



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER PROYECTO DE EJECUCIÓN DEL PARQUE EÓLICO MONTECOTE

Autor: Borja González Damiano
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid
Junio 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
PROYECTO DE EJECUCIÓN DEL PARQUE EÓLICO MONTECOTE
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024/2025 es de mi autoría, original e inédito 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.

Fdo.: Borja González Damiano

Fecha: 14/ 06 / 2025

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Borja', with a long horizontal stroke extending to the right.

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.:

Fecha: 15/ 06 / 2025



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER PROYECTO DE EJECUCIÓN DEL PARQUE EÓLICO MONTECOTE

Autor: Borja González Damiano
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid
Junio 2025

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi familia por el apoyo incondicional que me han brindado durante mi etapa de estudiante. En especial a mis padres, mi abuela y mi hermano. Sin su ayuda y cariño, no habría podido llegar hasta aquí.

También me gustaría dar las gracias a mi tutora, Consuelo Alonso Alonso, por la gran dedicación y empeño que ha depositado en mí a lo largo de este arduo camino. También a Jordi Ferrer y a la empresa Vortex, por proporcionarme información privilegiada acerca de los datos de viento del emplazamiento, de manera completamente desinteresada.

PROYECTO DE EJECUCIÓN DEL PARQUE EÓLICO MONTECOTE

Autor: González Damiano, Borja.

Director: Alonso Alonso, Consuelo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El proyecto consiste en el diseño de un parque eólico, incluyendo desde las primeras fases de ingeniería hasta la interconexión a la red. El parque eólico está situado entre las localidades de Vejer de la Frontera y el Palmar de Vejer, en Cádiz.

Palabras clave: parque eólico, descarbonización, energía, aerogenerador

1- Introducción

Este proyecto se lleva a cabo en un contexto mundial en el que las energías renovables siguen una clara tendencia alcista debido a las urgentes necesidades de descarbonización de la generación eléctrica. El incremento de los precios de la energía tras las crecientes tensiones geopolíticas, y las preocupantes emisiones de efecto invernadero de las fuentes energéticas tradicionales impulsan la explotación de las fuentes renovables para tratar de contrarrestar estos efectos. El proyecto desarrollado en este trabajo se alinea con este propósito, llevando a cabo la ejecución de un parque eólico terrestre de 50,4 MW formado por siete aerogeneradores de 7,2 MW del fabricante Vestas.

2- Desarrollo del proyecto

En el proyecto se cubrirán todas las fases requeridas para el correcto diseño de un parque eólico terrestre. Estará dividido en las fases resumidas a continuación:

- En primer lugar, se llevará a cabo un estudio de selección del emplazamiento. Se seleccionarán tres potenciales ubicaciones y se compararán siguiendo una serie de criterios. Concretamente, se atenderá a la cantidad de recurso eólico aprovechable, el tipo de terreno y su orografía y rugosidad, la cercanía a subestaciones con

capacidad de potencia disponible, la existencia de caminos de acceso, la presencia de otras instalaciones y el impacto ambiental y social. Teniendo en cuenta estos aspectos, se selecciona el emplazamiento situado entre las regiones de Zahora y el Palmar de Vejer. Este punto, además de contar con unas condiciones geográficas muy favorables para la consecución del proyecto, se ubica alejada de zonas protegidas y mantiene la distancia mínima a núcleos urbanos y carreteras.

- En segundo lugar, se analizará el potencial eólico existente en el emplazamiento seleccionado. Para ello, se hará uso del software Windographer, mediante el cual se estudiarán los datos de viento a lo largo de los últimos 10 años contenidos en un archivo proporcionado de manera desinteresada por la empresa Vortex. A partir de la importación de dicho archivo, se conseguirá una serie de gráficas e información relevante acerca del potencial eólico de la zona. Se extraerá información del viento en el emplazamiento a 120 metros y 150 metros, con el objetivo de contrastar ambos resultados y seleccionar la altura de buje óptima de los aerogeneradores.

Los resultados extraídos de Windographer se encuentran resumidos en la tabla siguiente:

	120 metros	150 metros
Velocidad media (m/s)	7,99	8,36
Velocidad máxima (m/s)	27	27,7
Velocidad mínima (m/s)	0	0
Dirección predominante	E (90°)	E (90°)
Densidad media de potencia (W/m2)	649	749
Cantidad media de energía (kWh/m2/año)	5681	6557
Temperatura media (°C)	17,5	17,4
Densidad del aire media (kg/m3)	1,198	1,194
Presión media (hPa)	999	995,4
Registros importados	99072	99072
Registros válidos	99072	99072

Finalmente, se llega a la conclusión de que la altura de buje óptima de los aerogeneradores es 120 metros, ya que el escaso incremento de aprovechamiento eólico no justifica la diferencia de costes requerida.

- El siguiente paso del proyecto es el estudio energético del parque eólico mediante el programa WAsP. A partir de los datos de viento estudiados en el anterior paso, de los mapas topográficos del emplazamiento, y las curvas de potencia de los aerogeneradores, WAsP lleva a cabo una simulación energética que arroja una estimación de la energía eléctrica generada por el parque eólico. Este proceso se realiza para tres modelos de aerogeneradores diferentes, comparando las tecnologías de los fabricantes Vestas, General Electric y Nordex. Se llega a la conclusión de que el aerogenerador V172-7.2 de Vestas es el más apropiado para el emplazamiento escogido, suponiendo una generación neta del parque eólico de 169,86 GWh/año considerando todas las pérdidas.
- A continuación, se lleva a cabo el diseño de las instalaciones eléctricas. La energía generada por los aerogeneradores sale de estos a 690 V, para ser elevados posteriormente a 30 kV gracias al transformador de BT/MT ubicado en el interior de la góndola de cada aerogenerador. Posteriormente, se eleva hasta 220 kV en una subestación denominada “Subestación MT/AT” ubicada en el interior del parque eólico, y se transporta hasta la Subestación El Zumajo, punto de interconexión de la red eléctrica, ubicado a escasos 7 kilómetros del parque.
La red de MT será de cobre, de sección 400 mm² y aislamiento XLPE, y el transformador elevador a alta tensión será de 60 MVA. Además, se incluirá una red de comunicaciones de fibra óptica multimodo y una red de puesta a tierra con cables de cobre desnudo de 95 mm² de sección. Todo el tendido de cables irá enterrado en zanjás, explicadas en el siguiente punto.
- Posteriormente, se diseña la obra civil del proyecto. Se detallan las infraestructuras necesarias para garantizar el correcto funcionamiento de todos los elementos del parque eólico. Se diseñan los viales de acceso a los aerogeneradores, las zanjás que albergarán los circuitos de media tensión, la red de comunicaciones y la red de puesta a tierra, el edificio de control y la subestación MT/AT.
- Tras haber diseñado la obra civil y la infraestructura eléctrica del parque eólico, se calcula el presupuesto y se proyecta la planificación del proyecto. Sumando todas las partes en las que se divide el proyecto, se concluye que se demanda un presupuesto de 57.882.169,16 €.
- Posteriormente, se realiza un estudio de viabilidad económica del proyecto. Para ello, se estiman los costes e ingresos del parque eólico a lo largo de la vida útil, y se

proyectan los flujos de caja. Con esta información, se estiman los indicadores financieros del proyecto, consistentes en el VAN, TIR y PR de la inversión.

- Finalmente, se estima el impacto medioambiental del proyecto, que supone una contaminación evitada de 1.508.356,8 toneladas de CO₂ a lo largo de los 20 años de vida útil proyectados.

Por otro lado, se lleva a cabo un análisis del alineamiento del proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Se concluye que este proyecto está alineado con los siguientes ODS: ODS 7 (Energía asequible y no contaminante), 9 (Industria, innovación e infraestructuras), 11 (Ciudades y comunidades sostenibles), 12 (Producción y consumo responsables), 13 (Acción por el clima) y 15 (Vida de ecosistemas terrestres).

3- Resultados y conclusiones

La energía eléctrica producida por el parque eólico tras considerar las pérdidas asciende hasta 169,86 GWh/año. Esto, equivale a 3.371 horas/año de funcionamiento en plena carga, y a un factor de capacidad de 38,48%.

Como se ha comentado, el presupuesto del proyecto asciende a 57.882.169,16 €. Por otro lado, se considera un precio de venta de energía a la red de 45,7 €/MWh, y se ha calculado un WACC de 6,55%. Mediante estas consideraciones y el cálculo de los flujos de caja del proyecto, se llega a la conclusión de que el proyecto es rentable tras observar el valor de los indicadores financieros:

- El Valor Actual Neto (VAN) del proyecto es 9.335.790,26 €, mientras que para el accionista es de 16.279.700,88 €.
- La Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto es 8,51%, mientras que para el accionista es de 17,87%.
- El Periodo de Retorno (PR) del proyecto es 10 años, mientras que para el accionista es de 6 años.

EXECUTION PROJECT OF THE MONTECOTE WIND FARM

Author: González Damiano, Borja.

Supervisor: Alonso Alonso, Consuelo.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT OF THE PROJECT

The project consists of the design of a wind farm, including from the initial engineering phases up to grid connection. The wind farm is located between the towns of Vejer de la Frontera and El Palmar de Vejer, in Cádiz.

Keywords: wind farm, decarbonization, energy, wind turbine

1- Introduction

This project takes place in a global context where renewable energy continues to follow a clear upward trend due to the urgent need to decarbonize electricity generation. Rising energy prices amid escalating geopolitical tensions and the concerning greenhouse gas emissions from traditional energy sources drive the exploitation of renewable resources to counteract these effects. The project developed in this work aligns with this objective, through the implementation of a 50.4 MW onshore wind farm comprising seven Vestas-manufactured 7.2 MW wind turbines.

2- Project development

In the project, all the phases required for the proper design of an onshore wind farm will be covered. It will be divided into the following summarized phases:

- First, a site selection study will be carried out. Three potential locations will be selected and compared following a series of criteria. Specifically, attention will be

paid to the quantity of exploitable wind resource, the type of terrain and its topography and roughness, proximity to substations with available power capacity, the existence of access roads, the presence of other installations, and the environmental and social impact. Taking these aspects into account, the site located between the regions of Zahora and El Palmar de Vejer is selected. This location, in addition to having very favorable geographical conditions for the achievement of the project, is located far from protected areas and maintains the minimum distance to urban centers and roads.

- Second, the existing wind potential at the selected site will be analyzed. For this purpose, the Windographer software will be used, through which wind data over the last 10 years contained in a file provided free of charge by the company Vortex will be studied. After importing this file, a series of graphs and relevant information about the wind potential of the area will be obtained. Wind information at the site at 120 meters and 150 meters will be extracted, with the aim of contrasting both results and selecting the optimal hub height for the wind turbines.

The results extracted from Windographer are summarized in the following table:

	120 meters	150 meters
Average wind speed (m/s)	7,99	8,36
Maximum wind speed (m/s)	27	27,7
Minimum wind speed (m/s)	0	0
Predominant direction	E (90°)	E (90°)
Average power density (W/m²)	649	749
Average energy yield (kWh/m²/year)	5681	6557
Average temperature (°C)	17,5	17,4
Average air density (kg/m³)	1,198	1,194
Average pressure (hPa)	999	995,4
Imported records	99072	99072
Valid records	99072	99072

Finally, it is concluded that the optimal hub height for the wind turbines is 120 meters, since the slight increase in wind resource utilization does not justify the additional costs required.

- The next step in the project is the energy study of the wind farm using the WAsP program. Based on the wind data studied in the previous step, the topographic maps of the site, and the power curves of the wind turbines, WAsP conducts an energy simulation that provides an estimate of the electrical energy generated by the wind farm. This process is carried out for three different wind turbine models, comparing the technologies from the manufacturers Vestas, General Electric, and Nordex. It is concluded that the Vestas V172-7.2 wind turbine is the most suitable for the chosen site, resulting in a net generation of the wind farm of 169.86 GWh/year considering all losses.
- Next, the electrical installations are designed. The energy generated by the wind turbines leaves them at 690 V, to be subsequently raised to 30 kV thanks to the LV/MV transformer located inside the nacelle of each wind turbine. Later, it is elevated to 220 kV in a substation called “MT/AT Substation” located within the wind farm, and transported to the El Zumajo Substation, the point of interconnection with the electrical grid, located just 7 kilometers from the wind farm.
The MV network will be made of copper, with a cross-section of 400 mm² and XLPE insulation, and the high-voltage step-up transformer will be 60 MVA. Additionally, a multimode fiber optic communications network and a grounding network with bare copper cables of 95 mm² cross-section will be included. All cable runs will be buried in trenches, as explained in the following point.
- Subsequently, the civil works of the project are designed. The necessary infrastructures to ensure the correct functioning of all elements of the wind farm are detailed. Access roads to the wind turbines, trenches for the MV circuits, the communications network, the grounding network, the control building, and the MT/AT substation are designed.
- After designing the civil works and the electrical infrastructure of the wind farm, the budget is calculated and the project planning is projected. By summing all the parts into which the project is divided, it is concluded that a budget of €57,882,169.16 is required.
- Next, an economic feasibility study of the project is carried out. To this end, the costs and revenues of the wind farm throughout its useful life are estimated, and cash flows are projected. With this information, the financial indicators of the project are estimated, consisting of the NPV, IRR, and payback period (PR) of the investment.

- Finally, the environmental impact of the project is estimated, which represents avoided pollution of 1,508,356.8 tons of CO₂ over the 20 years of projected useful life.

Additionally, an analysis of the project's alignment with the Sustainable Development Goals (SDGs) is carried out. It is concluded that this project is aligned with the following SDGs: SDG 7 (Affordable and Clean Energy), 9 (Industry, Innovation and Infrastructure), 11 (Sustainable Cities and Communities), 12 (Responsible Consumption and Production), 13 (Climate Action), and 15 (Life on Land).

3- Results and conclusions

The electrical energy produced by the wind farm after considering losses amounts to 169.86 GWh/year. This equates to 3,371 full-load operating hours per year and a capacity factor of 38.48%.

As mentioned, the project budget totals €57,882,169.16. With an assumed energy sale price to the grid of €45.7/MWh and a calculated WACC of 6.55%, the cash flow analysis concludes the project's profitability through these financial indicators:

- Net Present Value (NPV):
 - Project: €9,335,790.26
 - Shareholder: €16,279,700.88
- Internal Rate of Return (IRR):
 - Project: 8.51%
 - Shareholder: 17.87%
- Payback Period (PP):
 - Project: 10 years
 - Shareholder: 6 years

Índice de la memoria

Documento 1. Memoria descriptiva	XIII
Capítulo 1. Introducción	15
1.1 Estado de la cuestión	15
1.2 Motivación y objeto del proyecto	19
1.3 Implantación de la Energía Eólica en el Mundo	20
1.3.1 Contexto de la energía eólica en Europa	22
1.4 Implantación de la Energía Eólica en España	23
1.4.1 Impacto de la energía eólica en España	25
1.5 Metodología y recursos	27
Capítulo 2. Descripción de un Parque Eólico	29
2.1 Características de los Parques Eólicos	29
2.2 Componentes de un Parque Eólico	31
2.2.1 Aerogeneradores	31
2.2.2 Sistemas de Control y Monitoreo	36
2.2.3 Infraestructura y conexión a la red	37
2.2.4 Almacenamiento y Gestión de la Energía	37
Capítulo 3. Descripción del emplazamiento	38
3.1 Emplazamiento escogido	39
Capítulo 4. Estudio del Recurso eólico en el emplazamiento	43
4.1 Herramientas utilizadas	43
4.2 Dirección del viento	45
4.2.1 Rosa de vientos de frecuencia	45
4.2.2 Rosas de vientos de densidad de potencia y de energía	47
4.3 Velocidad del viento	51
4.4 Distribución de Weibull	54
4.5 Función de distribución de probabilidad acumulada	57
4.6 Diagrama de cajas	58
4.7 Resumen y conclusiones	59
Capítulo 5. Estudio del recurso energético. Simulación con WAsP	63

5.1	Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP)	63
5.2	Mapa topográfico de orografía y rugosidad	64
5.3	Datos de viento	67
5.4	Curvas de potencia y coeficiente de empuje de los aerogeneradores	70
5.4.1	Aerogenerador Vestas V172-7.2.....	73
5.4.2	Aerogenerador General Electric GE164.....	74
5.4.3	Aerogenerador Nordex N163/6.0	76
5.5	Resultados de la simulación	77
5.5.1	Simulación del aerogenerador Vestas V172-7.2	79
5.5.2	Simulación del aerogenerador General Electric GE164	80
5.5.3	Simulación del aerogenerador Nordex N163/6.0.....	80
5.5.4	Comparación de los resultados obtenidos.....	81
5.6	Potencia total del parque y generación estimada.....	82
5.6.1	Energía inyectada a la red	84
5.6.2	Potencia total, horas equivalentes y factor de capacidad del parque eólico	85
5.7	Curvas isoventas del parque eólico	86
Capítulo 6. Descripción del aerogenerador elegido		89
6.1	Descripción del aerogenerador V172-7.2.....	89
6.2	Características del V172-7.2	91
6.2.1	Generador síncrono.....	93
6.2.2	Convertidor de frecuencia.....	93
6.2.3	Transformador.....	93
6.2.4	Otras características	93
6.3	Resumen	94
Capítulo 7. Obra Civil.....		95
7.1	Caminos de acceso	95
7.2	Viales interiores.....	96
7.3	Cimentaciones	98
7.4	Zanjas	98
7.5	Edificio de control	101
7.6	Subestación eléctrica	102
Capítulo 8. Diseño de las Instalaciones Eléctricas		105
8.1	Sistema de Baja Tensión	106

8.1.1 Transformador BT/MT 690 V/30 Kv	106
8.2 Sistema de Media Tensión	107
8.2.1 Celdas o cabinas de Media Tensión	107
8.2.2 Red de cables de Media Tensión	109
8.2.3 Red de comunicaciones y fibra óptica	114
8.2.4 Subestación eléctrica 30/220 kV	115
8.2.5 Sistema de Alta Tensión	124
Capítulo 9. Planificación y presupuesto de ejecución del proyecto.....	128
9.1 Planificación del proyecto	128
9.2 Presupuesto del proyecto	129
9.2.1 Obra civil	129
9.2.2 Infraestructura eléctrica	130
9.2.3 Aerogeneradores	130
9.2.4 Costes de ingeniería	130
9.2.5 Costes de interconexión a la red	131
9.2.6 Gastos generales y beneficio industrial	131
9.2.7 Presupuesto total	131
Capítulo 10. Análisis de viabilidad económica.....	132
10.1 Gastos de inversión del proyecto	132
10.2 gastos de explotación del proyecto (OPEX)	133
10.3 Ingresos de explotación del proyecto	133
10.4 Flujos de caja	134
10.4.1 Inversión del proyecto	134
10.4.2 Amortización	135
10.4.3 Impuestos	135
10.4.4 Fondo de maniobra	135
10.4.5 Tasa de descuento	135
10.5 Valor Actual Neto (VAN)	136
10.6 Tasa Interna de Retorno (TIR)	137
10.7 Periodo de Retorno (PR)	138
10.8 Resumen de los resultados	138
Capítulo 11. Impacto Medioambiental del Proyecto	139

<i>Capítulo 12. Conclusiones.....</i>	<i>141</i>
<i>Capítulo 13. Bibliografía.....</i>	<i>143</i>
<i>Documento 2. Anexos.....</i>	<i>148</i>
<i>Anexo I. Estudio de Selección de Emplazamiento</i>	
<i>Anexo II. Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible</i>	
<i>Anexo III. Cálculos eléctricos</i>	
<i>Anexo IV. Presupuesto</i>	
<i>Anexo V. Flujos de caja</i>	
<i>Anexo VI. Planos</i>	

Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Parque de generación del Escenario Objetivo 2015-2030. Fuente:[1].	17
Ilustración 2. Parque eólico offshore [8].	30
Ilustración 3. Parque eólico onshore [9].	31
Ilustración 4. Aerogenerador real [10].	32
Ilustración 5. Componentes de un aerogenerador [11].	32
Ilustración 6. Rotor de un aerogenerador [11].	33
Ilustración 7. Góndola de un aerogenerador [12].	34
Ilustración 8. Generador asíncrono de un aerogenerador.	34
Ilustración 9. Torre de un aerogenerador [13].	35
Ilustración 10. Convertidor de un aerogenerador.	36
Ilustración 11. Disposición de los aerogeneradores en el parque eólico. Fuente: Google Earth Pro.	39
Ilustración 12. Mapa de espacios protegidos alrededor del emplazamiento [15].	41
Ilustración 13. Ubicación de la Subestación El Zumajo [16].	42
Ilustración 14. Mapa topográfico del emplazamiento. Fuente: WAsP.	65
Ilustración 15. Zona colindante con el emplazamiento. Fuente: Google Earth Pro.	65
Ilustración 16. Mapa topográfico de rugosidad junto a la plantilla de calibración. Fuente: WAsP.	66
Ilustración 17. Mapa topográfico conjunto de orografía y rugosidad. Fuente: WAsP.	67
Ilustración 18. Cálculo de la densidad media del aire con Air Density Calculator. Fuente: WAsP.	72
Ilustración 19. Curvas de potencia y coeficientes de empuje del aerogenerador Vestas 172-7,2 en WAsP Turbine Editor. Fuente: WAsP.	73
Ilustración 20. Curvas de potencia y coeficientes de empuje del aerogenerador GE164 en WAsP Turbine Editor. Fuente: WAsP.	75
Ilustración 21. Curvas de potencia y coeficientes de empuje del aerogenerador Nordex N163/6.0 en WAsP Turbine Editor. Fuente: WAsP.	76

Ilustración 22. Ubicación de los aerogeneradores y la estación meteorológica. Fuente: WAsP.....	78
Ilustración 23. Energía generada por cada aerogenerador en cada dirección. Fuente: WAsP.	83
Ilustración 24. Aerogenerador V172 de Vestas.....	90
Ilustración 25. Góndola y palas del aerogenerador V172 de Vestas.	90
Ilustración 26. Caminos de acceso al parque eólico. Fuente: Elaboración propia.	96
Ilustración 27. Cimentación de un aerogenerador en proceso de construcción.....	98
Ilustración 28. Zanjas del parque eólico. Fuente: Elaboración propia.	99
Ilustración 29. Esquema zanja tipo Z-1a. Fuente: Elaboración propia.....	100
Ilustración 30. Esquema zanja tipo Z-1b. Fuente: Elaboración propia.	101
Ilustración 31. Ejemplo de subestación AIS.....	103
Ilustración 32. Ubicación de la subestación 30/220 kV. Fuente: Google Earth Pro.	103
Ilustración 33. Esquema de las infraestructuras eléctricas. Fuente: Elaboración propia...	106
Ilustración 34. Celda modular del fabricante MESA [23].....	109
Ilustración 35. Cable eléctrico unipolar de cobre aislado con XLPE.....	111
Ilustración 36. Transformador de tensión UF-245 del fabricante Arteche [27].....	117
Ilustración 37. Transformador de intensidad CA-245 del fabricante Arteche [28].....	118
Ilustración 38. Seccionador DDV245 del fabricante Hitachi Energy [29].....	119
Ilustración 39. Interruptor automático LTB 245E1 del fabricante Hitachi Energy [29]. ..	120
Ilustración 40. Autoválvulas instaladas en una subestación.....	120
Ilustración 41. Autoválvula 3EL2 del fabricante Siemens [30].	121
Ilustración 42. Bobinas de bloqueo en una subestación.	122
Ilustración 43. Bobina de bloqueo del fabricante Arteche [27].....	122
Ilustración 44. Conductor de cobre desnudo de 95mm ² de sección del fabricante Prysmian [31].	124
Ilustración 45. Distancia desde la subestación del parque eólico hasta El Zumajo. Fuente: Google Earth Pro.	125
Ilustración 46. Apoyo metálico típico de una línea aérea de alta tensión.	126
Ilustración 47. Conductor de aluminio-acero típico en una línea aérea de alta tensión. ...	126

Índice de gráficas

Gráfica 1. Potencia eólica instalada en el mundo [3].	20
Gráfica 2. Análisis de las subastas eólicas en el periodo 2009-2021 [2].....	21
Gráfica 3. Energía eólica en Europa [4].	22
Gráfica 4. Estructura de generación eléctrica en España [6].	24
Gráfica 5. Potencia renovable instalada en España [6].	24
Gráfica 6. Energía generada por tecnología en España [6].	25
Gráfica 7. Distribución de la potencia eólica instalada acumulada en España [7].	26
Gráfica 8. Rosa de vientos del emplazamiento [14].	40
Gráfica 9. Rosa de frecuencia de la dirección del viento a 120m. Fuente: Windographer. 45	
Gráfica 10. Rosa de frecuencia de la dirección del viento a 150m. Fuente: Windographer.	46
Gráfica 11. Rosa de frecuencia de la dirección del viento distribuida mensualmente a 120m. Fuente: Windographer.	47
Gráfica 12. Rosa de densidad de potencia en la dirección del viento a 120m. Fuente: Windographer.	48
Gráfica 13. Rosa de densidad de potencia en la dirección del viento a 150m. Fuente: Windographer.	48
Gráfica 14. Rosa de densidad de potencia en la dirección del viento distribuida mensualmente a 120m. Fuente: Windographer.	49
Gráfica 15. Rosa de energía en la dirección del viento a 120m. Fuente: Windographer. ...	50
Gráfica 16. Rosa de energía en la dirección del viento a 150m. Fuente: Windographer. ...	50
Gráfica 17. Rosa de energía en la dirección del viento distribuida mensualmente a 120m. Fuente: Windographer.	51
Gráfica 18. Conjunto de datos a 120m. Fuente: Windographer.	52
Gráfica 19. Conjunto de datos a 150m. Fuente: Windographer.	52

Gráfica 20. Variabilidad de la velocidad media del viento con la estación a 120m y 150m. Fuente: Windographer.	53
Gráfica 21. Variabilidad de la velocidad media del viento con las horas del día a 120m y 150m. Fuente: Windographer.	53
Gráfica 22. Perfil de velocidad media del viento según la altura de buje. Fuente: Windographer.	54
Gráfica 23. Distribución de Weibull a 120m. Fuente: Windographer.	55
Gráfica 24. Distribución de Weibull a 150m. Fuente: Windographer.	56
Gráfica 25. Distribución de Weibull mensual a 120m. Fuente: Windographer.	57
Gráfica 26. Función de distribución de probabilidad acumulada a 120m. Fuente: Windographer.	58
Gráfica 27. Función de distribución de probabilidad acumulada a 150m. Fuente: Windographer.	58
Gráfica 28. Diagrama de cajas de la velocidad del viento a 120m. Fuente: Windographer.	59
Gráfica 29. Diagrama de cajas de la velocidad del viento a 150m. Fuente: Windographer.	59
Gráfica 30. Rosa de frecuencia de vientos obtenida por WAsP Climate Analyst. Fuente: WAsP.	68
Gráfica 31. Distribución de Weibull obtenida por WAsP Climate Analyst. Fuente: WAsP.	68
Gráfica 32. Distribución de Weibull en la dirección predominante (90°) obtenida por WAsP Climate Analyst. Fuente: WAsP.	69
Gráfica 33. Temperatura media mensual del emplazamiento a 120m. Fuente: Windographer.	72
Gráfica 34. Curva de potencia y coeficientes de empuje del modelo de Vestas. Fuente: Elaboración propia.	74
Gráfica 35. Curva de potencia y coeficientes de empuje del modelo de General Electric. Fuente: Elaboración propia.	75
Gráfica 36. Curva de potencia y coeficientes de empuje del modelo de Nordex. Fuente: Elaboración propia.	77

Gráfica 37. Comparación de la Generación Neta Anual (Net AEP) de los tres modelos de aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia.	81
Gráfica 38. Generación neta, pérdidas de estela y rendimiento de cada aerogenerador con el modelo escogido. Fuente: Elaboración propia.	84
Gráfica 39. Isoventas de altura en el parque eólico y sus alrededores. Fuente: WAsP.....	87
Gráfica 40. Isoventas de velocidad media del viento en el parque eólico y sus alrededores. Fuente: WAsP.....	87
Gráfica 41. Isoventas de densidad de potencia en el parque eólico y sus alrededores. Fuente: WAsP.....	88
Gráfica 42. Curvas de potencia y coeficientes de empuje del aerogenerador V172-7.2 de Vestas. Fuente: Elaboración propia.	92
Gráfica 43. Estructura de la generación eléctrica (%) en 2024 en España [32].	139

Índice de tablas

Tabla 1. Coordenadas UTM de los aerogeneradores del parque eólico. Fuente: elaboración propia.	39
Tabla 2. Coordenadas UTM de la estación meteorológica del parque eólico. Fuente: elaboración propia.	43
Tabla 3. Resumen del análisis eólico del emplazamiento con Windographer. Fuente: Elaboración propia.....	60
Tabla 4. Clasificación de la rugosidad de Davenport [20].	66
Tabla 5. Características de los tres modelos de aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia.	70
Tabla 6. Altura media del rotor de los aerogeneradores. Fuente: elaboración propia.	71
Tabla 7. Resultados de la simulación con WAsP de la situación de los aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia.....	79
Tabla 8. Otros parámetros calculados en la simulación para cada aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.....	79
Tabla 9. Resultados de la simulación con WAsP del aerogenerador Vestas V172-7.2. Fuente: Elaboración propia.....	80
Tabla 10. Resultados de la simulación con WAsP del aerogenerador GE164. Fuente: Elaboración propia.....	80
Tabla 11. Resultados de la simulación con WAsP del aerogenerador Nordex N163/6.0. Fuente: Elaboración propia.....	81
Tabla 12. Comparación de los resultados obtenidos tras la simulación con WAsP. Fuente: Elaboración propia.....	81
Tabla 13. Resultados de la simulación del aerogenerador escogido. Fuente: Elaboración propia.	83
Tabla 14. Características del aerogenerador V172-7.2 de Vestas. Fuente: Elaboración propia.	94
Tabla 15. Viales interiores del parque eólico. Fuente: Elaboración propia.....	97
Tabla 16. Caracterización de las zanjas del parque eólico. Fuente: Elaboración propia.....	99

Tabla 17. Coordenadas del centro de control y subestación 30/220 kV. Fuente: Elaboración propia.	104
Tabla 18. Características del transformador BT/MT. Fuente: Elaboración propia.	107
Tabla 19. Agrupación de los aerogeneradores y tipos de celda. Fuente: Elaboración propia.	108
Tabla 20. Tensiones nominales normalizadas [24].	110
Tabla 21. Características mínimas de la red según el valor de la tensión nominal de la red [25].	110
Tabla 22. Características mínimas de la red de Media Tensión. Fuente: Elaboración propia.	111
Tabla 23. Intensidad nominal de los tramos de la red de media tensión. Fuente: Elaboración propia.	112
Tabla 24. Caídas de tensión en los tramos de la red de media tensión. Fuente: Elaboración propia.	113
Tabla 25. Pérdidas de los tramos de la red de media tensión. Fuente: Elaboración propia.	113
Tabla 26. Tramos de la red de comunicaciones y sus distancias. Fuente: Elaboración propia.	115
Tabla 27. Características del transformador de potencia del fabricante Hitachi Energy [26].	116
Tabla 28. Tipos de protecciones y su código ANSI.	123
Tabla 29. Planificación del proyecto. Fuente: Elaboración propia.	128
Tabla 30. Presupuesto de obra civil. Fuente: Elaboración propia.	129
Tabla 31. Presupuesto de infraestructura eléctrica. Fuente: Elaboración propia.	130
Tabla 32. Presupuesto de los aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia.	130
Tabla 33. Presupuesto de los costes de ingeniería. Fuente: Elaboración propia.	131
Tabla 34. Presupuesto de interconexión a la red. Fuente: Elaboración propia.	131
Tabla 35. Presupuesto total del proyecto. Fuente: Elaboración propia.	131
Tabla 36. Gastos de inversión del proyecto. Fuente: Elaboración propia.	132
Tabla 37. Gastos de explotación del proyecto. Fuente: Elaboración propia.	133

Tabla 38. Ingresos de explotación del proyecto. Fuente: Elaboración propia.....	134
Tabla 39. Valores del VAN. Fuente: Elaboración propia.....	137
Tabla 40. Valores de la TIR. Fuente: Elaboración propia.	138
Tabla 41. Valores del PR. Fuente: Elaboración propia.	138
Tabla 42. Resumen de los resultados de los indicadores financieros. Fuente: Elaboración propia.	138

DOCUMENTO 1. MEMORIA

DESCRIPTIVA

LISTA DE ACRÓNIMOS

CA	Corriente alterna
CC	Corriente continua
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
EU	European Union
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
RD	Real Decreto
REE	Red Eléctrica de España
Ta	Temperatura del aire
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto
Vv	Velocidad del viento

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se abordará la motivación del Proyecto y se pondrá en contexto, tanto nacional como global, la implementación de la energía eólica. Se introducirá todo lo pertinente para llevar a cabo una correcta comprensión del Proyecto, y se expondrán los objetivos y las metas vigentes que motivan la realización de un proyecto de construcción de un parque eólico terrestre en el país. Finalmente, se dará una visión acerca de la metodología empleada para la realización de dicho Proyecto, y se enumerarán los recursos utilizados durante el transcurso.

1.1 ESTADO DE LA CUESTIÓN

En un contexto mundial en el que las tradicionales fuentes de energía están en manifiesto, se avanza hacia un modelo de generación eléctrica más sostenible y con menos emisiones contaminantes. En España se han establecido una serie de hitos y objetivos con el fin de alcanzar un modelo más limpio, destacando los contenidos en el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima).

El PNIEC se establece como una herramienta de orientación estratégica nacional que, siguiendo la normativa nacional y europea, integra el plan de acción energético con un horizonte temporal a 2030.

El primer borrador, aprobado en 2020, abarcaba el periodo 2021-2030. Sin embargo, se han sucedido actualizaciones que aumentan la ambición del Plan, como el “Objetivo 55” y “REPowerEU”.

El “Objetivo 55” tiene como principal objetivo la reducción de emisiones del transporte, los edificios, la agricultura y los residuos. Su nombre viene dado ya que, como se ha comentado con anterioridad, la UNE ha fijado como objetivo la reducción de emisiones netas de gases de efecto invernadero en un 55% en comparación con los niveles de 1990 para 2030. Los

sectores cubiertos por este Objetivo suponen alrededor del 60% de las emisiones totales de la UE.

El “RePowerEU” consiste principalmente en una política energética en los planes de recuperación y resiliencia de los países de la UE. Con esta política, la UE pretende acabar con la dependencia energética de la Unión Europea hacia Rusia. Para ello, se pretende llevar a cabo una diversificación de los suministros y acelerar la transición hacia una energía más limpia y menos contaminante.

Como consecuencia a las sucesivas actualizaciones del PNIEC, y conforme a lo previsto en el artículo 14.2 del Reglamento (UE) 2018/1999, de 11 de diciembre, se incluyen los siguientes objetivos a cumplir para 2030:

- 32 % de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990.
- 48 % de renovables sobre el uso final de la energía.
- 43 % de mejora de la eficiencia energética en términos de energía final.
- 81 % de energía renovable en la generación eléctrica.
- Reducción de la dependencia energética hasta un 50 %.

Por otro lado, la UE persigue dos grandes objetivos: alcanzar la neutralidad climática en 2050, y reducir las emisiones netas de gases de efecto invernadero en un 55% en comparación con los niveles de 1990 para 2030. Para esta misma fecha, en el PNIEC se ha proyectado un Escenario Objetivo en el que habría instalados 42 GW y 62 GW de energía eólica en 2025 y 2030 respectivamente, como se puede observar en la ilustración a continuación. En ella, se muestran los objetivos de potencia instalada acumulada de cada tecnología en cada horizonte temporal. Estas cifras se corresponden a la última versión en 2023, en la que se incluyeron las actualizaciones anteriormente mencionadas.

Tabla 2.4. Evolución de la potencia bruta instalada de energía eléctrica (MW)

Parque de generación del Escenario PNIEC 2023-2030. Potencia bruta (MW)				
Años	2019	2020	2025	2030
Eólica	25.583	26.754	42.144	62.044
Solar fotovoltaica	8.306	11.004	56.737	76.387
Solar termoelectrica	2.300	2.300	2.300	4.800
Hidráulica	14.006	14.011	14.261	14.511
Biogás	203	210	240	440
Otras renovables	0	0	25	80
Biomasa	413	609	1.009	1.409
Carbón	10.159	10.159	0	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	5.446	5.276	4.068	3.784
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.660	3.660	2.847	1.830
Residuos y otros	600	609	470	342
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento*	6.413	6.413	8.828	18.543
Total	111.100	115.015	166.939	213.963

*Incluyendo el almacenamiento de solar termoelectrica llega a 22 GW.

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023

Ilustración 1. Parque de generación del Escenario Objetivo 2015-2030. Fuente:[1].

En un primer momento se estableció que el objetivo de la potencia eólica era llegar hasta los 50 GW en 2030. Sin embargo, para alcanzar en España los nuevos objetivos de renovables de la UE para 2030, el sector eólico sugiere aumentar el objetivo nacional del PNIEC en 12 GW adicionales, sumando los 62 GW que figuran en la tabla anterior. Para cumplir con los objetivos establecidos, y llegar a los 62 GW instalados de potencia eólica en 2030, se ha trazado una ruta que desglosa la potencia instalada de la siguiente forma:

- Un objetivo de repotenciación de 15 GW de los parques existentes.
- Un objetivo de 3 GW de eólica marina.
- Un objetivo de 9,5 GW de eólica terrestre dedicada a fabricar hidrógeno verde.
- 0,75 GW de eólica terrestre adicional.
- Los 50,3 GW de potencia eólica terrestre actualmente en el PNIEC.

A modo de resumen, para lograr alcanzar las cifras indicadas por el PNIEC, se deben instalar de media unos 4 GW de potencia eólica de manera anual.

En base al análisis de los objetivos comunes de la UE para 2030, la aportación de la energía eólica en España se situaría en 134 TWh de electricidad generados con 53 GW de potencia. Sin embargo, se proponen 9,5 GW adicionales dedicados a la producción de hidrógeno renovable, un vector energético fundamental para lograr la disminución de las emisiones y la sustitución de los combustibles fósiles.

Una actividad clave que se debe llevar a cabo para cumplir con la ruta marcada, es la repotenciación de instalaciones existentes. Esto permitirá un mayor aprovechamiento del recurso eólico gracias al avance tecnológico, y supondrá un impacto muchísimo menor que construir nuevos parques, ya que simplemente habría que sustituir la infraestructura por una más moderna, sin necesidad de afectar zonas adicionales. Por estas razones, se ha proyectado una repotenciación de al menos 15 GW, que será beneficiosa tanto desde un punto de vista energético como medioambiental.

Por otro lado, atendiendo a lo recogido en la “Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España” publicada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, se ha establecido el objetivo de instalar 3 GW de potencia eólica marina para 2030 [1].

A modo de resumen, se puede afirmar que, para alcanzar los objetivos de renovables para 2030, España necesita realizar una apuesta firme por tecnologías renovables, siendo la eólica y la fotovoltaica las más destacables en el país. Gracias al enorme potencial que España posee en cuanto al aprovechamiento de estas dos fuentes de energía, y gracias a la competitividad de sus costes, el país debe basar su proyecto de disminución de las emisiones en el uso de estas dos tecnologías. Además, especialmente en el caso de la eólica, como se comentará en un apartado destinado a tratar tal asunto, existe una importante base industrial que permite fabricar todos los componentes de la tecnología en el país, con los beneficios económicos y sociales que ello conlleva.

No obstante, para poder llegar a tiempo a las cifras estimadas, se requiere que se mantenga una estabilidad regulatoria que habilite las inversiones en las nuevas instalaciones necesarias y la tramitación de los proyectos en tiempo y forma (según la Directiva de Renovables en

máximo 2 años). Si no se respetan estos aspectos, no se podrán alcanzar los objetivos establecidos.

1.2 MOTIVACIÓN Y OBJETO DEL PROYECTO

La situación energética global, azotada por la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles y la creciente preocupación por la emisión de gases de efecto invernadero y el cambio climático, demanda una fuerte transición energética hacia una generación más limpia y sostenible. En este contexto, la búsqueda de la descarbonización del sector energético se ha convertido en una prioridad estratégica a nivel nacional e internacional, marcada por una serie de objetivos comunes como el Acuerdo de París y el alineamiento con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

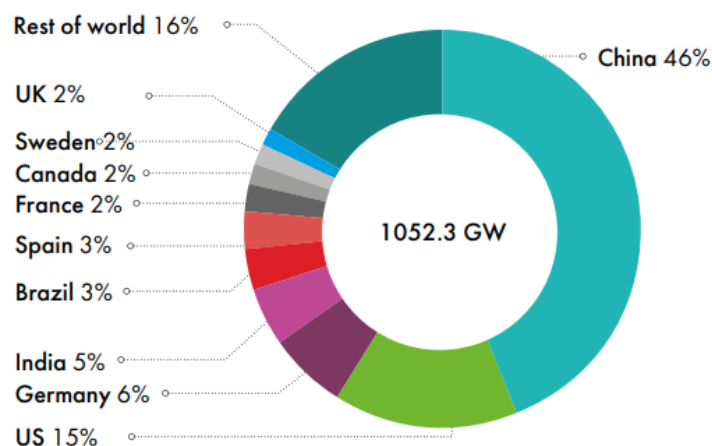
Las energías renovables, y en particular la energía eólica, se sitúan como los principales pilares en los que basarse para comenzar esta transición energética que tanto se está persiguiendo. Gracias a los avances tecnológicos de los últimos años, estas tecnologías poseen un potencial prometedor en cuanto a generación de energía, reducción de costes y aceptación social. Además, las energías renovables, como la eólica y la solar fotovoltaica, permiten la diversificación de la matriz energética y generan una gran cantidad de oportunidades laborales para la población local.

Este Trabajo de Fin de Máster tiene como objetivo el análisis integral de la viabilidad técnica, económica, medioambiental y normativa de la construcción de un parque eólico en España, país con un enorme potencial en esta tecnología. Se estudiarán aspectos como el análisis de selección del emplazamiento, el diseño del parque, la evaluación de impactos energéticos, económicos, sociales y medioambientales, y las estrategias de integración social y territorial. El propósito de este trabajo es poner en evidencia no solo la factibilidad de este tipo de proyectos, sino también el positivo impacto que suponen de cara a la consecución de un modelo energético más resiliente, competitivo y respetuoso con el medio ambiente.

1.3 *IMPLANTACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO*

La presencia de la energía eólica en el mundo ha aumentado en gran medida durante la última década, hasta situarse en 1052,3 GW instalados en 2024, según datos del GWEC (Global Wind Energy Council). Los países con más potencia eólica instalada son China, EEUU, Alemania, India y España, en orden decreciente. También destacan Brasil, Francia, Canadá, Reino Unido y Suecia, aunque su cuota de mercado es significativamente menor que los países anteriormente mencionados [2].

En la gráfica siguiente se muestra el porcentaje de potencia eólica instalada acumulada en 2024 en los países con mayor cuota de mercado:

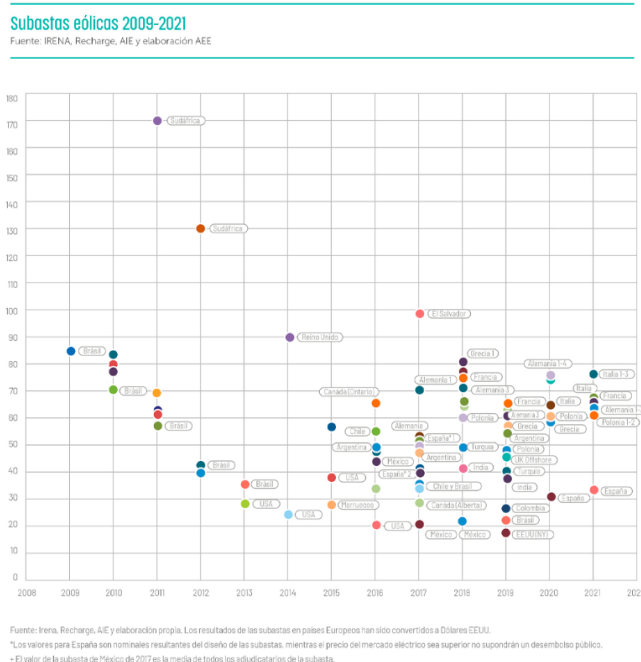


Gráfica 1. Potencia eólica instalada en el mundo [3].

En 2024, la potencia que se instaló en los cinco países predominantes representó el 71% de la potencia instalada en todo el mundo, lo que habla de la importancia de estos mercados. Sin embargo, en comparación con los datos de 2023, la cifra es un 3,7% menor, debido a que China y EEUU perdieron conjuntamente un 5% de cuota de mercado. Lo mismo ocurrió en 2023 en comparación con 2022, por lo que se puede concluir que los dos mercados predominantes enlazaron dos años consecutivos con una disminución porcentual de potencia eólica instalada [3].

Otro aspecto que conviene comentar es cómo ha ido evolucionando el precio adjudicado a las subastas de energía eólica terrestre en el mundo a lo largo de los últimos años, para

entender cuál es el contexto actual en comparación con el contexto del que se partió. Para ello, se va a analizar la información contenida en la gráfica siguiente, que enseña los resultados de las subastas eólicas realizadas entre los años 2009 y 2021 en el mundo, expresados en dólares estadounidenses por MWh (USD/MWh). Se trata de un análisis comparativo entre diferentes países a lo largo de los años, y cada punto representa el resultado de una subasta en un país específico.



Gráfica 2. Análisis de las subastas eólicas en el periodo 2009-2021 [2].

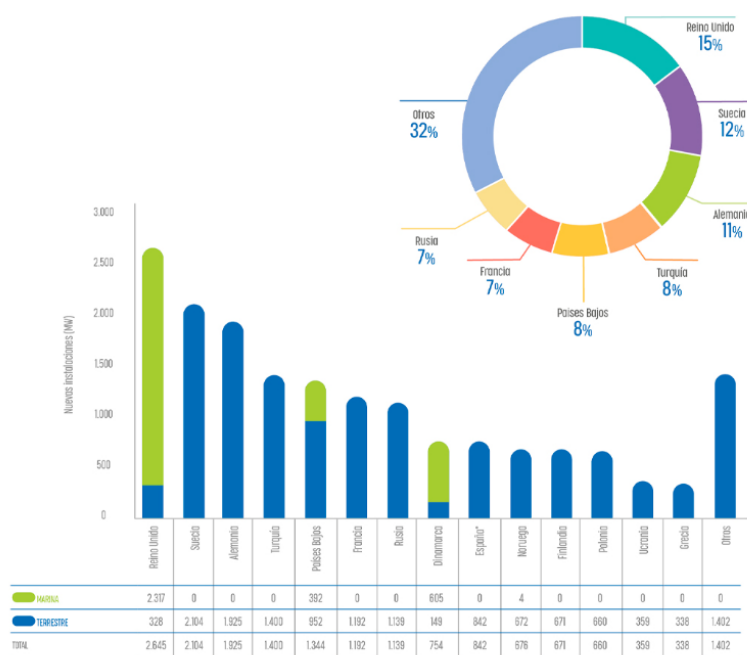
En la gráfica se observa una tendencia general a la baja en cuanto a costes de generación eólica, lo cual pone en manifiesto el aumento de competitividad que de esta tecnología a nivel mundial. Atendiendo a los primeros años mostrados en la gráfica, los precios adjudicados en las subastas eran considerablemente altos, superando en muchos casos los 80 USD/MWh, con picos como el que hubo en Sudáfrica en 2011 (superando los 160 USD/MWh) o en Brasil en 2010 (alrededor de 130 USD/MWh). Sin embargo, a partir de 2016 se observa una reducción considerable de los precios, con muchos países llegando a adjudicaciones por debajo de 50 USD/MWh.

En los últimos años que muestra el gráfico se puede observar una estabilización de los precios entre 20 y 50 USD/MWh, lo que refleja un mercado más estable y asentado. Se ha llegado a este punto gracias a los avances tecnológicos, a la economía de escala, a la mejora en las cadenas de suministro y a un contexto internacional en el que las tecnologías limpias se encuentran en pleno apogeo.

Por lo tanto, en conclusión, se puede afirmar que la energía eólica está dejando de ser una alternativa costosa y singular, y que cada vez representa una opción más competitiva, limpia y estratégica. Se trata de uno de los pilares clave de la transición energética global.

1.3.1 CONTEXTO DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EUROPA

Una vez se ha comentado el contexto de la energía eólica mundial, para poder comprender más en profundidad la situación de esta tecnología en España, se debe analizar qué está ocurriendo en Europa. Para ello se presenta la siguiente gráfica, obtenida de WindEurope, en la que se observa la potencia eólica marina y terrestre instalada en los países europeos con mayor presencia de esta tecnología.



España* = los datos de España son de AEE

Gráfica 3. Energía eólica en Europa [4].

A partir de los datos obtenidos de la gráfica, se puede concluir que Reino Unido tuvo en 2024 una importante presencia, aunque priorizando la instalación de parques eólicos offshore. En cuanto a instalación de parques eólicos terrestres, destacan países como Suecia, Alemania y Turquía, muy por encima de España.

Con el objetivo de cumplir con los requerimientos establecidos en el PNIEC en vista a 2030, España ha de aumentar en gran medida la potencia instalada anual de energía eólica, para poder seguir con la ruta trazada. La situación de España en relación con esta tecnología se detalla en el siguiente apartado.

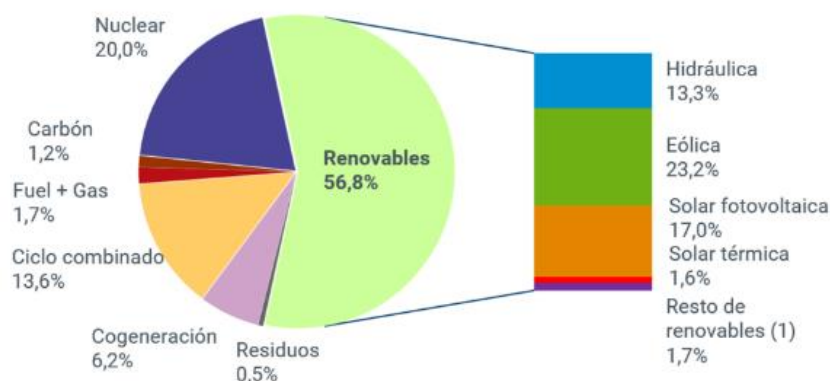
1.4 IMPLANTACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA

España es un país con un enorme potencial eólico debido a las favorables condiciones de viento que presentan muchas regiones del país. Esto sitúa a España como el quinto país del mundo en cuanto a potencia eólica instalada, detrás de China, Estados Unidos, Alemania e India. En cuanto a Europa, España se encuentra solamente detrás de Alemania.

Según los datos obtenidos por la AEE (Asociación Empresarial Eólica), en 2024 España cuenta con más de 30000 MW de potencia eólica instalada. En este mismo año, la generación eléctrica a partir de esta tecnología ha supuesto el 23,2% de la generación total, convirtiéndose en la primera fuente de generación nacional. Los más de 22000 aerogeneradores instalados en el país ya producen más de 61000 GWh eólicos, lo que habla del enorme potencial que posee esta tecnología en España [5].

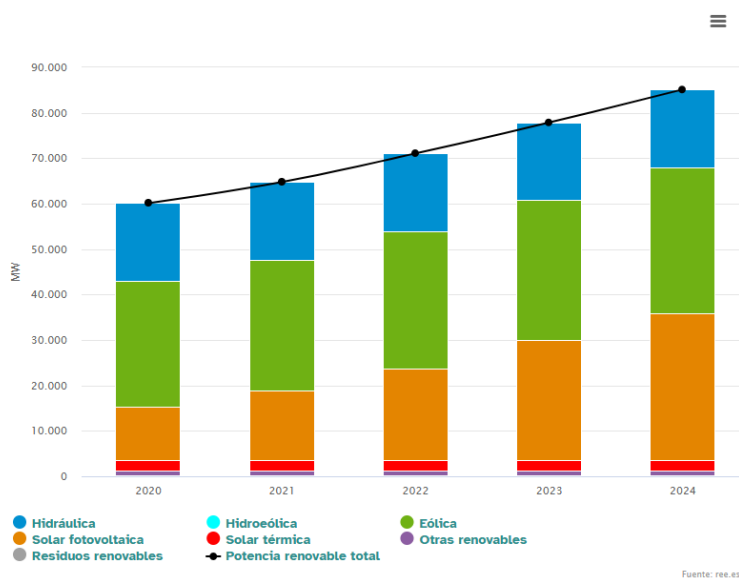
En la siguiente gráfica se puede apreciar la estructura de generación de energía eléctrica en España en 2024. Se observa que la mayor parte de la generación eléctrica proviene de fuentes renovables (el 56,8%), siendo la participación de la energía eólica la más significativa (23,2%).

Estructura de generación de energía eléctrica (%) en 2024 en España



Gráfica 4. Estructura de generación eléctrica en España [6].

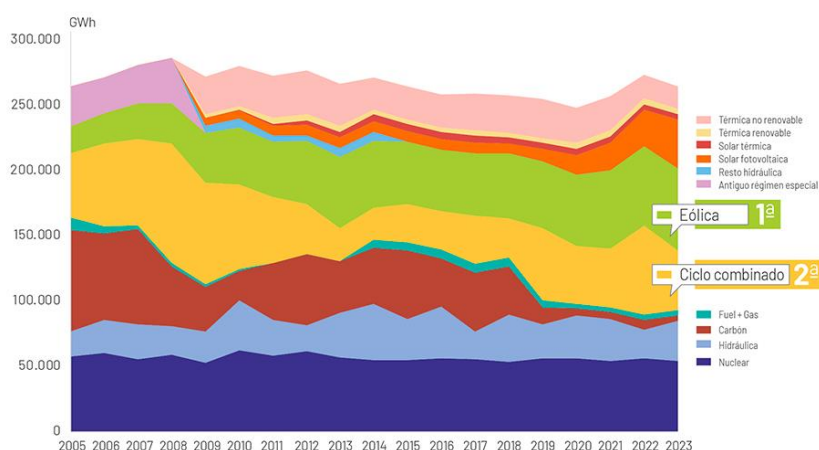
La notoria presencia de potencia eólica en el mix de generación eléctrica de España se ha mantenido durante los años, y se ha llevado a cabo un crecimiento prácticamente constante en cuanto a MW instalados en los últimos años. Esto, se puede observar en la gráfica siguiente, obtenida directamente de los informes de REE (Red Eléctrica de España). Dicha gráfica muestra la capacidad acumulada instalada (en MW) de las tecnologías renovables en España en los últimos 5 años:



Gráfica 5. Potencia renovable instalada en España [6].

A partir de dicha gráfica, se puede manifestar que el aumento medio anual en la potencia instalada de energía eólica es de 1100 MW. Esta cifra es bastante considerable, aunque se encuentra muy por debajo de los 4 GW anuales que se deberían instalar para alcanzar en 2030 el objetivo de 62 GW contemplado en la propuesta del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) remitida a la Comisión Europea para su aprobación.

Por otro lado, también es de vital importancia contrastar los datos de generación eólica a lo largo de los últimos años. En la siguiente gráfica, también obtenida de los informes de REE, se muestra la energía generada anual (en GWh) de las tecnologías predominantes en el país. Se observa una generación eólica constante a lo largo de los últimos años, siendo en todos los casos muy abundante.



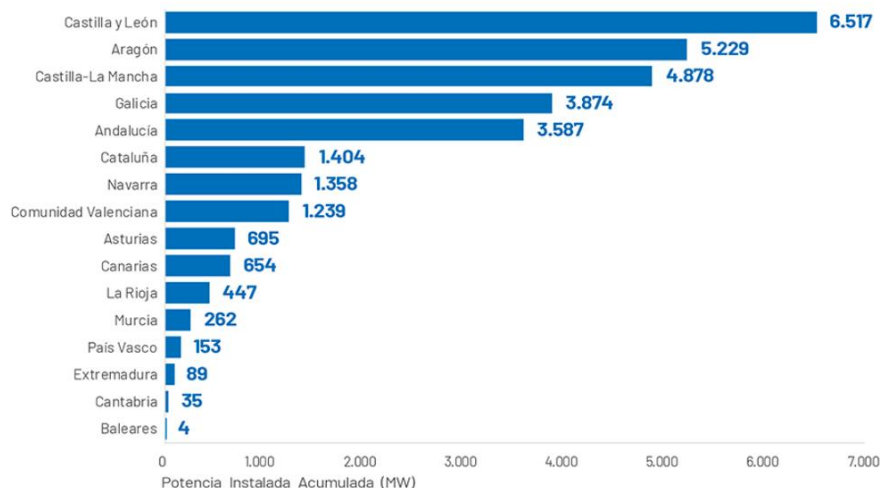
Gráfica 6. Energía generada por tecnología en España [6].

1.4.1 IMPACTO DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA

Como se ha visto anteriormente, la energía eólica posee una enorme participación en el sector eléctrico, cubriendo prácticamente el 24% de la generación eléctrica del país. Esta gran cobertura proviene de los 1345 parques eólicos instalados en España, en más de 1053 municipios, y se basa en los 250 centros de fabricación existentes en 16 de las 17 Comunidades Autónomas [7].

La presencia de parques eólicos en España, por tanto, está muy extendida por todo el territorio, aunque no de manera homogénea. En la siguiente gráfica, obtenida de AEE, se

muestra la distribución de la potencia eólica instalada acumulada en 2023 en cada una de las CCAA:



Gráfica 7. Distribución de la potencia eólica instalada acumulada en España [7].

De esta gráfica se puede extraer que Castilla y León, Aragón y Castilla la Mancha lideran el podio de MW instalados de potencia eólica en el país, y suponen un alto porcentaje del total de potencia instalada en terreno español. Esto, evidentemente, no es casualidad. El abundante potencial eólico a alturas aprovechables, y la existencia de lugares aptos para la construcción de parques eólicos impulsa en gran medida la posibilidad de ejecución de proyectos de este tipo. Sin embargo, lo contrario ocurre en Madrid, por ejemplo. Madrid tiene un limitado potencial eólico ya que casi no dispone de zonas con recurso potencias aprovechable a alturas de 100 metros, y la mayoría de las zonas a priori aprovechables forman parte de espacios protegidos. Además, a diferencia de las CCAA líderes en este sector, como las mencionadas, Madrid no ha desarrollado políticas activas para atraer inversiones en energía eólica, aunque sí ha apostado por otras fuentes renovables como la solar.

La gran presencia de infraestructura de aprovechamiento eólico, sobre todo en las CCAA líderes, ha creado un total de 39000 empleos en el país, y ha supuesto una aportación del 0,5% del PIB español. Además, como se ha visto, España se sitúa como uno de los países

pioneros en cuanto a generación eólica, y genera 2512 millones de euros debido a la exportación de aerogeneradores.

La alta presencia de la energía eléctrica del país genera, cada año, electricidad para 17 millones de hogares en España, y supone una reducción del precio de la electricidad en un 19%.

Por otro lado, gracias a la generación eléctrica por medio de energía eólica, todos los años se evita la emisión de 32,7 millones de toneladas de CO₂, ayudando en gran medida al medio ambiente español y mundial.

Teniendo en cuenta todo lo comentado, se puede concluir que España es un país que se vé muy beneficiado por el aprovechamiento del recurso eólico. Sin embargo, este aprovechamiento no es suficiente para cumplir con lo estipulado en el PNIEC en vista a 2030, por lo que se debe incrementar la instalación de aerogeneradores en el territorio español. El cumplimiento del PNIEC aumentaría en gran medida el número de empleos disponibles, y podría suponer la sustitución de generación contaminante por una generación mucho más limpia y sostenible.

1.5 METODOLOGÍA Y RECURSOS

En este apartado, se describirá la metodología llevada a cabo y se enunciarán los recursos utilizados para hacer posible la ejecución de este Proyecto. El trabajo se divide en diferentes etapas que se complementan para cumplir los objetivos del Proyecto de forma clara y óptima.

Impulsado por la motivación de este Trabajo, el Proyecto tiene como objetivo el diseño de un parque eólico terrestre para la generación de energía eléctrica a partir del aprovechamiento del recurso eólico. Para ello, una vez se ha explicado el contexto de la energía eólica, y se han expuesto los objetivos de este trabajo, se realizará un análisis de los posibles emplazamientos y se estudiarán detalladamente sus características con el fin de seleccionar el más adecuado para la realización de este Proyecto.

A continuación, se estudiará el recurso eólico disponible gracias al programa Windographer, habiendo obtenido previamente los datos del recurso eólico en el emplazamiento escogido gracias a la ayuda de la empresa de ingeniería Vortex. Dicha compañía facilitará la información necesaria para poder realizar la posterior simulación del parque eólico.

Después, se elegirán los aerogeneradores y demás tecnologías, y se realizará una simulación energética del parque mediante el uso del software WAsP para determinar la energía eléctrica generada. Se valorará la energía generada y se analizarán los resultados obtenidos.

Finalmente, se llevará a cabo un estudio de la viabilidad técnica y económica del proyecto a partir de los resultados obtenidos en la simulación y, a partir de estos, se redactarán las conclusiones a las que se ha llegado tras la realización del Proyecto.

Los recursos empleados durante la realización de este proyecto se listan a continuación:

- Bibliografía académica de la Universidad.
- Bibliografía académica proporcionada por el Director del Proyecto.
- Sesiones formativas impartidas por el Director del Proyecto.
- Artículos de internet.
- Datos eólicos del emplazamiento proporcionados por Vortex.
- Software de análisis del viento Windographer.
- Software de simulación WAsP.
- Programa de hojas de cálculo Excel.
- Explorador de imágenes por satélite en 3D Google Earth Pro.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO

En este capítulo se explicará en detalle en qué consiste un parque eólico, su funcionamiento, y los beneficios que supone. Se empezará describiendo los componentes que lo forman, y se seguirá explicando su funcionamiento y las principales características que definen la operación de un parque eólico terrestre.

2.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS PARQUES EÓLICOS

Un parque eólico consiste en un conjunto de aerogeneradores diseñados para transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica aprovechable. Dichos aerogeneradores se distribuyen estratégicamente a lo largo del emplazamiento con el objetivo de maximizar la conversión de energía y aumentar el aprovechamiento del viento disponible en la región. La conversión en energía eléctrica se lleva a cabo mediante un proceso mecánico y eléctrico con una gran eficiencia, dependiendo del tipo de parque. Existe una amplia tipología de parques eólicos, que se pueden agrupar en dos conjuntos principales: parques eólicos onshore (terrestres) y parques eólicos offshore (marinos).

Los parques eólicos offshore comprenden aquellos situados en grandes cuerpos de agua, como mares y océanos, a una distancia considerable de la costa. Su ubicación permite el aprovechamiento de vientos más potentes, por lo que la eficiencia del proceso es más favorable. Además, al estar situados fuera de la superficie terrestre, su impacto visual y auditivo es muy reducido, lo que supone una gran ventaja social. Sin embargo, la construcción y el mantenimiento de este tipo de parques incluyen actividades costosas y desafiantes, además de la complejidad que supone el estudio geotécnico necesario previo a su construcción. En la siguiente ilustración se muestra un ejemplo de parque eólico offshore, en el que se puede ver una gran cantidad de aerogeneradores situados encima de una extensa masa de agua:



Ilustración 2. Parque eólico offshore [8].

La segunda tipología de parques eólicos son los onshore (terrestres). Este tipo de parques comprende la mayoría de las instalaciones eólicas del país, debido a su sencillez en comparación con las situadas en lugares acuáticos, por el hecho de estar situados en tierra firme. Estos parques se suelen ubicar en áreas rurales o despobladas, en zonas donde existe un viento constante y fuerte. Su ubicación permite una mejora en la accesibilidad y una reducción en los costes de construcción y mantenimiento, ya que se hace uso de los caminos de acceso y se aprovecha la existencia de subestaciones eléctricas cercanas. Sin embargo, para la construcción de un parque eólico de este tipo, es necesario un estudio profundo de impacto ambiental para minimizar la afección negativa a los ecosistemas cercanos.

En la siguiente ilustración se muestra un ejemplo de un parque eólico terrestre situado en Galicia, en el que se pueden apreciar tres aerogeneradores situados en terrenos elevados formando una fila.



Ilustración 3. Parque eólico onshore [9].

En este Proyecto se va a realizar el diseño de un parque eólico terrestre, por lo que a continuación se detallan los componentes habituales en una instalación eólica de esta tipología.

2.2 COMPONENTES DE UN PARQUE EÓLICO

Los parques eólicos terrestres están compuestos por una serie de elementos que trabajan conjuntamente para conseguir el objetivo principal: transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica. Dichos elementos se detallan seguidamente.

2.2.1 AEROGENERADORES

Los aerogeneradores constituyen el componente más crucial de un parque eólico, y suponen la parte más visible de este. Se trata de elementos de gran altura capaces, en su conjunto, de convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica. Las principales partes de un aerogenerador se muestran en la siguiente ilustración:



Ilustración 4. Aerogenerador real [10].

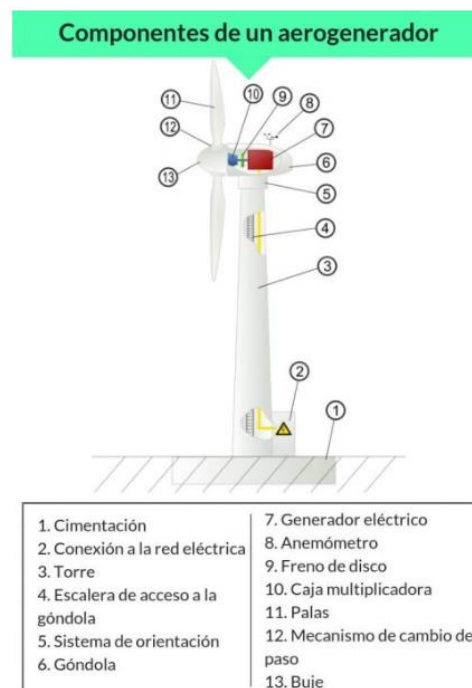


Ilustración 5. Componentes de un aerogenerador [11].

Los aerogeneradores se encuentran divididos en tres partes principales: rotor, góndola y torre.

- a) **Rotor:** el rotor de un aerogenerador captura el viento y lo transforma en energía eléctrica. Está formado por las palas y el buje.



Ilustración 6. Rotor de un aerogenerador [11].

- **Palas:** las palas de un aerogenerador son estructuras aerodinámicas de gran longitud fabricadas con materiales ligeros y con alta resistencia, como fibra de vidrio o fibra de carbono. Es la parte responsable de la captura del viento.
 - **Buje:** es la pieza central a la que se encuentran unidas las palas. El buje se conecta a su vez a un eje lento, que gira a la misma velocidad de las palas. Dicho eje se conecta a la multiplicadora, transfiriéndole la energía mecánica generada por las palas.
- b) Góndola:** en la góndola de un aerogenerador se sitúan los componentes más importantes. Se trata del lugar donde se realiza la generación de energía eléctrica a partir de la energía mecánica transmitida por el buje. Sus principales componentes son la caja multiplicadora, el freno de disco, el generador eléctrico y el anemómetro.



Ilustración 7. Góndola de un aerogenerador [12].

- Caja multiplicadora: componente cuya función es aumentar el régimen de giro de las palas al requerido por el generador eléctrico. La caja multiplicadora eleva las revoluciones por minuto a un valor óptimo para la producción de electricidad, generalmente a 1500 rpm.
- Freno de disco: su función es frenar la velocidad de giro de las palas en situaciones de fuertes vientos, con el objetivo de garantizar la seguridad del resto de componentes del aerogenerador.
- Generador eléctrico: transforma la energía mecánica rotacional del eje en energía eléctrica, gracias al trabajo previo de la caja multiplicadora.



Ilustración 8. Generador asíncrono de un aerogenerador.

- Anemómetro: se encuentra situado encima de la góndola, y su función principal es medir la velocidad y el sentido del viento incidente.
- c) **Torre:** la torre de un aerogenerador se encarga de elevar la góndola y las palas hasta una altura en la que sea posible un gran aprovechamiento del recurso eólico. Para poder cumplir esta función, este elemento ha de tener una gran altura. Sus partes principales son el sistema de orientación, la escalera de acceso a la góndola, el convertidor y el transformador.



Ilustración 9. Torre de un aerogenerador [13].

- Sistema de orientación: se sitúa en la base de la góndola, realizando la unión con la torre. Su función es orientar la góndola en el sentido opuesto al viento, permitiendo así maximizar la eficiencia del proceso. El anemómetro proporciona la información requerida acerca de la orientación de viento.
- Escalera de acceso a la góndola: en el interior de la torre, y de manera longitudinal, se ubica una escalera necesaria para realizar las labores de mantenimiento de los componentes situados a mayor altura. Algunos aerogeneradores incorporan incluso un ascensor, aunque no es estrictamente necesario.
- Convertidor: responsable de transformar la corriente continua generada por el generador en corriente alterna. Este paso es crucial para transportar la energía eléctrica de manera eficiente a través de la red eléctrica.

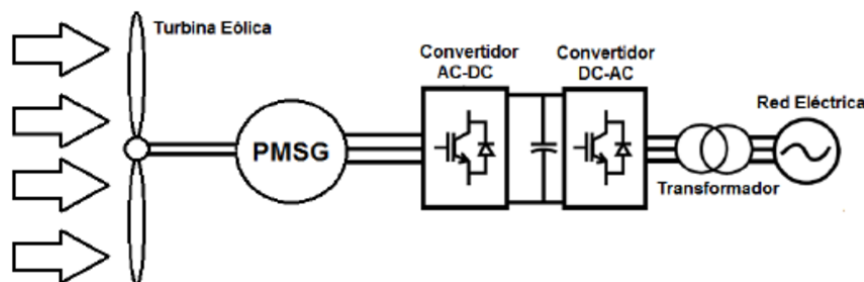


Ilustración 10. Convertidor de un aerogenerador.

- Transformador: encargado de adaptar la tensión de salida del convertidor eléctrico a un voltaje adecuado para transportar la electricidad hasta la red eléctrica.

Habiendo descrito los componentes del rotor, la góndola y la torre de un aerogenerador, se puede deducir que son elementos de gran tamaño y peso, por lo que requieren una importante obra civil para asegurar su sujeción al suelo, incluso ante las condiciones más adversas. Por ello, la torre del aerogenerador se encuentra unida a la cimentación que garantiza la integridad del conjunto, encargada de soportar las intensas fuerzas producidas por el empuje del viento. La cimentación de los aerogeneradores será tratada con detalle en el capítulo correspondiente, y se incluirá el cálculo de la cimentación correspondiente al proyecto.

2.2.2 SISTEMAS DE CONTROL Y MONITOREO

El sistema de control de un parque eólico es un componente esencial para su óptimo funcionamiento. Se encarga de supervisar y ajustar el ángulo de las palas (conocido como pitch control), y la orientación de la turbina hacia el viento (conocido como yaw control). Los sistemas de control permiten detectar fallos y optimizar el rendimiento de la instalación, por lo que suponen un elemento crucial en la gestión de parques eólicos y proporcionan una gran solución a la variabilidad del carácter del viento.

2.2.3 INFRAESTRUCTURA Y CONEXIÓN A LA RED

La infraestructura de un parque eólico incluye los caminos de acceso, las plataformas para la instalación de turbinas y las líneas que transportan la energía producida por los aerogeneradores hasta la red eléctrica. La conexión a la red está regulada por una serie de normativas que tratan la integración de energías renovables en el sistema.

El correcto diseño de la infraestructura de un parque eólico es fundamental para garantizar la mínima existencia de pérdidas en la eficiencia del transporte de la energía producida.

2.2.4 ALMACENAMIENTO Y GESTIÓN DE LA ENERGÍA

Para maximizar el rendimiento de los parques eólicos, cada vez se está haciendo un mayor uso de baterías y sistemas de bombeo, capaces de almacenar la energía generada en momentos en los que no es posible su vertido en la red. A día de hoy, su implementación sigue siendo costosa, aunque, según un informe de la AEE, se espera que la capacidad de almacenamiento en España aumente un 50% para 2025, lo que se traducirá en una mayor estabilidad en la red.

Capítulo 3. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Como se explicó en la introducción, España es un país con un gran potencial eólico, por lo que abundan zonas en las que el viento sopla con una gran intensidad. Esto, unido a una serie de criterios que se verán a continuación, posibilita la viabilidad de proyectos de construcción de parques eólicos.

Sin embargo, la existencia de recurso eólico abundante no es el único punto a tener en cuenta en un proyecto de este tipo. Es necesario tener en cuenta una gran variedad de factores que determinarán finalmente la viabilidad técnica y económica del proyecto. En el anexo I se lleva a cabo el análisis de estos factores para tres alternativas propuestas de emplazamiento, y se selecciona el más favorable para este proyecto.

En el estudio realizado, se ha realizado una búsqueda de lugares con abundancia de viento en la Península Ibérica, y se ha llegado a la conclusión de que la Provincia de Cádiz es una región potencialmente aprovechable. Por lo tanto, se han definido tres alternativas dentro de este terreno, y se ha ejecutado una comparación de ellos a partir de los criterios siguientes:

- Recurso eólico
- Orografía
- Tipo de terreno
- Vegetación (rugosidad)
- Interconexión eléctrica
- Accesibilidad
- Impacto sobre el Medio Ambiente
- Potencia estimada

La comparación de las características de los emplazamientos se ha desempeñado a través de un sistema de puntuación con el objetivo de seleccionar el lugar más idóneo. El estudio de alternativas, como se ha comentado, se encuentra detallado en el Anexo I.

3.1 EMPLAZAMIENTO ESCOGIDO

El emplazamiento escogido se encuentra entre las localidades de Zahora y el Palmar de Vejer, en Cádiz. Se ha determinado que esta ubicación presenta abundancia de recurso eólico, y las condiciones del terreno son favorables para la realización de este proyecto. Se ha decidido instalar un total de 7 aerogeneradores, cuyas coordenadas UTM se detallan en la tabla siguiente:

Aerogenerador	X _{UTM}	Y _{UTM}	Elevación	Huso
A1	765424	4016222	17	29 S
A2	765530	4015707	19	
A3	765625	4015190	27	
A4	766629	4016054	78	
A5	766782	4015557	25	
A6	766852	4015066	30	
A7	766895	4014563	38	

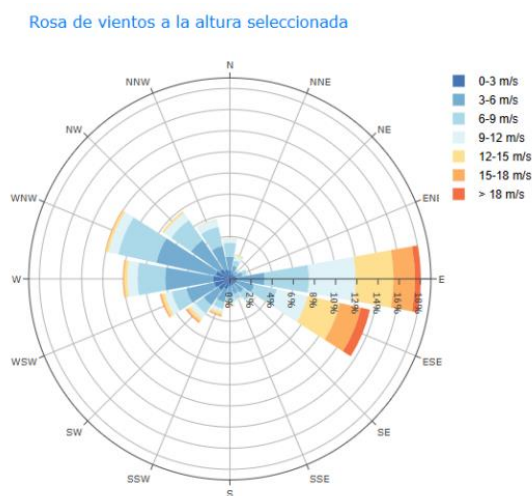
Tabla 1. Coordenadas UTM de los aerogeneradores del parque eólico. Fuente: elaboración propia.

Además, en la siguiente ilustración se muestra la ubicación exacta de cada uno de los aerogeneradores que forman parte del parque eólico:



Ilustración 11. Disposición de los aerogeneradores en el parque eólico. Fuente: Google Earth Pro.

La disposición de los aerogeneradores se ha determinado de manera estratégica, con el objetivo de maximizar el rendimiento del parque. Se ha buscado situar los aerogeneradores en los lugares más altos, y se han dispuesto en dos filas perpendiculares a la dirección predominante del viento, para evitar obstaculizaciones. La dirección predominante del viento en esta zona viene mostrada en la rosa de los vientos presentada a continuación, obtenida de Mapa Eólico Ibérico:



Gráfica 8. Rosa de vientos del emplazamiento [14].

Para reducir al máximo la influencia mutua de ambas filas, se ha establecido una distancia de 1200 metros entre ellas, y los aerogeneradores de la misma fila se han distanciados 500 metros entre ellos. Por otro lado, se ha asegurado que se cumple una distancia mínima de 1000 metros a núcleos urbanos, para minimizar el impacto social y ambiental.

Por otro lado, se ha puesto especial atención a la ubicación estratégica del emplazamiento. En primer lugar, se ha asegurado que el emplazamiento no pertenezca a ningún espacio protegido. Esto se ha consultado mediante la página web de Meteosierra, desde la que se ha descargado el mapa de espacios de la zona mostrado en la siguiente ilustración. Como se puede ver, el emplazamiento está suficientemente alejado de cualquier espacio protegido.

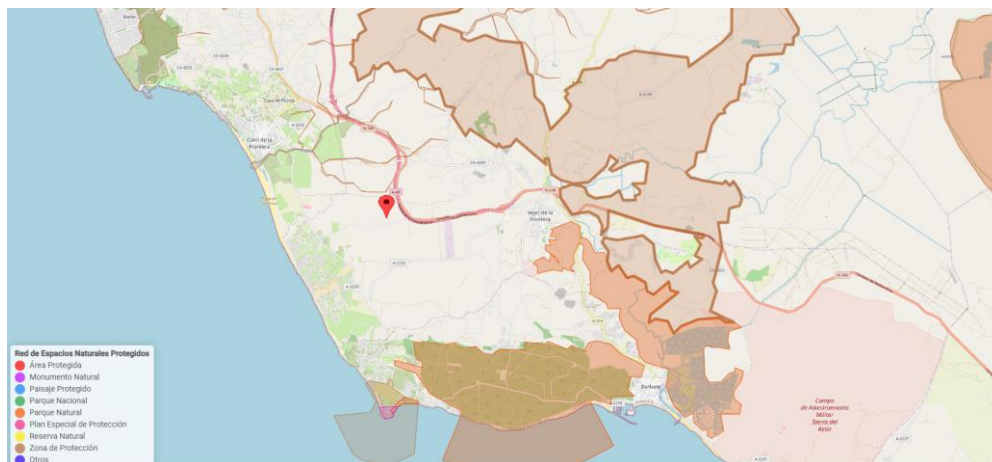


Ilustración 12. Mapa de espacios protegidos alrededor del emplazamiento [15].

En segundo lugar, se ha investigado si existe una subestación cercana al emplazamiento en vista a establecer el punto de conexión del parque eólico con la red eléctrica. Para ello, se ha accedido al mapa de proyectos de REE, y se ha observado que la Subestación El Zumajo se encuentra únicamente a 7 kilómetros de distancia del emplazamiento. Esto facilitará en gran medida el vertido de la energía eléctrica generada en la red eléctrica. La escasa distancia existente entre el emplazamiento y la subestación permitirá una obra civil mucho más rápida y barata, y las labores de mantenimiento de la futura red de transporte se verán enormemente simplificadas.

En la siguiente ilustración se puede observar la ubicación de la subestación en el mapa de proyectos de Red Eléctrica de España.



Ilustración 13. Ubicación de la Subestación El Zumajo [16].

En este capítulo, se ha llevado a cabo la selección del emplazamiento definitivo, y se ha visto una aproximación del potencial eólico de la zona. Sin embargo, las herramientas utilizadas para valorar los aspectos eólicos no son las más completas y precisas. Para determinar el verdadero potencial del emplazamiento escogido, se debe hacer uso de programas más complejos y se debe estudiar en profundidad una amplia variedad de parámetros que permitan discutir la viabilidad del proyecto. Este análisis exhaustivo se elaborará en el capítulo siguiente.

Capítulo 4. ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO EN EL EMPLAZAMIENTO

Durante el estudio de selección del emplazamiento se hizo uso de una serie de herramientas que aportan una visión general acerca del recurso eólico existente en cualquier punto de la Península, aunque de manera no tan exacta y de forma más orientativa. Una vez se ha escogido el lugar exacto en el que se va a construir el parque eólico, se deben utilizar programas con una precisión mucho mayor para estimar el recurso eólico existente, con el objetivo de ejecutar una simulación lo más precisa y realista posible.

Para analizar el recurso eólico existente en el emplazamiento, se ha seleccionado un punto representativo, que a efectos prácticos será la estación meteorológica del parque. Es decir, será el punto en el que se midan y se conozcan los datos meteorológicos. Este punto coincide con el futuro aerogenerador A5, cuyas coordenadas se presentan en la siguiente tabla:

Aerogenerador	X _{UTM}	Y _{UTM}	Elevación	Huso
A5	766782	4015557	25	29 S

Tabla 2. Coordenadas UTM de la estación meteorológica del parque eólico. Fuente: elaboración propia.

4.1 HERRAMIENTAS UTILIZADAS

Para estudiar el recurso eólico se va a utilizar el software de Windographer. Este programa está diseñado para importar, analizar y visualizar datos de recursos eólicos medidos por torres meteorológicas. Permite analizar datos de viento, incluyendo parámetros como la velocidad, dirección y otra serie de características. Aporta gráficas, tablas, dibujos y diagramas que facilitan la comprensión de la información proporcionada, y permite exportar estos datos a otros programas, como por ejemplo WAsP, que será de gran utilidad más adelante en el proyecto para la realización de la simulación energética [17].

Los datos de partida que se introducirán en el software Windographer para su posterior análisis, han sido proporcionados de manera desinteresada por Vortex. Esta empresa de ingeniería se encarga de realizar simulaciones de mesoescala de estimaciones del recurso eólico a nivel global para proyectos tanto onshore como offshore. Mediante estas simulaciones, Vortex facilita el acceso a estimaciones de viento y olas de manera sencilla y directa, facilitando en inmensa medida el desarrollo de parques eólicos. Entre los clientes de Vortex figuran Iberdrola, Alstom, Acciona, E.ON, Siemens, Natural Power, SSE, Nordex, Suzlon, Barlovento, Cube, Dewi, Inova [18].

A continuación, se realizará un análisis del recurso eólico en el emplazamiento elegido. Gracias al software Windographer, y a los datos de viento proporcionados por Vortex, se llevará a cabo el estudio eólico del emplazamiento, incluyendo los siguientes puntos:

- Dirección del viento
- Velocidad del viento
- Distribución de Weibull
- Función de distribución de probabilidad acumulada

El estudio del recurso eólico se va a realizar para dos alturas de buje: 120 y 150 metros. Esto será de gran utilidad más adelante en el proyecto, cuando se realice una comparación de diferentes alternativas de aerogeneradores para seleccionar el modelo más adecuado. Por otro lado, los datos proporcionados por Vortex abarcan un periodo de 10 años, y están distribuidos en periodos de una hora, empezando el 1 de enero de 2014 hasta el 21 de abril de 2025. Los datos incluyen la siguiente información:

- Velocidad del viento (en m/s) a 120m y 150m
- Dirección del viento (en m/s) a 120m y 150m
- Temperatura (en °C) a 120m y 150m
- Densidad del aire (en kg/m³) a 120m y 150m
- Presión (en hPa) a 120m y 150m

Por lo tanto, al existir una gran cantidad de información, se puede confirmar la alta precisión de los resultados que se obtendrán a lo largo de este capítulo.

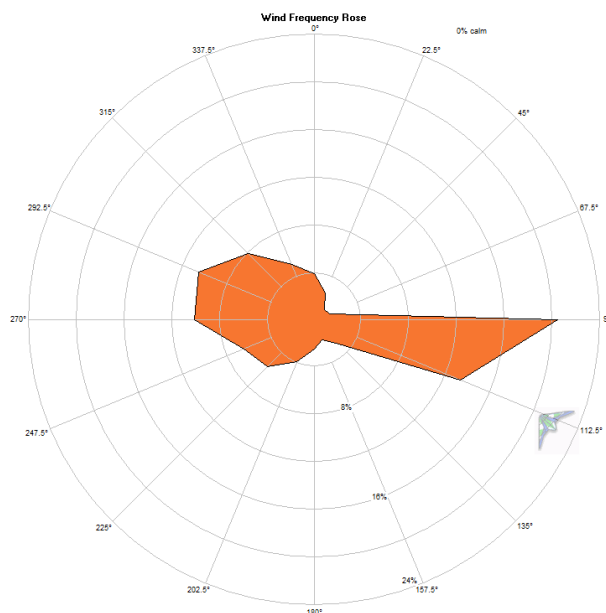
4.2 DIRECCIÓN DEL VIENTO

En primer lugar, se debe estudiar la dirección con la que el viento incide en los aerogeneradores. Esta información es de vital importancia, ya que la orientación de los aerogeneradores debe ser perpendicular a la dirección del viento que enfrentan, con el objetivo de maximizar la eficiencia. La rosa de los vientos es lo que aporta dicha información acerca de la dirección y la distribución de velocidades del viento.

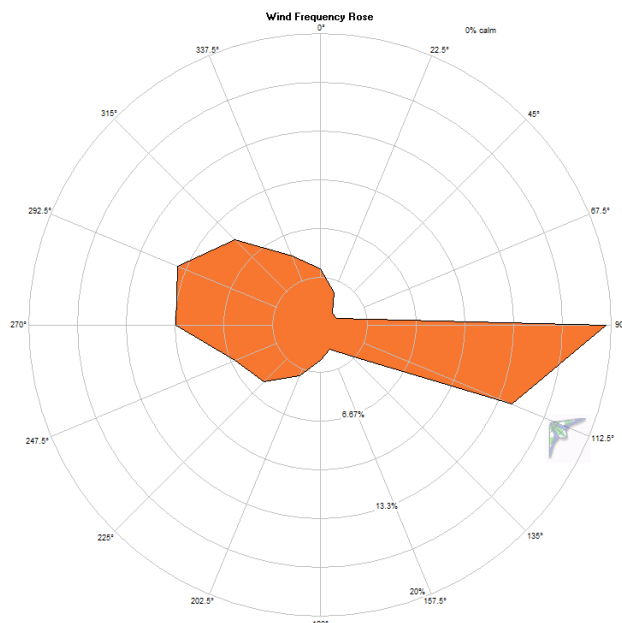
El objetivo de analizar estos aspectos es optimizar el aprovechamiento del recurso eólico disponible, maximizando la producción de energía eólica y reduciendo costes de operación. En las siguientes gráficas, se muestran los diferentes tipos de rosa de vientos obtenidas con Windographer.

4.2.1 ROSA DE VIENTOS DE FRECUENCIA

Este tipo de gráfica muestra la frecuencia con la que el viento incide desde cada una de las direcciones. Por ello, es una herramienta muy útil para conocer cuál es la dirección predominante.



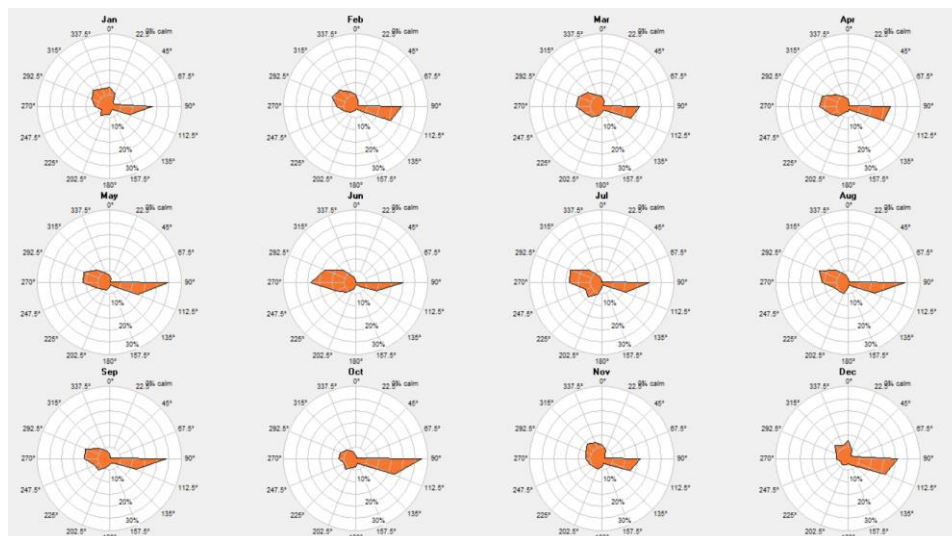
Gráfica 9. Rosa de frecuencia de la dirección del viento a 120m. Fuente: Windographer.



Gráfica 10. Rosa de frecuencia de la dirección del viento a 150m. Fuente: Windographer.

Como se puede observar en las gráficas anteriores, las direcciones predominantes del viento son, tanto para 120m como para 150m, 90° y 112, 5°, apreciando una componente secundaria desde los 292, 5°. De acuerdo con las gráficas anteriores, para las dos alturas consideradas, la dirección de 90° tiene una frecuencia de 20%, la de 112,5° de 14% y la de 290,5° de 10%.

En la gráfica siguiente se muestra la rosa de frecuencia de la dirección del viento por cada mes del año (se ha presentado solamente para el caso de 120m, por ser igual la de 150m). Mediante esta información, se puede confirmar que la dirección predominante de 90° se mantiene durante todos los meses del año.



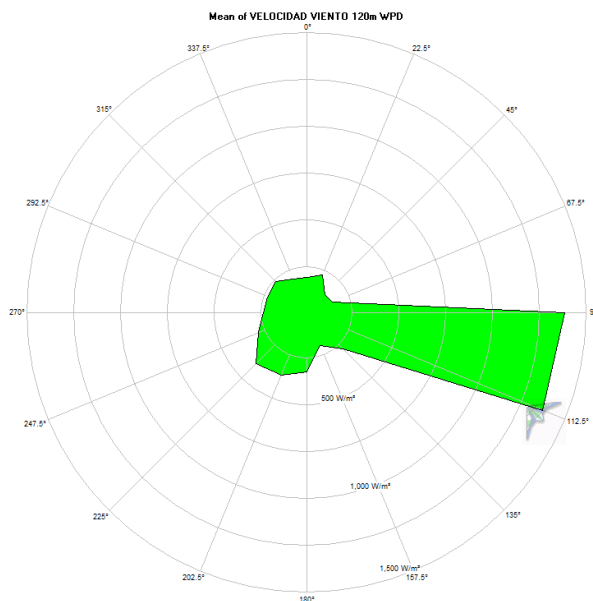
Gráfica 11. Rosa de frecuencia de la dirección del viento distribuida mensualmente a 120m.

Fuente: Windographer.

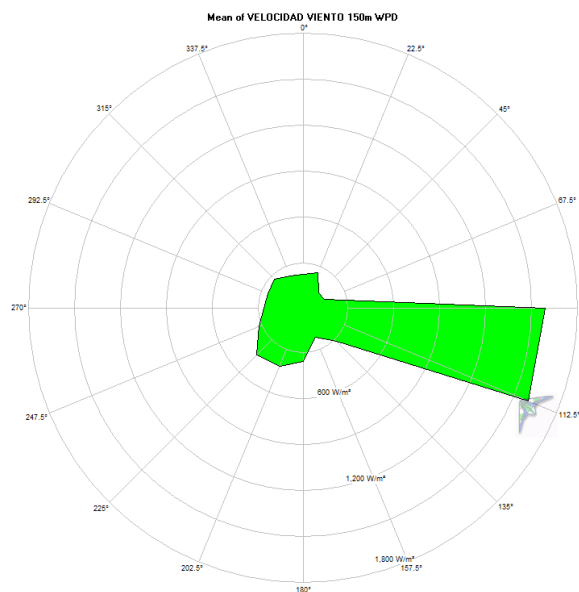
4.2.2 ROSAS DE VIENTOS DE DENSIDAD DE POTENCIA Y DE ENERGÍA

El estudio de las rosas de vientos de dirección ayuda a conocer la dirección predominante del viento. Sin embargo, resulta crucial estudiar si en esas direcciones la velocidad del viento es suficientemente aprovechable para evitar orientar los aerogeneradores en una dirección no óptima. Para ello, se lleva a cabo el estudio de las rosas de vientos de densidad de potencia y de energía.

En las gráficas presentadas a continuación se muestra el perfil de velocidad aprovechable en cada dirección, expresado en W/m². Las direcciones con mayor densidad de potencia de viento son nuevamente 90° y 112,5°, ambas con una densidad de potencia de aproximadamente 1350 W/m².



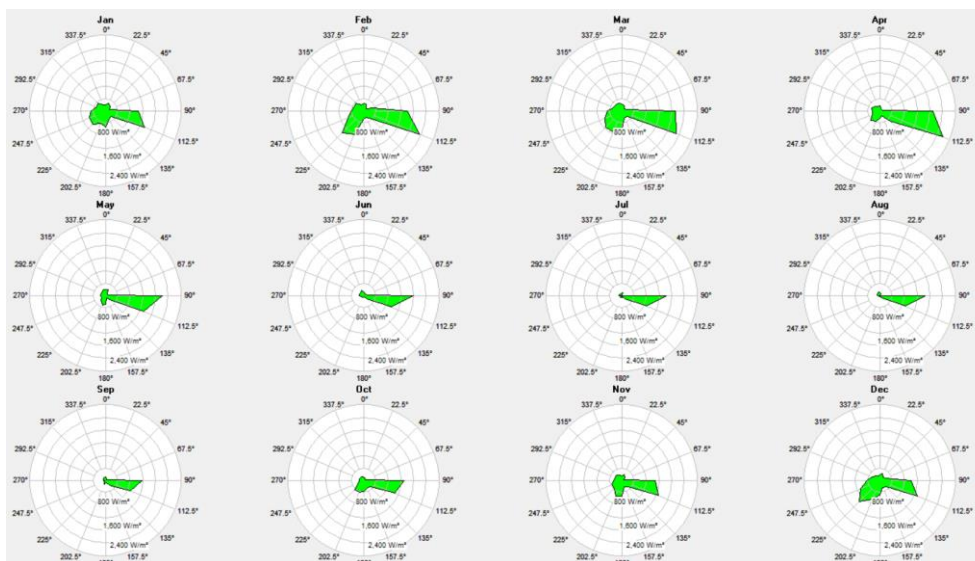
Gráfica 12. Rosa de densidad de potencia en la dirección del viento a 120m. Fuente: Windographer.



Gráfica 13. Rosa de densidad de potencia en la dirección del viento a 150m. Fuente: Windographer.

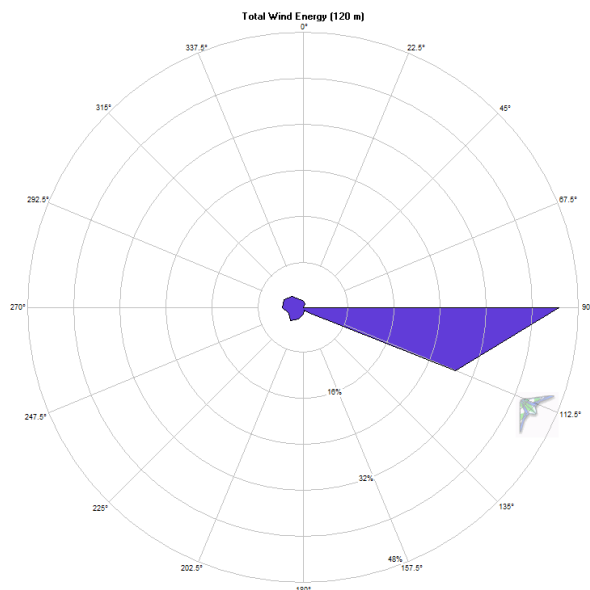
En la gráfica siguiente se observa la variabilidad de la densidad de potencia según el mes del año, en la que se observa una menor homogeneidad en comparación con la que mostraba la variabilidad de la dirección del viento. Se puede apreciar que en general se mantiene una

mayor densidad de potencia en las direcciones de 90° y $112,5^\circ$, con unos valores especialmente altos en los meses de febrero, marzo y abril. Además, se puede observar un pequeño aumento de la densidad de potencia en las direcciones entre 200° y 225° , sobre todo en los meses de febrero y diciembre.

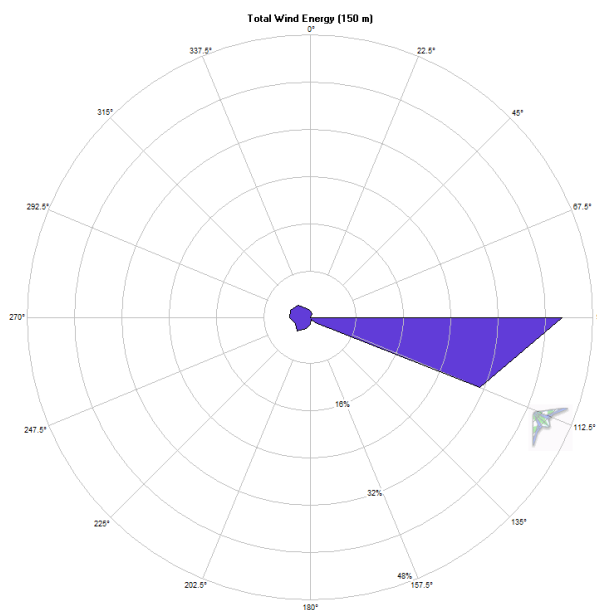


Gráfica 14. Rosa de densidad de potencia en la dirección del viento distribuida mensualmente a 120m. Fuente: Windographer.

En las gráficas siguientes se muestran las rosas de frecuencia de la energía total del viento. De ellas, se puede extraer que la dirección con mayor aprovechamiento energético es la de 90° , contando con un 45%. En segundo lugar, estaría la dirección de $112,5^\circ$, con un aprovechamiento del 25%.

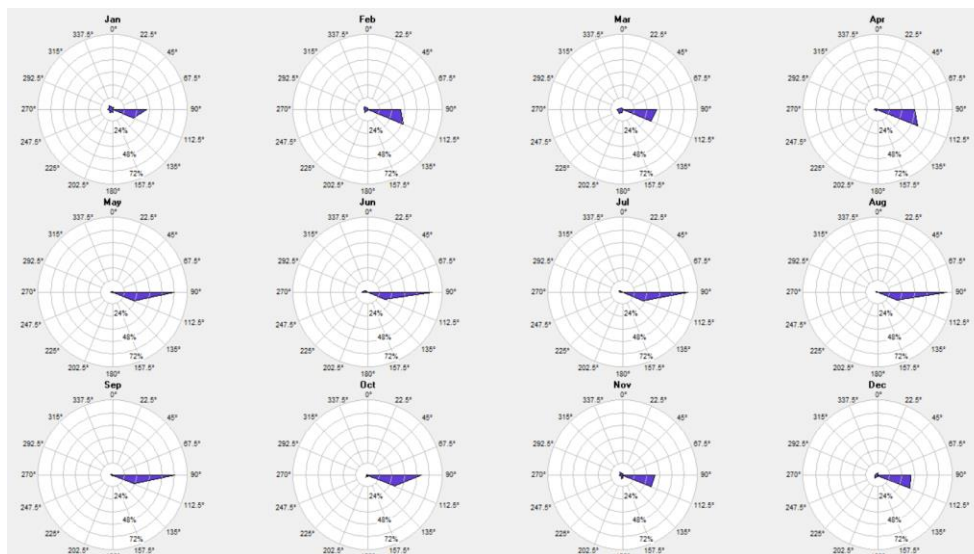


Gráfica 15. Rosa de energía en la dirección del viento a 120m. Fuente: Windographer.



Gráfica 16. Rosa de energía en la dirección del viento a 150m. Fuente: Windographer.

Por último, en la gráfica a continuación se muestra la variabilidad de la rosa de potencia con el mes, en la que se puede apreciar que la dirección de 90° es la predominante en todos los meses del año, seguida de la dirección de 112,5°.



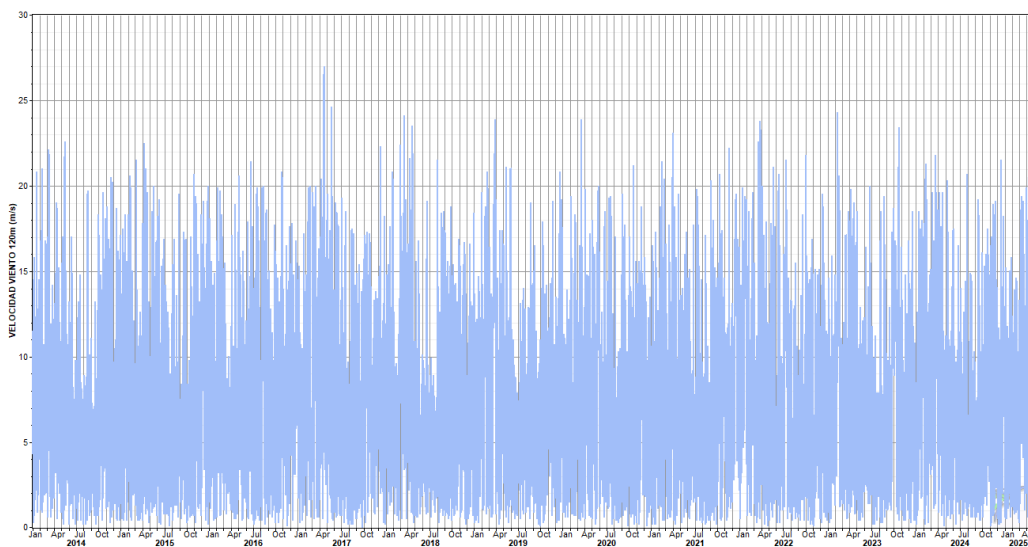
Gráfica 17. Rosa de energía en la dirección del viento distribuida mensualmente a 120m. Fuente: Windographer.

Tras el análisis de las rosas de vientos se puede concluir que, a priori, la dirección que combina una mayor frecuencia con una mayor densidad de potencia es la de 90°, seguida de la de 112,5°. No obstante, esta información es suficiente para llegar a conclusiones definitivas. Es necesario estudiar otra serie de parámetros como la velocidad del viento para concluir si el emplazamiento cuenta con un gran potencial eólico.

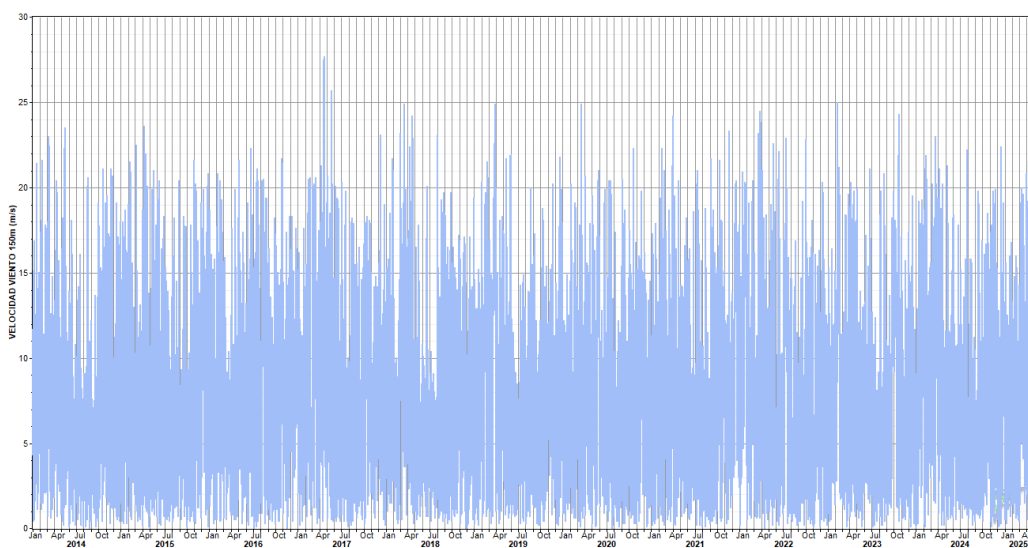
4.3 VELOCIDAD DEL VIENTO

En este apartado se ofrecen diferentes análisis y cálculos estadísticos para facilitar la comprensión del perfil de la velocidad del viento en el emplazamiento escogido.

En primer lugar, se presentan las gráficas con el conjunto de datos de cada altura seleccionada, para estudiar la variabilidad que presentan. En ambos casos se aprecian numerosos picos y valles a lo largo del tiempo de estudio, que comprende desde 2014 hasta 2025. Los picos ascienden incluso hasta por encima de 25 m/s en ambos casos, y los valles descienden hasta los 2 m/s aproximadamente. Sin embargo, se puede apreciar una concentración de los datos en torno a los 8 m/s, lo cual es un indicador positivo. No obstante, será necesario estudiar otro tipo de gráficas para llegar a conclusiones firmes.



Gráfica 18. Conjunto de datos a 120m. Fuente: Windographer.

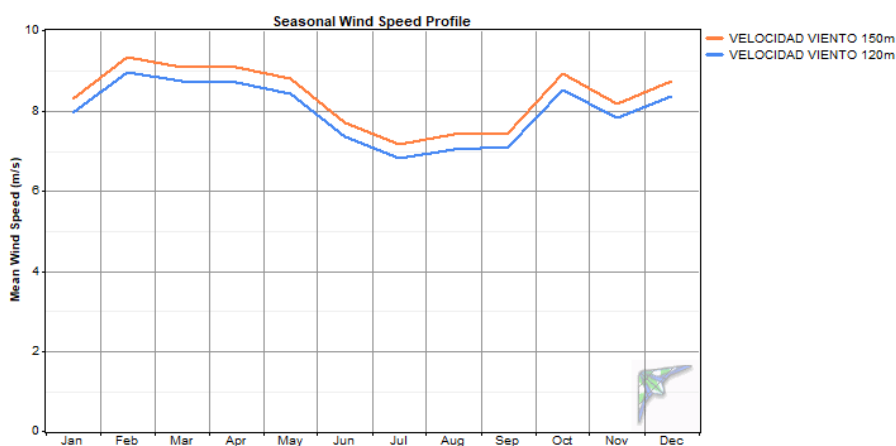


Gráfica 19. Conjunto de datos a 150m. Fuente: Windographer.

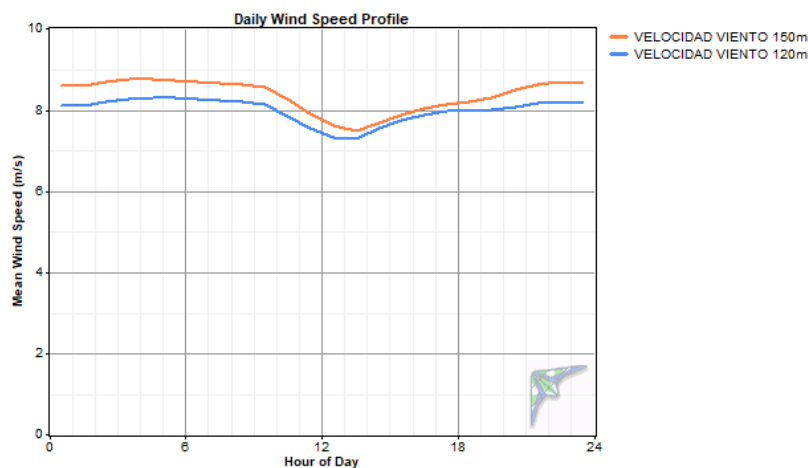
En las gráficas siguientes se muestra cómo varía el perfil de velocidad con el mes y con la hora del día para ambas alturas. Se observa que en los dos casos se mantiene la misma forma de la curva, aunque para la altura de 150m se presentan valores de velocidad más altos, como era de esperar.

En cuanto a la variación estacional se puede apreciar una disminución de la velocidad del viento en los meses de verano y en noviembre, mientras que en los meses restantes se

mantiene en valores bastante parecidos. En cuanto al perfil horario, se puede notar un valle en torno a las 12 del mediodía, mientras que en el resto de las horas el perfil se mantiene bastante constante.



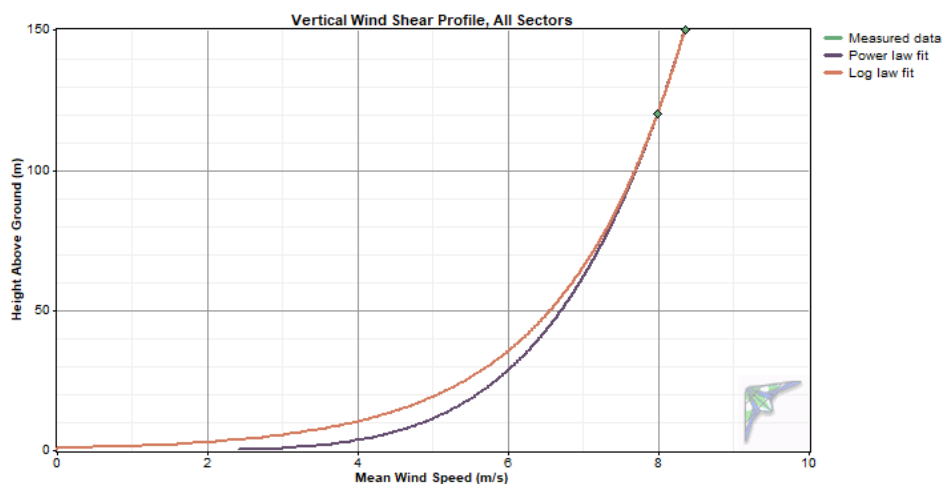
Gráfica 20. Variabilidad de la velocidad media del viento con la estación a 120m y 150m. Fuente: Windographer.



Gráfica 21. Variabilidad de la velocidad media del viento con las horas del día a 120m y 150m. Fuente: Windographer.

Por otro lado, se ha obtenido una gráfica en la que se muestra, según una ley potencial y otra logarítmica, la velocidad media del viento para cada altura que se quiera estudiar. En este caso, solo se van a analizar las alturas de 120 y 150 metros, tal y como se ha comentado

anteriormente. En dicha gráfica se ubican los dos puntos correspondientes a las alturas de estudio, y se representan en color verde.



Gráfica 22. Perfil de velocidad media del viento según la altura de buje. Fuente: Windographer.

Por último, cabe también mencionar que Windographer proporciona valores de la velocidad media de cada uno de los conjuntos de datos, para 120m y 150m. Estos valores son:

- 7,99 m/s a 120 metros.
- 8,36 m/s a 150 metros.

Una vez más, como era evidente, se pone en manifiesto que el perfil de velocidad a 150 metros presenta valores mayores en comparación al perfil correspondiente a 120 metros.

4.4 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

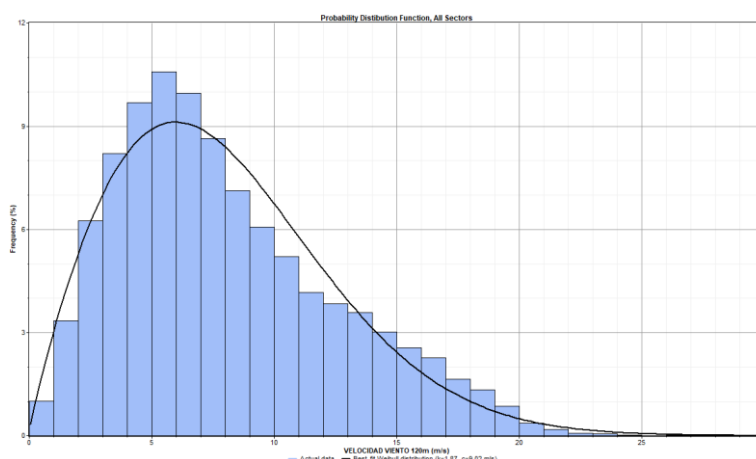
La distribución de Weibull es un modelo estadístico que representa la probabilidad de que una variable tome valores dentro de un intervalo, lo que permite tener una visión acerca de cómo se distribuye la muestra.

La función de Weibull está definida por dos parámetros: k y c . El parámetro k , en este caso representa la dispersión de los valores de velocidad de viento, y su valor indica cómo de

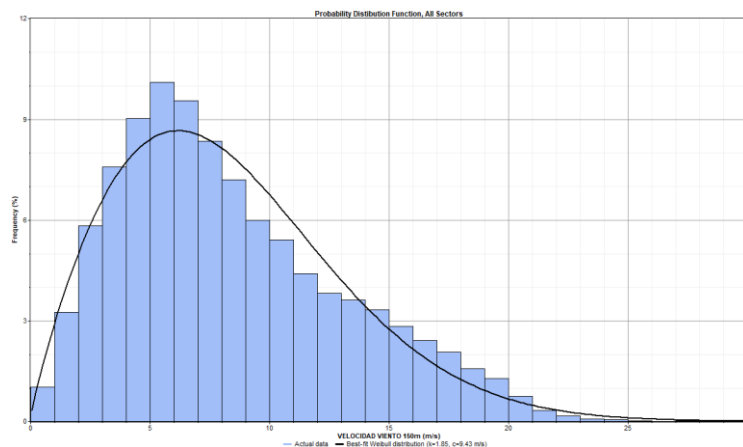
heterogéneo es el conjunto de datos. Un valor de k cercano a 2 sugiere que la variación de los datos es moderada, mientras que un valor mayor a ese número indica una mayor homogeneidad en los datos (velocidades de viento más constantes) y un valor menor indica una gran variedad en los datos (velocidades de viento más variables). El parámetro c es un valor de escala que representa la velocidad media, siendo esta mayor a medida que aumenta c .

Esta función es sumamente útil en el ámbito de la energía eólica, ya que permite modelar la distribución de las velocidades del viento en un punto de estudio, correspondiente a un emplazamiento eólico. Aporta información clave a la hora de llevar a cabo el diseño de los aerogeneradores y la caracterización de la curva de potencia.

A continuación, se muestra la distribución de Weibull para las dos alturas de estudio:



Gráfica 23. Distribución de Weibull a 120m. Fuente: Windographer.



Gráfica 24. Distribución de Weibull a 150m. Fuente: Windographer.

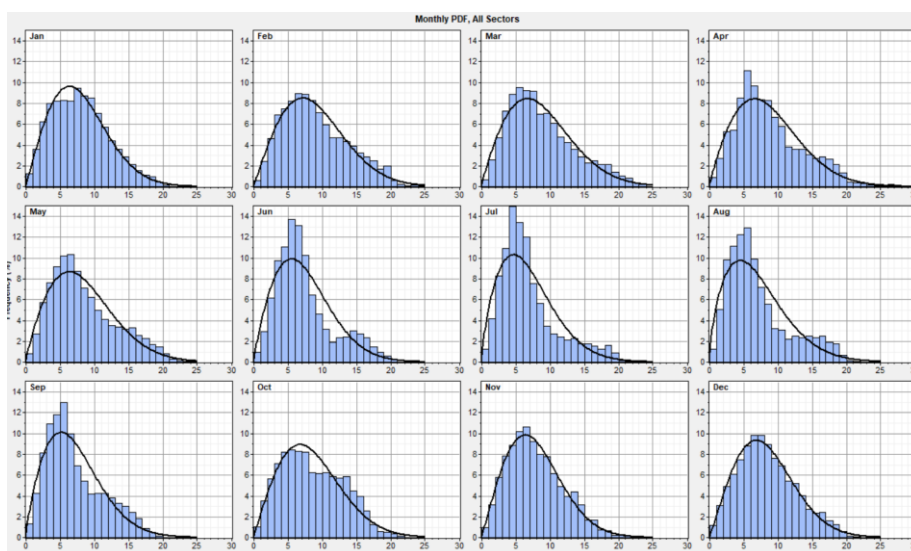
Los coeficientes de la función de Weibull obtenidos de las gráficas anteriores, para ambas alturas, son los siguientes:

- 120 metros: $k=1,87$, $c=9,02$ m/s.
- 150 metros: $k=1,85$, $c=9,43$ m/s.

Como se puede observar, en ambos casos se obtiene una k parecida a 2, por lo que se puede confirmar que existe una variabilidad moderada en los dos conjuntos de datos de velocidades de viento. Se afirma entonces que los valores de velocidades de viento están razonablemente cerca de la media, lo que es favorable para la generación eólica.

De las gráficas presentadas se puede también deducir que, para ambos casos, el intervalo más habitual de velocidades de viento se encuentra comprendido en el intervalo $[5, 6]$ m/s, con una frecuencia de 10,5% para 120m y 10% para 150m. Este indicador no es el todo positivo mirándolo de manera aislada. Sin embargo, si se estudia la frecuencia del intervalo $[7, 8]$ m/s, que es una velocidad óptima para un gran aprovechamiento eólico, se aprecian valores de 8,8% para 120m y 8,4% para 150m. Estos valores no distan demasiado de las frecuencias obtenidas para velocidades menores, por lo que se puede concluir que el emplazamiento posee un gran potencial eólico debido a la existencia de vientos con buena velocidad con alta frecuencia.

Finalmente, se adjunta una gráfica que muestra la variabilidad de la función de Weibull según el mes de estudio. En ella se aprecia un aumento en la frecuencia de velocidades más bajas en los meses de verano, como se había visto anteriormente en el estudio de la velocidad del viento. Sin embargo, en meses como enero, febrero o diciembre, la frecuencia de las velocidades bajas disminuye, existiendo un mayor equilibrio entre velocidades bajas y altas.



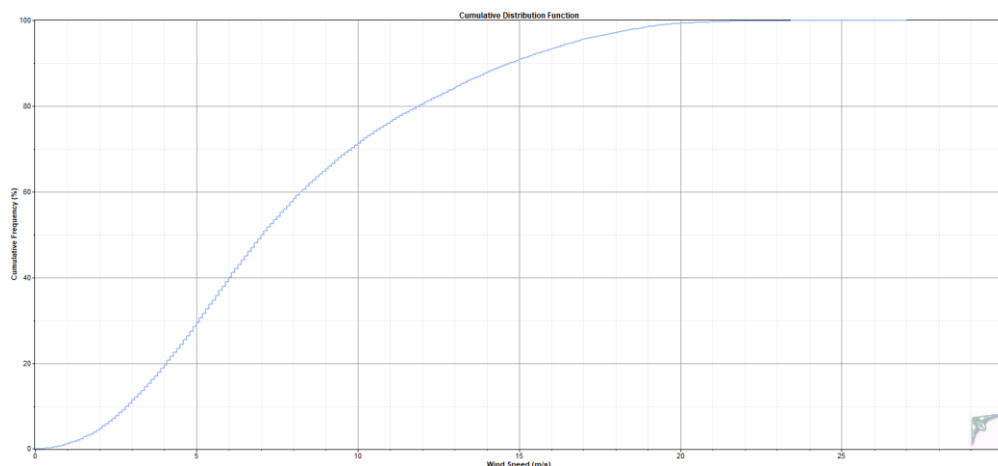
Gráfica 25. Distribución de Weibull mensual a 120m. Fuente: Windographer.

4.5 FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDAD ACUMULADA

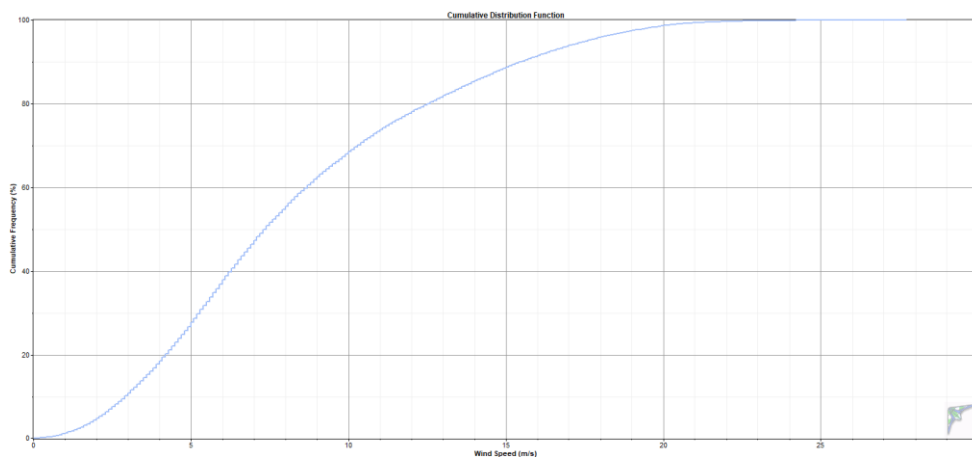
Esta función aporta una visión acerca de cómo se distribuye la muestra de datos de velocidad del viento. Muestra la probabilidad de que esta variable se encuentre por encima de un valor específico. En las gráficas a continuación, que muestran precisamente las funciones de probabilidad acumulada de la velocidad del viento a 120m y 150m, se puede observar dicha información.

Como puede extraerse de las gráficas, solo el 30% y el 27% de los datos se encuentran por debajo de los 5 m/s para las muestras a 120 y 150 metros respectivamente. Este indicador es muy positivo, puesto que solamente una pequeña cantidad de casos representarían un escenario en el que la generación eólica no sería rentable. Por otro lado, si se centra la atención en el otro lado de las gráficas, se puede concluir que para una velocidad de 15 m/s

se acumulan en torno a un 90% de los datos de viento, tanto a 120 como a 150 metros. Esto refleja la baja probabilidad de ocurrencia de valores de velocidad de viento mayores a dicha cifra, sugiere que existe la posibilidad de que ocurra en ocasiones puntuales a lo largo de la muestra.



Gráfica 26. Función de distribución de probabilidad acumulada a 120m. Fuente: Windographer.



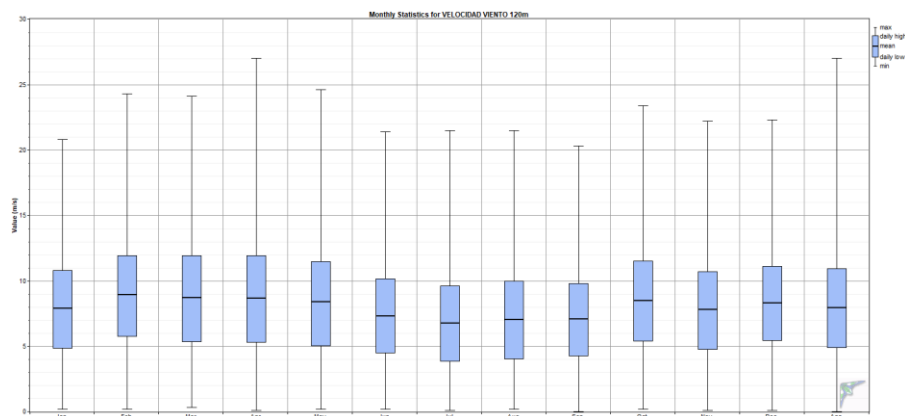
Gráfica 27. Función de distribución de probabilidad acumulada a 150m. Fuente: Windographer.

4.6 DIAGRAMA DE CAJAS

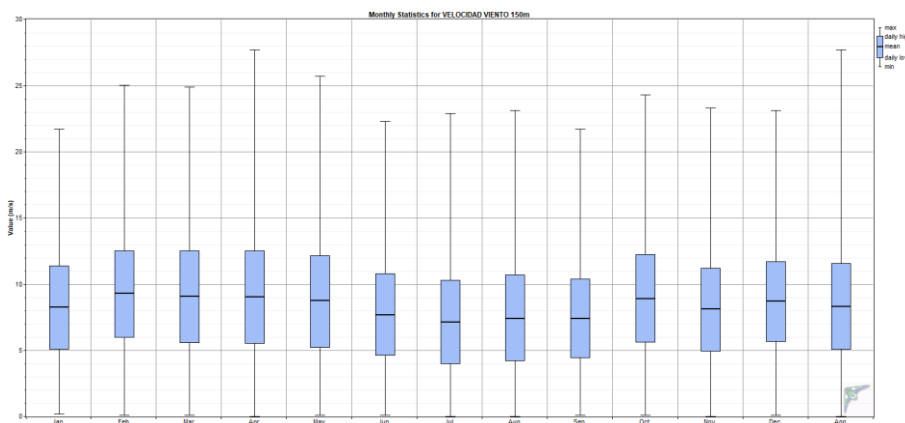
Los diagramas de cajas muestran de manera más visual la dispersión de los datos de velocidad de viento en el emplazamiento. Atendiendo a lo contenido en estas gráficas pueden observarse los valores atípicos que contienen los conjuntos de datos. Además, pueden

también intuirse algunos parámetros útiles como la mediana, los cuartiles, y los valores máximos y mínimos.

En las siguientes gráficas se muestra la información explicada con anterioridad para las dos alturas de estudio, 120 y 150 metros:



Gráfica 28. Diagrama de cajas de la velocidad del viento a 120m. Fuente: Windographer.



Gráfica 29. Diagrama de cajas de la velocidad del viento a 150m. Fuente: Windographer.

4.7 RESUMEN Y CONCLUSIONES

Tras el exhaustivo análisis en torno a la dirección y la velocidad del viento en el emplazamiento elegido, se puede concluir que se trata de un punto con un gran potencial eólico, por lo que se sigue con el desarrollo del proyecto. Se trata de un sitio con velocidades de viento considerablemente altas en direcciones muy localizadas, por lo que el

aprovechamiento energético se podría llevar a cabo de manera muy eficiente con una adecuada orientación de los aerogeneradores. Además, se han estudiado los conjuntos de datos según la hora del día y el día del año, y se ha visto que existe una gran homogeneidad en cuanto a dirección y velocidad, por lo que se puede concluir que no existe una gran variabilidad en el viento de la zona, favoreciendo de esta manera la ejecución del proyecto.

La tabla siguiente reúne los resultados obtenidos en este capítulo, con el propósito de resumir todas las conclusiones a las que se ha llegado tras el riguroso estudio de la información contenida en los conjuntos de datos de viento proporcionados por Vortex.

	120 metros	150 metros
Velocidad media (m/s)	7,99	8,36
Velocidad máxima (m/s)	27	27,7
Velocidad mínima (m/s)	0	0
Dirección predominante	E (90°)	E (90°)
Weibull k	1,87	1,85
Weibull c	9,02	9,43
Densidad media de potencia (W/m2)	649	749
Cantidad media de energía (kWh/m2/año)	5681	6557
Temperatura media (°C)	17,5	17,4
Densidad del aire media (kg/m3)	1,198	1,194
Presión media (hPa)	999	995,4
Registros importados	99072	
Registros válidos	99072	

Tabla 3. Resumen del análisis eólico del emplazamiento con Windographer. Fuente: Elaboración propia.

En pasos futuros del proyecto, será necesario tomar una decisión de alto impacto en los resultados energéticos y económicos del proyecto: elegir la altura de buje de los aerogeneradores, 120 o 150 metros. Se ha visto en este capítulo que, a mayor altura, mayor es la velocidad del viento en el emplazamiento y por tanto mayor es la cantidad de energía eléctrica que el parque será capaz de producir. Sin embargo, la velocidad del viento no es lo único relevante en un proyecto de construcción de un parque eólico. Existen más factores que se deben tener en cuenta.

El incremento de velocidad del viento a 150 metros de altura con respecto a 120 metros es relativamente pequeño. Se trata de 8,36 m/s frente a 7,99 m/s, es decir, un incremento del 4,6%. Además, la ecuación que determina la potencia del viento que se puede extraer de una corriente de aire es la siguiente:

$$P = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3$$

Donde:

P: potencia del viento disponible en una corriente de aire (W)

ρ : densidad del aire (en kg/m³)

A: área barrida por el rotor del aerogenerador (m²)

v: velocidad del viento (m/s)

En esta ecuación se puede apreciar que la potencia extraíble de una corriente de aire depende del cubo de la velocidad del viento. Teniendo esto en cuenta:

$$\Delta P = \left(\frac{8,36}{7,99} \right)^3 = 1,14$$

Como se puede observar, la ganancia en potencia aprovechable que supondría el hecho de situar los aerogeneradores a 150 metros en lugar de a 120 es escasa, solamente del 14%. Esto podría no justificar el incremento de costes y mantenimiento que supondría aumentar la altura 30 metros más.

Por otro lado, al tener torres más altas (150 metros en lugar de 120 metros), se necesitan cimentaciones mucho más fuertes debido al aumento de momentos flectores por el viento. Además, supone una complejidad adicional para el montaje y la instalación, y se encarecerían en gran medida los costes de fabricación y transporte. Por otro lado, el mantenimiento tendría una mayor dificultad ya que los operarios tendrían que subir a alturas mucho más altas para acceder al interior de la góndola.

Teniendo en cuenta los factores energéticos, económicos y prácticos comentados, se concluye que la altura de buje escogida para los aerogeneradores de este proyecto será por tanto 120 metros. Se trata de una decisión más equilibrada, que seguirá aportando buenos resultados debido al valor positivo de velocidad de viento a esa altura.

Capítulo 5. ESTUDIO DEL RECURSO

ENERGÉTICO. SIMULACIÓN CON

WASP

Tras el análisis del potencial eólico en el emplazamiento llevado a cabo en el anterior capítulo, a continuación, se va a realizar el estudio del recurso energético mediante el programa WASP.

5.1 WIND ATLAS ANALYSIS AND APPLICATION PROGRAM (WASP)

WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program) es un software capaz de estimar la energía eólica generada por un parque eólico mediante una simulación energética extensa teniendo en cuenta una multitud de factores. Actualmente, este software es utilizado por más de 1000 compañías e instituciones, incluyendo los líderes del mercado y desarrolladores de los proyectos eólicos más importantes del mundo. WASP es el estándar de la industria para la evaluación de recursos eólicos y la planificación de parques eólicos, y sus más de 35 años en el sector le han permitido alcanzar un gran estatus de aceptación y reconocimiento mundial por parte de los bancos y las autoridades [19].

Para poder ejecutar una simulación mediante este software, WASP necesita una serie de entradas de datos. Estas, se encuentran listadas a continuación:

- Mapa topográfico de orografía y rugosidad de la zona del emplazamiento.
- Datos del recurso eólico existente en el emplazamiento.
- Ubicación exacta de los aerogeneradores.
- Curvas de potencia de los aerogeneradores a instalar.

A partir de estas cuatro entradas, WAsP permite ejecutar un cálculo de la generación eólica anual, en el que tiene en cuenta otros factores como los efectos de estela.

En este capítulo, se analizarán las cuatro entradas y se procederá a la elección de tres modelos diferentes de aerogeneradores para materializar sendas simulaciones que permitan la elección del modelo óptimo. Finalmente, se mostrarán y se analizarán los resultados obtenidos.

5.2 MAPA TOPOGRÁFICO DE OROGRAFÍA Y RUGOSIDAD

Como se ha comentado con anterioridad, la orografía y rugosidad presentes en el emplazamiento juegan un papel de vital importancia en un proyecto de un parque eólico. La forma del terreno, así como la presencia de vegetación, masas acuáticas, o poblaciones cercanas pueden afectar negativamente al rendimiento de los aerogeneradores, por lo que se va a analizar en profundidad no solo el emplazamiento sino todos los alrededores.

Para estudiar los fenómenos de influencia del terreno sobre el parque eólico, primero se debe obtener el mapa topográfico de orografía de la zona. Esto se hace mediante el Instituto Nacional Geográfico a través de un archivo .CAD en el que se dejan únicamente las curvas de nivel de los alrededores del emplazamiento, y se importa en WAsP con ayuda de la herramienta WAsP Map Editor. En la siguiente ilustración se observa el archivo .MAP obtenido a partir del archivo .CAD con las curvas de nivel, así como una imagen obtenida directamente desde Google Earth Pro en el que se han indicado los mismos vértices que en el mapa topográfico. En esta segunda ilustración se puede apreciar el tamaño del área estudiada en comparación con el tamaño del emplazamiento (se observan los aerogeneradores marcados). Se ha decidido analizar toda la zona perimetral del emplazamiento para estudiar con precisión el impacto de la orografía y la rugosidad sobre el parque eólico.

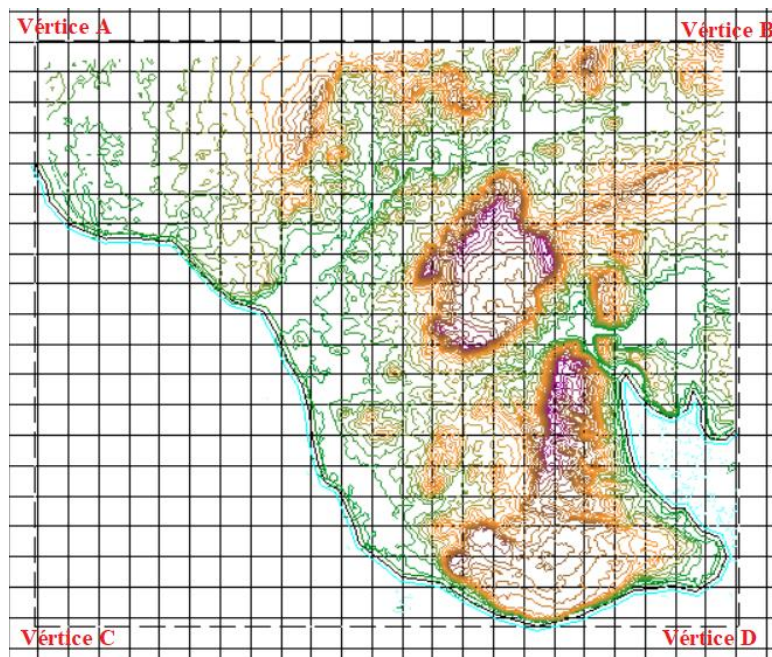


Ilustración 14. Mapa topográfico del emplazamiento. Fuente: WAsP.



Ilustración 15. Zona colindante con el emplazamiento. Fuente: Google Earth Pro.

Una vez obtenido el mapa topográfico de orografía, se procede a la obtención del mapa de rugosidad. Para ello, se importa en WAsP Map Editor una plantilla sobre la que indicar la rugosidad de las diferentes zonas. Esta plantilla consiste en una foto obtenida mediante

Google Earth Pro en la que se muestra el emplazamiento y sus alrededores. Una vez calibrada dicha plantilla con tres puntos cuyas coordenadas son conocidas, se comienza a asignar la rugosidad de las diferentes zonas mediante la herramienta de digitalización propia del software WAsP Map Editor. Se asignan valores de rugosidad según la siguiente tabla:

Clases	Rugosidad Zo. m	Rasgos del paisaje
Sup. acuáticas	0.0002	Aguas abiertas (mar, lago, embalse, nieve sobre terreno plano, desiertos, concreto. Varios km sin obstáculos desde el sitio de medición del viento)
Suave	0.005	Superficie sin obstáculo notable y sin vegetación: playas, hielo, pantanos
Abierto	0.03	Terreno llano con gramíneas o muy poca vegetación. Obstáculos aislados con separación de al menos 50 veces la altura, h
Aprox. abierto	0.10	Área cultivada o natural con cobertura vegetal baja. Obstáculos ocasionales (edificaciones o árboles) con distancia de al menos 20 h el obstáculo
Rugoso	0.25	Área natural o cultivada con cultivos altos, obstáculos porosos escasos separados por 12h o 15 h, o con objetos sólidos, (edificaciones) distancia de 8 h a 12 h
Muy rugoso	0.5	Zona de cultivos intensos con obstáculos en grupos (granjas, bosque) etc., separados por 8 h. Plantaciones, frutales, bosques jóvenes, zonas urbanas de baja altura con separación de 3 a 4 edificaciones y sin árboles altos
Skimming	1.0	Zonas con obstáculos altos de altura similar y separación de igual distancia que la altura, como bosques adultos y zonas urbanas densas
Caótico	= 2.0	Centros de las ciudades con mezcla de edificaciones de alturas diversas, bosques de altura irregular con zonas deforestadas

Tabla 4. Clasificación de la rugosidad de Davenport [20].

Habiendo asignado la rugosidad de todas las zonas presentes en los alrededores del emplazamiento, el mapa topográfico de rugosidad ya está completo y resulta según la siguiente ilustración:



Ilustración 16. Mapa topográfico de rugosidad junto a la plantilla de calibración. Fuente: WAsP.

Finalmente, se combinan los mapas topográficos de orografía y rugosidad para que estén contenidos en un único archivo, dando como resultado el mostrado en la siguiente ilustración:

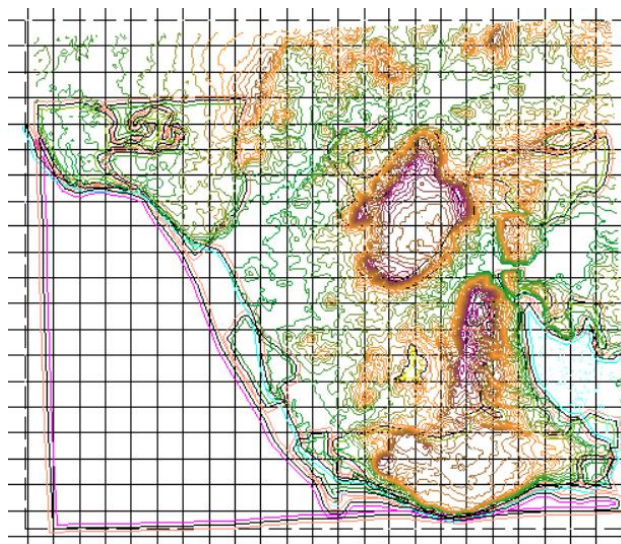
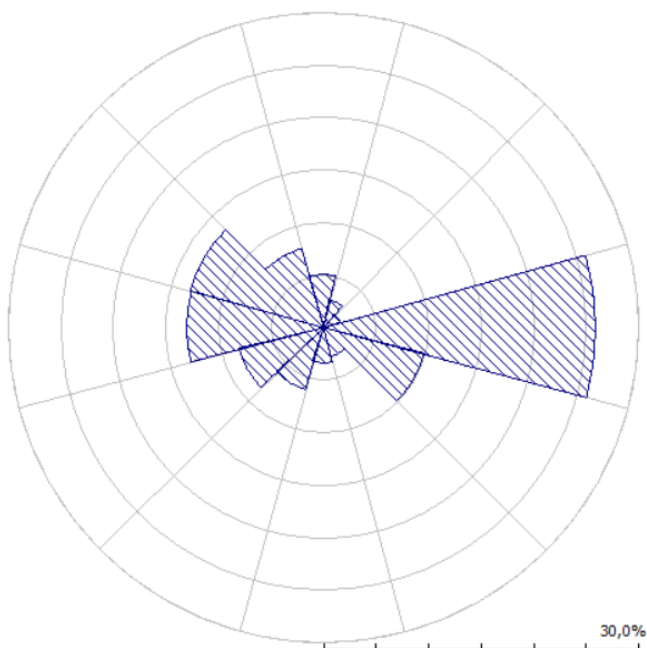


Ilustración 17. Mapa topográfico conjunto de orografía y rugosidad. Fuente: WAsP.

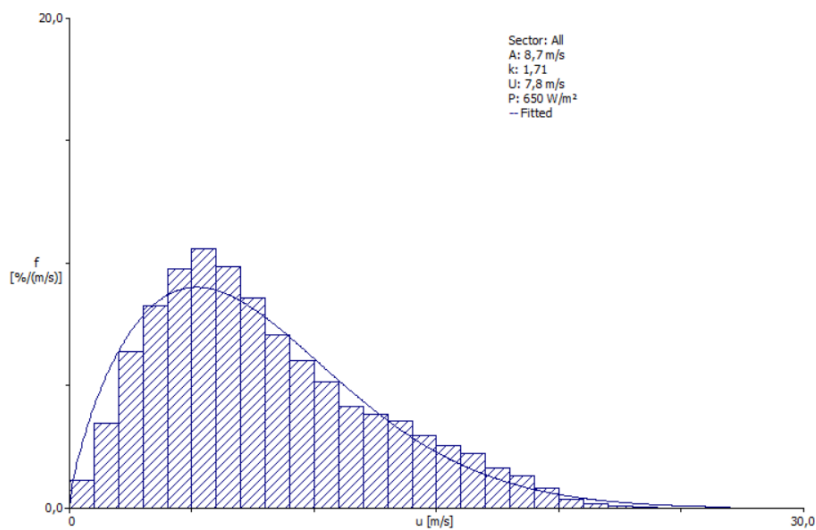
5.3 DATOS DE VIENTO

En el capítulo anterior se analizó el recurso eólico del emplazamiento mediante el software Windographer, una herramienta de alta precisión usada mundialmente para valorar proyectos eólicos. Sin embargo, WAsP necesita crear su propio análisis eólico con su propia extensión para poder entender el recurso eólico de la zona y lograr ejecutar la simulación energética. Por lo tanto, se volverá a analizar el viento existente en la zona, pero esta vez desde WAsP.

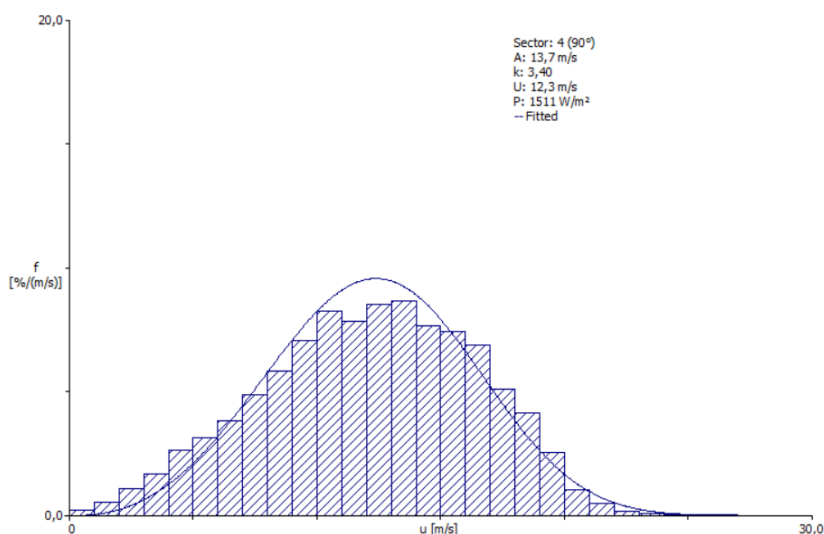
WAsP incorpora un programa propio, llamado WAsP Climate Analyst, mediante el cual se pueden analizar series de viento. Del mismo modo que Windographer, necesita partir de un archivo .txt con los datos de viento de velocidades y direcciones del viento de los últimos años. Pese a que el resultado de este análisis será menos preciso que el de Windographer, será bastante parecido, por lo que lo consideraremos válido. Los resultados del análisis con WAsP Climate Analyst se presentan seguidamente:



Gráfica 30. Rosa de frecuencia de vientos obtenida por WAsP Climate Analyst. Fuente: WAsP.



Gráfica 31. Distribución de Weibull obtenida por WAsP Climate Analyst. Fuente: WAsP.



Gráfica 32. Distribución de Weibull en la dirección predominante (90°) obtenida por WASP Climate Analyst. Fuente: WASP.

Si se compara el análisis llevado a cabo con Windographer en el capítulo anterior con este, se puede concluir que son muy similares, y a priori se podría utilizar esta información como válida. Sin embargo, para maximizar la precisión del estudio y acercar el análisis lo máximo posible a la realidad, se va a introducir un factor de calibración que va a imponer a los datos obtenidos por WASP Climate Analyst los resultados del análisis de Windographer, herramienta mucho más precisa.

Para saber qué factor de calibración utilizar, se observa el valor de velocidad media arrojado por los datos de WASP Climate Analyst previo a la simulación, que tiene un valor de 8,09 m/s. Este valor debe corresponderse realmente al valor real, que se considera que es el establecido por Windographer, de 7,99 m/s. Por lo tanto, se calculará el factor de calibración de la siguiente manera, y se calibrarán los datos conforme al valor obtenido:

$$Factor_{calibración} = \frac{v_{WASP} - v_{Windographer}}{v_{WASP}} * 100 = \frac{8,09 - 7,99}{8,09} * 100 = 0,89$$

5.4 CURVAS DE POTENCIA Y COEFICIENTE DE EMPUJE DE LOS AEROGENERADORES

Se van a ensayar tres diferentes modelos de aerogenerador, correspondientes a distintos fabricantes. Para ello, se han seleccionado tres alternativas presentes actualmente en el mercado. En la siguiente tabla se muestran los tres aerogeneradores escogidos, junto con las características relevantes en este punto de elaboración del proyecto:

Fabricante	Modelo	Altura de buje (m)	Diámetro del rotor (m)	Potencia (MW)
Vestas	V172-7.2	120	172	7,2
General Electric	GE164	120	164	6
Nordex	N163/6.0	120	163	7

Tabla 5. Características de los tres modelos de aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia.

El objetivo de este apartado es obtener las curvas de potencia y los coeficientes de empuje de los tres modelos de aerogeneradores, para poder introducir esta información en sendas simulaciones. La curva de potencia de un aerogenerador representa gráficamente la potencia que genera el aerogenerador en función de la velocidad del viento incidente sobre él. Por otro lado, el coeficiente de empuje cuantifica la fuerza ejercida sobre el rotor por el viento, también en función de la velocidad. Por tanto, ambas curvas se representan conjuntamente, en función del mismo parámetro.

Para generar las curvas de potencia y coeficiente de empuje de los aerogeneradores, se utiliza el software WAsP Turbine Editor, que, de la misma forma que WAsP Climate Analyst, se trata de una herramienta interna del propio programa WAsP. Este software interno obtiene las curvas mencionadas a partir de dos entradas: datos de las curvas de potencia del aerogenerador para velocidades de viento desde 3 hasta 25 m/s (incluidos en la ficha técnica de cada aerogenerador), y la densidad del aire. Este último valor se obtiene haciendo uso de otro software integrado por WAsP: Air Density Calculator. Esta herramienta calculará la densidad del aire en la estación meteorológica del emplazamiento según dos entradas: altura media del rotor de los aerogeneradores y temperatura del aire.

Cálculo de la altura media del rotor de los aerogeneradores

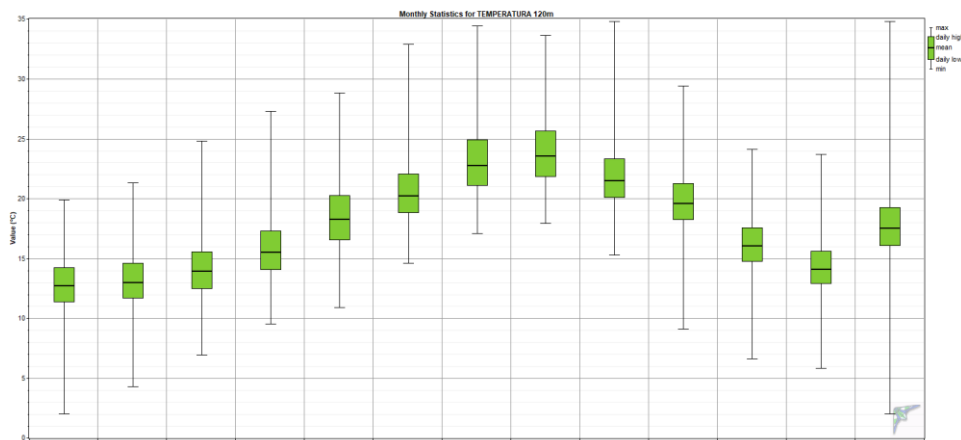
Air Density Calculator necesita conocer el dato de la altitud media del rotor de los aerogeneradores del parque eólico. Para estimar este valor, se realiza la media aritmética de la elevación del punto geográfico en el que se sitúa cada aerogenerador del parque, y se le suma la altura de buje que, como se ha explicado con anterioridad en este capítulo, se ha considerado que será de 120m. En la tabla siguiente se muestra el cálculo de la altura media del rotor de los aerogeneradores:

Aerogenerador	Elevación (m)	Elevación media (m)	Altura buje (m)	Altitud media (m)
A1	17	34	120	154
A2	19			
A3	27			
A4	78			
A5	25			
A6	30			
A7	38			

Tabla 6. Altura media del rotor de los aerogeneradores. Fuente: elaboración propia.

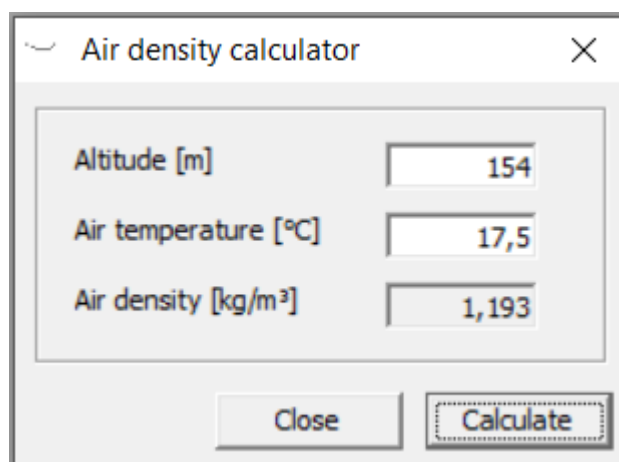
Temperatura media del aire

El otro dato que solicita Air Density Calculator es la temperatura media del emplazamiento a la altura media calculada en la tabla anterior. En la siguiente gráfica se observa un diagrama de cajas que muestra la temperatura media mensual del emplazamiento, obtenido del software Windographer. El valor de temperatura media anual arrojado por Windographer es 17,5°C.



Gráfica 33. Temperatura media mensual del emplazamiento a 120m. Fuente: Windographer.

Una vez obtenida esta información se introducen los datos en la herramienta Air Density Calculator para obtener la densidad del aire. Para el caso del emplazamiento, el resultado es 1,193 kg/m³, como se puede observar en la ilustración siguiente:



Air density calculator	
Altitude [m]	154
Air temperature [°C]	17,5
Air density [kg/m ³]	1,193
Close Calculate	

Ilustración 18. Cálculo de la densidad media del aire con Air Density Calculator. Fuente: WAsP.

Teniendo ya posesión de las tablas de potencia de los aerogeneradores y la densidad del aire, se procede a obtener las curvas de potencia y coeficientes de empuje de los tres modelos a partir de WAsP Turbine Editor, como se ha comentado con anterioridad.

En primer lugar, se lleva a cabo una interpolación de las tablas de las curvas de potencia y coeficientes de empuje obtenidas de las fichas técnicas de los aerogeneradores para obtener los valores para la densidad calculada. Una vez realizada la interpolación se introducen los

valores obtenidos en WAsP Turbine Editor, y se guarda un archivo para cada aerogenerador. Cada uno de estos archivos será utilizado en una simulación independiente con el objetivo de ensayar los tres modelos propuestos de aerogenerador.

A continuación, se resumen las características técnicas de cada aerogenerador y se incluyen las curvas de potencia y coeficientes de empuje para cada aerogenerador.

5.4.1 AEROGENERADOR VESTAS V172-7.2

- Potencia nominal: 7,2 MW
- Diámetro de rotor: 172 metros

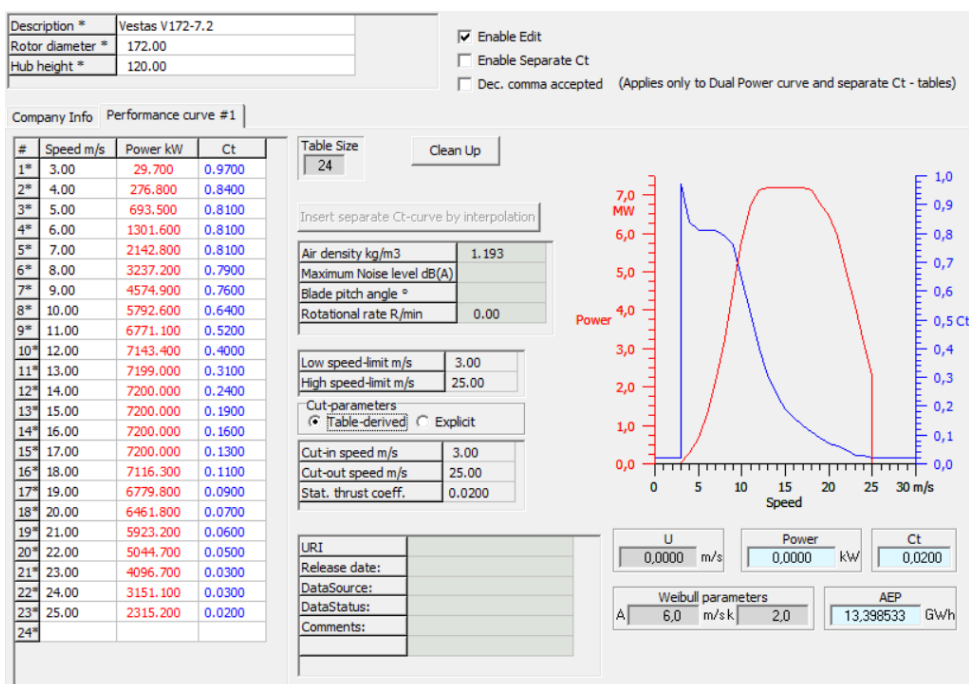
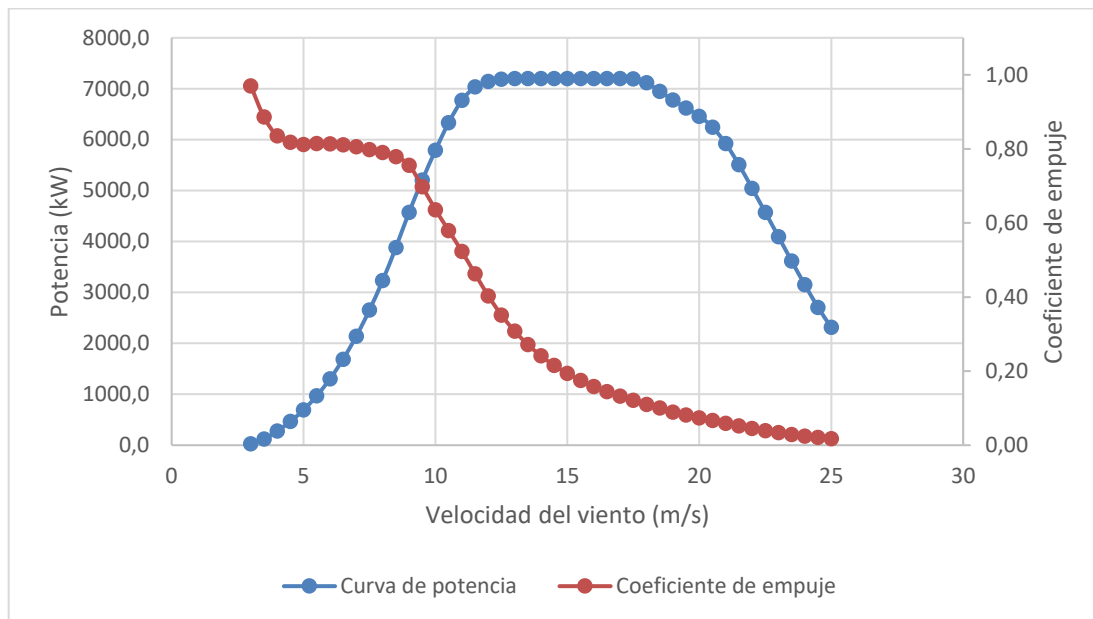


Ilustración 19. Curvas de potencia y coeficientes de empuje del aerogenerador Vestas 172-7,2 en WAsP Turbine Editor. Fuente: WAsP.



Gráfica 34. Curva de potencia y coeficientes de empuje del modelo de Vestas. Fuente: Elaboración propia..

5.4.2 AEROGENERADOR GENERAL ELECTRIC GE164

- Potencia nominal: 6 MW
- Diámetro de rotor: 164 metros

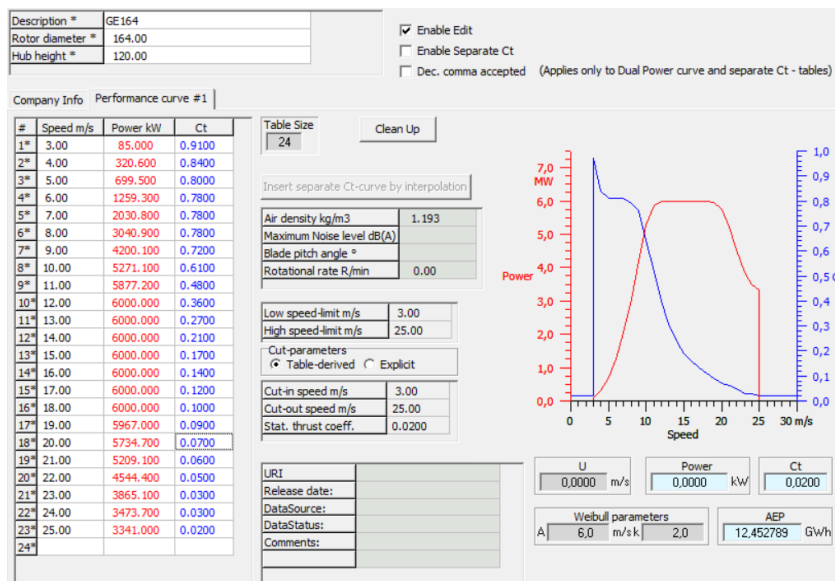
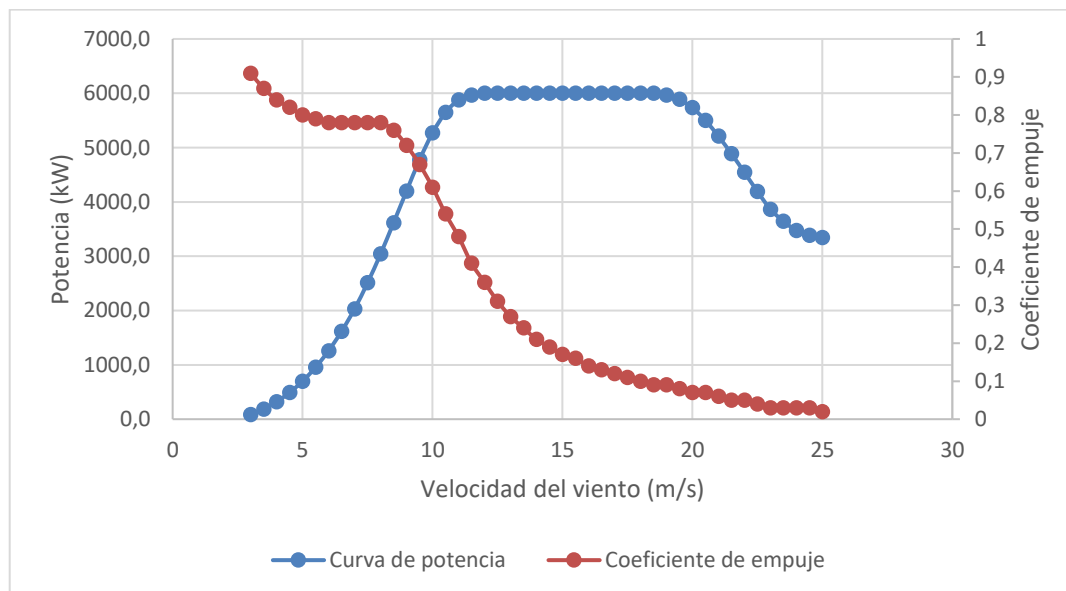


Ilustración 20. Curvas de potencia y coeficientes de empuje del aerogenerador GE164 en WAsP
Turbine Editor. Fuente: WAsP.



Gráfica 35. Curva de potencia y coeficientes de empuje del modelo de General Electric. Fuente:
Elaboración propia.

5.4.3 AEROGENERADOR NORDEX N163/6.0

- Potencia nominal: 7 MW
- Diámetro de rotor: 163 metros

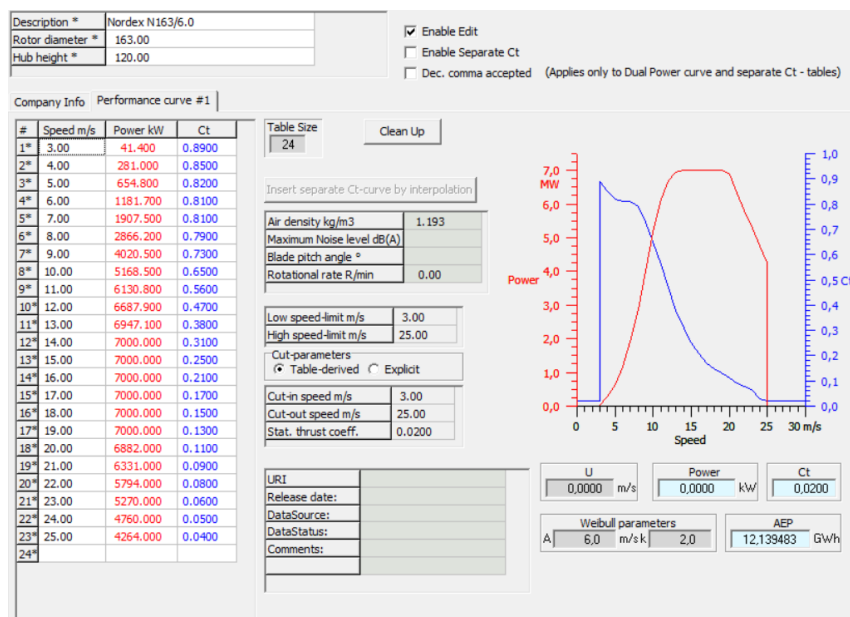
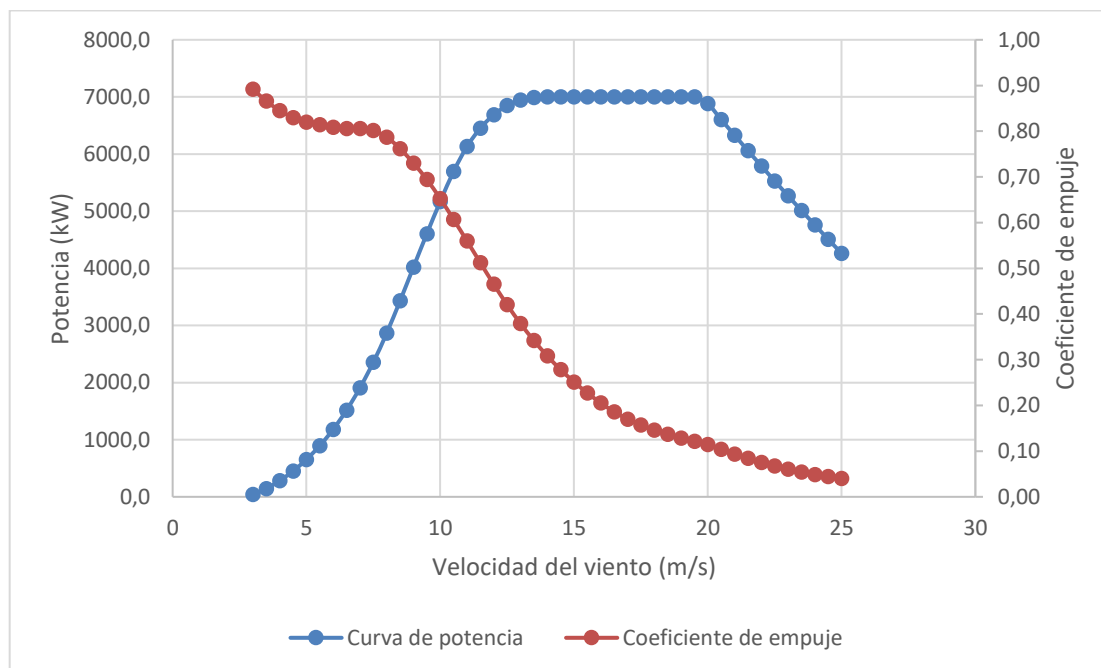


Ilustración 21. Curvas de potencia y coeficientes de empuje del aerogenerador Nordex N163/6.0 en WAsP Turbine Editor. Fuente: WAsP.



Gráfica 36. Curva de potencia y coeficientes de empuje del modelo de Nordex. Fuente: Elaboración propia.

5.5 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Para ejecutar la simulación en WAsP se debe crear un espacio de trabajo (denominado “workspace” en WAsP) en el que se incluyen los siguientes archivos:

- Mapa topográfico conjunto de orografía y rugosidad.
- Datos de viento del emplazamiento calibrados.
- Coordenadas de los aerogeneradores, y de la estación meteorológica.
- Curva de potencia y coeficientes de empuje del modelo del aerogenerador a simular.

Una vez introducidos todos los inputs, WAsP genera un plano en el que se observa la posición de los aerogeneradores en el mapa topográfico importado, y se muestra también con un círculo azul la ubicación de la estación meteorológica a la que corresponden los datos de viento, en este caso en el aerogenerador A5. Esto se puede observar en la ilustración siguiente:

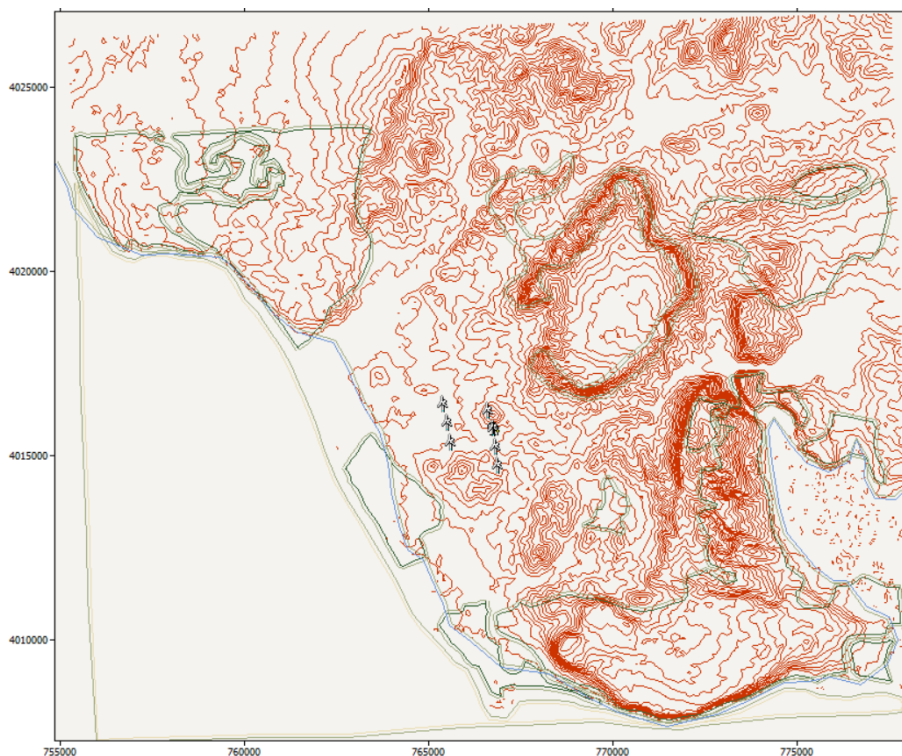


Ilustración 22. Ubicación de los aerogeneradores y la estación meteorológica. Fuente: WAsP.

Como se van a realizar tres simulaciones diferentes, una para cada modelo de aerogenerador, se deben crear tres proyectos dentro del espacio de trabajo. Cada proyecto importará el mismo mapa topográfico, los mismos datos de viento y las mismas localizaciones de los aerogeneradores y de la estación meteorológica. Sin embargo, cada uno de ellos importará las curvas de potencia y coeficientes de empuje de su correspondiente modelo de aerogenerador, permitiendo simular los tres modelos por separado.

Los resultados proyectados por WAsP incluyen tablas y mapas con información como la producción energética, las pérdidas por efecto estela, las velocidades medias, la densidad de potencia, el rendimiento energético anual, el factor de capacidad y otros índices relevantes. Los resultados de las tres simulaciones se resumen en los sucesivos apartados, y en las tablas siguientes se muestran los resultados comunes de las tres simulaciones, que incluyen por un lado la situación de cada aerogenerador basándose en las curvas de nivel del mapa topográfico importado, y por otro algunos parámetros sobre el viento que incide en los aerogeneradores a 120 metros.

Aerogenerador	X _{UTM}	Y _{UTM}	Elevación (m)
A1	765424	4016222	18,96
A2	765530	4015707	19,25
A3	765625	4015190	25,47
A4	766629	401654	62,82
A5	766782	4015557	29,35
A6	766852	4015066	29,81
A7	766895	4014563	38,50

Tabla 7. Resultados de la simulación con WAsP de la situación de los aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia.

Aerogenerador	Velocidad (m/s)	Weibull c (m/s)	Weibull k	Densidad de potencia (W/m ²)	RIX (%)	dRIX (%)
A1	7,95	9	1,87	632	0	0
A2	7,96	9	1,85	639	0	0
A3	7,93	8,9	1,82	645	0	0
A4	8,41	9,5	1,87	745	0,1	0
A5	7,99	9	1,85	646	0	0
A6	7,96	9	1,87	633	0	0
A7	7,97	9	1,86	638	0,1	0

Tabla 8. Otros parámetros calculados en la simulación para cada aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.

En la tabla anterior se observa un resumen de los parámetros del viento a la altura de buje de los aerogeneradores, considerada 120 metros. La velocidad en los siete aerogeneradores es bastante similar, cercana a los 8 m/s, a excepción del aerogenerador A4, que presenta un valor mayor de velocidad media del viento debido a la mayor elevación del terreno en el punto geográfico en el que se encuentra.

En esta tabla también se incluye en RIX (índice de rugosidad del terreno), y el dRIX, la derivada del parámetro anterior. Valores por encima del 10% indicarían que la simulación no sería válida para el aerogenerador en el que se supere dicho valor. En este caso los valores de estos parámetros son muy bajos, por lo que la simulación se puede dar como correcta.

5.5.1 SIMULACIÓN DEL AEROGENERADOR VESTAS V172-7.2

Aerogenerador	Producción bruta (GWh)	Producción neta (GWh)	Eficiencia (%)	Pérdidas de estela (%)
A1	28,193	27,164	96,35	3,65

A2	28,208	26,54	94,09	5,91
A3	27,874	26,341	94,50	5,5
A4	30,116	29,2	96,96	3,04
A5	28,26	26,804	94,85	5,15
A6	28,285	26,792	94,72	5,28
A7	28,28	27,158	96,03	3,97
TOTAL PARQUE	199,216	189,999	95,37	4,64

Tabla 9. Resultados de la simulación con WAsP del aerogenerador Vestas V172-7.2. Fuente: Elaboración propia.

5.5.2 SIMULACIÓN DEL AEROGENERADOR GENERAL ELECTRIC GE164

Aerogenerador	Producción bruta (GWh)	Producción neta (GWh)	Eficiencia (%)	Pérdidas de estela (%)
A1	24,931	24,164	96,92	3,08
A2	24,937	23,673	94,93	5,07
A3	24,637	23,477	95,29	4,71
A4	26,558	25,849	97,33	2,67
A5	24,985	23,826	95,36	4,64
A6	25,015	23,829	95,26	4,74
A7	25,004	24,108	96,42	3,58
TOTAL PARQUE	176,067	168,926	95,94	4,07

Tabla 10. Resultados de la simulación con WAsP del aerogenerador GE164. Fuente: Elaboración propia.

5.5.3 SIMULACIÓN DEL AEROGENERADOR NORDEX N163/6.0

Aerogenerador	Producción bruta (GWh)	Producción neta (GWh)	Eficiencia (%)	Pérdidas de estela (%)
A1	26,257	25,325	96,45	3,55
A2	26,284	24,799	94,35	5,65
A3	26,004	24,646	94,78	5,22
A4	28,181	27,405	97,25	2,75
A5	26,344	25,111	95,32	4,68
A6	26,338	25,084	95,24	4,76
A7	26,345	25,41	96,45	3,55
TOTAL PARQUE	185,753	177,78	95,71	4,31

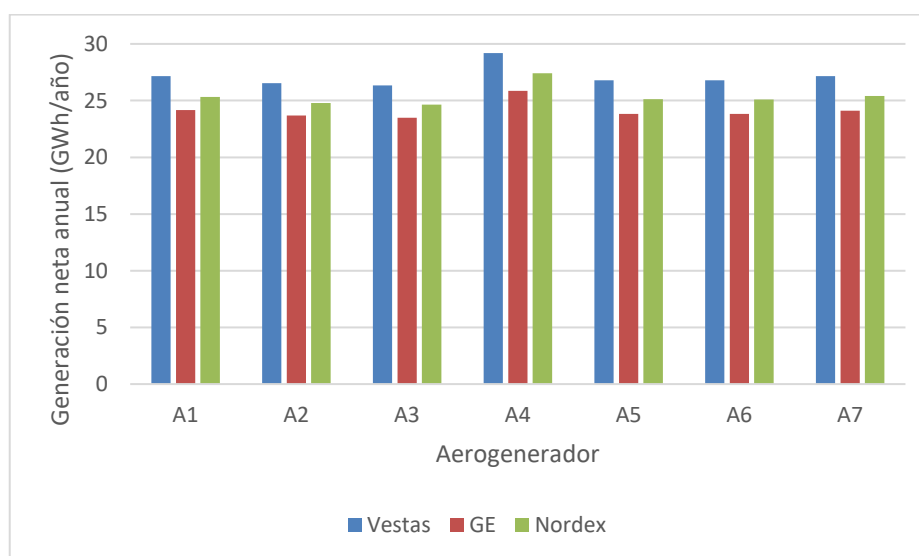
Tabla 11. Resultados de la simulación con WAsP del aerogenerador Nordex N163/6.0. Fuente: Elaboración propia.

5.5.4 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

A continuación, se muestra una comparativa de algunos resultados obtenidos de los tres modelos ensayados:

	Producción bruta (GWh)	Producción neta (GWh)	Eficiencia (%)	Pérdidas de estela (%)
Vestas V172-7.2	199,216	189,999	95,37	4,64
GE164	176,067	168,926	95,94	4,07
Nordex N163/6.0	185,753	177,78	95,71	4,31

Tabla 12. Comparación de los resultados obtenidos tras la simulación con WAsP. Fuente: Elaboración propia.



Gráfica 37. Comparación de la Generación Neta Anual (Net AEP) de los tres modelos de aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia.

El criterio más relevante a la hora de elegir qué modelo de aerogenerador es el óptimo, es la Generación Neta Anual de energía eléctrica (Net AEP). Si bien es cierto que el coste de los aerogeneradores suele ser directamente proporcional al AEP, es decir, es más caro el que genera más, no se suele tener en cuenta a la hora de elegir el modelo dada la larga vida útil de un parque eólico (20 años). Los ingresos por la venta de la electricidad generada durante

la vida útil cubren totalmente cualquier inversión inicial llevada a cabo, por lo que no se debe dar tanta importancia a ello.

El parque eólico simulado, con los tres diferentes modelos de aerogenerador, presenta unas pérdidas de estela muy bajas en todos los casos (menores al 10%), por lo que a priori los tres modelos serían perfectamente válidos. Por otro lado, el rendimiento en los tres casos es muy similar, en torno al 96%. Este valor es un indicador muy positivo, ya que indica que las pérdidas son mínimas. Se puede observar un menor rendimiento en el caso de Vestas, al tener una producción mayor, aunque la diferencia es mínima.

Por todo lo comentado, los tres modelos serían viables debido a los valores observados de producción eléctrica, pérdidas de estela y rendimiento del parque. Debido a ello, se deberá seleccionar aquel que tenga una producción neta mayor: el aerogenerador de Vestas. El V172-7.2 no solo es el que mayor producción anual neta consigue, sino que es el que mejor comportamiento presenta en las siete ubicaciones propuestas para los aerogeneradores.

Por tanto, como conclusión, el modelo de aerogenerador seleccionado es el V172-7.2 de Vestas, con una altura de buje de 120 metros.

5.6 POTENCIA TOTAL DEL PARQUE Y GENERACIÓN ESTIMADA

Como se ha visto en el apartado anterior, el modelo de aerogenerador elegido es el V172-7.2 de Vestas. Para recordar los resultados de la simulación de este aerogenerador, se exponen de nuevo en la siguiente tabla:

Aerogenerador	Producción bruta (GWh)	Producción neta (GWh)	Eficiencia (%)	Pérdidas de estela (%)
A1	28,193	27,164	96,35	3,65
A2	28,208	26,54	94,09	5,91
A3	27,874	26,341	94,50	5,5
A4	30,116	29,2	96,96	3,04
A5	28,26	26,804	94,85	5,15
A6	28,285	26,792	94,72	5,28
A7	28,28	27,158	96,03	3,97
TOTAL PARQUE	199,216	189,999	95,37	4,64

Tabla 13. Resultados de la simulación del aerogenerador escogido. Fuente: Elaboración propia.

La generación neta del parque eólico con el aerogenerador de Vestas asciende a 189,999 GWh/año, y cada aerogenerador aporta una fracción muy similar de esa cantidad, constituyendo una generación uniforme del parque. Además, como se puede observar en la siguiente ilustración, la dirección predominante del viento es bastante uniforme (90°, Este).

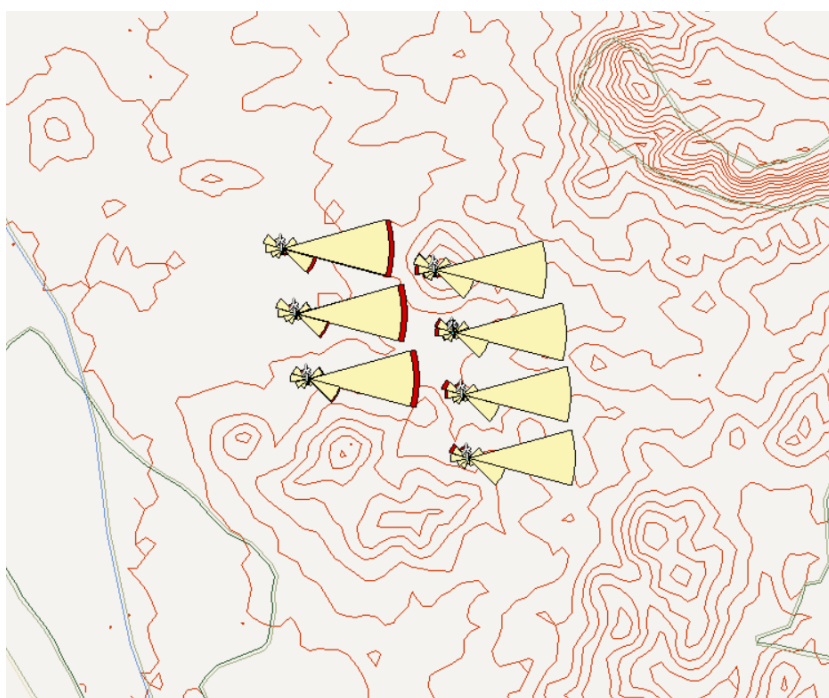
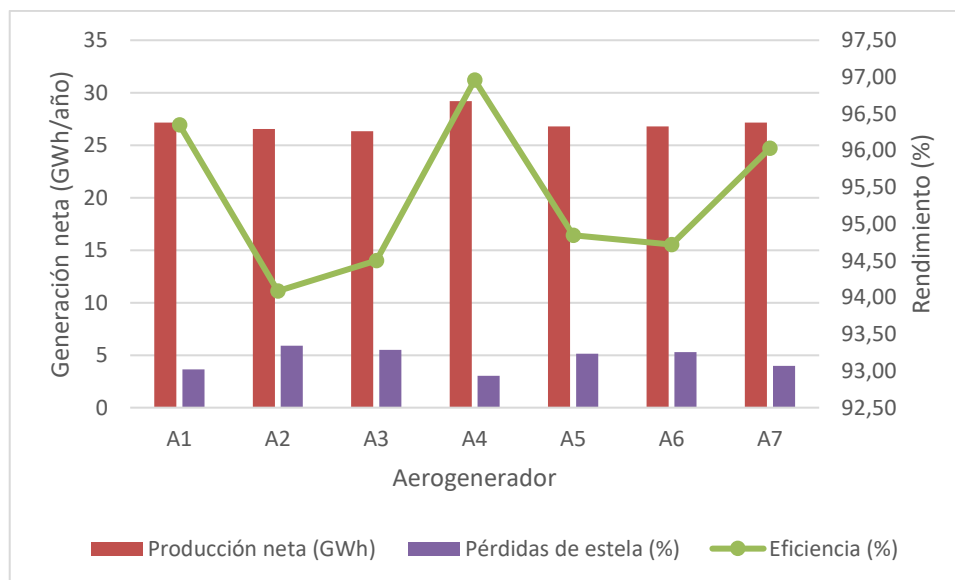


Ilustración 23. Energía generada por cada aerogenerador en cada dirección. Fuente: WAsP.

En la ilustración anterior, en color rojo, se muestran las pérdidas por efecto estela de los aerogeneradores, causadas por la presencia de un obstáculo (otro aerogenerador) en la dirección incidente del viento. Como se puede ver, solo se ven influidos por el efecto estela los aerogeneradores de la alineación de la izquierda, los A1, A2 y A3. La presencia de los aerogeneradores de la alineación derecha, A4, A5, A6 y A7, provocan pérdidas en los otros aerogeneradores. Sin embargo, estas pérdidas no superan en ningún caso el 6%, siendo la media de 4,64%, por lo que no suponen ningún inconveniente. En la gráfica siguiente se puede observar la generación neta, las pérdidas de estela y la eficiencia de cada aerogenerador. En ella se puede notar la uniformidad en la generación de energía por los

siete aerogeneradores del parque, la alta eficiencia de todos ellos, y las mínimas pérdidas por efecto estela.



Gráfica 38. Generación neta, pérdidas de estela y rendimiento de cada aerogenerador con el modelo escogido. Fuente: Elaboración propia.

5.6.1 ENERGÍA INYECTADA A LA RED

Sin embargo, la energía generada por el parque, como la suma de la generación individual de cada aerogenerador, no será la energía entregada a la red. Para calcular cuál será la energía que recibe la red, y poder por tanto analizar económicamente la viabilidad del parque eólico es necesario tener en cuenta una serie de pérdidas que reducirán el rendimiento del parque eólico. Estas son:

- a) Pérdidas eléctricas: en el proceso de distribución de la energía eléctrica generada por cada aerogenerador conlleva una serie de pérdidas eléctricas causadas por la resistencia de los conductores. Se estiman en torno al 3%
- b) Pérdidas de operación y mantenimiento: la simulación se ha realizado teniendo en cuenta que operan durante todo el año. Sin embargo, es evidente que, aunque en contadas ocasiones, el parque eólico requerirá detener la producción temporalmente por acciones de mantenimiento. Esto también incluye averías, imprevistos, etc. Se estiman en torno al 2%.

- c) Pérdidas por incumplimiento de la curva de potencia: se debe asumir que los aerogeneradores no siguen a rajatabla la curva de potencia establecida por el fabricante, sobre todo en los últimos años de vida útil. Se estiman en torno al 5%.
- d) Otras pérdidas: otros factores como el desgaste de las palas o la presencia de situaciones de excesiva velocidad de viento (>25 m/s) también influyen negativamente en el rendimiento del parque eólico. Sin embargo, su influencia es escasa, estimándose en torno al 1%.

Teniendo en cuenta todos estos factores, se calculan las pérdidas totales multiplicando los rendimientos según la siguiente ecuación:

$$\eta_{total} = 100 * \eta_e * \eta_{OM} * \eta_{CP} * \eta_{otro} = 100 * 0,97 * 0,98 * 0,95 * 0,99 = 89,4\%$$

Aplicando el rendimiento resultante a la generación neta de 189,999 GWh/año, se obtiene una energía inyectada a la red de:

$$E_{inyectada\ a\ la\ red} = 0,894 * 189,999 = 169,86\ GWh/año$$

5.6.2 POTENCIA TOTAL, HORAS EQUIVALENTES Y FACTOR DE CAPACIDAD DEL PARQUE EÓLICO

Resulta interesante calcular la potencia total del parque, las horas equivalentes y el factor de capacidad, para poder extraer más conclusiones.

La potencia de cada aerogenerador del modelo escogido es 7,2 MW. Teniendo en cuenta que hay 7 aerogeneradores en el parque eólico, esto suma una potencia de 50,4 MW. Recordando que el valor de generación final del parque es de 169,86 GWh/año, se pueden calcular las horas equivalentes según la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \text{Horas equivalentes} &= \frac{\text{Energía inyectada a la red } (\frac{GWh}{año})}{\text{Potencia del parque (GW)}} = \frac{169,86 \frac{GWh}{año}}{50,4 * 10^{-3} GW} \\ &= 3371\ \text{horas/año} \end{aligned}$$

Este valor indica el número de horas anuales que el parque eólico debe funcionar a potencia nominal para generar la energía eléctrica inyectada a la red. El valor de referencia establecido para la energía eólica en España es de 2589 h/años, lo que señala que el emplazamiento escogido tiene un excelente recurso eólico [21].

Por otro lado, se calcula el factor de capacidad según la ecuación siguiente:

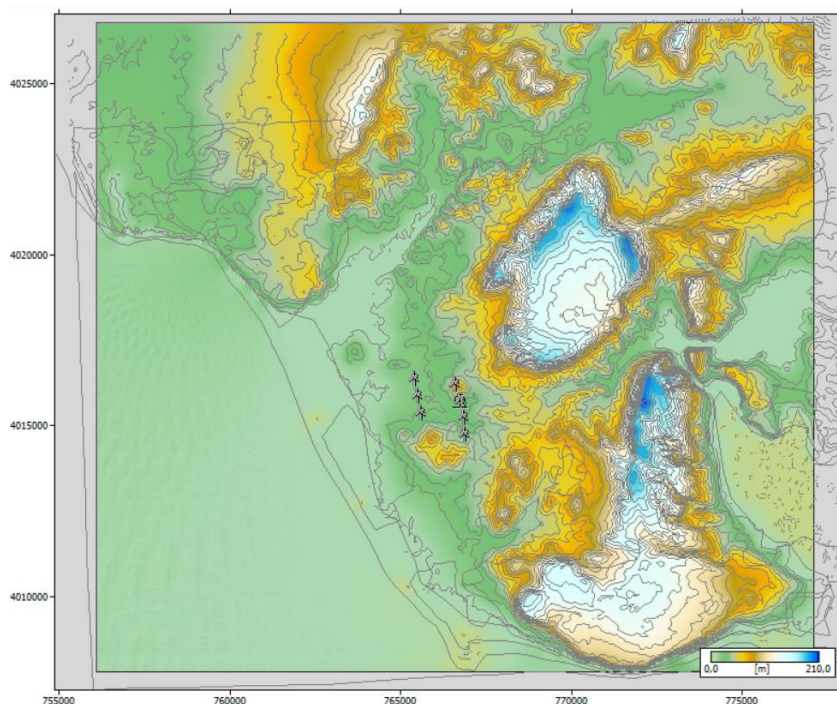
$$\begin{aligned} \text{Factor de capacidad} &= 100 * \frac{\text{Horas equivalentes} \left(\frac{h}{\text{año}} \right)}{\text{Horas en un años} \left(\frac{h}{\text{año}} \right)} = 100 * \frac{3371 \frac{h}{\text{año}}}{8760 \frac{h}{\text{año}}} \\ &= 38,48\% \end{aligned}$$

El valor obtenido de factor de capacidad del parque eólico duplica el umbral mínimo del 20% requerido para viabilidad económica, y supera la media global de los parques eólicos terrestres (25-35%). El valor obtenido equivale a una producción anual de alrededor de 38,5 GWh por cada 10MW de potencia instalados [22].

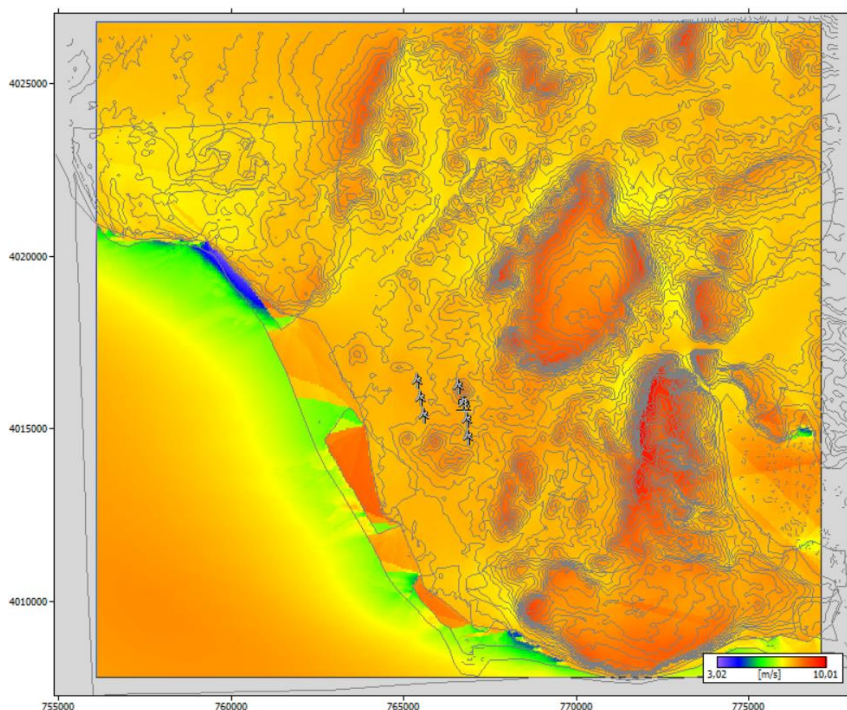
Como conclusión, se puede decir que los resultados obtenidos son muy positivos en una primera instancia, lo que indica una probable viabilidad económica del proyecto. Sin embargo, habrá que analizar detalladamente los factores del parque eólico en su totalidad para estudiar si el proyecto es económicamente viable o no. Esto se llevará a cabo más adelante, en su correspondiente capítulo.

5.7 CURVAS ISOVENTAS DEL PARQUE EÓLICO

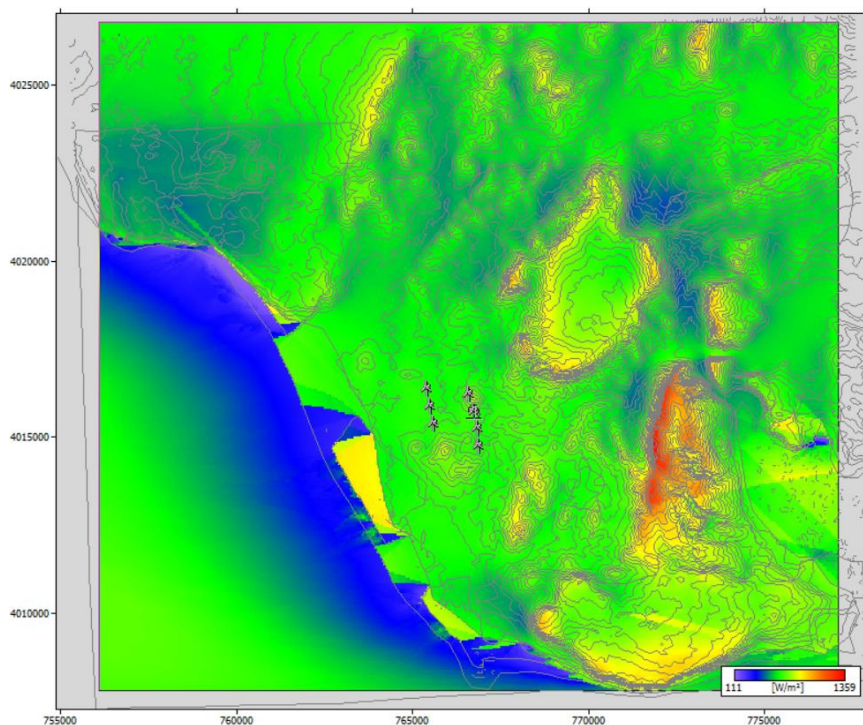
Para finalizar el análisis de los resultados obtenidos con el aerogenerador V172-7.2 de Vestas, se muestran a continuación las simulaciones de las curvas isoventas de altitud, velocidad media y densidad de potencia a 120 metros. Los resultados demuestran que el emplazamiento y la localización de los aerogeneradores ha sido llevada a cabo con éxito, ya que se encuentran en una zona con una gran velocidad media del viento y con una alta densidad de potencia.



Gráfica 39. Isoventas de altura en el parque eólico y sus alrededores. Fuente: WAsP.



Gráfica 40. Isoventas de velocidad media del viento en el parque eólico y sus alrededores. Fuente: WAsP.



Gráfica 41. Isoventas de densidad de potencia en el parque eólico y sus alrededores. Fuente: WAsP.

Las isoventas son gráficas realmente útiles en el caso de que se quiera llevar a cabo una ampliación del parque eólico. Las isoventas muestran los puntos geográficos más favorables en cuanto a elevación, velocidad media del viento, densidad de potencia,... por lo que en el caso de querer ampliar el parque en un futuro, se tendrán en cuenta para situar los aerogeneradores adicionales.

Capítulo 6. DESCRIPCIÓN DEL AEROGENERADOR ELEGIDO

Como se ha justificado en el capítulo de la simulación del parque eólico con WAsP, la tecnología de Vestas V172-7.2 es la más adecuada y por tanto será la opción utilizada en este proyecto. El parque eólico estará entonces constituido por 7 aerogeneradores V172-7.2 de 7,2 MW de potencia cada uno, sumando un total de 50,4 MW.

6.1 DESCRIPCIÓN DEL AEROGENERADOR V172-7.2

El aerogenerador V172 de Vestas es un modelo diseñado para maximizar la producción de energía en emplazamientos medios, gracias a mejoras que introducen avances en el tren de potencia y los sistemas encargados de la conversión de la energía. Este modelo ofrece potencias nominales flexibles de 6,5 MW, 6,8 MW y 7,2 MW, para adaptarse a las condiciones del emplazamiento. En este caso, se ha seleccionado la versión con mayor potencia, la V172-7.2, con 7,2 MW de potencia, para maximizar la generación de energía eléctrica.

El diseño modular de la góndola facilita en gran medida el transporte y la logística, debido a que los compartimentos están diseñados según los estándares de la industria para el transporte. Esta modularidad juega también un papel a favor de la flexibilidad demandada en un futuro mantenimiento y en futuras actualizaciones de la turbina.

En las siguientes ilustraciones se muestra cómo es físicamente un aerogenerador V172 de Vestas.



Ilustración 24. Aerogenerador V172 de Vestas.



Ilustración 25. Góndola y palas del aerogenerador V172 de Vestas.

Con este modelo, Vestas ha logrado mejorar un 12% la producción anual de energía (AEP) en comparación con sus modelos anteriores. Además, se han incluido una serie de mejoras como un sistema de control de parpadeo de sombras para aumentar la protección ambiental, en concreto de las aves, y sistemas más seguros de detección de hielo, supresión de incendios

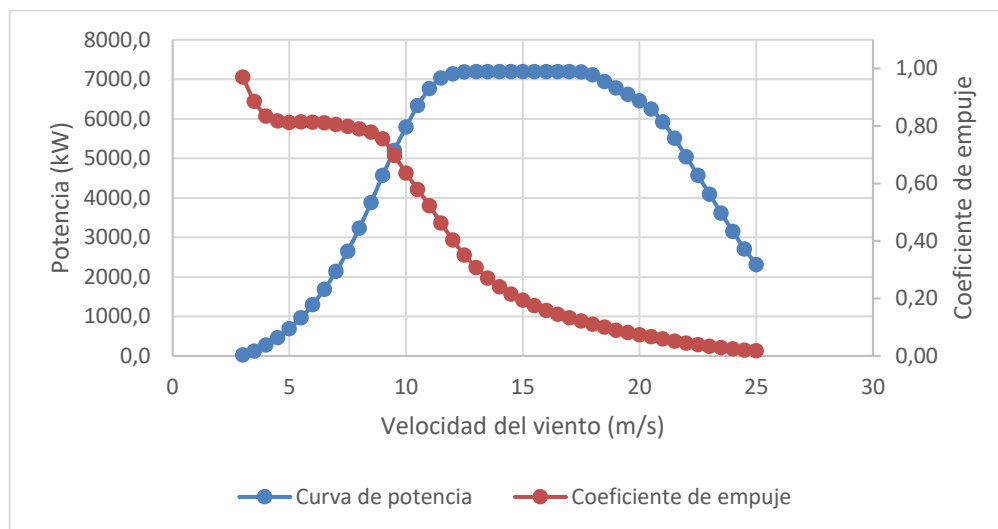
y monitorización de partículas en aceite. Por otro lado, cuenta con un balizamiento con luces rojas xenón en el buje.

6.2 CARACTERÍSTICAS DEL V172-7.2

El aerogenerador V172-7.2 del fabricante Vestas tiene una altura de buje variable entre 114 y 199 metros, por lo que se podrá seleccionar la altura de buje con la que se ha realizado la simulación, de 120 metros. Es un aerogenerador de tres palas con un diámetro de rotor de 172 metros y un área de barrido de 23,235 m², un valor considerablemente alto, que incrementa la eficiencia en la captación de energía eólica.

Este aerogenerador se mantiene operativo desde velocidades de viento de 3 m/s hasta 25 m/s. Al detectar vientos de esta velocidad, el aerogenerador cesa su operación por motivos de seguridad estructural, para evitar que pierda el control y se ponga en riesgo su integridad y la del resto de elementos del parque eólico. Sin embargo, su brillante diseño y geometría le permite aguantar ráfagas extremas de hasta 39,5 m/s con seguridad. De manera análoga, el aerogenerador necesita una velocidad de viento de al menos 3 m/s para comenzar a moverse, por lo que esta es su velocidad de arranque.

Todo lo comentado sobre el comportamiento de este aerogenerador frente a determinadas velocidades de viento puede observarse atendiendo a su curva de potencia, presentada seguidamente. Como se puede ver en el gráfico adjunto, el aerogenerador comienza a funcionar y a elevar su potencia a partir de su velocidad de arranque, 3 m/s. Por otro lado, se puede ver como el aerogenerador empieza a disminuir su potencia según el viento va tomando velocidades mayores. A partir de aproximadamente 18 m/s, el aerogenerador disminuye su potencia preparándose para una posible orden de parada en caso de que incida un viento de 25 m/s. La máxima potencia, 7,2 MW, se consigue para velocidades de viento entre unos 11 m/s y 18 m/s.



Gráfica 42. Curvas de potencia y coeficientes de empuje del aerogenerador V172-7.2 de Vestas.

Fuente: Elaboración propia.

El hecho de que el aerogenerador deje de funcionar cuando la velocidad del viento supera los 25 m/s podría significar un problema si en el emplazamiento esto ocurriese de manera habitual. Sin embargo, atendiendo al estudio de los datos de viento a 120 metros realizado en el capítulo donde se analizó el recurso eólico del emplazamiento, se puede ver que esto casi no sucede. Solamente en 25 ocasiones, a lo largo de los más de 10 años de datos de la muestra, la velocidad del viento ha superado los 25 m/s, es decir, 2,5 veces al año. Teniendo en cuenta que la muestra contiene 99072 datos, significa que ha ocurrido solamente un 0,025% de las veces en las que se ha tomado una muestra. Por lo tanto, se puede ignorar por completo este suceso, ya que ocurrirá de manera muy puntual.

Por otro lado, resulta conveniente cómo de frecuente es que haya vientos con velocidad entre 0 y 3 m/s, puesto que esto también significa una situación en la que el aerogenerador se encuentra parado. Analizando los datos de viento, se puede ver que esto ocurre en 10484 muestras de las 99072 totales. Esto implica un 10,58%, por lo que presenta una mayor ocurrencia que el caso de velocidades por encima de 25 m/s, que además de significar una parada del aerogenerador, supondría un riesgo para el parque eólico, por lo que es muy positivo que eso no ocurra a menudo. Por lo tanto, teniendo en cuenta las dos casuísticas, se tiene que, en el emplazamiento, un 10,605% del tiempo los aerogeneradores están inoperativos.

A continuación, se detallan las características de tres de los componentes clave de un aerogenerador: generador, convertidor de frecuencia y transformador.

6.2.1 GENERADOR SÍNCRONO

Se trata de un generador síncrono de imanes permanentes con potencia nominal de 7,2 MW. Tiene operación en doble voltaje: 690 V/30 kV, con aislamiento reforzado. Está acoplado a una caja de cambios planetaria de 2 etapas fabricada por Vestas.

6.2.2 CONVERTIDOR DE FRECUENCIA

Se trata de un convertidor de escala completa (full-scale), que posibilita un preciso control de la frecuencia y tensión en la conexión a la red. Regula la energía generada para adaptarla a los requisitos de la red eléctrica, a 50 Hz.

El convertidor del modelo V172 emplea modulación por ancho de pulso (PWM) para optimizar la calidad de la energía. Además, es compatible con una operación a temperaturas extremas gracias al sistema CoolerTop.

6.2.3 TRANSFORMADOR

El generador produce energía eléctrica en baja tensión, a 690 V, y el transformador la eleva a 30 kV para su distribución. Es un transformador trifásico que opera a 50 Hz.

Está integrado en la góndola, y está diseñado para soportar condiciones climáticas extremas, debido a que su rango de operación se encuentra entre -30°C y 45°C. Del estudio climático de la serie de datos del emplazamiento a 120 metros, se obtiene que la temperatura mínima es de 2°C, y la máxima de 34,8°C. Por lo tanto, se puede suponer que el transformador siempre estará dentro del rango de funcionamiento por temperatura.

Incluye monitorización de partículas en aceite como opción de mantenimiento preventivo.

6.2.4 OTRAS CARACTERÍSTICAS

La máxima potencia de sonido producida por el aerogenerador es de 107,8 dB.

La huella de carbono del aerogenerador es de 6,4 g CO₂ por cada kWh producido.

Su tasa de reciclabilidad es del 86,6%.

6.3 RESUMEN

Las principales características del aerogenerador V172-7.2 de Vestas se muestran, a modo de resumen, en la tabla siguiente.

Dimensiones	Altura de buje (m)	120
	Diámetro de rotor (m)	172
Límites de funcionamiento	V min (m/s)	3
	V max (m/s)	25
	T min (°c)	-30
	T max (°c)	45
Características eléctricas	Potencia (MW)	7,2
	Factor de potencia	0,9
	Frecuencia (Hz)	50
	Tensión BT (V)	690
	Tensión MT (kV)	30
Otros	Máxima potencia de sonido (dB)	107,8
	Huella de carbono (g CO ₂ /kWh)	6,4
	Tasa de reciclabilidad (%)	86,6

Tabla 14. Características del aerogenerador V172-7.2 de Vestas. Fuente: Elaboración propia.

Capítulo 7. OBRA CIVIL

En este capítulo se va a tratar la implementación de toda la infraestructura que forma parte del parque eólico. La correcta elaboración de la obra civil en un proyecto de este tipo es fundamental para garantizar la integridad de todos los elementos que forman parte del parque. Tanto la operatividad el mantenimiento como la seguridad dependen en gran medida de cómo se efectúa el diseño de la infraestructura del parque eólico, por lo que habrá que tener en consideración las particularidades del terreno. Además, también se deberán tener en cuenta las cargas dinámicas y estáticas que deberán soportar los diferentes elementos, con el objetivo de garantizar su correcto funcionamiento y su disponibilidad durante toda la vida útil del parque eólico.

Concretamente, se van a desarrollar los caminos de acceso al parque, los viales interiores, las cimentaciones de los aerogeneradores, la zanja, el edificio de control y la construcción de la subestación eléctrica.

7.1 CAMINOS DE ACCESO

El emplazamiento está situado entre tres grandes carreteras, y el terreno cuenta con caminos de acceso ya elaborados. Por lo tanto, no será necesario construir nuevos caminos ya que con los existentes será suficiente para transportar los aerogeneradores y demás elementos del parque para su montaje. Además, servirán para acceder al parque en caso de que sea necesario para su mantenimiento o supervisión.

Las carreteras que rodean el emplazamiento son la CA-215, A-2230 y E-5, y se encuentran resaltadas en color azul en la siguiente ilustración. Por otro lado, los caminos de tierra que derivan de dichas carreteras y que permiten acceder directamente al emplazamiento, están señalados en verde.



Ilustración 26. Caminos de acceso al parque eólico. Fuente: Elaboración propia.

Como puede observarse en la ilustración anterior, es cierto que existen caminos que permiten la aproximación al parque eólico, pero no es del todo suficiente. Es un requisito fundamental que se pueda acceder individualmente a los 7 aerogeneradores, para su montaje y su futuro mantenimiento. Para ello, será necesario construir viales interiores que permitirán al personal acceder a cada uno de estos puntos.

7.2 VIALES INTERIORES

Los viales interiores son los caminos que permiten el acceso a cada aerogenerador, para su instalación y futuro mantenimiento. Como se vio en el anterior apartado, ya existen caminos que permiten la aproximación a los aerogeneradores, pero será necesario construir caminos de tierra afluentes para acceder a cada uno de ellos. Los viales se incluyen en color morado en la siguiente ilustración. Se han trazado de manera que se adecúen a la orografía y aprovechando al máximo los caminos ya existentes. Además, se ha tenido en cuenta la importancia de la necesidad de que todos los aerogeneradores tengan buena accesibilidad.



Tabla 15. Viales interiores del parque eólico. Fuente: Elaboración propia.

Para transportar los aerogeneradores para su montaje, acompañados de toda la maquinaria pertinente, será necesario que los viales tengan una anchura considerable. Por norma general, se exige que estos caminos tengan una anchura de entre 5 y 6 metros, y un radio de curvatura mínimo de 50 metros. Para facilitar el transporte de los elementos del parque, y para facilitar el acceso de futura maquinaria para el previsible mantenimiento, se ha decidido que los viales tengan una anchura de 6 metros. De igual manera, los caminos de acceso ya existentes tendrán que ser adaptados para que cumplan estas mismas condiciones. Por lo tanto, será necesario realizar un trabajo de construcción de 11,39 kilómetros de caminos de tierra en total, siendo 9,5 kilómetros correspondientes a la adaptación de caminos existentes, y 1,89 kilómetros correspondientes a caminos nuevos.

Por otro lado, es importante mantener los viales en buenas condiciones durante todo el año. Por ello, en su diseño se debe incluir un sistema de drenaje consistente en la inclusión de cunetas a ambos lados del camino

Los viales están compuestos por dos capas. Una primera con una sección de 20 cm de espesor de próctor modificado compactado al 95%, y una segunda de la misma sección de próctor modificado compactado al 98%. En los planos del proyecto se puede encontrar toda esta información.

7.3 CIMENTACIONES

Al tener una gran altura, los aerogeneradores sufren en gran medida las fuerzas del viento y otras cargas ambientales como la lluvia o la nieve. Por ello, es necesario una fuerte cimentación que asegure su estabilidad bajo cualquier circunstancia. La caída de un aerogenerador podría suponer consecuencias catastróficas, no solo por la destrucción del aerogenerador en sí, sino también por todo lo que este pueda dañar en su caída. No obstante, las distancias del parque eólico a poblaciones cercanas y carreteras están rigurosamente controladas para evitar que, en el caso de la caída de un aerogenerador, se produzcan daños humanos o de infraestructuras ajenas al parque eólico.

Las cimentaciones se construyen llevando a cabo una excavación en primer lugar, seguida de un relleno de hormigón armado. En los planos del proyecto se presenta un diseño conceptual preliminar de las cimentaciones de cada aerogenerador.



Ilustración 27. Cimentación de un aerogenerador en proceso de construcción.

7.4 ZANJAS

La red de media tensión y la red de comunicaciones del parque eólico irán enterradas en zanjas para evitar su exposición al ambiente y maximizar la seguridad. Una vez realizado el tendido de ambas redes, las zanjas se cubrirán y se compactarán con tierra compactada. Tanto

la red de cables de media tensión como la red de comunicaciones se diseñarán en el capítulo de instalaciones eléctricas.

De acuerdo con la normativa actual, será necesario dotar a las zanjas con planchas de PVC y señalización adecuada, para advertir la presencia subterránea de cables de media tensión.

El recorrido de las zanjas se muestra en color verde en la siguiente ilustración.



Ilustración 28. Zanjas del parque eólico. Fuente: Elaboración propia.

La caracterización de las zanjas del parque eólico se incluye en la tabla a continuación:

Zanja 1	A3-A2	517
Zanja 2	A2-A1	520
Zanja 3	A1-Sub. MT/AT	582
Zanja 4	A7-A6	508
Zanja 5	A6-A5	514
Zanja 6	A5-A4	522
Zanja 7	A4-Sub. MT/AT	578

Tabla 16. Caracterización de las zanjas del parque eólico. Fuente: Elaboración propia.

El tendido de los conductores en las zanjas se hará de la siguiente manera:

- A una profundidad de 60 cm se tenderá la red de fibra óptica de comunicaciones.
- A una profundidad de 80 cm se tenderá la red de conductores de media tensión.
- A una profundidad de 1 m se tenderá la red de puesta a tierra de los aerogeneradores.
- El ancho total de la zanja será de 40 cm en el caso de que haya un único conductor de media tensión (zanja de tipo Z-1a), y de 80 cm si hay dos conductores de media tensión (zanja de tipo Z-2b).

Por la distribución de las zanjas del parque, las zanjas 6 y 7 albergarán dos ternas: la correspondiente a la agrupación de los aerogeneradores A4 y A5, y la de los aerogeneradores A6 y A7. Por lo tanto, habrá 2641 metros de zanjas con una terna, y 1100 metros de zanjas con dos ternas.

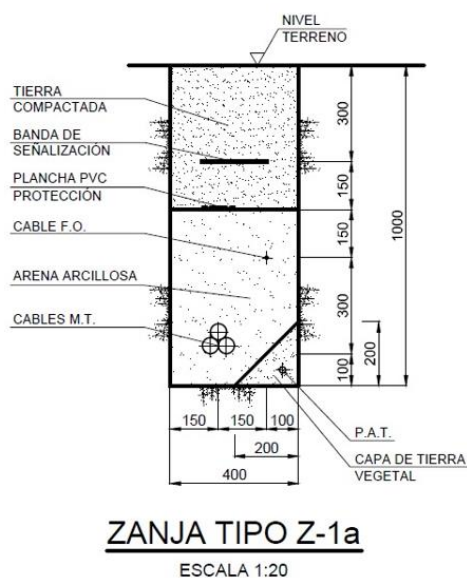


Ilustración 29. Esquema zanja tipo Z-1a. Fuente: Elaboración propia.

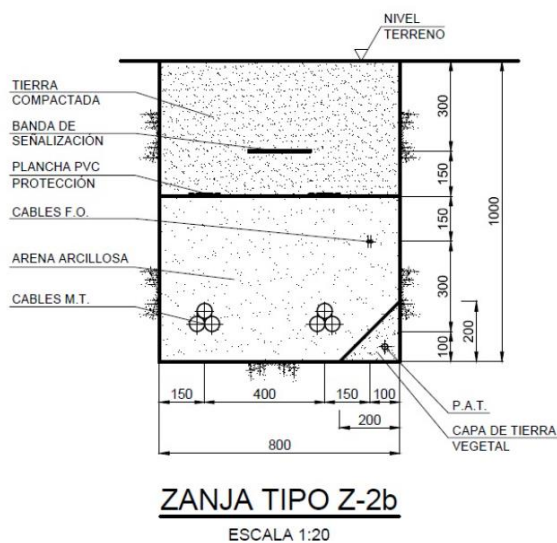


Ilustración 30. Esquema zanja tipo Z-1b. Fuente: Elaboración propia.

7.5 EDIFICIO DE CONTROL

El edificio o centro de control albergará los sistemas de control y monitoreo de la operación diaria del parque eólico. Desde este edificio se supervisarán los aerogeneradores, la subestación eléctrica y los sistemas de comunicación y protección.

Su elevada importancia implica que su diseño ha de ser lo más seguro posible, por lo que debe estar protegido del exterior para evitar posibles influencias externas que amenacen la integridad del parque eólico y su operación. Por lo tanto, consistirá en un edificio de planta rectangular con paredes de hormigón armado para aportar una alta resistencia. Sus paredes estarán aisladas térmica y acústicamente para la protección de los equipos.

El centro de control tendrá diferentes salas, cada una de ellas con una función. Estas son:

- Sala de control: albergará los sistemas SCADA y de comunicaciones, y dispondrá de puestos de trabajo para los operarios.
- Sala eléctrica: albergará los cuadros eléctricos con las celdas de media tensión, baterías y sistemas de protección.

- Sala de comunicaciones: en ella se encontrarán los servidores y equipos de telecomunicaciones.
- Almacén: contendrá herramientas y aparatos necesarios para la rápida intervención en cualquiera de los elementos del parque, en caso de que fuera necesario. Estará situada cerca de la entrada principal para facilitar el acceso.

El centro de control tendrá una planta rectangular de dimensiones de 20 metros de largo y 8 metros de ancho, para poder albergar todos los equipos.

7.6 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Como se comentó en las características del aerogenerador V172-7.2 de Vestas, el generador eléctrico genera energía eléctrica a 690 V, y el transformador integrado eleva dicha tensión hasta 30 kV, que sigue considerándose como baja tensión. El parque eólico deberá incorporar en sus inmediaciones una subestación encargada de recoger toda la energía eléctrica generada por la totalidad de los aerogeneradores, y transportarla hasta el punto de conexión a la red eléctrica a 220 kV. Este punto de conexión será la subestación eléctrica El Zumajo, situada a menos de 8 kilómetros del emplazamiento.

Por lo tanto, en resumen, será necesario la construcción de una subestación que eleve la tensión de salida de los aerogeneradores de 30 kV hasta 220 kV. Será una subestación eléctrica de intemperie, de tipo AIS (Air Insulated Switchgear), por lo que utilizará el aire como aislante. El elemento más importante de la subestación será por tanto el transformador de potencia, que será el encargado de elevar la tensión hasta la tensión de la red. Además, la subestación contará con seccionadores, interruptores, transformadores de tensión e intensidad, bobinas de bloqueo, etc. El contenido detallado de la subestación será desarrollado y dimensionado apropiadamente en el capítulo de infraestructuras eléctricas.

En la ilustración que sigue se muestra una subestación eléctrica de tipo AIS, muy similar a la que se quiere construir en este proyecto.



Ilustración 31. Ejemplo de subestación AIS.

La subestación se situará en las inmediaciones del centro de control, como se muestra en la siguiente ilustración.



Ilustración 32. Ubicación de la subestación 30/220 kV. Fuente: Google Earth Pro.

Las coordenadas del centro de control y de la subestación eléctrica 30/220 kV se incluyen en la tabla a continuación:

Infraestructura	X _{UTM}	Y _{UTM}	Elevación (m)	Huso
Centro de control	766062	4016158	26	29 S
Subestación 30/220 kV	766039	4016187	25	

Tabla 17. Coordenadas del centro de control y subestación 30/220 kV. Fuente: Elaboración propia.

Capítulo 8. DISEÑO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS

La energía eléctrica generada por los aerogeneradores ha de transportarse hasta el punto de conexión a la red eléctrica a 220 kV, la subestación de El Zumajo. Para ello, será necesario que la energía generada pase por distintos puntos eléctricos que conjuntamente forman la infraestructura eléctrica del proyecto.

Los diferentes puntos eléctricos serán diseñados en este capítulo, y se elegirán todos los equipos y elementos complementarios necesarios para que el sistema funcione adecuadamente. Se tratarán en este capítulo:

- 1) Sistema de Baja Tensión
 - a) Transformador BT/MT
- 2) Sistema de Media Tensión
 - a) Celdas o cabinas de media tensión
 - b) Red de cables de Media Tensión
 - c) Red de comunicaciones y fibra óptica
 - d) Subestación eléctrica 30 kV/220 kV
 - e) Red de puesta a tierra
- 3) Sistema de Alta Tensión
 - a) Línea de evacuación a la subestación El Zumajo

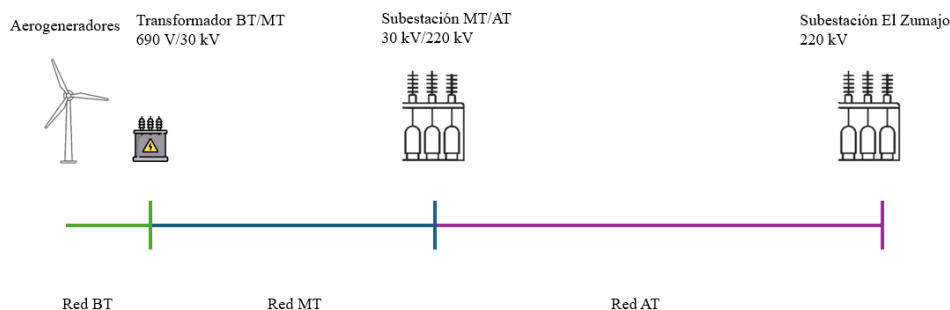


Ilustración 33. Esquema de las infraestructuras eléctricas. Fuente: Elaboración propia.

Todos los cálculos eléctricos de este capítulo se encuentran debidamente justificados en el tercer anexo.

8.1 SISTEMA DE BAJA TENSIÓN

El sistema de Baja Tensión comprende desde la generación de energía eléctrica en los aerogeneradores hasta el transformador de BT/MT encargado de elevar la tensión de 690 V a 30 kV, ubicado en la góndola de los aerogeneradores. A partir de ese punto, ya se considerará media tensión y se comentará en el apartado siguiente.

8.1.1 TRANSFORMADOR BT/MT 690 V/30 Kv

El transformador BT/MT es el que incorpora cada aerogenerador en la góndola. La tensión en bornes del generador eléctrico interno del aerogenerador es 690 V, para después pasar por el convertidor, y finalmente por el transformador para elevar la tensión hasta 30 kV. A continuación, se conduce la electricidad hasta la subestación MT/AT.

Los transformadores que se ubican dentro de la góndola de los aerogeneradores utilizan el aire como aislante, son de tipo seco. La opción de utilizar dieléctricos líquidos como aislante, como por ejemplo el aceite, queda totalmente descartada para evitar problemas y garantizar la seguridad de los aerogeneradores.

Las especificaciones del transformador BT/MT se incluyen en la tabla siguiente:

Potencia	8 MVA
Tensión nominal primaria	30 kV
Tensión nominal secundaria	0,69 kV
Tipo de transformador	Seco
Grupo de conexión	Dyn11
Frecuencia	50 Hz

Tabla 18. Características del transformador BT/MT. Fuente: Elaboración propia.

8.2 SISTEMA DE MEDIA TENSIÓN

El sistema de Media Tensión comprende desde la salida del transformador de BT/MT hasta el transformador MT/AT, encargado de elevar la tensión desde 30 kV hasta 220 kV. Por lo tanto, incluirá toda la red de cables y la subestación eléctrica a construir dentro del parque.

8.2.1 CELDAS O CABINAS DE MEDIA TENSIÓN

Las celdas de media tensión se conectan al transformador de BT/MT y se encargan de proteger el lado de media tensión y la línea de generación en el caso de que haya algún problema en algún equipo situado aguas abajo del transformador. Se sitúan al pie de la torre de cada aerogenerador.

Se utilizan celdas modulares o compactas, y normalmente son de aislamiento en SF6 debido a la reducción de espacio respecto al aire. Se diseñan para soportar la intensidad nominal y la de cortocircuito de media tensión, y son de distribución secundaria 30/36 kV de tensión nominal/máxima.

El esquema de conexión en media tensión de un aerogenerador depende principalmente de su posición en la red interna del parque eólico. Dependiendo de ello, entonces, las celdas pueden tener módulos de remonte (0L), de protección de transformador (1A) y de línea (1L). Existen las opciones siguientes:

- A. Posición inicial de línea de generación: se utiliza el tipo de celda 0L+1A
- B. Posición intermedia entre dos aerogeneradores de una línea de generación: se utiliza el tipo de celda 0L+1L+1A

- C. Posición intermedia entre más de dos aerogeneradores de una línea de generación: se utiliza el tipo de celda 0L+2L+1A para la conexión de dos ramales de generación que confluyen en una celda.

La intensidad nominal de las celdas es 630 A, por lo que será ese el valor máximo que podrá circular por cada una de ellas. Teniendo en cuenta que la intensidad nominal de los aerogeneradores es 153,96 A, se podrían agrupar como máximo las líneas de 4 aerogeneradores, con una intensidad total de 615,84 A. Como este valor es muy próximo a la intensidad nominal de las celdas, se decide agrupar como máximo las líneas de 3 aerogeneradores, realizando 3 agrupaciones en total, según se muestra en la tabla siguiente:

Agrupación	Aerogeneradores	Celda	Intensidad (A)	Intensidad total (A)
1	A1	0L+1L+1A	153,96	461,88
	A2	0L+1L+1A	153,96	
	A3	0L+1A	153,96	
2	A4	0L+1L+1A	153,96	307,92
	A5	0L+1A	153,96	
3	A6	0L+1L+1A	153,96	307,92
	A7	0L+1A	153,96	

Tabla 19. Agrupación de los aerogeneradores y tipos de celda. Fuente: Elaboración propia.

Las celdas seleccionadas son celdas de tipología GIS, del fabricante MESA. Tienen una tensión nominal de 36 kV y una intensidad nominal de 630 A [23].



Ilustración 34. Celda modular del fabricante MESA [23].

8.2.2 RED DE CABLES DE MEDIA TENSIÓN

Los conductores de media tensión irán enterrados desde la salida de las celdas hasta la subestación MT/AT del parque eólico.

El diseño de los conductores deberá cumplir las prescripciones técnicas del RD 223/2008, del 15 de febrero por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT-01 a 09. Concretamente, la ITC que hace referencia a las líneas subterráneas con cables aislados es la ITC-LAT-06.

El nivel de tensión de los conductores será de 30 kV, ya que este es el voltaje de salida del transformador de BT/MT. Este valor es un valor normalizado, que se corresponde a una tensión más elevada de la red igual a 36 kV, como se puede observar en la siguiente tabla.

TENSIÓN NOMINAL DE LA RED (U_n) kV	TENSIÓN MAS ELEVADA DE LA RED (U_s) kV
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20*	24
25	30
30	36
45	52
66*	72,5
110	123
132*	145
150	170
220*	245
400*	420

Tabla 20. Tensiones nominales normalizadas [24].

Por otro lado, al tratarse de un parque eólico, la red será de categoría A: los defectos a tierra se eliminan tan rápidamente como sea posible y en cualquier caso antes de 1 minuto. En función de la tipología de la red y del nivel de tensión, la norma establece unas características mínimas de los cables y accesorios de la red. Estas características son la tensión de fase (U_0), la tensión fase-fase (U) y el nivel de aislamiento frente a impulsos tipo rayo (U_p).

Tensión nominal de la red U_n kV	Tensión más elevada de la red U_s kV	Características de la red	Características mínimas del cable y accesorios	
			U_0/U , ó U_0 kV	U_p Kv
3	3,6	A-B	1,8/3	45
		C	3,6/6	60
6	7,2	A-B		
		C	6/10	75
10	12	A-B		
		C	8,7/15	95
15	17,5	A-B		
		C	12/20	125
20	24	A-B		
		C	15/25	145
25	30	A-B		
		C	18/30	170
30	36	A-B		
		C	26/45	250
45	52	A-B		
66	72,5	A-B	36	(1)
110	123	A-B	64	(1)
132	145	A-B	76	(1)
150	170	A-B	87	(1)
220	245	A-B	127	(1)
400	420	A-B	220	(1)

Tabla 21. Características mínimas de la red según el valor de la tensión nominal de la red [25].

Según la tabla anterior, teniendo en cuenta que la tensión nominal de la red es 30 kV, y que su categoría es A, las características mínimas de los elementos de la red son:

$U_{MÁX}$ (kV)	36
U_0 (kV)	18/30
U_P (kV)	170

Tabla 22. Características mínimas de la red de Media Tensión. Fuente: Elaboración propia.

Teniendo en cuenta esta información, se procede al dimensionamiento de los cables de acuerdo con lo establecido en la ITC-LAT-06. El cálculo se encuentra desarrollado en el tercer anexo, y en este apartado se presentan los resultados.

Los cálculos realizados en el tercer anexo indican que es necesario un cable unipolar de 400 mm² de sección de cobre con aislamiento XLPE. Se elige uno del fabricante Prysmian de dichas características. La red de media tensión está formada por 7 tramos con una distancia total de 4,634 kilómetros.



Ilustración 35. Cable eléctrico unipolar de cobre aislado con XLPE.

El cable escogido deberá cumplir con los criterios de intensidad máxima admisible y máxima caída de tensión, y debe aportar unas pérdidas pequeñas por efecto Joule.

Intensidad máxima admisible

La intensidad nominal calculada de cada uno de los tramos se presenta en la tabla siguiente.

Tramo	Longitud (m)	Intensidad (A)

A3-A2	517	153,96
A2-A1	520	307,92
A1-Sub. MT/AT	582	461,88
A5-A4	514	153,96
A4-Sub. MT/AT	612	307,92
A7-A6	508	153,96
A6-Sub. MT/AT	1381	307,92

Tabla 23. Intensidad nominal de los tramos de la red de media tensión. Fuente: Elaboración propia.

La intensidad máxima admisible corregida del conductor escogido es 520,85 A. Como esta intensidad es mayor que todas las presentes en la red de media tensión, se puede afirmar que se cumple con el criterio de intensidad máxima admisible.

Máxima caída de tensión

La caída de tensión en todos los tramos de la red de media tensión se presenta seguidamente.

Tramo	Longitud (m)	Intensidad (A)	Sección (mm ²)	fP	γ (m/ Ω *mm ²)	ΔV (V)	Total (V)	ΔV (%)	Total (%)
A3-A2	517	153,96	400	0,9	45,49	6,82	43,57	0,023	0,15
A2-A1	520	307,92				13,72		0,046	
A1-Sub. MT/AT	582	461,88				23,03		0,077	
A5-A4	514	153,96	400	0,9	45,49	6,78	22,92	0,023	0,08
A4-Sub. MT/AT	612	307,92				16,14		0,054	

A7-A6	508	153,96	400	0,9	45,49	6,70	43,13	0,022	0,14
A6-Sub. MT/AT	1381	307,92				36,43		0,121	

Tabla 24. Caídas de tensión en los tramos de la red de media tensión. Fuente: Elaboración propia.

Como ningún valor supera el 1%, se puede afirmar que la red también cumple con el criterio de máxima caída tensión.

Pérdidas de potencia

Para estudiar la eficiencia de la red en cuanto al transporte de la energía eléctrica producida por los aerogeneradores, resulta de vital importancia estudiar las pérdidas por efecto Joule de los cables. En la tabla siguiente se muestran las pérdidas por efecto Joule de cada tramo, así como las pérdidas totales de la red de media tensión.

Tramo	Longitud (m)	Intensidad (A)	Sección (mm2)	γ (m/ Ω *mm2)	R (Ω)	P (W)	Total (kW)
A3-A2	517	153,96	400	45,49	0,028	2020,47	30,62
A2-A1	520	307,92			0,029	8128,77	
A1-Sub. MT/AT	582	461,88			0,032	20470,43	
A5-A4	514	153,96	400	45,49	0,028	2008,74	11,58
A4-Sub. MT/AT	612	307,92			0,034	9566,94	
A7-A6	508	153,96	400	45,49	0,028	1985,30	23,57
A6-Sub. MT/AT	1381	307,92			0,076	21588,14	
TOTAL							65,77

Tabla 25. Pérdidas de los tramos de la red de media tensión. Fuente: Elaboración propia.

Las pérdidas totales son 65,77 kW. Teniendo en cuenta que la potencia nominal del parque eólico es 50,4 MW, esta cifra supone solamente un 0,13%. Este valor es muy razonable, ya que supone una muy pequeña parte de la potencia total del parque.

Como se cumple con los criterios de intensidad máxima admisible y de máxima caída de tensión, y existen unas pérdidas por efecto Joule casi despreciables, se puede concluir que la red de media tensión ha sido diseñada exitosamente.

8.2.3 RED DE COMUNICACIONES Y FIBRA ÓPTICA

El sistema de comunicaciones tiene como objetivo la supervisión de los elementos del parque eólico, para facilitar su buen funcionamiento y evitar grandes complicaciones. La red de fibra óptica se encarga de conectar el centro de control con los aerogeneradores estableciendo una comunicación veloz y eficiente. Por lo tanto, se debe establecer una red de fibra óptica paralela a la red de media tensión, para poder transmitir las señales de comunicaciones de los diferentes aerogeneradores hacia el centro de control.

El diseño de la red de comunicaciones, por tanto, es muy similar al diseño de la red de media tensión. Se utilizarán las mismas zanjas para albergar los cables para mejorar el aprovechamiento del espacio y minimizar el trabajo de excavación. Las distancias de los tramos de la red de fibra óptica serán por tanto las mismas que las de la red de media tensión. Para recordarlas, se incluyen en la tabla siguiente.

Tramo	Longitud (m)
A3-A2	517
A2-A1	520
A1-Edif. Control	582
A5-A4	514
A4- Edif. Control	612

A7-A6	508
A6- Edif. Control	1381

Tabla 26. Tramos de la red de comunicaciones y sus distancias. Fuente: Elaboración propia.

La red de fibra óptica se puede diseñar con dos tipos de cable: multimodo o monomodo.

- Cables multimodo: contienen una red de fibra con un núcleo muy ancho, permitiendo que múltiples haces de luz viajen de manera simultánea. Por ello, son cables más recomendados para distancias cortas y donde el coste y la simplicidad de instalación son factores a tener en cuenta.
- Cables monomodo: contienen una red de fibra con un núcleo muy estrecho, permitiendo transmitir la luz en una trayectoria única. Esto reduce la dispersión y las pérdidas de señal, por lo que son cables ideales para aplicaciones donde se requiera una alta calidad y estabilidad de la transmisión en distancias largas.

Un parque eólico requiere transmisión de señales de comunicación de alta calidad para llevar a cabo un correcto control de lo que está ocurriendo a tiempo real. Sin embargo, como las distancias de la red son bastante pequeñas, siendo la distancia máxima 1381 metros, se puede recurrir a utilizar cables multimodo. La red de comunicaciones está formada por 7 tramos con una distancia total de 4,634 kilómetros.

Por lo tanto, se escogerán cables multimodo del fabricante Optral. Concretamente, se elegirá el modelo MM50 50/125 μm .

8.2.4 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 30/220 kV

Como ya se comentó en el capítulo de obra civil, se necesita la construcción de una subestación que eleve la tensión de salida de los aerogeneradores, 30 kV, hasta el valor de la tensión de la red, 220 kV. Desde esta subestación, se conectará el parque eólico a la red mediante la subestación El Zumajo, situada a apenas 8 km del emplazamiento. La subestación será de tipo AIS (Air Insulated Switchgear), por lo que está construida a la intemperie.

La subestación contará con múltiples elementos que le permitirán realizar su función. Estos son: transformador de potencia, transformadores de tensión e intensidad, autoválvulas, bobinas de bloqueo, seccionadores, interruptores, etc. En este apartado se describirán todos los elementos pertinentes y se diseñarán conforme a los resultados de la simulación.

8.2.4.1 Transformador de potencia

El transformador de potencia es el elemento encargado de elevar la tensión desde 30 kV hasta la tensión de la red, 220 kV. Por lo tanto, se necesita un transformador con una tensión nominal primaria de 30 kV, y una tensión nominal secundaria de 220 kV. Por otro lado, se necesita que el transformador tenga una potencia nominal mínima de 50,4 MW, que es la potencia total del parque.

El fabricante escogido es Hitachi Energy, ya que cuenta con una gran variedad de opciones de transformadores de alta potencia. Un transformador de estas características, con la potencia requerida tan alta que demanda el parque eólico, se hace a medida. Las características solicitadas que debe cumplir el transformador de potencia se muestran en la tabla siguiente.

Potencia	60 MVA
Tensión nominal primaria	30 kV
Tensión nominal secundaria	220 kV
Tipo de aislamiento	Aceite
Grupo de conexión	YNd11
Frecuencia	50 Hz

Tabla 27. Características del transformador de potencia del fabricante Hitachi Energy [26].

8.2.4.2 Transformadores de tensión

Los transformadores de tensión son elementos fundamentales con funciones de medición y protección. Reducen la tensión hasta niveles seguros para su medición (110 V o 120 V), puesto que es inviable medir valores de tensión tan altos como la red.

Los transformadores de tensión se conectan en paralelo en el lado de alta tensión. Proporcionan aislamiento galvánico, que es clave para la protección de equipos y personas frente a descargas eléctricas.

Se ha elegido el fabricante Arteche, empresa especializada en transformadores de medición, tanto de tensión como de intensidad. Concretamente, se escoge el modelo UTF-245, con una tensión máxima de servicio de 245 kV. Su diseño compacto hace que no ocupe demasiado espacio, por lo que facilita el transporte y montaje.

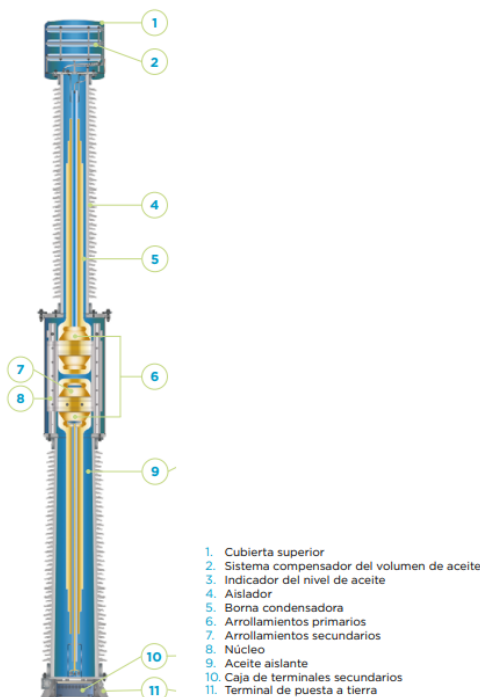


Ilustración 36. Transformador de tensión UF-245 del fabricante Arteche [27].

8.2.4.3 Transformador de intensidad

De manera análoga que los transformadores de tensión, los transformadores de intensidad tienen el papel de reducir el nivel de intensidad a valores medibles por los equipos de medición. En este caso se conectan en serie, y disminuyen la intensidad de la línea hasta valores seguros para su correcta medición.

Se escoge nuevamente un modelo del fabricante Arteche. Concretamente, se elige el modelo CA-245, que tiene una tensión máxima de servicio de 245 kV.

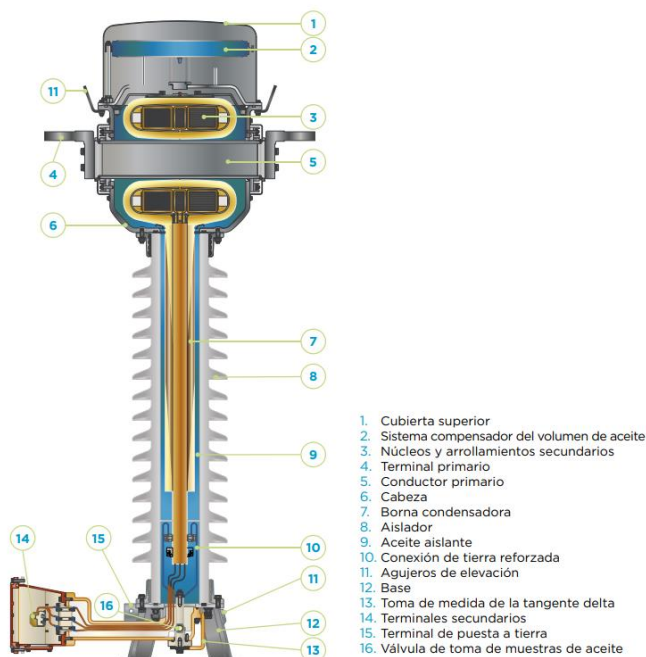


Ilustración 37. Transformador de intensidad CA-245 del fabricante Arteche [28].

8.2.4.4 Seccionador

Los seccionadores son dispositivos electromecánicos diseñados para desconectar y aislar de forma visible y segura una parte del sistema eléctrico de su fuente de alimentación. Su principal función es garantizar la seguridad durante trabajos de mantenimiento, permitiendo a los operarios trabajar sin riesgo de electrocución. A diferencia de los interruptores, en general no están diseñados para abrir o cerrar circuitos en carga. Únicamente funcionan cuando el circuito está desenergizado.

Un seccionador, por tanto, es un elemento que debe soportar tanto intensidades nominales de carga como intensidades de cortocircuito.

Se elige el fabricante Hitachi Energy. Concretamente, se elige el modelo DDV245, un seccionador de apertura vertical apto para subestaciones con un área de instalación pequeña. Tiene una tensión máxima de 245 kV, y una intensidad nominal de 3150 A.



Ilustración 38. Seccionador DDV245 del fabricante Hitachi Energy [29].

8.2.4.5 Interruptor automático

El interruptor automático es un dispositivo electromecánico diseñado para abrir o cerrar un circuito de manera automática o manual, con la capacidad de interrumpir la corriente tanto en condiciones normales de servicio como en situaciones de falta, como sobrecargas o cortocircuitos. Su función principal es proteger las instalaciones eléctricas y los equipos, desconectando el circuito si se detectan condiciones anómalas que puedan causar daños.

A diferencia de los fusibles, los interruptores automáticos pueden ser rearmados y reutilizados una vez que la falta haya sido extinguida. Esto, lo convierte en un elemento clave y necesario en una subestación como la que se desea diseñar en este proyecto.

Se elige nuevamente el fabricante Hitachi Energy. Concretamente, se escoge el modelo LTB 245E1, que tiene una tensión máxima de 245 kV, una intensidad de corte máxima de 4000 A, y está aislado mediante SF₆.

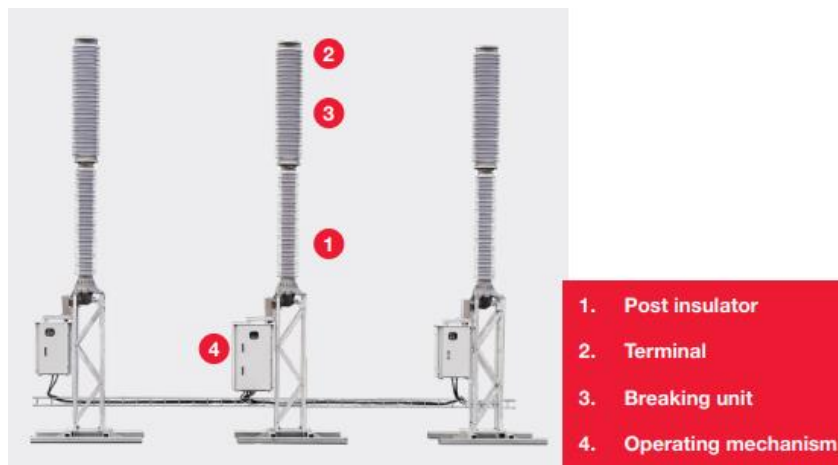


Ilustración 39. Interruptor automático LTB 245E1 del fabricante Hitachi Energy [29].

8.2.4.6 Autoválvula

Una autoválvula, también conocida como pararrayos, es un dispositivo de protección eléctrica cuya función es proteger instalaciones y equipos eléctricos frente a sobretensiones, sobre todo aquellas causadas por descargas atmosféricas o maniobras de la red eléctrica. Son un elemento clave para la protección de todos los equipos que forman parte de la subestación.

Las autoválvulas se colocan en puntos estratégicos de la red eléctrica, como en cabecera y terminales de líneas o próximos a transformadores, con el objetivo de derivar las sobretensiones a tierra lo más rápido posible.



Ilustración 40. Autoválvulas instaladas en una subestación.

Se elige el fabricante Siemens. Concretamente, se escoge el modelo 3EL2. Tiene una tensión máxima de 252 kV, y una corriente nominal de descarga de 10 kA.



Ilustración 41. Autoválvula 3EL2 del fabricante Siemens [30].

8.2.4.7 Bobina de bloqueo

Las bobinas de bloqueo, también llamadas trampas de onda, son un componente electromecánico usado principalmente en redes eléctricas de alta tensión. Su principal función es permitir el paso de la corriente eléctrica de frecuencia industrial (50 Hz) y bloquear y restringir el paso de señales de alta frecuencia (entre 30 kHz y 500 kHz) empleadas en sistemas de comunicación y control.

Se instala en serie con la línea de alta tensión, y permite que la energía eléctrica fluya con normalidad, impidiendo que las señales de alta frecuencia se desvíen en direcciones no deseadas. Además, guía estas señales por las rutas indicadas para evitar pérdidas de señal y asegurar una comunicación eficiente.



Ilustración 42. Bobinas de bloqueo en una subestación.

Se elige nuevamente el fabricante Arteche. Concretamente, se escoge una bobina de bloqueo con intensidad nominal de 3150 A.

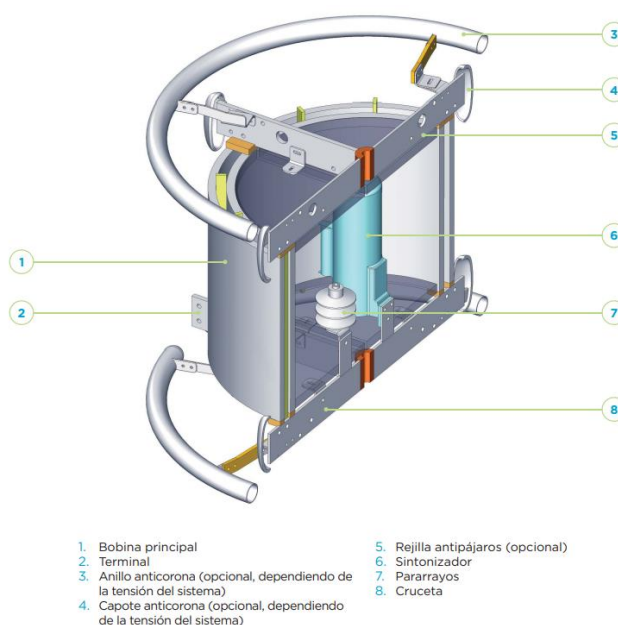


Ilustración 43. Bobina de bloqueo del fabricante Arteche [27].

8.2.4.8 Protecciones

Los componentes eléctricos integrados en una subestación tienen un alto coste y son críticos para garantizar el correcto desempeño del sistema eléctrico. Por ello, siguiendo el criterio N-

1, en muchas ocasiones necesitan implementar protecciones redundantes para asegurar una operación segura y eficiente.

Las protecciones actúan frente a diferentes tipos de falta, desde sobretensiones hasta sobrecorrientes causadas por cortocircuitos. Como existe una gran variedad de tipos de falta, será necesario incorporar un amplio abanico de protecciones para hacer frente a todas ellas. Estas protecciones se instalarán próximos a los aparatos de medida, es decir, a los transformadores de tensión e intensidad.

Código ANSI	FUNCIÓN
ANSI: 22	Protección de Distancia
ANSI: 46	Protección contra desequilibrio de fases
ANSI: 49	Protección contra sobrecarga o térmica
ANSI: 50	Protección de sobre corriente instantánea
ANSI: 51	Protección sobre corriente temporizada
ANSI: 51N/51G	Protección sobre corriente temporizada de defecto a tierra
ANSI: 52	Interruptor Disyuntor
ANSI: 59	Protección de sobretensión instantánea
ANSI: 67	Protección de Sobrecorrientes Direccional
ANSI: 67N	Protección de Sobrecorrientes Direccional de Neutro
ANSI: 87	Protección diferencial
ANSI: 87L	Protección diferencial Longitudinal
ANSI: 87B	Protección diferencial de Barras

Tabla 28. Tipos de protecciones y su código ANSI.

En la tabla anterior se especifican los diferentes tipos de protección según el tipo de fallo que mitigan y el código ANSI correspondiente. Dependiendo del equipo o zona que protejan, estas protecciones incorporan distintos sufijos: neutro (N), transformador (T), tierra (G), línea (L), entre otros.

Para proteger las líneas de generación, se emplean protecciones contra sobrecorriente con códigos 50, 50N, 51, 51N, así como la protección direccional de neutro 67N. En el caso de los transformadores de potencia, se emplean las mismas protecciones de sobrecorriente (50, 50N, 51, 51N), junto con la protección direccional de neutro 67N, la protección contra sobreintensidades 59, y la protección diferencial de transformador 87T.

8.2.4.9 Red de puesta a tierra

La red de puesta a tierra tiene como objetivo proteger a los equipos y las personas, mediante la derivación a tierra de las sobrecorrientes. Para garantizar al máximo la seguridad de las personas y equipos, y por tanto minimizar la corriente que los atraviesa, la línea de tierra deberá incluir conductores con una impedancia mínima.

Se conectarán a tierra tanto los aerogeneradores como todos los equipos de la subestación y centro de control. Para unirlos de manera firme y consistente al terreno, se utilizarán electrodos de puesta a tierra.

Se utilizará un cable desnudo con una sección de 95mm², como es habitual, del fabricante Prysmian. La longitud de la red de puesta a tierra será la misma que la red de media tensión y la red de comunicaciones, puesto que irá enterrada por las mismas zanjas. Por lo tanto, su longitud total será de 4,634 kilómetros.



Ilustración 44. Conductor de cobre desnudo de 95mm² de sección del fabricante Prysmian [31].

8.2.5 SISTEMA DE ALTA TENSIÓN

El sistema de Alta Tensión comprende desde la salida del transformador MT/AT que eleva la tensión desde 30 kV hasta 220 kV, hasta la acometida a la subestación El Zumajo.

8.2.5.1 Línea de evacuación a la subestación El Zumajo 220 kV

Para conectar el parque eólico a la red eléctrica, se debe construir una línea de evacuación que conecte la subestación de 30 kV/220 kV del parque eólico con la subestación El Zumajo, situada a 7 kilómetros de distancia del parque.

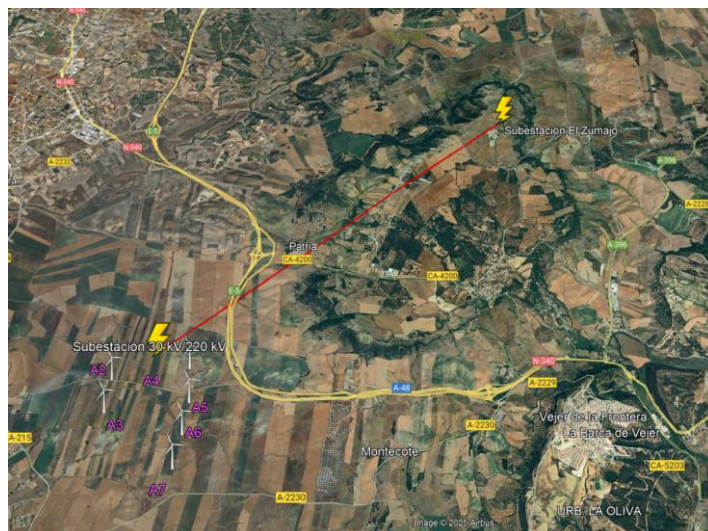


Ilustración 45. Distancia desde la subestación del parque eólico hasta El Zumajo. Fuente: Google Earth Pro.

Para minimizar costes, se construirá una línea aérea. Esta, estará formada por los siguientes elementos:

- Apoyos metálicos



Ilustración 46. Apoyo metálico típico de una línea aérea de alta tensión.

- Conductores de aluminio-acero



Ilustración 47. Conductor de aluminio-acero típico en una línea aérea de alta tensión.

- Otros elementos como aisladores, amarres, crucetas, salvapájaros, etc.

La intensidad que circulará por la línea de alta tensión se puede calcular como:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos\phi} = \frac{50,4 * 10^6}{\sqrt{3} * 220 * 10^3 * 0,9} = 146,96 \text{ A}$$

Se usarán por tanto conductores de aluminio con alma de acero reforzado (ACSR), ampliamente utilizados en aplicaciones de este tipo. Los conductores se sustentarán por torres metálicas de 25 metros de altura, dispuestas cada 350 metros. Por lo tanto, será necesario instalar 20 torres.

Capítulo 9. PLANIFICACIÓN Y PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO

9.1 PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto se divide en las siguientes fases sucesivas:

- 1- Ingeniería
- 2- Construcción y montaje
- 3- Obra civil
- 4- Instalación de los aerogeneradores
- 5- Infraestructura eléctrica
- 6- Puesta en marcha

Cada fase se desglosa en distintas actividades, que a su vez también se dividen en otras más específicas. En la tabla siguiente se muestra la planificación completa del proyecto, que tiene una duración estimada de un año (52 semanas).

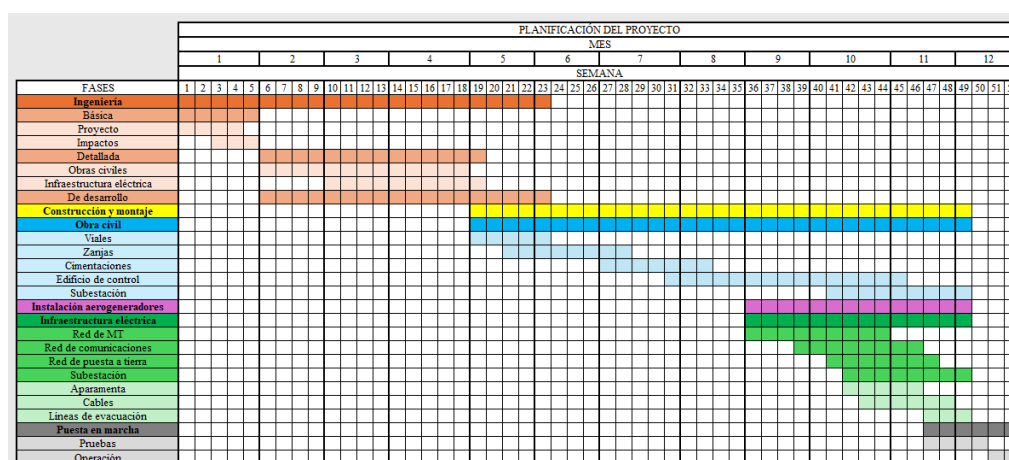


Tabla 29. Planificación del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

9.2 PRESUPUESTO DEL PROYECTO

En este apartado, se estimará la suma total de la inversión necesaria para el desarrollo del proyecto, mediante la elaboración de un resumen del presupuesto general de la infraestructura del parque eólico detallado en el quinto anexo. Esta información será esencial para la elaboración del análisis de viabilidad económica, llevado a cabo en el siguiente capítulo.

El presupuesto de este proyecto se desglosa en cinco grupos:

- Obra civil
- Infraestructura eléctrica
- Aerogeneradores
- Costes de ingeniería
- Costes de interconexión a la red
- Gastos generales y beneficio industrial

9.2.1 OBRA CIVIL

En la siguiente tabla se muestran las divisiones en las que se ha compartimentado este grupo, y sus correspondientes costes. En total, el importe de obra civil es 1.033.436,93 €.

Obra civil	
Asunto	Importe
Limpieza y despeje del terreno	73.487,86 €
Excavaciones	96.239,58 €
Relleno de excavaciones y anclajes	202.587,05 €
Construcción cimentaciones	1.114.839,44 €
Anclajes	3.360,00 €
Complementos zanjas	10.923,00 €
Total obra civil	1.501.436,93 €

Tabla 30. Presupuesto de obra civil. Fuente: Elaboración propia.

9.2.2 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

En la siguiente tabla se muestran las divisiones en las que se ha compartimentado este grupo, y sus correspondientes costes. En total, el importe de infraestructura eléctrica es 2.059.041,36 €.

Infraestructura eléctrica	
Asunto	Importe
Red de media tensión	207.923,26 €
Red de comunicaciones	8.572,90 €
Puesta a tierra	51.145,20 €
Subestación 30 kV/220 kV	1.791.400,00 €
Total infraestructura eléctrica	2.059.041,36 €

Tabla 31. Presupuesto de infraestructura eléctrica. Fuente: Elaboración propia.

9.2.3 AEROGENERADORES

En la siguiente tabla se muestran las divisiones en las que se ha compartimentado este grupo, y sus correspondientes costes. En total, el importe de aerogeneradores es 42.840.000,00 €.

Aerogenerador	
Asunto	Importe
Aerogeneradores	42.840.000,00 €
Total aerogeneradores	42.840.000,00 €

Tabla 32. Presupuesto de los aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia.

9.2.4 COSTES DE INGENIERÍA

En la siguiente tabla se muestran las divisiones en las que se ha compartimentado este grupo, y sus correspondientes costes. En total, el importe de ingeniería es 1.000.000 €.

Costes de ingeniería	
Asunto	Importe
Ingeniería del parque eólico	600.000,00 €
Gestión de la obra	200.000,00 €
Permisos	120.000,00 €
Control de calidad	80.000,00 €

Total ingeniería	1.000.000,00 €
-------------------------	-----------------------

Tabla 33. Presupuesto de los costes de ingeniería. Fuente: Elaboración propia.

9.2.5 COSTES DE INTERCONEXIÓN A LA RED

En la siguiente tabla se muestran las divisiones en las que se ha compartimentado este grupo, y sus correspondientes costes. En total, el importe de interconexión a la red es 1.240.000,00 €.

Interconexión a la red	
Asunto	Importe
Línea de evacuación del parque	840.000,00 €
Conexión a la subestación	400.000,00 €
Total interconexión a la red	1.240.000,00 €

Tabla 34. Presupuesto de interconexión a la red. Fuente: Elaboración propia.

9.2.6 GASTOS GENERALES Y BENEFICIO INDUSTRIAL

Por último, se consideran gastos generales con un importe del 15%, y beneficio industrial con un importe del 4%.

9.2.7 PRESUPUESTO TOTAL

Teniendo en cuenta los grupos detallados en los anteriores apartados, la inversión total del proyecto se resume en la tabla siguiente.

Presupuesto total	
Asunto	Importe
Obra civil	1.501.436,93 €
Infraestructura eléctrica	2.059.041,36 €
Aerogeneradores	42.840.000,00 €
CAPEX	46.400.478,29 €
Ingeniería	1.000.000,00 €
Interconexión	1.240.000,00 €
Total ejecución material	48.640.478,29 €
Gastos generales (15%)	7.296.071,74 €
Beneficio industrial (4%)	1.945.619,13 €
Total ejecución por contrata	57.882.169,16 €

Tabla 35. Presupuesto total del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

Capítulo 10. ANÁLISIS DE VIABILIDAD

ECONÓMICA

En este capítulo se analizará la rentabilidad del proyecto. Se tendrá en cuenta que la vida útil del parque eólico son 20 años, y se calcularán los indicadores financieros VAN, TIR y período de retorno. En vista de estos resultados, se comentará cómo de rentable es la inversión en el proyecto de construcción de este parque eólico. A continuación, se presentarán las tablas correspondientes a cada apartado, a modo de resumen. Las tablas completas se detallan en el anexo correspondiente.

10.1 GASTOS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO

Los gastos de inversión del proyecto se encuentran detallados en los presupuestos incluidos en el documento de anexos. Estos gastos se dividen en CAPEX, gastos de interconexión a la red y costes de ingeniería. Por otro lado, se ha tenido en cuenta un importe adicional del 15% correspondiente a gastos generales extra no considerados, y un importe del 4% correspondiente al beneficio industrial. El resumen de los gastos de inversión se presenta en la tabla siguiente:

Presupuesto total	
Asunto	Importe
Obra civil	1.501.436,93 €
Infraestructura eléctrica	2.059.041,36 €
Aerogeneradores	42.840.000,00 €
CAPEX	46.400.478,30 €
Ingeniería	1.000.000,00 €
Interconexión	1.240.000,00 €
Total ejecución material	48.640.478,30 €
Gastos generales (15%)	7.296.071,74 €
Beneficio industrial (4%)	1.945.619,13 €
Total ejecución por contrata	57.882.169,16 €

Tabla 36. Gastos de inversión del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

10.2 GASTOS DE EXPLOTACIÓN DEL PROYECTO (OPEX)

Los costes de explotación del proyecto incluyen la operación y mantenimiento de los aerogeneradores y demás elementos del parque eólico, así como la administración de este, y la gestión de la mano de obra.

La operación y mantenimiento de los aerogeneradores se ha estimado en 400.000,00 € el primer año. Esta suma incluye gastos de personal y material, además de la energía no generada durante el tiempo de parada de los aerogeneradores. Se estima que este coste aumenta un 1,5% cada año debido a la inflación, y además se añade un 1% en concepto de deterioro de los equipos. Por otro lado, la operación y mantenimiento de los equipos se estima en 200.000,00 € el primer año, y este coste aumentará anualmente de la misma manera que en el caso de los aerogeneradores.

Los costes de gestión y mano de obra, y otros costes, se estiman en 10.000,00 € y 5.000,00 € respectivamente. Ambos costes aumentan anualmente un 1,5% debido a la inflación, y no se considera ningún porcentaje adicional.

El total de costes de explotación de cada año de vida útil del parque eólico se incluye en la tabla siguiente.

AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Gastos de explotación	615.000,00 €	630.225,00 €	645.828,38 €	661.819,55 €	678.208,19 €	695.004,19 €	712.217,70 €	729.859,13 €	747.939,13 €	766.468,63 €
AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Gastos de explotación	785.458,84 €	804.921,23 €	824.867,57 €	845.309,91 €	866.260,63 €	887.732,38 €	909.738,16 €	932.291,26 €	955.405,34 €	979.094,37 €

Tabla 37. Gastos de explotación del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

10.3 INGRESOS DE EXPLOTACIÓN DEL PROYECTO

Los ingresos de explotación del proyecto son los obtenidos tras la venta de la energía eléctrica producida en el parque eólico. Se asume un precio de venta de 45,7 €/MWh, y un aumento del precio en un 1,5% anual debido a la inflación. La generación eléctrica del total de los aerogeneradores se asume constante a lo largo de su vida útil, con un valor de 169,86 GWh/año, como se obtuvo tras el análisis energético del parque eólico.

En la tabla siguiente se presentan los ingresos anuales del parque eólico.

AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos de explotación	7.762.602,00 €	7.879.041,03 €	7.997.226,65 €	8.117.185,05 €	8.238.942,82 €	8.362.526,96 €	8.487.964,87 €	8.615.284,34 €	8.744.513,61 €	8.875.681,31 €
AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ingresos de explotación	9.008.816,53 €	9.143.948,78 €	9.281.108,01 €	9.420.324,63 €	9.561.629,50 €	9.705.053,94 €	9.850.629,75 €	9.998.389,20 €	10.148.365,03 €	10.300.590,51 €

Tabla 38. Ingresos de explotación del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

10.4 FLUJOS DE CAJA

Tras haber estimado los costes y los ingresos del parque eólico a lo largo de la vida útil, resulta de vital importancia obtener los flujos de caja del proyecto. Esto, es necesario para obtener los indicadores financieros deseados.

10.4.1 INVERSIÓN DEL PROYECTO

Como se vio tras la realización del presupuesto del proyecto, la inversión inicial demandada para la ejecución del parque eólico asciende a 57.882.169,16 €. Para cubrir dicha cantidad, se recurrirá a un préstamo de 45 millones de euros, y el resto se cubrirá con fondos propios. La cifra requerida de fondos propios es, por tanto, de 12.882.169,18 €.

La cantidad obtenida en el préstamo será tratada como una deuda hacia una entidad bancaria, con un tipo de interés estimado en 5,7% en un periodo de 18 años. Por lo tanto, la cuota anual del préstamo se calcula según el factor de anualidad.

$$FA = \frac{1 - \frac{1}{(1+r)^t}}{r} = \frac{1 - \frac{1}{(1+0,057)^{18}}}{0,057} = 11,08$$

Siendo:

FA: factor de anualidad

r: tipo de interés

t: duración del préstamo

Conociendo el factor de anualidad, se calcula la cuota anual del préstamo como:

$$PMT = \frac{PV}{FA} = \frac{45.000.000}{11,08} = 4.062.919,34 \text{ €}$$

Siendo:

PMT: cuota anual del préstamo

PV: valor del préstamo actual

10.4.2 AMORTIZACIÓN

La amortización del proyecto se realizará de manera constante durante los 20 años de vida útil. Por lo tanto, la suma de amortización anual se calcula como:

$$\text{Amortización} = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Vida útil}} = \frac{57.882.169,16 \text{ €}}{20 \text{ años}} = 2.894.108,46 \text{ €/año}$$

10.4.3 IMPUESTOS

Para este proyecto se deben considerar dos impuestos: el impuesto de sociedades y el impuesto aplicado a la generación de energía eléctrica.

El impuesto de sociedades se aplica al beneficio bruto, y es del 25%. Por otro lado, el impuesto sobre la generación de energía eléctrica se aplica sobre los ingresos de venta de la energía eléctrica generada, y asciende al 7%.

10.4.4 FONDO DE MANIOBRA

Para poder abordar posibles imprevistos a corto plazo, se establece un fondo de maniobra anual cuantificado en el 10% de los ingresos previstos para el año siguiente.

10.4.5 TASA DE DESCUENTO

La tasa de descuento, o coste de oportunidad, se emplea para proyectar los flujos de caja a lo largo de la vida útil de proyecto y con ello poder obtener los indicadores financieros deseados. Habitualmente se denomina WACC (Weighted Average Cost of Capital), y se calcula según la ecuación siguiente:

$$WACC = \frac{k_D * D * (T + 1) + k_E * E}{D + E}$$
$$= \frac{0,057 * 45.000.000 * (0,25 + 1) + 0,09 * 12.325.249,18}{45.000.000 + 12.325.249,18} = 6,55\%$$

Siendo:

kD: coste de la deuda

D: valor de la deuda

T: impuesto de sociedades

kE: coste del capital propio

E: valor del capital propio

10.5 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN) es una medida de la rentabilidad de un proyecto en términos absolutos netos, expresada en unidades monetarias (euros en este caso). Es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto para cuantificar la cantidad de dinero que se va a obtener. Para ello, se traen todos los flujos de caja en la vida útil del proyecto al tiempo presente, teniendo en cuenta un determinado tipo de interés. Se calcula según la expresión siguiente:

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

Donde:

- I_0 es la inversión inicial.
- FC_i es el flujo de carga del año i .
- K es la tasa de descuento, que se fijará en 4%.
- N es el número de años de vida útil de la instalación, es decir, 20 años.

Si el VAN es mayor que cero significa que el proyecto es rentable, ya que se supera la inversión realizada.

El VAN se va a calcular según dos enfoques diferentes: desde el punto de vista del proyecto y desde el punto de vista del accionista. En el primer caso, no se contemplan los flujos de caja del préstamo, por lo que únicamente se tienen en cuenta los propios del proyecto. Sin embargo, en el segundo caso, se incluyen tanto los flujos de caja propios del proyecto como los generados por el préstamo de la entidad bancaria.

En la tabla siguiente se presenta el resultado del VAN según los dos enfoques planteados:

VAN del proyecto	9.335.790,26 €
VAN del accionista	16.279.700,88 €

Tabla 39. Valores del VAN. Fuente: Elaboración propia.

10.6 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de interés que ofrece una inversión. Indica el porcentaje de beneficio o pérdida que tiene asociado un proyecto. Está ampliamente relacionada con el VAN, ya que se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN valga cero. La TIR se calcula según la expresión siguiente:

$$0 = \sum_{i=0}^n \frac{FC_i}{(1 + TIR)^i}$$

Donde:

- FC_i es el flujo de carga del año i .
- N es el número de años de vida útil de la instalación, es decir, 20 años.

Si el valor de la TIR supera el valor de la tasa de descuento k , indica que el proyecto es rentable.

De la misma manera que se planteó en el cálculo del VAN, se va a calcular la TIR desde el enfoque del proyecto y desde el del accionista. En la tabla siguiente se presentan ambos resultados:

TIR del proyecto	8,51%
TIR del accionista	17,87%

Tabla 40. Valores de la TIR. Fuente: Elaboración propia.

10.7 PERIODO DE RETORNO (PR)

El periodo de retorno o Pay-back indica el plazo de recuperación del proyecto, es decir, el número de años transcurridos hasta que los flujos de caja comienzan a tomar valores positivos (cuándo se supera la inversión inicial).

Nuevamente, se calcula el periodo de retorno desde el punto de vista del proyecto y el accionista. En la tabla siguiente se incluyen ambos resultados:

PR del proyecto	10 años
PR del accionista	6 años

Tabla 41. Valores del PR. Fuente: Elaboración propia.

10.8 RESUMEN DE LOS RESULTADOS

En la siguiente tabla se incluyen los tres indicadores financieros calculados, tanto desde el enfoque del proyecto como desde el enfoque del accionista.

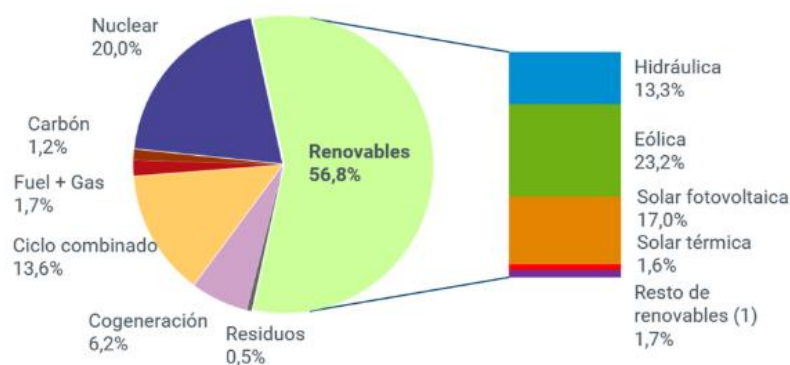
Proyecto	VAN	9.335.790,26 €
	TIR	8,51%
	PR	10 años
Accionista	VAN	16.279.700,88 €
	TIR	17,87%
	PR	6 años

Tabla 42. Resumen de los resultados de los indicadores financieros. Fuente: Elaboración propia.

Capítulo 11. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL DEL PROYECTO

La producción de energía eléctrica conlleva, por lo general, una serie de emisiones nocivas al medio ambiente. Sin embargo, esta emisión de agentes contaminantes depende de la fuente que se utilice para producir energía eléctrica, por lo que no toda la generación es responsable de este suceso. Las energías renovables, por ejemplo, al aprovechar recursos naturales como la energía cinética del viento o la radiación solar, no conllevan emisiones perjudiciales al medio ambiente.

En 2024 en España se produjeron 262.322 GWh de energía eléctrica. Del total, 148.999 GWh se corresponden a tecnologías renovables (el 56,8% del total). El reparto de producción de energía eléctrica se llevó a cabo de la manera que indica el gráfico siguiente, obtenido de la página oficial de REE [32].



Gráfica 43. Estructura de la generación eléctrica (%) en 2024 en España [32].

En 2024 se ha registrado el récord en cuanto a la mayor generación renovable jamás presenciada. Este impulso de las renovables ha supuesto que las emisiones de CO₂ equivalente derivadas de la producción eléctrica hayan registrado en 2024 su mínimo histórico: 27 millones de toneladas de CO₂ equivalente. Esta emisión de CO₂ viene dada por las tecnologías que emiten esta sustancia a la atmósfera en el proceso de producción de

energía eléctrica, que representan tan solo el 23,2% del total del mix. Por lo tanto, se puede determinar que en 2024 se produjeron 60.858,704 GWh de energía eléctrica responsables de la emisión de 27 millones de toneladas de CO₂.

Teniendo en cuenta la información anterior, extraída directamente de REE, se puede determinar el factor de emisiones de CO₂ del año 2024 en España como el resultado del cociente de las toneladas de CO₂ emitidas entre los MWh contaminantes. El resultado es:

$$f_{ecO_2} = \frac{\text{toneladas } CO_2}{\text{MWh contaminantes}} = \frac{27.000.000 \text{ tCO}_2}{60.858.704 \text{ MWh}} = 0,444 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

La producción de energía eléctrica del parque eólico diseñado en este proyecto es 169,86 GWh/año, por lo que supone un ahorro de emisiones totales de 75.417,84 toneladas de CO₂ al año. Teniendo en cuenta la duración de la vida útil del parque eólico, se puede concluir que el parque eólico ahorra la emisión de 1.508.356,8 toneladas de CO₂ a lo largo de los 20 años de vida útil proyectados.

Capítulo 12. CONCLUSIONES

El proyecto consiste en el diseño de un parque eólico terrestres entre las localidades de Vejer de la Frontera y Zahora, y su posterior análisis de viabilidad técnica y económica.

Se analizó en profundidad el recurso eólico existente en el emplazamiento mediante el programa Windographer, gracias a los datos de viento proporcionados de manera desinteresada por la empresa Vortex. Se observó que, a 120 metros, altura de buje de los aerogeneradores utilizados en este proyecto, la velocidad media es de 7,99 m/s, siendo la dirección predominante el Este (90°). Además, hay una densidad de potencia de 649 W/m² y una cantidad media de energía de 5681 kWh/m². Gracias a estos indicadores, se puede asegurar que el emplazamiento escogido cuenta con un gran potencial eólico.

Una vez analizado el recurso eólico, se simuló el parque eólico con WAsP. Se concluyó que la tecnología óptima para este proyecto es el aerogenerador V172-7.2 MW del fabricante Vestas. El parque eólico en conjunto, formado por 7 aerogeneradores del modelo mencionado, es capaz de verter a la red 169,86 GWh/año de energía eléctrica. Esta cifra significa 3.371 horas/año de funcionamiento en plena carga, y supone un factor de capacidad de 38,48%.

La inversión total del proyecto se ha estimado en 57.882.169,16 €, y la tasa de descuento calculada es 6,55%. Se ha calculado el VAN, TIR y PR del proyecto teniendo en cuenta los 20 años de vida útil de este, y se ha llegado a los siguientes resultados:

- El Valor Actual Neto (VAN) del proyecto es 9.335.790,26 €, mientras que para el accionista es de 16.279.700,88 €. Como ambos valores son positivos, se puede afirmar que el proyecto es rentable.
- La Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto es 8,51%, mientras que para el accionista es de 17,87%. Ambos valores son superiores al de la tasa de descuento, por lo que se confirma la rentabilidad del proyecto.

- El Periodo de Retorno (PR) del proyecto es 10 años, mientras que para el accionista es de 6 años. Ambos plazos se consideran razonables para proyectos de esta categoría.

Se analizó el impacto medioambiental del proyecto, y se estima una contaminación evitada de 1.508.356,8 toneladas de CO₂ a lo largo de la vida útil del proyecto, lo que significa un ahorro anual de 75.417,84 toneladas de CO₂ al año. En cuanto a su relación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, se puede afirmar que el proyecto está alineado con los objetivos: ODS 7 (Energía asequible y no contaminante), 9 (Industria, innovación e infraestructuras), 11 (Ciudades y comunidades sostenibles), 12 (Producción y consumo responsables), 13 (Acción por el clima) y 15 (Vida de ecosistemas terrestres).

Teniendo en cuenta el exhaustivo análisis técnico y económico realizado en este proyecto sobre el parque eólico diseñado, se puede considerar que se trata de un proyecto viable. El proyecto supondrá una fuente de energía eléctrica limpia, generará empleo y su inversión se puede recuperar en un plazo razonable desde el punto de vista de los inversores. Además, contribuirá de forma muy positiva en la transición energética del país.

Capítulo 13. BIBLIOGRAFÍA

- [1] **Asociación Empresarial Eólica.** (3 de octubre de 2024). *Agilidad en la tramitación de proyectos eólicos, proteger a la industria eólica e incrementar la electrificación, entre las prioridades del sector eólico.* Asociación Empresarial Eólica. [https://aeeolica.org/para-alcanzar-en-espana-los-nuevos-objetivos-de-renovables-de-la-ue-para-2030-el-sector-eolico-sugiere-aumentar-el-objetivo-nacional-del-pniec-en-13-gw-adicionales/#:~:text=El%20objetivo%20para%20la%20e%C3%B3lica%20a%202030%](https://aeeolica.org/para-alcanzar-en-espana-los-nuevos-objetivos-de-renovables-de-la-ue-para-2030-el-sector-eolico-sugiere-aumentar-el-objetivo-nacional-del-pniec-en-13-gw-adicionales/#:~:text=El%20objetivo%20para%20la%20e%C3%B3lica%20a%202030%20)
- [2] **Asociación Empresarial Eólica.** (n.d.). *La eólica en el mundo.* Asociación Empresarial Eólica. <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-el-mundo/>
- [3] **Global Wind Energy Council.** (n.d.). *Reports and resources.* Global Wind Energy Council. <https://www.gwec.net/reports>
- [4] **WindEurope.** (n.d.). *WindEurope: the voice of the wind energy industry.* <https://windeurope.org/>
- [5] **Red Eléctrica de España.** (2025, 18 de marzo). *La producción renovable crece en España un 10,3 % en 2024 y alcanza sus mayores registros.* Red Eléctrica de España. <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2025/03/la-produccion-renovable-crece-en-Espana-un-10-3-por-ciento-2024-alcanza-mayores-registros>
- [6] **Red Eléctrica de España – Sistema Eléctrico.** (n.d.). *Potencia instalada.* Red Eléctrica de España. <https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/potencia-instalada>
- [7] **Asociación Empresarial Eólica.** (n.d.). *La eólica en España.* Asociación Empresarial Eólica. <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/>
- [8] **Roca, J. A.** (2018, 9 de septiembre). *Los 10 mayores parques eólicos marinos del mundo: Walney Extension da un vuelco a la clasificación.* El Periódico de la Energía.

- <https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-mayores-parques-eolicos-marinos-del-mundo/>
- [9] **Statkraft.** (n.d.). *Parque eólico Malpica | Galicia.* Statkraft. <https://www.statkraft.es/acerca-de-statkraft/donde-operamos/espana/parque-elico-malpica/>
- [10] **Roca, J. A.** (2022, 5 de abril). *Vestas lanza la mayor turbina de eólica terrestre del mundo con 7,2 MW de potencia unitaria.* El Periódico de la Energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/vestas-lanza-la-mayor-turbina-de-eolica-terrestre-del-mundo-con-72-mw-de-potencia-unitaria/>
- [11] **Enel Green Power.** (n.d.). *Aerogenerador: qué es, partes y su función.* Enel Green Power. <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-eolica/aerogenerador>
- [12] **OBO Bettermann.** (n.d.). *Soluciones para las góndolas de los aerogeneradores.* OBO Bettermann. <https://www.obo.global/es/aplicaciones/energia-eolica/soluciones-para-las-gondolas-de-los-aerogeneradores/>
- [13] **Martínez, A.** (2009, 29 de junio). *En pruebas, el aerogenerador más grande de España, 4,5 MW.* Desenchufados. <https://desenchufados.net/en-pruebas-el-aerogenerador-mas-grande-de-espana-45mw/>
- [14] **CENER (Centro Nacional de Energías Renovables).** (2021, 11 de enero). *Mapa Eólico Ibérico.* Asociación Empresarial Eólica / CENER. <https://www.mapaeolicoiberico.com/>
- [15] **Meteosierra.** (n.d.). *Visor de los Espacios Naturales Protegidos de España y Portugal.* Meteosierra. <https://meteosierra.com/visores-cartograficos/visor-de-los-espacios-naturales-protegidos-de-espana-y-portugal/>
- [16] **Red Eléctrica de España.** (n.d.). *Red Eléctrica de España.* <https://www.ree.es/>
- [17] **UL Solutions.** (n.d.). *Windographer: solución de análisis y visualización de datos eólicos.* UL Solutions. <https://www.ul.com/software/windographer-wind-data-analytics-and-visualization-solution>

- [18] **Vortex Bladeless S.L.** (n.d.). *Vortex SL: simulaciones de mesoescala de estimaciones del recurso eólico a nivel global para proyectos offshore y onshore*. Asociación Empresarial Eólica. <https://aeeolica.org/project/vortex-sl/>
- [19] **DTU Wind and Energy Systems.** (n.d.). *WAsP: Wind Atlas Analysis and Application Program*. <https://www.wasp.dk/>
- [20] **Guevara Díaz, J. M.** (2013). *Cuantificación del perfil del viento hasta 100 m de altura desde la superficie y su incidencia en la climatología eólica*. Terra, 29(46), 81–101. https://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1012-70892013000200006
- [21] **España. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.** (2010). *Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica*. Boletín Oficial del Estado, núm. 298, de 8 de diciembre de 2010. <https://www.boe.es/buscar/pdf/2010/BOE-A-2010-18915-consolidado.pdf>
- [22] **Renovables.blog.** (2024, 11 de junio). *¿Qué significa 'factor de capacidad' en energía eólica?* <https://renovables.blog/energia-eolica/que-significa-factor-de-capacidad-en-energia-eolica/>
- [23] **MESA.** (2024, noviembre). *Catálogo DVCAS 2021: Celdas modulares o compactas hasta 38,5 kV para aplicaciones en energías renovables, redes de distribución, centros de datos y ferrocarriles*. https://www.mesa.es/wp-content/uploads/2024/11/DVCAS-MESA-2021-comprimido_compressed.pdf
- [24] **Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.** (2008). *Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06: Condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión*. https://www.webaero.net/ingenieria/especificaciones_y_normas/NB/reglamentos_tecnicos_oficiales/2008/itclat06.htm
- [25] **España. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.** (2008). *Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09*. Boletín Oficial del

Estado, núm. 68, de 19 de marzo de 2008.

https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2008-5269

- [26] **Hitachi Energy.** (n.d.). *Substation and system intertie transformers.*
<https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/transformers/power-transformers/system-intertie-transformers>
- [27] **Arteche.** (n.d.). *Serie UT - Transformadores de alta tensión inductivos.*
<https://www.artech.com/es/serie-ut-transformadores-de-alta-tension-inductivos>
- [28] **Arteche.** (n.d.). *Serie CA - Transformadores de intensidad de alta tensión.*
<https://www.artech.com/es/serie-ca-transformadores-de-intensidad>
- [29] **Hitachi Energy.** (n.d.). *Seccionador de apertura vertical DDV245.*
<https://www.hitachienergy.com/es/es/products-and-solutions/disconnectors/vertical-break-disconnectors-up-to-245-kv>
- [30] **Siemens Energy.** (n.d.). *Arrestador de sobretensiones 3EL2 096-2PJ31-4NH5: 96 kV, 65 kA, diseño de jaula, aislamiento de goma de silicona.*
<https://buy.eescodist.com/static/catalog/products/images/PDF/3EL2-096-2PJ31-4NH5.pdf>
- [31] **Prysmian Group.** (n.d.). *Prysmian en España: soluciones en cables de energía y telecomunicaciones.* <https://es.prysmian.com/>
- [32] **Red Eléctrica de España (REE).** (2025, marzo). *La producción renovable crece en España un 10,3%: 2024 alcanza mayores registros.*
<https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2025/03/la-produccion-renovable-crece-en-Espana-un-10-3-por-ciento-2024-alcanza-mayores-registros>

DOCUMENTO 2. ANEXOS

Índice de los anexos

<i>Anexo I. Estudio de Selección de Emplazamiento</i>	<i>3</i>
<i>Anexo II. Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible</i>	<i>16</i>
<i>Anexo III. Cálculos eléctricos.....</i>	<i>21</i>
<i>Anexo IV. Presupuesto.....</i>	<i>31</i>
<i>Anexo V. Flujos de caja</i>	<i>35</i>
<i>Anexo VI. Planos.....</i>	<i>38</i>

ANEXO I. ESTUDIO DE SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO

1. OBJETO

Como se explica en la introducción del Proyecto, España es un país con un gran potencial eólico, por lo que abundan zonas en las que el viento sopla con una gran intensidad. Esto, unido a una serie de criterios que se verán a continuación, posibilita la viabilidad de proyectos de construcción de parques eólicos.

Sin embargo, la existencia de recurso eólico abundante no es el único punto a tener en cuenta en un proyecto de este tipo. Es necesario tener en cuenta una gran variedad de factores que determinarán finalmente la viabilidad técnica y económica del proyecto. Estos factores son:

- Recurso eólico

Constituye el factor más determinante a la hora de seleccionar el emplazamiento de un parque eólico. Se buscarán velocidades medias de viento elevadas en la altura de buje de los aerogeneradores (100 metros, aproximadamente). Se considerará como muy favorable una velocidad media superior a 8 m/s.

Por otro lado, se valorarán positivamente zonas con una variabilidad eólica diurna y estacional moderadas.

- Orografía

Un factor clave a la hora de diseñar un parque eólico es la pendiente del terreno. Por lo tanto, se van a buscar terrenos con una mínima inclinación, descartando aquellos que presenten una pendiente mayor del 15%.

Las pendientes elevadas, así como los terrenos escarpados, entorpecen en gran medida la ejecución de la obra civil y el mantenimiento y ponen en riesgo los componentes del parque eólico, así como el personal involucrado.

- Tipo de terreno

Los aerogeneradores son elementos que requieren una fuerte cimentación, y necesitan un suelo apto para sustentarlos. Por lo tanto, un factor crucial es el tipo de terreno, valorándose aquellos que presenten ausencia de rocas o zonas excesivamente blandas.

- Vegetación (rugosidad)

La presencia de vegetación (árboles altos, bosques, ...) perjudica gravemente el funcionamiento de los generadores, ya que actúa como pantalla reduciendo la velocidad del viento. Debido a ello, es imprescindible analizar el efecto de la fricción del viento en la zona, para evitar la presencia de turbulencias y maximizar la velocidad a la que el viento incide contra los aerogeneradores.

- Interconexión eléctrica

Otro factor clave a tener en cuenta es la cercanía del emplazamiento a una subestación o línea eléctrica. Es importante que la distancia no sea mayor a 50 km para evitar sobrecostes y complicaciones en la construcción de la infraestructura eléctrica.

- Accesibilidad

Para ejecutar la obra civil del parque eólico, y para llevar a cabo el mantenimiento requerido, es necesario que existan caminos o carreteras de acceso que faciliten el paso de las personas y la maquinaria oportunas. Se debe tener en consideración el gran tamaño de los aerogeneradores, por lo que estas vías de acceso han de ser lo suficientemente anchas.

- Medio ambiente

Serán directamente descartados aquellas zonas que pertenezcan a espacios naturales protegidos, así como aquellas que no mantengan una distancia considerable a núcleos urbanos (mínimo 1000 metros). Las alternativas a estudiar, por tanto, respetarán estos requisitos.

- Potencia estimada

Las zonas contempladas han de tener la suficiente superficie como para instalar una cantidad óptima de aerogeneradores. Se busca un parque eólico de alrededor de 50 MW, si fuera posible. Por lo tanto, se descartarán aquellas zonas en las que no sea posible la instalación de suficientes aerogeneradores.

2. ALTERNATIVAS SELECCIONADAS

Conforme a los criterios definidos en el anterior apartado, se han seleccionado tres alternativas de emplazamiento, denominadas A, B y C. Las coordenadas geográficas de los emplazamientos son:

Emplazamiento A: 36.242037°, -5.974174°

Emplazamiento B: 36.220130°, -6.019720°

Emplazamiento C: 36.248038°, -6.031107°

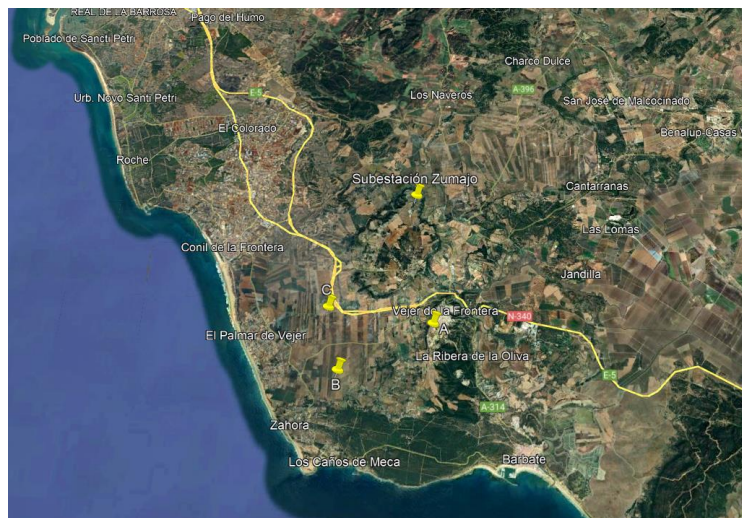


Ilustración 1. Emplazamientos seleccionados.

3. COMPARACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS

Las características principales de los tres potenciales emplazamientos se resumen en las tablas continuación:

Recurso eólico (m/s a 100 m)	7,76 m/s a 100 m
Orografía	Suavemente ondulada (pendiente 10%)
Tipo de terreno	Consistencia normal con zonas blandas
Vegetación	Sin vegetación
Interconexión eléctrica	A 9 km en 220 kV
Accesibilidad	Carreteras de acceso en perfecto estado
Telecomunicaciones	No existen antenas de telecomunicaciones cercanas
Medio ambiente	No existen problemas ambientales

Potencia estimada (MW)	50 MW
------------------------	-------

Tabla 1. Características del emplazamiento A

Recurso eólico (m/s a 100 m)	8,21 m/s a 100 m
Orografía	Suavemente ondulada (pendiente 15%)
Tipo de terreno	Consistencia normal con zonas blandas
Vegetación	Sin vegetación
Interconexión eléctrica	A 10 km en 220 kV
Accesibilidad	Carreteras de acceso en buen estado
Telecomunicaciones	No existen antenas de telecomunicaciones cercanas
Medio ambiente	No existen problemas ambientales
Potencia estimada (MW)	50-100 MW

Tabla 2. Características del emplazamiento B

Recurso eólico (m/s a 100 m)	7,55 m/s a 100 m
Orografía	Suavemente ondulada (pendiente 10%)
Tipo de terreno	Consistencia normal
Vegetación	Sin vegetación
Interconexión eléctrica	A 7 km en 220 kV

Accesibilidad	Carreteras de acceso en buen estado. Posible reforma puntual
Telecomunicaciones	No existen antenas de telecomunicaciones cercanas
Medio ambiente	No existen problemas ambientales
Potencia estimada (MW)	50-100 MW

Tabla 3. Características del emplazamiento C

Con el fin de seleccionar cuál de las tres alternativas será el emplazamiento definitivo, se ha establecido un sistema de puntos que valorará entre 0 y 3 puntos cada característica de los tres emplazamientos. De esta manera, se obtendrán los puntos totales de cada una de las tres alternativas y se seleccionará aquella cuyo recuento sea mayor. El sistema de puntos que se ha impuesto es el siguiente:

Velocidad viento (m/s)	Puntuación
< 6	0
$6 < v < 7$	1
$7 < v < 8$	2
$v > 8$	3

Tabla 4. Puntuación recurso eólico

Pendiente media del terreno (%)	Puntuación
< 5	3
5<P<10	2
10<P<15	1
P>15	0

Tabla 5. Puntuación orografía

Tipo terreno	Puntuación
Consistencia normal	3
Consistencia normal con roca puntual	2
Consistencia normal con zonas blandas	1
Roca en su mayoría	0
Consistencia blanda en su mayoría	0

Tabla 6. Puntuación tipo de terreno

Tipo cubierta vegetal	Puntuación
Monte bajo	3
Monte bajo con árboles puntuales	2
Bosque	1

Tabla 7. Puntuación de vegetación

Distancia y nivel de tensión (<100 MW)	Puntuación
Más de 50 km para más de 220 kV	0
Entre 25 y 50 km para menos de 220 kV	2
Menos de 25 km para menos de 220 kV	3

Tabla 8. Puntuación de interconexión eléctrica

Carreteras y puertos de llegada	Puntuación
Buenas carreteras y puerto de llegada	3
Reforma puntual carreteras y buen puerto llegada	2
Reforma de carreteras y sin puerto factible	0

Tabla 9. Puntuación de accesibilidad

Descripción	Puntuación
No afecta a espacios naturales y el espacio protegido más próximo a más de 15 km	3
No afecta a espacios naturales y el espacio protegido más próximo entre 5 y 15 km	2
No afecta a espacios naturales y el espacio protegido más próximo a menos de 5 km	1

Tabla 10. Puntuación de medio ambiente

Descripción	Puntuación
Existe una instalación de TV en el emplazamiento	0
Existe una instalación de telefonía móvil	1
Existe una propiedad privada crítica	0
No existe ningún impedimento	3

Tabla 11. Puntuación de telefonía móvil

Potencia	Puntuación
< 20 MW	0
30<P<50	1
50<P<100	2
P> 100	3

Tabla 12. Puntuación de capacidad

Siguiendo las tablas anteriores, la puntuación detallada de cada potencial emplazamiento se muestra en la siguiente tabla:

<i>Característica</i>	<i>Alternativa A</i>	<i>Alternativa B</i>	<i>Alternativa C</i>
Recurso eólico (m/s a 100 m)	2	3	2
Orografía	2	1	2
Tipo de terreno	1	1	3
Vegetación	3	3	3
Interconexión eléctrica	3	3	3
Accesibilidad	3	3	2
Telecomunicaciones	3	3	3
Medio ambiente	3	3	3
Potencia estimada (MW)	1	2	2
TOTAL	21	22	23

Tabla 13. Comparativa de alternativas de emplazamiento

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos de la tabla anterior, se decide que el emplazamiento más adecuado es el presentado en la alternativa C. Por lo tanto, este será el emplazamiento del proyecto eólico.

4. DISTRIBUCIÓN DE LOS AEROGENERADORES EN EL EMPLAZAMIENTO ESCOGIDO

Rosa de vientos a la altura seleccionada

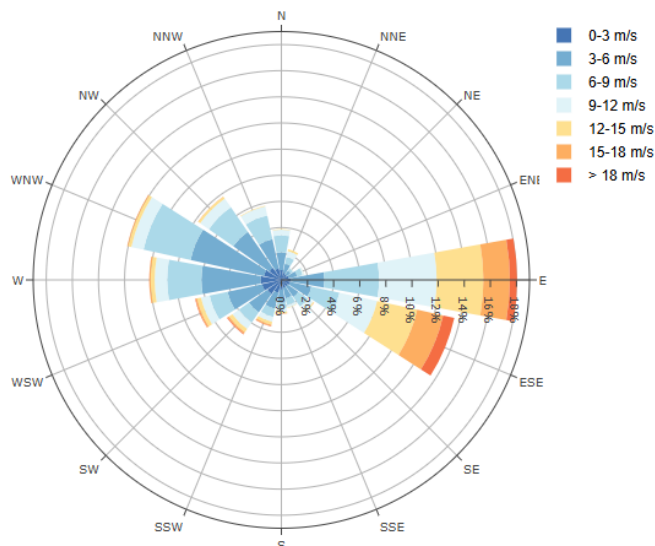


Ilustración 2. Rosa de vientos del emplazamiento seleccionado.

Analizando el emplazamiento escogido, se puede ver que la rosa de vientos indica que la dirección predominante es la W-E. Por lo tanto, los aerogeneradores estarán en filas perpendiculares a dicha dirección, es decir, en la dirección N-S.

ANEXO II. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

En septiembre de 2015, los líderes mundiales elaboraron un conjunto de objetivos globales para tratar de acabar con la pobreza, proteger al planeta y asegurar la prosperidad para todos, como parte de una nueva agenda de desarrollo sostenible. Existen 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible, y cada uno está formado por metas específicas que deberán alcanzarse en los próximos 15 años. En la siguiente ilustración se muestran los diferentes Objetivos existentes y el correspondiente dibujo que caracteriza a cada uno de ellos:



Ilustración 4. Objetivos de Desarrollo Sostenible (Fuente: UNDP).

A la hora de realizar un proyecto, resulta crucial alinearse con el mayor número de Objetivos posible. De esta manera, se consigue llevar a cabo un uso responsable de los limitados recursos del planeta, así como un cuidado del medio ambiente. Este proyecto, se alinea especialmente con los siguientes Objetivos:

1) Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante.



La realización de este proyecto supone una posible vía para llevar a cabo la descarbonización necesaria para cumplir con los objetivos climáticos establecidos. Como se ha explicado, el aprovechamiento del recurso eólico supone una vía muy eficiente para diversificar el mix energético y hacer que el precio de la energía se reduzca considerablemente. Por otro lado, la energía eólica se trata de una fuente energética renovable sin emisiones de efecto invernadero, lo que posibilita que un proyecto de construcción de un parque eólico se alinee con este objetivo de desarrollo sostenible.

2) Objetivo 9: Industria, innovación e infraestructura.



En este proyecto se va a diseñar un parque eólico que requerirá ciertos equipos para hacer posible el aprovechamiento de la energía eólica y su transformación en energía eléctrica. Los elementos fundamentales dentro de los parques eólicos son los aerogeneradores, ya que serán los encargados de generar energía eléctrica a través de la energía cinética del viento. Estos grandes aparatos poseen una altísima tecnología, y cada vez cuentan con más avances y su eficiencia es mayor, por lo que la innovación y la infraestructura están presentes en todo momento en el proyecto.

3) Objetivo 11: Ciudades y comunidades sostenibles.



El aprovechamiento de la energía eólica, como se ha explicado anteriormente, supone la descarbonización de la producción de energía eléctrica. Las centrales que utilizan combustibles fósiles como energía primaria suponen la principal fuente de emisión de agentes contaminantes dentro de la industria de producción eléctrica. Por ello, al sustituir la energía producida por las centrales de grandes emisiones por una energía cuya generación resulta ser mucho más limpia, se consigue conservar ciertas materias primas como el uranio, el petróleo o el carbón, recursos que se están agotando y que comprometen gravemente a las generaciones venideras. Las regiones en las que se instalan parques eólicos gozan indudablemente de una gran sostenibilidad gracias al aprovechamiento de un recurso renovable como es la energía cinética del viento.

4) Objetivo 12: Producción y consumo responsables.



El proyecto viene motivado por una necesidad urgente de descarbonizar el sistema eléctrico, debido a la situación extrema en la que se encuentra el planeta por el incesante cambio climático causado por las emisiones de las fuentes de energía tradicionales. Este proyecto, sin duda es un ejemplo de cómo se puede producir y consumir energía eléctrica de manera responsable. Ejemplifica cómo países como España pueden ser capaces de llevar a cabo un gran aprovechamiento de los recursos

naturales y desprenderse de la necesidad de depender de fuentes de energía clásicas que resultan dañinas para el medio ambiente.

5) Objetivo 13: Acción por el clima.



De igual manera que el ODS anterior, este proyecto también se alinea con el objetivo de llevar a cabo acciones por el clima. Gracias a proyectos de este tipo, se modifica el mix energético actual dando más peso a tecnologías respetuosas con el medio ambiente, y por lo tanto, juegan un papel crucial para la lucha contra el cambio climático.

6) Objetivo 15: Vida de ecosistemas terrestres.



En este proyecto se ha buscado minimizar el impacto de la infraestructura sobre el ecosistema terrestre. En la selección del emplazamiento para un parque eólico, se siguen ciertos criterios para evitar impactar sobre ningún tipo de ecosistema, por lo que se puede afirmar que este proyecto se alinea con este objetivo.

ANEXO III. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

1- OBJETO

En este anexo se realizan y se justifican todos los cálculos eléctricos realizados para el dimensionamiento de las redes de media y alta tensión del parque eólico.

2- INTENSIDAD NOMINAL DE LOS AEROGENERADORES

La intensidad nominal producida por cada aerogenerador es la misma, ya que todos tienen la misma potencia nominal de 7,2 MW. Teniendo en cuenta un factor de potencia de 0,9, la intensidad nominal de cada aerogenerador se calcula como:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} * f_p * U_n} = \frac{7,2 * 10^3 kW}{\sqrt{3} * 0,9 * 30 kV} = 153.96 A$$

3- INTENSIDAD DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN

La red de media tensión conforma todos los cables que transportan la energía eléctrica desde los aerogeneradores hasta la subestación de MT/AT. Esta red tiene varios tramos según la distribución llevada a cabo de los aerogeneradores. Los tramos, junto con su longitud e intensidad se muestran en la tabla a continuación.

Tramo	Longitud (m)	Intensidad (A)
A3-A2	517	153,96

A2-A1	520	307,92
A1-Sub. MT/AT	582	461,88
A5-A4	514	153,96
A4-Sub. MT/AT	612	307,92
A7-A6	508	153,96
A6-Sub. MT/AT	1381	307,92

Tabla 14. Tramos de la red MT.

4- DISEÑO DE LA RED DE CABLES DE MEDIA TENSIÓN

El diseño de los cables de media tensión consiste en seleccionar la sección de estos de manera que no se supere ni la intensidad máxima admisible ni la máxima caída de tensión establecidas en la norma. Todos los cálculos se van a realizar conforme a la ITC-LAT-06.

Se va a considerar un cable de cobre unipolar aislado con polietileno reticulado (XLPE). El cobre es un material más caro que el aluminio, pero presenta mejores propiedades eléctricas y permitirá el uso de una sección mucho menor.

Toda la red de media tensión se instalará con el mismo cable y la misma sección, por lo que los cálculos se realizarán para el caso más desfavorable. El tramo más desfavorable es el que parte desde el aerogenerador A3 hasta la subestación de MT/AT, ya que recoge la intensidad de tres aerogeneradores, resultando en una intensidad total de 461,88 A.

a) Intensidad máxima admisible

Sección (mm ²)	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 15. Sección en función de la intensidad máxima admisible.

De la tabla anterior, se puede extraer que para un cable de cobre con aislamiento XLPE, haría falta una sección mínima de 300 mm² teniendo en cuenta que la intensidad es 461,88 A. Sin embargo, esta tabla está elaborada teniendo en cuenta unas condiciones de operación que no se corresponden con las existentes en el parque. La tabla tiene en cuenta las siguientes consideraciones:

- Profundidad del terreno: 1 metro
- Resistividad térmica media del terreno: 1,5 K.m/W
- Temperatura del terreno: 25°C
- Temperatura del aire: 40°C

Las condiciones del emplazamiento no son exactamente estas, por lo que será necesario calcular los factores de corrección pertinentes. Debido a esto, se seleccionará de partida una sección de cable de 400 mm², con una intensidad máxima admisible de 560 A, y se le aplicarán los factores de corrección mencionados.

Los factores de corrección se calculan seguidamente.

- Temperatura de servicio permanente

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente θ_s	Cortocircuito θ_{cc} ($t \leq 5$ s)
Policloruro de vinilo (PVC)*		
$S \leq 300 \text{ mm}^2$	70	160
$S > 300 \text{ mm}^2$	70	140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno - Propileno (EPR)	90	250
Etileno - Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para $U_o/U < 18/30 \text{ kV}$ 90 para $U_o/U > 18/30 \text{ kV}$	250

Tabla 16. Tipo de aislamiento.

El aislamiento elegido es XLPE, por lo que la temperatura máxima de servicio permanente es de 90°C y la temperatura máxima de cortocircuito de 250°C.

- Temperatura ambiente

Temperatura de servicio θ_s , en °C	Temperatura ambiente θ_a , en °C										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
105	1,21	1,18	1,14	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83
90	1,27	1,23	1,18	1,14	1,10	1,05	1	0,95	0,89	0,84	0,78
70	1,41	1,35	1,29	1,23	1,16	1,08	1	0,91	0,82	0,71	0,58
65	1,48	1,41	1,34	1,27	1,18	1,10	1	0,89	0,78	0,63	0,45

Tabla 17. Factor corrector de la temperatura ambiente.

La temperatura ambiente más desfavorable es la máxima del emplazamiento. De Windographer se obtuvo que esta es de 34,8°C, por lo que el factor corrector es 1,05.

- Temperatura del terreno

Temperatura °C Servicio Permanente θ_s	Temperatura del terreno θ_v , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

Tabla 18. Factor corrector de la temperatura del terreno.

La temperatura media del terreno oscila entre 15°C y 25°C dependiendo de la estación del año. Como caso más desfavorable se seleccionan 25°C, por lo que en este caso el factor corrector es 1.

- Resistividad térmica del terreno

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 19. Factor corrector de la resistividad del terreno.

El terreno del emplazamiento se puede clasificar como un terreno arenoso muy seco, por lo que se establece que su resistividad es de 1,5 K.m/W.

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	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	
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73	
	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73	
	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	
Cables en interior de tubos enterrados	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 20. Factor corrector de la resistividad del terreno.

Teniendo en cuenta la tabla anterior, el factor de corrección correspondiente a la resistividad del terreno es 1.

- Distancia entre ternas

En la zanja se situarán dos ternas, por lo que habrá que añadir el factor de corrección correspondiente.

Factor de corrección										
Tipo de instalación	Separación de los ternos	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 21. Factor corrector de la separación entre ternas.

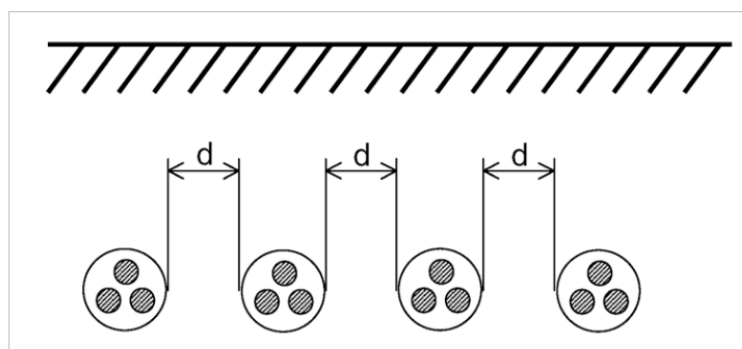


Ilustración 5. Separación entre ternas.

Se establece una distancia de 0,4 metros, por lo que el factor de corrección a utilizar es de 0,86.

- Profundidad

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$>185 \text{ mm}^2$	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$>185 \text{ mm}^2$
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 22. Fctor corrector de la profundidad.

La profundidad de los cables será de 0,8 metros, por lo que el factor de corrección es 1,03.

Teniendo en cuenta todos los factores de corrección, se calcula el factor de corrección total como el producto de cada uno de ellos. En la tabla siguiente se muestra un resumen de los factores de corrección, así como el factor corrector total.

Característica	Condición de la norma	Condición del emplazamiento	Factor de corrección
Profundidad del terreno	1 m	0,8 m	1,03
Distancia entre ternas	-	0,4 m	0,86
Resistividad térmica media del terreno	1,5 K.m/W	1,5 K.m/W	1
Temperatura del terreno	25 °C	25 °C	1
Temperatura ambiente del aire	40 °C	34,8 °C	1,05
TOTAL			0,93

Tabla 23. Factor corrector total.

A continuación, se calcula la intensidad máxima admisible corregida, como producto de la intensidad máxima admisible de un cable de 400m² de sección cobre unipolar con aislamiento XLPE (560 A) y el factor de corrección total. Se obtiene como resultado una intensidad máxima admisible de 520,85 A, por lo que el cable de sección 400 m² está bien dimensionado.

b) Caída de tensión máxima

Una vez calculada la intensidad que circula por los cables, será necesario comprobar que la caída de tensión es inferior a la mínima permitida en cada uno de ellos. Según la ITC, la caída de tensión se calcula según la ecuación siguiente:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} * L * I * f_p}{S * \gamma}$$

Siendo:

L: longitud del conductor (m)

I: intensidad nominal del conductor (A)

F_p: factor de potencia, estimado em 0,9

S: sección del conductor (mm²)

γ : conductividad del conductor (m/ Ω *mm²)

Acorde con la ITC, el valor de la caída de tensión no puede superar el 1% de la tensión nominal, en este caso 30 kV. Por lo tanto, la caída de tensión máxima es 0,3 kV (300 V). En la tabla siguiente se calcula la caída de tensión de todos los tramos, para comprobar que no se supere dicho valor en ningún caso.

Tramo	Longitud (m)	Intensidad (A)	Sección (mm ²)	fP	γ (m/ Ω *mm ²)	ΔV (V)	Total (V)	ΔV (%)	Total (%)
A3-A2	517	153,96	400	0,9	45,49	6,82	43,57	0,023	0,15
A2-A1	520	307,92				13,72		0,046	
A1-Sub. MT/AT	582	461,88				23,03		0,077	
A5-A4	514	153,96	400	0,9	45,49	6,78	22,92	0,023	0,08
A4-Sub. MT/AT	612	307,92				16,14		0,054	
A7-A6	508	153,96	400	0,9	45,49	6,70	43,13	0,022	0,14
A6-Sub. MT/AT	1381	307,92				36,43		0,121	

Tabla 24. Caídas de tensión.

Como se puede observar en la tabla anterior, todos los tramos de la red de media tensión tienen una caída de tensión menor al 1%. Por lo tanto, se puede concluir que se ha llevado a cabo un diseño acertado tanto para intensidad máxima admisible como para el criterio de caída de tensión máxima.

c) Pérdidas de potencia

El cobre, pese a ser un excelente conductor de electricidad, posee un valor de resistividad no nulo que hace que existan pérdidas por efecto Joule en los conductores. Por ello, se pueden tratar los cables como una resistencia a través de la cual circula la electricidad y se producen pérdidas. En este apartado se procede a calcular dichas pérdidas para ver su dimensión en comparación con la potencia del parque eólico.

Las pérdidas se calculan según la ecuación siguiente:

$$P = 3 * I^2 * R$$

Para calcular la resistencia (R) se emplea la siguiente ecuación:

$$R(\Omega) = \frac{L(m)}{\gamma \left(\frac{m}{\Omega * mm^2} \right) * S(mm^2)}$$

En la tabla siguiente se muestra el cálculo de las pérdidas de cada tramo, así como las pérdidas totales de la red de media tensión:

Tramo	Longitud (m)	Intensidad (A)	Sección (mm2)	γ (m/ Ω *mm2)	R (Ω)	P (W)	Total (kW)
A3-A2	517	153,96	400	45,49	0,028	2020,47	30,62
A2-A1	520	307,92			0,029	8128,77	
A1-Sub. MT/AT	582	461,88			0,032	20470,43	
A5-A4	514	153,96	400	45,49	0,028	2008,74	11,58
A4-Sub. MT/AT	612	307,92			0,034	9566,94	
A7-A6	508	153,96	400	45,49	0,028	1985,30	23,57
A6-Sub. MT/AT	1381	307,92			0,076	21588,14	
TOTAL							65.77

Tabla 25. Pérdidas.

Las pérdidas totales son 65,77 kW. Teniendo en cuenta que la potencia nominal del parque eólico es 50,4 MW, esta cifra supone solamente un 0,13%.

ANEXO IV. PRESUPUESTO

1- OBRA CIVIL

OBRA CIVIL								
Partida	Descripción	Longitud	Anchura	Profundidad	Cantidad total	UO (unidad de obra)	€/UO	Importe
Limpieza del terreno	Viales existentes	9.500,00	6,00	-	57.000,00	m2	1,04	59.280,00 €
	Viales nuevos	1.890,00	6,00	-	11.340,00	m2	1,04	11.793,60 €
	Edificio de control	20,00	8,00	-	160,00	m2	1,04	166,40 €
	Zanjas con una tema	2.641,00	0,40	-	1.056,40	m2	1,04	1.098,66 €
	Zanjas con dos temas	1.100,00	0,80	-	880,00	m2	1,04	915,20 €
	Plataformas	15,00	15,00	-	225,00	m2	1,04	234,00 €
	TOTAL					m2	1,04	73.487,86 €
Excavaciones	Viales existentes	9.500,00	2,00	0,75	14.250,00	m3	3,65	52.012,50 €
	Viales nuevos	1.890,00	5,00	0,75	7.087,50	m3	3,65	25.869,38 €
	Zanjas con una tema	2.641,00	0,40	1,00	1.056,40	m3	7,20	7.606,08 €
	Zanjas con dos temas	1.100,00	0,80	1,00	880,00	m3	7,20	6.336,00 €
	Plataformas	15,00	15,00	2,50	562,50	m3	7,85	4.415,63 €
	TOTAL					m3		96.239,58 €
Relleno de excavaciones	Viales existentes PM 95%	9.500,00	3,00	0,20	5.700,00	m3	6,85	39.045,00 €
	Viales nuevos PM 95%	1.890,00	6,50	0,20	2.457,00	m3	6,85	16.830,45 €
	Viales existentes PM 98%	9.500,00	3,00	0,20	5.700,00	m3	9,70	55.290,00 €
	Viales nuevos PM 98%	1.890,00	6,50	0,20	2.457,00	m3	0,85	2.088,45 €
	Tierra compactada zanjas con una tema	2.641,00	0,40	1,00	1.056,40	m3	13,74	14.514,94 €
	Tierra compactada zanjas con dos temas	1.100,00	0,80	1,00	880,00	m3	13,74	12.091,20 €
	Areja arcillosa zanja con una tema	2.641,00	0,40	1,00	1.056,40	m3	24,65	26.040,26 €
	Areja arcillosa zanja con dos temas	1.100,00	0,80	1,00	880,00	m3	24,65	21.692,00 €
	Cunetas	11.390,00	0,80	0,40	3.644,80	m3	1,85	6.742,88 €
	Plataformas	15,00	15,00	2,50	562,50	m3	14,67	8.251,88 €
	TOTAL					m3		202.587,05 €
Construcción cimentaciones	Encofrado cimentaciones	-	-	-	690,00	m2	61,70	42.573,00 €
	Juntas de expansión y construcción	-	-	-	423,00	m2	76,28	32.266,44 €
	Acero corrugado	-	-	-	800.000,00	kg	1,30	1.040.000,00 €
	TOTAL							1.114.839,44 €
Anclajes	Sistema de anclaje aerogeneradores	-	-	-	7,00	ud	480,00	3.360,00 €
	TOTAL							3.360,00 €
Extras zanjas	Plancha PVC	3.641,00	-	-	3.641,00	m	2,50	9.102,50 €
	Señalización	3.641,00	-	-	3.641,00	m	0,50	1.820,50 €
	TOTAL							10.923,00 €
TOTAL OBRA CIVIL								1.501.436,93 €

2- INSTALACIONES ELÉCTRICAS

INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA							
Partida		Descripción	Longitud	Cantidad	UO (unidad de obra)	€/UO	Importe
Red de media tensión	Celdas	Celda 0L+1A	-	3,00	ud	12.300,00	36.900,00 €
		Celda 0L+1L+1A	-	4,00	ud	14.500,00	58.000,00 €
	Cables	Prysmian Cu 400mm2 XLPE	4.634,00	4.634,00	m	24,39	113.023,26 €
	TOTAL						207.923,26 €
Red de comunicaciones	Fibra óptica	Optral MM50 50/125 µm	4.634,00	4.634,00	m	1,85	8.572,90 €
	TOTAL						8.572,90 €
Puesta a tierra	Cable de puesta a tierra	Conductor Cu 95 mm2	4.634,00	4.634,00	m	7,80	36.145,20 €
	Puesta a tierra	Electrodos de puesta a tierra	-	1,00	ud	15.000,00	15.000,00 €
	TOTAL						51.145,20 €
Subestación	Transformadores	Transformador de potencia 30 kV/220 kV	-	1,00	ud	1.000.000,00	1.000.000,00 €
		Transformador de tensión Arteche	-	2,00	ud	5.400,00	10.800,00 €
		Transformador de intensidad Arteche	-	2,00	ud	6.200,00	12.400,00 €
	Elementos de maniobra y control	Seccionador Hitachi	-	2,00	ud	15.000,00	30.000,00 €
		Interruptor automático Hitachi	-	2,00	ud	27.000,00	54.000,00 €
		Condensadores	-	1,00	ud	18.000,00	18.000,00 €
		Equipos de comunicaciones	-	1,00	ud	55.000,00	55.000,00 €
		Unidad de control	-	1,00	ud	32.000,00	32.000,00 €
	Elementos de protección y medida	Equipos de medida de facturación	-	1,00	ud	26.000,00	26.000,00 €
		Autoválvula Siemens	-	2,00	ud	2.200,00	4.400,00 €
		Bobina de bloqueo Arteche	-	1,00	ud	8.000,00	8.000,00 €
		Protecciones	-	1,00	ud	38.000,00	38.000,00 €
		Edificio de control	-	1,00	ud	150.000,00	150.000,00 €
	Obras civiles	Construcción y montaje	-	1,00	ud	220.000,00	220.000,00 €
	Otros servicios	Suministro de servicios auxiliares	-	1,00	ud	7.800,00	7.800,00 €
		Alumbrado	-	1,00	ud	15.000,00	15.000,00 €
	Puesta en marcha	Supervisión y pruebas	-	1,00	ud	30.000,00	30.000,00 €
	Comunicaciones	Comunicaciones	-	1,00	ud	35.000,00	35.000,00 €
	Protecciones	Protecciones	-	1,00	ud	45.000,00	45.000,00 €
	TOTAL						1.791.400,00 €
TOTAL INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA							2.059.041,36 €

3- AEROGENERADORES

AEROGENERADORES					
Partida	Descripción	Cantidad	UO (unidad de obra)	€/UO	Importe
Aerogenerador	Aerogenerador Vestas V172-7.2	50,40	MW	850.000,00	42.840.000,00 €
TOTAL AEROGENERADORES					42.840.000,00 €

4- COSTES DE INGENIERÍA

Costes de ingeniería					
Partida	Descripción	Cantidad	UO (unidad de obra)	€/UO	Importe
Ingeniería del parque eólico	Obra civil, redes MT y AT, subestación eléctrica, etc.	1,00	ud	600.000,00	600.000,00 €
Gestión de la obra	Dirección y gestión de las obras civiles	1,00	ud	200.000,00	200.000,00 €
Permisos y licencias	Obtención de permisos y licencias	1,00	ud	120.000,00	120.000,00 €
Control de calidad	Control de calidad realizado por empresa especializada	1,00	ud	80.000,00	80.000,00 €
TOTAL COSTES DE INGENIERÍA					1.000.000,00 €

5- INTERCONEXIÓN A LA RED

Interconexión a la red					
Partida	Descripción	Cantidad	UO (unidad de obra)	€/UO	Importe
Integración a la red	Línea de evacuación	7,00	km	120.000,00	840.000,00 €
	Conexión a subestación El Zumajo a 220 kV	1,00	ud	400.000,00	400.000,00 €
TOTAL INTERCONEXIÓN A LA RED					1.240.000,00 €

6- PRESUPUESTO TOTAL

Presupuesto total	
Asunto	Importe
Obra civil	1.501.436,93 €
Infraestructura eléctrica	2.059.041,36 €
Aerogeneradores	42.840.000,00 €
CAPEX	46.400.478,29 €
Ingeniería	1.000.000,00 €
Interconexión	1.240.000,00 €
Total ejecución material	48.640.478,29 €
Gastos generales (15%)	7.296.071,74 €
Beneficio industrial (4%)	1.945.619,13 €
Total ejecución por contrata	57.882.169,16 €

ANEXO V. FLUJOS DE CAJA

1- COSTES DE EXPLOTACIÓN

AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
OM Aerogeneradores	400.000,00 €	410.000,00 €	420.250,00 €	430.756,25 €	441.525,16 €	452.563,29 €	463.877,37 €	475.474,30 €	487.361,16 €	499.545,19 €
OM Instalaciones	200.000,00 €	205.000,00 €	210.125,00 €	215.378,13 €	220.762,58 €	226.281,64 €	231.938,68 €	237.737,15 €	243.680,58 €	249.772,59 €
Gestión y mano de obra	10.000,00 €	10.150,00 €	10.302,25 €	10.456,78 €	10.613,64 €	10.772,84 €	10.934,43 €	11.098,45 €	11.264,93 €	11.433,90 €
Otros	5.000,00 €	5.075,00 €	5.151,13 €	5.228,39 €	5.306,82 €	5.386,42 €	5.467,22 €	5.549,22 €	5.632,46 €	5.716,95 €
Gastos de explotación	615.000,00 €	630.225,00 €	645.828,38 €	661.819,55 €	678.208,19 €	695.004,19 €	712.217,70 €	729.859,13 €	747.939,13 €	766.468,63 €
AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
OM Aerogeneradores	512.033,82 €	524.834,66 €	537.955,53 €	551.404,42 €	565.189,53 €	579.319,27 €	593.802,25 €	608.647,30 €	623.863,49 €	639.460,07 €
OM Instalaciones	256.016,91 €	262.417,33 €	268.977,76 €	275.702,21 €	282.594,76 €	289.659,63 €	296.901,12 €	304.323,65 €	311.931,74 €	319.730,04 €
Gestión y mano de obra	11.605,41 €	11.779,49 €	11.956,18 €	12.135,52 €	12.317,56 €	12.502,32 €	12.689,86 €	12.880,20 €	13.073,41 €	13.269,51 €
Otros	5.802,70 €	5.889,74 €	5.978,09 €	6.067,76 €	6.158,78 €	6.251,16 €	6.344,93 €	6.440,10 €	6.536,70 €	6.634,75 €
Gastos de explotación	785.458,84 €	804.921,23 €	824.867,57 €	845.309,91 €	866.260,63 €	887.732,38 €	909.738,16 €	932.291,26 €	955.405,34 €	979.094,37 €

2- INGRESOS DE EXPLOTACIÓN

AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Generación del parque (GWh)	169,86 GWh	169,86 GWh	169,86 GWh	169,86 GWh	169,86 GWh	169,86 GWh	169,86 GWh	169,86 GWh	169,86 GWh	169,86 GWh
Precio de la energía (€/MWh)	45,70 €/MWh	46,39 €/MWh	47,08 €/MWh	47,79 €/MWh	48,50 €/MWh	49,23 €/MWh	49,97 €/MWh	50,72 €/MWh	51,48 €/MWh	52,25 €/MWh
Ingresos de explotación	7.762.602,00 €	7.879.041,03 €	7.997.226,65 €	8.117.185,05 €	8.238.942,82 €	8.362.526,96 €	8.487.964,87 €	8.615.284,34 €	8.744.513,61 €	8.875.681,31 €
AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Generación del parque (GWh)	169,86 GWh	169,86 GWh	169,86 GWh	169,86 GWh	169,86 GWh	169,86 GWh	169,86 GWh	169,86 GWh	169,86 GWh	169,86 GWh
Precio de la energía (€/MWh)	53,04 €/MWh	53,83 €/MWh	54,64 €/MWh	55,46 €/MWh	56,29 €/MWh	57,14 €/MWh	57,99 €/MWh	58,86 €/MWh	59,75 €/MWh	60,64 €/MWh
Ingresos de explotación	9.008.816,53 €	9.143.948,78 €	9.281.108,01 €	9.420.324,63 €	9.561.629,50 €	9.705.053,94 €	9.850.629,75 €	9.998.389,20 €	10.148.365,03 €	10.300.590,51 €

3- FLUJOS DE CAJA

3.1- Flujo de caja operativo

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos de explotación	7.762.602,00 €	7.879.041,03 €	7.997.226,65 €	8.117.185,05 €	8.238.942,82 €	8.362.526,96 €	8.487.964,87 €	8.615.284,34 €	8.744.513,61 €	8.875.681,31 €	
Gastos de explotación	- 615.000,00 €	- 630.225,00 €	- 645.828,38 €	- 661.819,55 €	- 678.208,19 €	- 695.004,19 €	- 712.217,70 €	- 729.859,13 €	- 747.939,13 €	- 766.468,63 €	
Amortización	- 2.894.108,46 €	- 2.894.108,46 €	- 2.894.108,46 €	- 2.894.108,46 €	- 2.894.108,46 €	- 2.894.108,46 €	- 2.894.108,46 €	- 2.894.108,46 €	- 2.894.108,46 €	- 2.894.108,46 €	
Impuestos	- 543.382,14 €	- 551.532,87 €	- 559.805,87 €	- 568.202,95 €	- 576.726,00 €	- 585.376,89 €	- 594.157,54 €	- 603.069,90 €	- 612.115,95 €	- 621.297,69 €	
Beneficio antes de impuestos	3.710.111,40 €	3.803.174,70 €	3.897.483,95 €	3.993.054,08 €	4.089.900,18 €	4.188.037,43 €	4.287.481,17 €	4.388.246,85 €	4.490.350,07 €	4.593.806,53 €	
Impuestos	927.527,85 €	950.793,67 €	974.370,99 €	998.263,52 €	1.022.475,04 €	1.047.009,36 €	1.071.870,29 €	1.097.061,71 €	1.122.587,52 €	1.148.451,63 €	
Flujo operativo de caja	5.676.692,01 €	5.746.489,48 €	5.817.221,42 €	5.888.899,02 €	5.961.533,59 €	6.035.136,53 €	6.109.719,33 €	6.185.293,60 €	6.261.871,01 €	6.339.463,35 €	
AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Ingresos de explotación	9.008.816,53 €	9.143.948,78 €	9.281.108,01 €	9.420.324,63 €	9.561.629,50 €	9.705.053,94 €	9.850.629,75 €	9.998.389,20 €	10.148.365,03 €	10.300.590,51 €	
Gastos de explotación	- 785.458,84 €	- 804.921,23 €	- 824.867,57 €	- 845.309,91 €	- 866.260,63 €	- 887.732,38 €	- 909.738,16 €	- 932.291,26 €	- 955.405,34 €	- 979.094,37 €	
Amortización	- 2.894.108,46 €	- 2.894.108,46 €	- 2.894.108,46 €	- 2.894.108,46 €	- 2.894.108,46 €	- 2.894.108,46 €	- 2.894.108,46 €	- 2.894.108,46 €	- 2.894.108,46 €	- 2.894.108,46 €	
Impuestos	- 630.617,16 €	- 640.076,41 €	- 649.677,56 €	- 659.422,72 €	- 669.314,06 €	- 679.353,78 €	- 689.544,08 €	- 699.887,24 €	- 710.385,55 €	- 721.041,34 €	
Beneficio antes de impuestos	4.698.632,08 €	4.804.842,68 €	4.912.454,42 €	5.021.483,53 €	5.131.946,35 €	5.243.859,33 €	5.357.239,05 €	5.472.102,23 €	5.588.465,68 €	5.706.346,34 €	
Impuestos	1.174.658,02 €	1.201.210,67 €	1.228.113,61 €	1.255.370,88 €	1.282.986,59 €	1.310.964,83 €	1.339.309,76 €	1.368.025,56 €	1.397.116,42 €	1.426.586,59 €	
Flujo operativo de caja	6.418.082,51 €	6.497.740,47 €	6.578.449,28 €	6.660.221,11 €	6.743.068,22 €	6.827.002,95 €	6.912.037,75 €	6.998.185,13 €	7.085.457,72 €	7.173.868,22 €	

3.2- Flujo de caja de inversión

ANO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CAPEX	-57.882.169,16										
Fondo de maniobra	776.260,20 €	787.904,10 €	799.722,66 €	811.718,50 €	823.894,28 €	836.252,70 €	848.796,49 €	861.528,43 €	874.451,36 €	887.568,13 €	900.881,65 €
Variación fondo de maniobra	- 776.260,20 €	- 11.643,90 €	- 11.818,56 €	- 11.995,84 €	- 12.175,78 €	- 12.358,41 €	- 12.543,79 €	- 12.731,95 €	- 12.922,93 €	- 13.116,77 €	- 13.313,52 €
Flujo de caja de inversión	-58.658.429,36 €	- 11.643,90 €	- 11.818,56 €	- 11.995,84 €	- 12.175,78 €	- 12.358,41 €	- 12.543,79 €	- 12.731,95 €	- 12.922,93 €	- 13.116,77 €	- 13.313,52 €
ANO		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
CAPEX											
Fondo de maniobra		914.394,88 €	928.110,80 €	942.032,46 €	956.162,95 €	970.505,39 €	985.062,98 €	999.838,92 €	1.014.836,50 €	1.030.059,05 €	- €
Variación fondo de maniobra	-	13.513,22 €	- 13.715,92 €	- 13.921,66 €	- 14.130,49 €	- 14.342,44 €	- 14.557,58 €	- 14.775,94 €	- 14.997,58 €	- 15.222,55 €	1.030.059,05 €
Flujo de caja de inversión	-	13.513,22 €	- 13.715,92 €	- 13.921,66 €	- 14.130,49 €	- 14.342,44 €	- 14.557,58 €	- 14.775,94 €	- 14.997,58 €	- 15.222,55 €	1.030.059,05 €

3.3- Flujo de caja total del proyecto

ANO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Flujo operativo de caja	0	5.676.692,01 €	5.746.489,48 €	5.817.221,42 €	5.888.899,02 €	5.961.533,59 €	6.035.136,53 €	6.109.719,33 €	6.185.293,60 €	6.261.871,01 €	6.339.463,35 €
Flujo de caja de inversión	-58.658.429,36 €	- 11.643,90 €	- 11.818,56 €	- 11.995,84 €	- 12.175,78 €	- 12.358,41 €	- 12.543,79 €	- 12.731,95 €	- 12.922,93 €	- 13.116,77 €	- 13.313,52 €
Flujo total del proyecto	-58.658.429,36 €	5.665.048,11 €	5.734.670,92 €	5.805.225,58 €	5.876.723,24 €	5.949.175,18 €	6.022.592,74 €	6.096.987,39 €	6.172.370,67 €	6.248.754,24 €	6.326.149,83 €
ANO		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Flujo operativo de caja		6.418.082,51 €	6.497.740,47 €	6.578.449,28 €	6.660.221,11 €	6.743.068,22 €	6.827.002,95 €	6.912.037,75 €	6.998.185,13 €	7.085.457,72 €	7.173.868,22 €
Flujo de caja de inversión	-	13.513,22 €	- 13.715,92 €	- 13.921,66 €	- 14.130,49 €	- 14.342,44 €	- 14.557,58 €	- 14.775,94 €	- 14.997,58 €	- 15.222,55 €	1.030.059,05 €
Flujo total del proyecto		6.404.569,29 €	6.484.024,54 €	6.564.527,61 €	6.646.090,62 €	6.728.725,77 €	6.812.445,37 €	6.897.261,80 €	6.983.187,55 €	7.070.235,17 €	8.203.927,27 €

3.4- Flujo de caja del préstamo

ANO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Préstamo	45.000.000,00 €										
Préstamo pendiente inicial		45.000.000,00 €	43.502.080,66 €	41.918.779,91 €	40.245.231,02 €	38.476.289,84 €	36.606.519,02 €	34.630.171,26 €	32.541.171,67 €	30.333.099,11 €	27.999.166,42 €
Cuota		4.062.919,34 €	4.062.919,34 €	4.062.919,34 €	4.062.919,34 €	4.062.919,34 €	4.062.919,34 €	4.062.919,34 €	4.062.919,34 €	4.062.919,34 €	4.062.919,34 €
Interés pagado		2.565.000,00 €	2.479.618,60 €	2.389.370,45 €	2.293.978,17 €	2.193.148,53 €	2.086.571,58 €	1.973.919,76 €	1.854.846,79 €	1.728.986,65 €	1.595.952,49 €
Amortización pagada		1.497.919,34 €	1.583.300,75 €	1.673.548,89 €	1.768.941,18 €	1.869.770,82 €	1.976.347,76 €	2.088.999,58 €	2.208.072,56 €	2.333.932,70 €	2.466.966,86 €
Préstamo pendiente final		43.502.080,66 €	41.918.779,91 €	40.245.231,02 €	38.476.289,84 €	36.606.519,02 €	34.630.171,26 €	32.541.171,67 €	30.333.099,11 €	27.999.166,42 €	25.532.199,56 €
Ahorro de impuestos		641.230,00 €	619.904,65 €	597.342,61 €	573.494,54 €	548.287,13 €	521.642,90 €	493.479,94 €	463.711,70 €	432.246,66 €	398.988,12 €
Flujo de caja del préstamo	45.000.000,00 €	- 3.421.669,34 €	- 3.443.014,70 €	- 3.465.576,73 €	- 3.489.424,80 €	- 3.514.632,21 €	- 3.541.276,45 €	- 3.569.439,40 €	- 3.599.207,65 €	- 3.630.672,68 €	- 3.663.931,22 €
ANO		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Préstamo											
Préstamo pendiente inicial		25.532.199,56 €	22.924.615,59 €	20.168.399,33 €	17.255.078,75 €	14.175.698,90 €	10.920.794,39 €	7.480.360,32 €	3.843.821,52 €	- €	- €
Cuota		4.062.919,34 €	4.062.919,34 €	4.062.919,34 €	4.062.919,34 €	4.062.919,34 €	4.062.919,34 €	4.062.919,34 €	4.062.919,34 €	- €	- €
Interés pagado		1.455.335,37 €	1.306.703,09 €	1.149.598,76 €	983.539,49 €	808.014,84 €	622.485,28 €	426.380,54 €	219.097,83 €	- €	- €
Amortización pagada		2.607.583,97 €	2.756.216,26 €	2.913.320,58 €	3.079.379,86 €	3.254.904,51 €	3.440.434,06 €	3.636.538,81 €	3.843.821,52 €	- €	- €
Préstamo pendiente final		22.924.615,59 €	20.168.399,33 €	17.255.078,75 €	14.175.698,90 €	10.920.794,39 €	7.480.360,32 €	3.843.821,52 €	0,00 €	- €	- €
Ahorro de impuestos		363.833,84 €	326.675,77 €	287.390,69 €	245.884,87 €	202.003,71 €	155.621,32 €	106.595,13 €	54.774,46 €	- €	- €
Flujo de caja del préstamo	-	3.699.085,50 €	- 3.736.243,57 €	- 3.775.519,65 €	- 3.817.034,47 €	- 3.860.915,64 €	- 3.907.298,02 €	- 3.956.324,21 €	- 4.008.144,89 €	- €	- €

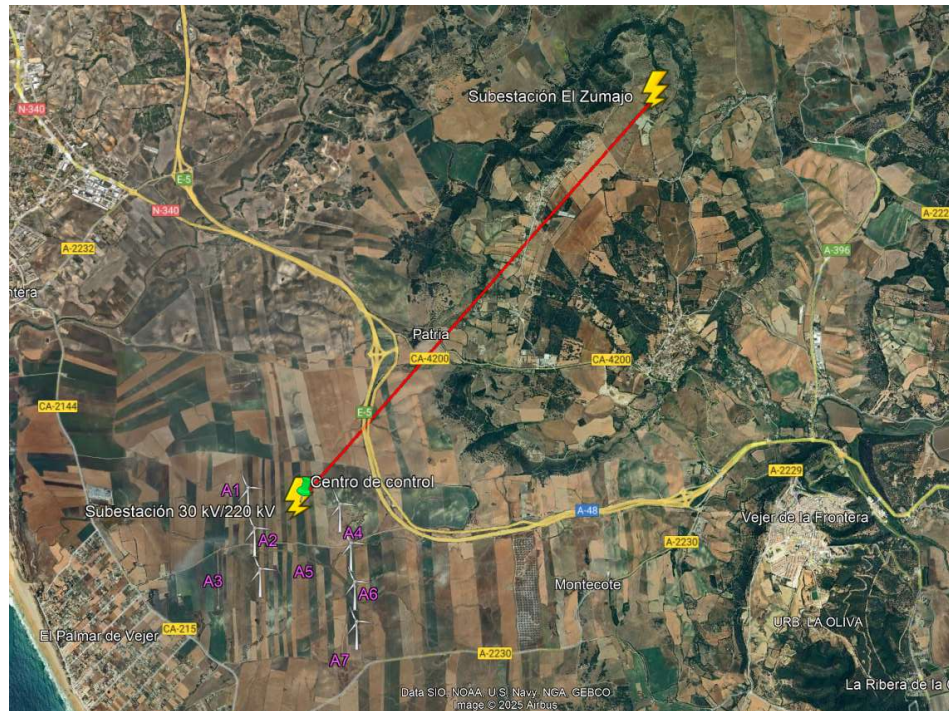
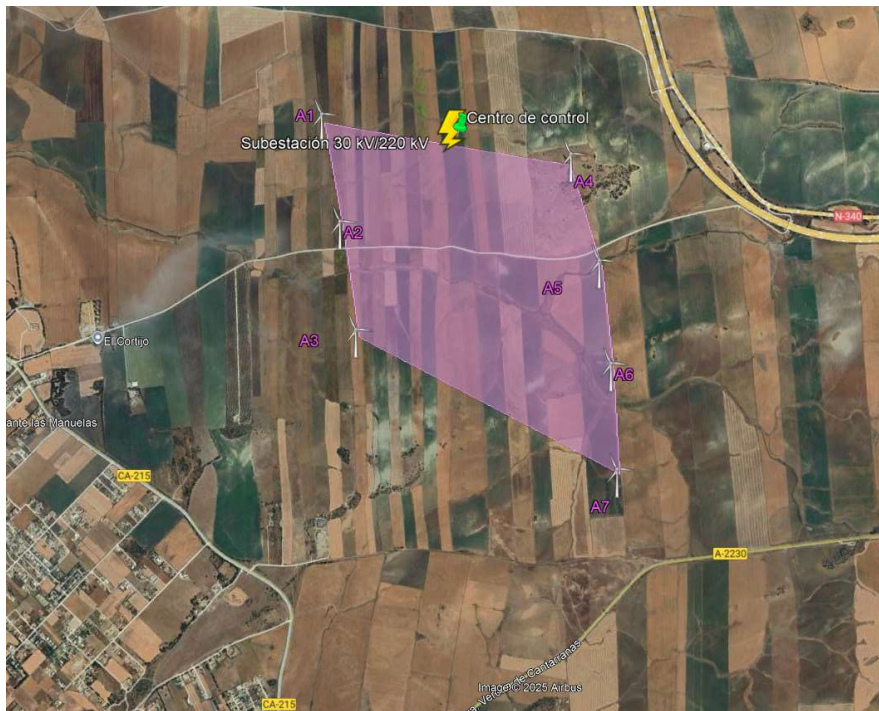
3.5- Flujo de caja del accionista

ANO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Flujo total del proyecto	- 58.658.429,36 €	5.665.048,11 €	5.734.670,92 €	5.805.225,58 €	5.876.723,24 €	5.949.175,18 €	6.022.592,74 €	6.096.987,39 €	6.172.370,67 €	6.248.754,24 €	6.326.149,83 €
Flujo de caja del préstamo	45.000.000,00 €	- 3.421.669,34 €	- 3.443.014,70 €	- 3.465.576,73 €	- 3.489.424,80 €	- 3.514.632,21 €	- 3.541.276,45 €	- 3.569.439,40 €	- 3.599.207,65 €	- 3.630.672,68 €	- 3.663.931,22 €
Flujo total del accionista	- 13.658.429,36 €	2.243.378,76 €	2.291.656,23 €	2.339.648,85 €	2.387.298,44 €	2.434.542,96 €	2.481.316,29 €	2.527.547,98 €	2.573.163,02 €	2.618.081,56 €	2.662.218,61 €
ANO		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Flujo total del proyecto		6.404.569,29 €	6.484.024,54 €	6.564.527,61 €	6.646.090,62 €	6.728.725,77 €	6.812.445,37 €	6.897.261,80 €	6.983.187,55 €	7.070.235,17 €	8.203.927,27 €
Flujo de caja del préstamo	-	3.699.085,50 €	- 3.736.243,57 €	- 3.775.519,65 €	- 3.817.034,47 €	- 3.860.915,64 €	- 3.907.298,02 €	- 3.956.324,21 €	- 4.008.144,89 €	- €	- €
Flujo total del accionista		2.705.483,79 €	2.747.780,97 €	2.789.007,96 €	2.829.056,15 €	2.867.810,14 €	2.905.147,35 €	2.940.937,59 €	2.975.042,66 €	7.070.235,17 €	8.203.927,27 €

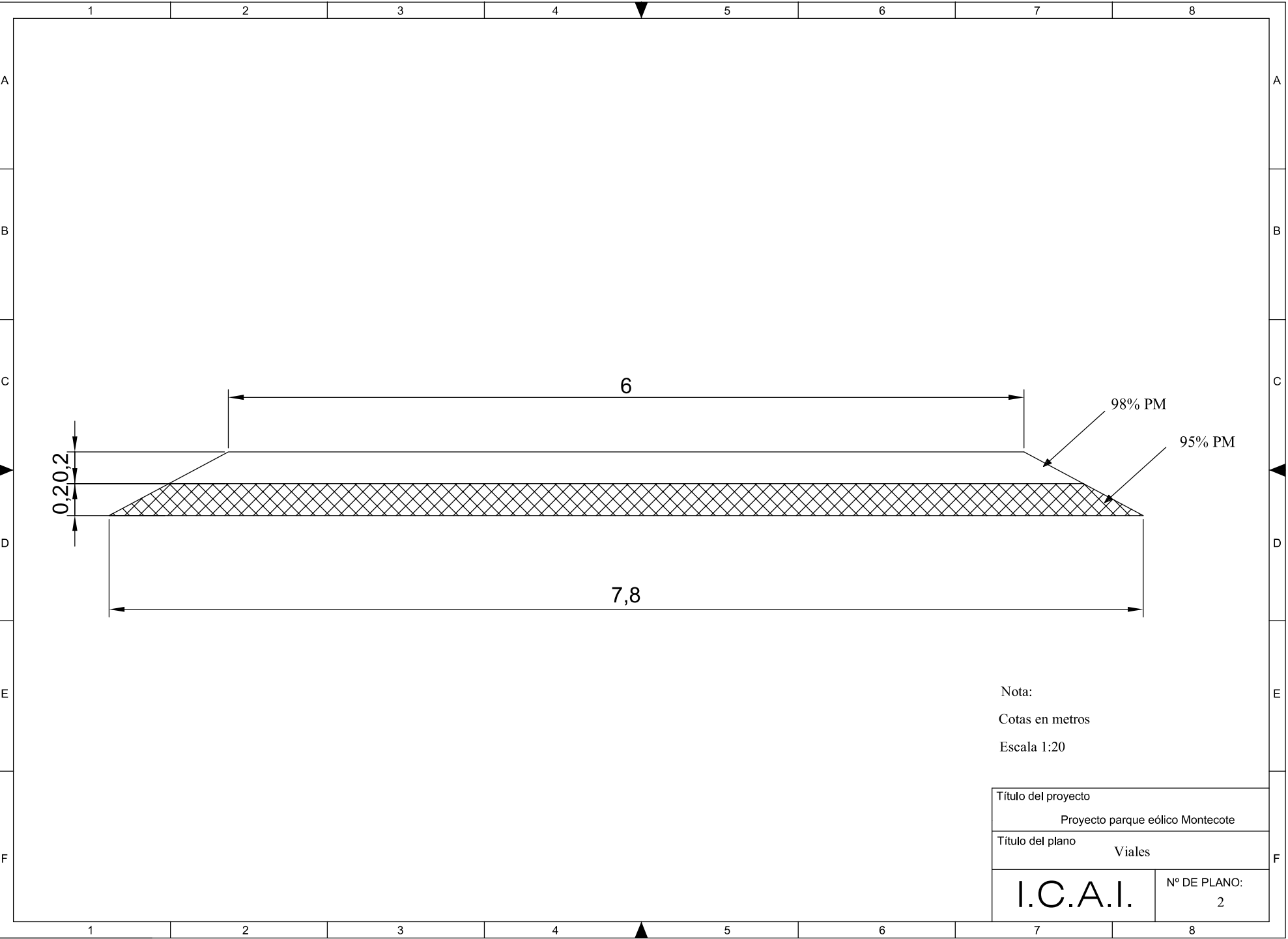
3.6- Flujos de caja acumulados

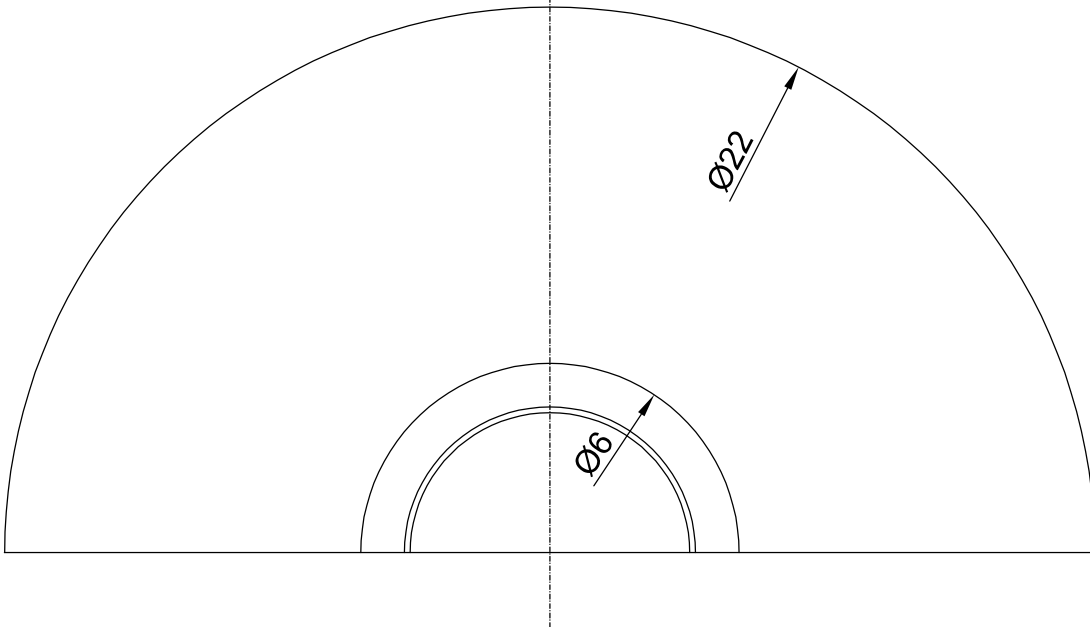
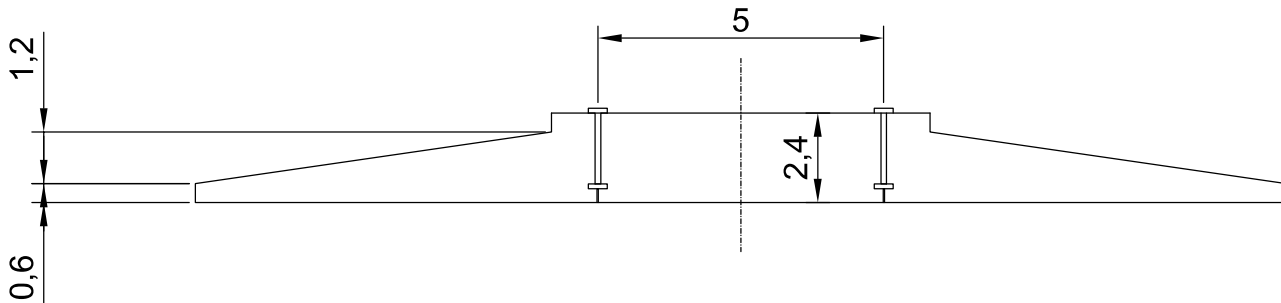
ANO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Flujo total del proyecto acumulado	- 58.658.429,36 €	- 52.993.381,26 €	- 47.258.710,33 €	- 41.453.484,76 €	- 35.576.761,51 €	- 29.627.586,34 €	- 23.604.993,60 €	- 17.508.006,21 €	- 11.335.635,54 €	- 5.086.881,30 €	1.239.268,53 €
Flujo total del accionista acumulado	- 13.658.429,36 €	- 11.415.050,60 €	- 9.123.394,37 €	- 6.783.745,53 €	- 4.396.447,09 €	- 1.961.904,12 €	519.412,17 €	3.046.960,15 €	5.620.123,17 €	8.238.204,73 €	10.900.423,34 €
ANO		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Flujo total del proyecto acumulado		7.643.837,82 €	14.127.862,37 €	20.692.389,98 €	27.338.480,60 €	34.067.206,38 €	40.879.651,75 €	47.776.913,55 €	54.760.101,10 €	61.830.336,27 €	70.034.263,54 €
Flujo total del accionista acumulado		13.605.907,13 €	16.353.688,10 €	19.142.696,06 €	21.971.752,21 €	24.839.562,34 €	27.744.709,69 €	30.685.647,29 €	33.660.689,95 €	40.730.925,12 €	48.934.852,39 €

ANEXO VI. PLANOS



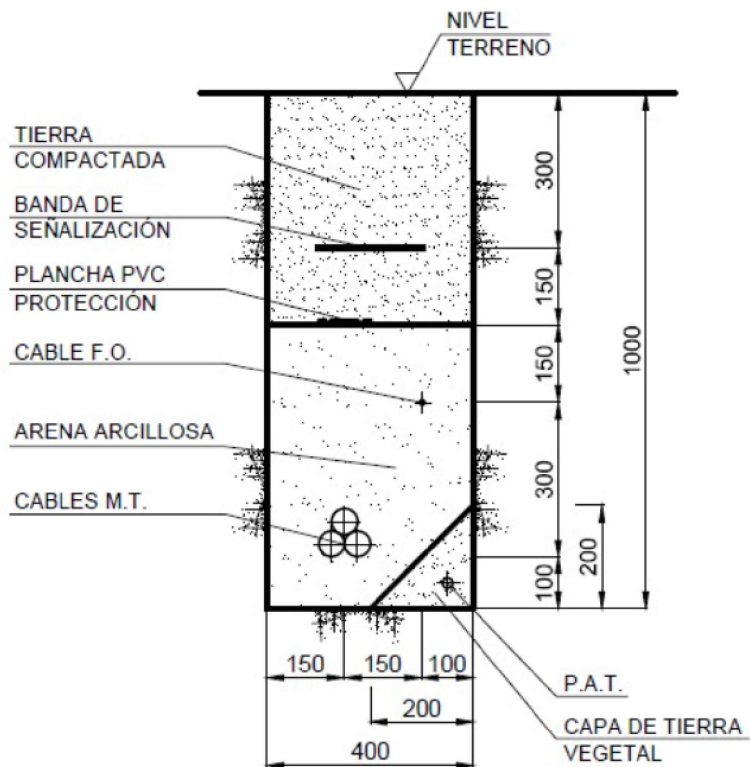
Título del proyecto	
Proyecto parque eólico Montecote	
Título del plano	
Detalle ubicación del emplazamiento	
I.C.A.I.	Nº DE PLANO: 1



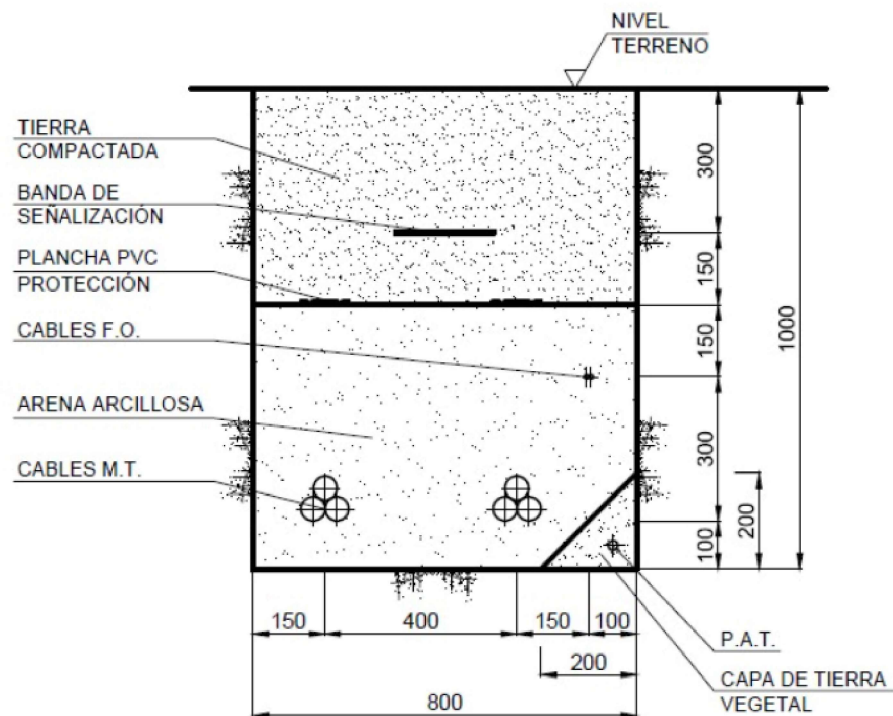


Nota:
Cotas en metros
Escala 1:10.000

Título del proyecto	
Proyecto parque eólico Montecote	
Título del plano	
Diseño de la cimentación	
I.C.A.I.	Nº DE PLANO: 3

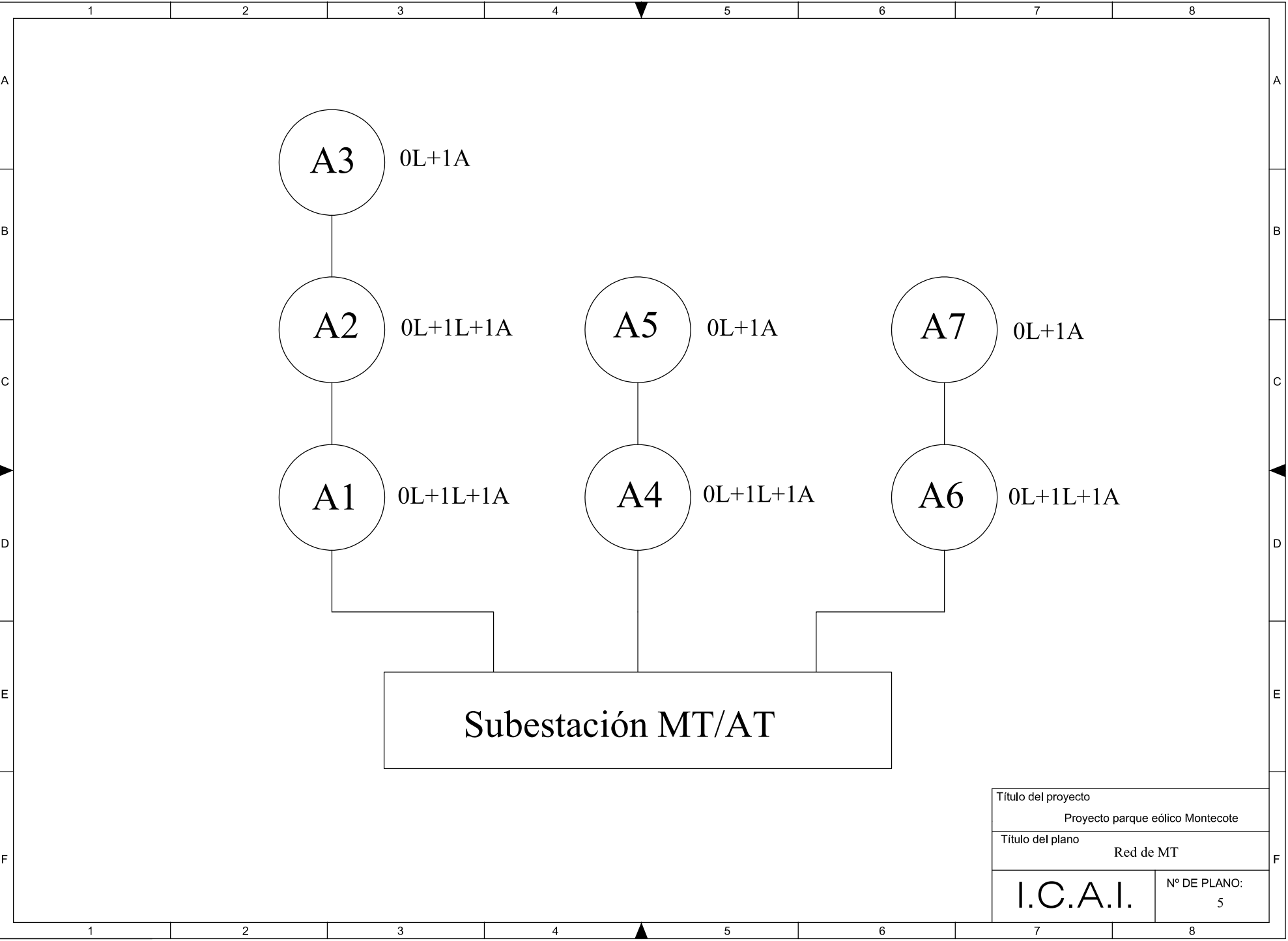


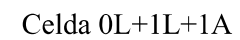
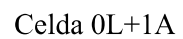
ZANJA TIPO Z-1a



ZANJA TIPO Z-2b

Título del proyecto	
Proyecto parque eólico Montecote	
Título del plano	
Zanjas	
I.C.A.I.	Nº DE PLANO: 4





Título del proyecto	
Proyecto parque eólico Montecote	
Título del plano	
Detalle tipos de celda	
I.C.A.I.	Nº DE PLANO: 6

