UL SOLUTIONS, «Windographer | Wind Data Analytics and Visualization Solution | UL Solutions». [En línea]. Disponible en: <https://www.ul.com/software/windographer-wind-data-analytics-and-visualization-solution>
- [2] DTU, «WAsP». [En línea]. Disponible en: <https://wasp.dtu.dk/>
- [3] Consolación Alonso Alonso, «Documentación docente y recursos complementarios sobre energía eólica.»



# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

## **ANEXO III: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS**

Autor: Domingo Echeverría Lorente

Director: Consolación Alonso Alonso

## *Índice de la memoria*

<b>Capítulo 1. Red de media tensión.....</b>	<b>4</b>
1.1 Intensidad Máxima Admisible .....	5
1.1.1 Factor de corrección temperatura del terreno.....	6
1.1.2 Factor de corrección Resistividad del Terreno.....	6
1.1.3 Factor de corrección por Ternas.....	7
1.1.4 Factor de corrección por profundidad de zanja .....	8
1.1.5 Cálculo de intensidad.....	8
1.2 Caídas de Tensión .....	11
<b>Capítulo 2. Bibliografía.....</b>	<b>12</b>

## *Índice de figuras*

Figura 1: Esquema disposición circuitos del parque eólico. .... 5

## *Índice de tablas*

Tabla 1: Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad.[1].....	6
Tabla 2: Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta a 1,5 Km/W[1]	7
Tabla 3: Factor de corrección por distancia entre ternas o cables tripolares. [1] .....	7
Tabla 4:Factores de corrección según profundidad. [1] .....	8
Tabla 5:Factores de corrección del circuito.....	9
Tabla 6: Intensidad máxima esperada en los circuitos 1 y 2 del parque eólico.....	9
Tabla 7: Intensidad máxima esperada en el circuito 3 del parque eólico.....	9
Tabla 8: Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y corriente alterna para cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados.[1].....	10
Tabla 9:Caída de tensión en los circuitos de media tensión del parque eólico. ....	11

## Capítulo 1. RED DE MEDIA TENSIÓN

En el siguiente apartado se muestran cada uno de los cálculos realizados para realizar la elección adecuada de cada uno de los cables eléctricos que formarán parte del circuito de media tensión del parque eólico.

Para el cálculo adecuado de los límites de intensidad, el parque ha quedado dividido en 3 circuitos distintos a fin de conectar cada uno de los aerogeneradores del parque eólico con la subestación elevadora del propio parque.

El circuito 1 se encuentra situado al oeste de la subestación y abarca a los aerogeneradores AE 7, AE 6 y AE 5; el circuito 2 se encuentra situado al este de la subestación y conecta a los aerogeneradores AE 2, AE 3 y AE 4; por último, el circuito 3 se encuentra al norte de la subestación y conecta a los aerogeneradores AE 8 y AE 1.

En el tramo final de aproximación a la subestación, los tres circuitos discurren conjuntamente sobre una misma zanja, en la que se alojan tres ternas trifásicas independientes de media tensión.

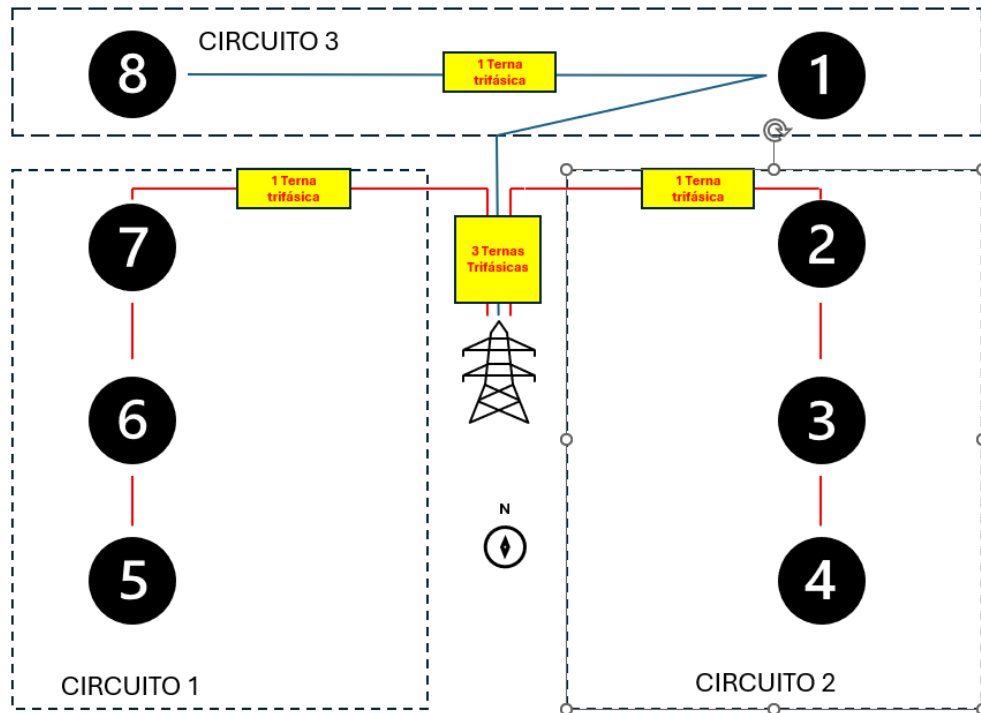


Figura 1: Esquema disposición circuitos del parque eólico.

## 1.1 INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE

Se considera una instalación tipo con cables de aislamiento seco hasta 18/30 kV formada por una terna de cables unipolares directamente enterrados en una franja de un 1 metro de profundidad estableciendo una resistividad térmica media del terreno de 1,5 km/W, con una temperatura del terreno a 1 metro de profundidad de 25 °C y una temperatura del aire de 40°C. Debido a que en el emplazamiento situado seleccionado no se encuentran concretamente estas condiciones, es necesaria la aplicación de distintos factores de corrección. [1]

### 1.1.1 FACTOR DE CORRECCIÓN TEMPERATURA DEL TERRENO

La temperatura promedio del terreno a 1 metro de profundidad tiene un valor de 15°C, y estableciendo que la temperatura máxima de servicio permanente tiene un valor de 90°C, se obtiene el factor de corrección mostrado en la siguiente ecuación.

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_t}{\theta_s - 25}} \sqrt{\frac{90 - 15}{90 - 25}} = 1,074$$

*Ecuación 1: Factor de corrección por temperatura del suelo.*

### 1.1.2 FACTOR DE CORRECCIÓN RESISTIVIDAD DEL TERRENO

Los cables pertenecientes al circuito de media tensión del parque eólico se disponen enterrados en zanjas y embebidos en hormigón en masa, para el cálculo térmico se establece que la resistividad térmica del material envolvente de cada uno de los cables al descubierto es de 1 km/W. Analizando la tabla 2, se tomará el factor más conservador de valor 1,18.

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza
3,00	De piedra granítica

*Tabla 1: Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad.[1]*

Tipo de instalación	Sección del conductor mm <sup>2</sup>	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	

Tabla 2: Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta a 1,5 km/W[1]

### 1.1.3 FACTOR DE CORRECCIÓN POR TERNAS

La configuración de los circuitos empleados para conectar cada uno de los aerogeneradores con la subestación del parque sigue el esquema mostrado anteriormente en la Figura 1, en este esquema se aprecia los tres circuitos se conectan a la subestación desde un mismo punto, empleando para ello una zanja conformada por tres ternas trifásicas separadas entre sí 25 cm, y cada una de ellas conformadas por cables directamente enterrados.

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

Tabla 3: Factor de corrección por distancia entre ternas o cables tripolares. [1]

Por ello, en el punto de conexión de los circuitos con la subestación, se obtiene un coeficiente de 0,74 interpolando linealmente mediante la distancia entre ternas de 25 cm.

#### 1.1.4 FACTOR DE CORRECCIÓN POR PROFUNDIDAD DE ZANJA

Debido a que la profundidad de la zanja es de un metro de profundidad, el factor de corrección a aplicar mostrado en la tabla 4 se corresponde con el valor unidad.

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>	≤185 mm <sup>2</sup>	>185 mm <sup>2</sup>
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Tabla 4: Factores de corrección según profundidad. [1]

#### 1.1.5 CÁLCULO DE INTENSIDAD

El valor de la intensidad se obtiene a partir del valor de la potencia nominal de cada uno de los aerogeneradores, la tensión existente en media tensión (30 kV en este caso) y estableciendo como 0,9 el valor del factor de potencia.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos(\theta)}$$

Se calculará la intensidad para el caso más desfavorable para cada uno de los circuitos, este caso es el punto de conexión con la subestación en el que existirán tres ternas trifásicas.

Para ambos casos se tienen que aplicar los factores de corrección comentados en el apartado anterior.

Factores de corrección	Temperatura	Resistividad	Ternas	Profundidad zanjas	TOTAL
	1,074	1,18	0,74	1	0,94

Tabla 5: Factores de corrección del circuito

### CIRCUITO 1 y 2

Ambos circuitos conectan a 3 aerogeneradores en una única terna; el punto de estudio será la situación más desfavorable, que es el punto de conexión a

Aerogeneradores	Potencia total (MW)	Tensión (kV)	Factor de potencia	Intensidad (A)
3	18,3	30	0,9	391,32

Tabla 6: Intensidad máxima esperada en los circuitos 1 y 2 del parque eólico.

Obteniéndose una intensidad total tras aplicar los factores de corrección de 416,3 A.

$$I = \frac{\text{Intensidad}}{\text{Factores de corrección}} = \frac{391,32}{0,94} = 416,3 \text{ A}$$

Ecuación 2: Cálculo de intensidad para los circuitos 1 y 2 del parque eólico.

### CIRCUITO 3

El caso más desfavorable en este ramal cuenta con 3 aerogeneradores conectados, en el circuito 1 el AE 5, AE 6 y AE 7; y en el circuito 2 el AE 2, AE 3 y AE 4.

Aerogeneradores	Potencia total (MW)	Tensión (kV)	Factor de potencia	Intensidad (A)
2	12,2	30	0,9	260,88

Tabla 7: Intensidad máxima esperada en el circuito 3 del parque eólico.

Obteniéndose una intensidad total tras aplicar los factores de corrección de 277,53 A.

$$I = \frac{\text{Intensidad}}{\text{Factores de corrección}} = \frac{260,88}{0,94} = 277,53 \text{ A}$$

Ecuación 3: Cálculo de intensidad para el circuito 3 del parque eólico.

Para el adecuado dimensionamiento de cada uno de los cables del circuito de media tensión del parque eólico, se empleará el valor de intensidad de 416,3 A para los cables correspondientes al circuito 1 y al circuito 2; y el valor de 277, 53 A para el cableado del circuito 3.

Sección (mm <sup>2</sup> )	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

*Tabla 8: Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y corriente alterna para cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados.[1]*

A fin de abaratar costes en el diseño del parque eólico, cada uno de los cables de media tensión del parque eólico emplearán como conductor el aluminio, y como material de aislamiento XLPE, material que presenta una excelente resistencia frente al envejecimiento térmico, elevada resistencia a agentes químicos y robustez mecánica.

Por ello, según el Reglamento de Líneas de Alta Tensión (ITC-06), para el cableado de los circuitos 1 y 2 se emplearán cables de 400 mm<sup>2</sup>, y para el circuito 3 cables con una sección de 185 mm<sup>2</sup>; para ambos casos se emplearán como material conductor aluminio y de material aislante XLPE.

## 1.2 CAÍDAS DE TENSIÓN

Se realiza el cálculo de la caída de tensión en los cables de cada uno de los circuitos, el criterio para seleccionar el cable será el de máxima intensidad admisible. La caída de tensión para cada uno de los circuitos se obtiene mediante el empleo de la ecuación 4.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos \varphi}{\gamma * S}$$

*Ecuación 4: Ecuación cálculo caída de tensión de un cable. [1]*

Se emplea la siguiente ecuación teniendo en cuenta que:

- L → Longitud de la línea en metros.
- I → Intensidad de corriente en A.
- S → Sección del conductor en  $mm^2$ .
- $\gamma$  → Conductividad del Aluminio ( $27,3 \frac{m}{\Omega * mm^2}$ )
- $\cos \varphi$  → Factor de potencia 0,9.

En la Tabla 9 se muestran los valores de caída de tensión esperada para cada uno de los circuitos de media tensión del parque eólico:

	Intensidad	Longitud	f.d.p	$\gamma$	Área de la sección	Caída de tensión	Caída de tensión (%)
<b>CIRCUITO 1</b>	416,3	1950	0,9	27,3	400	115,88	0,39%
<b>CIRCUITO 2</b>	416,3	1930	0,9	27,3	400	114,69	0,38%
<b>CIRCUITO 3</b>	277,53	1750	0,9	27,3	185	149,91	0,50%

*Tabla 9: Caída de tensión en los circuitos de media tensión del parque eólico.*

## Capítulo 2. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Consolación Alonso Alonso, «Documentación docente y recursos complementarios sobre energía eólica.»



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

**ANEXO IV: ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PARQUE**

Autor: Domingo Echeverría Lorente

Director: Consolación Alonso Alonso

## *Índice de la memoria*

<b>Capítulo 1. Introducción .....</b>	<b>3</b>
1.1 Ingresos del parque eólico .....	3
1.2 Cuenta de pérdidas y ganancias del proyecto .....	5
1.3 Flujo de caja libre del proyecto .....	6
1.4 Deuda .....	7
1.5 Flujo de caja para el accionista.....	8
<b>Capítulo 2. Conclusiones.....</b>	<b>9</b>
<b>Capítulo 3. Bibliografía.....</b>	<b>11</b>

## *Índice de tablas*

Tabla 1: Parámetros iniciales.....	3
Tabla 2: Precio medio aritmético de la energía eléctrica empleado[1]. .....	4
Tabla 3: Cuenta de pérdidas y ganancias del proyecto.....	5
Tabla 4: Flujo de caja libre del proyecto .....	6
Tabla 5: Deuda del proyecto.....	7
Tabla 6: Flujo de caja para la deuda del proyecto. ....	7
Tabla 7: Flujo de caja para el accionista.....	8
Tabla 8: WACC, VAN y TIR.....	9
Tabla 9: PAYBACK del proyecto y accionista.....	10

## Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En el siguiente anexo del trabajo se muestra el análisis completo de tanto los ingresos como los gastos del parque eólico, a fin de analizar la viabilidad económica de este. Con el objetivo de realizar un estudio exhaustivo de la viabilidad económica del parque eólico se han tenido en cuenta los parámetros mostrados en la Tabla 1.

Nombre de proyecto	P.E. BERMILLO DE SAYAGO
Nº de aerogeneradores	8
P. aerogenerador (MW)	6,1
P. parque (MW)	48,8
Energía a la red (MWh/año)	153.965,63
Horas equivalentes (h)	3.155,03
Factor de capacidad (%)	36,02
Fondos propios	20%
Fondos ajenos	80%
Periodo de amortización	25 años
Tasa impositiva sobre beneficios	25%
Impuesto de generación	7%
NOF	7% sobre ingresos
Rentabilidad exigida	9%

*Tabla 1: Parámetros iniciales*

La información relacionada con los gastos CAPEX, OPEX y DEVEX se muestra detalladamente explicada en el documento correspondiente a los presupuestos del mismo proyecto.

### ***1.1 INGRESOS DEL PARQUE EÓLICO***

Los ingresos esperados por el parque eólico vienen generados a consecuencia de la venta de la energía eléctrica generada por el mismo. Los ingresos anuales del proyecto dependen en cantidad del precio que tome la energía en el mercado y de la producción total de los aerogeneradores durante el año; los ingresos se obtienen según la siguiente ecuación:

$$\text{Ingresos}(\text{€}) = \text{Producción (MWh)} * \text{Precio de venta} \left( \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right)$$

*Ecuación 1: Ecuación empleada para el cálculo de ingresos*

Como precio de venta se ha tomado un promedio de los últimos precios medio aritméticos en España emitidos por la OMIE, excluyendo para el cálculo del promedio los precios correspondientes a aquellos años en los que el precio de la electricidad se ha visto gravemente afectado por el contexto geopolítico global (2021-2022-2023); obteniéndose así un precio promedio de venta de la energía eléctrica de 48,35 €/MWh.

AÑO	PRECIO (EUR/MWh)
2007	42,19
2008	64,43
2009	36,96
2010	37,01
2011	49,93
2012	47,23
2013	44,26
2014	42,13
2015	50,32
2016	39,67
2017	52,24
2018	57,29
2019	47,68
2020	33,96
2024	63,03
2025	65,28
<b>Promedio</b>	<b>48,35</b>

*Tabla 2: Precio medio aritmético de la energía eléctrica empleado[1].*

Se estima que la vida útil del parque eólico será aproximadamente de 25 años. Para la actualización de los ingresos futuros, se ha considerado una hipótesis de crecimiento anual del precio de la energía de un 1,5%, por ello, el precio de venta de la energía eléctrica se actualizará anualmente aplicando una tasa de crecimiento de un 1,5% al respecto del precio existente durante el año anterior.

## 1.2 CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS DEL PROYECTO

La cuenta de pérdidas y ganancias del proyecto muestra el resultado operativo del parque eólico durante su vida útil. Para su cálculo, se parte de los ingresos generados por la venta de la energía generada en el parque, a la que se descuentan los importes correspondientes a los costes de explotación (OPEX, definidos en el documento de presupuestos del mismo proyecto), el impuesto del 7% aplicable a los ingresos de explotación correspondiente a la generación eléctrica y la amortización correspondiente a la inversión inicial de 61.976.000 € para la adecuada construcción y puesta en funcionamiento de las instalaciones del parque eólico. Se aprecia que el beneficio del parque eólico es positivo y crece con el paso del tiempo. Este incremento de los beneficios es causado por el aumento del precio de la venta de la energía causado por el efecto de la inflación.

Cuenta de Pérdidas y Ganancias (KEUR)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Ingresos de explotación		7.444,33 €	7.556,00 €	7.669,34 €	7.784,38 €	7.901,15 €	8.019,66 €	8.139,96 €	8.262,06 €	8.385,99 €	8.511,78 €	8.639,45 €	8.769,05 €	8.900,58 €	9.034,09 €	9.169,60 €	9.307,15 €	9.446,75 €	9.588,45 €	9.732,28 €	9.878,27 €	10.026,44 €	10.176,84 €	10.329,49 €	10.484,43 €	10.641,70 €
Costes de explotación		- 808,98 €	- 814,56 €	- 853,84 €	- 859,58 €	- 865,42 €	- 978,90 €	- 984,91 €	- 991,01 €	- 997,21 €	- 1.003,49 €	- 1.077,10 €	- 1.083,57 €	- 1.090,15 €	- 1.096,82 €	- 1.103,59 €	- 1.130,63 €	- 1.137,61 €	- 1.144,69 €	- 1.151,87 €	- 1.159,17 €	- 1.166,57 €	- 1.174,09 €	- 1.181,72 €	- 1.189,46 €	- 1.197,32 €
Impuesto de generación (7% sobre ingresos)		- 521,10 €	- 528,92 €	- 536,85 €	- 544,91 €	- 553,08 €	- 561,38 €	- 569,80 €	- 578,34 €	- 587,02 €	- 595,82 €	- 604,76 €	- 613,83 €	- 623,04 €	- 632,39 €	- 641,87 €	- 651,50 €	- 661,27 €	- 671,19 €	- 681,26 €	- 691,48 €	- 701,85 €	- 712,38 €	- 723,06 €	- 733,91 €	- 744,92 €
Amortización		- 2.479,04 €	- 2.479,04 €	- 2.479,04 €	- 2.479,04 €	- 2.479,04 €	- 2.479,04 €	- 2.479,04 €	- 2.479,04 €	- 2.479,04 €	- 2.479,04 €	- 2.479,04 €	- 2.479,04 €	- 2.479,04 €	- 2.479,04 €	- 2.479,04 €	- 2.479,04 €	- 2.479,04 €	- 2.479,04 €	- 2.479,04 €	- 2.479,04 €	- 2.479,04 €	- 2.479,04 €	- 2.479,04 €	- 2.479,04 €	- 2.479,04 €
Beneficios antes de intereses e impuestos		3.635,22 €	3.733,48 €	3.799,61 €	3.900,85 €	4.003,61 €	4.000,34 €	4.106,21 €	4.213,66 €	4.322,72 €	4.433,42 €	4.478,56 €	4.592,60 €	4.708,35 €	4.825,85 €	4.945,10 €	5.045,98 €	5.168,83 €	5.293,53 €	5.420,11 €	5.548,58 €	5.678,97 €	5.811,33 €	5.945,67 €	6.082,02 €	6.220,42 €

Tabla 3: Cuenta de pérdidas y ganancias del proyecto.

### 1.3 FLUJO DE CAJA LIBRE DEL PROYECTO

En el siguiente apartado se muestra el flujo de caja del proyecto; para ello se parte de la suma del beneficio antes de intereses e impuestos y la amortización de la inversión inicial. A dicha cantidad se le descuenta la cantidad correspondiente a los impuestos de sociedades (correspondientes al 25% de los beneficios antes de impuestos), la inversión inicial del proyecto (61.976.000 €) y las inversiones en NOF (Necesidades Operativas de Fondos), correspondiente al 7% de los ingresos antes de impuestos.

Flujo de Caja Libre (kEUR)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Beneficio antes de impuestos		3.635,22 €	3.733,48 €	3.799,61 €	3.900,85 €	4.003,61 €	4.000,34 €	4.106,21 €	4.213,66 €	4.322,72 €	4.433,42 €	4.478,56 €	4.592,60 €	4.708,35 €	4.825,85 €	4.945,10 €	5.045,98 €	5.168,83 €	5.293,53 €	5.420,11 €	5.548,58 €	5.678,97 €	5.811,33 €	5.945,67 €	6.082,02 €	6.220,42 €
Impuesto de sociedades (25%)		- 908,80 €	- 933,37 €	- 949,90 €	- 975,21 €	- 1.000,90 €	- 1.000,09 €	- 1.026,55 €	- 1.053,41 €	- 1.080,68 €	- 1.108,35 €	- 1.119,64 €	- 1.148,15 €	- 1.177,09 €	- 1.206,46 €	- 1.236,28 €	- 1.261,49 €	- 1.292,21 €	- 1.323,38 €	- 1.355,03 €	- 1.387,14 €	- 1.419,74 €	- 1.452,83 €	- 1.486,42 €	- 1.520,51 €	- 1.555,10 €
Amortización		2.479,04 €	2.479,04 €	2.479,04 €	2.479,04 €	2.479,04 €	2.479,04 €	2.479,04 €	2.479,04 €	2.479,04 €	2.479,04 €	2.479,04 €	2.479,04 €	2.479,04 €	2.479,04 €	2.479,04 €	2.479,04 €	2.479,04 €	2.479,04 €	2.479,04 €	2.479,04 €	2.479,04 €	2.479,04 €	2.479,04 €	2.479,04 €	2.479,04 €
Inversión Inmovilizado (Construcción y Desarrollo)	- 61.976,00 €																									
Inversión en NOF (7% de ingresos)		- 521,10 €	- 528,92 €	- 536,85 €	- 544,91 €	- 553,08 €	- 561,38 €	- 569,80 €	- 578,34 €	- 587,02 €	- 595,82 €	- 604,76 €	- 613,83 €	- 623,04 €	- 632,39 €	- 641,87 €	- 651,50 €	- 661,27 €	- 671,19 €	- 681,26 €	- 691,48 €	- 701,85 €	- 712,38 €	- 723,06 €	- 733,91 €	- 744,92 €
<b>Flujo de Caja Libre (kEUR)</b>	<b>- 61.976,00 €</b>	<b>4.684,35 €</b>	<b>4.750,23 €</b>	<b>4.791,89 €</b>	<b>4.859,77 €</b>	<b>4.928,66 €</b>	<b>4.917,92 €</b>	<b>4.988,90 €</b>	<b>5.060,94 €</b>	<b>5.134,06 €</b>	<b>5.208,28 €</b>	<b>5.233,19 €</b>	<b>5.308,66 €</b>	<b>5.387,27 €</b>	<b>5.466,04 €</b>	<b>5.545,99 €</b>	<b>5.612,02 €</b>	<b>5.694,29 €</b>	<b>5.778,00 €</b>	<b>5.862,86 €</b>	<b>5.948,99 €</b>	<b>6.036,42 €</b>	<b>6.125,16 €</b>	<b>6.215,23 €</b>	<b>6.306,64 €</b>	<b>6.399,44 €</b>

Tabla 4: Flujo de caja libre del proyecto

## 1.4 DEUDA

A fin de establecer una adecuada construcción e instalación del parque se ha establecido como deuda un 80% de la inversión inicial, lo que ha permitido reducir a un 20% la inversión de fondos propios para la adecuada instalación y construcción del parque. Cabe a destacar a la cuota anual de pago de la deuda, obtenida mediante el método francés, en el que la cuota anual permanece constante a lo largo de los años de vida útil del parque.

DEUDA (KEUR)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Préstamo pendiente de amortizar (Keur)	- 49.580,80 €																									
Cuota anual por el método francés		- 3.878,54 €	- 3.878,54 €	- 3.878,54 €	- 3.878,54 €	- 3.878,54 €	- 3.878,54 €	- 3.878,54 €	- 3.878,54 €	- 3.878,54 €	- 3.878,54 €	- 3.878,54 €	- 3.878,54 €	- 3.878,54 €	- 3.878,54 €	- 3.878,54 €	- 3.878,54 €	- 3.878,54 €	- 3.878,54 €	- 3.878,54 €	- 3.878,54 €	- 3.878,54 €	- 3.878,54 €	- 3.878,54 €	- 3.878,54 €	- 3.878,54 €
Intereses		- 2.974,85 €	- 2.920,63 €	- 2.863,15 €	- 2.802,23 €	- 2.737,65 €	- 2.669,20 €	- 2.596,63 €	- 2.519,72 €	- 2.438,19 €	- 2.351,77 €	- 2.260,16 €	- 2.163,06 €	- 2.060,13 €	- 1.951,03 €	- 1.835,38 €	- 1.712,78 €	- 1.582,84 €	- 1.445,10 €	- 1.299,09 €	- 1.144,32 €	- 980,27 €	- 806,37 €	- 622,04 €	- 426,65 €	- 219,54 €
Amortización		- 903,70 €	- 957,92 €	- 1.015,39 €	- 1.076,32 €	- 1.140,89 €	- 1.209,35 €	- 1.281,91 €	- 1.358,82 €	- 1.440,35 €	- 1.526,77 €	- 1.618,38 €	- 1.715,48 €	- 1.818,41 €	- 1.927,52 €	- 2.043,17 €	- 2.165,76 €	- 2.295,70 €	- 2.433,45 €	- 2.579,45 €	- 2.734,22 €	- 2.898,27 €	- 3.072,17 €	- 3.256,50 €	- 3.451,89 €	- 3.659,00 €
Capital pendiente de amortizar		- 48.677,10 €	- 47.719,19 €	- 46.703,80 €	- 45.627,48 €	- 44.486,59 €	- 43.277,24 €	- 41.995,33 €	- 40.636,51 €	- 39.196,15 €	- 37.669,38 €	- 36.051,00 €	- 34.335,51 €	- 32.517,10 €	- 30.589,58 €	- 28.546,42 €	- 26.380,66 €	- 24.084,95 €	- 21.651,51 €	- 19.072,06 €	- 16.337,84 €	- 13.438,56 €	- 10.367,39 €	- 7.110,89 €	- 3.659,00 €	- 0,00 €
Amortización acumulada		903,70 €	1.861,61 €	2.877,00 €	3.953,32 €	5.094,21 €	6.303,56 €	7.585,47 €	8.944,29 €	10.384,65 €	11.911,42 €	13.529,80 €	15.245,29 €	17.063,70 €	18.991,22 €	21.034,38 €	23.200,14 €	25.495,85 €	27.929,29 €	30.508,74 €	33.242,96 €	36.141,23794	39.213,40749	42.469,90721	45.921,79691	49.580,8

Tabla 5: Deuda del proyecto.

Flujo de Caja para la Deuda (KEUR)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Préstamo	- 49.580,80 €																									
Intereses		- 2.974,85 €	- 2.920,63 €	- 2.863,15 €	- 2.802,23 €	- 2.737,65 €	- 2.669,20 €	- 2.596,63 €	- 2.519,72 €	- 2.438,19 €	- 2.351,77 €	- 2.260,16 €	- 2.163,06 €	- 2.060,13 €	- 1.951,03 €	- 1.835,38 €	- 1.712,78 €	- 1.582,84 €	- 1.445,10 €	- 1.299,09 €	- 1.144,32 €	- 980,27 €	- 806,37 €	- 622,04 €	- 426,65 €	- 219,54 €
Amortización Préstamo		- 903,70 €	- 957,92 €	- 1.015,39 €	- 1.076,32 €	- 1.140,89 €	- 1.209,35 €	- 1.281,91 €	- 1.358,82 €	- 1.440,35 €	- 1.526,77 €	- 1.618,38 €	- 1.715,48 €	- 1.818,41 €	- 1.927,52 €	- 2.043,17 €	- 2.165,76 €	- 2.295,70 €	- 2.433,45 €	- 2.579,45 €	- 2.734,22 €	- 2.898,27 €	- 3.072,17 €	- 3.256,50 €	- 3.451,89 €	- 3.659,00 €
Ahorro Fiscal (tasa impositiva sobre intereses)		743,71 €	730,16 €	715,79 €	700,56 €	684,41 €	667,30 €	649,16 €	629,93 €	609,55 €	587,94 €	565,04 €	540,76 €	515,03 €	487,76 €	458,84 €	428,20 €	395,71 €	361,27 €	324,77 €	286,08 €	245,07 €	201,59 €	155,51 €	106,66 €	54,89 €
Flujo de caja para la Deuda (KEUR)	49.580,80 €	- 3.134,83 €	- 3.148,39 €	- 3.162,76 €	- 3.177,99 €	- 3.194,13 €	- 3.211,24 €	- 3.229,38 €	- 3.248,61 €	- 3.269,00 €	- 3.290,60 €	- 3.313,50 €	- 3.337,78 €	- 3.363,51 €	- 3.390,79 €	- 3.419,70 €	- 3.450,35 €	- 3.482,83 €	- 3.517,27 €	- 3.553,77 €	- 3.592,46 €	- 3.633,48 €	- 3.676,95 €	- 3.723,03 €	- 3.771,88 €	- 3.823,66 €

Tabla 6: Flujo de caja para la deuda del proyecto.

## 1.5 FLUJO DE CAJA PARA EL ACCIONISTA

Tras la inversión inicial por parte del accionista, el flujo de caja del accionista es positivo durante el resto de vida útil del parque eólico, lo que resulta realmente positivo desde el punto de vista de los inversores del parque eólico.

Flujo de Caja para el accionista	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Flujo de Caja Libre (FCF)	61.976,00 €	4.684,35 €	4.750,23 €	4.791,89 €	4.859,77 €	4.928,66 €	4.917,92 €	4.988,90 €	5.060,94 €	5.134,06 €	5.208,28 €	5.233,19 €	5.309,66 €	5.387,27 €	5.466,04 €	5.545,99 €	5.612,02 €	5.694,39 €	5.778,00 €	5.862,86 €	5.948,99 €	6.036,42 €	6.125,16 €	6.215,23 €	6.306,64 €	6.399,44 €
Flujo de Caja de la Deuda	49.580,80 €	- 3.134,83 €	- 3.148,39 €	- 3.162,76 €	- 3.177,99 €	- 3.194,13 €	- 3.211,24 €	- 3.229,38 €	- 3.248,61 €	- 3.269,00 €	- 3.290,60 €	- 3.313,50 €	- 3.337,78 €	- 3.363,51 €	- 3.390,79 €	- 3.419,70 €	- 3.450,35 €	- 3.482,83 €	- 3.517,27 €	- 3.553,77 €	- 3.592,46 €	- 3.633,48 €	- 3.676,95 €	- 3.723,03 €	- 3.771,88 €	- 3.823,66 €
Flujo de Caja para el accionista	- 12.395,20 €	1.549,52 €	1.601,85 €	1.629,14 €	1.681,78 €	1.734,53 €	1.706,68 €	1.759,51 €	1.812,33 €	1.865,07 €	1.917,68 €	1.919,69 €	1.971,88 €	2.023,75 €	2.075,25 €	2.126,29 €	2.161,67 €	2.211,56 €	2.260,73 €	2.309,09 €	2.356,53 €	2.402,94 €	2.448,21 €	2.492,19 €	2.534,77 €	2.575,78 €

Tabla 7: Flujo de caja para el accionista.

## Capítulo 2. CONCLUSIONES

Tras la aportación de la información mostrada en los apartados anteriores, se comprueba la rentabilidad tanto del proyecto como del accionista, mediante el cálculo del WACC, VAN y TIR para ambas situaciones.

<b>WACC (%)</b>	<b>5,4%</b>
<b>VAN (keur)</b>	<b>8.850,23 €</b>
<b>TIR (%)</b>	<b>6,80%</b>
<b>VAN ACCIONISTA (KEUR)</b>	<b>5.456,48 €</b>
<b>TIR ACCIONISTA (%)</b>	<b>14%</b>

*Tabla 8: WACC, VAN y TIR.*

En la Tabla 8 se muestran los indicadores de rentabilidad del proyecto, en esta se puede apreciar que se ha obtenido un WACC de un 5,4% lo que implica que la financiación proveniente de los inversores implica un coste de oportunidad de acuerdo con el siguiente valor, por ello, se exige una rentabilidad superior a este valor a fin de asegurar la rentabilidad del proyecto.

A consecuencia de la obtención de una TIR superior al WACC, tanto para el proyecto como el accionista, se puede asegurar que el proyecto será rentable para ambas figuras, y por ello, el proyecto es viable económicamente. Esto se ve reflejado tanto en el VAN generado por el proyecto que se eleva hasta los 8.850.230 € como en el VAN generado por el accionista que se eleva hasta los 5.456.480 €.

La hipótesis mostrada se reafirma con el PAYBACK obtenido tanto del proyecto como para el accionista. En el primero se muestra que la inversión inicial se recuperará en un periodo de 12,64 años, por otro lado, el accionista recuperará su inversión inicial en un periodo de 11,19 años.

<b>PAYBACK (PROYECTO)</b>	<b>12,64</b>
<b>PAYBACK (ACCIONISTA)</b>	<b>11,19</b>

*Tabla 9: PAYBACK del proyecto y accionista.*

## Capítulo 3. BIBLIOGRAFÍA

- [1] OMIE, «Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario | OMIE». Accedido: 30 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual>