



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

PROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ACEBUCHE, ALBACETE

Autor: Margarita Estefanell Alarcón

Director: Consuelo Alonso Alonso

Coordinador: Fernando de Cuadra García

Madrid

Agosto de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

“Proyecto de un parque eólico en Acebuche, Albacete”

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2024/25 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.: Margarita Estefanell Alarcón

Fecha: 26/ 08/ 2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consuelo Alonso Alonso Fecha://



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

PROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ACEBUCHE, ALBACETE

Autor: Margarita Estefanell Alarcón

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Agradecimientos

A mi directora de proyecto, Consuelo, por su cercanía, paciencia y disponibilidad. Su apoyo ha sido clave para desarrollar este trabajo con seguridad y confianza.

A la empresa VORTEX S.L, por facilitarme los datos necesarios para el estudio del recurso eólico, y por la generosidad con la que han colaborado en este proyecto.

A los profesores que me han acompañado durante la carrera, por transmitir con pasión sus conocimientos a lo largo de estos años y por motivarme a seguir aprendiendo más allá del aula.

A mis amigos, por estar siempre ahí, animándome en los momentos de presión, convirtiendo este camino en una experiencia mejor.

Y, por supuesto, a mi familia, en especial a mis padres. Gracias por vuestro apoyo incondicional y por estar presentes en cada paso y cada etapa. Gracias por enseñarme, con vuestro ejemplo, a seguir adelante con ilusión y esfuerzo.

PROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ACEBUCHE, ALBACETE.

Autor: Estefanell Alarcón, Margarita.

Director: Alonso Alonso, Consuelo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

En este Proyecto de Fin de Grado se ha llevado a cabo el diseño de un parque eólico de 42 MW en la localidad de Acebuche, Albacete, evaluando tanto su viabilidad técnica como económica. Se ha analizado el recurso eólico, seguido de una simulación energética del parque. A continuación, se ha diseñado la obra civil e instalación eléctrica, y finalmente, se ha desarrollado un análisis económico con detalle. Los resultados obtenidos muestran que el proyecto es viable a 25 años, tanto a nivel energético como financiero.

Palabras clave: Energía eólica, aerogeneradores, emplazamiento, parque eólico.

1. Introducción

En España, la energía eólica tiene un papel clave en el desarrollo de un modelo energético más sostenible. Este recurso destaca por su abundancia, bajo impacto ambiental y contribución a la independencia energética. Actualmente, representa ya la principal fuente de generación eléctrica en el país, y su crecimiento es esencial para alcanzar los objetivos de descarbonización.

Este proyecto tiene como objetivo analizar la viabilidad técnica y económica de implantar un parque eólico en Acebuche. El parque eólico objeto de estudio se ubica en las proximidades de Casa Cañete, en el término municipal de Pozuelo (Albacete), una zona caracterizada por su orografía llana y de fácil acceso. El proyecto contempla una potencia total instalada de 42 MW, distribuida entre 7 aerogeneradores. La velocidad media del viento en la zona se sitúa en torno a los 7 m/s, lo que garantiza una producción significativa. Además, la existencia de una línea eléctrica cercana (a 9 km) facilita la conexión del parque a la red.

2. Desarrollo del proyecto

El presente trabajo se ha estructurado en diferentes fases, con el objetivo de analizar la viabilidad técnica y económica de un parque eólico de 42 MW de potencia instalada. El proyecto se compone de 7 aerogeneradores de última generación y se sitúa en una zona con buenas condiciones de viento en Pozuelo, provincia de Albacete.

La primera parte consiste en la selección del emplazamiento del parque, detallada en el Anexo I. Tras comparar tres ubicaciones posibles, se elige una zona próxima a Casa Cañete, en Albacete, que destaca por su orografía llana, una velocidad media del viento cercana a 7 m/s y la proximidad a una línea eléctrica, lo que facilita la conexión a la red.



Figura 1. Mapa del emplazamiento del parque eólico.

A continuación, se ha realizado un análisis detallado del recurso eólico mediante la herramienta Windographer, ampliamente utilizada en el sector, la cual permite calcular parámetros estadísticos del viento, analizar rosas de los vientos, y comparar el recurso eólico a diferentes alturas. La aplicación utiliza datos de velocidad y dirección del viento facilitados por la empresa Vortex S.L, con una resolución horaria. Todo este análisis se recoge en el Anexo II.

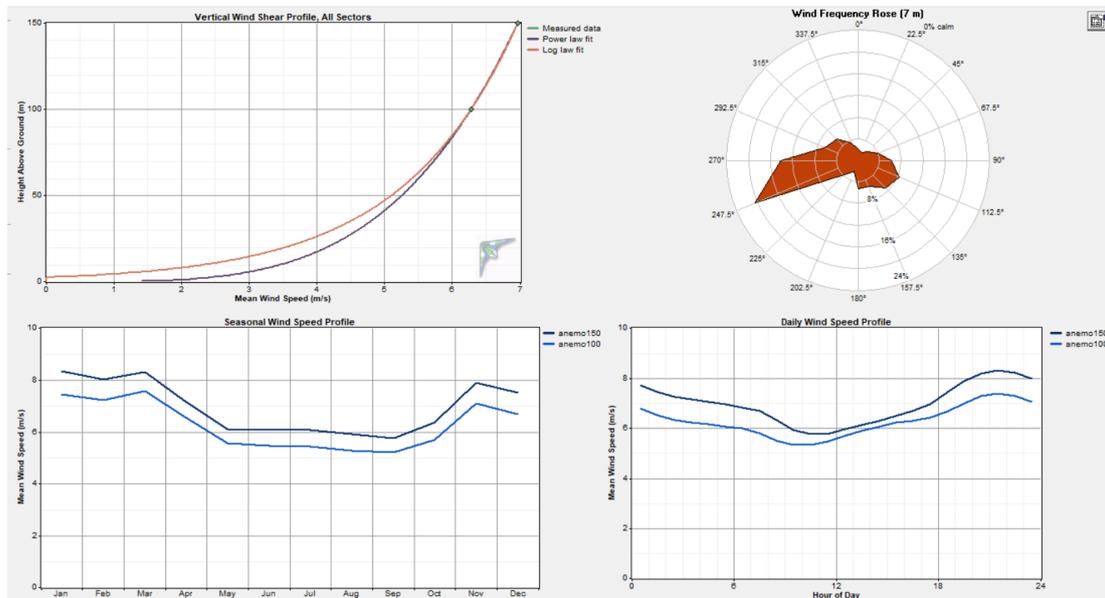
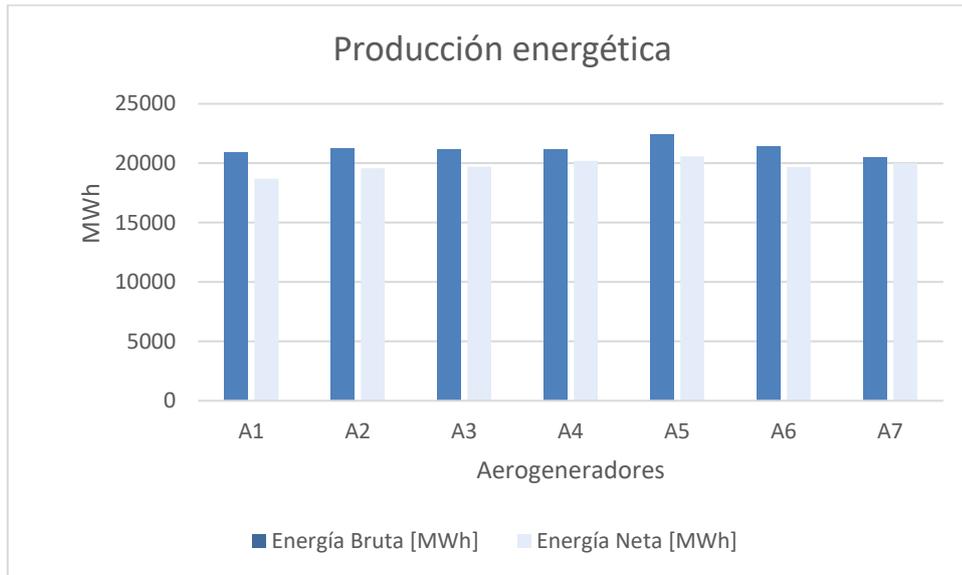


Figura 2. Resumen de los parámetros más característicos del viento. Windographer.

Con base en estos datos, se ha realizado la simulación energética del parque mediante tres modelos de aerogeneradores, escogiendo finalmente el modelo Nordex N163/6.X de 6 MW de potencia, 163 m de diámetro de rotor y una altura de buje de 150 metros. Este proceso ha tenido en cuenta factores como la orientación de los aerogeneradores, las pérdidas por orografía, la eficiencia del sistema, el rendimiento de los equipos y las disponibilidades técnicas. El resultado de la simulación indica una producción neta anual de aproximadamente 138 GWh.



Gráfica 1. Simulación de energía producida por los aerogeneradores.

En paralelo, se ha diseñado toda la infraestructura de obra civil del parque, definiendo los accesos, viales internos de servicio, cimentaciones específicas y canalizaciones eléctricas. Todo ello, se ha planificado conforme a los requerimientos técnicos del fabricante.

Respecto a la instalación eléctrica, se ha abordado el diseño completo de la red de baja y media tensión del parque, así como la subestación de transformación. Se han dimensionado los cables, definido el sistema de puesta a tierra, y establecido la configuración de las celdas de media tensión. Se incluye también el diseño del esquema unifilar y los equipos de protección. Los cálculos justificativos se incluyen en el Anexo III.

Por último, se ha desarrollado un análisis económico completo del proyecto. Este análisis incluye un presupuesto detallado desglosado, la cuenta de pérdidas y ganancias, y el cálculo del flujo de caja del parque durante los 25 años de vida útil. A partir de este flujo, se obtienen los indicadores clave de viabilidad: Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el periodo de retorno, y el coste medio ponderado del capital

(WACC). Los resultados reflejan la viabilidad técnica y económica del proyecto. Todo ello se encuentra desglosado y detallado en el Anexo IV.

Como cierre de proyecto, se realiza el análisis de la contribución del parque a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de Naciones Unidas. Se justifica su alineación con objetivos clave como el acceso a energía limpia, la acción por el clima, o el fomento del desarrollo sostenible a nivel local.

3. Resultados y conclusiones

El estudio realizado permite concluir que el emplazamiento seleccionado en Pozuelo (Albacete) presenta unas condiciones óptimas para el desarrollo del parque eólico. La topografía llana, la baja ocupación del terreno, y una velocidad media del viento cercana a los 7 m/s lo convierten en un lugar adecuado.

El análisis del recurso eólico, realizado con datos de VORTEX y procesado con Windographer muestra una buena estabilidad del viento, y una distribución favorable, con un factor de capacidad elevado.

Parámetro	Altura 100 m	Altura 150 m	Observaciones
Velocidad media del viento (m/s)	6,4	7,2	El valor a 150 m confirma la viabilidad (>6 m/s)
Dirección predominante	247,5°	247, 5°	Viento constante del Oeste- Suroeste que condiciona la orientación del parque.
Factor de forma Weibull (k)	2,3	2,5	Indica distribución de velocidades (valores >2 = viento estable)
Velocidad de escala Weibull	6,9	7,7	Relacionada con la energía disponible; mayor a 150 metros.
Mes de mayor recurso	Noviembre - marzo	Noviembre- marzo	Alcanzando picos de más de 8 m/s en invierno.
Horas de mayor viento	18:00 - 00:00	18:00 - 00:00	Mayor viento en la madrugada.
Velocidad máxima registrada	30 m/s	32 m/s	Picos puntuales, relevante para el diseño estructural
Probabilidad de más de 7 m/s	0,2	0,5	Más de el doble a 150 metros.
Turbulencia	Baja	Baja	Menor fatiga en las máquinas y mayor vida útil.

Tabla 1. Resumen de los parámetros más característicos del viento.

A partir de esta caracterización, se realiza la simulación energética del parque, comparando el comportamiento de tres modelos distintos de aerogeneradores, concluyendo que el modelo Nordex N163/6.X es el más adecuado para las condiciones del emplazamiento. Con este modelo, el parque alcanza una producción neta anual de 138.407 MWh y un rendimiento medio del 93% entre los 7 aerogeneradores.

	Energía Bruta [MWh]	Energía Neta [MWh]	Pérdidas factor estela [%]
Total	148801,55	138408,03	6,98

Tabla 2. Totales de energía generada por el parque.

Finalmente, el análisis económico muestra que el proyecto es viable y rentable. Con un presupuesto ajustado a 44,7 millones de euros, con un precio de venta de la energía medio de 50,7 €/MWh. Se obtienen los siguientes resultados:

VAN del proyecto	17.023
VAN del accionista	11.633
TIR del proyecto	9%
TIR del accionista	23%

Tabla 2. Resumen de indicadores financieros.

Estos resultados demuestran la sostenibilidad económica del parque en el contexto actual de transición energética, y lo posicionan como una inversión atractiva.

WIND FARM PROJECT IN ACEBUCHE, ALBACETE.

Author: Estefanell Alarcón, Margarita.

Supervisor: Alonso Alonso, Consuelo.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This Project presents the technical and economic design of a 42 MW wind farm in Acebuche (Albacete, Spain) assessing both its technical feasibility and financial viability. The study includes a wind resource assessment, followed by an energy production simulation. Subsequently, the civil works and electrical installation are designed, and a complete economic analysis is developed. Results show that the project is feasible over a 25-year lifespan, both in terms of energy performance and economic return.

Key words: Wind energy, wind turbines, wind farm, renewables.

1. Introduction

Wind energy plays a key role in Spain's transition towards a more sustainable energy model. This renewable resource stands out for its abundance, low environmental impact, and its contribution to energy independence. Today, wind is already the main source of electricity generation in the country, and its continued growth is essential to meeting decarbonization targets.

This project aims to analyse the technical and economic viability of deploying a wind farm in Acebuche. The selected site is located near Casa Cañete, within the municipality of Pozuelo (Albacete), a flat area with easy access. The wind farm has a total installed capacity of 42 MW, distributed across 7 wind turbines. The average wind speed in the area is 7 m/s, which ensures significant energy production. Furthermore, the proximity of an electrical line (9 km away) simplifies grid connection.

2. Project Development

The project is structured into several phases to assess the technical and economic feasibility of a 42 MW wind farm composed of seven wind turbines, located in a region with favourable conditions in Pozuelo, Albacete.

The first step is the selection of the optimal site, described in Annex I. After comparing three candidate locations, the final choice is made based on its flat topography, average wind speed near 7 m/s, and closeness to the grid.



Figure 1. Wind farm site map.

Next, a detailed wind resource analysis is carried out using Windographer, a widely used software in the wind sector. It enables the evaluation of statistical wind parameters, wind roses, and vertical extrapolation. The tool processes hourly wind speed and direction data provided by Vortex S.L, and all results are presented in Annex II.

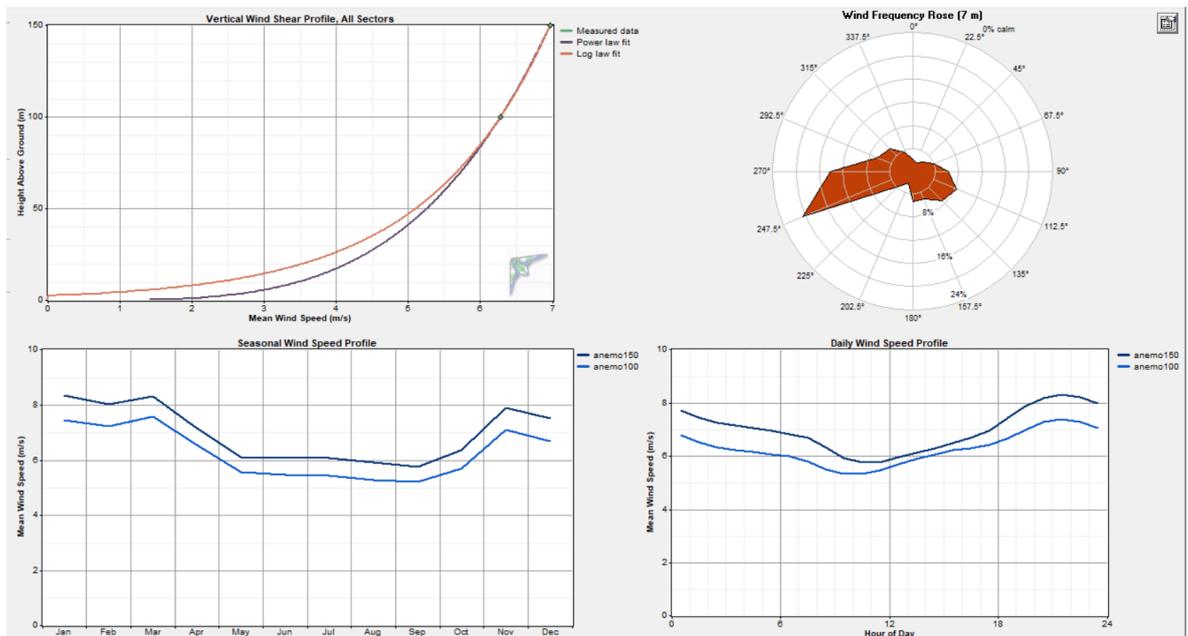
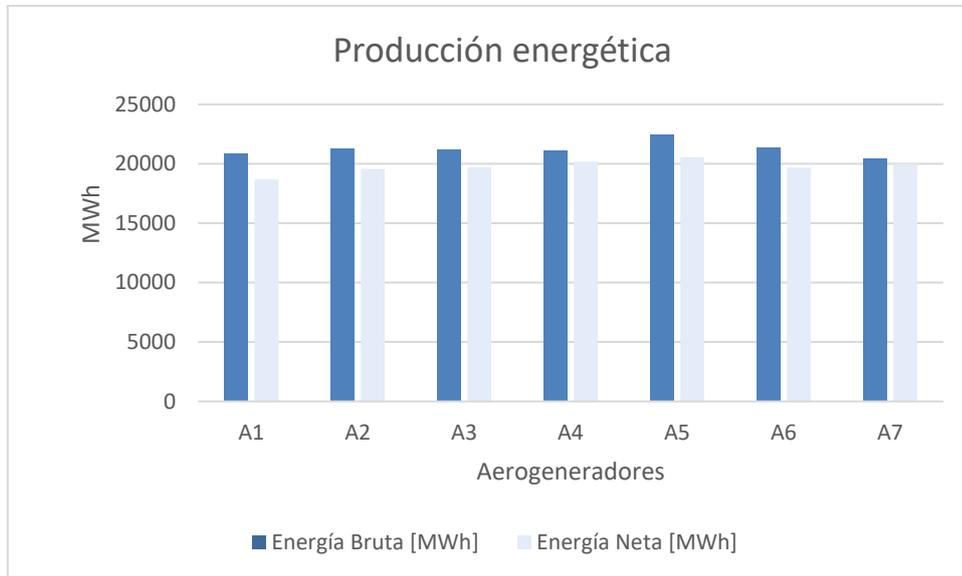


Figure 2. Wind Characteristics Summary.

Based on this analysis, the energy production of the wind farm is simulated using three different wind turbine models, selecting for the project the Nordex N163/6.X model with a rated power of 6 MW, a rotor diameter of 163 meters, and a hub height of 150 meters. The simulation process considers several factors, such as turbine orientation, terrain-related losses, system efficiency, equipment performance, and technical availability. The results indicate a net annual energy production of approximately 138 GWh.



Graph 1. Simulated energy output by turbine.

In parallel, all civil infrastructure is designed, including access roads, internal paths, turbine foundations, and cable trenches, following the technical specifications provided by the manufacturer.

Regarding the electrical system, the full design of the low and medium voltage network is developed, as well as the step-up substation. Cable sizing, earthing system, switchgear configuration, one-line diagram, and protection systems are defined. Supporting calculations are provided in Annex III.

Finally, a comprehensive financial analysis is conducted. It includes a detailed cost breakdown, profit and loss account, and 25-year cash flow. Based on the financial projections, key indicators such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), payback period, and Weighted Average Cost of Capital (WACC) are obtained. Full details are provided in Annex IV.

As a closing selection, the project's alignment with the United Nations Sustainable Development Goals (SDGs) is evaluated, showing its contribution to clean energy access, climate action, and sustainable local development (Annex V).

3. Results and conclusions

The analysis confirms that the selected site in Pozuelo (Albacete) offers optimal conditions for wind energy development. The flat terrain, low land usage, and average wind speeds of around 7 m/s make it a highly suitable location.

The wind resource assessment, based on VORTEX data and analysed with Windographer, shows a stable wind regime and favourable frequency distribution, resulting in a high capacity factor.

Parameter	Height 100 m	Height 150 m	Remarks
Mean wind speed (m/s)	6.4	7.2	The value at 150 m confirms feasibility (>6 m/s).
Predominant direction	247.5°	247.5°	Constant wind from the West-Southwest, which influences turbine orientation.
Weibull shape factor (k)	2.3	2.5	Indicates wind speed distribution (values >2 = stable wind).
Weibull scale factor (c)	6.9	7.7	Related to available energy; higher at 150 meters.
Peak wind months	November – March	November – March	Peaks above 8 m/s in winter.
Hours of highest wind	18:00 – 00:00	18:00 – 00:00	Stronger winds at night.
Maximum recorded wind speed	30 m/s	32 m/s	Occasional peaks, relevant for structural design.
Probability > 7 m/s	0.2	0.5	More than twice as likely at 150 meters.
Turbulence	Low	Low	Lower mechanical stress and longer service life.

Table 1. Summary of the most characteristic wind parameters.

Following this, an energy simulation is conducted comparing three turbine models. The Nordex N163/6.X is selected as the most suitable, achieving a net annual production of 138.407 MWh and an average efficiency of 93% across the seven turbines.

	Gross Energy [MWh]	Net Energy [MWh]	Wake effect losses [%]
Total	148,801.55	138,408.03	6.98

Table 2. Total energy output of the wind farm.

The economic assessment confirms that the project is profitable. With a total budget of approximately 44,7€ million, and an average electricity selling price of 50,7€/MWh. The following results are obtained:

Project IRR	9%
Equity IRR	23%
Project NPV (k€)	17.023
Equity NPV (k€)	11.633

Table 3. Summary of financial indicators.

These outcomes confirm the technical robustness and financial sustainability of the wind farm, positioning it as a promising investment in the context of Spain's energy transition.

ÍNDICE GENERAL

DOCUMENTO Nº1. MEMORIA DESCRIPTIVA	2
DOCUMENTO Nº2. PLANOS	74
DOCUMENTO Nº3: PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN	84
ANEXO I. ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO	4
ANEXO II. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO	1
ANEXO III: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	1
ANEXO IV: DESGLOSE DEL ANÁLISIS ECONÓMICO	1
ANEXO V: ALINEACIÓN CON LOS ODS	1

DOCUMENTO N°1. MEMORIA DESCRIPTIVA

ÍNDICE DE LA MEMORIA

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	11
CAPÍTULO 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN.....	13
CAPÍTULO 3. OBJETIVO DEL PROYECTO.....	17
CAPÍTULO 4. UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL PARQUE.....	18
CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO.....	21
CAPÍTULO 6. SIMULACIÓN ENERGÉTICA.....	25
CAPÍTULO 7. AEROGENERADOR NORDEX N163/6.X.....	30
7.1 Datos generales del diseño técnico.....	30
7.2 Estructura.....	30
7.2.1 Torre.....	30
7.2.2 Rotor.....	31
7.2.3 Góndola.....	31
7.3 Curvas de potencia y rendimiento.....	34
CAPÍTULO 8. OBRA CIVIL.....	35
8.1 Descripción general del emplazamiento.....	35
8.2 Accesos y viales internos.....	36
8.2.1 Accesos.....	36
8.2.2 Viales internos.....	37

8.3	Cimentación de los aerogeneradores	38
8.4	Edificio de control	38
8.5	Zanjas y canalizaciones eléctricas	39
CAPÍTULO 9. INSTALACIONES ELÉCTRICAS		40
9.1	Baja tensión	40
9.2	media tensión.....	41
9.3	Líneas y cables.....	43
9.4	ZANJAS ELÉCTRICAS	45
9.5	Puesta a tierra.....	46
9.6	Subestación eléctrica	46
CAPÍTULO 10. PLANIFICACIÓN.....		52
CAPÍTULO 11. ANÁLISIS ECONÓMICO.....		53
11.1	Presupuesto.....	53
11.2	Cuenta de pérdidas y ganancias.....	55
11.3	Flujo de caja	58
11.4	Indicadores financieros.....	60
CAPÍTULO 12. CONTAMINACIÓN EVITADA		63
CAPÍTULO 13. ALINEACIÓN CON LOS ODS.....		65

CAPÍTULO 14. NORMATIVA	66
CAPÍTULO 15. CONCLUSIONES	69
15.1 Conclusiones potencial eólico	69
15.2 Conclusiones técnicas.....	69
15.3 Conclusiones económicas.....	69
CAPÍTULO 16. BIBLIOGRAFÍA	71

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1. Mix de generación eléctrica en España por tecnologías.....	11
Ilustración 2. Capacidad instalada de tecnologías renovables según el PNIEC.....	12
Ilustración 3. Mix energético en España, enero 2025.....	13
Ilustración 4. Potencia eólica por CCAA en España (2024)	14
Ilustración 5. Crecimiento histórico de la capacidad eólica mundial.	15
Ilustración 6. Capacidad eólica mundial onshore y offshore por país (2024)	16
Ilustración 7. Imagen aérea del parque eólico.	18
Ilustración 8. Mapa topográfico detallado del emplazamiento con ubicación de aerogeneradores.	26
Ilustración 9. Mapa general del entorno topográfico del área de estudio, con curvas de nivel.	26
Ilustración 10. Delimitación del área del parque eólico y localización de aerogeneradores.	35
Ilustración 11. Accesos al parque eólico por carretera nacional, regional y local. [6].....	36
Ilustración 12. Accesos locales y provinciales al parque eólico.....	37
Ilustración 13. Trazado de las zanjas eléctricas desde los aerogeneradores a la subestación.	39
Ilustración 14. Esquema básico de los circuitos de evacuación del parque.	43

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Resumen de los parámetros más característicos del viento.....	10
Tabla 2. Resumen de indicadores financieros.	11
Tabla 3. Coordenadas de los aerogeneradores.....	19
Tabla 4. Características técnicas del parque eólico de Acebuche, Albacete.	20
Tabla 5. Características de la zona.	20
Tabla 6. Resumen del análisis del recurso eólico.	24
Tabla 7. Energía producida por los aerogeneradores VESTAS a 150 m.	27
Tabla 8. Resultados finales de energía vertida, horas equivalentes y factor de capacidad con VESTAS a 150m.	27
Tabla 9. Energía producida por los aerogeneradores Nordex N163/6.X a 150 m.....	28
Tabla 10. Resultados finales de energía vertida, horas equivalentes y factor de capacidad con Nordex N163/6.X	28
Tabla 11. Energía producida por los aerogeneradores General Electric a 150m.	28
Tabla 12. Resultados finales de energía vertida, horas equivalentes y factor de capacidad General Electric.	28
Tabla 13. Datos del diseño técnico aerogenerador Nordex N163/6.X	30
Tabla 14. Características técnicas del rotor.	31
Tabla 15. Especificaciones del sistema de freno.	31
Tabla 16. Especificaciones técnicas de la multiplicadora.	32
Tabla 17. Especificaciones técnicas del generador.	32
Tabla 18. Especificaciones técnicas del transformador.....	33
Tabla 19. Características viales interiores.	37
Tabla 20. Sección tipo de los viales.	38
Tabla 21. Distancias entre posiciones.	39
Tabla 22. Especificaciones técnicas transformador del aerogenerador.....	40
Tabla 23. Características centro de transformación.....	41
Tabla 24. Celdas intermedias en el parque eólico.	42

Tabla 25. Circuitos de evacuación del parque.....	43
Tabla 26. Selección final de conductores para cada circuito y longitudes de los tramos....	44
Tabla 27. Ternas por las zanjas eléctricas.	45
Tabla 28. Especificación técnica del transformador 30/220kV.....	48
Tabla 29. Características técnicas del seccionador.....	48
Tabla 30. Características técnicas interruptor.....	49
Tabla 31. Características técnicas pararrayos.....	49
Tabla 32. Características técnicas transformador de intensidad.....	50
Tabla 33. Características técnicas transformador de tensión.....	50
Tabla 34. Inputs análisis económico.	53
Tabla 35. Presupuesto de ejecución resumido.....	55
Tabla 36. Precio medio aritmético de la energía en España.....	56
Tabla 37. Cuenta de pérdidas y ganancias resumida.....	57
Tabla 38. Cash Flow para el accionista.	59
Tabla 39. Flujo de caja.	59
Tabla 40. Flujo de caja de la deuda.	59
Tabla 41. Cálculo del WACC, VAN y TIR del proyecto.....	60
Tabla 42. tCO2 emitido al año por las diferentes tecnologías.....	63
Tabla 43. Emisiones de CO2 acumuladas.	63
Tabla 44. Emisiones al año de los diferentes tipos de centrales.....	64
Tabla 45. Resumen características técnicas parque.....	69
Tabla 46. Presupuesto resumido.....	70
Tabla 47. Indicadores financieros del proyecto.....	70

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Simulación de energía producida por los aerogeneradores.	9
Gráfica 2. Velocidad media del viento según la altura.	21
Gráfica 3. Rosa del viento de la frecuencia a 150 m.	22
Gráfica 4. Velocidad del viento según la estación a 100m y 150 m.	22
Gráfica 5. Comparación de ajustes de la distribución de Weibull con los datos reales de la velocidad de viento.	23
Gráfica 6. Ajuste de la función de distribución de Weibull a los datos reales de velocidad del viento de todos los sectores.	24
Gráfica 7. Curva de potencia y rendimiento aerogenerador Nordex N163/6.X.	34
Gráfica 8. Rendimiento de los aerogeneradores del parque eólico.	34

LISTA DE ACRÓNIMOS

- AEE. Asociación Empresarial Eólica.
- AEP. Annual Energy production (*Producción Anual de Energía*)
- BT. Baja Tensión.
- CAPEX. Capital Expenditure (*Inversión de capital*)
- CEE. Comunidad Económica Europea.
- CTE. Código Técnico de la Edificación.
- HV. High Voltage (*Alta Tensión*)
- IEC. International Electrotechnical Commission.
- ITC-BT. Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento de Baja Tensión.
- ITC- RAT. Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento de Alta Tensión.
- ITC- LAT. Instrucciones Técnicas Complementarias para Líneas de Alta Tensión.
- LOE. Ley de Ordenación de la Edificación.
- MT. Media Tensión.
- O&M. Operation and Maintenance (*Operación y Mantenimiento*)
- ODS. Objetivos de Desarrollo Sostenible.
- RD. Real Decreto.
- RAT. Reglamento Alta Tensión.
- TIR. Tasa Interna de Retorno.
- VAN. Valor Actual Neto.
- WACC. Weighted Average Cost of Capital (*Costo Medio Ponderado de Capital*)

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

Actualmente, España se encuentra en mitad de la transición hacia un modelo energético más sostenible, el cual, está caracterizado por una creciente presencia de las energías renovables. Este cambio se debe, principalmente, a la necesidad de reducción de emisiones de gases contaminantes y de luchar contra el cambio climático, y a su vez de desarrollar más los recursos disponibles tenemos en la Península para cubrir la demanda energética. Sin embargo, esta situación se encuentra ante el desafío de conseguir también cumplir con la seguridad del sistema y garantizar la continuidad del suministro de energía.

En este momento concreto de cambio, la energía eólica posee un rol determinante en España, puesto que se trata de un recurso abundante. Según la AEE (Asociación Empresarial Eólica), esta fuente de energía primaria ha sido en 2023 la principal fuente de generación eléctrica del país, con aproximadamente un 25% de la producción total. [1]

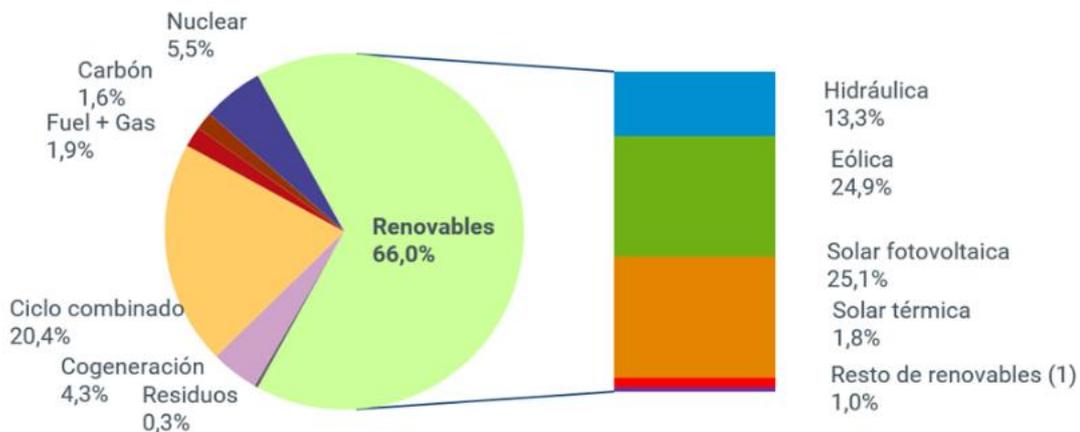


Ilustración 1. Mix de generación eléctrica en España por tecnologías.

En este sentido, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) fija como meta que en 2030 el 74% de la electricidad provenga de renovables, con una potencia eólica superior a los 62 GW instalados. [2] Por ello, este proyecto no solo contribuye a alcanzar dichos

objetivos, sino que resultan imprescindibles para garantizar su cumplimiento, reforzando la contribución de la energía eólica a los compromisos nacionales y europeos.

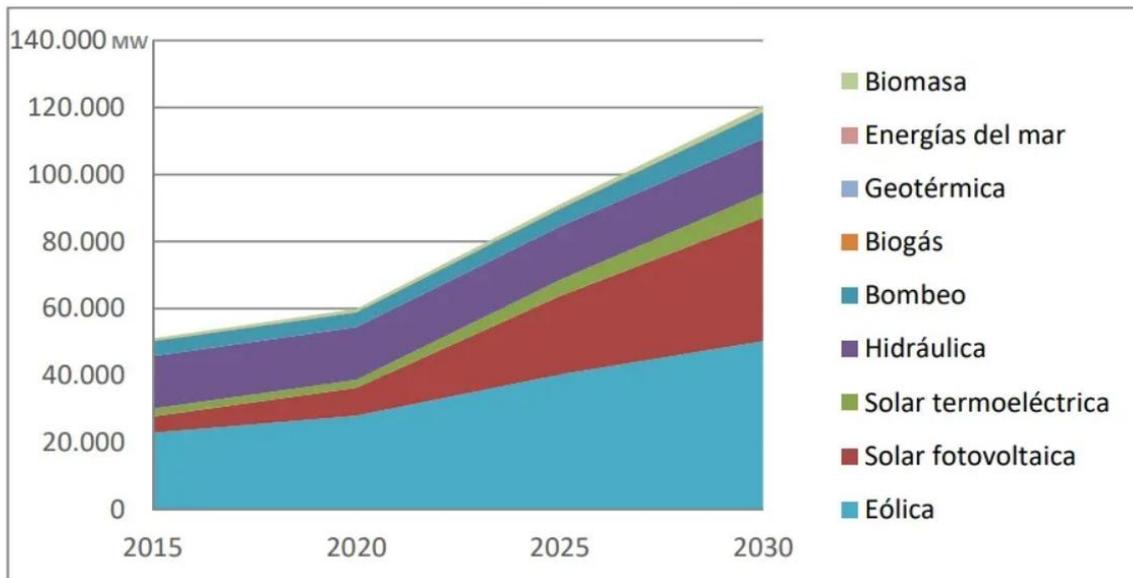


Ilustración 2. Capacidad instalada de tecnologías renovables según el PNIIEC.

Este tipo de energía no solo tiene beneficios ambientales, sino que también tiene beneficios económicos. El viento en sí no tiene coste, por lo cual los productores pueden ofertar la energía a precios más asequibles. En relación también a la dependencia internacional, otra ventaja que supone desarrollar más esta tecnología es que permitirá a España depender menos de acuerdos con otros países para la cobertura de la demanda energética.

En este proyecto se desarrollará la viabilidad técnica y económica del desarrollo de un nuevo parque eólico en España, para así contribuir a la difusión de esta fuente de energía renovable, crucial para un mix energético más sostenible.

Capítulo 2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

La energía eólica se ha consolidado como uno de los pilares fundamentales del sistema eléctrico español, y como motor de la transición hacia un modelo energético descarbonizado. España es uno de los países líderes en Europa, en capacidad eólica instalada, superando el 25% de la generación eléctrica anual. Esto refleja no solo la abundancia del recurso eólico en el país, sino también la apuesta tecnológica e industrial del mismo hacia estas energías.

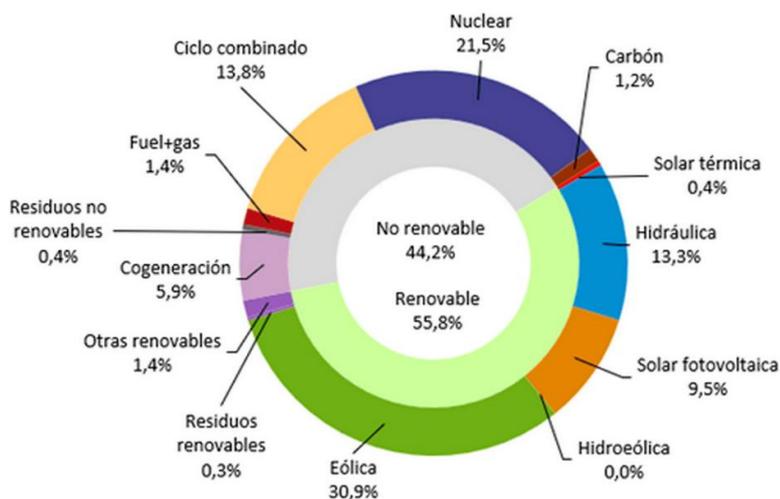


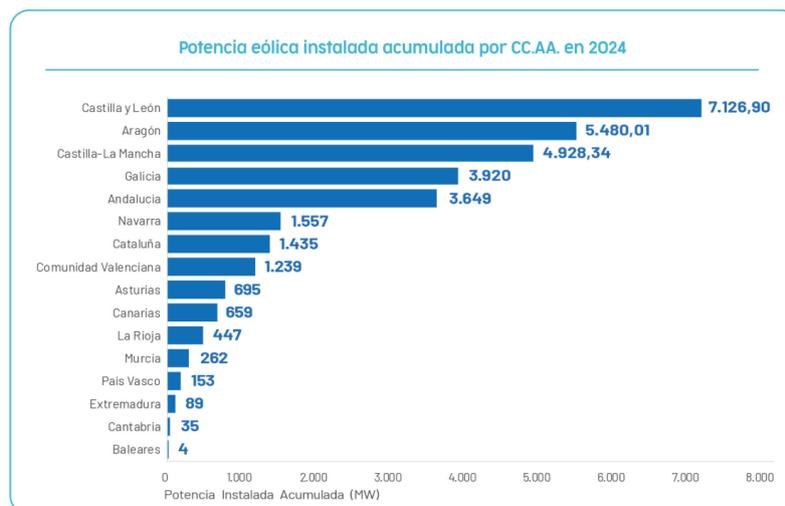
Ilustración 3. Mix energético en España, enero 2025

La situación generada tras el apagón del 28 de abril podría interpretarse, en un primer análisis, como un indicio de que no resulta necesaria una mayor incorporación de energías renovables (en este caso, parques eólicos) en la ya sobrecargada red eléctrica española. Sin embargo, esta percepción sería incompleta. La integración de fuentes renovables, en particular de la energía eólica, no solo sigue siendo clave para avanzar hacia los objetivos de descarbonización, sino que también puede contribuir a mejorar la estabilidad y resiliencia del sistema eléctrico si se gestiona de forma adecuada.

Para lograrlo, resulta imprescindible reforzar las herramientas de control dinámico de la red, optimizando la capacidad de respuesta ante variaciones súbitas en generación y demanda. En definitiva, lejos de construir una amenaza para la red, una mayor penetración de energía eólica, bien planificada y coordinada con los operadores del sistema se convierte en una oportunidad estratégica para hacer la red eléctrica española más robusta, flexible y, sobre todo, sostenible.

Actualmente, otro de los principales desafíos se encuentra en localizar nuevos emplazamientos para poder aprovechar mejor este recurso que es abundante en España. La selección de estas localizaciones debe cumplir ciertos criterios técnicos y ambientales, entre ellos encontrarse en zonas llanas, fácilmente accesibles, cerca de líneas de 220 kV, y zonas no protegidas.

En 2024, Castilla y León se consolidó como la comunidad autónoma líder en potencia eólica instalada en España, con más de 7100 MW acumulados. Le siguen Aragón (5480 MW) y Castilla-La Mancha (4928 MW), lo que refleja la fuerte concentración del recurso eólico en la mitad norte peninsular. Estos datos confirman la relevancia estratégica de Castilla-La Mancha como emplazamiento adecuado para nuevos proyectos. [2]



Fuente: REE y elaboración AEE

Ilustración 4. Potencia eólica por CCAA en España (2024)

A pesar de que el proyecto se centre en un emplazamiento en España, la energía eólica se considera a nivel global entre las fuentes de energía renovable más importantes, por todos los beneficios que esta supone. La capacidad mundial total instalada de esta a finales de 2024 alcanzó los 1.136 GW, lo cual representa un aumento del 11% respecto al año anterior. [2] En el mismo año, los tres principales países productores de energía eólica fueron China, con una capacidad de 520,6 GW de potencia instalada acumulada; Estados Unidos, con una capacidad total de 154,528 GW; y Alemania, con 72,76 GW. [2]. Respecto a los últimos años, esta producción ha sido considerablemente incrementada, por la actual necesidad de reducir las emisiones de carbono, y diversificar las fuentes de energía para garantizar el suministro.

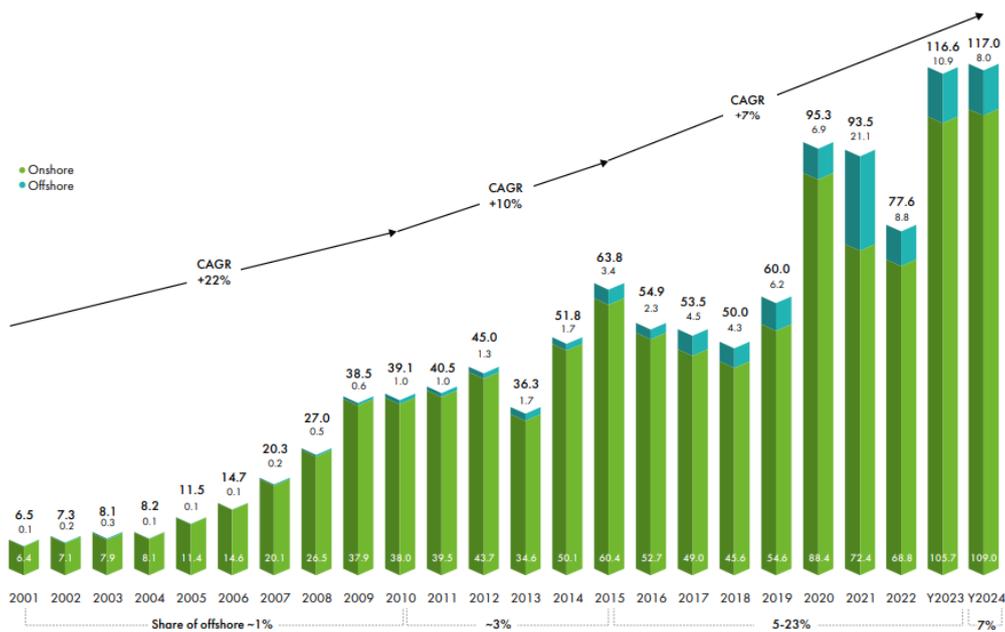


Ilustración 5. Crecimiento histórico de la capacidad eólica mundial.

Otro aspecto que destacar a nivel mundial es la energía eólica offshore, es decir, en el mar. En 2024, se conectaron a la red 8 GW de nueva capacidad eólica marina a nivel mundial. [2] Actualmente, hay 313 parques eólicos marinos en funcionamiento en el mundo, y la mayoría de ellos se encuentran en Europa: en el Mar del Norte y el Mar Báltico. [3] Esta tecnología tiene grandes ventajas, como vientos más constantes e intensos. Sin embargo, su desarrollo en España tiene un futuro limitado debido a la escasa amplitud de la plataforma continental, y los usos turísticos o pesqueros de la costa han impedido hasta el momento su implantación.



Ilustración 6. Capacidad eólica mundial onshore y offshore por país (2024)

Capítulo 3. OBJETIVO DEL PROYECTO

En este contexto de creciente relevancia de la energía eólica, el presente Trabajo de Fin de Grado desarrolla un estudio integral para el diseño y evaluación de un parque eólico en España.

Para ello, en primer lugar, se ha seleccionado un emplazamiento dentro de la Península Ibérica y se ha llevado a cabo un análisis detallado del recurso eólico disponible. A continuación, se ha realizado una simulación de la producción energética mediante la aplicación especializada WAsP, lo que ha permitido confirmar la viabilidad técnica del proyecto.

Posteriormente, se ha abordado el diseño de la obra civil necesaria, incluyendo los accesos y la nueva infraestructura asociada, así como la planificación de la instalación eléctrica, incluyendo la subestación del parque y el sistema de conexión a la red.

Finalmente, se ha efectuado un exhaustivo estudio económico para evaluar la viabilidad financiera del parque eólico, concluyendo que el proyecto no solo resulta técnicamente factible, sino también rentable desde el punto de vista económico.

Capítulo 4. UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

Una vez contextualizada la relevancia de la energía eólica y la motivación del presente proyecto, se procede a describir las características del parque eólico objeto de estudio. Para ello, se presenta en primer lugar la ubicación seleccionada, elemento clave para determinar la viabilidad técnica y económica del proyecto.

El parque eólico se encuentra en la provincia de Albacete, concretamente en el municipio de Pozuelo. En sus alrededores, destaca el núcleo rural de Casa Cañete y la localidad de Acebuche. Se trata de una zona sin grandes elevaciones, buena accesibilidad y alejada de espacios naturales protegidos. Está compuesto por 7 aerogeneradores de 6 MW cada uno. La velocidad del viento media a 150 metros de altura de buje es de 7 m/s con una dirección predominante Oeste-Suroeste y ligeras contribuciones del oeste.



Ilustración 7. Imagen aérea del parque eólico.

El criterio de selección de este emplazamiento se detalla en el “Anexo I: Elección del emplazamiento”. De forma resumida, la elección se fundamenta en los siguientes aspectos:

- Velocidad del viento adecuada (≈ 7 m/s).
- Buena accesibilidad y relieve poco accidentado.
- Facilidad de interconexión a la red eléctrica.
- Sin limitaciones medioambientales destacables.
- Potencial energético favorable para el desarrollo del parque.

El principal acceso al parque se realiza mediante la carretera AB-518, y las coordenadas de los 7 aerogeneradores son las siguientes:

Zona: 30 S

Aerogenerador	Coordenadas (UTM)
A1	(583033, 4295214)
A2	(582569, 4295256)
A3	(582050, 4295507)
A4	(581682, 4295884)
A5	(583454, 4294299)
A6	(582911, 4294330)
A7	(582315, 4294298)

Tabla 3. Coordenadas de los aerogeneradores.

Cada aerogenerador genera electricidad a una tensión de 950 V, la cual se eleva posteriormente a 30 kV mediante transformadores. Desde la subestación del parque, la energía se evacúa a la red de transporte a través de una línea de 220 kV, situada a tan solo 9km de distancia.

En la siguiente tabla, se encuentran las principales características del parque.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PARQUE EÓLICO DE ACEBUCHE, ALBACETE	
Número de aerogeneradores	7
Potencia nominal unitaria (MW)	6
Potencia total instalada (MW)	42
Altura de buje (m)	150
Diámetro del rotor (m)	163
Producción de energía media bruta (MWh/año)	148801,55
Producción media neta (MWh/año)	138408,03
Horas equivalentes (h)	2976
Inversión total	44.338.669,76 €

Tabla 4. Características técnicas del parque eólico de Acebuche, Albacete.

CARÁCTERÍSTICAS DE LA ZONA	
Área (m ²)	1147269
Perímetro (m)	5493
A1:A2	475
A2:EC	520
A4:A3	540
A3:EC	867
A5:A6	540
A6:A7	605
A6:EC	440
Distancias entre posiciones (m)	

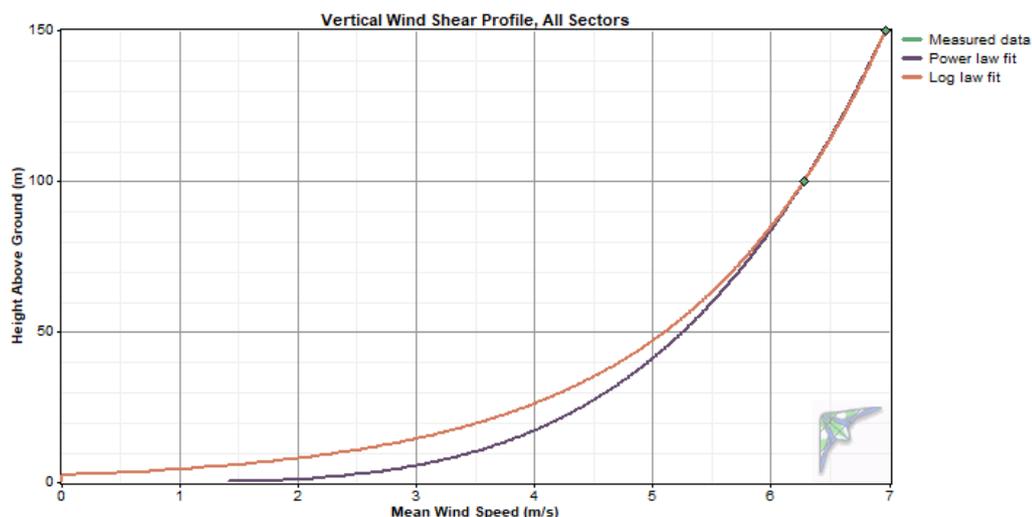
Tabla 5. Características de la zona.

Capítulo 5. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO

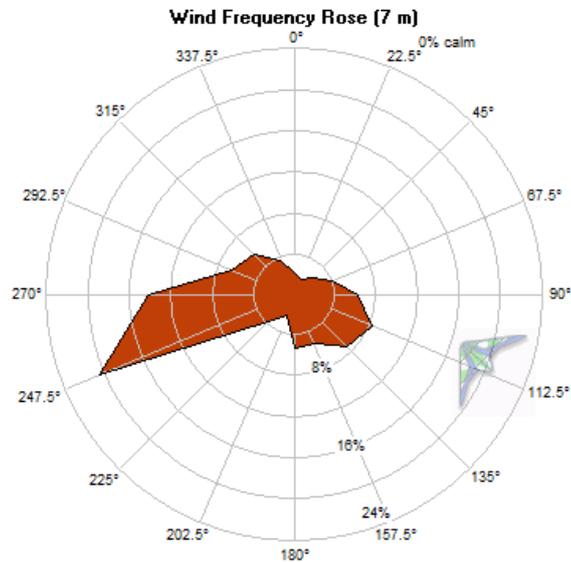
Una vez escogido el emplazamiento, se ha estudiado en detalle el recurso eólico utilizando la aplicación Windographer. En esta aplicación se han introducido los datos proporcionados por la empresa Vortex para la zona seleccionada y se han analizado las distribuciones de Weibull, las rosas de los vientos, y otros parámetros estadísticos relevantes. El análisis completo se recoge en el “Anexo II: Análisis del recurso eólico”.

El estudio se ha centrado en las alturas de 100 m y 150 m, siendo esta última la correspondiente a la altura de buje de los aerogeneradores del parque.

La velocidad media del viento a 150 metros alcanza los 7 m/s, un valor que confirma la viabilidad del parque eólico, ya que normalmente se considera factible la instalación de aerogeneradores en emplazamientos con velocidades superiores a 6 m/s. El viento sopla principalmente del Oeste al Suroeste (247, 5°), lo que implica que los aerogeneradores deberán disponerse en filas perpendiculares a dicha dirección predominante.

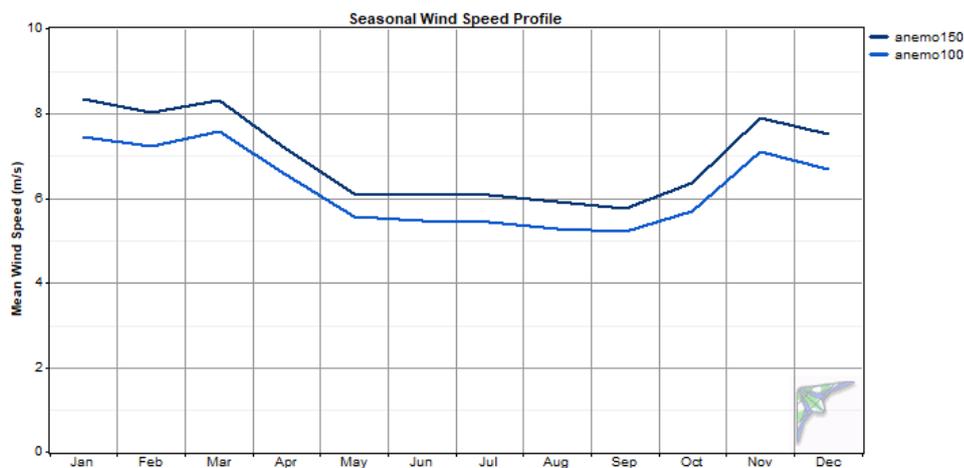


Gráfica 2. Velocidad media del viento según la altura.



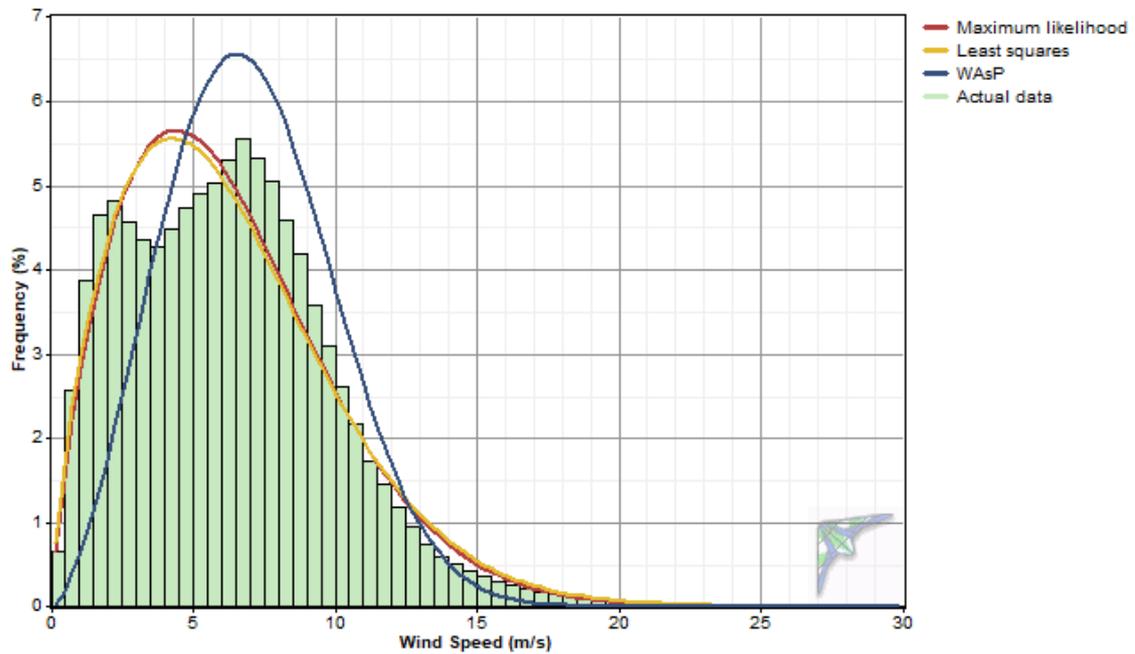
Gráfica 3. Rosa del viento de la frecuencia a 150 m.

El análisis muestra que los meses con mayor recurso eólico se concentran entre noviembre y marzo, alcanzando valores de hasta 8 m/s, mientras que las horas de mayor viento son de 18:00 a 00:00. Se aprecia una marcada fluctuación estacional, así como picos puntuales de casi 30 m/s, un dato fundamental para definición de los límites operativos y de seguridad de los aerogeneradores.

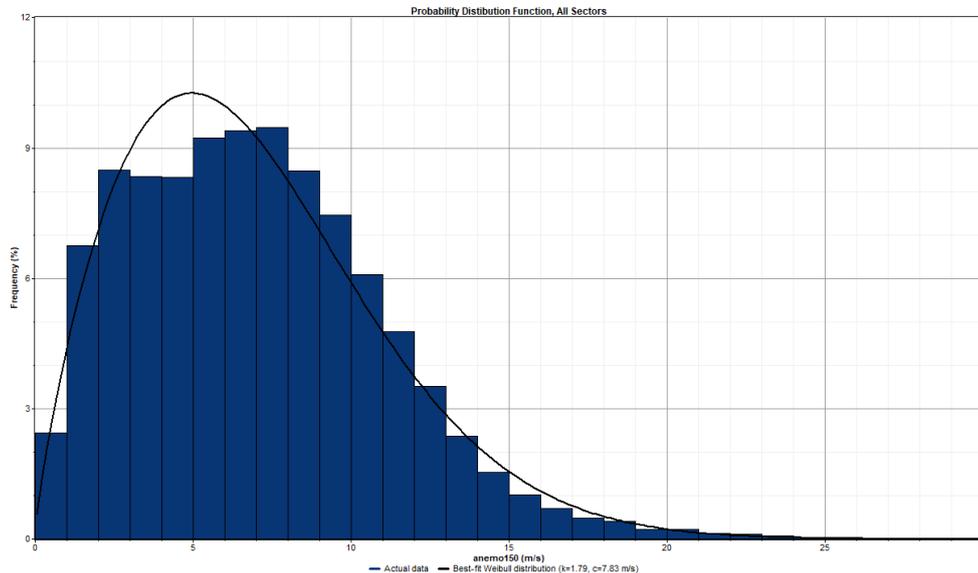


Gráfica 4. Velocidad del viento según la estación a 100m y 150 m.

La distribución de viento se ha modelado mediante la función de Weibull, evidenciando que el viento sopla mayoritariamente a velocidades moderadas. Adicionalmente, se han analizado regresiones lineales, diagramas de caja y otros indicadores estadísticos, que confirman la coherencia de los datos y la ausencia de anomalías significativas.



Gráfica 5. Comparación de ajustes de la distribución de Weibull con los datos reales de la velocidad de viento.



Gráfica 6. Ajuste de la función de distribución de Weibull a los datos reales de velocidad del viento de todos los sectores.

Los datos analizados comienzan el 1 de enero de 2015, y terminan el 17 de junio de 2025.

La siguiente tabla contiene un resumen de los datos más importantes reanalizados con windographer:

Parámetro	Altura 100 m	Altura 150 m	Observaciones
Velocidad media del viento (m/s)	6,4	7,2	El valor a 150 m confirma la viabilidad (>6 m/s)
Dirección predominante	247,5 °	247, 5°	Viento constante del Oeste- Suroeste que condiciona la orientación del parque.
Factor de forma Weibull (k)	2,3	2,5	Indica distribución de velocidades (valores >2 = viento estable)
Velocidad de escala Weibull	6,9	7,7	Relacionada con la energía disponible; mayor a 150 metros.
Mes de mayor recurso	Noviembre - marzo	Noviembre- marzo	Alcanzando picos de más de 8 m/s en invierno.
Horas de mayor viento	18:00 - 00:00	18:00 - 00:00	Mayor viento en la madrugada.
Velocidad máxima registrada	30 m/s	32 m/s	Picos puntuales, relevante para el diseño estructural
Probabilidad de más de 7 m/s	0,2	0,5	Más de el doble a 150 metros.
Turbulencia	Baja	Baja	Menor fatiga en las máquinas y mayor vida útil.

Tabla 6. Resumen del análisis del recurso eólico.

Capítulo 6. SIMULACIÓN ENERGÉTICA

Para la simulación energética en el emplazamiento, se ha utilizado la aplicación WAsP. Este software modela y predice el recurso eólico en el emplazamiento a partir de los datos de viento proporcionados por Vortex.

El programa, calcula la producción anual de energía considerando los datos del viento, la rugosidad del terreno, el efecto de la orografía, y las pérdidas. Para conseguir todo esto, se han ido analizando parte por parte diferentes características como la densidad media del aire en el lugar, o la altura media. Todo este análisis se encuentra detallado en el “Anexo II: Análisis del recurso eólico”, tras el análisis detallado de los datos con Windographer.

En primer lugar, con WAsP Climate Analyst se han importado los datos del viento previamente tratados, y se han generado nuevas rosas de viento y distribuciones de Weibull. Después, con WAsP Map Editor se ha digitalizado la cartografía de la zona, incorporando la orografía (curvas de nivel), rugosidad (tipos de terreno) y la localización de los aerogeneradores. Esto ha permitido que el modelo tenga en cuenta las variaciones del terreno, y cómo estas afectan al viento.

A continuación, se ha calculado la densidad del aire con una temperatura media a 150 metros de 13,98 °C, [4] y la altitud media del emplazamiento de 890,9 m, obteniendo 1,088 kg/m³. En el siguiente paso, se han introducido en WAsP las curvas de potencia de los aerogeneradores Vestas, Nordex y General Electric. A partir de aquí, se ha realizado la simulación energética, y el programa ha calculado la energía bruta, neta y el rendimiento de cada modelo. Los resultados completos y el análisis detallado de esta simulación se encuentran recogidos en el “Anexo II: Análisis del recurso eólico”.

En las imágenes siguientes se muestran los mapas empleados, con las posiciones concretas de los aerogeneradores.

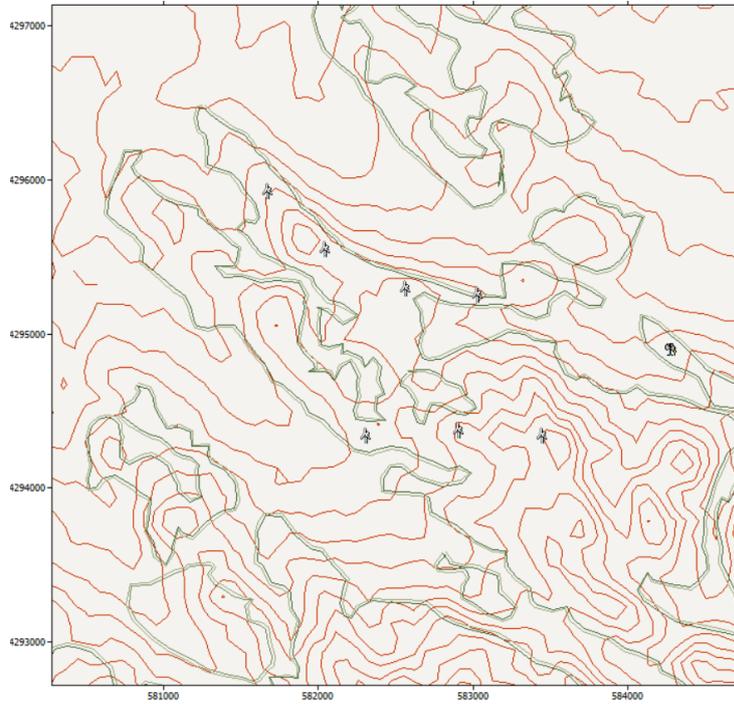


Ilustración 8. Mapa topográfico detallado del emplazamiento con ubicación de aerogeneradores.

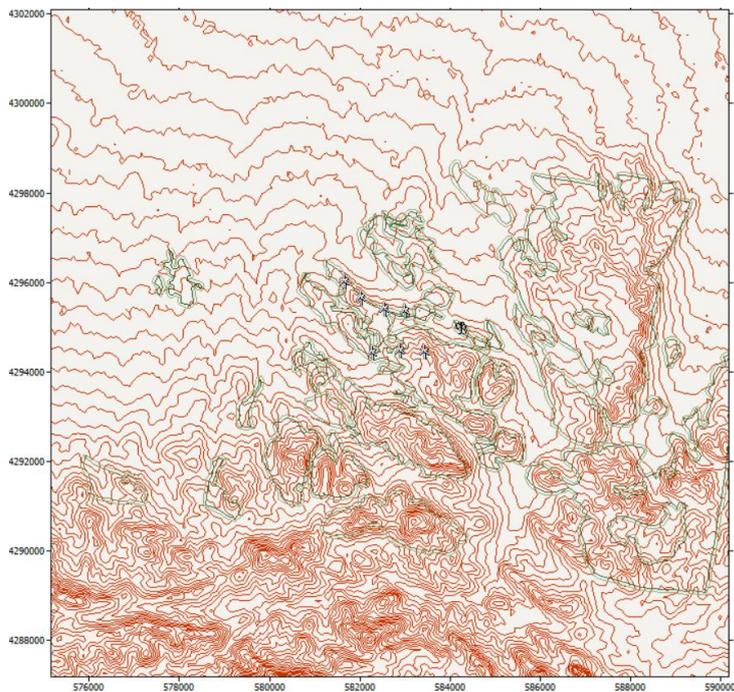


Ilustración 9. Mapa general del entorno topográfico del área de estudio, con curvas de nivel.

Las simulaciones se han realizado con tres modelos de aerogeneradores diferentes, con sus curvas de potencia y rendimiento, y se han obtenido las siguientes producciones de energía:

- VESTAS

Aerogenerador	Coordenadas [UTM]	Energía Bruta [MWh]	Energía Neta [MWh]	Rendimiento Efecto estela [%]
A1	(583033, 4295214)	22906,642	20329,685	88,75
A2	(582569, 4295256)	23298,423	21237,934	91,16
A3	(582050, 4295507)	23160,201	21392,034	92,37
A4	(581682, 4295884)	23120,454	21960,917	94,98
A5	(583454, 4294299)	24526,537	22286,836	90,87
A6	(582911, 4294330)	23411,831	21405,467	91,43
A7	(582315, 4294298)	22446,977	21884,475	97,49
Total	-	162871,07	150497,35	92,4

Tabla 7. Energía producida por los aerogeneradores VESTAS a 150 m.

Escenario Pérdidas		Rendimientos
Eléctricas	3%	0,97
Indispon. O&M	2%	0,98
Incumplimiento CP	5%	0,95
Total		0,90307
Energía vertida a la red (MWh/año)		135909,64
Horas equivalentes anuales (h)		2697
Factor de capacidad (%)		30,78

Tabla 8. Resultados finales de energía vertida, horas equivalentes y factor de capacidad con VESTAS a 150m.

-NORDEX N163/6.X

Aerogenerador	Coordenadas [UTM]	Energía Bruta [MWh]	Energía Neta [MWh]	Rendimiento Efecto estela [%]
A1	(583033, 4295214)	20894,976	18696,411	89,48
A2	(582569, 4295256)	21274,925	19577,311	92,02
A3	(582050, 4295507)	21167,186	19710,05	93,12
A4	(581682, 4295884)	21144,918	20191,463	95,49
A5	(583454, 4294299)	22460,158	20553,175	91,51
A6	(582911, 4294330)	21389,308	19681,319	92,01
A7	(582315, 4294298)	20470,073	19998,31	97,7
Total	-	148801,55	138408,03	93,02

Tabla 9. Energía producida por los aerogeneradores Nordex N163/6.X a 150 m.

Escenario Pérdidas		Rendimientos
Eléctricas	3%	0,97
Indisponibilidad O&M	2%	0,98
Incumplimiento CP	5%	0,95
Total		0,90307
Energía vertida a la red (MWh/año)		124992,14
Horas equivalentes anuales (h)		2976
Factor de capacidad (%)		33,97

Tabla 10. Resultados finales de energía vertida, horas equivalentes y factor de capacidad con Nordex N163/6.X

- GENERAL ELECTRIC

Aerogenerador	Coordenadas [UTM]	Energía Bruta [MWh]	Energía Neta [MWh]	Rendimiento Efecto estela [%]
A1	(583033, 4295214)	20679,766	18729,251	90,57
A2	(582569, 4295256)	21013,502	19420,103	92,42
A3	(582050, 4295507)	20888,16	19489,184	93,3
A4	(581682, 4295884)	20849,172	19914,611	95,52
A5	(583454, 4294299)	22058,496	20387,705	92,43
A6	(582911, 4294330)	21107,104	19579,994	92,76
A7	(582315, 4294298)	20280,848	19829,649	97,78
Total	-	146877,04	137350,5	93,51

Tabla 11. Energía producida por los aerogeneradores General Electric a 150m.

Escenario Pérdidas		Rendimientos
Eléctricas	3%	0,97
Indisp OyM	2%	0,98
Incumplimiento CP	5%	0,95
Total		0,90307
Energía vertida a la red (MWh/año)		124037,11
Horas equivalentes anuales (h)		2905
Factor de capacidad (%)		33,16

Tabla 12. Resultados finales de energía vertida, horas equivalentes y factor de capacidad General Electric.

Comparando las tablas anteriores, se observa que la opción más favorable en la simulación corresponde a Nordex, ya que presenta el mayor número de horas equivalentes y el mejor factor de capacidad. En consecuencia, se ha seleccionado la instalación de 7 aerogeneradores Nordex de 6 MW cada uno, con una potencia total instalada de 42 MW. Para cada posición de los aerogeneradores se muestran las coordenadas UTM, así como la energía bruta generada, la energía neta tras aplicar pérdidas y el rendimiento individual.

En conjunto, el parque tiene una producción bruta anual de 148.801,55 MWh y una producción neta de 138.408,03 MWh, lo que supone un rendimiento medio del 93,02%.

Posteriormente, se han considerado las pérdidas habituales en este tipo de instalaciones:

- Pérdidas eléctricas (3%)
- Pérdidas por operación y mantenimiento (2%).
- Desconexiones obligatorias (5%).

Aplicando todo esto, se obtiene una energía vertida a la red de 123.992,14 MWh/año, con 2.976 horas equivalentes anuales. El factor de capacidad del parque se sitúa en un 33,97%, un valor elevado que confirma la idoneidad del emplazamiento y la adecuada selección del aerogenerador.

Capítulo 7. AEROGENERADOR NORDEX N163/6.X

El aerogenerador escogido se trata de un Nordex N163/6. X. Tiene 6 MW de potencia nominal, 150 metros de altura de buje, y 163 metros de diámetro. Tiene una vida útil de diseño de 25 años, ampliable a 35 años. [5]

En este capítulo, se detallan en profundidad los aspectos más relevantes técnicos del aerogenerador.

7.1 DATOS GENERALES DEL DISEÑO TÉCNICO

DISEÑO TÉCNICO	
Temperatura de supervivencia	-40 °C a +50 °C
Rango de temperatura de operación	-20 °C a +40 °C ¹
Altura máxima sobre el nivel del mar	2000 m
Certificado	IEC 61400-22 y DIBT 2012
Tipo	Rotor de 3 palas con eje horizontal
Velocidad de arranque	3 m/s
Velocidad de parada	26 m/s
Velocidad de reconexión	25,5 m/s
Vida útil calculada	≥ 25 años

Tabla 13. Datos del diseño técnico aerogenerador Nordex N163/6.X

7.2 ESTRUCTURA

7.2.1 TORRE

La torre puede ser tanto de acero, como híbrida. Consta de varias secciones cilíndricas. Si la torre es híbrida, la parte inferior es de hormigón y la superior es de acero. Incluye una escalera vertical y un elevador de servicio interior.

La torre que ofrece el fabricante para la altura de este parque (150 metros) es tubular de aluminio, con un acabado recubierto de pintura, para cumplir con normativas de durabilidad.

7.2.2 ROTOR

El rotor está compuesto por el buje, tres palas, y el sistema de pitch para el ajuste del ángulo de las palas.

Una de las partes más importantes del aerogenerador son las palas, ya que son las que permiten captar el recurso eólico, y convertirlo en movimiento mecánico, que posteriormente podrá ser energía eléctrica. Las fuerzas que genera el viento sobre ellas son de dos tipos: sustentación y arrastre. La fuerza resultante es la que mueve la pala, y por eso la geometría de esta es clave. Están fabricadas con fibra de vidrio y fibra de carbono reforzadas con plástico. [5]

ROTOR	
Diámetro del rotor	163 m
Área barrida	20867 m ²
Potencia nominal/ área	326 W/m ²
Longitud de la pala	79,7 m
Material del buje	Fundición de acero

Tabla 14. Características técnicas del rotor.

7.2.3 GÓNDOLA

La góndola contiene los principales componentes mecánicos y eléctricos de la turbina:

- Eje del rotor. Transmite el movimiento de las palas al multiplicador.
- Freno del rotor.

FRENO	
Freno principal	Freno aerodinámico (Pitch)
Freno de detención	Freno de disco
Número de pinzas de freno	1

Tabla 15. Especificaciones del sistema de freno.

- Multiplicadora (gearbox).

GEARBOX	
Tipo	Engranaje planetario de múltiples etapas
Relación de transmisión	50 Hz; i=122,4
	60 Hz; i=146,9
Lubricación	Forzada
Cantidad de aceite	800 litros máximo
Temperatura máxima del aceite	77°C
Cambio de aceite	Solo si necesario.

Tabla 16. Especificaciones técnicas de la multiplicadora.

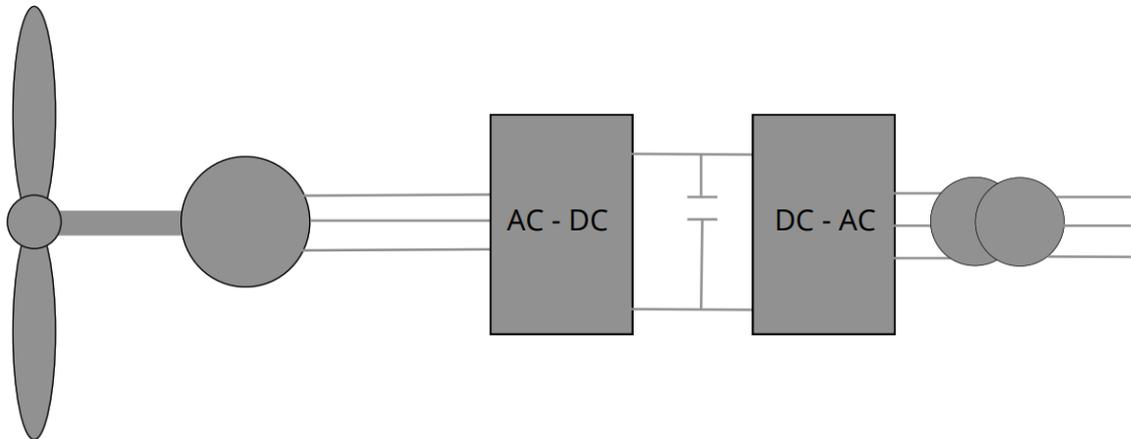
- Sistema de refrigeración de aceite/agua.
- Acoplamiento (coupling).
- Generador.

GENERADOR	
Tipo	Máquina asíncrona doblemente alimentada de 6 polos
Rango de velocidad	50 Hz; 650 a 1500 rpm
	60 Hz; 780 a 1800 rpm
Peso	13,5 toneladas
Grado de protección	IP 54
Tensión nominal	950 V
Frecuencia	50 y 60 Hz
Sistema de refrigeración	Circuito de agua con intercambiador de calor agua/aire y bypass térmico
Intensidad de cortocircuito	630 A

Tabla 17. Especificaciones técnicas del generador.

- Convertidor.

El convertidor conecta la red eléctrica con el generador, lo que significa que el generador puede operar con diferentes velocidades de rotación. Su sistema de refrigeración es el mismo que el del generador. [5]



- Transformador.

Antiguamente, el transformador se ubicaba en la parte inferior del aerogenerador. Sin embargo, con el aumento de la potencia instalada, se ha optado por integrarlo en la góndola. Esta disposición permite minimizar las pérdidas en el transporte de potencia a lo largo de los aproximadamente 150 metros de altura de la torre.

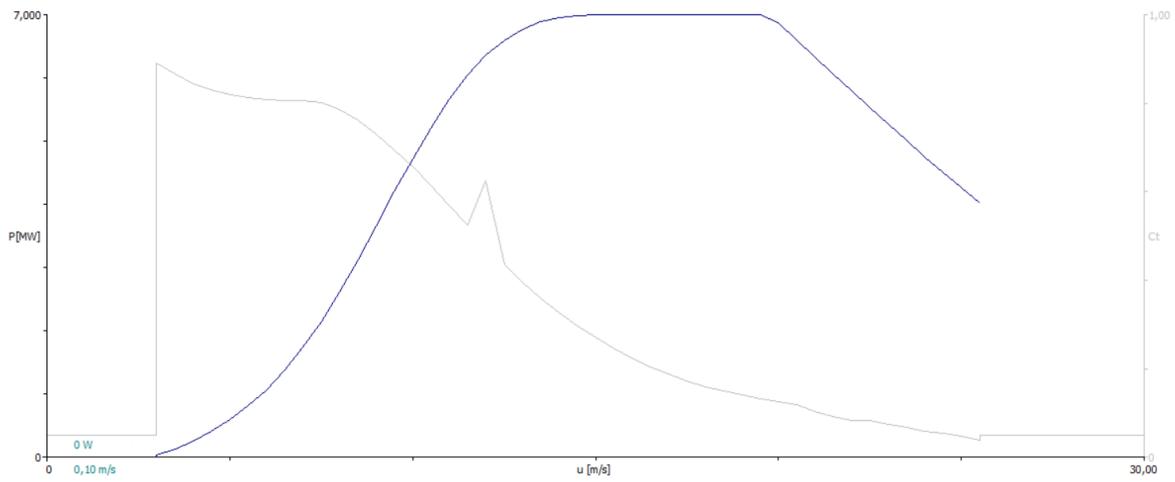
TRANSFORMADOR	
Peso total	10 toneladas
Medio de aislamiento	Éster
Tensión nominal en BT	950 V
Tensión nominal máxima en MT	20 kV / 30 kV / 36 kV
Frecuencia	50 Hz
Grupo	Dy5
Potencia aparente nominal	7,8 MVA
Altitud de instalación	Hasta 2000 metros
Tensión de cortocircuito	9% ± 10% de tolerancia
Pérdidas de potencia	Vacío: 3050 W
	Corto: 80000 W

Tabla 18. Especificaciones técnicas del transformador.

- Armario de control.

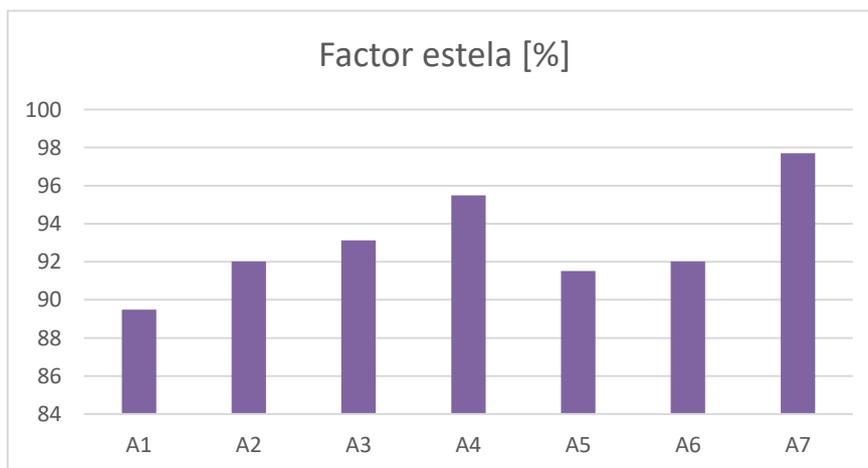
7.3 CURVAS DE POTENCIA Y RENDIMIENTO

La siguiente gráfica, realizada con la aplicación WAsP, consiste en la curva de potencia del aerogenerador Nordex n163/ 6.X. En ella se muestra tanto la potencia en MW, como el coeficiente de empuje (C_t).



Gráfica 7. Curva de potencia y rendimiento aerogenerador Nordex N163/6.X

Asimismo, en la siguiente imagen se encuentra el rendimiento de cada aerogenerador tras la simulación en el programa anteriormente mencionado. Todos los rendimientos se encuentran entre los límites para un funcionamiento adecuado.



Gráfica 8. Rendimiento de los aerogeneradores del parque eólico.

Capítulo 8. OBRA CIVIL

El parque eólico necesita una infraestructura específica que garantice su correcto funcionamiento y la adecuada evacuación de la energía generada hacia la red eléctrica. Para ello, es necesario disponer de elementos como plataformas de montaje, viales interiores y zanjas eléctricas, entre otros. En este capítulo se desarrolla el estudio de dichas infraestructuras, mientras que en el Documento nº2 se incluyen los planos correspondientes.

8.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL EMPLAZAMIENTO

El parque eólico se encuentra en la provincia de Albacete, en el municipio de Pozuelo, cerca de Casa Cañete. El parque consta de una instalación de 7 aerogeneradores de 6 MW de potencia unitaria, lo que supone una potencial nominal total de 42 MW. El área de implantación ocupa una superficie de 1.164.808 m², y tiene un perímetro de 5.373 metros.



Ilustración 10. Delimitación del área del parque eólico y localización de aerogeneradores.

La altitud media se sitúa en torno a 900 metros sobre el nivel del mar, en una zona de topografía moderada que favorece la accesibilidad.

8.2 ACCESOS Y VIALES INTERNOS

8.2.1 ACCESOS

El parque eólico de Acebuche está situado entre diferentes carreteras que facilitan el acceso. Como se puede observar en el mapa, se encuentra entre una carretera nacional (N-322), carreteras regionales y también existen ya carreteras provinciales en la zona.



Ilustración 11. Accesos al parque eólico por carretera nacional, regional y local. [6]

Se plantea por lo tanto el uso de los accesos existentes, y trabajos de reacondicionamiento y ampliación de las calzadas para cumplir los requisitos de transporte. Las carreteras locales presentan actualmente anchos de entre 4,5 m y 5m, por lo que se prevé su ensanche hasta un mínimo de 6 metros en los tramos críticos, conforme a las recomendaciones del fabricante.

El trazado no presenta curvas de radio reducido, pero se deben asegurar radios mínimos de 60m-90m y pendientes máximas inferiores al 10%, para garantizar el acceso de los vehículos especiales. [8]

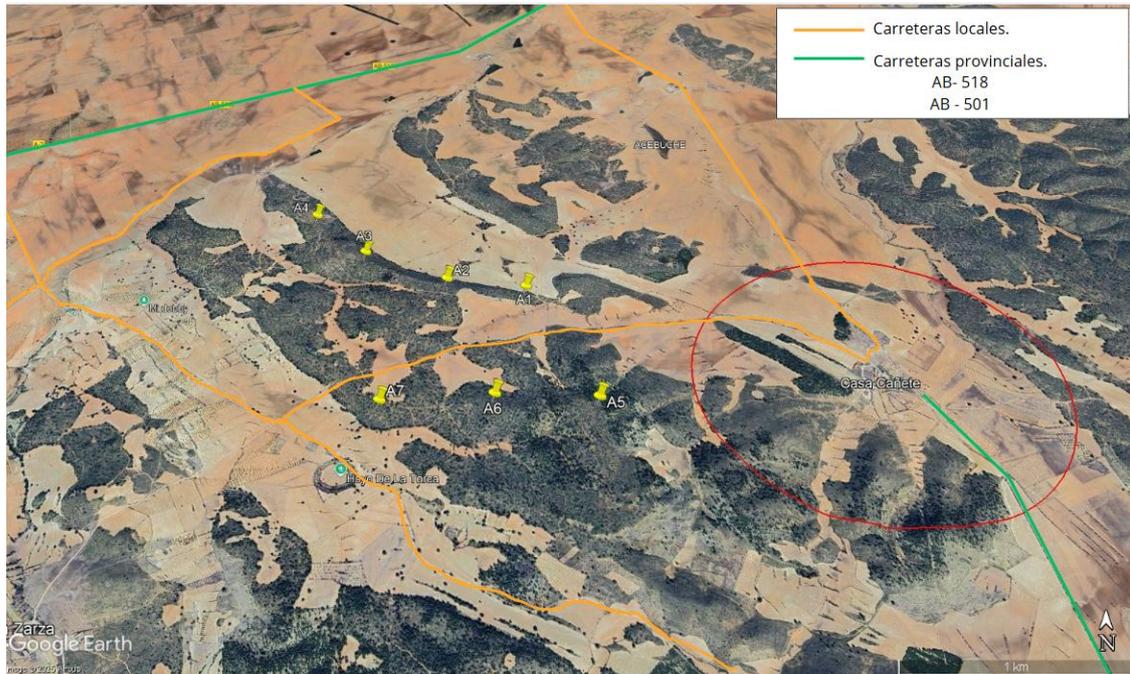


Ilustración 12. Accesos locales y provinciales al parque eólico.

8.2.2 VIALES INTERNOS

Los caminos interiores conectarán cada aerogenerador con la red de accesos externos y con la subestación. Se estima una longitud total de 1050m de nuevos viales, además de 480 m de caminos existentes a reacondicionar.

Las características de los viales internos son las siguientes:

Características geométricas de los viales interiores
Calzada 6 m de ancho en todo el trazado
Radio de curvatura mínimo de 90 m (60 m en casos excepcionales)
Pendiente máxima del 10% en todos los tramos

Tabla 19. Características viales interiores.

Sección de los viales:

Sección tipo de los viales
Sub-base de suelo seleccionado compactado. 30 cm espesor.
Base compactada con espesor de 20 cm

Tabla 20. Sección tipo de los viales.

8.3 CIMENTACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

Las cimentaciones estarán dimensionadas para soportar las cargas estáticas y dinámicas transmitidas por los aerogeneradores de 6 MW, adaptándose a las condiciones geotécnicas del emplazamiento. [9]

El diseño previsto consiste en una zapata circular de 19-20 m de diámetro y 2,5-3 m de canto. El volumen estimado es de 500 m³ por aerogenerador. El material para la cimentación depende del tipo de terreno. En este caso, el terreno es firme y homogéneo, con suelos y elevación estables, por lo que será de hormigón armado.

8.4 EDIFICIO DE CONTROL

El edificio de control albergará los sistemas de protección, de comunicaciones y auxiliares del parque, así como el almacén, aseos y sala de operadores. Es esencial que la apariencia exterior esté mimetizada con el paisaje, adoptando un acabado exterior acorde con las construcciones tradicionales de la zona. [7]

8.5 ZANJAS Y CANALIZACIONES ELÉCTRICAS

Las zanjas de cableado contienen las ternas de media tensión, a 30 kV, los cables de fibra óptica y la red de puesta a tierra. Se dispondrán a una profundidad media de 1 m y un ancho de 1 m, permitiendo la agrupación de circuitos y evitando sobrecalentamientos. [9]



Ilustración 13. Trazado de las zanjas eléctricas desde los aerogeneradores a la subestación.

El relleno de las zanjas se realizará con cama de arena compactada. La red de tierras se conectará a las cimentaciones de los aerogeneradores, y a la subestación mediante conductores de cobre desnudo alojados en las mismas zanjas.

Los tramos de las zanjas (en metros) son los siguientes:

A1:A2	475
A2:EC	520
A4:A3	540
A3:EC	867
A5:A6	540
A6:A7	605
A6:EC	440

Tabla 21. Distancias entre posiciones.

Capítulo 9. INSTALACIONES ELÉCTRICAS

La instalación eléctrica integra el cableado de media tensión, la red de puesta a tierra, la fibra óptica y la subestación de transformación. Su diseño debe asegurar la fiabilidad, la seguridad operativa y el cumplimiento de la normativa vigente.

9.1 BAJA TENSIÓN

El sistema de baja tensión (950 V) forma parte del propio aerogenerador. El paso de baja tensión a media tensión ocurre en el transformador que se sitúa dentro de la góndola. Esta disposición permite minimizar las pérdidas en el transporte de potencia a lo largo de los aproximadamente 150 metros de altura de la torre.

TRANSFORMADOR	
Peso total	10 toneladas
Medio de aislamiento	Éster
Tensión nominal en BT	950 V
Tensión nominal máxima en MT	20 kV / 30 kV / 34 kV
Frecuencia	50 Hz
Grupo	Dy5
Potencia aparente nominal	7,8 MVA
Altitud de instalación	Hasta 2000 metros
Tensión de cortocircuito	9% ± 10% de tolerancia
Pérdidas de potencia	Vacío: 3050 W
	Corto: 80000 W
Tomas	30 kV : + 4 x 2,5 %
Sobrecorriente de conexión	≤5,5 x I _n

Tabla 22. Especificaciones técnicas transformador del aerogenerador.

9.2 MEDIA TENSIÓN

La red de media tensión (30 kV) conecta los aerogeneradores con la subestación eléctrica del parque.

Centros de transformación y celdas de MT

A pie de torre de cada aerogenerador se encuentran las cabinas de interconexión, que protegen la posición de media tensión. El centro de transformación está compuesto por un transformador de potencia y las celdas de media tensión. [7]

Transformador de potencia	
Niveles de tensión	0,95/30 kV
Potencia	7,8 MVA
Grupo	Dy5
Aislamiento	Ester natural

Celdas de media tensión	
Tecnología tipo	GIS
Tensión nominal	30 kV
Corriente nominal	630 A
Capacidad de cierre en CC	40 kA
Capacidad de interrupción en cc	16 kA
Duración máxima cc	1s

Tabla 23. Características centro de transformación.

La disposición de celdas en cada aerogenerador depende de su posición dentro del trazado de zanjas eléctricas que conectan los aerogeneradores con la subestación. Se establecen tres configuraciones posibles:

- Aerogenerador al inicio de la línea: 0L+1P

Se instala 1 celda de línea (0L) y 1 celda de protección (1P). La celda de línea permite la salida hacia el siguiente aerogenerador.

- Aerogenerador en posición intermedia: 0L+1L+1P

Se instalan dos celdas de línea (0L+1L) y 1 celda de protección (1P). Una celda de línea recibe la entrada desde el aerogenerador anterior, y la segunda celda de línea permite la salida hacia el siguiente.

- Aerogenerador número 6: 0L+2L+1P

Se utiliza la misma configuración que en el caso intermedio, pero es doble entrada. [7]

A1	0L+1P
A2	0L+1L+1P
A3	0L+1L+1P
A4	0L+1P
A5	0L+1P
A6	0L+2L+1P
A7	0L+1P

Tabla 24. Celdas intermedias en el parque eólico.

Circuitos de media tensión

Los aerogeneradores se organizan en dos circuitos de evacuación que confluyen en la subestación del parque (SET).

El circuito 1 (zona norte, A1-A4) se estructura en dos ramales independientes que llegan a la subestación eléctrica por la misma zanja (dos ternas trifásicas):

- Ramal 1: A1 → A2 → S.E
- Ramal 2: A4 → A3 → S.E

El circuito 2 (zona sur, A5-A7) está formado por un único ramal:

- Ramal 3: A5 → A6 → A7 → S.E

En la siguiente tabla se encuentra un resumen de los dos circuitos, y posteriormente un esquema sencillo del plano de aerogeneradores, en azul el circuito 1, y en naranja el circuito 2.

Circuito de evacuación	Líneas incluidas	Aerogeneradores
Circuito 1 (norte)	L1, L2	A1, A2, A3, A4
Circuito 2 (sur)	L3	A5, A6, A7

Tabla 25. Circuitos de evacuación del parque.

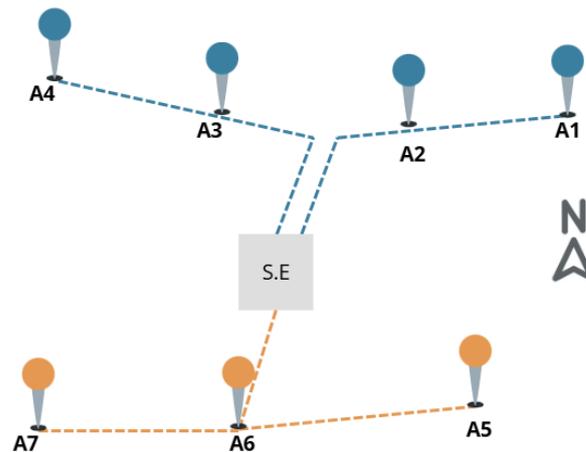


Ilustración 14. Esquema básico de los circuitos de evacuación del parque.

9.3 LÍNEAS Y CABLES

El diseño de los cables cumple la norma IEC 60502 y las ITC. Para escoger los cables, se han considerado factores de corrección por resistividad del terreno, temperatura y número de ternas.

Primero, al diseñar la red de media tensión del parque eólico se debe seleccionar la tensión nominal del cable según la categoría de red. Existen tres categorías principales, en función del tiempo máximo permitido para despejar una falta fase-tierra.

- Categoría A: recuperación en menos de 1 minuto.
- Categoría B: recuperación entre 1 hora y menos de 9.

- Categoría C: no cumple ni con A ni con B.

En este caso, la tensión nominal es de 30 kV, y la tensión más elevada de la red es de 36 kV. Como se necesita una categoría A o B, el cable a utilizar debe de tener un nivel de aislamiento de 18/30 kV.

A partir de aquí, se utilizan una serie de criterios para escoger el tipo de cable en cada circuito. En el “Anexo III: Cálculos justificativos” se detalla el procedimiento seguido para la selección del más adecuado, considerando correcciones de temperatura, resistividad y número de ternas.

Los cables finalmente seleccionados para cada circuito son los siguientes:

Circuito 1	XLPE (Al) 240 mm ²	A1:A2	475
		A2:EC	520
		A4:A3	540
		A3:EC	867
Circuito 2	XLPE (Al) 300 mm ²	A5:A6	540
		A6:A7	605
		A6:EC	440

Tabla 26. Selección final de conductores para cada circuito y longitudes de los tramos.

Estos cables de aislamiento garantizan una adecuada transmisión de la energía a la subestación, cumpliendo con normativas vigentes y asegurando la fiabilidad del sistema eléctrico del parque.

9.4 ZANJAS ELÉCTRICAS

Las zanjas alojan los cables de media tensión, fibra óptica y puesta a tierra. Se definen dos tipologías:

- **Zanja tipo 1- a** : 1 terna MT XLPE 240 mm² + 1 fibra óptica + 1 tierra
- **Zanja tipo 1- b** : 1 terna MT XLPE 300 mm² + 1 fibra óptica + 1 tierra
- **Zanja tipo 2**: 2 ternas MT XLPE 240 mm² + 2 fibras ópticas + 1 tierra

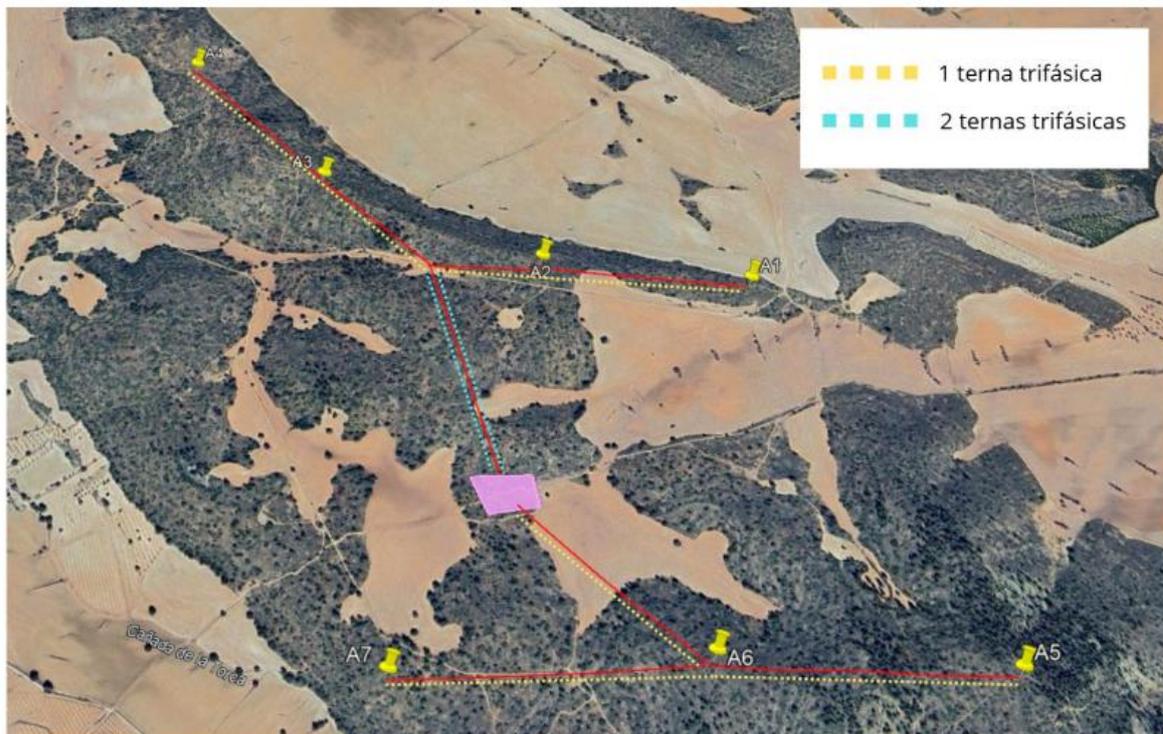


Tabla 27. Ternas por las zanjas eléctricas.

Se componen de una capa inferior de tierra vegetal y la correspondiente puesta a tierra, sobre la que se disponen los cables de potencia XLPE, y los cables de fibra óptica, ambos rodeados de arena arcillosa como material de relleno y protección. Encima de esta capa se coloca una plancha protectora y, posteriormente, una banda de señalización. Finalmente, la zanja se rellena con tierra compactada hasta alcanzar la cota del terreno. El detalle completo y las figuras que lo representan se encuentran en el “Plano nº5. Sección tipo de zanjas eléctricas”.

9.5 PUESTA A TIERRA

La red de puesta a tierra tiene como objetivo garantizar la correcta operación de los equipos y asegurar un funcionamiento fiable y seguro de toda la instalación.

Los conductores utilizados serán de cobre desnudo con una sección de 50 mm², dimensionados para soportar la corriente de cortocircuito conforme a la norma IEC 60364. [8] Esta red interconecta todas las cimentaciones de aerogeneradores, estructuras metálicas y cuadros eléctricos, enlazando con la malla general de la subestación.

Cada torre contará con un anillo de tierra perimetral, conectado a su cimentación y a la red general.

Por su parte, la subestación dispondrá de una malla de puesta a tierra propia, que estará integrada y conectada a la red de tierra común del parque eólico, garantizando así una equipotencialidad total en todo el sistema.

Toda esta información se recoge en el “Plano nº2. Conexión de puesta a tierra”.

9.6 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Será necesario construir una subestación en el propio parque eólico, cuya función será elevar la tensión hasta 220 kV para poder conectarse a la línea de evacuación externa y enlazar con la red nacional de transporte.

El esquema de evacuación será el siguiente:

Cada aerogenerador dispone de un transformador en la góndola, que eleva la tensión desde la generación (≈ 690 V) hasta 30 kV. A continuación, la red interna del parque, compuesta por cables subterráneos en zanjas, transportará la energía a 30 kV hasta la subestación eléctrica del parque. En la subestación, la energía se transformará de 30 kV a 220 kV, que es la tensión de la línea de Red Eléctrica de España (REE) más cercana. [7]

Finalmente, la línea de evacuación externa conectará la subestación del parque con la línea de 110 kV, integrando la producción eólica en la red nacional.

Tipo de subestación

Existen tres tecnologías principales de subestaciones eléctricas: GIS, AIS y HIS, cuya principal diferencia radica en el tipo de aislamiento utilizado para cortar el arco eléctrico.

Las subestaciones GIS (Gas Insulated Switchgear) utilizan cápsulas metálicas rellenas de SF₆ como medio de aislamiento. Son la opción más compacta (requieren muy poco espacio) y también la más costosa, normalmente para entornos urbanos. Por otro lado, las subestaciones AIS (Air Insulated Switchgear) son instalaciones a la intemperie, en las que el aire actúa como medio de aislamiento. Requieren más espacio y obra civil, pero resultan más económicas y de mantenimiento más sencillo. Finalmente, las subestaciones HIS (Hybrid Insulated Switchgear) combinan elementos de GIS y AIS. Su principal ventaja es que son más rápidas de construir, con un coste intermedio entre GIS y AIS. [9]

Teniendo en cuenta el coste, el espacio disponible y la naturaleza del proyecto, la opción más adecuada para este parque eólico es una subestación AIS, ya que es la solución más económica, fiable y adecuada para instalaciones en campo abierto, donde el espacio no suele ser un problema.

Aparataje de la subestación

Transformador de potencia

El transformador de potencia será uno de 30kV/220kV, de 55 MVA, para así conseguir el nivel de tensión de la línea de la red a la que se va a conectar. Se trata de un transformador elevador trifásico con las siguientes características:

Relación de transformación	30/220 kV
Número de devanados	2
Grupo de conexión	YNd11
Potencia nominal	55 MVA

Refrigeración	ONAN / ONAF
Frecuencia	50 Hz
Tensión de cortocircuito	0,12
Regulación de tensión	±10x1%

Tabla 28. Especificación técnica del transformador 30/220kV.

- Seccionador

El seccionador tiene la misión de aislar los tramos de forma visible. Es esencial para la seguridad de las personas. Maniobra en vacío, aunque tiene que soportar las corrientes de cortocircuito y nominales. Se utilizará un seccionador tripolar con puesta a tierra de dos columnas giratorias, que tiene gran facilidad de montaje, y su movimiento de 45° reduce el espacio requerido. [9]

SECCIONADOR	
Tipo	Tripolar con puesta a tierra de dos columnas giratorias
Tensión nominal	36 kV
Intensidad nominal	400–630 A
Intensidad soportada de cortocircuito	25 kA (1 s)
Ángulo de apertura	45°
Maniobra	En vacío (no corta corriente)
Función	Aislamiento visible y seguridad en mantenimiento
Norma	IEC 62271-102

Tabla 29. Características técnicas del seccionador.

- Interruptor

El interruptor, por otro lado, sí que maniobra en condiciones de intensidad nominal, sobreintensidad y cortocircuito, cortando corrientes elevadas con gran seguridad. Se escogerá un interruptor con ruptura del arco eléctrico en SF6, que es el más común en subestaciones AIS. Será de tipo trifásico. [9]

INTERRUPTOR	
Tipo	Trifásico, aislamiento en SF ₆ o vacío
Tensión nominal	36 kV
Intensidad nominal	1.250 A
Poder de corte	25 kA (3 s)
Poder de cierre	62,5 kA (cresta)
Frecuencia	50 Hz
Duración eléctrica	10.000 operaciones
Norma	IEC 62271-100

Tabla 30. Características técnicas interruptor.

- Pararrayos/ autoválvulas

Estos elementos también son claves para la seguridad del resto de la aparamenta. Están destinados a limitar sobretensiones peligrosas a unos valores conocidos y controlarlos, derivándolas a tierra.

PARARRAYOS	
Tipo	Óxido metálico (ZnO) sin explosores
Tensión continua de servicio (Uc)	24 kV
Tensión de referencia a 50 Hz	28 kV
Nivel de protección frente a rayo	75–85 kV (crestas)
Nivel de protección frente a maniobra	65–70 kV (crestas)
Corriente de descarga nominal	10 kA (8/20 μs)
Función	Limitar sobretensiones y derivarlas a tierra
Norma	IEC 60099-4

Tabla 31. Características técnicas pararrayos.

- Transformador de intensidad y transformador de tensión

Transformador en el cual la tensión/intensidad en el arrollamiento secundario es, en condiciones normales de empleo, prácticamente proporcional a la tensión/intensidad en el arrollamiento primario, y desfasada con relación a ésta un ángulo próximo a cero, para un sentido apropiado de conexiones. [9]

TRANSFORMADOR INTENSIDAD	
Relación de transformación	(300–400) / 5–5–5 A
Número de devanados secundarios	3
Función	Medida y protección de corriente en circuitos de 30 kV
Norma	IEC 61869-2 / UNE aplicables

Tabla 32. Características técnicas transformador de intensidad.

TRANSFORMADOR TENSIÓN	
Relación de transformación	$(220\,000 / \sqrt{3}) : (110 / \sqrt{3} - 110 / \sqrt{3} - 110 / \sqrt{3}) V$
Número de devanados secundarios	3
Función	Medida y protección de tensión en circuitos de 30 kV
Norma	IEC 61869-3 / UNE aplicables

Tabla 33. Características técnicas transformador de tensión.

Protecciones

Estos sistemas protegen los equipos y sistemas de posibles condiciones anómalas de funcionamiento o perturbaciones. Su objetivo es aislar solo la zona en falta en el menor tiempo posible, cumpliendo con las características de obediencia (actuar cuando debe), y seguridad (no actuar cuando no debe). [10]

Las protecciones que se utilizarán en el parque serán las siguientes:

En las líneas de generación:

- Protección de sobreintensidad (50, 51).
- Protección de distancia (21) para los alrededores del parque.
- Protección diferencial (87) para el transformador de potencia.
- Protección diferencial de barras (87B) en la subestación.
- Protección de sobretensión (59). Esta es especialmente importante para los parques eólicos, para que, en periodos de alto potencial eólico, no se eleven excesivamente las tensiones.

Sistema de comunicaciones

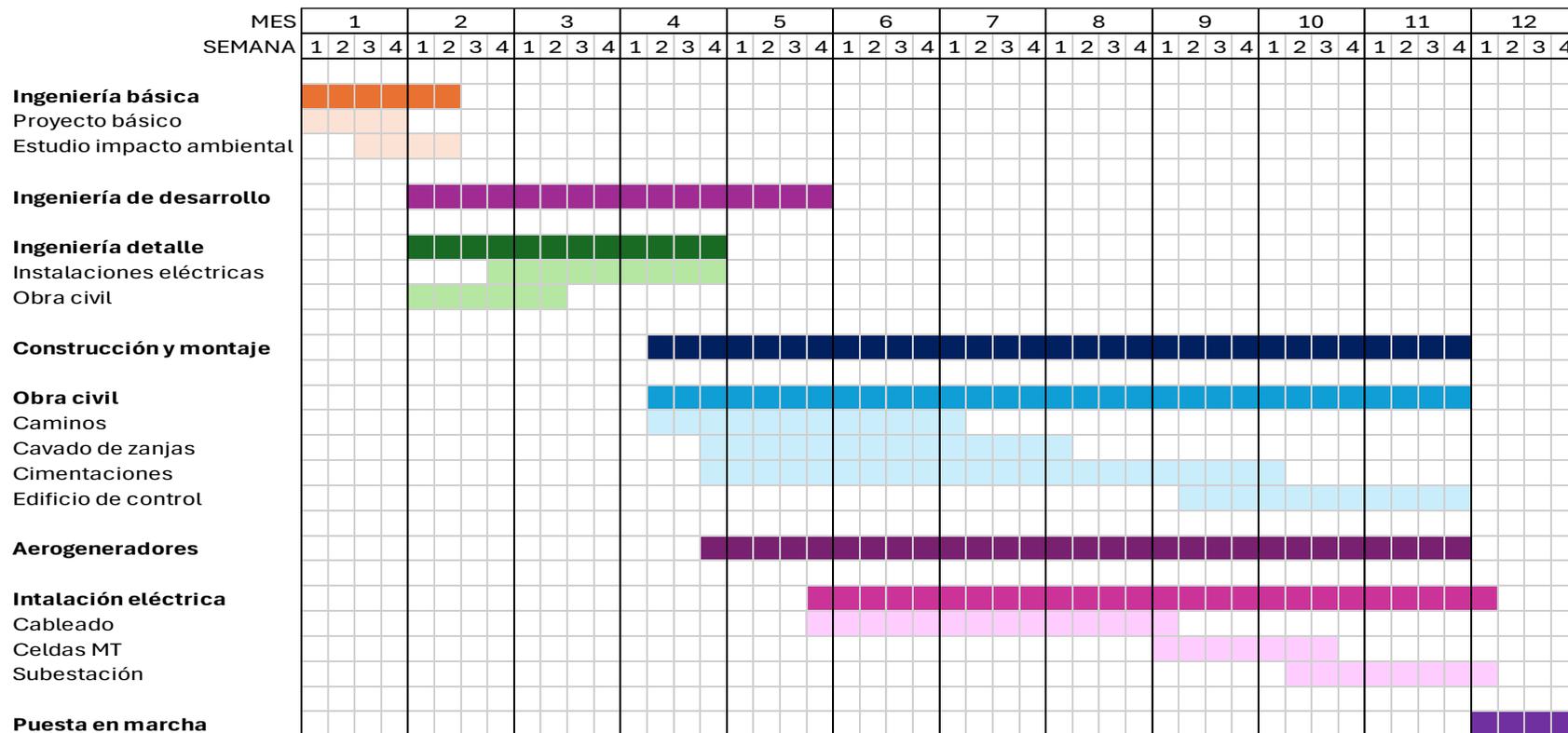
Los sistemas de comunicaciones son esenciales para poder controlar a distancia el parque eólico. Sus principales funciones son de teleprotección (protecciones de líneas, fallos de interruptor...), telemando (operación a distancia/maniobras remotas), telesupervisión (alarmas y anomalías en el sistema), y telemedida (control de flujos de potencia). [9]

Todo ello se realizará mediante cables de fibra óptica monomodo, en las mismas zanjas que los cables de media tensión, en tubos para protegerlos.

Servicios auxiliares

Estos sistemas proporcionan energía eléctrica a todas las cargas interiores de la central que los precisen. El cuadro principal de corriente alterna alimenta a todas las cargas que no son fundamentales para garantizar la seguridad de las personas o las instalaciones (iluminación, climatización...), y el cuadro principal de corriente continua alimenta a todas las cargas necesarias para la seguridad de las personas e instalaciones. [9]

Capítulo 10. PLANIFICACIÓN



Capítulo 11. ANÁLISIS ECONÓMICO

En este capítulo se desarrolla el análisis económico del parque eólico. Contiene un estudio de los principales indicadores financieros- VAN (Valor Actual Neto), TIR (Tasa Interna de Retorno), y WACC (Coste Medio Ponderado de Capital) - con el objetivo de evaluar la viabilidad económica del proyecto.

El presupuesto detallado del proyecto se encuentra en el “Documento 4: Presupuesto de ejecución”, mientras que la cuenta de pérdidas y ganancias, flujos de caja y demás se encuentran en el “Anexo IV: Análisis económico detallado”.

Los principales inputs que se han utilizado durante todo el análisis son los siguientes:

Vida útil aerogeneradores (#)	25
Área total del parque (m2)	1.152.891
Inflación (%)	1,5%
Nº aerogeneradores (#)	7
Potencia aerogeneradores (MW)	6
Potencia total (MW)	42
€/MW aerogeneradores	700.000
Energía a red (MWh/año)	124.992
Horas equivalentes/ año (h)	2.976
Factor de capacidad (%)	33,97%
Canon eólico unitario (k€)	0,5
Fondos propios (%)	20%
Deuda (%)	80%
Coste del Equity (Ke) (%)	9%
Coste de la Deuda (Kd) (%)	6%
CAPEX TOTAL Ejecución por contrata (k€)	44712,98

Tabla 34. Inputs análisis económico.

11.1 PRESUPUESTO

El cálculo detallado del presupuesto se encuentra en el “Documento 4: Presupuesto”. En la tabla de a continuación se muestra un resumen de este, con un **CAPEX de ejecución por contrata total del proyecto de 44.712.978 €**

CAPEX

Obra civil

Descripción	Unidades	Cantidad	Coste unitario (€)	Importe
Cimentación aerogenerador	#	7	126.000	882.000
Cimentación caminos y zanjas				444.000
Obra civil subestación e.	-	1	200.000	200.000
Obra civil edificio de control	-	1	500.000	500.000
Movimientos de tierra				746.465
Otros				22.394
Total Obra Civil				2.794.858,95 €

Instalación eléctrica

Descripción	Unidades	Cantidad	Coste unitario (€)	Importe
Cableado				227.383
Celdas MT				147.800
Aparamenta de la subestación				1.176.550
Equipos de la subestación				202.000
Puesta a tierra				18.518
Conexión a red				2.400.000
Montaje y puesta en marcha				205.000
Otros				6.821
Total Instalación Eléctrica				4.384.072,20 €

Aerogeneradores

Descripción	Unidades	Cantidad	Coste unitario (€)	Importe
Aerogeneradores				29.400.000
Total Aerogeneradores				29.400.000,00 €

CAPEX - Material

36.578.931,15 €

Costes de desarrollo

Descripción	Unidades	Cantidad	Coste unitario (€)	Importe
Total Desarrollo				995.000,00 €

CAPEX - Material y desarrollo

37.573.931,15 €

Coste indirecto y beneficio industrial

Descripción	Unidades	Cantidad	Coste unitario (€)	Importe
Gastos generales	16%			6.011.829
Beneficio industrial	3%			1.127.218
Total Ejecución				7.139.046,92 €

CAPEX - Ejecución por contrata

44.712.978,06 €

Tabla 35. Presupuesto de ejecución resumido.

11.2 CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS

A continuación, se presenta la cuenta de pérdidas y ganancias resumida del parque eólico. El detalle completo de esta tabla, con el correspondiente desglose, se encuentra en el “Anexo IV: Análisis económico”.

Esta cuenta de resultados muestra un modelo económico sólido y predecible, caracterizado por una alta eficiencia operativa, costes controlados y una rentabilidad creciente a lo largo de su vida útil.

Ingresos

Para calcular el precio de venta de la energía, con el objetivo de asegurar la coherencia y realismo de los resultados económicos, se ha excluido del análisis el valor del precio de la energía correspondiente a los años 2020, 2021, 2022 y 2023, ya que se llegaron a niveles cercanos a los 200 €/MWh, o extremadamente bajos (debido al Covid, guerras, etc.). Por lo tanto, la media final es de 48,2 €/MWh.

Año	Precio medio de España (€/MWh)
2007	42,19
2008	64,43
2009	36,96
2010	37,01
2011	49,93
2012	47,23
2013	44,26
2014	42,13
2015	50,32
2016	39,67
2017	52,24
2018	57,29
2019	47,68
2024	63,04
Promedio	48,17

Tabla 36. Precio medio aritmético de la energía en España.

Gastos de explotación

Los gastos de explotación son los gastos que se van a ir incluyendo durante la vida útil del parque, como por ejemplo el O&M de los aerogeneradores, el alquiler de terrenos, o el personal.

Amortización

La amortización se ha estimado a 21 años puesto que la eficiencia energética y fiabilidad operativa suele empezar a disminuir en ese rango, debido a la fatiga de materiales y curva de producción decreciente.

Impuestos

Finalmente, se han incluido los impuestos sobre generación.

Cuenta de Pérdidas y Ganancias (P&L) en k€

Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Ingresos																										
Precio unitario (€/MWh)	48,2	49	50	50	51	52	53	53	54	55	56	57	58	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70
Ingresos por venta de energía	6.111	6.203	6.296	6.390	6.486	6.583	6.682	6.782	6.884	6.987	7.092	7.199	7.307	7.416	7.527	7.640	7.755	7.871	7.989	8.109	8.231	8.354	8.480	8.607	8.736	
Gastos de Explotación																										
O&M aerogeneradores	382	382	412	412	412	506	506	506	506	506	565	565	565	565	565	582	582	582	582	582	613	613	613	613	613	
O&M resto del parque	55	56	57	58	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	79	80
Terrenos	11	11	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	13	13	13	13	13	13	13	13	13	14	13
Administración del parque	13	13	13	14	14	14	14	14	15	15	15	15	16	16	16	16	16	17	17	17	18	18	18	18	19	19
Personal	15	15	15	16	16	16	16	17	17	17	17	18	18	18	18	19	19	19	20	20	20	21	21	21	21	22
Seguro	25	25	26	27	27	27	28	28	28	29	29	29	30	30	31	31	32	32	33	33	34	34	35	35	36	36
Impuestos	34	34	34	35	36	36	37	37	38	38	39	39	40	41	41	42	42	43	44	44	45	46	46	47	48	49
Otro OpEx	0,3%	15	16	16	16	16	16	17	17	17	17	18	18	18	19	19	19	19	20	20	20	21	21	21	22	22
OpEx Total	586	589	622	625	628	725	729	732	735	738	801	804	807	811	815	836	840	843	847	851	886	890	894	898	902	
EBITDA	5.525	5.613	5.674	5.765	5.858	5.858	5.954	6.051	6.149	6.249	6.292	6.394	6.499	6.605	6.713	6.804	6.915	7.028	7.142	7.258	7.345	7.465	7.586	7.709	7.834	
Amortización																										
Depreciación	44.712,98 €	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	-	-	-	-
Amortización	2.129	-	-	-	-																					
Impuesto de generación																										
Impuesto generación sobre ing	7,0%	428	434	441	447	454	461	468	475	482	489	496	504	511	519	527	535	543	551	559	568	576	585	594	602	612
Impuesto generación	428	434	441	447	454	461	468	475	482	489	496	504	511	519	527	535	543	551	559	568	576	585	594	602	612	
BAIL	2.968	3.050	3.104	3.189	3.275	3.268	3.357	3.447	3.538	3.631	3.666	3.761	3.859	3.957	4.057	4.140	4.243	4.348	4.454	4.561	4.640	4.880	4.992	5.106	5.223	

Tabla 37. Cuenta de pérdidas y ganancias resumida.

11.3 FLUJO DE CAJA

Una vez analizada la cuenta de pérdidas y ganancias, se ha elaborado el flujo de caja del parque eólico. Al igual que en la sección anterior, a continuación, se muestra un resumen simplificado, y el detalle completo flujo de caja puede consultarse en Anexo IV.

Tal y como se explicó previamente, la estructura de financiación contempla que el 80% viene de financiación ajena (deuda), mientras que el 20% corresponde a aportaciones de capital por parte de socios.

A partir del análisis realizado, se puede concluir que el proyecto genera flujos de caja positivos y crecientes, que permiten remunerar el capital aportado.

Free Cash Flow

Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
(+) BAII		2.968	3.050	3.104	3.189	3.275	3.268	3.357	3.447	3.538	3.631	3.666	3.761	3.859	3.957	4.057	4.140	4.243	4.348	4.454	4.561	4.640	6.880	6.992	7.106	7.223	
(-) Impuestos (25%)	25%	742	763	776	797	819	817	839	862	885	908	916	940	965	989	1.014	1.035	1.061	1.087	1.113	1.140	1.160	1.720	1.748	1.777	1.806	
(+) Depreciación (D&A)		2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	-	-	-	-	
(+) Inversión de Inmovilizado	44.713																										
(-) Inversión en NOF (5% sobre)	5%	306	310	315	320	324	329	334	339	344	349	355	360	365	371	376	382	388	394	399	405	412	418	424	430	437	
Free Cash Flow		- 44.713	4.050	4.107	4.142	4.201	4.261	4.251	4.313	4.375	4.439	4.503	4.524	4.590	4.658	4.726	4.795	4.852	4.924	4.996	5.070	5.144	5.198	4.742	4.820	4.899	4.980

Tabla 39. Flujo de caja.

Flujo de caja de la deuda

Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Préstamo	35.770																									
(-) Amortización lineal préstamo		652	691	733	777	823	872	925	980	1.039	1.102	1.168	1.238	1.312	1.391	1.474	1.563	1.656	1.756	1.861	1.973	2.091	-	-	-	-
(-) Intereses de la deuda		2.146	2.107	2.066	2.022	1.975	1.926	1.873	1.818	1.759	1.697	1.631	1.561	1.486	1.408	1.324	1.236	1.142	1.043	937	826	707	-	-	-	-
(+) Ahorro fiscal		537	527	516	505	494	481	468	454	440	424	408	390	372	352	331	309	285	261	234	206	177	-	-	-	-
Flujo de caja de la deuda	35.770	- 2.262	- 2.271	- 2.282	- 2.293	- 2.304	- 2.317	- 2.330	- 2.344	- 2.358	- 2.374	- 2.391	- 2.408	- 2.427	- 2.446	- 2.467	- 2.489	- 2.513	- 2.538	- 2.564	- 2.592	- 2.621	-	-	-	-

Tabla 40. Flujo de caja de la deuda.

Cash Flow para el Accionista

Free Cash Flow	- 44.713	4.050	4.107	4.142	4.201	4.261	4.251	4.313	4.375	4.439	4.503	4.524	4.590	4.658	4.726	4.795	4.852	4.924	4.996	5.070	5.144	5.198	4.742	4.820	4.899	4.980
Flujo de caja de la deuda	35.770	- 2.262	- 2.271	- 2.282	- 2.293	- 2.304	- 2.317	- 2.330	- 2.344	- 2.358	- 2.374	- 2.391	- 2.408	- 2.427	- 2.446	- 2.467	- 2.489	- 2.513	- 2.538	- 2.564	- 2.592	- 2.621	-	-	-	-
Cash Flow para el Accionista	- 8.943	1.788	1.835	1.861	1.908	1.957	1.934	1.983	2.031	2.080	2.129	2.133	2.182	2.231	2.280	2.328	2.363	2.411	2.459	2.506	2.553	2.576	4.742	4.820	4.899	4.980

Tabla 38. Cash Flow para el accionista.

11.4 INDICADORES FINANCIEROS

A partir del flujo de caja se analizarán los siguientes parámetros financieros, para poder evaluar la viabilidad económica y financiera del proyecto.

- **WACC.**

El WACC (Weighted Average Cost of Capital) representa el coste medio ponderado que tiene una empresa para financiarse, combinando las distintas fuentes de capital que utiliza: fondos propios y financiación ajena. [11] Es el tipo de interés mínimo que debe generar un proyecto para no destruir valor. Su expresión matemática es la siguiente:

$$WACC = \frac{E * k_e + D * k_d * (1 - t)}{E + D}$$

Ecuación 1. Fórmula del WACC.

Donde E es el valor de mercado de las acciones, D el valor de mercado de la deuda, k_e es la rentabilidad exigida a las acciones, k_d es la rentabilidad exigida a la deuda, y t es la tasa de impuestos sobre los beneficios. [12] La estructura de financiación está compuesta por un 80% de deuda y un 20% de fondos propios, gracias a su bajo riesgo.

En la siguiente tabla se encuentran los datos concretos del parque, y el resultado del cálculo:

Valor de mercado de la deuda	35.770
Valor de mercado de las acciones	8.943
Rentabilidad exigida a las acciones	9%
Coste de la deuda antes de impuestos	6%
Tasa de impuestos sobre beneficios	25%
WACC	5,40%

Tabla 41. Cálculo del WACC, VAN y TIR del proyecto.

El WACC obtenido es del 5,4%, lo cual se encuentra dentro del rango habitual para proyectos eólicos en España.

- **VAN**

El siguiente parámetro para analizar es el Valor Actual Neto. Es un indicador financiero que permite evaluar la rentabilidad de un proyecto, comparando la inversión inicial con los flujos de caja futuros que este generará a lo largo de su vida útil. [13]

En este estudio, se ha calculado considerando la vida útil del parque eólico de 25 años, y utilizando el WACC como tasa de descuento para el VAN del proyecto, y con la rentabilidad exigida de las acciones (9 %) para el del accionista.

Se calculan ambos dos porque el primero evalúa la viabilidad global del proyecto, mientras que el segundo determina la conveniencia de la inversión para los socios.

VAN del proyecto (k€)	17.023
VAN del accionista (k€)	11.633

El resultado obtenido muestra un VAN positivo. Esto significa que los ingresos netos generados durante la vida útil del proyecto superan la inversión inicial, y, por tanto, que el proyecto es económicamente viable.

- **TIR: TASA INTERNA DE RETORNO**

Este parámetro representa la rentabilidad real anual que genera el proyecto, teniendo en cuenta la totalidad de los flujos de caja esperados durante su vida útil. Puede considerarse como el porcentaje de beneficio anual que proporciona el proyecto sobre la inversión inicial. [12]

En este proyecto, se ha utilizado una tasa de descuento del 6%, y la TIR del proyecto es mayor, del 9%. Por lo tanto, el proyecto es viable y rentable. La TIR del accionista, obtenida

a partir de los flujos de caja del accionista, refleja la rentabilidad efectiva del capital propio, y es del 23%.

Por lo tanto, la primera, igual que antes, mide la eficiencia global del proyecto, mientras que la segunda evalúa la conveniencia de la inversión para el accionista.

TIR del proyecto	9,00%
TIR del accionista	23%

Capítulo 12. CONTAMINACIÓN EVITADA

En este capítulo se analizarán las emisiones de CO₂ asociadas a diferentes tecnologías de generación eléctrica, con el objetivo de demostrar el bajo impacto ambiental de un parque eólico en comparación con otras fuentes convencionales. Para ello, se calcularán las emisiones que producirían distintas centrales al generar la misma cantidad de energía que el Parque Eólico de Acebuche: 124.992,14 MWh/año.

A continuación, se presentan los factores de emisión de CO₂ por cada tipo de central, según datos publicados por Red Eléctrica de España (REE):

Tecnología	Factor REE (tCO ₂ /MWh)	tCO ₂ /año
Ciclo combinado (GN)	0,37	46247,1
Central térmica de vapor	0,77	96243,9
Central térmica de carbón	0,95	118742,5
Cogeneración	0,38	47497,0
Parque eólico	0,0053	662,5

Tabla 42. tCO₂ emitido al año por las diferentes tecnologías.

Proyectando estos valores a lo largo de 25 años de operación, se obtienen las siguientes emisiones acumuladas:

Tecnología	Factor REE (tCO ₂ /MWh)	tCO ₂ durante 25 años
Ciclo combinado (GN)	0,37	1156177,3
Central térmica de vapor	0,77	2406098,7
Central térmica de carbón	0,95	2968563,3
Cogeneración	0,38	1187425,3
Parque eólico	0,0053	16561,5

Tabla 43. Emisiones de CO₂ acumuladas.

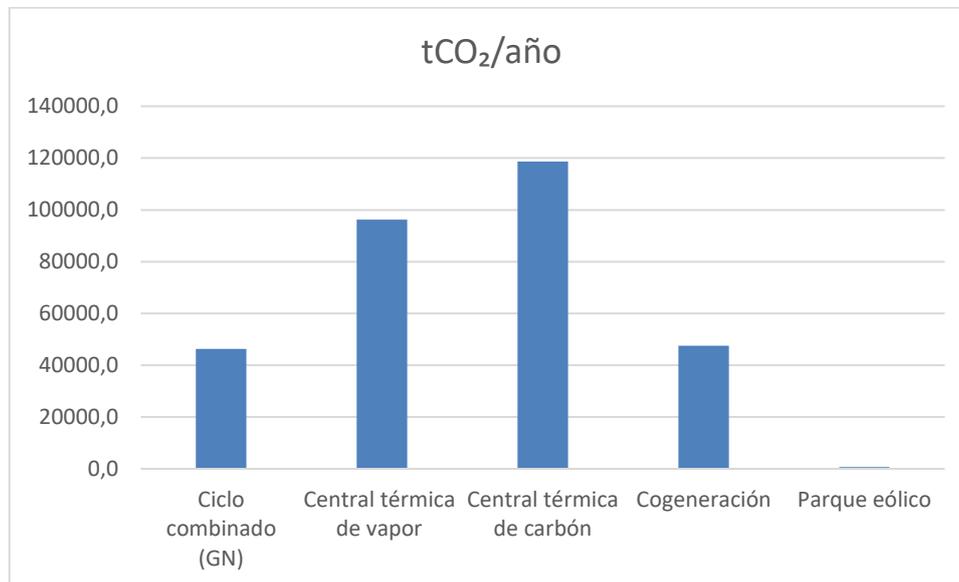


Tabla 44. Emisiones al año de los diferentes tipos de centrales.

Estos datos evidencian el enorme potencial de la energía eólica como herramienta para combatir el cambio climático. Si se produjera todos los años esa cantidad de energía mediante una central de carbón, se emitirían casi 3 millones de toneladas de CO₂ en 25 años. Incluso las tecnologías más limpias, como el ciclo combinado, generarían más de 1 millón de toneladas. El parque eólico, por su parte, solo emitiría 16.000 toneladas de CO₂.

Por lo tanto, esta energía contribuye directamente a la reducción de gases de efecto invernadero, mejora la calidad del aire, y disminuye la dependencia de combustibles fósiles.

Este análisis demuestra que apostar por la energía eólica no solo es una decisión estratégica en términos de sostenibilidad, sino también una inversión responsable hacia un futuro más limpio.

Capítulo 13. ALINEACIÓN CON LOS ODS

El presente Proyecto de Fin de Grado se encuentra estrechamente vinculado a varios Objetivos de Desarrollo Sostenible. Estos objetivos establecen un marco de actuación común para construir un futuro más sostenible.

El proyecto se alinea con especial relevancia con el ODS 7: Energía asequible y no contaminante. [16] Este objetivo persigue garantizar el acceso universal a una energía limpia, segura y sostenible, indispensable para el desarrollo de sectores clave como la agricultura, educación y salud.

La energía eólica responde plenamente a este reto, ya que es una fuente renovable, competitiva y libre de emisiones directas de gases de efecto invernadero. La implantación de parques eólicos contribuye así a la descarbonización, como se ha demostrado en el capítulo anterior, evitando una enorme cantidad de emisiones de CO₂.

Además, también contribuye a otros objetivos:

- Objetivo 8. Trabajo decente y crecimiento económico.
- Objetivo 9: Industria, innovación e infraestructura.
- Objetivo 11: Ciudades y comunidades sostenibles.
- Objetivo 13: Acción por el clima.

En conclusión, este proyecto de parque eólico constituye una contribución directa al ODS 7, y de manera transversal a los previamente mencionados. Su desarrollo impulsa el uso de energías limpias y, al mismo tiempo, promueve un modelo energético más competitivo.

El análisis detallado de esta alineación con los ODS se encuentra desarrollado en el Anexo V.

Capítulo 14. NORMATIVA

A continuación, se encuentra un listado de toda la normativa necesaria para ejecutar el proyecto, tanto para la obra civil como para las instalaciones eléctricas.

1. OBRA CIVIL

- Real Decreto 314/2006, Código Técnico de la Edificación (CTE)
 - o CTE DB-SE (Seguridad Estructural)
 - o CTE DB-SE-AE (Acciones en la edificación, para cargas de viento)
 - o CTE DB-HS (Salubridad, para condiciones de zanjas y drenaje)
 - o CTE DB- HR (Protección contra el ruido)
- Eurocódigo
 - o Eurocódigo 1 (EN 1991) – Acciones en estructuras (viento, nieve, temperatura)
 - o Eurocódigo 2 (EN 1992) – Diseño de estructuras de hormigón para cimentaciones)
 - o Eurocódigo 3 (EN 1993) – Diseño de estructuras de acero (para torres metálicas).
- UNE 109020- Ejecución de zanjas para cables eléctricos.
- Real Decreto 1627/1997: normativa de seguridad.
- NTE: Normas Tecnológicas de la Edificación.
- Ley 38/1999, LOE. Responsabilidades en construcción.

2. NORMATIVA MEDIOAMBIENTAL

- Ley 21/2013 de Evaluación Ambiental.
- Ley 42/2007 del Patrimonio Natural.
- Normativa autonómica de Castilla-La Mancha.
- RD 817/2014. Criterios de calidad ambiental.
- Ley 34/2007 de calidad del aire.
- UNE-EN ISO 14001. Sistemas de gestión ambiental.

3. NORMATIVA ELÉCTRICA

- Normas generales
 - o IEC 60038. Tensiones de red.
 - o IEC 60076. Transformadores de potencia.
 - o IEC 60204. Seguridad de máquinas, equipos eléctricos.
 - o IEC 60228- 502. Conductores eléctricos.
 - o IEC 60364.
 - Parte 1. Principios básicos, reglas generales de diseño, seguridad de personas.
 - Parte 4-41. Protección para la seguridad /contra descargas eléctricas.
 - Parte 4-43. Protección contra sobrecorriente.
 - Parte 4-42. Protección contra efectos térmicos.
 - Parte 5-52. Selección y montaje de los sistemas de cableado.
 - o IEC 60439.
 - 60439-1 Conjuntos de aparamenta de baja tensión
 - 60439-2. Sistemas de barras.
 - o IEC 60909 -1 y IEC 61363-1. Cálculos de corrientes de cortocircuito.
 - o IEC 60947.
 - 60947-1. Requisitos generales para aparamenta de baja tensión.
 - 60947-2. Interruptores automáticos de baja tensión.
 - 60947-3. Interruptores de maniobra- seccionadores de baja tensión.
 - o IEC 61117. Resistencia a cortocircuitos
 - o IEC 61400. Requisitos para aerogeneradores
 - o IEC 62067. Cables de alta tensión.
 - o IEC 62271. Aparamenta de alta tensión.
- Europeas y españolas
 - o Ley 24/2013, Sector eléctrico. Marco Legal.
 - o RD 1955/2000. Autorizaciones de instalaciones eléctricas.

- o RAT- Reglamento sobre condiciones técnicas y seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión.
- o REBT (RD 842/2002). Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- o UNE-EN-50522. Puesta a tierra en instalaciones eléctricas.
- o UNE-EN- 50341-2-4. Líneas aéreas de alta tensión.
- o UNE 20460. Instalaciones de baja tensión.
- o Normas UNE aplicables a cables y aparamenta.
- o IEEE C57.12.01. Requisitos eléctricos y mecánicos de los transformadores

Capítulo 15. CONCLUSIONES

15.1 CONCLUSIONES POTENCIAL EÓLICO

El estudio realizado demuestra que el emplazamiento seleccionado presenta unas condiciones de viento favorables para la implantación del parque eólico. El análisis de recurso basado en datos de Vortex, y procesados en WIndographer, confirma una velocidad media suficiente y una distribución temporal que garantiza una producción estable a lo largo del año. La simulación energética Nordex N163/6.X permite alcanzar un factor de capacidad competitivo dentro del contexto nacional.

15.2 CONCLUSIONES TÉCNICAS

Desde el punto de vista técnico, el diseño eléctrico del parque asegura la correcta evacuación de la energía generada mediante líneas de media tensión, un sistema de puesta a tierra seguro. La obra civil planteada es viable con un impacto ambiental moderado.

En la siguiente tabla se resumen los datos técnicos del parque:

Energía vertida a la red (MWh/año)	124992,14
Horas equivalentes anuales (h)	2976
Factor de capacidad (%)	33,97

Tabla 45. Resumen características técnicas parque.

15.3 CONCLUSIONES ECONÓMICAS

En términos económicos, el análisis muestra que la inversión inicial es de 44.712.978 €. El presupuesto se puede resumir en la siguiente tabla:

CAPEX	
Obra civil	2.794.858,95 €
Instalación eléctrica	4.384.072,20 €
Aerogeneradores	29.400.000,00 €
CAPEX - Material	36.578.931,15 €
Costes de desarrollo	995.000,00 €
CAPEX - Material y desarrollo	37.573.931,15 €
Coste indirecto y beneficio industrial	7.139.046,92 €
CAPEX - Ejecución por contrata	44.712.978,06 €

Tabla 46. Presupuesto resumido.

El proyecto tiene una rentabilidad positiva gracias a los ingresos derivados de la venta de energía. Los indicadores financieros se sitúan en valores que avalan la viabilidad de la instalación.

VAN del proyecto (k€)	17.023
VAN del accionista (k€)	11.633
TIR del proyecto	9,00%
TIR del accionista	23%

Tabla 47. Indicadores financieros del proyecto.

En conclusión, el parque eólico diseñado resulta técnica y económicamente viable, con una proyección de operación segura y sostenible a largo plazo.

Capítulo 16. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Red Eléctrica de España, «España pone en servicio en 2023 la mayor cifra de nueva capacidad de generación renovable de la historia,» 17 Junio 2024. [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2024/06/espana-pone-en-servicio-en-2023-la-mayor-cifra-de>.
- [2] Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima,» [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.html>.
- [3] AEE, «Reparto de la Potencia Eólica Instalada y Generación En España por Comunidades Autónomas,» 2025.
- [4] Global Wind Energy Council, «Global WInd Report 2025,» 2025.
- [5] M. Moncada, «El mundo instaló 11 GW de eólica marina en 2024,» Energías Renovables, mayo 2025. [En línea]. Available: <https://www.energias-renovables.com/eolica/el-mundo-instal--11-gw-de-20250509>. [Último acceso: Agosto 2025].
- [6] Weather Spark, «Clima promedio en Albacete, España, durante todo el año,» Cedar Lake Ventures, Inc., [En línea]. Available: <https://es.weatherspark.com/y/40256/Clima-promedio-en-Albacete-Espa%C3%B1a-durante-todo-el-a%C3%B1o>. [Último acceso: Mayo 2025].
- [7] N. SE, «N163/6.X,» Nordex SE, [En línea]. Available: <https://www.nordex-online.com/es/product/n163-6-x/>. [Último acceso: junio 2025].

- [8] C. A. Alonso, «Apuntes Energía Eólica».
- [9] C. A. Alonso, «Apuntes sobre obra civil,» 2025. [En línea].
- [10] International Electrotechnical Commission, «IEC 60364 – Low-voltage electrical installations.,» 2015.
- [11] J. D. P. y. M. J. S. Mingarro, Centrales y subestaciones eléctricas. Tema 4: Aparamenta, 2025.
- [12] L. R. Rodriguez, Protecciones Eléctricas, 2025.
- [13] Thinkco, «Qué es el WACC y por qué puede cambiar el valor de tu empresa más de lo que crees,» Thinkco, [En línea]. Available: https://thinkco.es/que-es-el-wacc-y-por-que-puede-cambiar-el-valor-de-tu-empresa-mas-de-lo-que-crees/?utm_source=chatgpt.com. [Último acceso: Julio 2025].
- [14] C. A. Alonso, Análisis económico, 2025.
- [15] M. Sánchez, «VAN y TIR: claves para el análisis de proyectos de inversión,» msanchez.es, [En línea]. Available: <https://www.msanchez.es/van-y-tir-claves-analisis-de-proyectos-de-inversion>. [Último acceso: Julio 2025].
- [16] Naciones Unidas, «Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante,» [En línea].
- [17] Mapcarta, «Subestación Medina Sidonia,» Mapcarta, [En línea]. Available: <https://mapcarta.com/es/W1002152774>. [Último acceso: 2025].
- [18] Mapcarta, «Subestación Medina Norte,» Mapcarta, [En línea]. Available: <https://mapcarta.com/es/W222885175>. [Último acceso: 2025].
- [19] Google, «Google Earth Pro.,» Google LLC.. [En línea]. [Último acceso: 2025].

- [20] Naciones Unidas, «Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante,» Naciones Unidas, [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>. [Último acceso: Enero 2025].
- [21] Naciones Unidas, «Objetivo 9: Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación,» Naciones Unidas, [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/infrastructure/>. [Último acceso: Enero 2025].
- [22] Naciones Unidas, «Objetivo 13: Lucha contra el cambio climático.,» [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/climate-change-2/>. [Último acceso: Enero 2025].
- [23] Statista, «Potencia eólica instalada acumulada a nivel mundial en 2023, por países,» Statista, Marzo 2024. [En línea]. Available: <https://es.statista.com/estadisticas/634517/potencia-eolica-instalada-acumulada-por-paises/>. [Último acceso: 2025].
- [24] DigiAtlas, «Albacete – mapa provincial con municipios, códigos postales y carreteras,» DigiAtlas, [En línea]. Available: <https://www.digiatlas.com/mapas/esp/albacete---mapa-provincial-con-municipios,-codigos-postales-y-carreteras.html?srsId=AfmBOor0Pnj8EknV7rTYbuGKR4eAew01vfafywPm10j1qKZqk8Tu8Vks>. [Último acceso: Julio 2025].
- [25] Google, «Google Earth Pro.,» Google LLC., [En línea]. Available: <https://www.google.com/earth/about/versions/#earth-pro>. [Último acceso: 2025].

DOCUMENTO Nº2. PLANOS

ÍNDICE

Plano nº1. Red de accesos al parque eólico.

Plano nº2. Accesos locales y provinciales al parque eólico.

Plano nº3. Curvas de nivel y localización de los aerogeneradores.

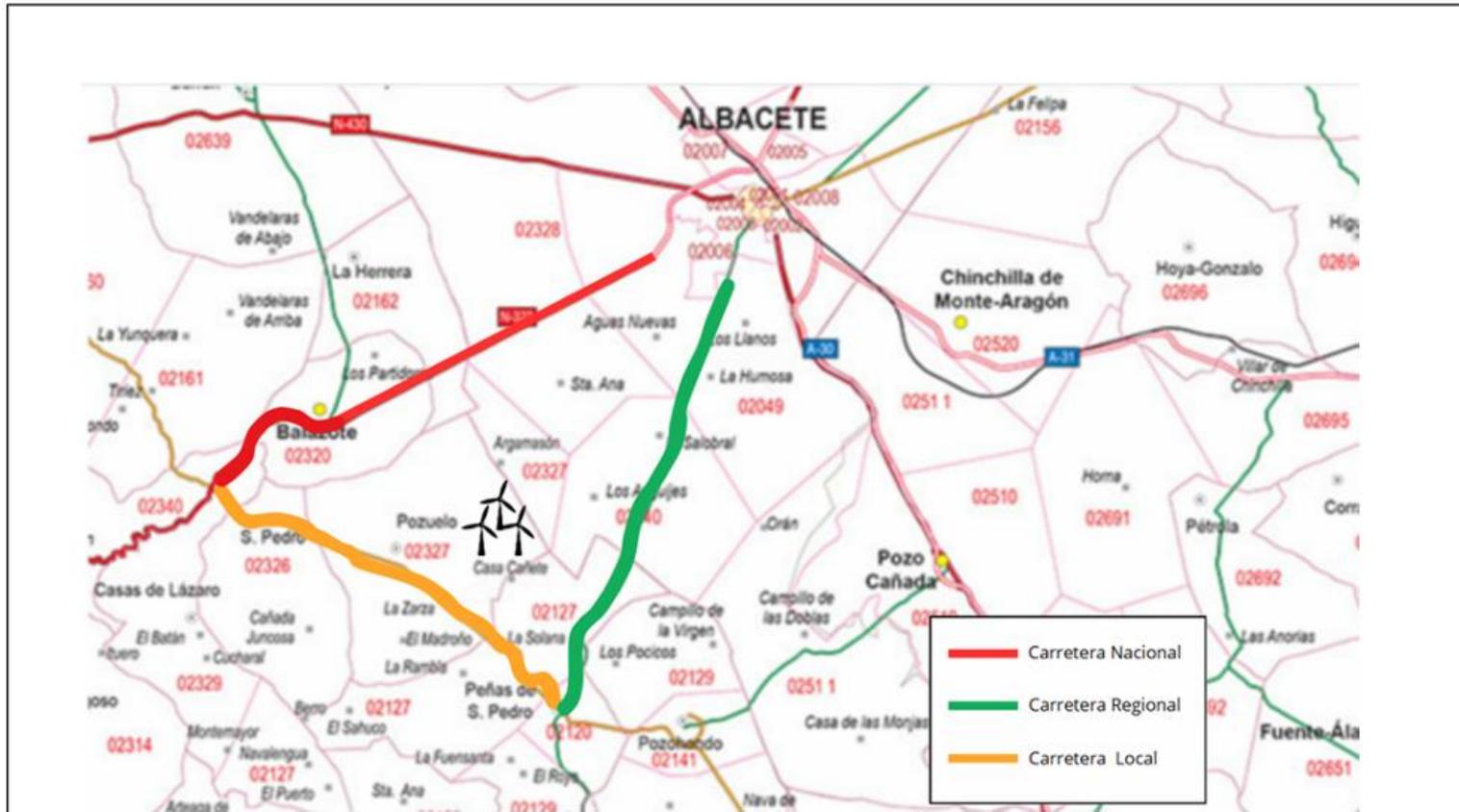
Plano nº4. Zanjas eléctricas del parque.

Plano nº5. Sección tipo de zanjas eléctricas.

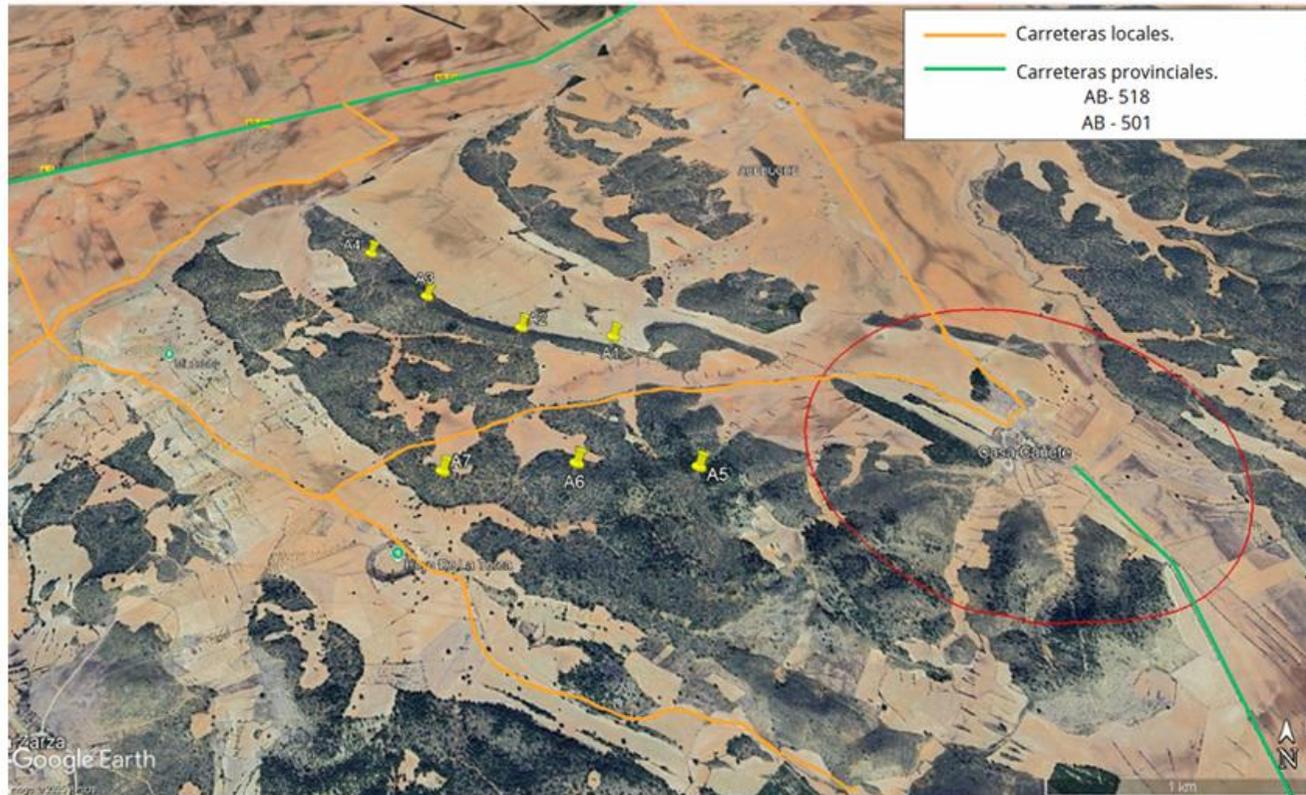
Plano nº6. Esquema unifilar media tensión.

Plano nº7. Esquema unifilar cables fibra óptica.

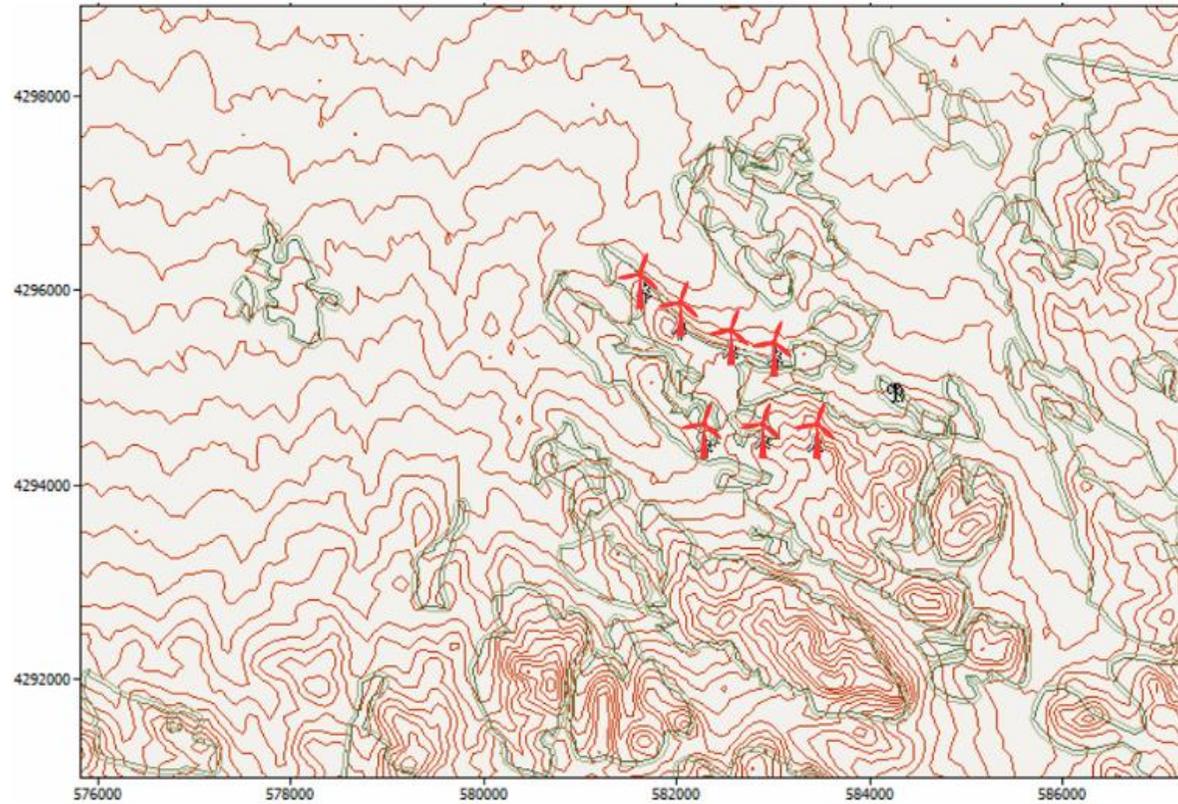
Plano nº8. Conexión de puesta a tierra.



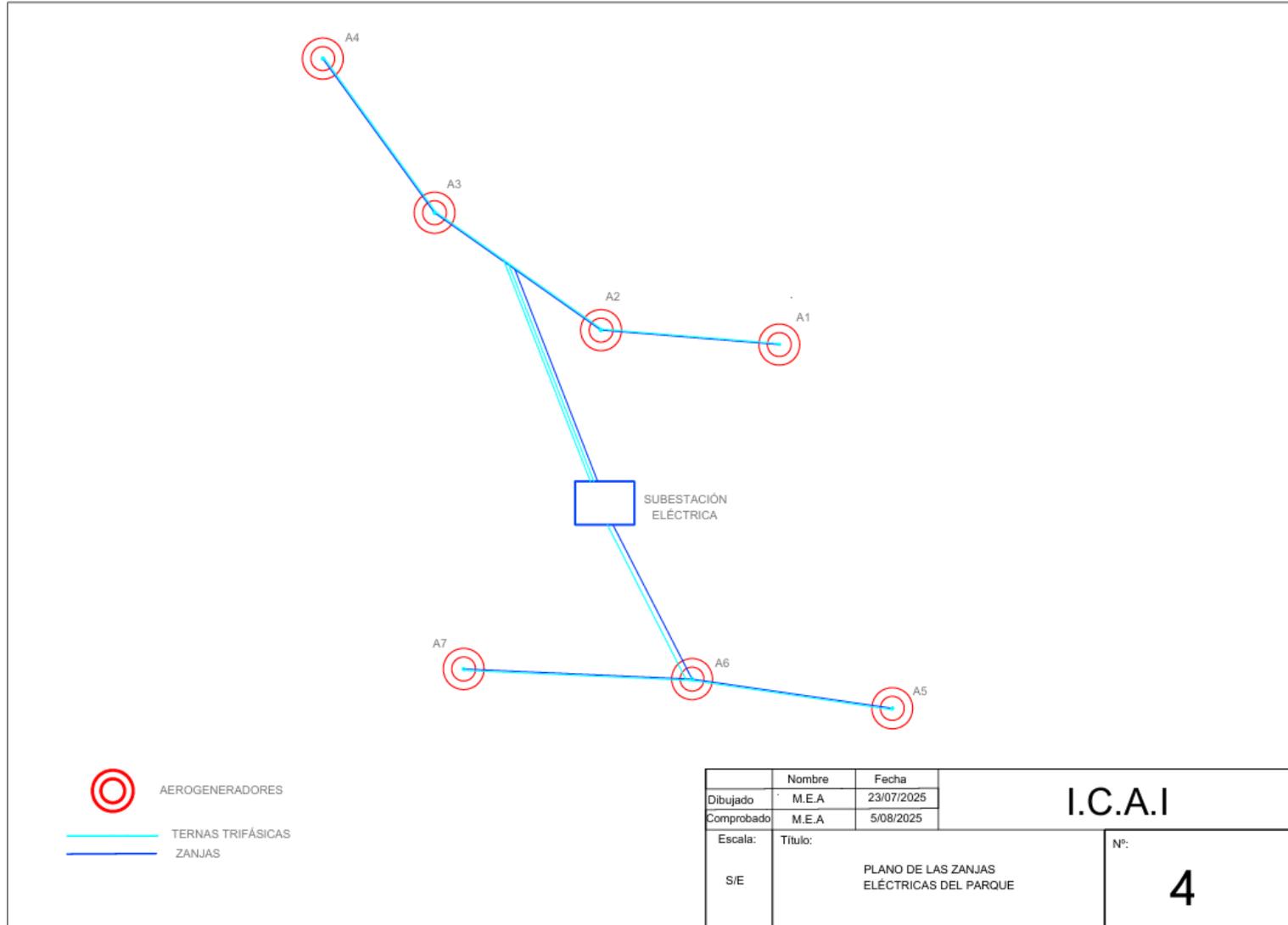
	Nombre	Fecha	I.C.A.I
Dibujado	M.E.A	29/07/2025	
Comprobado	M.E.A	5/08/2025	
Escala	TÍTULO:		Nº:
S/E	RED DE ACCESOS AL PARQUE EÓLICO		1



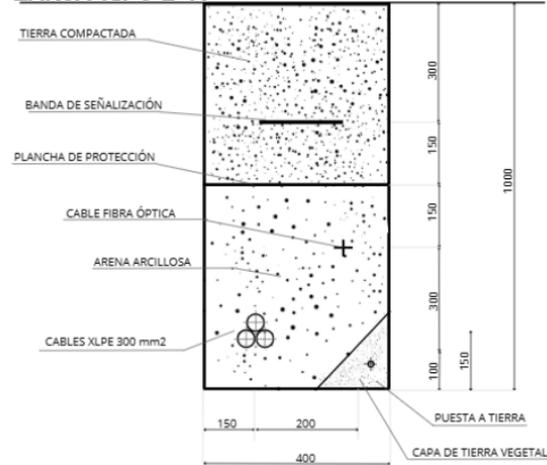
	Nombre	Fecha	I.C.A.I
Dibujado	M.E.A	29/07/2025	
Comprobado	M.E.A	5/08/2025	
Escala	TÍTULO: ACCESOS LOCALES Y PROVINCIALES AL PARQUE EÓLICO		Nº:
S/E			2



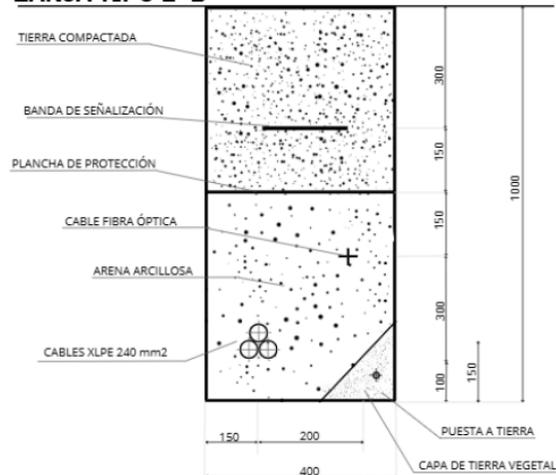
	Nombre	Fecha	I.C.A.I
Dibujado	M.E.A	29/07/2025	
Comprobado	M.E.A	5/08/2025	
Escala	TÍTULO: CURVAS DE NIVEL Y LOCALIZACIÓN DE LOS AEROGENERADORES		Nº:
S/E			3



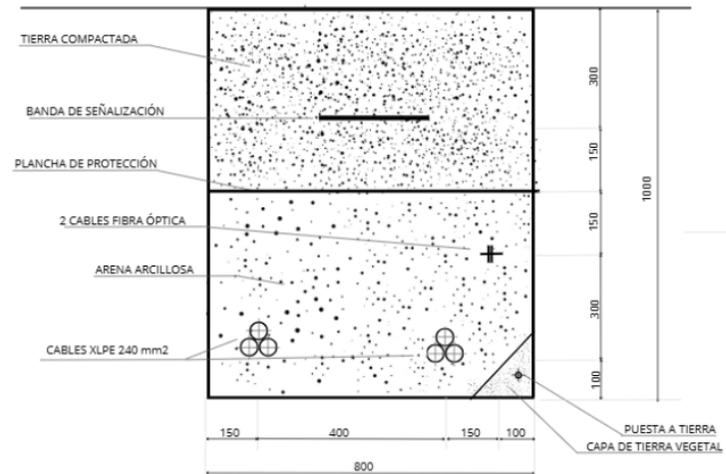
ZANJA TIPO 1- A



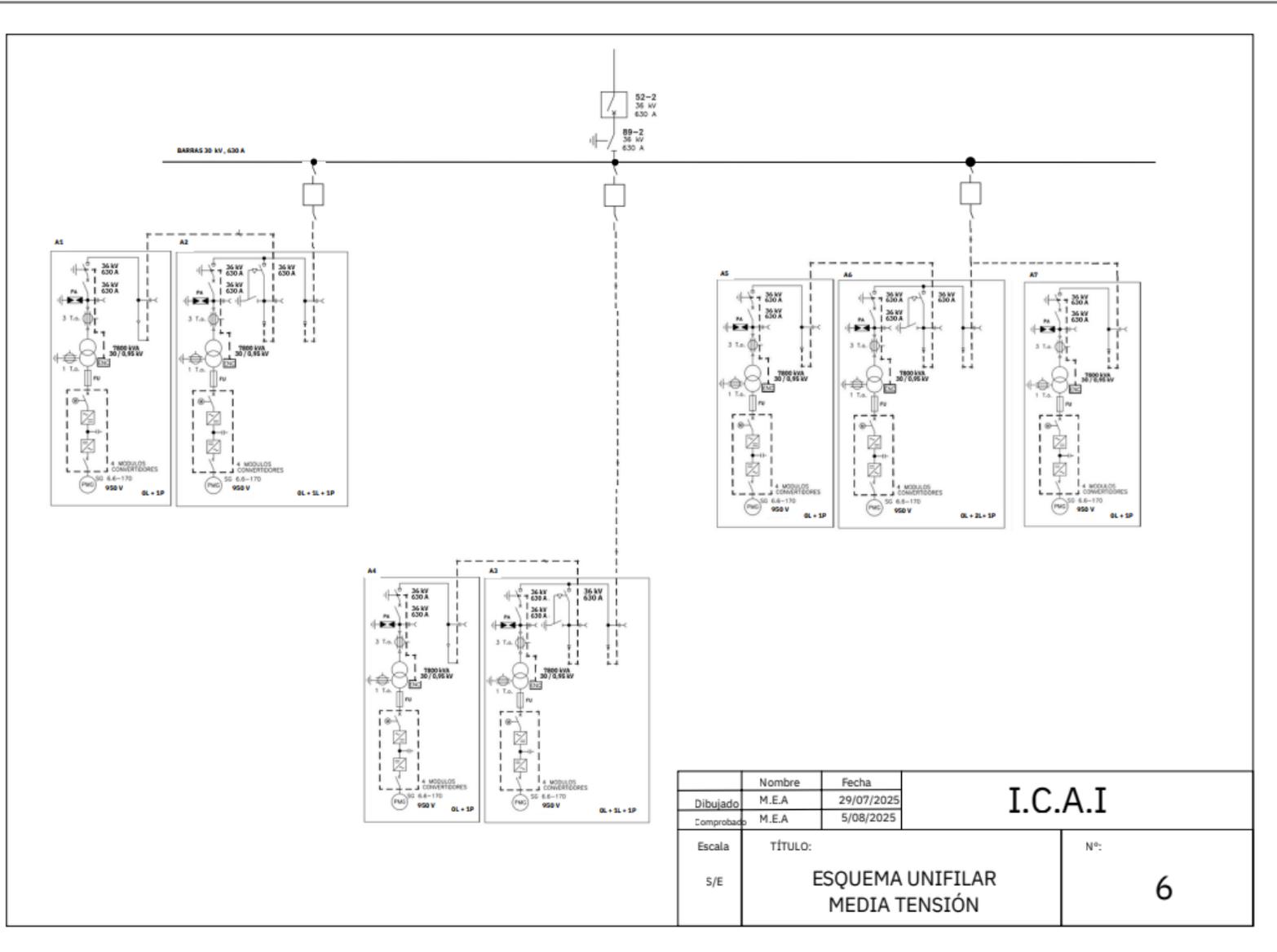
ZANJA TIPO 1- B



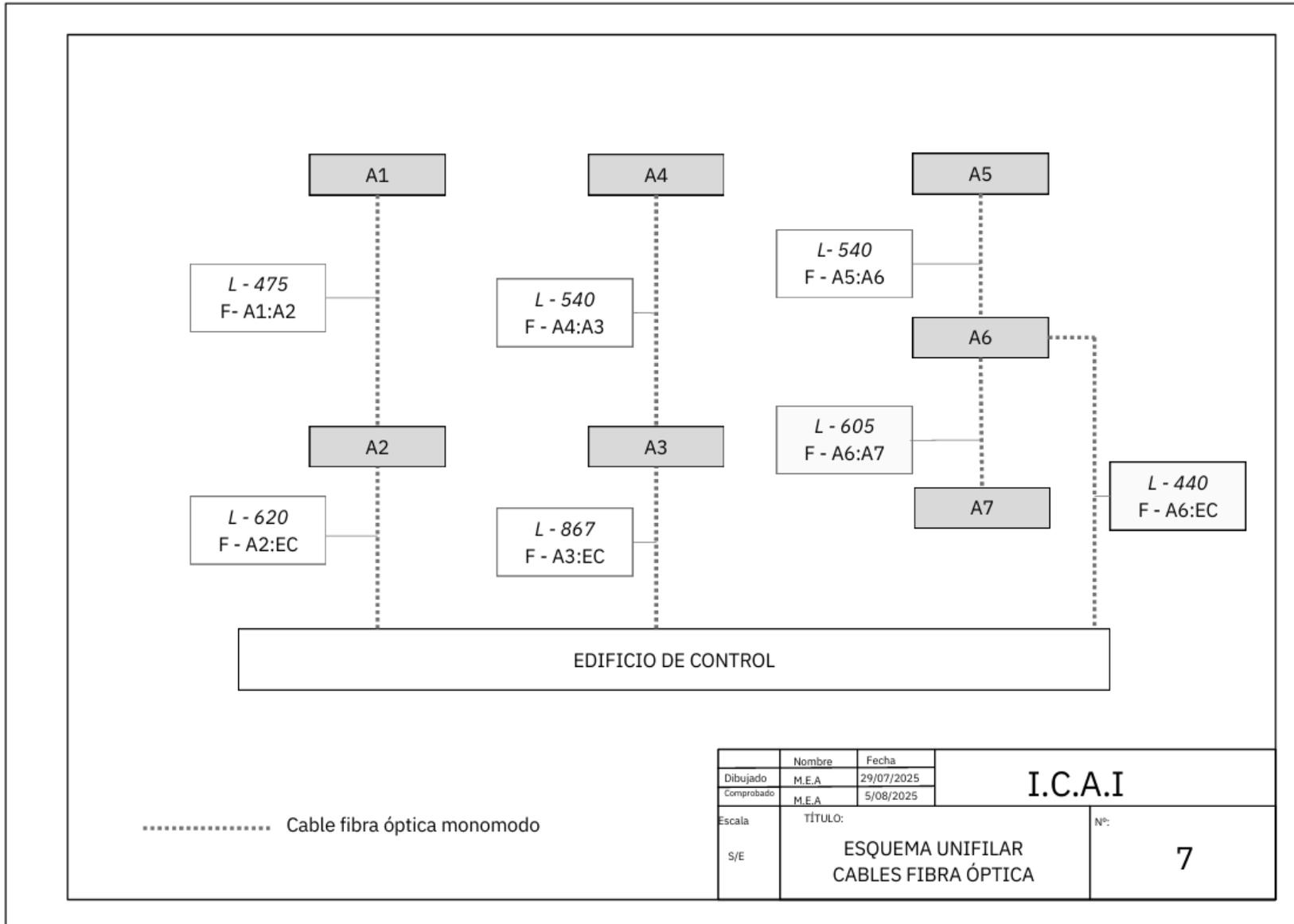
ZANJA TIPO 2

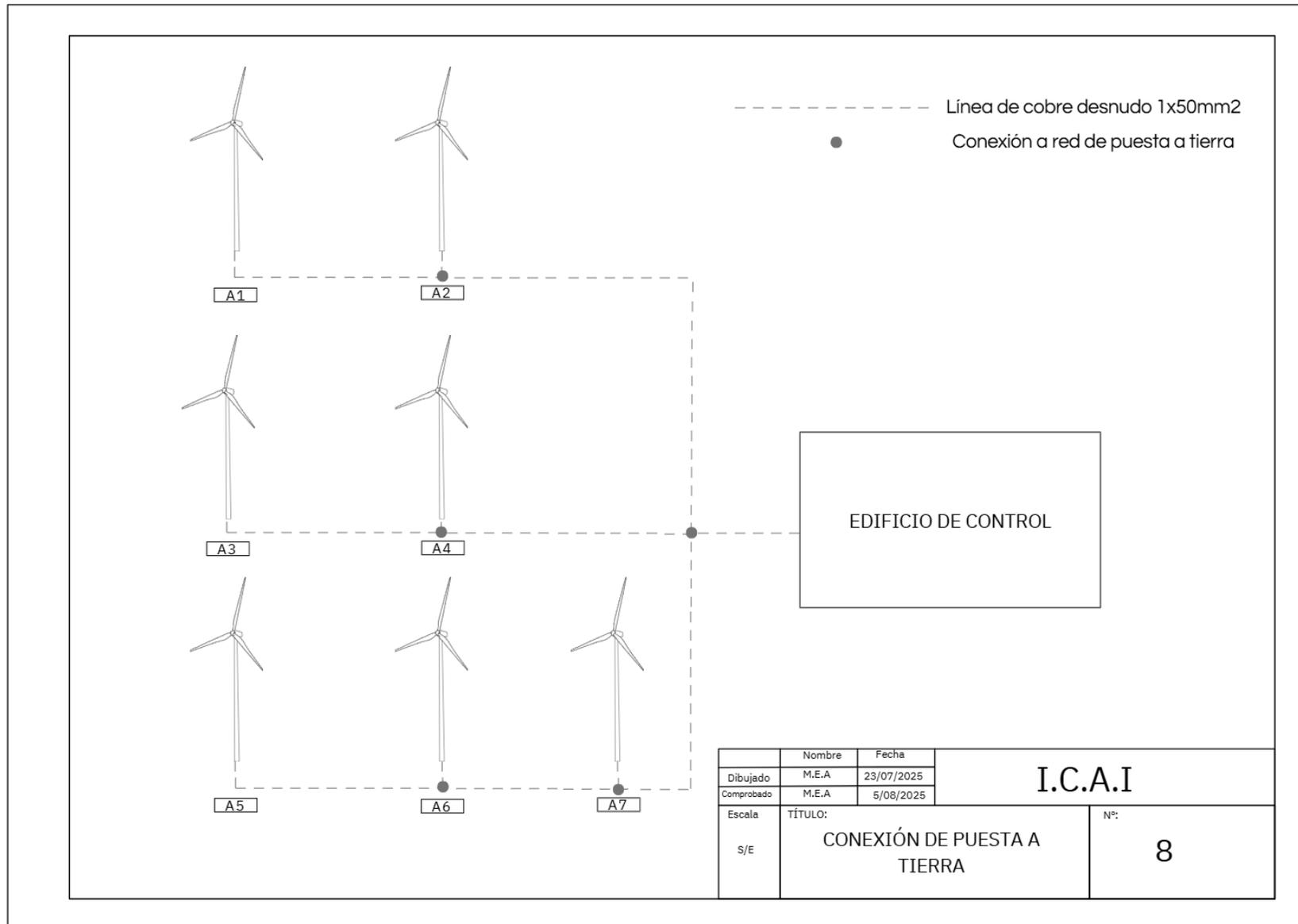


	Nombre	Fecha	I.C.A.I
Dibujado	M.E.A	29/07/2025	
Comprobado	M.E.A	22/08/2025	
Escala	TÍTULO:		Nº:
S/E	SECCIÓN TIPO DE ZANJAS ELÉCTRICAS		5



	Nombre	Fecha	I.C.A.I
Dibujado	M.E.A	29/07/2025	
Comprobado	M.E.A	5/08/2025	
Escala	TÍTULO:		Nº:
S/E	ESQUEMA UNIFILAR MEDIA TENSIÓN		6





DOCUMENTO Nº3: PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN

En este apartado se presentan las distintas partidas parciales con sus respectivos costes, para finalmente obtener la suma total que constituye el coste global del proyecto. El documento recoge el presupuesto de ejecución, incluyendo de forma detallada el material necesario para su desarrollo.

Se desglosan los costes correspondientes a la obra civil, los aerogeneradores, la instalación eléctrica (conexión a red, puesta a tierra, equipos...), así como los costes de desarrollo, que incluyen la ingeniería y la dirección de obra. Finalmente, se recogen los costes indirectos y beneficio industrial.

CAPEX

Obra civil

Descripción	Unidades	Cantidad	Coste unitario (€)	Importe
<i>Hormigón constructivo</i>	m3	500	120	60.000
<i>Acero</i>	kg	55.000	1,2	66.000
Cimentación aerogenerador	#	7	126.000	882.000
<i>Hormigón constructivo</i>	m3	1.500	120	180.000
<i>Acero</i>	kg	220.000	1,2	264.000
Cimentación caminos y zanjas				444.000
Obra civil subestación e.	-	1	200.000	200.000
Obra civil edificio de control	-	1	500.000	500.000
<i>Limpieza y desbroce del terreno</i>	m2	508.910	0,8	381.683
<i>Reacondicionamiento de viales</i>	m	40.000	2,2	87.200
<i>Excavaciones de los aerogeneradores</i>	m3	35.000	3,2	112.000
<i>Excavaciones de las zanjas</i>	m3	52.300	2,9	151.670
<i>Compactación del terreno</i>	m3	1.750	4,8	8.313
<i>Plataformas</i>	m3	1.750	3,2	5.600
Movimientos de tierra				746.465
Otros				22.394
				3%
Total Obra Civil				2.794.858,95 €

Aerogeneradores

Descripción	Unidades	Cantidad	Coste unitario (€)	Importe
<i>Aerogenerador Nordex N163/6.X</i>	#	7	4.200.000	29.400.000
Aerogeneradores				29.400.000
Total Aerogeneradores				29.400.000,00 €

Instalación eléctrica

Descripción	Unidades	Cantidad	Coste unitario (€)	Importe
Cable MT XLPE (Al) 1x240 mm2	m	7.206	17,3	124.664
Cable MT XLPE (Al) 1x300mm2	m	4.755	18,5	87.968
Cable fibra óptica monomodo	m	3.987	3,7	14.752
Cableado				227.383
Celda 0L+1P	#	4	20.450	81.800
Celda 0L + 1L +1P	#	2	22.250	44.500
Celda 0L + 2L + 1P	#	1	21.500	21.500
Celdas MT				147.800
Transformador de potencia 55 MVA	-	1	1.100.000	1.100.000
Seccionador	-	1	12.000	12.000
Interruptor	-	1	35.000	35.000
Autoválvula	-	3	1.500	4.500
Transformador de tensión	-	1	10.050	10.050
Transformador de intensidad	-	1	15.000	15.000
Aparata de la subestación				1.176.550
Sistemas de comunicaciones	-	-	85.000	85.000
Sistemas de protecciones	-	-	87.000	87.000
Servicios auxiliares	-	-	30.000	30.000
Equipos de la subestación				202.000
Ud. Puesta a Tierra Subestación	#	1	4.000	4.000
Ud. Puesta a Tierra Aerogenerador	#	7	650	4.550
Cable Cobre desnudo 50 mm2 PaT	m	3.987	3	9.968
Puesta a tierra				18.518
Interconexión en 220 kV	-	1	600.000	600.000
Línea de conexión del parque a la red	km	9	150.000	1.350.000
Posición en la subestación	-	1	450.000	450.000
Conexión a red				2.400.000
Montaje de la aparata	-	-	160.000	160.000
Supervisión y pruebas	-	-	25.000	25.000
Puesta en marcha	-	-	20.000	20.000
Montaje y puesta en marcha				205.000
Edificio de control	#	1	130.000	130.000
Alumbrado	-	-	100.000	100.000
Armario de medidas	#	1	30.000	30.000
Otros				6.821
Total Instalación Eléctrica				4.384.072,20 €
CAPEX - Material				36.578.931,15 €

Costes de desarrollo

Descripción	Unidades	Cantidad	Coste unitario (€)	Importe
Costes de ingeniería	-	-	740.000	740.000
Dirección de obra	-	-	155.000	155.000
Controles de calidad y seguridad	-	-	100.000	100.000
Total Desarrollo				995.000,00 €

CAPEX - Material y desarrollo 37.573.931,15 €

Coste indirecto y beneficio industrial

Descripción	Unidades	Cantidad	Coste unitario (€)	Importe
Gastos generales	16%			6.011.829
Beneficio industrial	3%			1.127.218
Total Ejecución				7.139.046,92 €

CAPEX - Ejecución por contrata 44.712.978,06 €

Tabla 48. Capex desarrollado.

El CAPEX total de ejecución es de cuarenta y cuatro millones setecientos doce mil novecientos setenta y ocho euros.

ANEXO I. ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

ÍNDICE ANEXO I

1.	INTRODUCCIÓN.....	7
2.	CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN	7
3.	OPCIONES.....	8
	<i>OPCIÓN A</i>	8
	<i>OPCIÓN B</i>	10
	<i>OPCIÓN C</i>	12
4.	ELECCIÓN FINAL.....	14
5.	POSICIONAMIENTO DE LOS AEROGENERADORES	14

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 49. Evaluación del emplazamiento A según los criterios.....	10
Tabla 50. Evaluación del emplazamiento B según los criterios.....	11
Tabla 51. Evaluación del emplazamiento C según criterios.....	14
Tabla 52. Resumen final de la puntuación de las tres opciones de emplazamiento.....	14

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 15. Velocidad del viento en el emplazamiento A.....	8
Ilustración 16. Elevación del terreno en el emplazamiento A.....	9
Ilustración 17. Velocidad del viento en el emplazamiento B.....	10
Ilustración 18. Elevación del terreno en el emplazamiento B.....	11
Ilustración 19. Velocidad del viento en el emplazamiento C.....	12
Ilustración 20. Elevación del terreno en el emplazamiento C.....	13
Ilustración 21. Emplazamiento final en Acebuche, Albacete.....	14

1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de este anexo es exponer el proceso seguido para la selección de la localización parque eólico, tomando como base una serie de criterios previamente establecidos para obtener la máxima rentabilidad de este. Se ha contado con total libertad para seleccionar cualquier emplazamiento dentro de España.

2. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN

En este estudio, se han tenido en cuenta todos los factores que pueden influir en el desarrollo del proyecto: desde el tipo de terreno y la velocidad del viento, hasta la existencia de propiedades privadas cerca o distintas instalaciones.

En primer lugar, se ha considerado qué opción tiene mayor potencial eólico. A esto, le ha tenido que acompañar una buena orografía con vegetación compatible con la construcción del parque. Además, se ha estudiado si hay cerca zonas protegidas, o con alguna condición especial a tener en cuenta. Por último, se ha estudiado la cercanía a subestaciones eléctricas, y las condiciones de accesos a la zona escogida.

Para escoger el más adecuado de entre las opciones, se ha aplicado un sistema de puntuación basado en las directrices establecidas por la tutora del Trabajo Fin de Grado. Este sistema evalúa distintas características técnicas y ambientales mencionadas en el párrafo anterior. A cada una de estas características se le ha asignado una puntuación entre 0 y 3 puntos, según una tabla de criterios predefinida. [7] La puntuación total obtenida por cada emplazamiento permite establecer una comparación objetiva entre las distintas alternativas. Finalmente, se ha seleccionado el emplazamiento que ha alcanzado la mayor puntuación global, al considerarse el más favorable en términos técnicos, ambientales y de accesibilidad.

3. OPCIONES

OPCIÓN A

La primera opción se trata de un terreno en la provincia de Cádiz, cerca del municipio de Los Naveros. Esta zona, cerca de la costa, se caracteriza por su gran potencial eólico y por ser una zona sin grandes rugosidades del terreno.

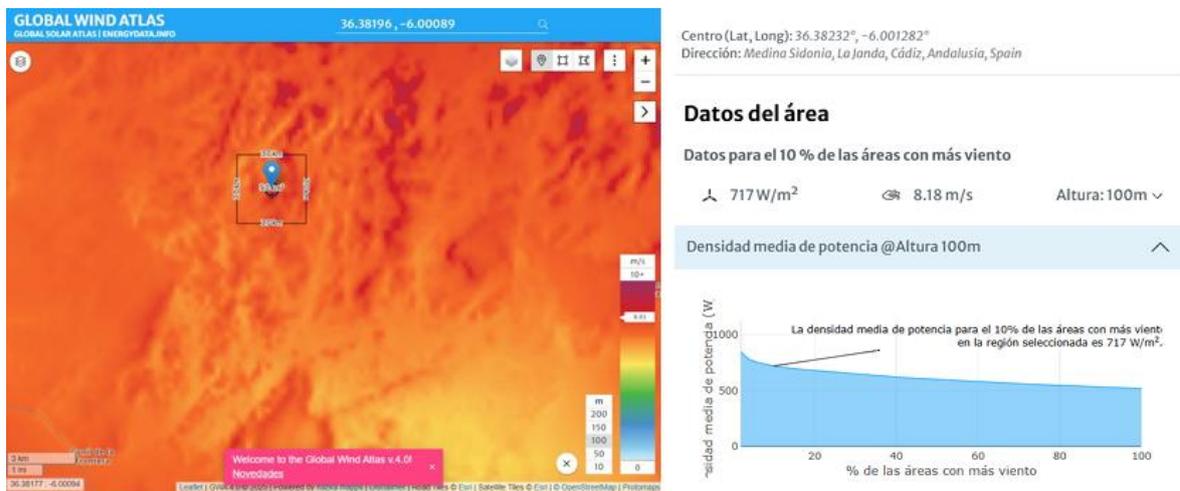


Ilustración 15. Velocidad del viento en el emplazamiento A.

En primer lugar, la velocidad del viento es óptima. Según Global Wind Atlas, la velocidad media a 100 m está entre 7,5 y 8 m/s. La densidad media de potencia para el 10% más ventoso es de 717 W/m².

Las instalaciones eléctricas de alrededor son una clara ventaja, puesto que hay cerca varias líneas eléctricas tanto de baja tensión como de media. Tiene cerca estas dos subestaciones

1. Subestación Medina Sidonia: ubicada en el centro de Medina-Sidonia (coordenadas ~36.4676 N, -5.9272 W), a unos 9 km al norte-oeste [14]

2. Subestación Medina Norte: situada en las colinas al norte de Medina-Sidonia (~36.4894 N, -5.9137 W), a unos 12 km de distancia. [15]

A nivel ambiental, en la provincia de Cádiz hay varias zonas protegidas muy importantes. Sin embargo, este punto exacto no está dentro de ellas. Tiene el parque natural Bahía de Cádiz aproximadamente a 20 km, el Parque Natural de la Breña a 25 km, y el Parque Natural Los Alcornocales a más de 30 km.

Para comprobar que no hay ninguna propiedad privada, o instalación especial, se ha utilizado el Catastro Inmobiliario y justo esa zona no es privada. Es una zona de clase rústico, y su uso principal es agrícola, por lo que el proyecto es viable.

Respecto a la accesibilidad de la zona es buena, pero se necesitaría alguna reforma puntual. Está en un lugar poco poblado, pero cerca de Cádiz, por lo tanto, la infraestructura de alrededores es buena.

El principal problema es el tipo de terreno, puesto que es irregular. Se observan zonas de vegetación densa, que no parece ser roca, pero tampoco es terreno excesivamente blando. Se calificaría por lo tanto como terreno de consistencia normal con roca puntual. [16]



Ilustración 16. Elevación del terreno en el emplazamiento A.

La pendiente media es del 13%, por lo que es un terreno muy montañoso, lo cual dificulta la implantación del parque.

	Descripción	Puntuación
Velocidad del viento	7,71- 8.03 m/s	2
Orografía	13%	2
Tipo de terreno	Consistencia normal con roca puntual	2
Vegetación	Monte bajo con árboles puntuales	2

Instalación Eléctrica	Menos de 25 km para menos de 220kV	3
Accesibilidad	Montañoso	0
Medio ambiente	Más de 25 km	3
Otros	No existe ningún impedimento	3
Capacidad del proyecto	717 W/m ²	3
	Total	20

Tabla 49. Evaluación del emplazamiento A según los criterios.

OPCIÓN B

La siguiente opción que se va a estudiar se encuentra al sur de la provincia de Albacete, en concreto, en el municipio de Pozuelo. Se caracteriza por ser una zona llana, con buena accesibilidad.

La velocidad del viento a una altura de 100 m es de 6,96 m/s, según Global Wind Atlas, con una capacidad de 466 W/m².

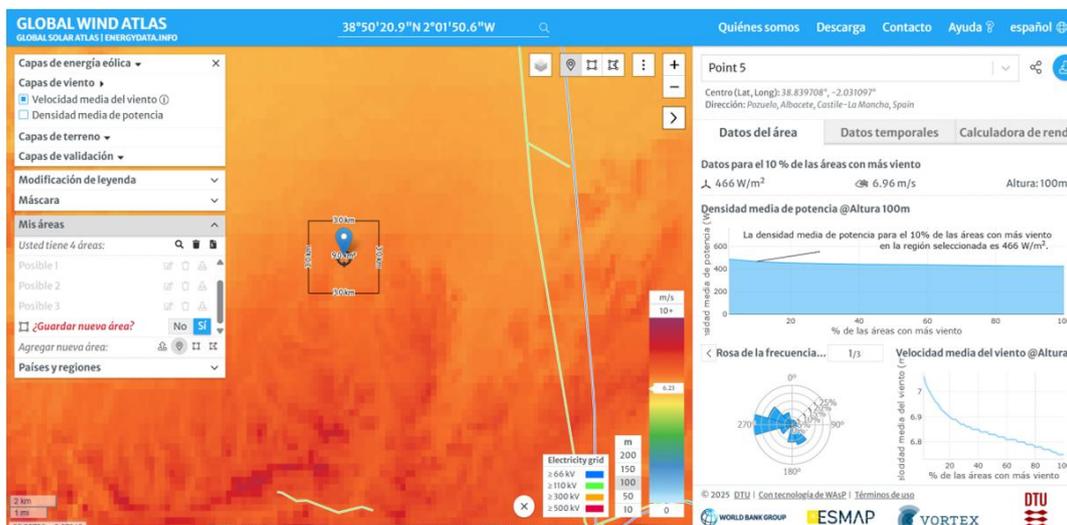


Ilustración 17. Velocidad del viento en el emplazamiento B.

La pendiente media del terreno que podemos encontrar está alrededor del 7%, según Google Earth. Pro. [16] Como también se puede observar en la imagen, el terreno tiene consistencia normal, y la vegetación predominante es de bosque bajo.



Ilustración 18. Elevación del terreno en el emplazamiento B.

La línea más cercana de transporte se encuentra a tan solo 9 km, lo cual es idóneo para la conexión del parque eólico a la red eléctrica. Además, este emplazamiento destaca por la facilidad de sus accesos: son factibles, y sin dificultades adicionales. Esto simplifica el transporte de los aerogeneradores, y distintas tareas de mantenimiento.

Respecto a las zonas protegidas, los espacios naturales protegidos más cercanos son Lagunas de Ruidera, pero está a más de 50 km; Calares del Río Mundo, a más de 80 km; y Hoces del Cabriel a suficiente distancia. Según la información consultada en el Catastro, el terreno es apto para su utilización. La tabla final resulta:

	Descripción	Puntuación
Velocidad del viento	6,92 m/s	1
Orografía	7%	2
Tipo de terreno	Consistencia normal	3
Vegetación	Monte bajo	3
Instalación Eléctrica	Menos de 25km para 220 kV	3
Accesibilidad	Buena accesibilidad	3
Medio ambiente	Más de 25 km	3
Otros	Ningún impedimento	3
Capacidad del proyecto	466 W/m ²	2
	Total	23

Tabla 50. Evaluación del emplazamiento B según los criterios.

OPCIÓN C

Esta última opción corresponde a un terreno que se encuentra en Cádiz, pero más cerca de la zona de Málaga. Como ya se ha mencionado, es una zona con gran potencial eólico.

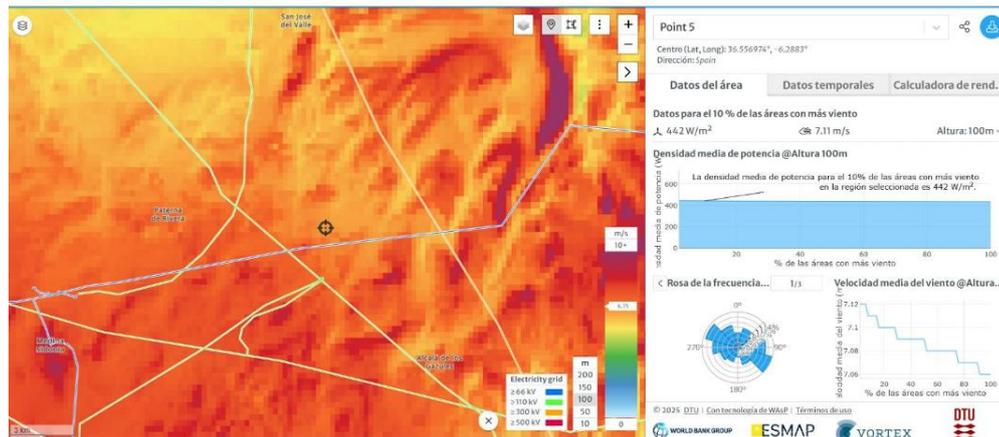


Ilustración 19. Velocidad del viento en el emplazamiento C.

La velocidad media es de 7,11 m/s según Global Wind Atlas, con una capacidad de 442 W/m². En la misma ilustración, también se incluyen las líneas eléctricas de la zona, lo que es una ventaja puesto que hay varias posibilidades de interconexión cerca de la zona.

Sin embargo, las pendientes en esta zona son más desfavorables. La pendiente media es del 9%. [16] La consistencia del terreno típica de la zona es normal con roca puntual, y la vegetación de monte bajo con árboles puntuales.



Ilustración 20. Elevación del terreno en el emplazamiento C.

A nivel ambiental, el Parque Natural de la Sierra de Grazalema es el más próximo a la ubicación, a aproximadamente 15 km del punto indicado. Luego, el Parque Natural de Los Alcornocales se encuentra a 30 km al sur, y por último el Parque Natural del Estrecho está a más de 50 km.

Según la información disponible en el Catastro, no queda completamente claro si el terreno está sujeto a algún tipo de protección. Ante esta incertidumbre, y siguiendo un criterio conservador, se le asignará la puntuación de cero.

	Descripción	Puntuación
Velocidad del viento	7,11 m/s	1
Orografía	0,09	2
Tipo de terreno	Consistencia normal con roca puntual	2
Vegetación	Monte bajo con árboles puntuales	2
Instalación Eléctrica	Menos de 25 km para 220 kV	3
Accesibilidad	Buena accesibilidad	3
Medio ambiente	Más de 15 km	3
Otros	Posible propiedad privada	0
Capacidad del proyecto	442 W/m ²	1
	Total	17

Tabla 51. Evaluación del emplazamiento C según criterios.

4. ELECCIÓN FINAL

En la siguiente tabla, se encuentran recopilados los datos de las tres opciones. Como se puede observar, la opción técnica más favorable es la opción B en Albacete, cerca Casa Cañete, un sitio caracterizado por su potencial eólico y buena accesibilidad.

	Recurso eólico	Orografía	Tipo terreno	Vegetación	Interconexión Eléctrica	Accesibilidad	Otros	Ambiental	Potencia Estimada	Total
OPCIÓN A	2	2	2	2	3	0	3	3	3	20
OPCIÓN B	1	2	3	3	3	3	3	3	2	23
OPCIÓN C	1	2	2	2	3	3	0	3	1	17

Tabla 52. Resumen final de la puntuación de las tres opciones de emplazamiento.

5. POSICIONAMIENTO DE LOS AEROGENERADORES

Una vez seleccionado el terreno, es necesario definir la posición de los aerogeneradores. Estos deben orientarse de forma perpendicular a la dirección predominante del viento y situarse en las zonas de mayor cota, donde la velocidad del viento es mayor. Asimismo, debe respetarse una separación mínima de 500 metros entre aerogeneradores, y garantizar una distancia de al menos 1km al núcleo de población más cercano que es Casa Cañete.



Ilustración 21. Emplazamiento final en Acebuche, Albacete.

ANEXO II. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO

ÍNDICE ANEXO II

1. INTRODUCCIÓN.....	5
2. ANÁLISIS WINDOGRAPHER	6
2.1 RESUMEN GENERAL	6
2.2 ANÁLISIS SERIE TEMPORAL	9
2.3 FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL	12
2.4 PARÁMETROS ESTADÍSTICOS	14
2.5 FIABILIDAD DEL RECURSO EÓLICO	16
3. WASP. SIMULACIÓN ENERGÉTICA.....	19
3.1 WASP CLIMATE ANALYST	19
3.2 WasP MAP EDITOR	20
3.3 DENSIDAD DEL AIRE EN EL EMPLAZAMIENTO	21
3.4 CURVA DE POTENCIA DE LOS AEROGENERADORES	22
3.5 COMPARACIÓN DE LOS TRES TIPOS DE AEROGENERADORES	24

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 22. Perfil vertical de cizalladura del viento.	6
Ilustración 23. Rosa de energía eólica total.	7
Ilustración 24. Velocidad media del viento a 150 m.	7
Ilustración 25. Rosa de frecuencia del viento.	7
Ilustración 26. Perfil estacional de la velocidad del viento.	8
Ilustración 27. Perfil horario de la velocidad del viento.	8
Ilustración 28. Rosas de los vientos según mes.	11
Ilustración 29. Distribución de Weibull a 100 m.	12
Ilustración 30. Distribución de Weibull a 150m.	12
Ilustración 31. Distribuciones 100 metros.	13
Ilustración 32. Diagrama de cajas a 150 m.	15
Ilustración 33. Modelo de regresión lineal.	15
Ilustración 34. Diagrama de cajas 100 m.	16
Ilustración 35. Histograma y curva de fiabilidad a 150 metros.	17
Ilustración 36. Histograma y curva de fiabilidad a 100 m.	18
Ilustración 37. Velocidades extremas a 100 m.	18
Ilustración 38. Velocidades extremas a 150 m.	18
Ilustración 39. Función de distribución acumulada.	19
Ilustración 40. Densidad media del aire en el emplazamiento.	22

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 53. Altura de los aerogeneradores.	22
Tabla 54. Producción energética y rendimiento de los aerogeneradores Vestas.	25
Tabla 55. Cálculo del rendimiento global, horas equivalentes y factor de capacidad Vestas.	25
Tabla 56. Producción energética y rendimiento de los aerogeneradores Nordex.	26

Tabla 57. Cálculo del rendimiento global, horas equivalentes y factor de capacidad Nordex.	26
Tabla 58. Producción energética y rendimiento de los aerogeneradores General Electric. ..	27
Tabla 59. Cálculo del rendimiento global, horas equivalentes y factor de capacidad General Electric.....	27

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 2. Velocidad media del viento según la altura.....	21
Gráfica 3. Rosa del viento de la frecuencia a 150 m.	22
Gráfica 4. Velocidad del viento según la estación a 100m y 150 m.....	22
Gráfica 5. Comparación de ajustes de la distribución de Weibull con los datos reales de la velocidad de viento.	23
Gráfica 6. Ajuste de la función de distribución de Weibull a los datos reales de velocidad del viento de todos los sectores.	24
Gráfica 7. Curva de potencia y rendimiento aerogenerador Nordex N163/6.X.....	34
Gráfica 8. Rendimiento de los aerogeneradores del parque eólico.	34
Gráfica 9. Curva de potencia aerogenerador Nordex.	23
Gráfica 10. Curva de potencia y rendimiento General Electric.....	23
Gráfica 11. Curva de potencia y rendimiento Nordex.....	24
Gráfica 12. Comparación horas equivalentes anuales.	27

1. INTRODUCCIÓN

A continuación, se hará un análisis del recurso eólico en el emplazamiento seleccionado en la provincia de Albacete, con el objetivo de desarrollar el parque eólico. Para abordar este estudio, el trabajo se ha dividido en dos partes diferenciadas. En la primera, se han examinado las características del viento en la zona, evaluando su potencial eólico mediante datos estadísticos y parámetros representativos, obtenidos con la aplicación Windographer. En la segunda parte, se realiza una simulación energética específica del emplazamiento, con el fin de estimar la producción anual y determinar la cantidad de energía que podrá inyectarse en la red eléctrica, mediante la aplicación WAsP y los datos ofrecidos por la empresa Vortex.

2. ANÁLISIS WINDOGRAPHER

En este apartado, se presenta un análisis detallado del viento en el emplazamiento de Albacete, utilizando Windographer, como se ha mencionado anteriormente. Los datos han sido proporcionados por la empresa Vortex, a diferentes alturas: 100 metros y 150 metros.

2.1 RESUMEN GENERAL

Como resumen general, se ha evaluado el recurso eólico a estas dos alturas, siendo finalmente 150 metros la altura prevista del buje de los aerogeneradores.

Según el gráfico de perfil vertical de cizalladura del viento, la velocidad media a 150 metros es de aproximadamente 7 m/s, lo cual es un valor favorable para la generación eólica. (Generalmente, se considera que un emplazamiento es apto para instalar aerogeneradores cuando la velocidad media del viento supera los 6 m/s).

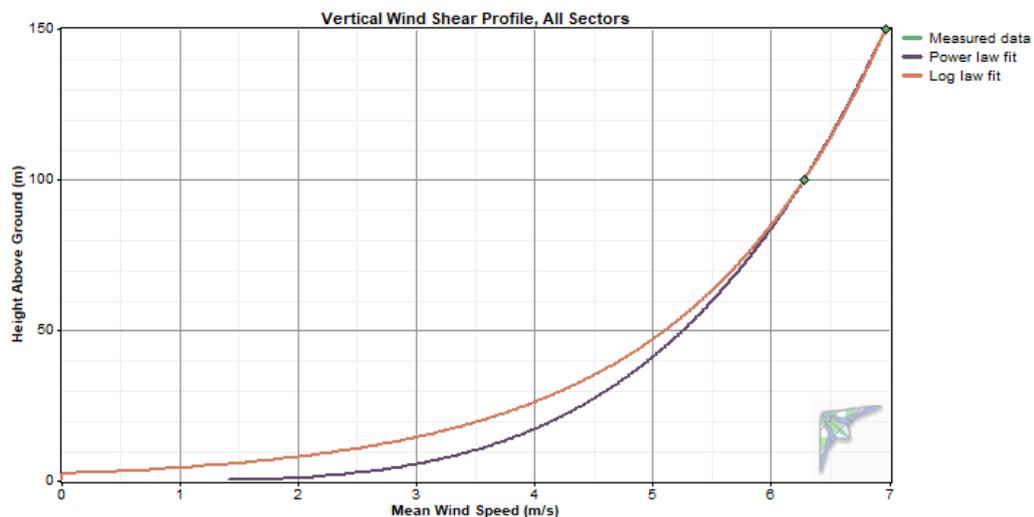


Ilustración 22. Perfil vertical de cizalladura del viento.

La rosa de los vientos permite identificar los sectores direccionales más frecuentes. En este caso, el sector predominante se sitúa en torno a los 247.5°, lo que indica que el viento sopla con mayor frecuencia desde el oeste-suroeste. Esta información es crucial para después orientar correctamente lo aerogeneradores. También, se observa un viento canalizado, con poca dispersión en las distintas direcciones.

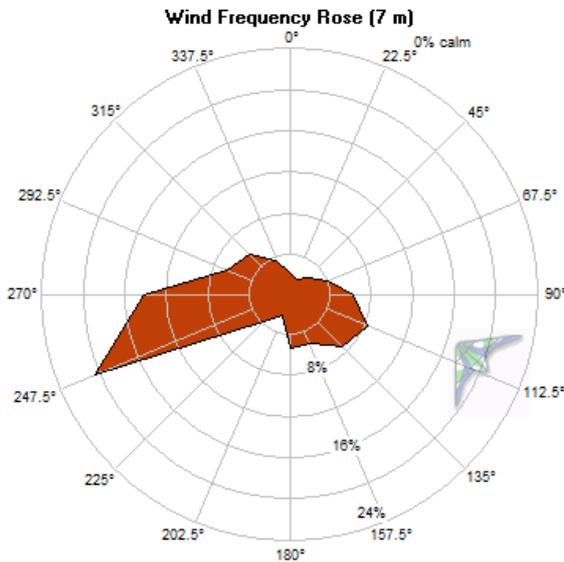


Ilustración 25. Rosa de frecuencia del viento.

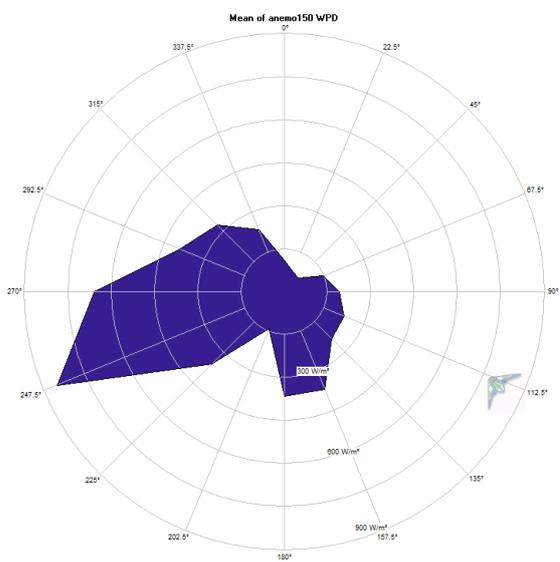


Ilustración 24. Velocidad media del viento a 150 m.

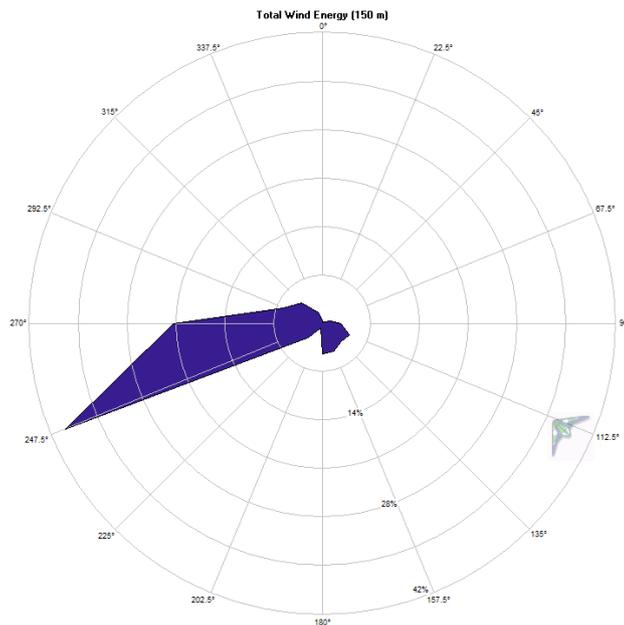


Ilustración 23. Rosa de energía eólica total.

Las tres gráficas de rosas del viento confirman que el sector predominante es el anteriormente mencionado. Es de gran importancia la rosa de energía total del viento, puesto que representa la aportación energética de cada sector direccional, teniendo en cuenta tanto la frecuencia como la velocidad del viento.

En el perfil estacional de la velocidad del viento, se observa que los meses con mayor recurso eólico son de noviembre a marzo, alcanzando valores de 8 m/sen 150 m. A partir de abril, se registra una disminución significativa en la velocidad media, coincidiendo con los meses de verano. A su vez, el perfil horario diario muestra que las horas de mayor velocidad del viento se concentran de 18:00 a 00:00, con mínimos en las primeras horas del día.

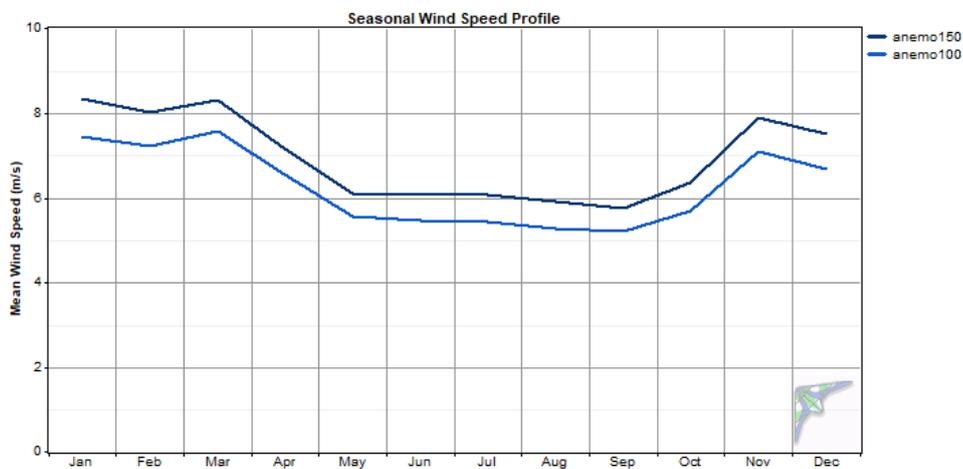


Ilustración 26. Perfil estacional de la velocidad del viento.

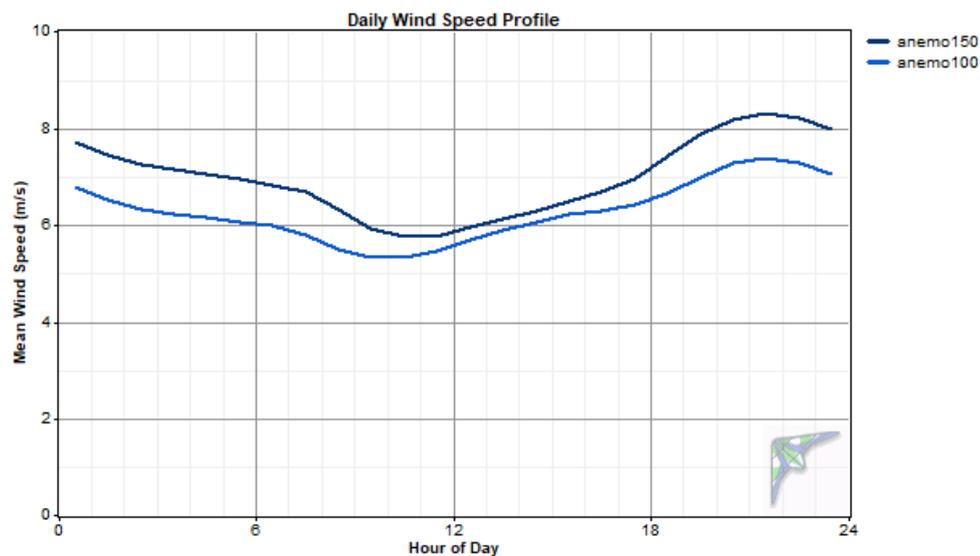


Ilustración 27. Perfil horario de la velocidad del viento.

2.2 ANÁLISIS SERIE TEMPORAL

Las siguientes gráficas corresponden al análisis de la serie temporal de velocidad del viento. Como es coherente, ambas gráficas tienen el mismo perfil, y lo que cambia son los valores de velocidad. Se observa una clara fluctuación estacional, lo que corrobora que los meses de noviembre a febrero sean los meses con mayor recurso eólico. En general, el anemómetro a 150 metros registra velocidades más altas que a 100 metros, como es esperable. Cabe a destacar la presencia de ciertos picos a casi 30 m/s, luego importante para escoger los máximos del generador.

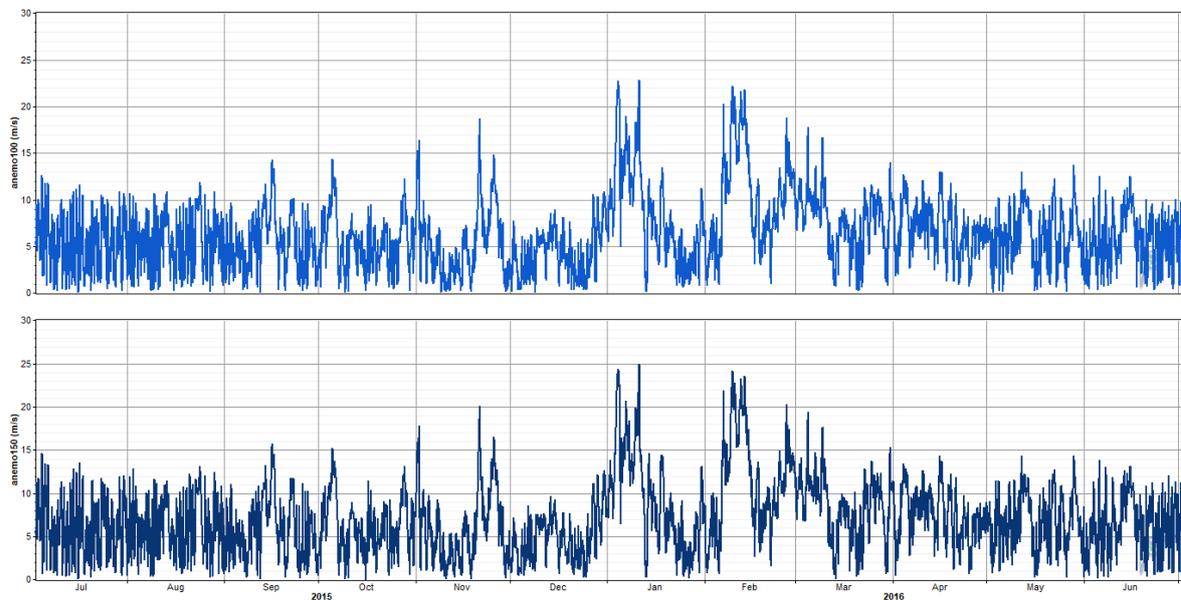
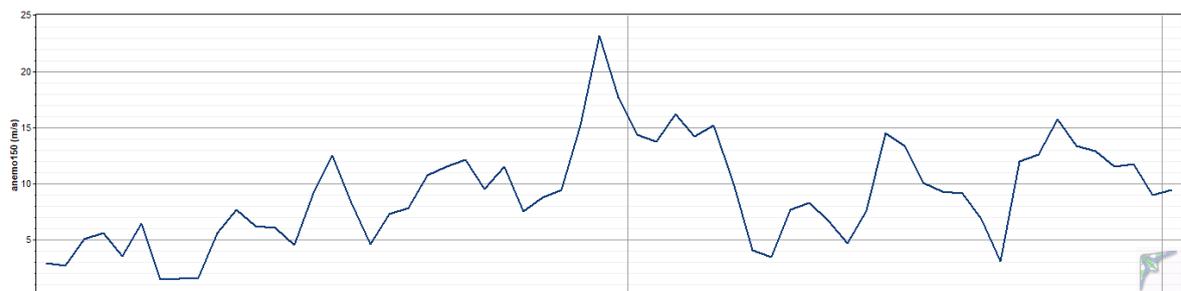


Ilustración 15. Análisis temporal de los datos medidos de la velocidad media del viento.



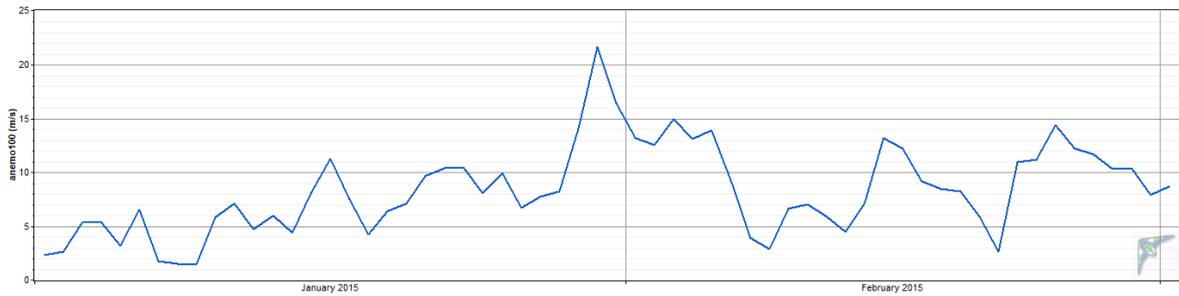


Ilustración 16. Análisis diario de la velocidad media del viento.

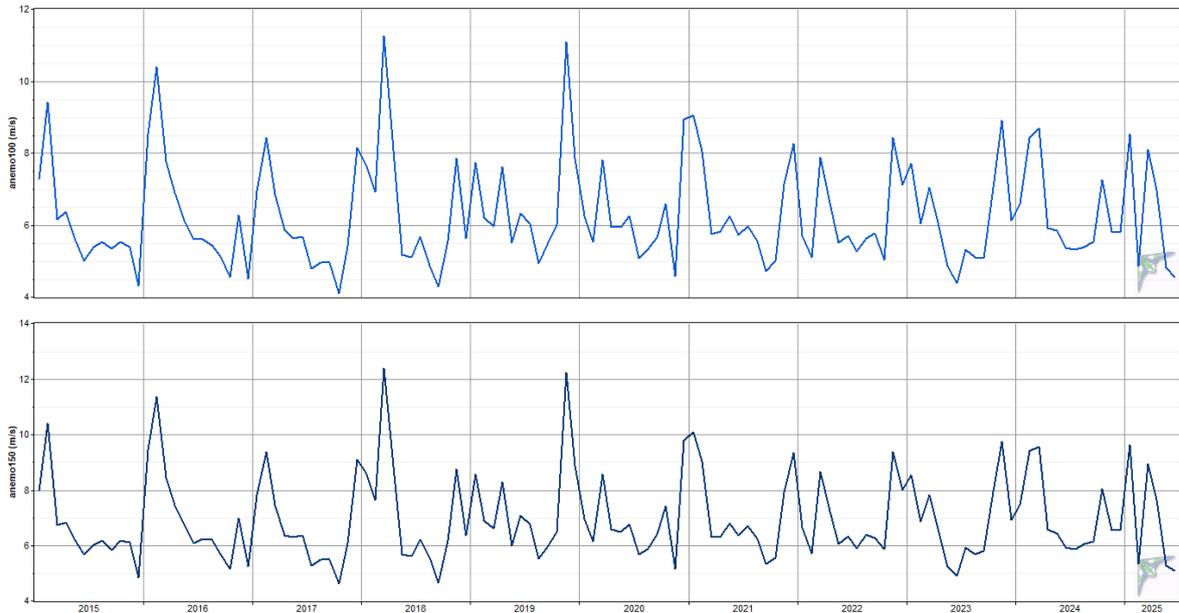


Ilustración 17. Análisis mensual de la velocidad media del viento.



Ilustración 18. Análisis anual de la velocidad media del viento.

Con las gráficas anteriores, se puede verificar que los datos recogidos tienen una variación permanente de velocidades y direcciones, sin tendencias anómalas o incidencias.

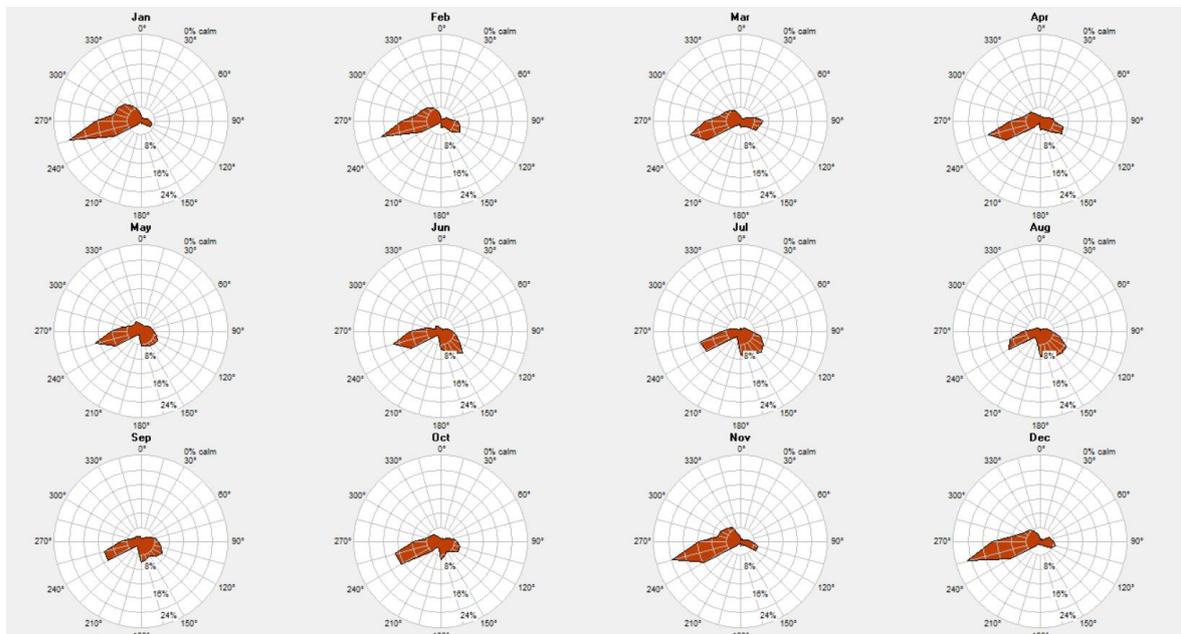


Ilustración 28. Rosas de los vientos según mes.

2.3 FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

La función de densidad de probabilidad más utilizada para representar la distribución de frecuencias de viento es la Distribución de Weibull, por su capacidad para representar con precisión los datos recogidos.

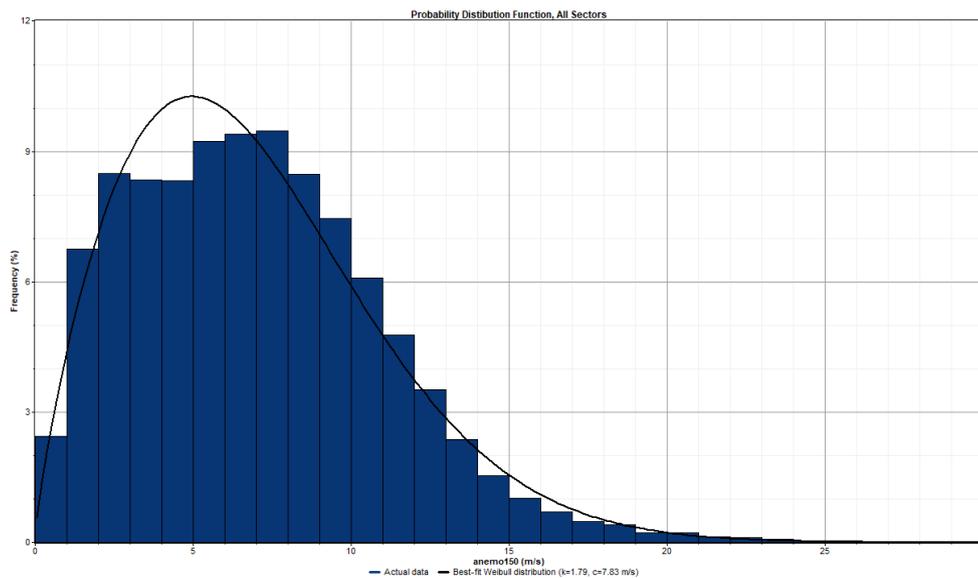


Ilustración 30. Distribución de Weibull a 150m.

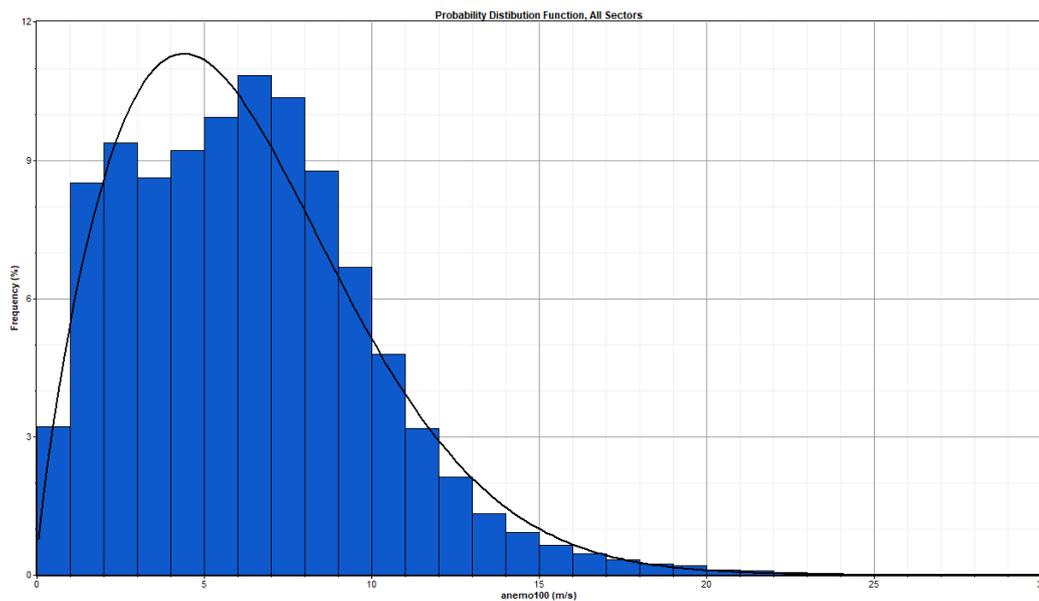


Ilustración 29. Distribución de Weibull a 100 m.

Se observa que el valor más probable está desplazado hacia velocidades bajas, lo que indica que el viento tiende a soplar con mayor frecuencia a velocidades moderadas. La probabilidad de obtener velocidades de viento bajas es mas elevada que la de registrar velocidades altas.

A continuación, se ha realizado un análisis comparativo del ajuste de distintas funciones Weibull a los datos medidos, correspondientes a las dos alturas que se están estudiando: máxima verosimilitud, mínimos cuadrados, y del programa WASP. Se puede observar que el ajuste por máxima verosimilitud es el que mejor se adapta a los datos reales del potencial eólico.

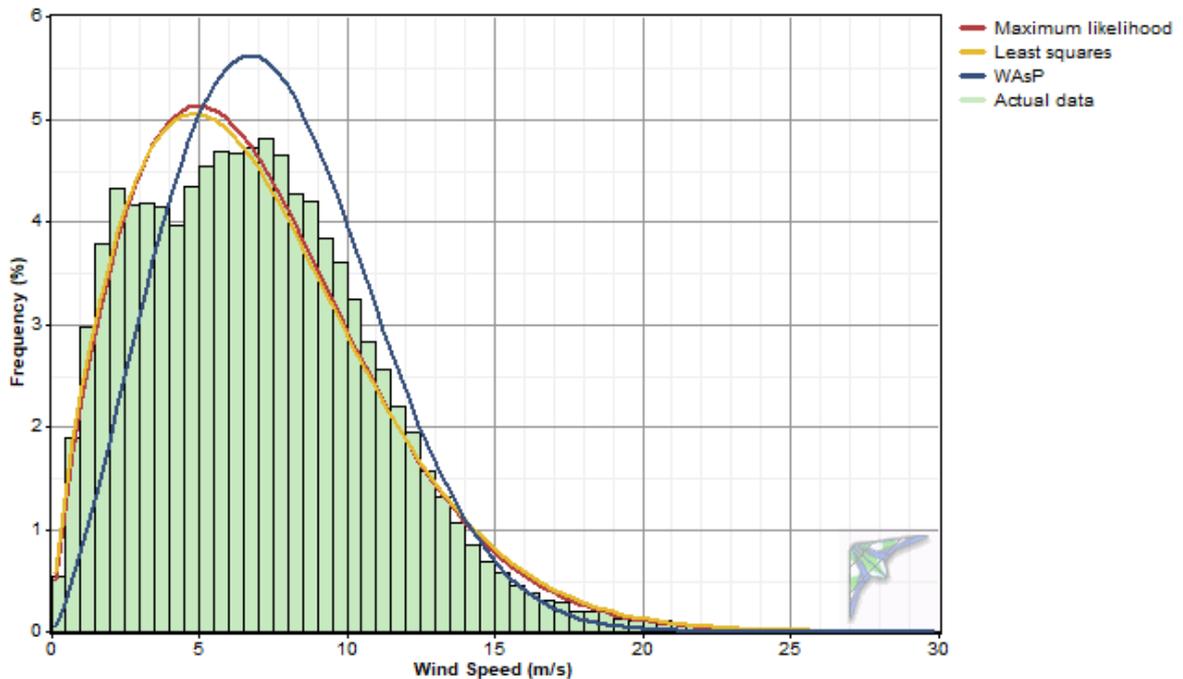


Ilustración 31. Distribuciones 100 metros.

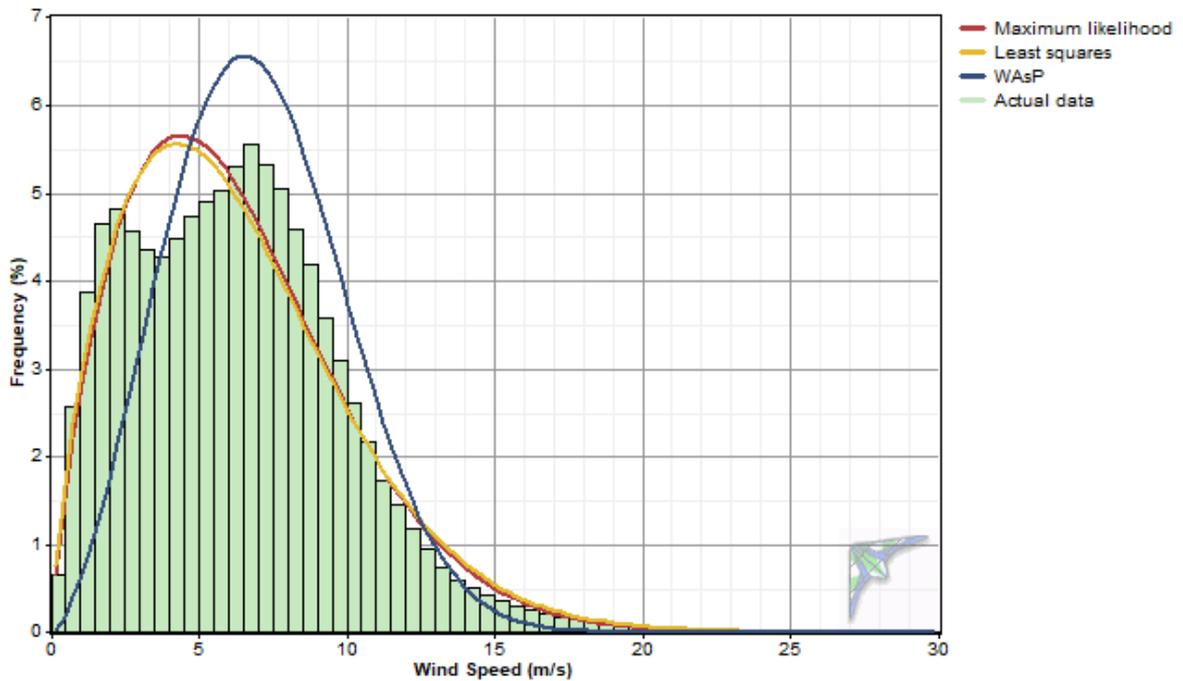


Ilustración 22. Distribuciones Anemómetro 150 m

2.4 PARÁMETROS ESTADÍSTICOS

Además, también se han analizado modelos de regresión lineal, diagramas de cajas, y otras características de los datos recogidos, para afianzar la decisión de una altura de 150 metros.

En la siguiente gráfica, se presenta un modelo de regresión estadística que relaciona las velocidades del viento medidas a 150 metros con las de 100 metros. Cada punto representa una observación simultánea en ambas alturas, sobre la cual se ha ajustado una recta de mejor ajuste. Es especialmente útil para el método proporcional, que se utiliza en situaciones en las que, por fallos en los datos o anemómetro, no se disponga de medidas a cierta altura.

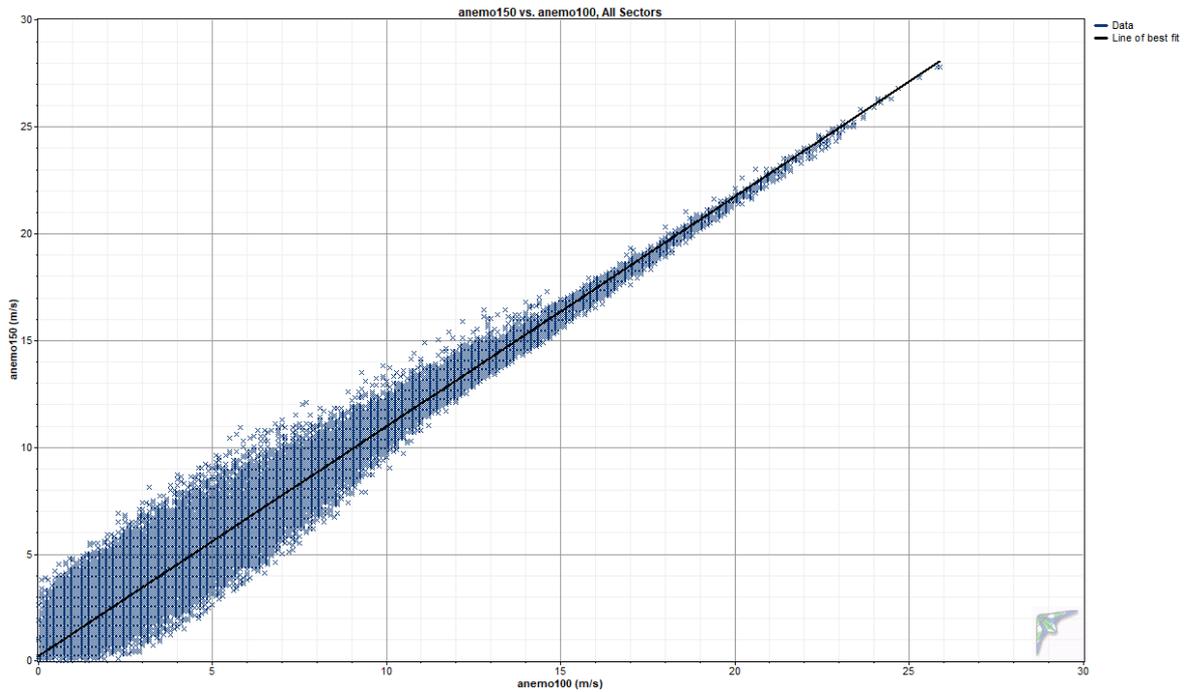


Ilustración 33. Modelo de regresión lineal.

También se ha realizado el análisis de los diagramas de cajas mensuales. Para ambos anemómetros, se verifica que los meses de invierno tienen mayores velocidades medias, y también mayor dispersión. Por otro lado, durante los meses de verano, el recurso eólico es menor pero más estable. Por lo tanto, los meses más productivos serían los de invierno.

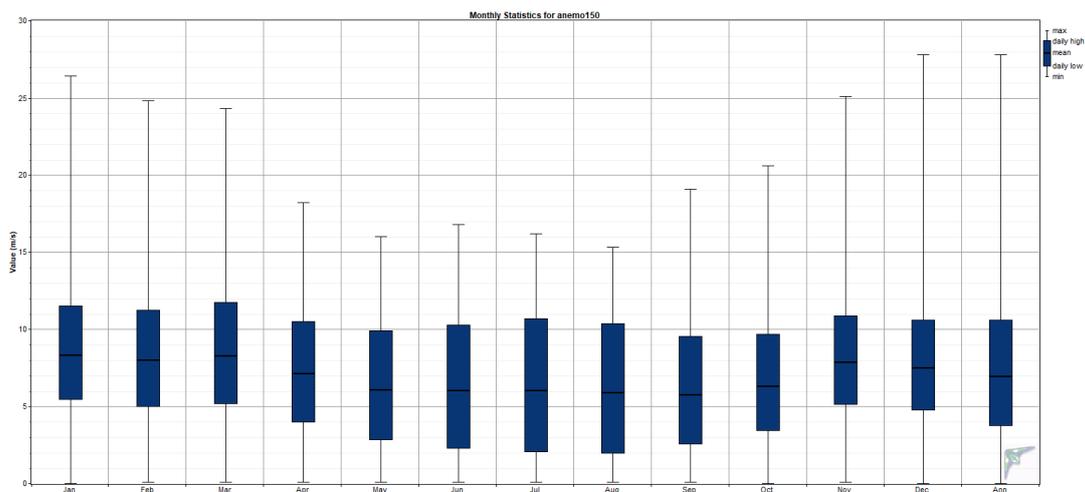


Ilustración 32. Diagrama de cajas a 150 m.

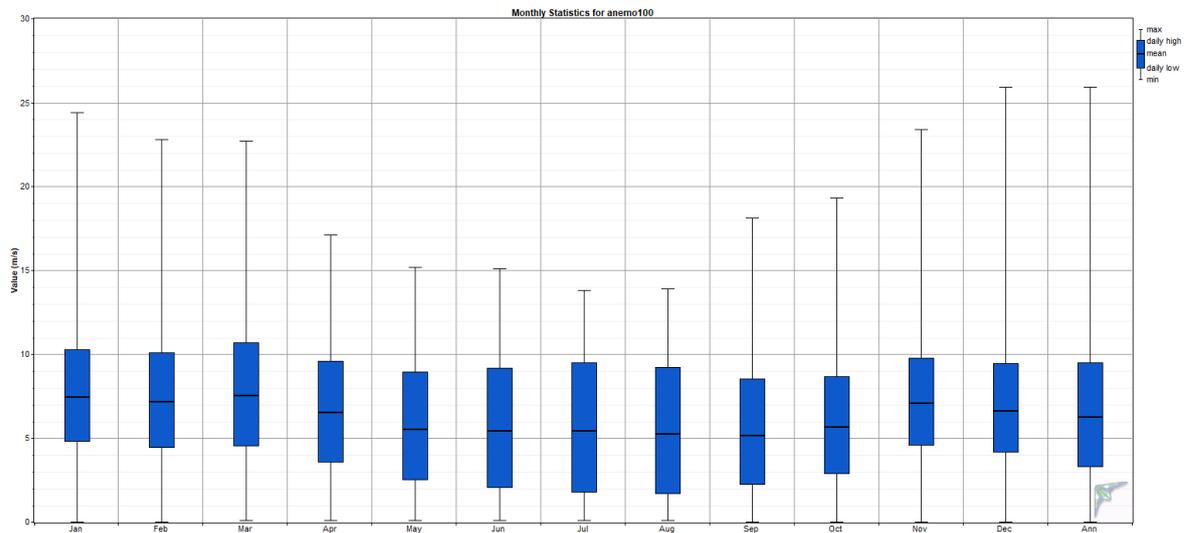


Ilustración 34. Diagrama de cajas 100 m.

2.5 FIABILIDAD DEL RECURSO EÓLICO

La turbulencia representa una carga que fatiga la máquina, las palas y el tren de potencia, lo que provoca una disminución de la vida útil del equipo. Es decir, la máquina fallará antes. Si es necesario reemplazar palas, bastidores u otros componentes, la inversión inicial se verá comprometida. Por ello, es muy importante analizar los siguientes datos:

En los histogramas, se puede observar cómo se distribuyen los valores medios anuales de velocidad del viento: a 150 metros se encuentran entre 6.8 m/s y 7.2 m/s , mientras que a 100 metros se encuentran entre 6.0 m/s y 6.4 m/s.

La curva de probabilidad de superación representa la probabilidad de que la velocidad media anual del viento supere un determinado valor. En las gráficas analizadas, a 100 m la probabilidad de que la media anual supere los 6.5 m/s es inferior al 25%, y a 150 m la probabilidad de exceder los 7 m/s es de aproximadamente el 50%.

Esto, nos indica que la altura óptima a la que colocar el buje de los aerogeneradores es de 150 metros, no solo por el incremento de la velocidad media, sino también por la reducción del riesgo interanual.

Datos a 150 m:

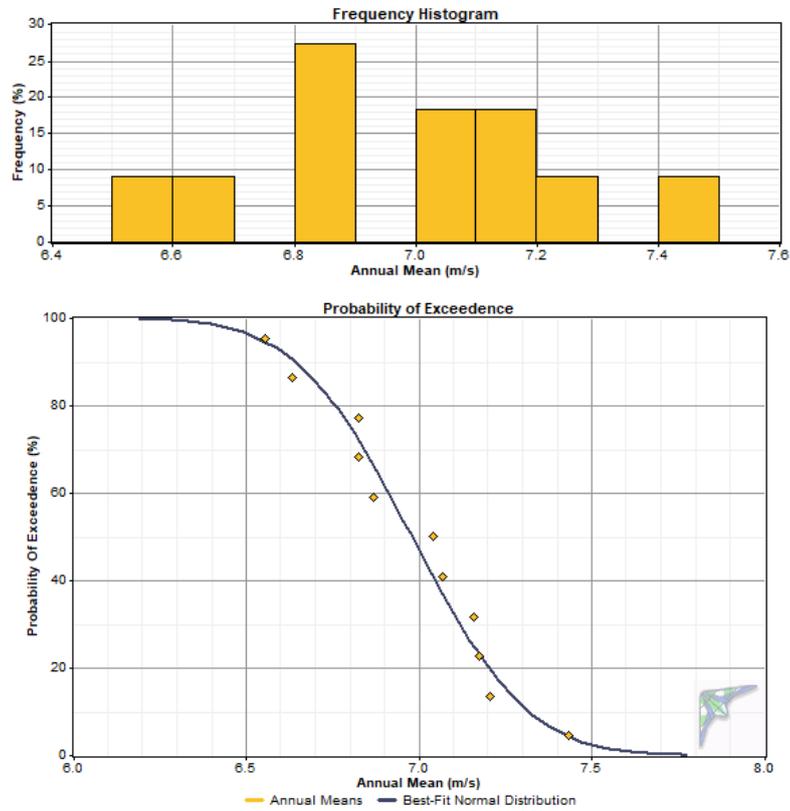
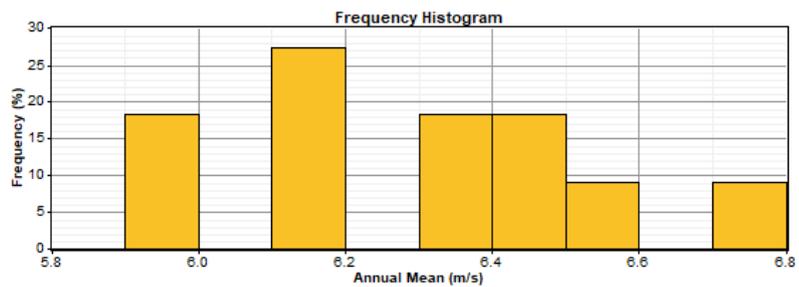


Ilustración 35. Histograma y curva de fiabilidad a 150 metros.

Datos a 100 m:



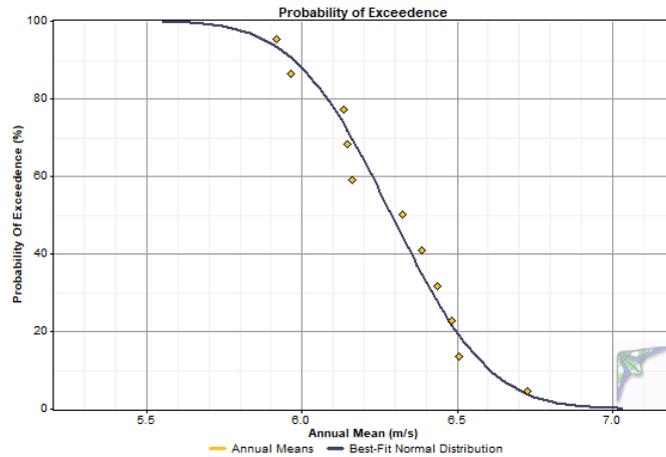


Ilustración 36. Histograma y curva de fiabilidad a 100 m.

Relacionado con la fiabilidad, se han estudiado las velocidades extremas a tener en cuenta, ya que de ellas dependerán muchos aspectos del aerogenerador. Se puede observar que las velocidades máximas, en ninguno de los dos casos, supera los 31 m/s.

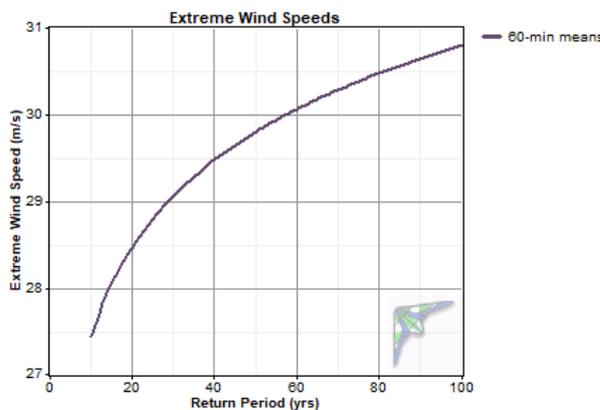


Ilustración 38. Velocidades extremas a 150 m.

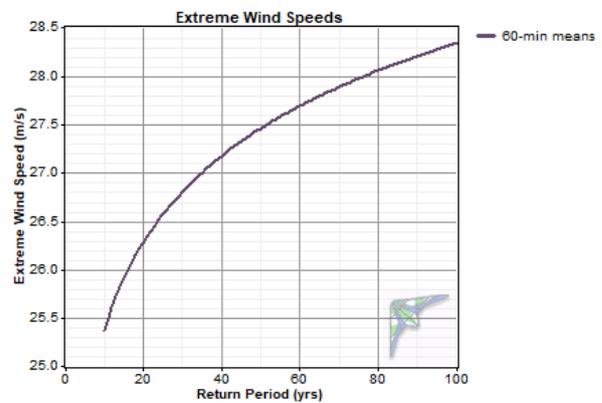


Ilustración 37. Velocidades extremas a 100 m.

Finalmente, se ha analizado la función Distribución Acumulada de Weibull. Esta mide la probabilidad de que existan velocidades del viento superiores a una determinada, lo cual ayuda a determinar la probabilidad de que la velocidad del viento supere a un cierto valor, cuánto tiempo está el viento en el rango útil de operación, incluso una estimación de pérdidas.

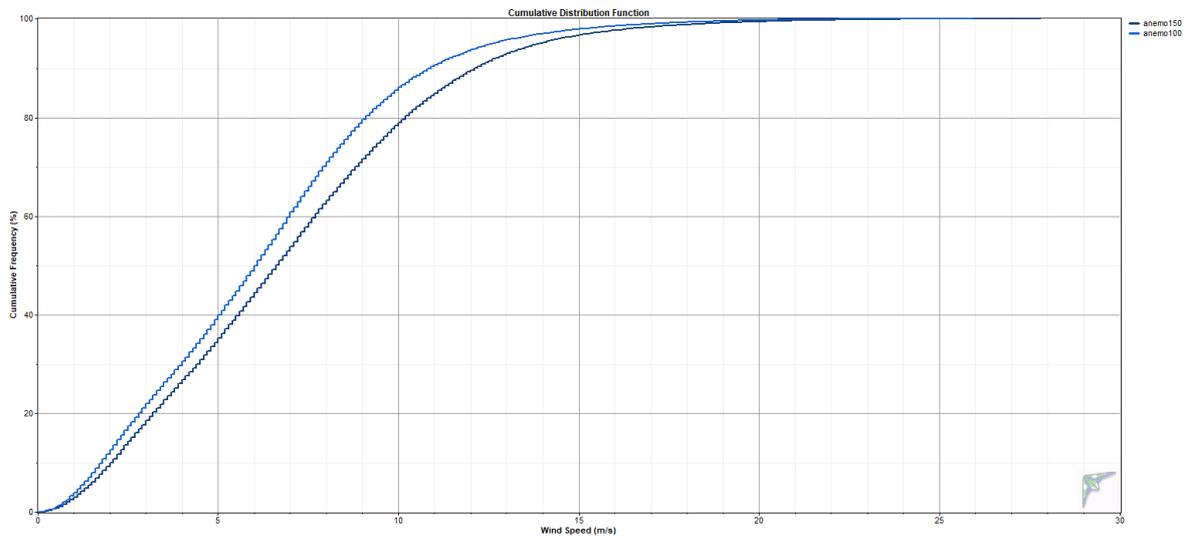


Ilustración 39. Función de distribución acumulada.

Como la curva a 150 metros está desplazada a la derecha, se puede concluir que a esa altura las velocidades son mayores, tal y como era de esperar. Aproximadamente el 80 % del tiempo, el viento a 100 metros está por debajo de 9 m/s, mientras que en 150 metros durante el 70 % del tiempo. tiempo, el viento a 100 metros está por debajo de 9 m/s, mientras que en 150 metros durante el 70 % del tiempo.

3. WASP. SIMULACIÓN ENERGÉTICA

Con el software WASP, se ha podido modelar el recurso eólico sobre el terreno real, evaluar diferentes modelos de aerogeneradores y obtener una estimación precisa de la producción anual de energía del parque, lo que fundamenta la viabilidad técnica del proyecto. A continuación, se detalla paso a paso las componentes que se han introducido en el programa para la precisión de la simulación.

3.1 WASP CLIMATE ANALYST

En primer lugar, se ha utilizado WASP Climate Analyst. Esta herramienta permite procesar y analizar todos los datos del viento previamente estudiados en Windographer. Su uso ha permitido generar nuevamente gráficas de distribuciones de Weibull, las rosas de los vientos

y otros parámetros importantes en formato compatible con WAsP, para utilizarlos posteriormente en la simulación energética con los distintos modelos de aerogeneradores.

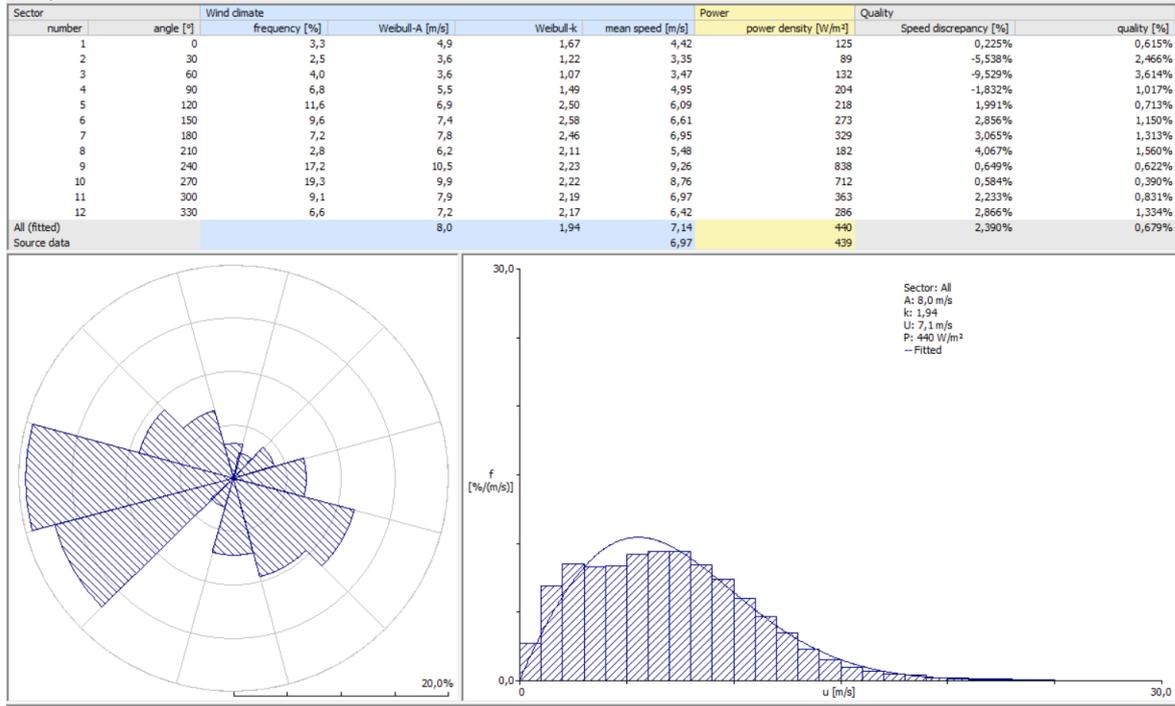


Ilustración 26. Datos en WAsP Climate Analyst.

3.2 WAsP MAP EDITOR

A continuación, se han digitalizado los mapas del terreno teniendo en cuenta la orografía (curvas de nivel) y la rugosidad (tipos de terreno), utilizando la aplicación WAsP Map Editor. Se ha obtenido el siguiente mapa del lugar:

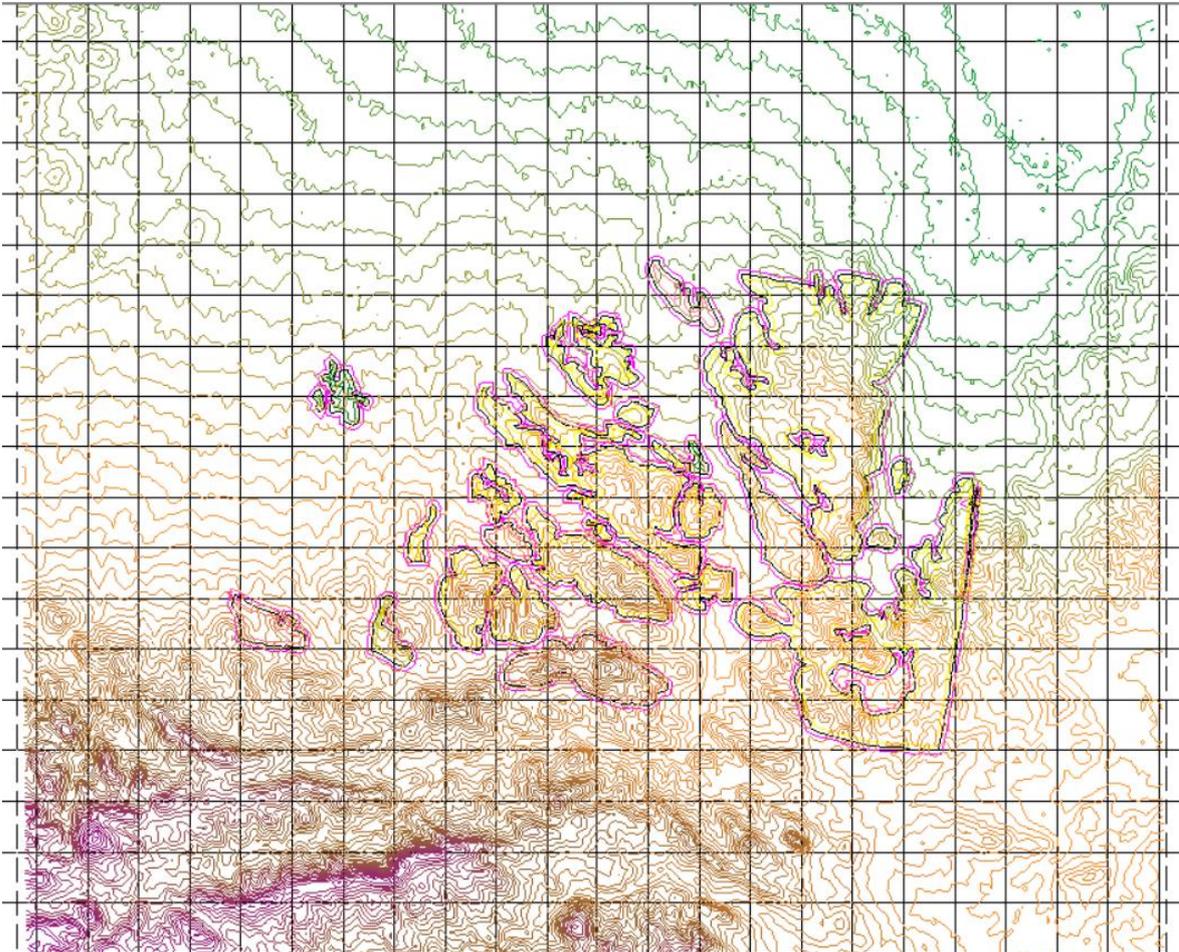


Ilustración 27. Mapa con la rugosidad y orografía del terreno de estudio.

3.3 DENSIDAD DEL AIRE EN EL EMPLAZAMIENTO

Otro dato necesario para la correcta simulación, y consecuentemente la buena elección de los aerogeneradores, es la densidad del aire en las coordenadas del parque. Para calcularla, primero se tiene que calcular la temperatura media a la altura de 150 metros, con los datos que ha proporcionado la empresa Vortex. Obtenemos que a 150 metros la temperatura media es de 13,98°C. Después, se ha calculado la altura media del lugar donde se van a colocar los aerogeneradores:

A1	874 m
A2	891 m
A3	879 m
A4	857 m
A5	925 m
A6	917 m
A7	893 m
MEDIA TOTAL	890,9 M

Tabla 53. Altura de los aerogeneradores.

Altura total: $891 + 150 = 1041$ metros.

Por lo tanto, la altura que incluimos en el programa es de 1041 metros, con una temperatura media de $13,98$ °C, y obtenemos que la densidad del aire es de $1,088$ kg/m³

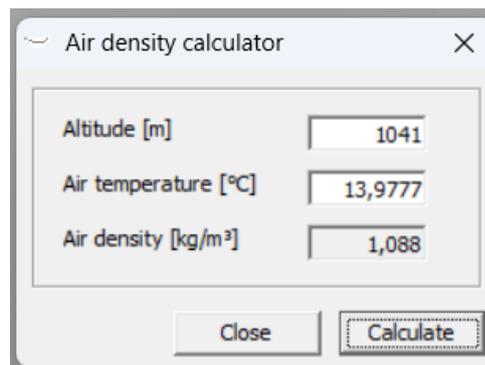
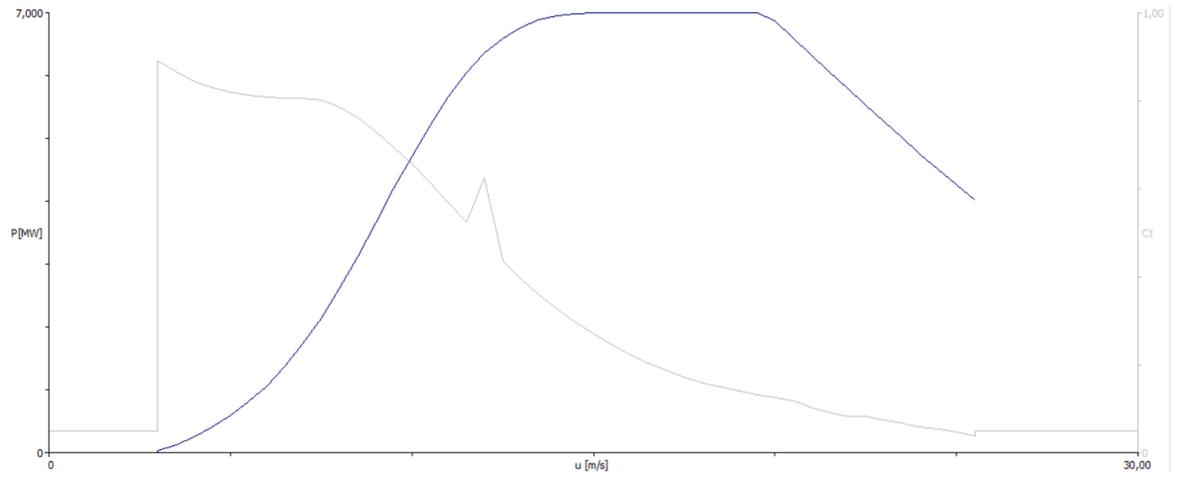


Ilustración 40. Densidad media del aire en el emplazamiento.

3.4 CURVA DE POTENCIA DE LOS AEROGENERADORES

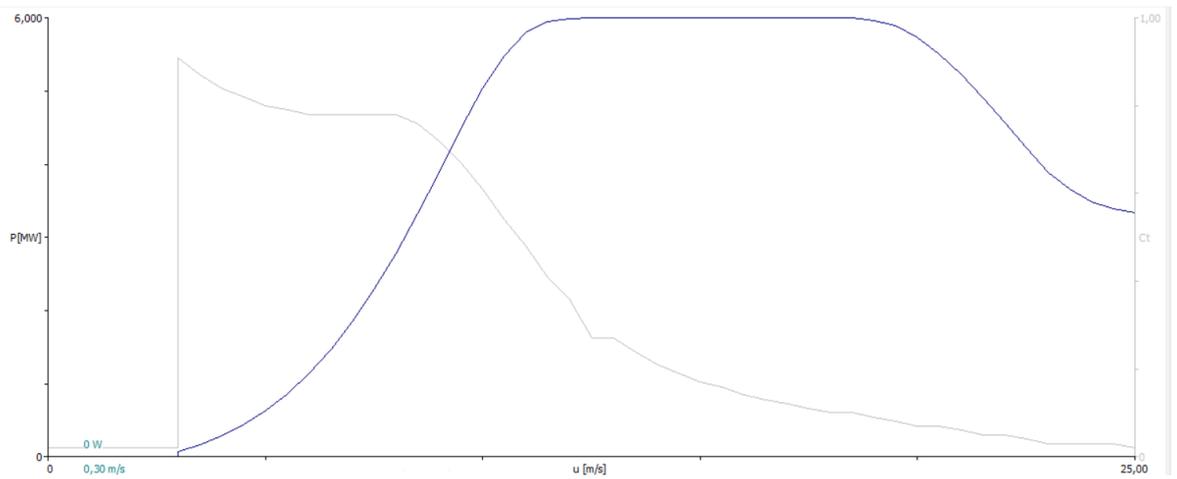
El último dato necesario para la correcta simulación es la curva de potencia de cada aerogenerador. Se han realizado mediante WASP Wind Turbine. Los fabricantes proporcionan las curvas de potencia a distintas densidades, y para obtenerlas a la densidad del aire de este emplazamiento, se hace una interpolación lineal entre los valores de densidad por exceso y por defecto que el fabricante proporciona, obteniendo así las siguientes gráficas.

- Nordex



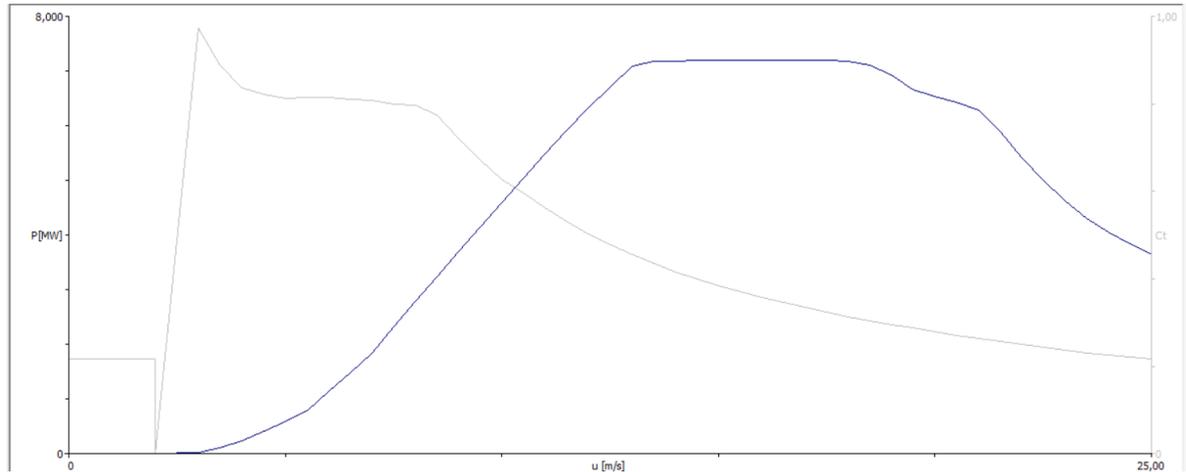
Gráfica 9. Curva de potencia aerogenerador Nordex.

- GE



Gráfica 10. Curva de potencia y rendimiento General Electric.

- VESTAS



Gráfica 11. Curva de potencia y rendimiento Nordex

3.5 COMPARACIÓN DE LOS TRES TIPOS DE AEROGENERADORES

Finalmente, en las siguientes tablas se presentan los resultados de las simulaciones realizadas en WAsP, mostrando la energía bruta, neta y el rendimiento de los distintos tipos de aerogeneradores después de haber realizado distintas simulaciones del potencial eólico del parque. Asimismo, se incluye un análisis de las pérdidas asociadas, con un dato clave para la elección final del modelo: las horas equivalentes anuales.

En el estudio se han considerado pérdidas eléctricas del 3%, pérdidas por operación y mantenimiento del 2%, por desconexiones obligatorias del 5%, con el fin de obtener una estimación realista.

- **VESTAS**

Cada aerogenerador son 7.2 MW.

Aerogenerador	Coordenadas [UTM]	Energía Bruta [MWh]	Energía Neta [MWh]	Rendimiento [%]
A1	(583033, 4295214)	22906,642	20329,685	88,75
A2	(582569, 4295256)	23298,423	21237,934	91,16
A3	(582050, 4295507)	23160,201	21392,034	92,37
A4	(581682, 4295884)	23120,454	21960,917	94,98
A5	(583454, 4294299)	24526,537	22286,836	90,87
A6	(582911, 4294330)	23411,831	21405,467	91,43
A7	(582315, 4294298)	22446,977	21884,475	97,49
Total	-	162871,07	150497,35	92,4

Tabla 54. Producción energética y rendimiento de los aerogeneradores Vestas.

Escenario Pérdidas	Rendimientos	
Eléctricas	3%	0,97
Indisponibilidad O&M	2%	0,98
Incumplimiento CP	5%	0,95
Total		0,90307
Energía vertida a la red (MWh/año)		135909,64
Horas equivalentes anuales (h)		2697
Factor de capacidad (%)		30,78

Tabla 55. Cálculo del rendimiento global, horas equivalentes y factor de capacidad Vestas.

- **NORDEX**

Cada aerogenerador son 6 MW

Aerogenerador	Coordenadas [UTM]	Energía Bruta [MWh]	Energía Neta [MWh]	Rendimiento [%]
A1	(583033, 4295214)	20894,976	18696,411	89,48
A2	(582569, 4295256)	21274,925	19577,311	92,02
A3	(582050, 4295507)	21167,186	19710,05	93,12
A4	(581682, 4295884)	21144,918	20191,463	95,49
A5	(583454, 4294299)	22460,158	20553,175	91,51
A6	(582911, 4294330)	21389,308	19681,319	92,01
A7	(582315, 4294298)	20470,073	19998,31	97,7
Total	-	148801,55	138408,03	93,02

Tabla 56. Producción energética y rendimiento de los aerogeneradores Nordex.

Escenario Pérdidas		Rendimientos
Eléctricas	3%	0,97
Indisponibilidad O&M	2%	0,98
Incumplimiento CP	5%	0,95
Total		0,90307
Energía vertida a la red (MWh/año)		124992,14
Horas equivalentes anuales (h)		2976
Factor de capacidad (%)		33,97

Tabla 57. Cálculo del rendimiento global, horas equivalentes y factor de capacidad Nordex.

- **GENERAL ELECTRIC**

6,1 MW

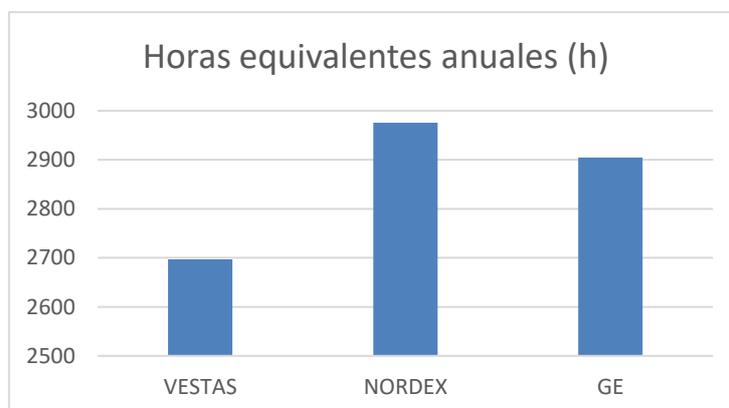
Aerogenerador	Coordenadas [m]	Energía Bruta [MWh]	Energía Neta [MWh]	Rendimiento [%]
A1	(583033, 4295214)	20679,766	18729,251	90,57
A2	(582569, 4295256)	21013,502	19420,103	92,42
A3	(582050, 4295507)	20888,16	19489,184	93,3
A4	(581682, 4295884)	20849,172	19914,611	95,52
A5	(583454, 4294299)	22058,496	20387,705	92,43
A6	(582911, 4294330)	21107,104	19579,994	92,76
A7	(582315, 4294298)	20280,848	19829,649	97,78
Total	-	146877,04	137350,5	93,51

Tabla 58. Producción energética y rendimiento de los aerogeneradores General Electric.

Escenario Pérdidas	Rendimientos
Eléctricas	3%
Indisponibilidad O&M	2%
Incumplimiento CP	5%
Total	0,90307
Energía vertida a la red (MWh/año)	124037,11
Horas equivalentes anuales (h)	2905
Factor de capacidad (%)	33,16

Tabla 59. Cálculo del rendimiento global, horas equivalentes y factor de capacidad General Electric.

Finalmente, se escoge el aerogenerador NORDEX N163/6.X, de 6MW, que es el que más horas equivalentes anuales tiene.



Gráfica 12. Comparación horas equivalentes anuales.

ANEXO III: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

ÍNDICE ANEXO III

1. ELECCIÓN DE LOS CABLES	3
1.1 CÁLCULO DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE	8
1.2 CÁLCULO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN.....	3

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 60. Resistividad térmica del terreno.	4
Tabla 61. Factor de corrección del número de ternas.....	6
Tabla 62. Factor de corrección circuito 1.	6
Tabla 63. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y corriente alterna para cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados	7
Tabla 64. Factor de corrección Circuito 2.	7
Tabla 65. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y corriente alterna para cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados	8
Tabla 66. Selección final de conductores y longitudes de cada tramo (m)..	8
Tabla 67. Parámetros eléctricos y caída de tensión para los circuitos.....	9

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 2. Factor de corrección de la temperatura.....	4
Ecuación 3. Intensidad de cada aerogenerador.....	6
<i>Ecuación 4. Cálculo de la caída de tensión en una línea.</i>	9

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 41. Ternas por las zanjas eléctricas.....	5
---	---

En este anexo se encuentran los cálculos justificativos para la elección del tipo de cable en toda la instalación eléctrica.

1. ELECCIÓN DE LOS CABLES

Para la selección del tipo de cable, se han considerado dos criterios fundamentales: la intensidad máxima admisible por el conductor y la caída de tensión en la línea. Si la caída de tensión super el 1%, este parámetro será el criterio determinante. En caso contrario, se tomará como referencia la intensidad máxima admisible.

1.1 CÁLCULO DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE

En primer lugar, se procede al cálculo de la intensidad máxima en el tramo más desfavorable de cada circuito (circuitos 1 y 2). A continuación, se determina la sección correspondiente para dicho tramo, la cual se adopta igualmente para el conjunto del circuito.

Para calcular la intensidad máxima admisible, se toma como base una instalación tipo con cables de aislamiento seco de hasta 18/30 kV, formada por una terna de cables unipolares enterrados a 1 metro de profundidad, en un terreno con las siguientes características:

- Resistividad térmica de 1,5 km/W
- Temperatura a dicha profundidad de 25°C
- Temperatura del aire de 40°C.

Dado que estas condiciones no coinciden exactamente con la realidad del parque eólico de Acebuche, se aplican factores de corrección, excepto el de profundidad, ya que esta sí que coincide.

- **Corrección de temperatura**

En el parque eólico de Acebuche, la temperatura del terreno a 1 metro de profundidad tiene un promedio de 20°C, y la temperatura máxima de servicio en régimen permanente del conductor será de 90°C.

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_t}{\theta_s - 25}} = \sqrt{\frac{90 - 20}{90 - 25}} = 1,04$$

Ecuación 2. Factor de corrección de la temperatura.

- **Corrección de la resistividad térmica**

La provincia de Albacete se caracteriza por suelos con niveles de humedad muy bajos y arenosos, por lo que se podría clasificar como terreno seco, con una resistividad 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	
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	

Tabla 60. Resistividad térmica del terreno.

- **Corrección del número de ternas**

Dado que en cada zanja se colocan los cables de más de un aerogenerador, se añadirá otro factor de corrección por distancia entre ternas. La distancia mínima entre sí debe de ser de 20 cm, y el número de ternas por zanja varía en función del circuito.

La conexión del circuito 1 con la subestación eléctrica se hace mediante dos ternas trifásicas en la misma zanja, mientras que el circuito 2 tiene solo 1 terna por zanja.

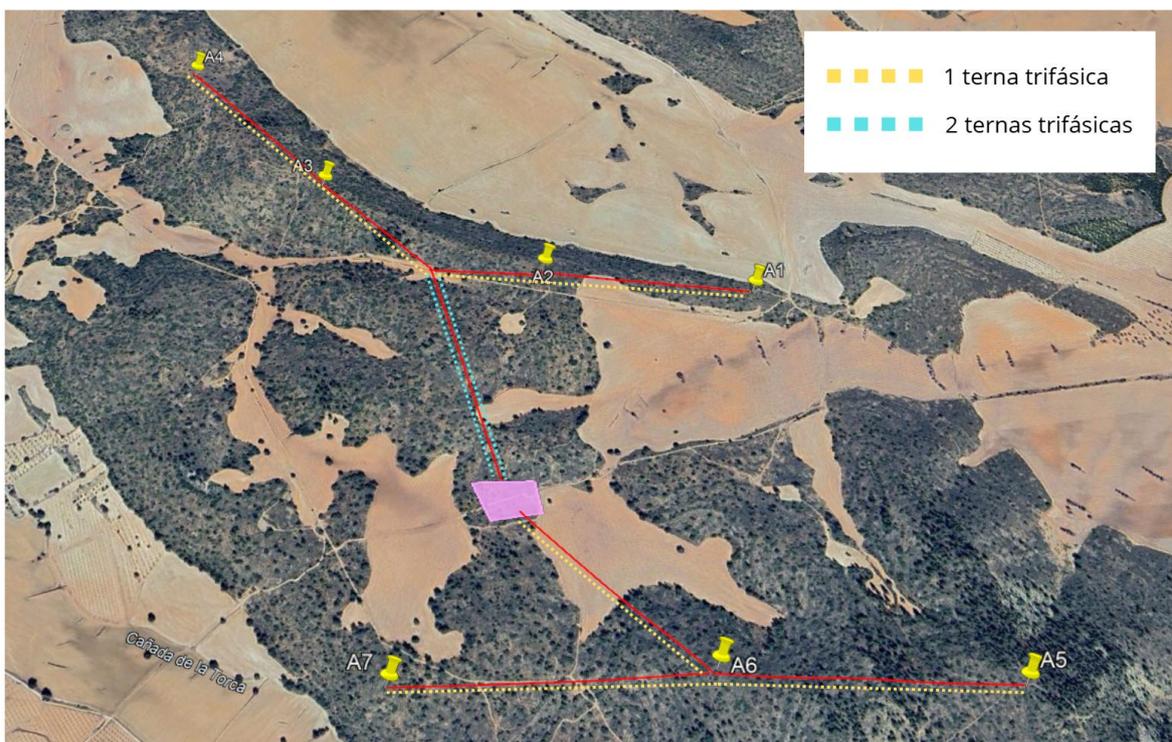


Ilustración 42. Ternas por las zanjas eléctricas.

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

Tabla 61. Factor de corrección del número de ternas.

- CIRCUITO 1

Este circuito tiene 2 ternas trifásicas en la zanja, por lo que se aplica también ese factor de corrección.

	Temperatura	Resistividad térmica	Número de ternas	Profundidad	Total
Circuito 1	1,04	1	0,82	1	0,856

Tabla 62. Factor de corrección circuito 1.

Ahora, calculamos la intensidad total que circula por cada terna. Para ello, calculamos primero la intensidad generada por cada aerogenerador:

$$I_{\text{aerogenerador}} = \frac{P}{\sqrt{3} * U * \cos\varphi} = \frac{6000 \text{ kW}}{\sqrt{3} * 30 \text{ kV} * 0,9} = 128,3 \text{ A}$$

Ecuación 3. Intensidad de cada aerogenerador

El tramo más desfavorable corresponde con la conexión de los aerogeneradores 2 y 3 hacia la subestación, puesto que es la zanja con las dos ternas. En este punto, la intensidad corregida obtenida es la siguiente:

$$I = \frac{2 * 128,3}{0,856} = 298 \text{ A}$$

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 63. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y corriente alterna para cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados

Para una intensidad de 298 A, el conductor más adecuado en este tramo es el cable de aluminio aislado XLPE (por su menor coste) de sección 240 mm². En consecuencia, se adopta este tipo de cable con dicha sección para todo el recorrido del Circuito 1.

- CIRCUITO 2

El factor de corrección de este circuito es el siguiente:

	Temperatura	Resistividad térmica	Número de ternas	Profundidad	Total
Circuito 1	1,04	1	1	1	1,04

Tabla 64. Factor de corrección Circuito 2.

A partir de la intensidad obtenida en la Ecuación 3, se determina la intensidad correspondiente al tramo más desfavorable de este otro circuito, que se localiza en la conexión del aerogenerador 6 con la subestación.

En este punto, la intensidad corregida obtenida es la siguiente:

$$I = \frac{3 \times 128,3}{1,04} = 370 \text{ A}$$

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 65. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y corriente alterna para cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados

Para una intensidad de 370 A, el conductor más adecuado en este tramo es el cable de aluminio aislado XLPE (por su menor coste) de sección 300 mm². En consecuencia, se adopta este tipo de cable con dicha sección para todo el recorrido del Circuito 2.

Por lo tanto, la selección final será la siguiente:

Circuito 1	XLPE (Al) 240 mm ²	A1:A2	475
		A2:EC	520
		A4:A3	540
		A3:EC	867
Circuito 2	XLPE (Al) 300 mm ²	A5:A6	540
		A6:A7	605
		A6:EC	440

Tabla 66. Selección final de conductores y longitudes de cada tramo (m)..

1.2 CÁLCULO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN

Se calcularán las caídas de tensión en cada una de las líneas de generación. Siempre que el resultado sea inferior al 1 %, dicha caída se considerará despreciable, y el criterio de selección del cable será la intensidad máxima admisible.

La fórmula empleada para el cálculo de la caída de tensión es la siguiente:

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

Ecuación 4. Cálculo de la caída de tensión en una línea.

donde γ es la conductividad del aluminio a 90 °C ($\gamma = 27,3 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$).

	I (A)	L (m)	S (mm ²)	cos ϕ	γ	ΔU (V)	ΔU (%)
Circuito 1	298	1785	240	0,9	27,3	126,6	1,3
Circuito 2	370	1585	300	0,9	27,3	111,6	1,1

Tabla 67. Parámetros eléctricos y caída de tensión para los circuitos

Ningún circuito supera el 1,5% de caída de tensión, por lo que el criterio de selección del cable se basa en la intensidad máxima admisible.

ANEXO IV: DESGLOSE DEL ANÁLISIS ECONÓMICO.

ÍNDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN.....	3
2. CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS	4
2.1 BENEFICIOS Y COSTES DE EXPLOTACIÓN	4
3. FLUJO DE CAJA	7
4. DEUDA.....	8

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 68. Inputs para el análisis económico.....	3
Tabla 69. Precio medio aritmético de la energía en España.....	4
Tabla 70. Cuenta de pérdidas y ganancias.....	6
Tabla 71. Flujo de caja.	7
Tabla 72. Cálculos de la deuda.....	8
Tabla 73. Flujo de caja de la deuda.	8
Tabla 74. Flujo de caja del accionista.....	9
Tabla 75. Indicadores financieros.....	9

1. INTRODUCCIÓN.

En este anexo se encuentra el análisis económico completamente desglosado, con el detalle de todos los cálculos realizados.

Para comenzar, en la siguiente tabla se recogen los valores de entrada (inputs) utilizados en los distintos apartados de estudio. Estos incluyen, entre otros, la vida útil del parque, las horas equivalentes de funcionamiento anual, el coste de inversión... así como otros parámetros técnicos y financieros.

Inputs	
Vida útil aerogeneradores (#)	25
Área total del parque (m ²)	1.152.891
Inflación (%)	1,5%
Nº aerogeneradores (#)	7
Potencia aerogeneradores (MW)	6
Potencia total (MW)	42
€/MW aerogeneradores	700.000
Energía a red (MWh/año)	124.992
Horas equivalentes/ año (h)	2.976
Factor de capacidad (%)	33,97%
Canon eólico unitario (k€)	0,5
Fondos propios (%)	20%
Deuda (%)	80%
Coste del Equity (Ke) (%)	9%
Coste de la Deuda (Kd) (%)	6%
CAPEX TOTAL Ejecución por contrata (k€)	44712,98

Tabla 68. Inputs para el análisis económico.

2. CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS

2.1 BENEFICIOS Y COSTES DE EXPLOTACIÓN

Los ingresos del proyecto provienen de la venta de la energía eléctrica generada por el parque eólico. Para el cálculo del precio medio de venta, se utilizará la media aritmética del precio medio anual del mercado eléctrico en España, desde el año 2007 hasta el año 2024. Los datos utilizados han sido proporcionados por OMIE.

Con el objetivo de asegurar la coherencia y realismo de los resultados económicos, se ha excluido del análisis el valor del precio de la energía correspondiente a los años 2020, 2021 y 2022, ya que se llegaron a niveles cercanos a los 200 €/MWh, o extremadamente bajos (debido al Covid, guerras, etc.). Por lo tanto, la media final es de 50,8 €/MWh.

Año	Precio medio de España (€/MWh)
2007	42,19
2008	64,43
2009	36,96
2010	37,01
2011	49,93
2012	47,23
2013	44,26
2014	42,13
2015	50,32
2016	39,67
2017	52,24
2018	57,29
2019	47,68
2024	63,04
Promedio	48,17

Tabla 69. Precio medio aritmético de la energía en España.

Por otro lado, los gastos de explotación del parque (OpEx) comprenden tanto costes técnicos directos como impuestos recurrentes.

Se ha considerado específicamente el coste de O&M de los aerogeneradores, el cual aumenta progresivamente con el paso de los años, reflejando el envejecimiento de los equipos y necesidad de un mayor mantenimiento. A esto se le suma el coste general de O&M del parque y alquiler de los terrenos. En cuanto a los impuestos, se ha incluido el Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI), el Canon Eólico y el Impuesto sobre Actividades Económicas.

A pesar de estas obligaciones, se puede concluir que el OpEx es relativamente bajo en comparación con los ingresos, lo que permite una operación eficiente.

Para los resultados del ejercicio se han tenido en cuenta el Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica, fijado en un 7% sobre los ingresos. Se puede observar una evolución positiva y creciente a lo largo del periodo analizado. A medida que disminuye la carga financiera por intereses de deuda, el beneficio neto aumenta y se refleja una alta rentabilidad sostenida del proyecto.

Cuenta de Pérdidas y Ganancias (P&L) en k€																										
Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Ingresos																										
Precio unitario (€/MWh)	48,2	49	50	50	51	52	53	53	54	55	56	57	58	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70
Ingresos por venta de energía	6.111	6.203	6.296	6.390	6.486	6.583	6.682	6.782	6.884	6.987	7.092	7.199	7.307	7.416	7.527	7.640	7.755	7.871	7.989	8.109	8.231	8.354	8.480	8.607	8.736	
Gastos de Explotación																										
Coste unitario O&M aerogenerador	55	55	59	59	59	72	72	72	72	72	81	81	81	81	83	83	83	83	83	83	88	88	88	88	88	88
O&M aerogeneradores	382	382	412	412	412	506	506	506	506	506	565	565	565	565	582	582	582	582	582	582	613	613	613	613	613	613
O&M resto del parque	11	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Terrenos	55	56	57	58	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	79	80
Administración del parque	13	13	13	14	14	14	14	14	15	15	15	15	16	16	16	16	17	17	17	17	18	18	18	18	19	19
Personal	15	15	15	16	16	16	16	17	17	17	17	18	18	18	18	19	19	19	20	20	20	21	21	21	21	22
Seguro	25	25	26	26	27	27	27	28	28	29	29	29	30	30	31	31	32	32	33	33	34	34	35	35	36	36
Impuesto sobre bienes inmuebles (IBI)	0,5%	31	31	31	32	32	33	33	34	34	35	35	36	37	37	38	39	39	39	40	41	41	42	42	43	44
Impuesto sobre actividades económicas (IAE)	1,5	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Canon eólico	3,36	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5
Impuestos	34	34	35	36	36	37	37	38	38	39	39	40	41	41	42	42	43	44	44	44	45	46	46	47	48	49
Otro OpEx	0,3%	15	16	16	16	16	16	17	17	17	17	18	18	18	19	19	19	19	20	20	20	21	21	21	22	22
OpEx Total	586	589	622	625	628	725	729	732	735	738	801	804	807	811	815	836	840	843	847	851	886	890	894	898	902	
EBITDA	5.525	5.613	5.674	5.765	5.858	5.858	5.954	6.051	6.149	6.249	6.292	6.394	6.499	6.605	6.713	6.804	6.915	7.028	7.142	7.258	7.345	7.465	7.586	7.709	7.834	
Amortización																										
Depreciación	44.712,98 €	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129
Amortización	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129
Impuesto de generación																										
Impuesto generación sobre ingresos	7,0%	428	434	441	447	454	461	468	475	482	489	496	504	511	519	527	535	543	551	559	568	576	585	594	602	612
Impuesto generación	428	434	441	447	454	461	468	475	482	489	496	504	511	519	527	535	543	551	559	568	576	585	594	602	612	
BAII	2.968	3.050	3.104	3.189	3.275	3.268	3.357	3.447	3.538	3.631	3.666	3.761	3.859	3.957	4.057	4.140	4.243	4.348	4.454	4.561	4.640	4.880	4.992	5.106	5.223	

Tabla 70. Cuenta de pérdidas y ganancias.

3. FLUJO DE CAJA

Free Cash Flow																											
Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
(+) BAI		2.968	3.050	3.104	3.189	3.275	3.268	3.357	3.447	3.538	3.631	3.666	3.761	3.859	3.957	4.057	4.140	4.243	4.348	4.454	4.561	4.640	6.880	6.992	7.106	7.223	
(-) Impuestos (25%)	25%	742	763	776	797	819	817	839	862	885	908	916	940	965	989	1.014	1.035	1.061	1.087	1.113	1.140	1.160	1.720	1.748	1.777	1.806	
(+) Depreciación (D&A)		2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	2.129	-	-	-	-	
(-) Inversión de Inmovilizado		44.713																									
(-) Inversión en NOF (5% sobre los ingresos)	5%		306	310	315	320	324	329	334	339	344	349	355	360	365	371	376	382	388	394	399	405	412	418	424	430	437
Free Cash Flow		44.713	4.050	4.107	4.142	4.201	4.261	4.251	4.313	4.375	4.439	4.503	4.524	4.590	4.658	4.726	4.795	4.852	4.924	4.996	5.070	5.144	5.198	4.742	4.820	4.899	4.980

Tabla 71. Flujo de caja.

El flujo de caja del proyecto se ha calculado a partir del EBT, al que se le suma la depreciación (no monetaria). A este valor se le restan los impuestos sobre beneficios, inversión en inmovilizado, y, por último, la inversión en necesidades operativas de fondos (NOF), estimada como un 5% de los ingresos anuales.

4. DEUDA

Deuda																										
Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CAPEX	44.713																									
Deuda (%)	80%																									
Años para la amortización de la deuda	25																									
Préstamo pendiente a amortizar	35.770																									
Cuota anual por método francés		2.798	2.798	2.798	2.798	2.798	2.798	2.798	2.798	2.798	2.798	2.798	2.798	2.798	2.798	2.798	2.798	2.798	2.798	2.798	2.798	2.798	2.798	2.798	2.798	2.798
Intereses		2.146	2.107	2.066	2.022	1.975	1.926	1.873	1.818	1.759	1.697	1.631	1.561	1.486	1.408	1.324	1.236	1.142	1.043	937	826	707	-	-	-	-
Amortización		652	691	733	777	823	872	925	980	1.039	1.102	1.168	1.238	1.312	1.391	1.474	1.563	1.656	1.756	1.861	1.973	2.091	-	-	-	-
Capital pendiente de amortizar		35.118	34.427	33.695	32.918	32.095	31.223	30.298	29.317	28.278	27.177	26.009	24.772	23.460	22.069	20.595	19.032	17.376	15.621	13.760	11.787	9.696	-	-	-	-
Amortización acumulada		652	1.343	2.076	2.852	3.675	4.548	5.473	6.453	7.492	8.594	9.761	10.999	12.311	13.701	15.175	16.738	18.394	20.150	22.011	23.983	26.074	-	-	-	-

Tabla 72. Cálculos de la deuda.

Flujo de caja de la deuda																										
Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Préstamo	35.770																									
(-) Amortización lineal préstamo		652	691	733	777	823	872	925	980	1.039	1.102	1.168	1.238	1.312	1.391	1.474	1.563	1.656	1.756	1.861	1.973	2.091	-	-	-	-
(-) Intereses de la deuda		2.146	2.107	2.066	2.022	1.975	1.926	1.873	1.818	1.759	1.697	1.631	1.561	1.486	1.408	1.324	1.236	1.142	1.043	937	826	707	-	-	-	-
(+) Ahorro fiscal		537	527	516	505	494	481	468	454	440	424	408	390	372	352	331	309	285	261	234	206	177	-	-	-	-
Flujo de caja de la deuda	35.770	- 2.262	- 2.271	- 2.282	- 2.293	- 2.304	- 2.317	- 2.330	- 2.344	- 2.358	- 2.374	- 2.391	- 2.408	- 2.427	- 2.446	- 2.467	- 2.489	- 2.513	- 2.538	- 2.564	- 2.592	- 2.621	-	-	-	-

Tabla 73. Flujo de caja de la deuda.

El proyecto se financia en parte mediante deuda a largo plazo, con un periodo de amortización de 25 años, analizado con la vida útil estimada del parque eólico. Esta financiación permite reducir la necesidad de capital propio y repartir el esfuerzo inversor a lo largo del tiempo, mediante cuotas anuales.

Cash Flow para el Accionista

Free Cash Flow	-	44.713	4.050	4.107	4.142	4.201	4.261	4.251	4.313	4.375	4.439	4.503	4.524	4.590	4.658	4.726	4.795	4.852	4.924	4.996	5.070	5.144	5.198	4.742	4.820	4.899	4.980																					
Flujo de caja de la deuda	35.770	-	2.262	-	2.271	-	2.282	-	2.293	-	2.304	-	2.317	-	2.330	-	2.344	-	2.358	-	2.374	-	2.391	-	2.408	-	2.427	-	2.446	-	2.467	-	2.489	-	2.513	-	2.538	-	2.564	-	2.592	-	2.621	-	-	-	-	-
Cash Flow para el Accionista	-	8.943	1.788	1.835	1.861	1.908	1.957	1.934	1.983	2.031	2.080	2.129	2.133	2.182	2.231	2.280	2.328	2.363	2.411	2.459	2.506	2.553	2.576	4.742	4.820	4.899	4.980																					

Tabla 74. Flujo de caja del accionista.

Con todo esto se han calculado los indicadores financieros TIR, VAN y WACC, tanto del proyecto, como del accionista.

Valor de mercado de la deuda	35.770	D
Valor de mercado de las acciones	8.943	E
Rentabilidad exigida a las acciones	9%	Ke
Coste de la deuda antes de impuestos	6%	Kd
Tasa de impuestos sobre beneficios	25%	t
WACC	5,40%	
VAN del accionista	11.633	k€
TIR del accionista	22%	
VAN del proyecto	17.023	k€
TIR del proyecto	9,00%	

Tabla 75. Indicadores financieros.

ANEXO V: ALINEACIÓN CON LOS ODS

ÍNDICE ANEXO V

1. INTRODUCCIÓN.....	3
2. RELACIÓN DE LOS ODS CON EL PROYECTO.....	3

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 42. ODS número 7.....	3
Ilustración 43. ODS números 8, 9, 11 y 13.	4

1. INTRODUCCIÓN

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible son 17 objetivos, propuestos por la organización internacional Naciones Unidas, que suponen un llamamiento a toda la humanidad para poner fin a desafíos para todo el planeta como pueden ser la desigualdad, o el cambio climático. Con ellos, buscan alcanzar un futuro más próspero y sostenible para todos y el planeta.

Estos objetivos forman parte de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, y se aprobaron en 2015, con la meta de alcanzarlos en el año 2030. Los temas que abordan son muy amplios, comprendiendo desde asuntos sociales, como poner fin a la pobreza, igualdad de género, o hambre cero; hasta temas relacionados con la industria e innovación.

2. RELACIÓN DE LOS ODS CON EL PROYECTO

Este Proyecto de Fin de Carrera se alinea con varios de estos objetivos en mayor o menor medida. Principalmente, contribuye al objetivo número 7, que “pretende garantizar el acceso a una energía limpia y asequible, clave para el desarrollo de la agricultura, las empresas, las comunicaciones, la educación, la sanidad y el transporte”. [14] La energía eólica cumple con todas estas características. Es limpia y asequible, y ayuda a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, que son los principales causantes del cambio climático.

Los parques eólicos colaboran con esta labor y transición hacia energías más limpias, puesto que con ellos se promueven las renovables y se les da más importancia en el mix energético.



Ilustración 43. ODS número 7.

Además de que principalmente contribuya con el objetivo número 7, también colabora con otros objetivos. Por ejemplo:



Ilustración 44. ODS números 8, 9, 11 y 13.

Los parques eólicos también contribuyen con el crecimiento económico sostenible, el objetivo número 8. La difusión de estos parques no solo influye en un desarrollo más sostenible, sino que también participa en el crecimiento económico del país: genera empleo, e impulsa la industria. Esto último, también influye en el objetivo número 9, de industria, innovación e infraestructura. Este “pretende construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación.” [15], lo cual, es el caso de un parque eólico, que busca la industrialización sostenible.

Además, también se podría incluir como avance en las ciudades y comunidades sostenibles, puesto que promover este tipo de energía favorece a que las ciudades y comunidades puedan cubrir parte de su demanda de energía de una manera más limpia.

Finalmente, también está completamente relacionado con el objetivo número 13: “El cambio climático se debe a las actividades humanas y amenaza la vida en la Tierra tal como la conocemos. Con el aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero, el cambio climático evoluciona a un ritmo mucho más rápido de lo previsto.” [16] Los diferentes procesos de obtención de energía se encuentran entre los principales emisores de gases de efecto invernadero. Por el contrario, un parque eólico permite obtener energía, sin emitir los mismos, lo cual facilita esta reducción de las emisiones y aporta a la acción por el clima.

BIBLIOGRAFÍA

- [14] Naciones Unidas, «Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante,» Naciones Unidas, [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>. [Último acceso: Enero 2025].
- [15] Naciones Unidas, «Objetivo 9: Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación,» Naciones Unidas, [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/infrastructure/>. [Último acceso: Enero 2025].
- [16] Naciones Unidas, «Objetivo 13: Lucha contra el cambio climático.,» [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/climate-change-2/>. [Último acceso: Enero 2025].