



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

PROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN LA
LOCALIDAD DE MOYUELA (ZARAGOZA)

Autor: Patricia Fernández Álvarez

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
PROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN LA GEOGRAFÍA ESPAÑOLA
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024/2025 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Patricia Fernández Álvarez

Fecha: 07/09/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Fecha://



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

PROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN LA
LOCALIDAD DE MOYUELA (ZARAGOZA)

Autor: Patricia Fernández Álvarez

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer especialmente a mi tutora, Consuelo Alonso, por su acompañamiento durante ese proceso y por su disponibilidad para ayudar y orientar.

A VORTEX, por facilitar los datos necesarios para poder desarrollar este proyecto.

Gracias a ambas partes por haber hecho posible este proyecto.

PROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN LA LOCALIDAD DE MOYUELA (ZARAGOZA)

Autor: Fernández Álvarez, Patricia.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El objeto del presente Trabajo de Fin de Grado actual es el diseño técnico de un parque eólico terrestre en la geografía española. Para alcanzar este fin, se ha llevado a cabo un análisis de emplazamientos, una caracterización del recurso eólico utilizando Windographer, una simulación de producción energética con WASP y el dimensionamiento de las instalaciones eléctricas y de la obra civil del proyecto.

Se ha diseñado un parque eólico formado por 7 aerogeneradores del modelo Vestas V172-7,2 MW en Moyuela (Zaragoza), alcanzando una potencia instalada de 50,5 MW.

Palabras clave: Energía eólica, parque eólico, Windographer, WASP, aerogenerador, análisis económico, Vestas V172.

1. Introducción

La transición energética y la descarbonización del Sistema eléctrico son objetivos prioritarios en la estrategia energética de España y de la Unión Europea. En este contexto, la energía eólica se ha afianzado como una de las principales fuentes renovables, gracias a su competitividad, madurez tecnológica y capacidad de contribuir de forma significativa a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

El presente Trabajo de Fin de grado se centra en el diseño, dimensionado y evaluación técnica y económica de un parque eólico terrestre en la localidad de Moyuela (Zaragoza). Para ello se ha llevado a cabo un análisis exhaustivo del recurso eólico, el diseño de la infraestructura eléctrica y civil, y una evaluación económica basada en los flujos de caja futuros esperado.

2. Definición del proyecto

El proyecto consiste en la instalación de un parque eólico en Campos de Belchite (Moyuela, Zaragoza). Consta de 7 aerogeneradores de 7,2 MW de potencia cada uno limitando la potencia total instalada del parque eólico a 50,4 MW. Se trata de aerogeneradores Vestas .V172-MW y poseen un diámetro de pala de 172 metros y una altura de buje de 150 metros.

Gracias a estas características, se obtiene una producción anual estimada de 149.851,43MWh, equivalente a 2.929 horas de funcionamiento en plena carga.

3. Metodología

La metodología seguida para el desarrollo del proyecto de ha estructurado en cinco etapas principales:

3.1 Elección del emplazamiento

En primer lugar, se analizan tres posibles alternativas de ubicaciones en España en las que se podría instalar un parque eólico. Se estudian sus características: recurso eólico, orografía, tipo de terreno, vegetación, interconexión eléctrica, accesibilidad, medio ambiente y estimación de la potencia.

Tras el análisis comparativo, Moyuela se seleccionó como la opción mas adecuada gracias a su recurso eólico, facilidad de acceso y su proximidad a la subestación de Belchite. La ubicación posee una velocidad del viento de 7,66 m/s según el Global Wind Atlas, e 7,5075 m/s según el mapa eólico ibérico, con una densidad de potencia eólica de 625 W/m².

3.2 Análisis del recurso eólico

El estudio del recurso eólico se realizó a partir de datos meteorológicos de largo plazo proporcionados por Vortex y se analizan mediante el software Windographer. Este análisis permitió determinar la velocidad media anual del viento, estimada en 7,87 m/s a 150 metros de altura, así como la distribución de frecuencias de velocidad mediante la función de Weibull. Además, se generaron rosas de viento para identificar la dirección predominante,

localizada en torno a los 315° (noroeste), y se evaluó la densidad de potencia eólica, que alcanzó los valores superiores a 600 W/m², confirmando la idoneidad del emplazamiento.

3.3 Simulación de producción energética

La estimación de la energía generada se realizó mediante el software WAsP, que permitió simular la producción energética de diferentes tecnologías de aerogeneradores.. Este proceso integró la topografía digital de la zona, las características de rugosidad del terreno, las curvas de potencia de distintos modelos de aerogeneradores y las pérdidas asociadas a estelas, indisponibilidad y limitaciones técnicas. Se evaluaron tres tecnologías diferentes: Vestas V172-7,2 MW, GE164-6 MW y Nordex N163-6.X MW. Tras comparar las simulaciones, se seleccionó el modelo Vestas V172 por ofrecer la mayor energía neta vertida a la red, con una producción anual estimada de 149.851,43 MWh, unas 2.929 horas equivalentes de funcionamiento y un factor de capacidad del 33,4%.

3.4 Dimensionado eléctrico y civil

El dimensionado eléctrico interno se ha realizado a 30kV. La energía se eleva posteriormente a 220 kV en una subestación transformadora, desde donde se transporta a la red a través de una línea de evacuación de aproximadamente 19,5 km. En paralelo, se diseñaron las infraestructuras civiles necesarias, que incluyen caminos de acceso para transporte pesado, plataformas de montaje, cimentaciones de los aerogeneradores y canalizaciones para zanjas de cableado y fibra óptica.

3.4 Evaluación económica

Se ha elaborado un modelo financiero basado en flujos de caja. Para el cálculo de ingresos se utilizó un precio medio de venta de energía de 47,22 €/MWh, calculado a partir de la media histórica de precios del mercado eléctrico español (OMIE), aplicando una tasa de crecimiento del 1,5% anual. En cuanto a los costes, se consideraron la inversión inicial total (CAPEX) de 53,1 millones de euros, los costes de desarrollo (DEVEX) de 800.000 € y los gastos asociados a la interconexión eléctrica.

Con un horizonte de análisis de 25 años y un WACC del 5,63%, los resultados muestran un Valor Actual Neto (VAN) de 13.352.18 kEUR y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 8,06%, lo que confirma la viabilidad económica del proyecto.

4. Conclusiones

Los resultados obtenidos demuestran que la localidad de Moyuela (Zaragoza) presenta un recurso eólico óptimo para la generación de energía renovable. La selección de la tecnología Vestas V172-7.2 MW permite alcanzar una producción anual estimada de 149.851,43 MWh. Además, el análisis económico confirma la viabilidad del proyecto.

WIND FARM PROJECT IN MOYUELA (ZARAGOZA)

Author: Patricia Fernández Álvarez.

Director: Consolación Alonso Alonso.

Collaborating Entity: ICAI – Comillas Pontifical University

PROJECT SUMMARY

The purpose of this final degree project is to create and technically evaluate an onshore wind farm in Spain. To achieve this objective, a site analysis, wind resource characterization using Windographer, energy production simulation with WAsP, and electrical and civil sizing of the system were carried out.

A wind farm consisting of seven Vestas V172-7.2 MW wind turbines was selected in Moyuela (Zaragoza), achieving an installed capacity of 50.5 MW.

Keywords: Wind energy, wind farm, Windographer, WAsP, wind turbine, economic analysis, Vestas V172.

1. Introduction

The energy transition and the decarbonization of the electricity system are priority objectives in the energy strategy of Spain and the European Union. In this context, wind energy has established itself as one of the main renewable sources, thanks to its competitiveness, technological maturity, and ability to contribute significantly to reducing greenhouse gas emissions.

This final degree project focuses on the design, sizing, and technical and economic evaluation of an onshore wind farm in the town of Moyuela (Zaragoza). To this end, a comprehensive analysis of the wind resource, the design of the electrical and civil infrastructure, and an economic evaluation based on expected future cash flows have been carried out.

2. Project definition

The project consists of the installation of a wind farm in Campos de Belchite (Moyuela, Zaragoza). It consists of seven wind turbines with a capacity of 7.2 MW each, limiting the total installed capacity of the wind farm to 50.4 MW. These are Vestas V172-MW wind turbines with a blade diameter of 172 meters and a hub height of 150 meters.

Thanks to these characteristics, an estimated annual production of 149,851.43 MWh is achieved, equivalent to 2,929 hours of operation at full load.

3. Methodology

The methodology followed for the development of the project was structured into five main stages:

3.1 Site Selection

First, three possible alternative locations in Spain where a wind farm could be installed are analyzed. Their characteristics are studied: wind resource, topography, terrain type, vegetation, electrical interconnection, accessibility, environment, and power estimation.

After the comparative analysis, Moyuela was selected as the most suitable option due to its wind resources, ease of access, and proximity to the Belchite substation. The location has a wind speed of 7.66 m/s according to the Global Wind Atlas, and 7.5075 m/s according to the Iberian Wind Map, with a wind power density of 625 W/m².

3.2 Wind Resource Analysis

The wind resource study was conducted using long-term meteorological data provided by Vortex and analyzed using Windographer software. This analysis allowed us to determine the average annual wind speed, estimated at 7.87 m/s at an altitude of 150 meters, as well as the frequency distribution of wind speeds using the Weibull function. In addition, wind roses were generated to identify the predominant direction, located around 315° (northwest), and wind power density was assessed, reaching values above 600 W/m², confirming the suitability of the site.

3.3 Energy Production Simulation

The energy generation was estimated using WAsP software, which allowed the energy production of different wind turbine technologies to be simulated. This process integrated the digital topography of the area, the terrain roughness characteristics, the power curves of

different wind turbine models, and the losses associated with wakes, downtime, and technical limitations. Three different technologies were evaluated: Vestas V172-7.2 MW, GE164-6 MW, and Nordex N163-6.X MW. After comparing the simulations, the Vestas V172 model was selected because it offered the highest net energy input to the grid, with an estimated annual production of 149,851.43 MWh, approximately 2,929 equivalent operating hours, and a capacity factor of 33.4%.

3.4 Electrical and Civil Sizing

The internal electrical sizing was carried out at 30 kV. The power is subsequently stepped up to 220 kV at a transformer substation, from where it is transported to the grid via an evacuation line of approximately 19.5 km. In parallel, the necessary civil infrastructure was designed, including access roads for heavy transport, assembly platforms, wind turbine foundations, and conduits for cable and fiber optic trenches.

3.4 Economic Evaluation

A cash flow-based financial model was developed. An average energy sales price of €47.22/MWh was used to calculate revenue, based on the historical average of Spanish electricity market prices (OMIE), applying an annual growth rate of 1.5%. Regarding costs, the total initial investment (CAPEX) of €53.1 million, development costs (DEVEX) of €800,000, and expenses associated with the electrical interconnection were considered.

With a 25-year analysis horizon and a WACC of 5.63%, the results show a Net Present Value (NPV) of €13,352.18 k and an Internal Rate of Return (IRR) of 8.06%, confirming the economic viability of the project.

4. Conclusions

The results obtained demonstrate that the town of Moyuela (Zaragoza) has an optimal wind resource for renewable energy generation. The selection of the Vestas V172-7.2 MW technology allows for an estimated annual production of 149,851.43 MWh. Furthermore, the economic analysis confirms the project's viability.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	12
1.1 Motivación del proyecto	12
1.2 Antecedentes	12
1.3 Estado del arte.....	14
1.3.1 Contexto histórico.....	14
1.3.2 Actualidad	15
1.4 Recurso eólico.....	20
1.4.1 El aerogenerador: Componentes y funcionamiento	21
1.4.2 El parque eólico.....	22
Capítulo 2. Descripción del emplazamiento	24
Capítulo 3. Recurso eólico	27
3.1 Análisis de datos.....	27
3.1.1 Validez de los datos	27
3.1.2 Análisis estadístico descriptivo.....	28
3.1.3 Conclusiones.....	34
Capítulo 4. Estimación de la producción energética	36
4.1 Preparación de datos para la simulación en WAsP	36
4.1.1 Análisis del viento con Climate Analyst.....	36
4.1.2 Digitalización de mapas topográficos y de rugosidad.....	38
4.1.3 Curvas de potencias y coeficientes de empuje.....	39
4.1.4 Posición de aerogeneradores y estación de medición	43
4.2 Análisis de datos tras la simulación.....	44
4.2.1 Calculo parque eólico tecnología Vestas.....	45
4.2.2 Calculo parque eólico tecnología General Electric (GE164).....	48
4.2.3 Calculo parque eólico tecnología Nordex (N163/6.X).....	51
4.3 Conclusiones	54
Capítulo 5. Descripción aerogenerador	56
5.1 Diseño mecánico	56

Capítulo 6. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PARQUE EÓLICO.....	59
Capítulo 7. Descripción de las instalaciones eléctricas	60
7.1.1 Generador	61
7.2 Centro de transformación del aerogenerador	61
7.2.1 Convertidor	62
7.2.2 Transformador baja/media tensión.....	62
7.2.3 Celdas media tensión.....	63
7.3 Cables de media tensión	66
7.4 Cables de puesta a tierra	67
7.5 Cables de fibra óptica	68
7.6 Subestación eléctrica mt/at.....	70
7.6.1 Sistema de protecciones	71
7.6.2 TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	72
7.6.3 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN E INTENSIDAD	72
7.6.4 INTERRUPTORES Y SECCIONADORES	73
7.6.5 AUTOVÁLVULAS/PARARRAYOS.....	74
Capítulo 8. Obra civil.....	75
8.1 Descripción general del emplazamiento	76
8.2 Caminos de acceso e interiores aerogeneradores	76
8.3 Cimentación	77
8.4 Zanjas.....	78
8.5 Plataformas de montaje.....	79
8.6 Edificio de control y subestación	79
Capítulo 9. Presupuesto	81
Capítulo 10. Viabilidad económica	82
10.1 Metodología	82
10.2 Datos de partida.....	83
10.2.1 Cálculo de ingresos.....	83
10.2.2 Cálculo de los costes.....	85
10.3 Flujos de caja	86
10.4 Resultados y Conclusiones.....	89

Capítulo 11. Planificación del proyecto	90
Capítulo 12. ODS y contaminación evitada.....	91
12.1 Contaminación evitada	92
Capítulo 13. Conclusiones	93
Capítulo 14. Bibliografía.....	94
PARTE II: PLANOS.....	97
PARTE III: ANEXOS.....	106
ANEXO I: Selección de emplazamiento.....	107
1.1 Velocidad del viento.....	109
1.2 OROGRAFÍA	110
1.3 DISTANCIA A SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	110
1.4 TIPO DE TERRENO.....	111
1.5 Accesibilidad.....	112
1.6 Medio ambiente.....	112
1.7 Estimación de potencia	113
2.1 Velocidad del viento.....	114
2.2 Orografía	115
2.3 Distancia a subestación eléctrica	115
2.4 Tipo de terreno	117
2.5 Accesibilidad.....	117
2.6 Medio ambiente.....	117
2.7 Estimación de potencia	118
3.1 Velocidad del viento.....	119
3.2 Orografía.....	120
3.3 Distancia a subestación eléctrica	121
3.4 Tipo de terreno	122
3.5 Accesibilidad.....	122
3.6 Medio ambiente.....	123
3.7 Estimación de potencia	123

<i>ANEXO II: Cálculos justificativos</i>	127
<i>Anexo III: Cálculo del presupuesto</i>	139
<i>Anexo IV: Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible</i>	145

Índice de figuras

Figura 1. Capacidad instalada de tecnologías renovables (PNIEC)	14
Figura 2. Evolución del crecimiento mundial de potencia instalada (GWEC 2025).....	16
Figura 3. Distribución de la cuota de mercado mundial en instalaciones eólicas nuevas (GWEC 2025).....	17
Figura 4. Estructura de generación de energía eléctrica (%) (AEE).....	18
Figura 5. Estructura de potencia instalada de generación (%) en España a cierre de 2024 (AEE)	18
Figura 6. Potencia eólica instalada por Comunidad Autónoma (AEE)	19
Figura 7. Principales elementos de un aerogenerador (ormazabal).....	22
Figura 8. Partes principales de un parque eólico terrestre (Ormazabal)	23
Figura 9. Colocación de los aerogeneradores (Google Earth Pro) [9].....	24
Figura 10. Serie temporal de la velocidad del viento (Windographer).....	28
Figura 11. Serie temporal de la dirección del viento (Windographer)	28
Figura 12. Distribución de Weibull a 120 metros (Windographer).....	30
Figura 13. Distribución de Weibull a 150 metros (Windographer).....	30
Figura 14. Rosas de frecuencia, velocidad y energía a 150 metros (Windographer)	31
Figura 15. Rosas de frecuencia, velocidad y energía a 120 metros (Windographer)	32
Figura 16. Variación de la velocidad media del viento con la altura (Windographer).....	33
Figura 17. Variación de la velocidad media del viento según el mes (Windographer)	33
Figura 18. Variación de la velocidad media del viento según la hora (Windographer)	34
Figura 19. Análisis de datos a la altura de 120 metros (WAsP).....	37
Figura 20. Análisis de datos a la altura de 150 metros (WAsP).....	37
Figura 21. Topografía y rugosidad digitalizados (WAsP)	38
Figura 22. Captura Air density calculator (WAsP).....	40
Figura 23. Vestas V172 (WAsP)	41
Figura 24. General Electric GE164 (WAsP).....	42

Figura 25. Nordex N163/6.X (WAsP)	43
Figura 26. Coordenadas en sistema UTM de los aerogeneradores.....	44
Figura 27. Coordenadas en sistema UTM de la estación	44
Figura 28. Datos agregados del parque eólico (WAsP)	45
Figura 29. Datos para cada aerogenerador (WAsP)	46
Figura 30. Mapa de líneas isoventas de la tecnología Vestas (V172)	48
Figura 31. Datos agregados del parque eólico (WAsP)	49
Figura 32. Datos para cada aerogenerador (WAsP)	49
Figura 33. Mapa de líneas isoventas de la tecnología General Electric (WAsP)	51
Figura 34. Datos agregados del parque eólico (WAsP)	52
Figura 35. Datos para cada aerogenerador (WAsP)	52
Figura 36. Mapa de líneas isoventas de la tecnología NORDEX (WAsP)	54
Figura 37. Aerogenerador Vestas V172 (vestas.com)	56
Figura 38. Celda DVCAS (catálogo celdas).	64
Figura 39. Líneas parque eólico.....	65
Figura 40. Ejemplo de edificio típico (curso energía eólica)	80
Figura 41. Precio medio de venta de la evolución del MWh (OMIE).	84
Figura 42. Los 17 objetivos de desarrollo sostenible (IEBS).....	91
Figura 42. Información Global Wind Atlas en las coordenadas.....	109
Figura 43. Pendiente en las coordenadas estudiadas (Google Earth Pro).	110
Figura 44. Mapa red eléctrica en Arcos de Jalón.....	110
Figura 45. Distancia a subestación eléctrica de Tarayuela (Google Earth Pro)	111
Figura 46. Captura del terreno (Google Earth Pro)	111
Figura 47. Mapa de espacios naturales protegidos en Soria.....	112
Figura 48. Información Global Wind Atlas en las coordendas	114
Figura 49 Rosa de la frecuencia del viento y rosa de velocidad del viento.	115
Figura 50. Pendiente en las coordenadas estudiadas (Google Earth Pro).	115
Figura 51. Mapa red eléctrica española de Tabanera de Cerrato.....	116
Figura 52. Distancia a la subestación eléctrica Palencia (Google Earth Pro)	116
Figura 53. Captura del terreno (Google Earth Pro)	117

Figura 54. Mapa de espacios naturales protegidos en Palencia.....	118
Figura 55. Información Global Wind Atlas en las coordenadas.....	119
Figura 56. Rosa de la frecuencia del viento y rosa de velocidad del viento.	120
Figura 57. Pendiente en las coordenadas estudiadas (Google Earth Pro).....	120
Figura 58. Mapa red eléctrica española de Moyuela, Campos de Belchite.	121
Figura 59. Distancia a la subestación eléctrica Belchite (Google Earth Pro)	121
Figura 60. Captura del terreno (Google Earth Pro)	122
Figura 61. Mapa de espacios naturales protegidos en Zaragoza.	123

Índice de tablas

Tabla 1. Coordenadas UTM de la posición de los aerogeneradores.....	25
Tabla 2. <i>Datos más relevantes del viento en las dos alturas (Windographer)</i>	29
Tabla 3. Elevación de los aerogeneradores.	39
Tabla 4. Cálculo energía vertida a la red.....	47
Tabla 5. Cálculo energía vertida a la red.....	51
Tabla 6. Cálculo energía vertida a la red.....	54
Tabla 7. Resumen cálculos	55
Tabla 8. Características Vestas V172	58
Tabla 9. Principales características técnicas del parque.....	59
Tabla 10. Datos generadores.	61
Tabla 11. Datos convertidores.	62
Tabla 12. Datos transformadores.....	63
Tabla 13. Características generales de las celdas.	64
Tabla 14. Tipos de celdas en cada aerogenerador.	65
Tabla 15. Norma IEC60502.	66
Tabla 16. Características fibra óptica seleccionada.	69
Tabla 17. Coordenadas de la subestación.....	70
Tabla 18. Datos transformador de potencia.....	72
Tabla 19. Datos transformador de tensión.	72
Tabla 20. Datos transformador intensidad.	73
Tabla 21. Datos interruptores.	73
Tabla 22. Datos seccionadores.	74
Tabla 23. Datos autoválvulas.	74
Tabla 24. Resumen presupuesto.	81
Tabla 25. Datos de partida parque eólico.....	83
Tabla 26. Precio medio anual.	85

Tabla 27. Evolución del precio de la energía cada año.....	85
Tabla 28. Resultados principales.	89
Tabla 29. Resumen criterios de puntuación.	125
Tabla 30. Intensidad por cada tramo.....	129
Tabla 31. Tensiones normalizadas.....	130
Tabla 32. Norma IEC60502.	130
Tabla 33. Factor de corrección para temperatura del terreno distinta de 25°C	131
Tabla 34. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad.....	131
Tabla 35. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1.5 km/W	132
Tabla 36. Factor de corrección por distancias entre ternas	132
Tabla 37. Factores de corrección para profundidades de la instalación distinta de 1m.	133
Tabla 38. Intensidades corregidas por cada tramo.....	134
Tabla 39. Intensidades máximas admisibles en servicio permanente y corriente alterna para cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV.....	135
Tabla 40. Selección de sección y características de los cables de media tensión.	135
Tabla 41. Caída de tensión en cada tramo.....	136
Tabla 42. Pérdidas de potencia por cada tramo	138
Tabla 43. Presupuesto de la obra civil.	141
Tabla 44. Presupuesto conexiones	141
Tabla 45. Presupuesto aerogeneradores	142
Tabla 46. Presupuesto subestación.	143
Tabla 47. Presupuesto edificio de control.	143
Tabla 48. Presupuesto otros.....	143
Tabla 49. Presupuesto total.	143

Acrónimos

Acrónimo	Significado
AEE	Asociación Empresarial Eólica
AT	Alta Tensión
CA	Corriente alterna
CAPEX	Capital Expenditure
CHT	Concrete Hybrid Tower
CO ₂	Dióxido de carbono
COP28	28ª Conferencia de las Partes (ONU)
DEVEX	Development Expenditure
GWEC	Global Wind Energy Council
IEC	International Electrotechnical Commission
IEBS	IEBS Business School
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IRR	Internal Rate of Return (TIR)
ISO	International Organization for Standardization
MT	Media Tensión
NPV	Net Present Value

ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de Energía
ONU	Organización de las Naciones Unidas
OyM	Operación y Mantenimiento
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
RD	Relative Difference
RIX	Ruggedness Index
SET	Subestación Eléctrica
SF ₆	Hexafluoruro de azufre
UTM	Universal Transverse Mercator
VAN	Valor Actual Neto
WACC	Weighted Average Cost of Capital
XLPE	Cross-Linked Polyethylene

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

El cambio climático y la creciente demanda energética global han impulsado la necesidad urgente de transformar el modelo energético actual hacia uno más sostenible. La energía eólica se presenta como una de las soluciones más viables, limpias, eficientes y seguras, pues desempeña un papel clave en la descarbonización del medio ambiente y en la transición energética.

Por su geografía y condiciones climáticas favorables, España cuenta con un recurso eólico significativo que debe ser aprovechado para contribuir al cumplimiento de los compromisos medioambientales nacionales e internacionales.

Este proyecto busca aportar a dicha transición energética mediante el diseño de un parque eólico terrestre en la geografía española. Además de sus beneficios medioambientales, la implantación de instalaciones eólicas también genera empleo de calidad y promueve la innovación tecnológica, especialmente en entornos rurales. [24][23]

1.2 ANTECEDENTES

Desde principios del siglo XXI, la preocupación por el agotamiento de las reservas de combustibles fósiles, la inestabilidad de los mercados energéticos a nivel mundial y el riesgo que supone el cambio climático, han llevado a una transformación en el modelo energético global. En esta transición, tanto por ser limpias e ilimitadas como por su capacidad de crear empleo, fomentar la innovación y fortalecer la autonomía energética de las naciones, las energías renovables han adquirido gran protagonismo.

En este marco, la energía eólica ha experimentado un notable crecimiento tecnológico. Se ha posicionado en un componente fundamental de generación eléctrica renovable a nivel

mundial, pues destaca por su bajo impacto ambiental, su elevada disponibilidad y sus costes competitivos. Sumado a eso, la energía eólica favorece el desarrollo económico, la generación de empleo e innovación industrial.

A escala mundial, la potencia eólica instalada ha superado actualmente 1TW. En el caso de España, esta cifra alcanza casi los 30 GW, distribuidos en más de 1300 parques eólicos en todo el territorio. Estos cubren más del 25% de la demanda eléctrica a nivel nacional.

Las energías renovables, tanto a nivel mundial como nacional, poseen objetivos muy ambiciosos. En el contexto global, el objetivo es llegar a los 11 TW de capacidad instalada (COP28). Aunque en los últimos años se han logrado cifras muy favorables en cuanto a nuevas instalaciones, es imprescindible acelerar este proceso. Al ser la eólica una de las principales fuentes de energía renovables, es necesario acelerar el despliegue en todo el mundo.

En España, este impulso se ha visto respaldado por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023 – 2030, la principal herramienta estratégica del Gobierno español en relación con la transición energética. El plan no solo se enfoca en usar energías renovables, sino que combina varias ideas para transformar como usamos y producimos energía: descarbonización, eficiencia energética y electrificación del consumo.

El PNIEC prevé para el año 2030 una potencia total instalada de 161 GW [2]. En concreto, de ese total, la capacidad eólica instalada en España deberá alcanzar los 62 GW en 2030. Para lograrlo, es necesario aumentar el ritmo de instalación actual: la tasa reciente es de 0.6/2 GW/año, mientras que lo necesario sería instalar del orden de 4/5 GW al año. El objetivo es acabar con obstáculos actuales que ralentizan la construcción como los procesos de permisos y autorizaciones o las dificultades ambientales y sociales. Asimismo, se planea modernizar las instalaciones existentes y desarrollar tecnologías de almacenamiento vinculadas, asegurando así un suministro renovable y confiable. [18]

Parque de generación del Escenario PNIEC 2023-2030. Potencia bruta (MW)				
Años	2019	2020	2025	2030
Eólica	25.583	26.754	36.149	62.054
Solar fotovoltaica	8.306	11.004	46.501	76.277
Solar termoeléctrica	2.300	2.300	2.304	4.804
Hidráulica	14.006	14.011	14.261	14.511
Biogás	203	210	240	440
Otras renovables	0	0	25	80
Biomasa	413	609	1009	1409
Carbón	10.159	10.159	0**	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	5.446	5.276	4.068	3.784
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.660	3.660	2.847	1.830
Residuos y otros	600	609	470	342
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento*	6.413	6.413	9.289	18.913
Total	111.100	115.015	151.173	214.236

*Incluyendo el almacenamiento de solar termoeléctrica llega a 22,5 GW.

** El cierre de la generación de carbón estará sujeto a la evaluación por parte del Operador del Sistema del cumplimiento de criterios de seguridad de suministro del sistema, tal y como se establece en el Art. 137 del RD 1955/2000.

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2024

Figura 1. Capacidad instalada de tecnologías renovables (PNIEC)

En consecuencia, este proyecto se sitúa dentro de un contexto político, técnico y medioambiental muy favorable, donde tanto los antecedentes recientes como los objetivos a medio plazo confirman la necesidad y la viabilidad de nuevas instalaciones eólicas en el territorio español.

1.3 ESTADO DEL ARTE

1.3.1 CONTEXTO HISTÓRICO

El aprovechamiento de la energía eólica no comienza en los años 80 cuando surge el interés en las energías renovables, sino que se remonta a miles de años atrás, cuando empezó a ser aprovechada para navegación a vela por el Nilo. Más tarde empezaron a usarse molinos de

viento sencillos para bombear agua en China y para moler grano en Persia y Medio Oriente. Se trataba de molinos de viento de eje vertical con velas tejidas de caña.

En Europa, fue en el siglo XI cuando dichos molinos de viento empezaron a ganar visibilidad y extenderse. En el siglo XIX, en América aparece el primer molino multipala, mientras que en Europa tenían un solo rotor de eje vertical. Fue Charles F. Brush quien lo construyó, se trataba de una turbina eólica de 12 kW con un diámetro de más de 17 metros, cuya energía se almacenaba en 12 baterías. A raíz de ahí, se produjo un gran avance en el tamaño, eficiencia y confiabilidad de las turbinas eólicas.

Al principio del siglo XXI, se produjo una expansión significativa de las energías renovables, impulsada por la creciente preocupación por el calentamiento global y la escasez de los combustibles fósiles. A raíz de ahí, la energía eólica sufrió avances muy significativos impulsados por las mejoras tecnológicas convirtiéndose en la fuente renovable moderna de la que más potencia instalada hay en todo el planeta. [3][6]

1.3.2 ACTUALIDAD

En el contexto mundial, para final de 2024, la capacidad eólica mundial acumulada superó los 1136 GW, consolidando a la energía eólica como una de las principales fuentes renovables en la generación eólica mundial. Desde 2010, la capacidad instalada de energía eólica ha experimentado un crecimiento continuo y acelerado, pasando cerca de 160 GW ese año a más de 1100 GW en 2024, con un crecimiento anual promedio superior al 8% durante los últimos 15 años. [8]

Historic development of total installations (GW)

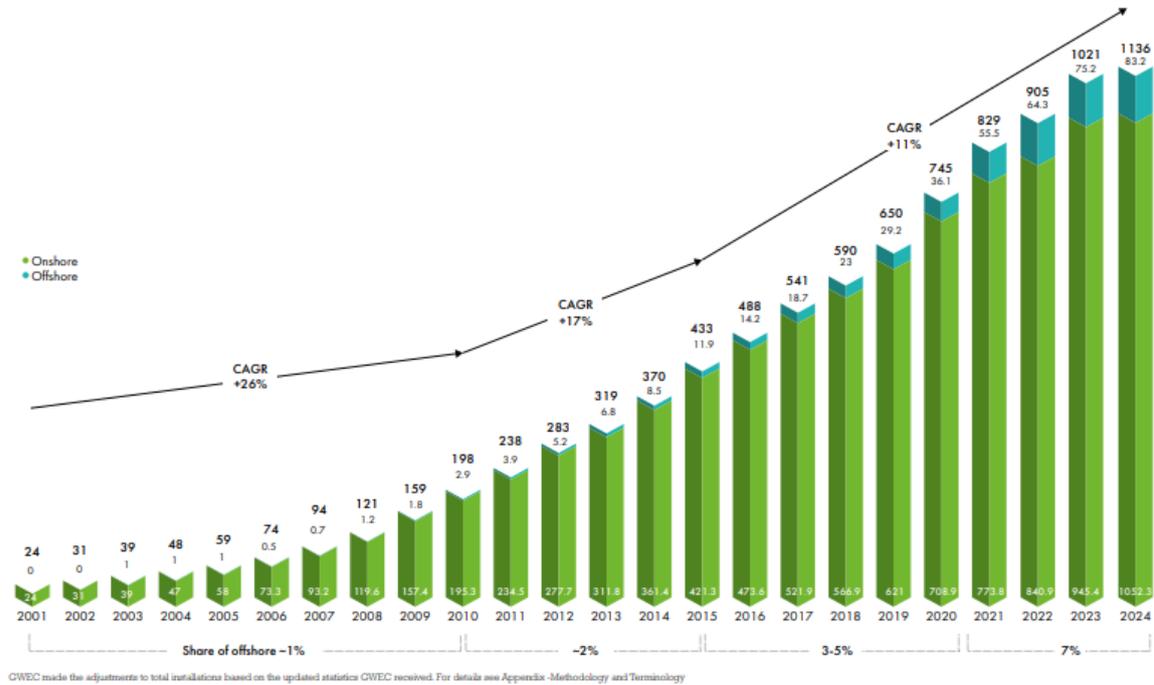


Figura 2. Evolución del crecimiento mundial de potencia instalada (GWEC 2025)

En 2024, se instalaron un total récord de 117 GW de nueva capacidad eólica, compuesto por 109 GW de eólica terrestre (onshore) y 8 GW de eólica marina (offshore). Los principales responsables fueron China, Estados Unidos y la Unión Europea.

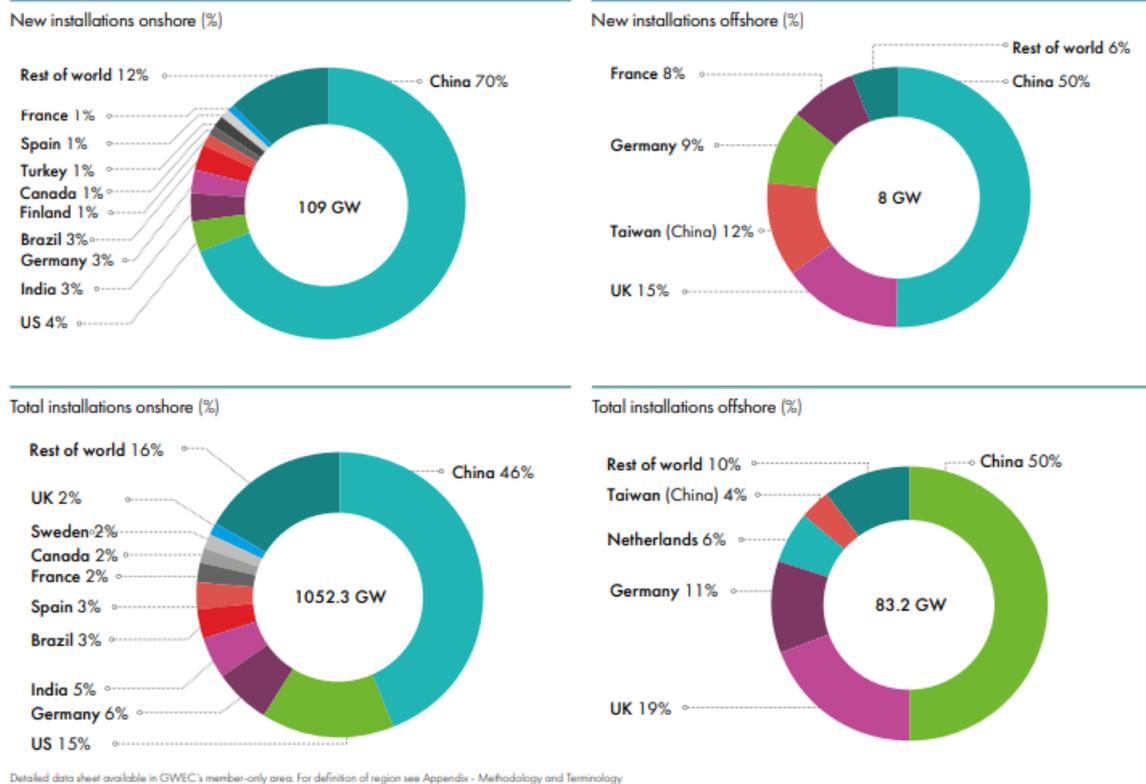


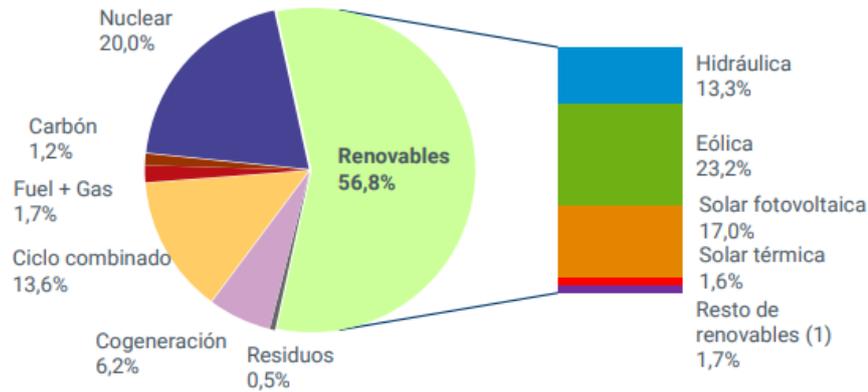
Figura 3. Distribución de la cuota de mercado mundial en instalaciones eólicas nuevas (GWEC 2025)

Así se mantiene la tendencia global hacia la ampliación sostenida de la capacidad instalada de energía eólica, indispensable para cumplir con las metas internacionales de descarbonización y transición energética.

En este contexto global, España ha mantenido una posición como mercado eólico líder, acumulando más de 31.600 MW de potencia instalada a cierre de 2024.

En 2023, la producción renovable de electricidad en España alcanzó el récord de 85.144 GWh, que representa el 56.8% de la generación eléctrica total. [7]

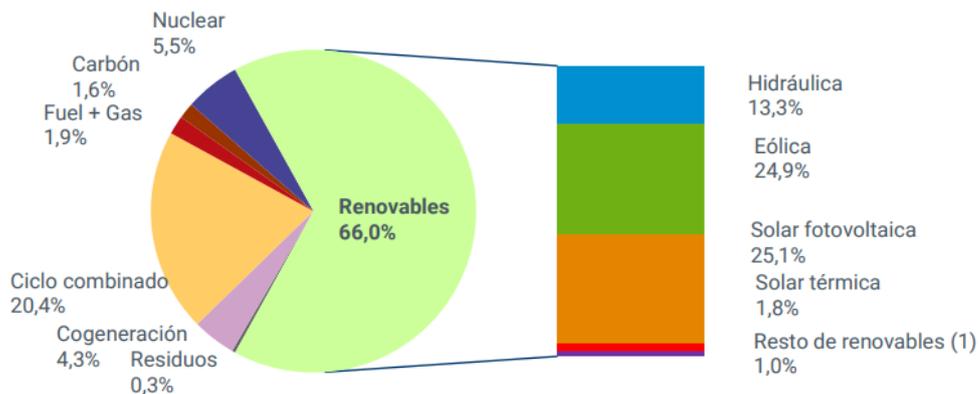
Estructura de generación de energía eléctrica (%)



(1) Incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeléctrica y residuos renovables.

Figura 4. Estructura de generación de energía eléctrica (%) (AEE)

Estructura de potencia instalada de generación (%)



(1) Incluye biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeléctrica y residuos renovables.

Figura 5. Estructura de potencia instalada de generación (%) en España a cierre de 2024 (AEE)

En relación con la energía eólica, España destaca como uno de los referentes mundiales en (quinto lugar global), posicionándose como el segundo país europeo con mayor potencia instalada, solo por detrás de Alemania. España cuenta con una geografía que ofrece un excelente recurso de viento, destacado Castilla y León, Aragón, Andalucía o Galicia.

Participación de la potencia renovable de cada CC.AA. sobre el total nacional (%)

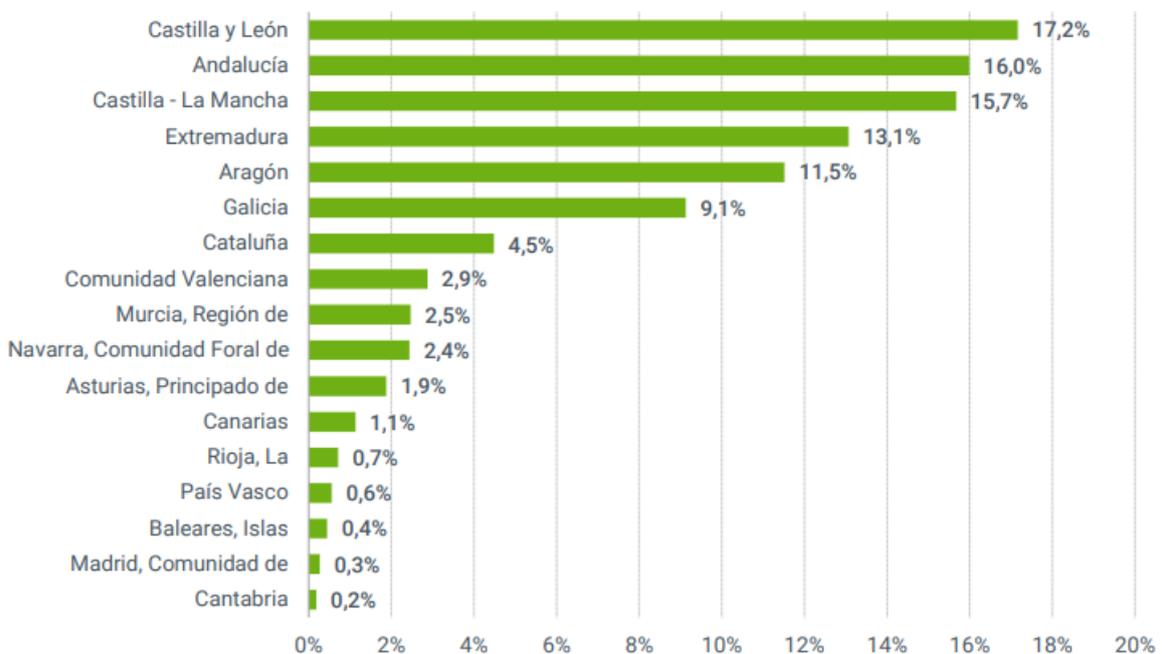


Figura 6. Potencia eólica instalada por Comunidad Autónoma (AEE)

Según datos de la Asociación Empresarial Eólica (AEE), España cuenta actualmente con 31.679 MW de potencia eólica instalada, repartidos en 1416 parques eólicos en 868 municipios. Además, la producción eólica es de 59.378 GWh cifra que representa aproximadamente el 24% de la energía consumida y evita la emisión de 32 millones de toneladas de CO₂ anualmente.

1.4 RECURSO EÓLICO

El recurso eólico se refiere a la cantidad y calidad del viento disponible en un sitio para la generación eléctrica. Para dimensionar correctamente un parque eólico es fundamental estudiar las características del viento: velocidad media, distribución estadística, velocidad máxima, turbulencias, y dirección predominante.

La energía eólica consiste en aprovechar la energía cinética del viento para transformarla en energía eléctrica mediante aerogeneradores. La potencia eólica disponible en un punto es proporcional al cubo de la velocidad del viento y al área barrida por el rotor, siguiendo la siguiente ecuación:

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

Donde P_d es la potencia eólica disponible (en W), ρ es la densidad del aire (kg/m^3), A el área del rotor (m^2) y v la velocidad del viento (m/s).

La variación al cubo indica que pequeñas diferencias en la velocidad del viento suponen grandes cambios en la potencia disponible.

Sin embargo, no toda esta potencia se puede aprovechar debido a que debe cumplirse la ecuación de conservación de la masa no se puede extraer toda la potencia mecánica del viento. La potencia eólica aprovechable depende de las características de la máquina:

$$P_a = C_p * P_d$$

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

El coeficiente de potencia C_p es la fracción de potencia que el aerogenerador efectivamente extrae el viento, cuyo valor en la realidad es entre 0,42-0,44. [1]

Una herramienta clave para la caracterización de un aerogenerador es su curva de potencia, que relaciona la potencia generada con la velocidad del viento.

1.4.1 EL AEROGENERADOR: COMPONENTES Y FUNCIONAMIENTO

El aerogenerador es el encargado de producir la energía eléctrica a partir de la transformación de la energía del viento. Este proceso se lleva a cabo en dos etapas principales:

- El rotor, a través del cual se transforma la energía cinética en energía mecánica
- El generador, que transforma dicha energía mecánica en eléctrica.

La eficiencia de los aerogeneradores actuales alcanza una cifra de 40-42%. [1]

En la Figura 7, se observan los principales componentes de un aerogenerador terrestre y su sistema de conexión a la red de media tensión.

En la parte superior, se ubica la góndola, donde se encuentran el rotor (formado por el buje y las palas), la multiplicadora, el generador, el convertidor y el sistema de control. También se incluyen sensores como el anemómetro y la veleta esenciales para la orientación y regulación del aerogenerador. [21]

La energía generada en la góndola desciende a través del cableado instalado en el interior de la torre hasta llegar a la base del aerogenerador. Allí se sitúan el transformador y la celda de media tensión, que permiten adecuar la energía para su evacuación. Finalmente, la energía se canaliza hacia la red de media tensión a través del sistema de cimentación, conectando con la infraestructura eléctrica del parque.

Esta figura facilita la comprensión del flujo eléctrico dentro del aerogenerador, desde la captación del viento hasta su inyección en la red. [29]

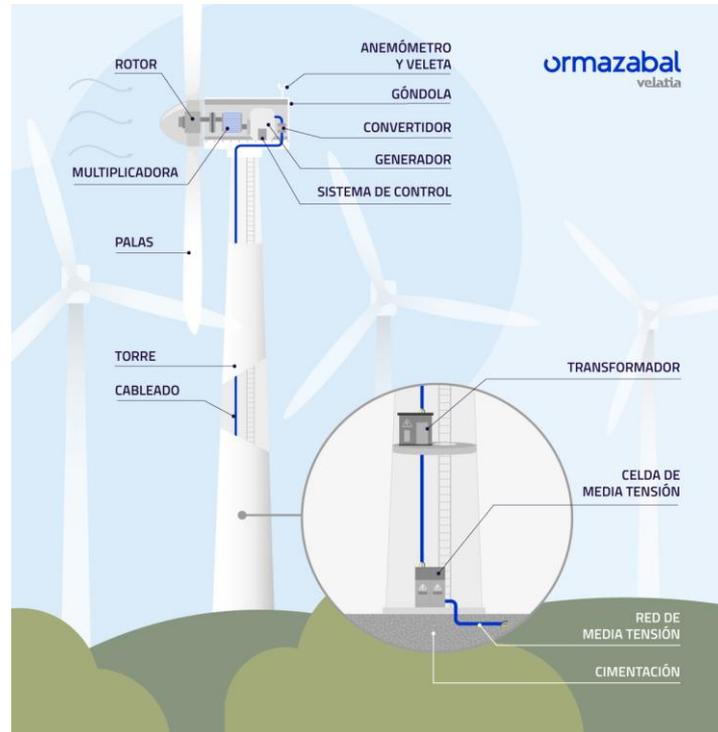


Figura 7. Principales elementos de un aerogenerador (ormazabal)

1.4.2 EL PARQUE EÓLICO

Un parque eólico es una agrupación de aerogeneradores conectados a la red que transforman la energía cinética contenida en el viento en energía eléctrica utilizando un generador para ello.

Estas instalaciones pueden ubicarse tanto en tierra (onshore) como en el mar (offshore). El propósito del diseño es optimizar el aprovechamiento del recurso eólico, minimizando el impacto ambiental y las pérdidas energéticas y cumpliendo las restricciones técnicas, normativas y territoriales establecidas.

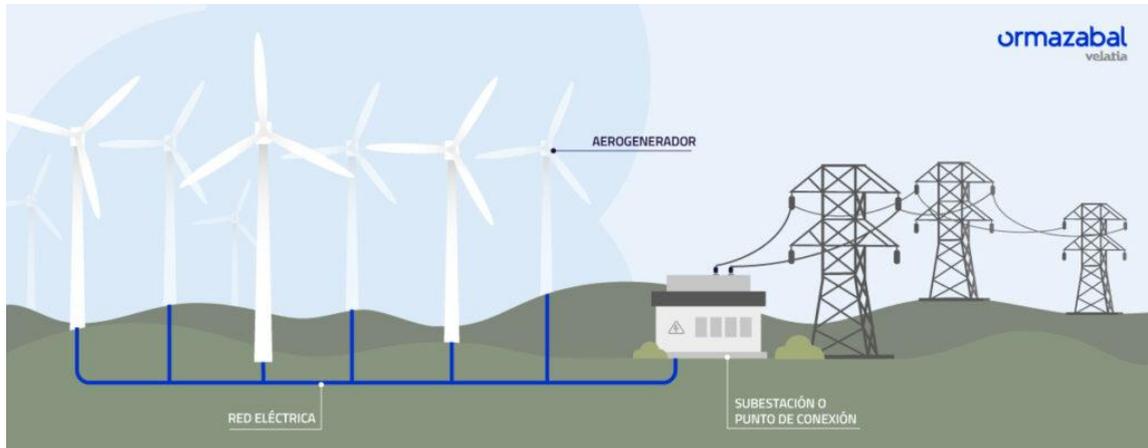


Figura 8. Partes principales de un parque eólico terrestre (Ormazabal)

Aunque los aerogeneradores son el componente principal, un parque eólico también posee otros elementos indispensables como la red eléctrica, la subestación o punto de conexión, y las líneas de transporte y distribución. Todos estos elementos están representados en la Figura 8.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento seleccionado para el parque eólico es Moyuela, localizado en el Campo de Belchite (Zaragoza). El análisis realizado para la selección del emplazamiento se incluye en el Anexo I, se trata de un estudio de sus características: recurso eólico, orografía, tipo de terreno, vegetación, interconexión eléctrica, accesibilidad, medio ambiente y estimación de la potencia.

El parque está compuesto por 7 aerogeneradores, distribuidos en dos alineaciones paralelas separadas entre sí 1500 metros (del orden de 7 veces el diámetro del rotor). En cada alineación, los aerogeneradores se localizan a una distancia de 500 metros entre ellos (del orden de 3 veces el diámetro del rotor). Se observa en la Figura 9.

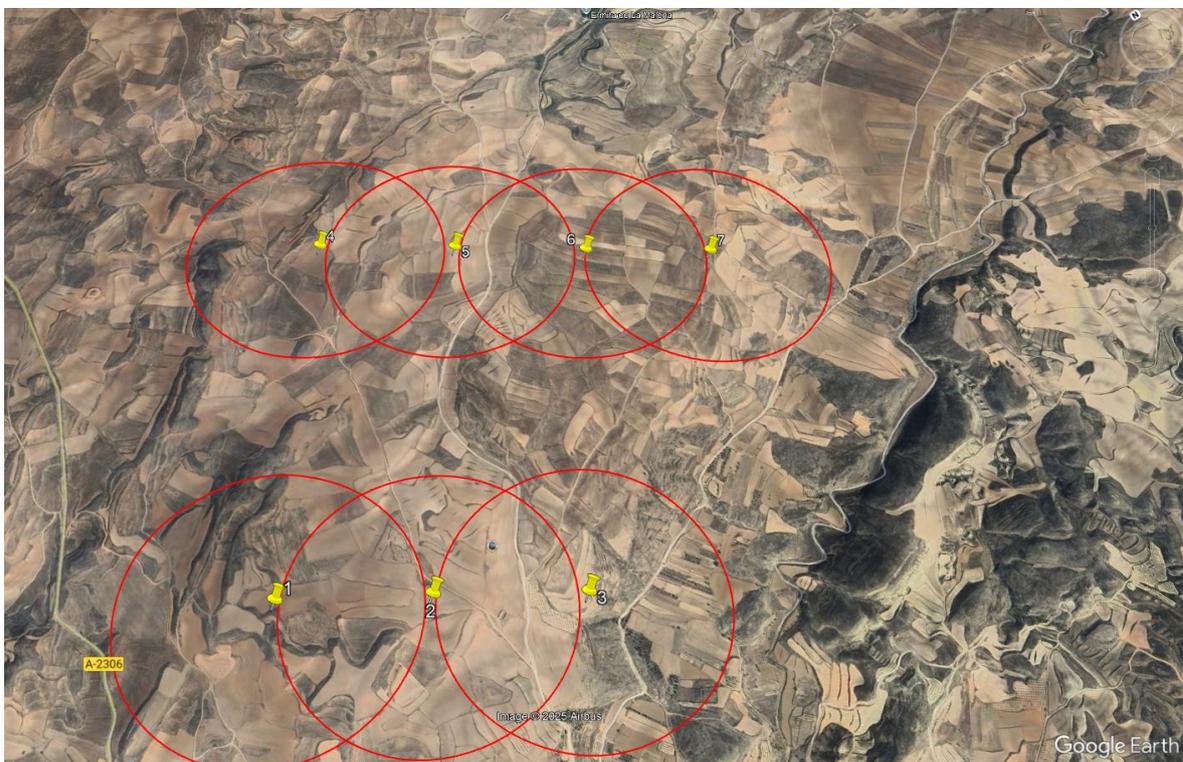


Figura 9. Colocación de los aerogeneradores (Google Earth Pro) [9]

	X	Y
Aerogenerador 1	674218.41	4557312.0
Aerogenerador 2	674672.95	4557061.32
Aerogenerador 3	675122.79	4556802.74
Aerogenerador 4	675015.93	4558633.47
Aerogenerador 5	675480.41	4558344.74
Aerogenerador 6	675945.22	4558052.83
Aerogenerador 7	676406.79	4557760.40

Tabla 1. Coordenadas UTM de la posición de los aerogeneradores

La orientación se define de forma perpendicular a la dirección predominante del viento, con el objetivo de maximizar la eficiencia energética del parque. En el próximo capítulo, se detallará la dirección y posición de los aerogeneradores después de un análisis en Windographer.

El emplazamiento escogido presenta una velocidad media anual del viento de 7,66 m/s según el Global Wind Atlas, y de 7,5075 m/s según el mapa eólico ibérico, con una densidad de potencia eólica de 625 W/m^2 en un área de estudio de 9 km^2 .

El análisis topográfico mediante de Google Earth Pro indica una pendiente máxima de 6.7%, sobre un terreno llano, de consistencia normal y sin vegetación significativa. Dispone de una red de caminos rurales que facilitan el acceso para la construcción y mantenimiento. Se encuentra alejado de espacios naturales protegidos y sin presencia de infraestructuras que puedan interferir, como antenas móviles. La subestación eléctrica más cercana es la de Belchite (220 kV), situada a 19.46 km.

DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Tras aplicar un análisis multicriterio frente a otros emplazamientos candidatos (Soria y Palencia), Moyuela obtuvo la puntuación más alta debido a su mayor recurso eólico, proximidad a la red eléctrica y condiciones topográficas favorables.

Capítulo 3. RECURSO EÓLICO

En este capítulo se presenta un estudio detallado del recurso eólico disponible en el emplazamiento seleccionado, utilizando el software Windographer, especializado en el tratamiento y estudio estadístico de series temporales de viento. [9]

El análisis consiste en una campaña de medición virtual utilizando una estación anemométrica simulada, que registra la serie temporal de datos de velocidad y dirección del viento cada hora a diferentes alturas durante un periodo de 10 años. Esta información ha sido proporcionada por la empresa Vortex y permite caracterizar el comportamiento del viento a largo plazo, tanto en su variación estacional como anual.

En este caso, la estación virtual realiza mediciones mediante anemómetros y veletas instalados a 120 y 150 metros de altura, y está situada en las coordenadas: 41.15477, -0.91869.

Los datos de viento obtenidos se analizan en Windographer, permitiendo obtener parámetros clave como la media de la velocidad del viento, frecuencia de direcciones, distribuciones de Weibull

3.1 ANÁLISIS DE DATOS

3.1.1 VALIDEZ DE LOS DATOS

El primer paso fundamental antes de iniciar el análisis estadístico es revisar la validez de los datos registrados. Se trata de detectar posibles anomalías, por averías u otras incidencias.

En la Figura 10 y Figura 11, representan respectivamente las series temporales de velocidad y dirección del viento. Ambas figuras, muestran una variabilidad continua de velocidades y direcciones. Se concluye, por tanto, que el conjunto de datos es fiable y representativo, y puede utilizarse para la caracterización del recurso eólico.

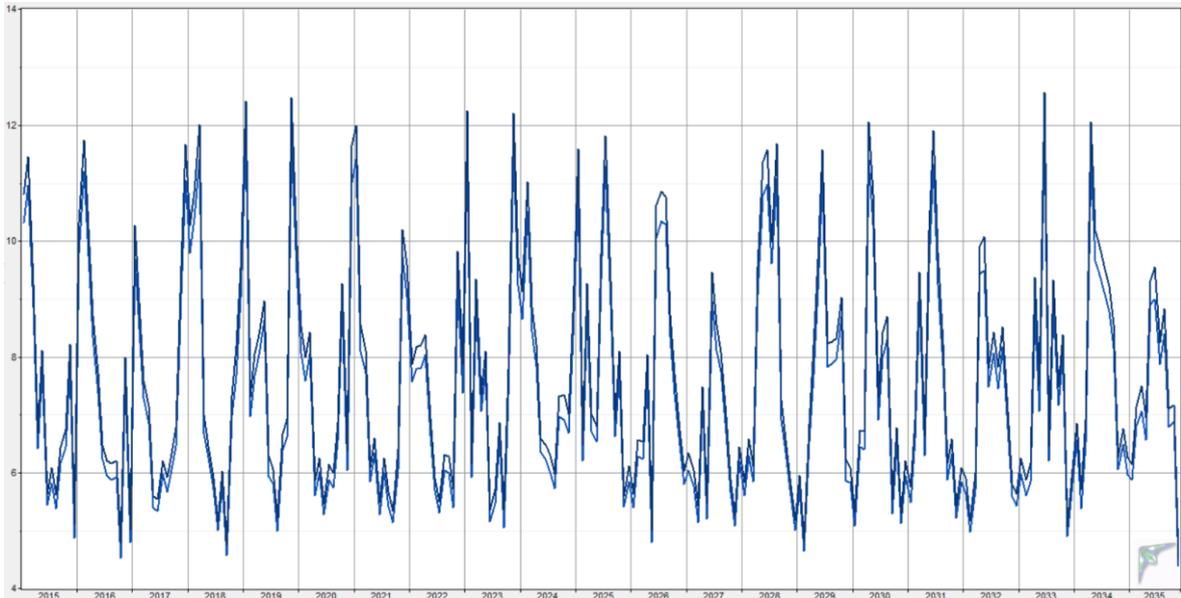


Figura 10. Serie temporal de la velocidad del viento (Windographer)

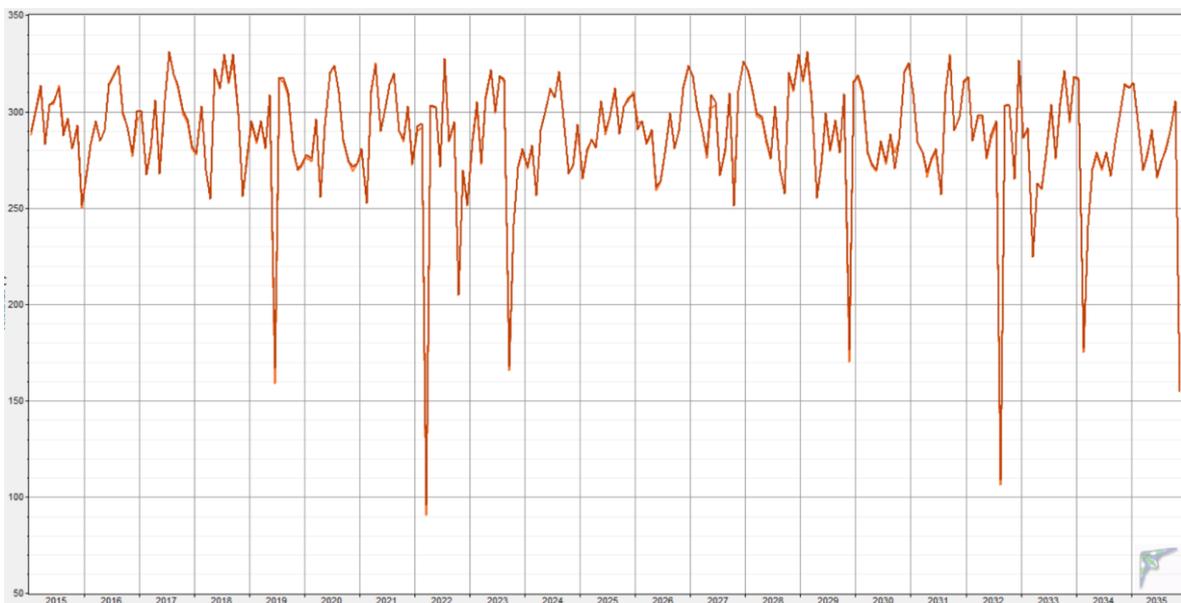


Figura 11. Serie temporal de la dirección del viento (Windographer)

3.1.2 ANÁLISIS ESTADÍSTICO DESCRIPTIVO

En primer lugar, se obtienen los parámetros más relevantes del viento y se recogen en la Tabla 2. Los valores obtenidos muestran un recurso eólico de alta calidad, con velocidades

medias superiores a los 7 m/s en ambas alturas, y una densidad de potencia favorable para la generación eólica (superior a 500 W/m²).

	Anemo 150	Anemo 120
Altura sobre el suelo (m)	150	120
Velocidad media del viento (m/s)	7,867	7,333
Velocidad máxima del viento (m/s)	29,8	28,6
Weibull k (factor de forma)	1,724	1,741
Weibull c (m/s) (factor de escala)	8,617	8,225
Densidad de potencia (W/m²)	603	519
Contenido energético medio (kWh/m²/año)	5,279	4,546
Registros posibles	182,736	182,736
Registros válidos	182,736	182,736
Registros no validos	0	0
Ratios de datos válidos (%)	100	100
Hora de máxima velocidad del viento	3	3

Tabla 2. *Datos más relevantes del viento en las dos alturas (Windographer)*

A continuación, se observan las distribuciones de Weibull, que dice que la probabilidad de obtener velocidades del viento bajas es más elevada que la de obtener velocidades del viento altas.

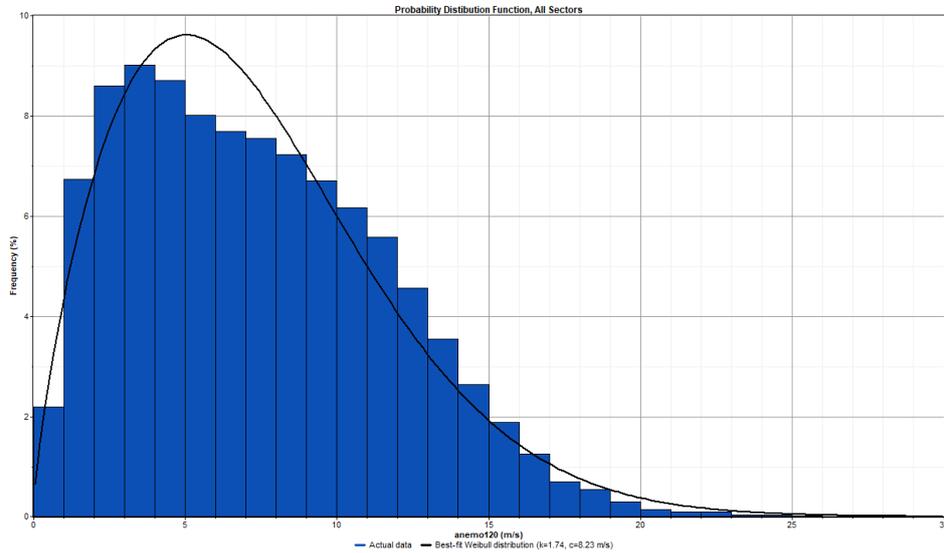


Figura 12. Distribución de Weibull a 120 metros (Windographer)

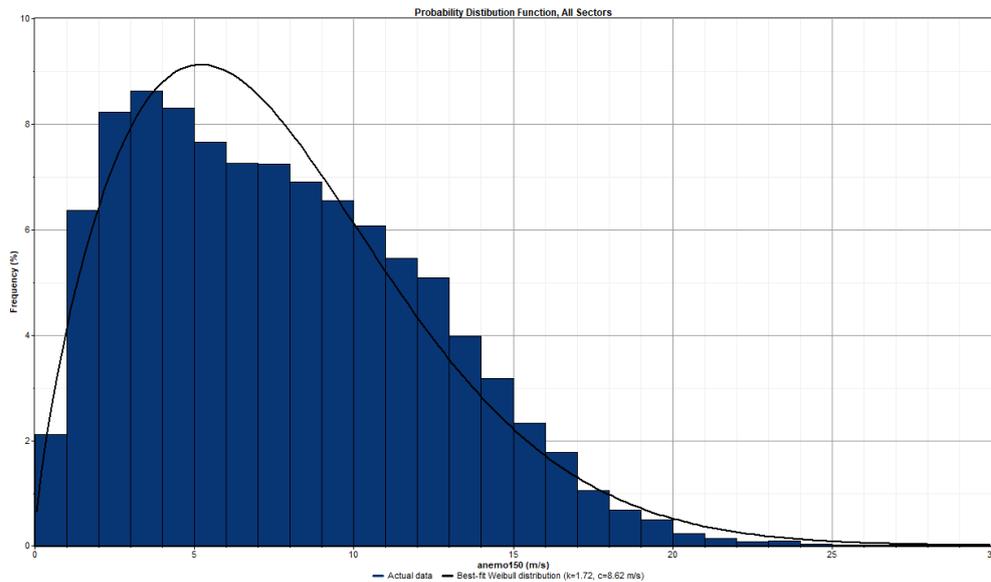


Figura 13. Distribución de Weibull a 150 metros (Windographer)

En las siguientes figuras se observan las rosas de viento de frecuencia, velocidad y energía respectivamente, a 150 y 120 metros. A partir de ellas, se identifica la dirección predominante del viento, en este caso 315° (noroeste). Esto permite orientar correctamente los aerogeneradores.

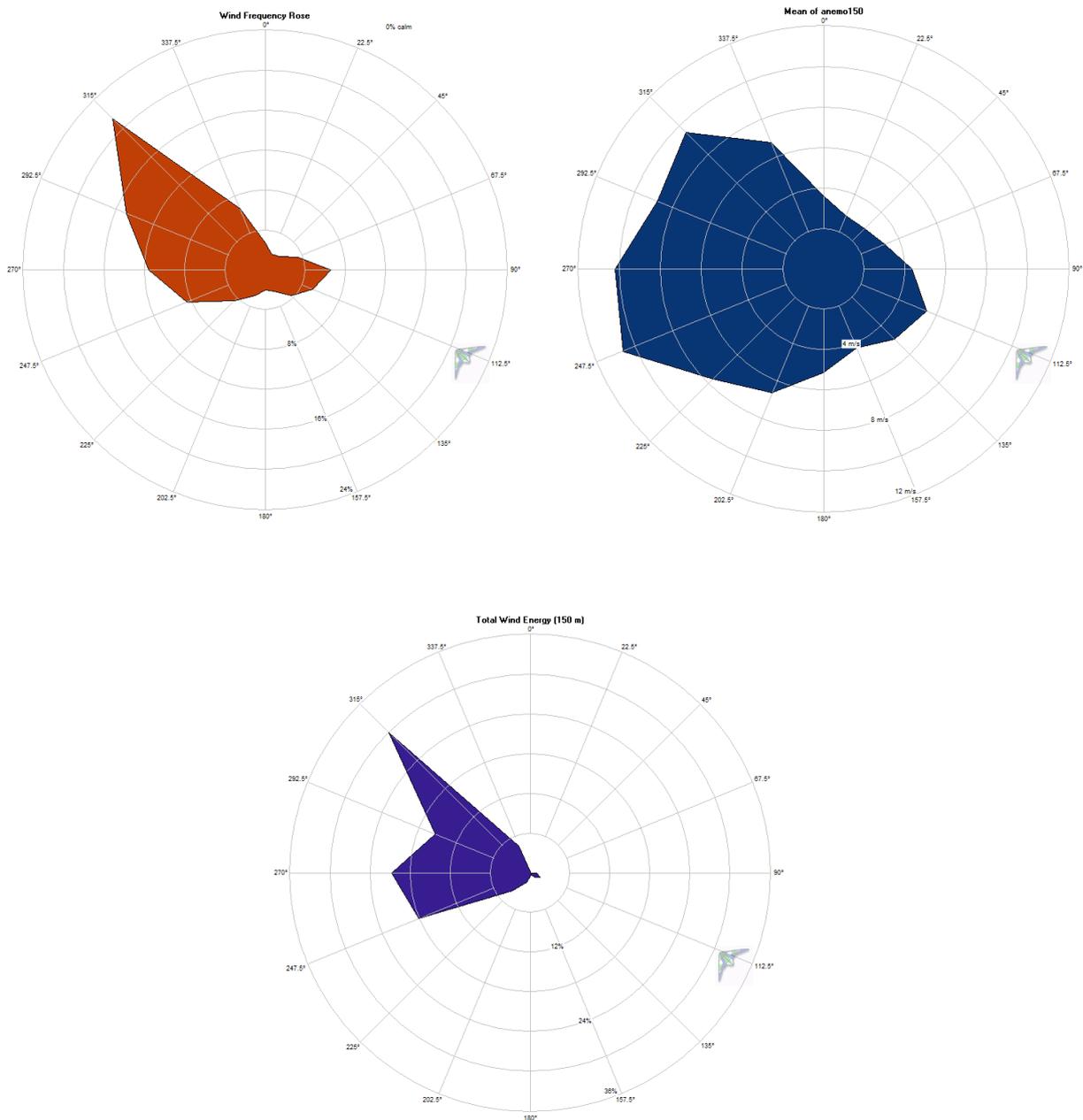


Figura 14. Rosas de frecuencia, velocidad y energía a 150 metros (Windographer)

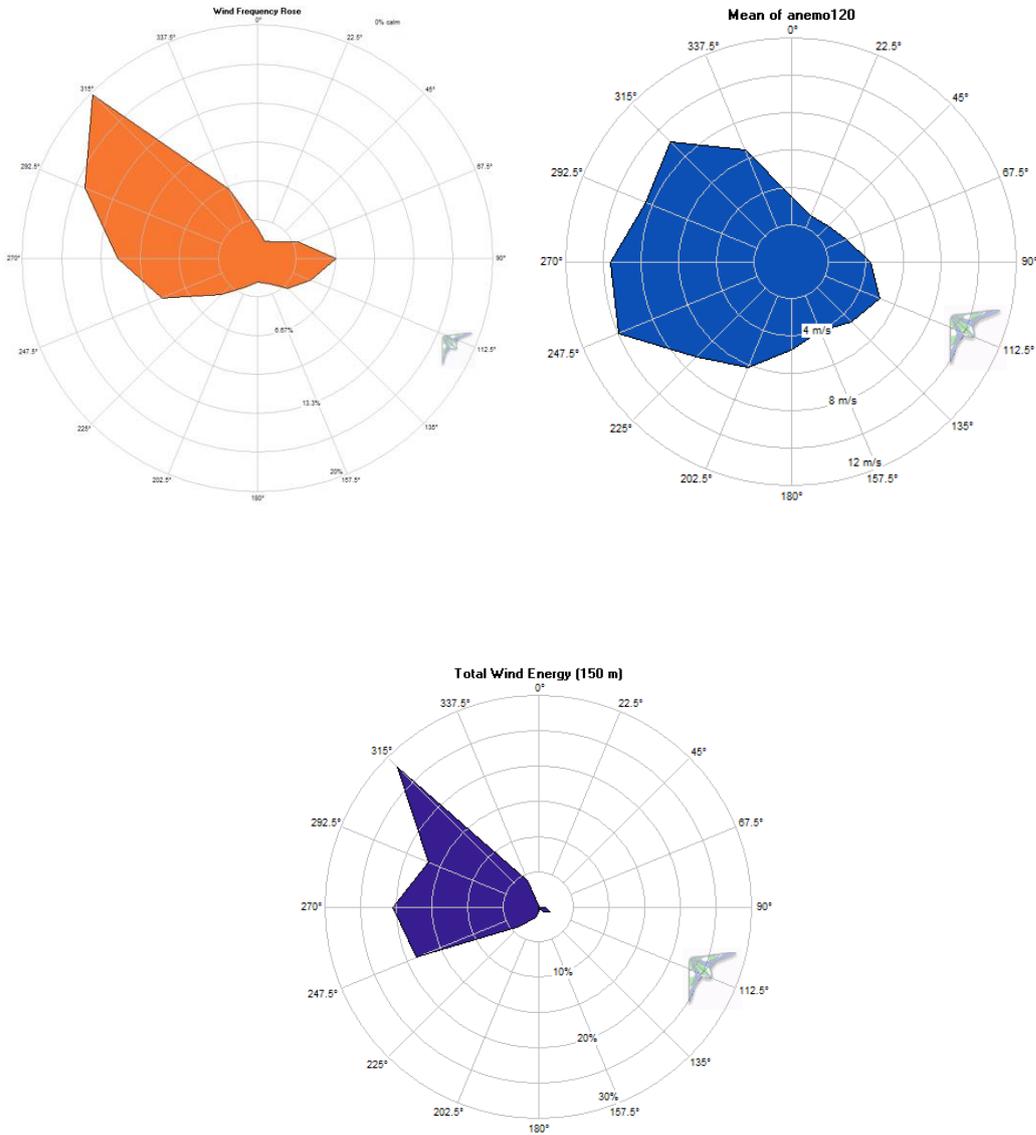


Figura 15. Rosas de frecuencia, velocidad y energía a 120 metros (Windographer)

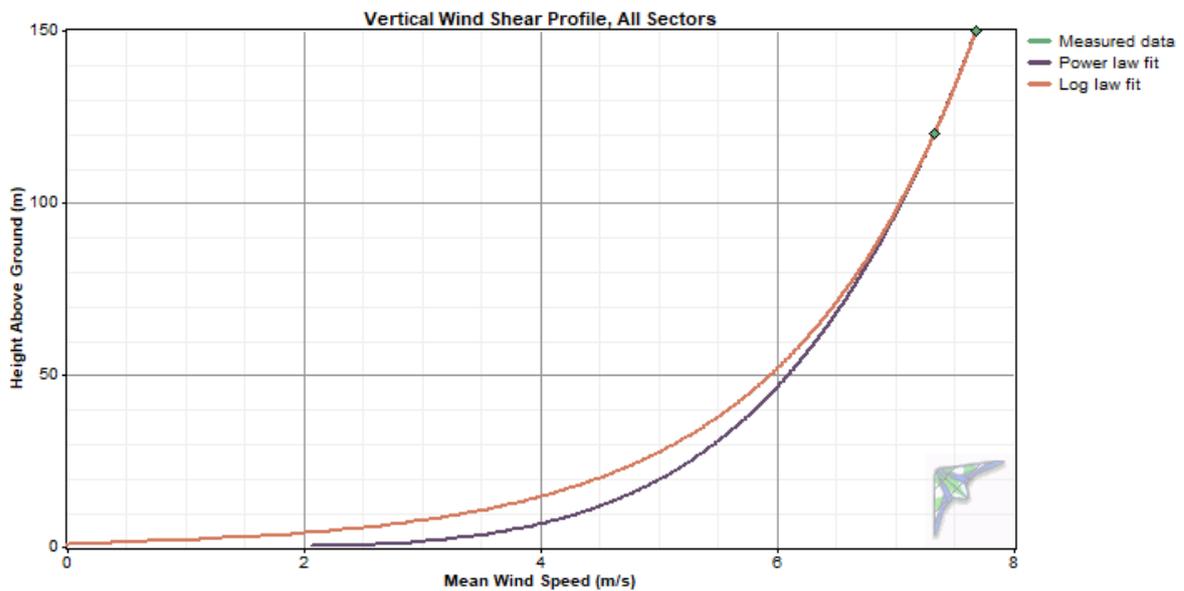


Figura 16. Variación de la velocidad media del viento con la altura (Windographer)

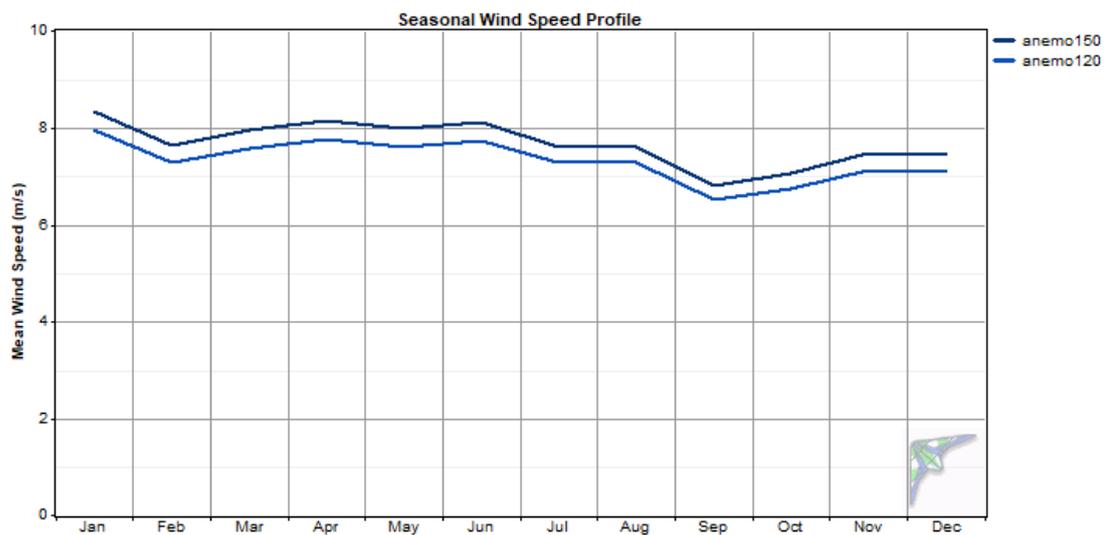


Figura 17. Variación de la velocidad media del viento según el mes (Windographer)

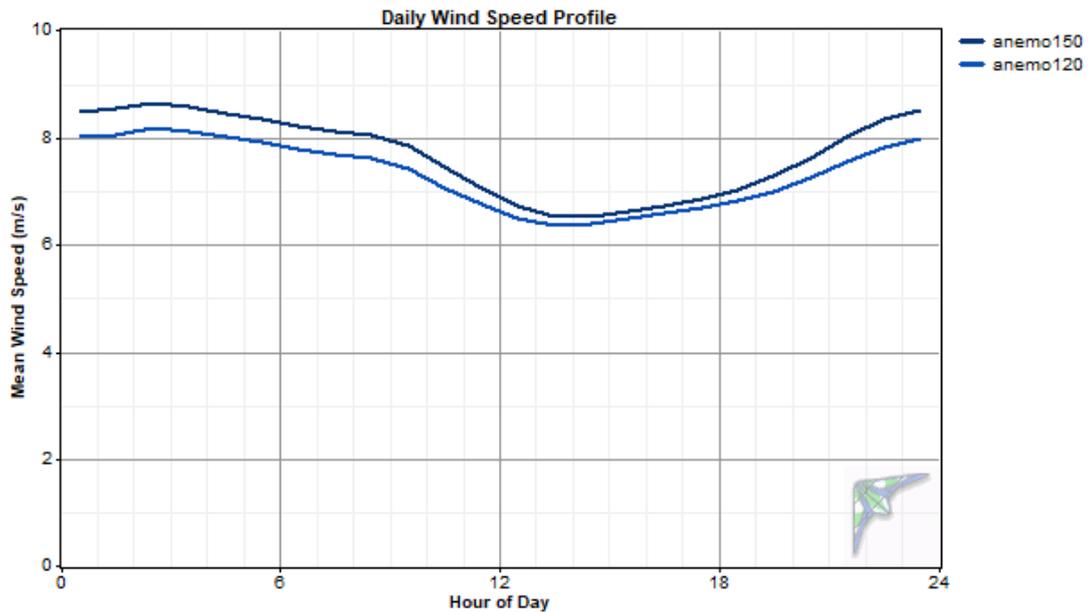


Figura 18. Variación de la velocidad media del viento según la hora (Windographer)

3.1.3 CONCLUSIONES

En conclusión, el emplazamiento analizado presenta un recurso eólico muy favorable con datos estadísticos sólidos y sin pérdidas de información. Asimismo, las condiciones de viento observadas permiten anticipar una producción de energía elevada, lo que refuerza la idoneidad del emplazamiento para la instalación del parque eólico seleccionado.

Concretamente, los datos registrados muestran que la velocidad media del viento es de 7,867 m/s a 150 metros y de 7,333 m/s a 120 metros, evidenciando aumento de velocidad con la altura, debido a una menor influencia de fricción con el terreno.

La velocidad máxima observada es de 29,8 m/s a 150 metros y a 120 metros es de 28,6 m/s.

El parámetro de forma de Weibull (k), con valores muy similares de 1,724 y 1,741 en ambas alturas, indica una distribución con alta variabilidad, que se traduce en una presencia significativa de periodos de viento débil alternado con rachas de mayor intensidad.

Por su parte, el parámetro de escala (c), con valores de 8,617 y 8,225, refleja un nivel característico de velocidad del viento en la zona y está directamente relacionado con el potencial de generación energética.

Además, las rosas de frecuencia, velocidad y energía muestran la dirección predominante del viento a 315° noroeste, por lo que la colocación de los aerogeneradores perpendicularmente se realiza a 45° .

Finalmente, la densidad de potencia eólica (603 W/m^2 a 150 m y 519 W/m^2 a 120 m) y el contenido energético medio anual (5.279 kWh/m^2 y 4.546 kWh/m^2 respectivamente) confirman que el emplazamiento dispone de un recurso eólico considerable, con un perfil de velocidad que, aunque presenta cierta irregularidad, es adecuado para una operación eficiente y rentable del parque eólico.

Capítulo 4. ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

En este capítulo se estima la producción energética del parque eólico mediante el uso del software WAsP, una herramienta ampliamente empleada en la industria que permite simular la implantación de aerogeneradores en un emplazamiento determinado.

A partir de los datos de viento obtenidos por la torre de medición, junto con los modelos de rugosidad del terreno y elevación (topografía), el programa obtiene el llamado viento regional o geostrófico. Este representa un viento idealizado que no está afectado por las condiciones locales como la orografía, topografía o rugosidad. A continuación, para obtener el comportamiento del viento en otro punto del emplazamiento, WAsP aplica correcciones en función de las características del terreno.

4.1 PREPARACIÓN DE DATOS PARA LA SIMULACIÓN EN WASP

Previamente a la simulación con WAsP, es necesario preparar ciertos datos fundamentales que el programa requiere para llevar a cabo un análisis preciso. Estos datos son:

- datos de viento
- mapas digitalizados de topografía y rugosidad
- curvas de potencia y coeficientes de empuje adaptadas a la densidad del emplazamiento
- posiciones de los aerogeneradores y de la torre.

4.1.1 ANÁLISIS DEL VIENTO CON CLIMATE ANALYST

Mediante la herramienta de WAsP Climate Analyst 3, se obtiene un análisis de datos de las series temporales de datos de viento proporcionados por la empresa Vortex.

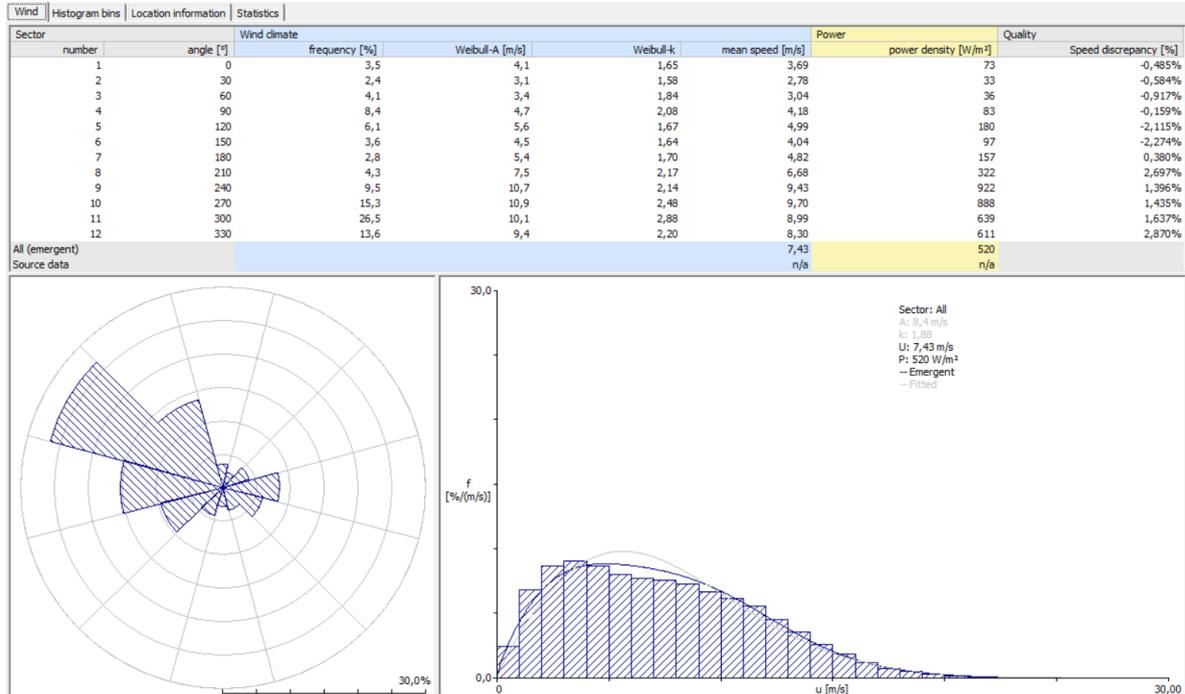


Figura 19. Análisis de datos a la altura de 120 metros (WAsP)

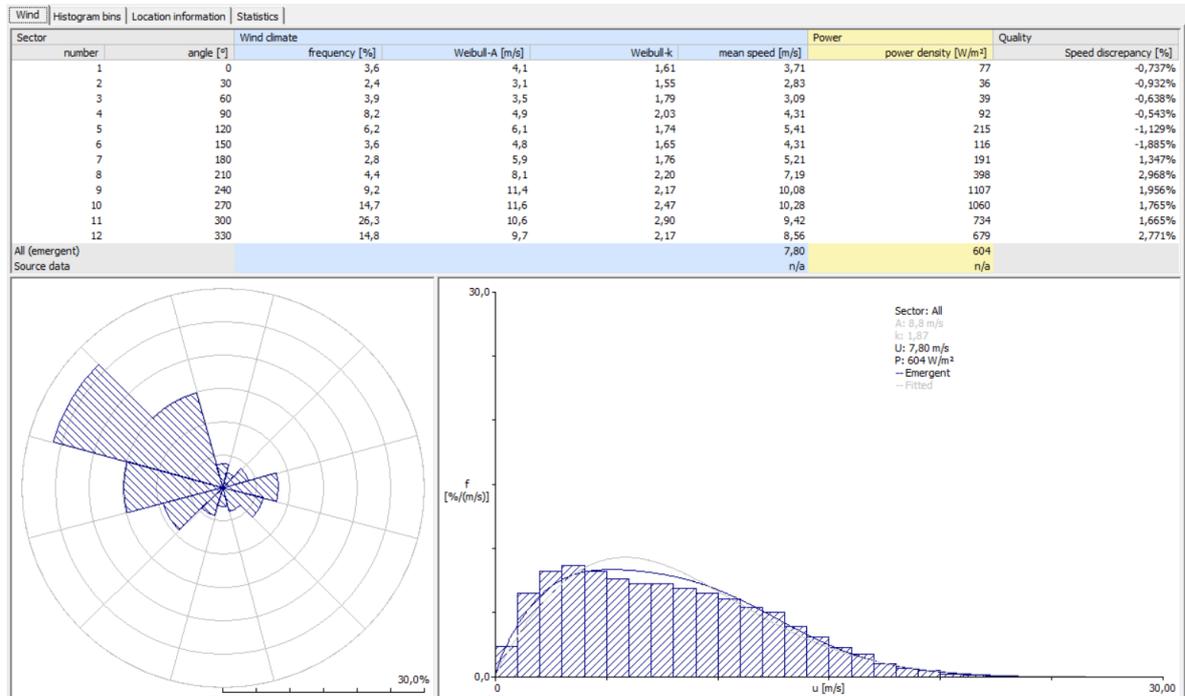


Figura 20. Análisis de datos a la altura de 150 metros (WAsP)

Una vez completado el análisis, se pasan estos datos a formato adecuado (.tap,) para que WAsP los pueda entender y utilizar en su modelo de simulación.

4.1.2 DIGITALIZACIÓN DE MAPAS TOPOGRÁFICOS Y DE RUGOSIDAD

Mediante la herramienta WAsP Map Editor, se digitalizan los mapas de topografía y rugosidad en las coordenadas.

La rugosidad se evalúa mediante el parámetro llamado longitud de rugosidad (Z_0), cuyo sentido físico es la altura a la cual la velocidad es cero cuando el viento tiene una variación logarítmica con la altura.

El terreno en las coordenadas es mayoritariamente de campo abierto, sin construcciones ni arbolado, al que se le asigna una longitud de rugosidad de 0.03 m. Mientras que las zonas de árboles se les asigna $Z_0=0.5m$, a los pueblos $Z_0=1m$ y las zonas de agua $Z_0=.0001m$

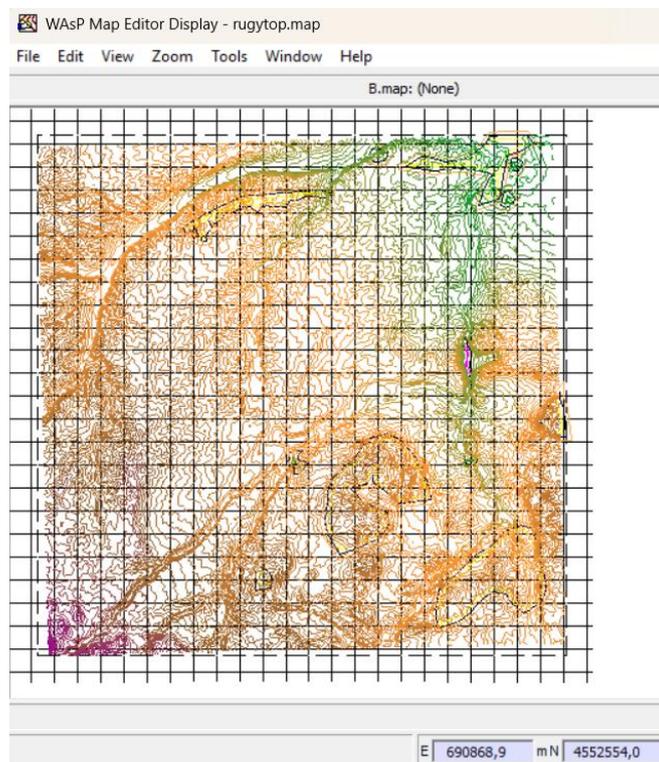


Figura 21. Topografía y rugosidad digitalizados (WAsP)

4.1.3 CURVAS DE POTENCIAS Y COEFICIENTES DE EMPUJE

La caracterización de un aerogenerador se hace a través de su curva de potencia, que relaciona la potencia que genera un aerogenerador y la velocidad del viento incidente.

Primero obtenemos la densidad del aire para posteriormente poder crear las curvas de potencia con WAsP.

	Elevación
Aerogenerador 1	792 m
Aerogenerador 2	782 m
Aerogenerador 3	756 m
Aerogenerador 4	749 m
Aerogenerador 5	741 m
Aerogenerador 6	739 m
Aerogenerador 7	735 m

Tabla 3. Elevación de los aerogeneradores.

Con la herramienta *Air Density Calculator* se calcula la densidad del aire.

En la Figura 22, se observa el cálculo con la herramienta, con una temperatura media de 15°, y la altitud media de los aerogeneradores (757 m) más la altura de buje (150 m), que resulta en una altitud de 907 metros. Resulta en una densidad del aire de 1,101 [kg/m³]

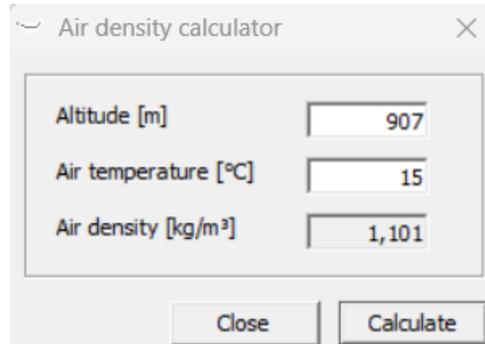


Figura 22. Captura Air density calculator (WAsP)

A continuación, mediante la herramienta *Wasp Turbine Editor*, se generan las curvas de potencia de las tres opciones de aerogeneradores. Estas curvas tienen una velocidad de arranque, seguida de una rampa ascendente hasta la velocidad nominal y luego se mantienen fija hasta la velocidad de desconexión.

Los datos de la potencia y coeficiente de empuje (C_t) de cada tipo de aerogenerador estándares fueron proporcionados previamente. No obstante, se tuvo que realizar una interpolación para ajustarlos al valor de densidad de aire de $1,101 \text{ [kg/m}^3\text{]}$, correspondiente a las condiciones locales del emplazamiento.

- Opción 1:

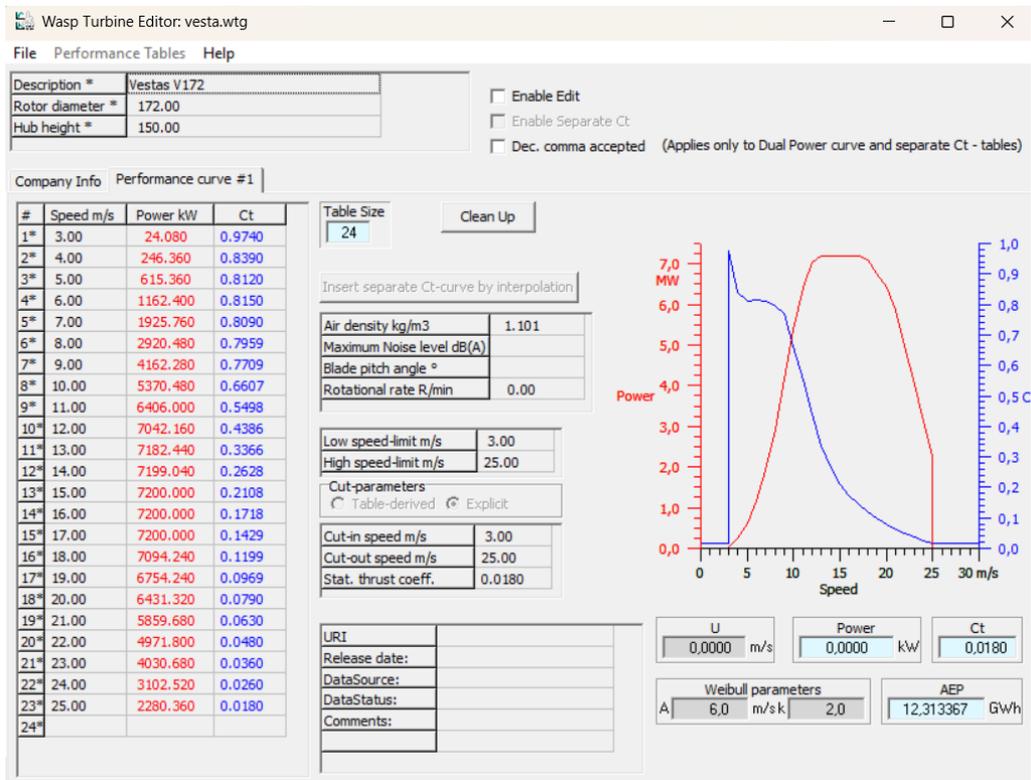


Figura 23. Vestas V172 (WAsP)

- Opción 2:

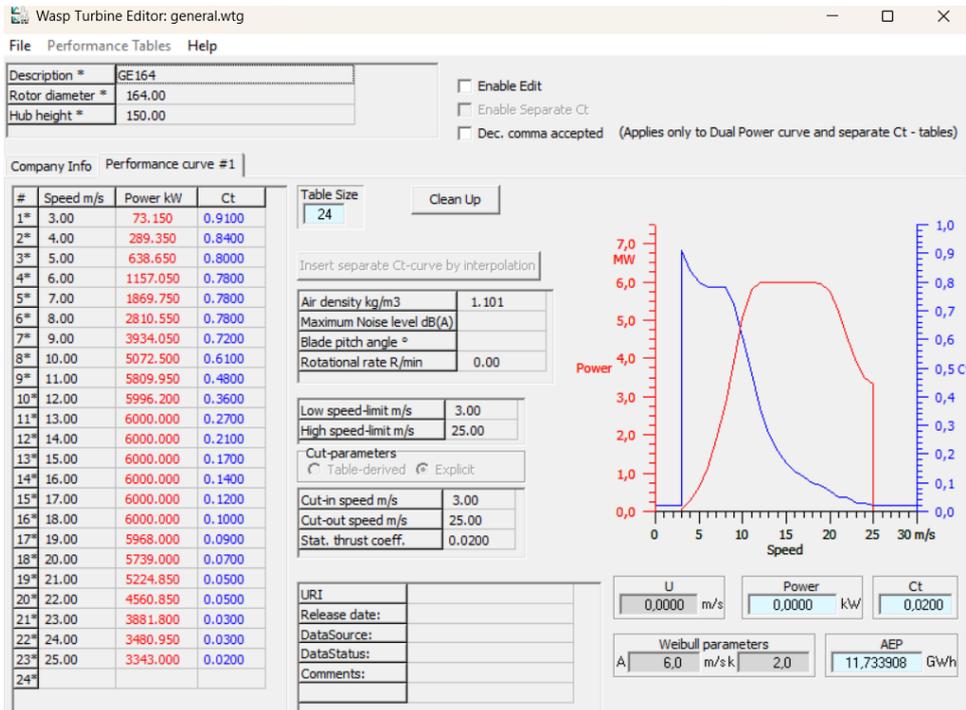


Figura 24. General Electric GE164 (WAsP)

Opción 3:

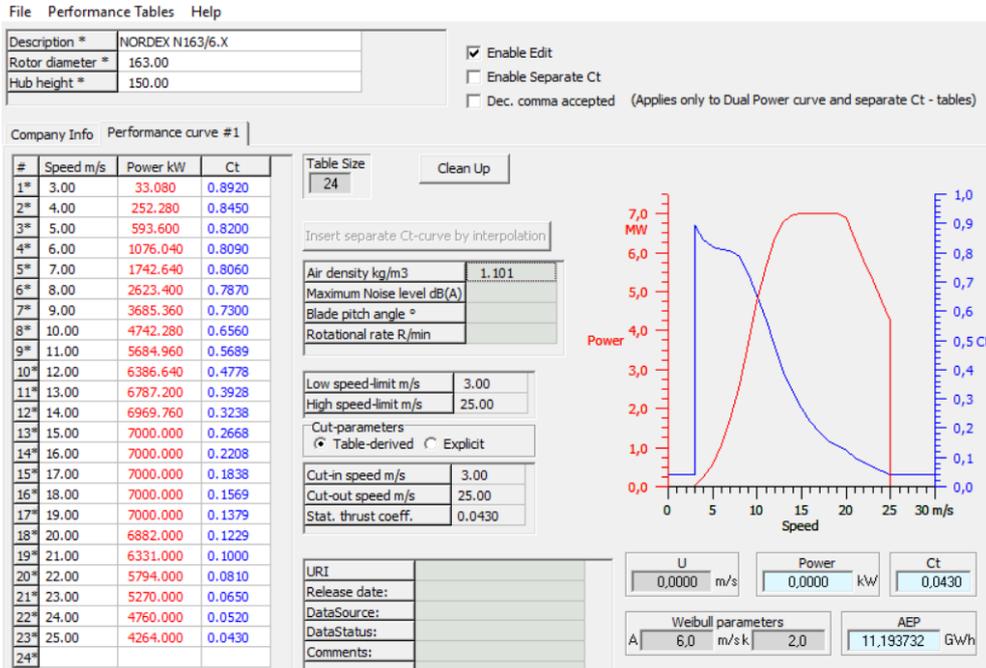


Figura 25. Nordex N163/6.X (WAsP)

4.1.4 POSICIÓN DE AEROGENERADORES Y ESTACIÓN DE MEDICIÓN

Tras la selección final del emplazamiento que responde a todos los criterios técnicos requeridos, se pasan a un archivo de texto las coordenadas geográficas obtenidas tanto de los aerogeneradores como de la estación, al sistema UTM (Universal Transverse Mercator). En concreto, en la zona 30N que es la correspondiente a Moyuela.

674218.41	4557312.0
674672.95	4557061.32
675122.79	4556802.74
675015.93	4558633.47
675480.41	4558344.74
675945.22	4558052.83
676406.79	4557760.40

Figura 26. Coordenadas en sistema UTM de los aerogeneradores

674636.48 4558026.14

Figura 27. Coordenadas en sistema UTM de la estación

4.2 ANÁLISIS DE DATOS TRAS LA SIMULACIÓN

A continuación, se lleva a cabo una simulación con WAsP, para las tres opciones de tecnologías, con el objetivo de encontrar la más efectiva en términos de mayor energía vertida a la red en las coordenadas seleccionadas.

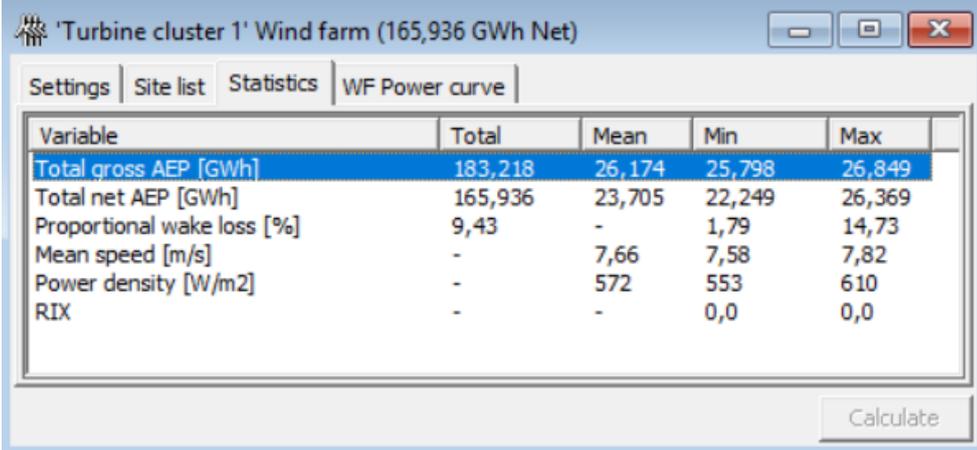
A partir de todos los datos previamente definidos, obtenemos la energía bruta (máxima cantidad de energía que produciría el parque eólico si los aerogeneradores estuvieran lo suficientemente distanciados para que no hubiera efecto estela, la estela de uno no afecte al siguiente), energía neta y las pérdidas por efecto estela (comprobando que sean entre el 5%-10%).

Finalmente, se realiza el cálculo de la energía vertida a la red, que definirá la mejor tecnología. Se trata de tener en cuenta las múltiples pérdidas que existen (eléctricas, indisponibilidad de los aerogeneradores y el incumplimiento de las curvas de potencia)

A continuación, se presenta el estudio detallado de las tres alternativas.

4.2.1 CALCULO PARQUE EÓLICO TECNOLOGÍA VESTAS

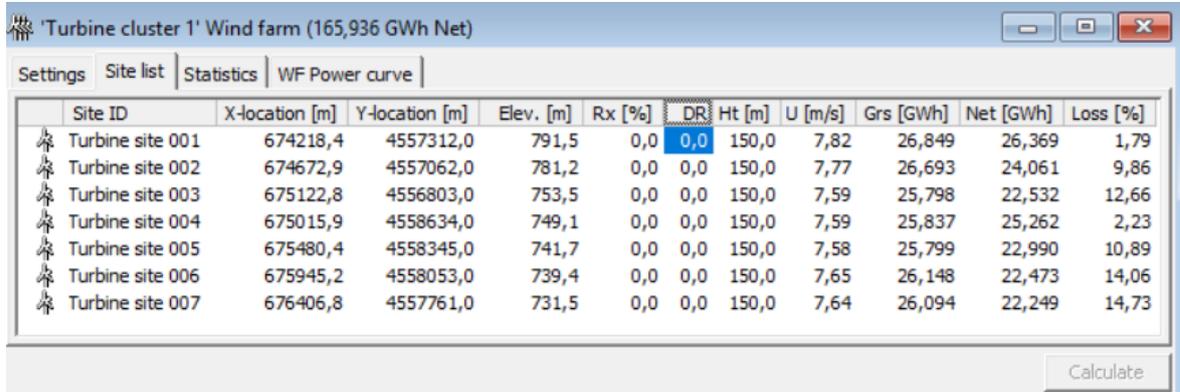
A continuación, se analizan los resultados obtenidos de la simulación del parque eólico utilizando aerogeneradores Vestas 172 a 150 metros de altura de buje. En las siguientes figuras y tablas, se presentan los datos agregados del parque, el comportamiento individual de cada aerogenerador, así como el rendimiento global de la instalación. Se pone especial atención en las pérdidas por efecto estela, al ajuste del modelo y al cálculo de la energía vertida a la red, aplicando el mismo escenario de pérdidas que permita la comparación con el resto de las tecnologías.



Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	183,218	26,174	25,798	26,849
Total net AEP [GWh]	165,936	23,705	22,249	26,369
Proportional wake loss [%]	9,43	-	1,79	14,73
Mean speed [m/s]	-	7,66	7,58	7,82
Power density [W/m ²]	-	572	553	610
RIX	-	-	0,0	0,0

Figura 28. Datos agregados del parque eólico (WAsP)

Las pérdidas asociadas al efecto estela son ligeramente superiores al valor óptimo, pero se mantienen dentro de los márgenes aceptables.



Site ID	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	Rx [%]	DR	Ht [m]	U [m/s]	GrS [GWh]	Net [GWh]	Loss [%]
Turbine site 001	674218,4	4557312,0	791,5	0,0	0,0	150,0	7,82	26,849	26,369	1,79
Turbine site 002	674672,9	4557062,0	781,2	0,0	0,0	150,0	7,77	26,693	24,061	9,86
Turbine site 003	675122,8	4556803,0	753,5	0,0	0,0	150,0	7,59	25,798	22,532	12,66
Turbine site 004	675015,9	4558634,0	749,1	0,0	0,0	150,0	7,59	25,837	25,262	2,23
Turbine site 005	675480,4	4558345,0	741,7	0,0	0,0	150,0	7,58	25,799	22,990	10,89
Turbine site 006	675945,2	4558053,0	739,4	0,0	0,0	150,0	7,65	26,148	22,473	14,06
Turbine site 007	676406,8	4557761,0	731,5	0,0	0,0	150,0	7,64	26,094	22,249	14,73

Figura 29. Datos para cada aerogenerador (WAsP)

El índice RIX y diferencial RD, permiten evaluar la calidad del ajuste del modelo. En este caso, ambos presentan valores cercanos a cero, lo que indica una buena precisión en el cálculo.

A continuación, en la Tabla 4, se calcula la energía vertida a la red. Para ello hay que tener en cuenta que no toda la energía eléctrica que produce cada aerogenerador alcanza la red eléctrica debido a la existencia de pérdidas. En primer lugar, tenemos los datos de energía bruta, neta y rendimiento.

Las pérdidas se calculan mediante un factor multiplicativo. Se tiene unas pérdidas eléctricas de 3%, las de disponibilidad por operación y mantenimiento de 2% y las de curva de potencia de 5%. Por tanto, se calculan las pérdidas de la siguiente forma:

$$Pt = 0,97 * 0,98 * 0,95 = 0,9037$$

Dicho factor multiplicado por la energía neta resulta en la energía vertida a la red. Dato observado en la siguiente tabla.

ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

Aerogenerador	Coordenada UTM [m]	Energía Bruta [MWh]	Energía Neta [MWh]	Rendimiento [%]
1	(674.218,4, 4.557.312,0)	26.848,78	26.368,65	98,21
2	(674.672,9, 4.557.062,0)	26.692,71	24.061,00	90,14
3	(6751.22,8, 4.556.803,0)	25.797,92	22.531,93	87,34
4	(675.015,9, 4.558.634,0)	25.837,24	25,261,58	97,77
5	(675.480,4, 4.558.345,0)	25.799,29	22.990,41	89,11
6	(675.945,2, 4.558.053,0)	26.147,74	22.472,59	85,94
7	(676.406,8, 4.557.761,0)	26.094,28	22.249,40	85,27
total	-	183.217,95	165.935,56	90,57

Escenario Pérdidas

	Pérdidas	Rendimiento
Eléctricas	3%	0,97
Indisponibilidad		
OyM	2%	0,98
Incumplimiento		
Cp	5%	0,95
Total		0,90307
Energía Vertida a Red (MWh/año)		149.851,43
Horas equivalentes anuales (h)		2.929
Factor de Capacidad (%)		33,43

Tabla 4. Cálculo energía vertida a la red

Si se quisiera ampliar el parque eólico, en la Figura 30, se han calculado las líneas isoventas de igual velocidad y en esas zonas se instalarían nuevos aerogeneradores.

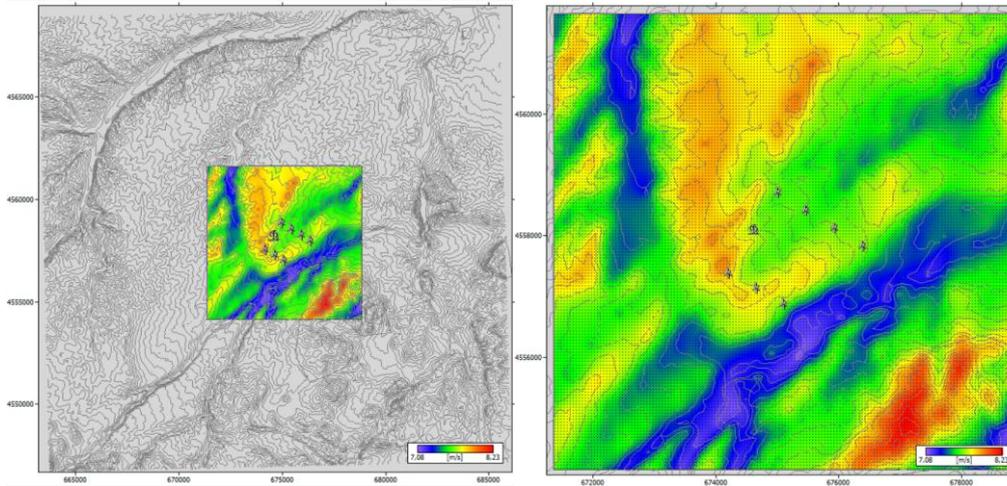
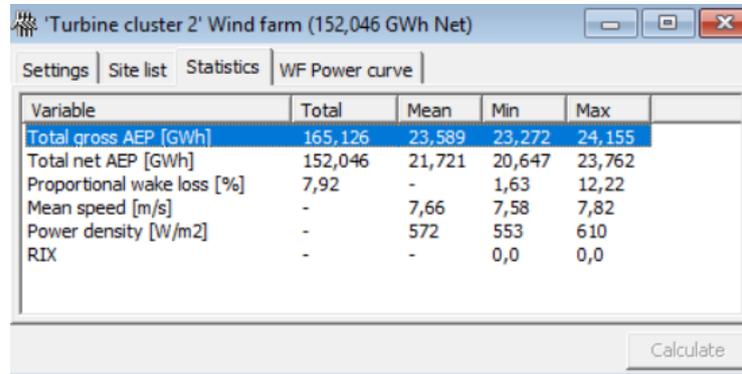


Figura 30. Mapa de líneas isoventas de la tecnología Vestas (V172)

4.2.2 CALCULO PARQUE EÓLICO TECNOLOGÍA GENERAL ELECTRIC (GE164)

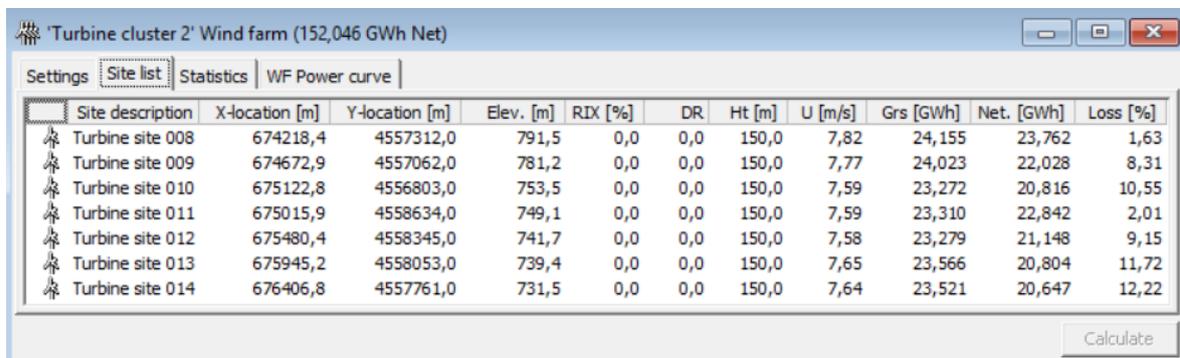
A continuación, se analizan los resultados obtenidos de la simulación del parque eólico utilizando aerogeneradores general Electric GE164 a 150 metros de altura de buje. En las siguientes figuras y tablas, se presentan los datos agregados del parque, el comportamiento individual de cada aerogenerador, así como el rendimiento global de la instalación. Se pone especial atención en las pérdidas por efecto estela, al ajuste del modelo y al cálculo de la energía vertida a la red, aplicando el mismo escenario de pérdidas que permita la comparación con el resto de las tecnologías.



Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	165,126	23,589	23,272	24,155
Total net AEP [GWh]	152,046	21,721	20,647	23,762
Proportional wake loss [%]	7,92	-	1,63	12,22
Mean speed [m/s]	-	7,66	7,58	7,82
Power density [W/m2]	-	572	553	610
RIX	-	-	0,0	0,0

Figura 31. Datos agregados del parque eólico (WAsP)

Las pérdidas asociadas al efecto estela son ligeramente superiores al valor óptimo, pero se mantienen dentro de los márgenes aceptables.



Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR	Ht [m]	U [m/s]	Grs [GWh]	Net. [GWh]	Loss [%]
Turbine site 008	674218,4	4557312,0	791,5	0,0	0,0	150,0	7,82	24,155	23,762	1,63
Turbine site 009	674672,9	4557062,0	781,2	0,0	0,0	150,0	7,77	24,023	22,028	8,31
Turbine site 010	675122,8	4556803,0	753,5	0,0	0,0	150,0	7,59	23,272	20,816	10,55
Turbine site 011	675015,9	4558634,0	749,1	0,0	0,0	150,0	7,59	23,310	22,842	2,01
Turbine site 012	675480,4	4558345,0	741,7	0,0	0,0	150,0	7,58	23,279	21,148	9,15
Turbine site 013	675945,2	4558053,0	739,4	0,0	0,0	150,0	7,65	23,566	20,804	11,72
Turbine site 014	676406,8	4557761,0	731,5	0,0	0,0	150,0	7,64	23,521	20,647	12,22

Figura 32. Datos para cada aerogenerador (WAsP)

El índice RIX y diferencial RD, permiten evaluar la calidad del ajuste del modelo. En este caso, ambos presentan valores cercanos a cero, lo que indica una buena precisión en el cálculo.

A continuación, en la Tabla 5, se calcula la energía vertida a la red. Para ello hay que tener en cuenta que no toda la energía eléctrica que produce cada aerogenerador alcanza la red

eléctrica debido a la existencia de pérdidas. En primer lugar, tenemos los datos de energía bruta, neta y rendimiento.

Las pérdidas se calculan mediante un factor multiplicativo. Se tiene unas pérdidas eléctricas de 3%, las de disponibilidad por operación y mantenimiento de 2% y las de curva de potencia de 5%. Por tanto, se calculan las pérdidas de la siguiente forma:

$$Pt = 0,97 * 0,98 * 0,95 = 0,9037$$

Dicho factor multiplicado por la energía neta resulta en la energía vertida a la red. Dato observado en la siguiente tabla.

Tecnología General Electric GE164 a 150 m de altura

Aerogenerador	Coordenada UTM [m]	Energía bruta [MWh]	Energía Neta [MWh]	Rendimiento [%]
1	(674.218,4, 4.557.312,0)	24.155,095	23,761.736	98,37
2	(674.672,9, 4.557.062,0)	24.023,388	22,028.093	91,69
3	(675.122,8, 4.556.803,0)	23.271,657	20,816.179	89,45
4	(675.015,9, 4.558.634,0)	23.310,270	22,841.614	97,99
5	(675.480,4, 4.558.345,0)	23.278,891	21,147.742	90,85
6	(675.945,2, 4.558.053,0)	23.565,842	20,803.801	88,28
7	(676.406,8, 4.557.761,0)	23.521,331	20,647.322	87,78
total	-	165.126,472	152,046.502	92,08

Escenario Pérdidas

	Perdidas	Rendimientos
Eléctricas	3%	0,97
Indisponibilidad OyM	2%	0,98
Incumplimiento Cp	5%	0,95
Total		0,90307
Energía Vertida a Red (MWh/año)		137.308,63
Horas equivalentes anuales (h)		3.253
Factor de Capacidad (%)		37,13

Tabla 5. Cálculo energía vertida a la red

Si se quisiera ampliar el parque eólico, en la Figura 33, se han calculado las líneas isoventas de igual velocidad y en esas zonas se instalarían nuevos aerogeneradores.

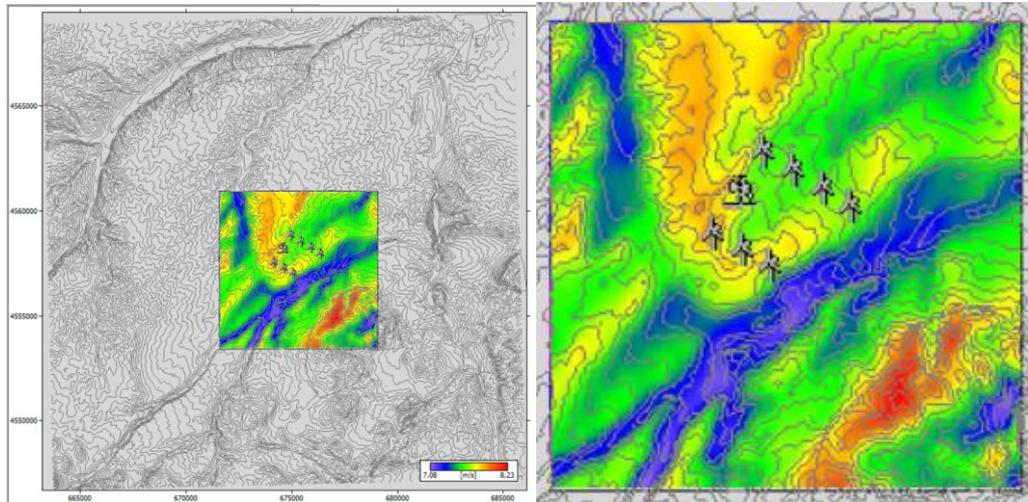
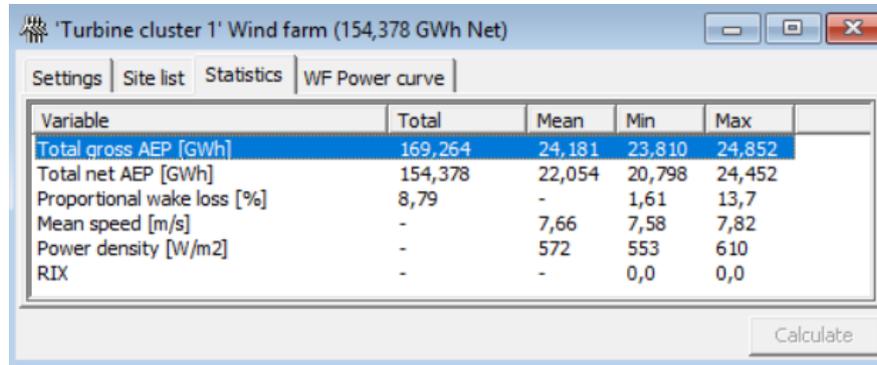


Figura 33. Mapa de líneas isoventas de la tecnología General Electric (WAsP)

4.2.3 CALCULO PARQUE EÓLICO TECNOLOGÍA NORDEX (N163/6.X)

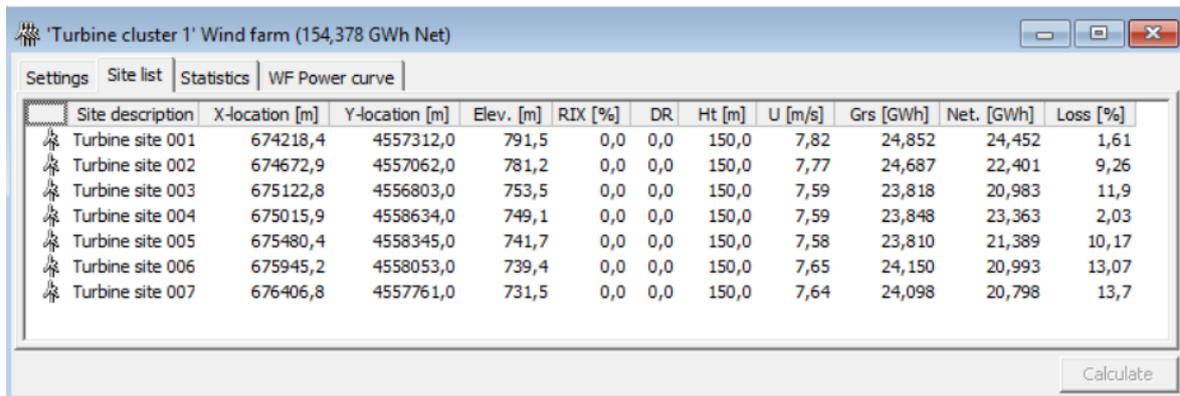
A continuación, se analizan los resultados obtenidos de la simulación del parque eólico utilizando aerogeneradores Nordex N163/6.X a 150 metros de altura de buje. En las siguientes figuras y tablas, se presentan los datos agregados del parque, el comportamiento individual de cada aerogenerador, así como el rendimiento global de la instalación. Se pone especial atención en las pérdidas por efecto estela, al ajuste del modelo y al cálculo de la energía vertida a la red, aplicando el mismo escenario de pérdidas que permita la comparación con el resto de las tecnologías.



Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	169,264	24,181	23,810	24,852
Total net AEP [GWh]	154,378	22,054	20,798	24,452
Proportional wake loss [%]	8,79	-	1,61	13,7
Mean speed [m/s]	-	7,66	7,58	7,82
Power density [W/m2]	-	572	553	610
RIX	-	-	0,0	0,0

Figura 34. Datos agregados del parque eólico (WAsP)

Las pérdidas asociadas al efecto estela son ligeramente superiores al valor óptimo, pero se mantienen dentro de los márgenes aceptables.



Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR	Ht [m]	U [m/s]	Grs [GWh]	Net. [GWh]	Loss [%]
Turbine site 001	674218,4	4557312,0	791,5	0,0	0,0	150,0	7,82	24,852	24,452	1,61
Turbine site 002	674672,9	4557062,0	781,2	0,0	0,0	150,0	7,77	24,687	22,401	9,26
Turbine site 003	675122,8	4556803,0	753,5	0,0	0,0	150,0	7,59	23,818	20,983	11,9
Turbine site 004	675015,9	4558634,0	749,1	0,0	0,0	150,0	7,59	23,848	23,363	2,03
Turbine site 005	675480,4	4558345,0	741,7	0,0	0,0	150,0	7,58	23,810	21,389	10,17
Turbine site 006	675945,2	4558053,0	739,4	0,0	0,0	150,0	7,65	24,150	20,993	13,07
Turbine site 007	676406,8	4557761,0	731,5	0,0	0,0	150,0	7,64	24,098	20,798	13,7

Figura 35. Datos para cada aerogenerador (WAsP)

Las pérdidas asociadas al efecto estela son ligeramente superiores al valor óptimo, pero se mantienen dentro de los márgenes aceptables.

El índice RIX y diferencial RD, permiten evaluar la calidad del ajuste del modelo. En este caso, ambos presentan valores cercanos a cero, lo que indica una buena precisión en el cálculo.

A continuación, en la Tabla 6, se calcula la energía vertida a la red. Para ello hay que tener en cuenta que no toda la energía eléctrica que produce cada aerogenerador alcanza la red eléctrica debido a la existencia de pérdidas. En primer lugar, tenemos los datos de energía bruta, neta y rendimiento.

Las pérdidas se calculan mediante un factor multiplicativo. Se tiene unas pérdidas eléctricas de 3%, las de disponibilidad por operación y mantenimiento de 2% y las de curva de potencia de 5%. Por tanto, se calculan las pérdidas de la siguiente forma:

$$Pt = 0,97 * 0,98 * 0,95 = 0,9037$$

Dicho factor multiplicado por la energía neta resulta en la energía vertida a la red. Dato observado en la siguiente tabla.

Tecnología Nordex N163/6.X a 150 m de altura

Aerogenerador	Coordenada UTM [m]	Energía Bruta [MWh]	Energía Neta [MWh]	Rendimiento [%]
1	(674.218,4, 4.557.312,0)	24.852,37	24.451,62	98,39
2	(674.672,9, 4.557.062,0)	24.687,41	22.400,98	90,74
3	(675.122,8, 4.556.803,0)	23.818,28	20.982,71	88,1
4	(675.015,9, 4.558.634,0)	23.847,57	23.363,23	97,97
5	(675.480,4, 4.558.345,0)	23.810,49	21.388,95	89,83
6	(675.945,2, 4.558.053,0)	24.149,91	20.992,69	86,93
7	(676.406,8, 4.557.761,0)	24.098,28	20.797,62	86,3
total	-	169.264,32	154.377,81	91,21

Escenario
Pérdidas

	Perdidas	Rendimiento
Eléctricas	3%	0,97
Indisponibilidad OyM	2%	0,98
Incumplimiento Cp	5%	0,95
Total		0,90307
Energía Vertida a Red (MWh/año)		139.413,97
Horas equivalentes anuales (h)		3.212
Factor de Capacidad (%)		36,67

Tabla 6. Cálculo energía vertida a la red

Si se quisiera ampliar el parque eólico, en la Figura 36, se han calculado las líneas isoventas de igual velocidad y en esas zonas se instalarían nuevos aerogeneradores.

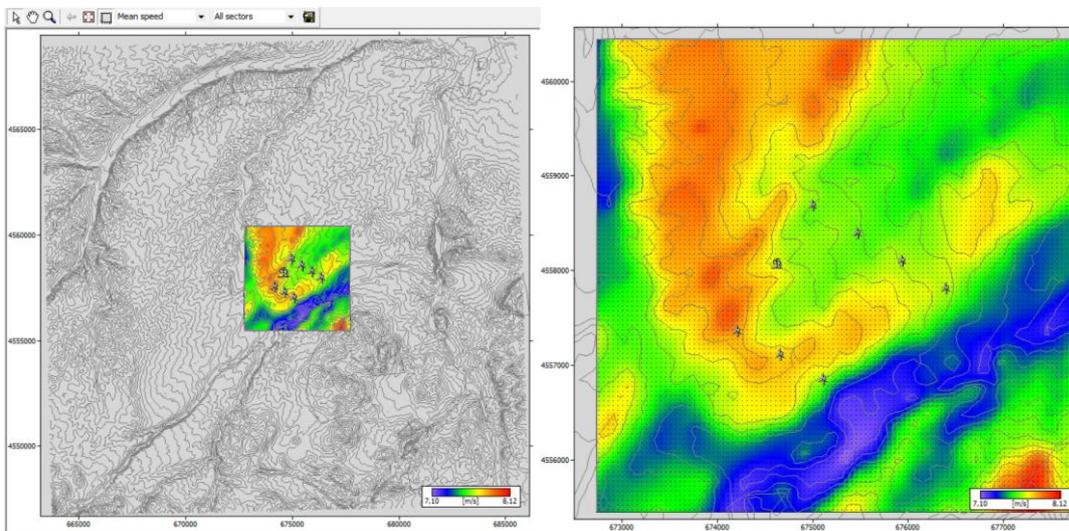


Figura 36. Mapa de líneas isoventas de la tecnología NORDEX (WAsP)

4.3 CONCLUSIONES

Tras la simulación con el software WAsP para las tres tecnologías consideradas (Vestas V172, General Electric GE 164, y Nordex N163/6.X), se han obtenido los siguientes resultados recogidos en la siguiente tabla.

TABLA RESUMEN TECNOLOGÍAS A 150 M DE ALTURA

Tecnologías	Energía Vertida a Red (MWh/año)	Factor de Capacidad (%)	Nº de generadores	Potencia unitaria (MW)	Potencia total (MW)

ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

Vestas V172	149.851,43	39,42	7	7,2	50,4
General Electric GE164	137.308,63	36,12	7	6,03	42,21
Nordex N163/6.X	139.413,97	36,67	7	6,8	47,6

Tabla 7. Resumen cálculos

Se concluye que la alternativa con mejor rendimiento y más efectiva para este emplazamiento es la tecnología Vestas V172, con una energía vertida anual estimada de 149.851,43 MWh al año.

Sus pérdidas por efecto estela se sitúan dentro de los márgenes aceptables y presenta un índice RIX de valor 0, lo que confirma la validez del cálculo.

Por tanto, se tendrá un parque eólico compuesto por 7 aerogeneradores de 7,2 MW de potencia cada uno. La potencia instalada total será de 50,4 MW a una altura de buje de 150 metros y un diámetro de para de 172 metros.

Capítulo 5. DESCRIPCIÓN AEROGENERADOR

En este capítulo se van a describir los datos generales del aerogenerador elegido: Vestas V172 – 7.2 MW.



Figura 37. Aerogenerador Vestas V172 (vestas.com)

El modelo seleccionado está diseñado para emplazamientos con condiciones de viento específicas dentro de la clase IEC S. Ofrece una alta capacidad de generación con un diseño optimizado para maximizar la eficiencia energética. A continuación, se presentan las características de diseño mecánico, extraídas de las fichas técnicas. [26]

5.1 DISEÑO MECÁNICO

El aerogenerador presenta un diseño robusto y eficiente, con una configuración de tres palas montadas sobre un buje central. Las palas están controladas por el sistema de control de paso con microprocesador OptiTip.

A continuación, se presenta en las principales características de carácter mecánico.

DESCRIPCIÓN AEROGENERADOR

DATOS ROTOR	
Diámetro	172 m
Área de barrido	23.235 m ²
Rango velocidad dinámica	4,3 - 12,1 rpm
Dirección de rotación	Horaria (vista frontal)
Orientación	Contra el viento
Inclinación	6°
Nº de palas	6°
Frenos aerodinámicos	Con plumaje completo

DATOS PALAS	
Longitud	84,35 m
Cuerda máxima	4,3 m
Cuerda a 90% del radio	1,25 m
Descripción	Carcasa aerodinámica estructural
Material	Poliéster reforzado con fibra de vidrio, fibras de carbono y tiras desviadoras metálicas
Conexión	Raíces de acero insertadas
Perfiles aerodinámicos	Perfil de alta sustentación

DATOS SISTEMA DE REGULACIÓN	
Tipo	Hidráulico
Numero	1 cilindro por pala
Rango	de -5° a 95°

SISTEMA HIDRÁULICO	
Bomba principal	Bombas de aceite de engranajes internos redundantes
Presión	Max. 260 bar
Filtración	3 µm (absoluto) - 40µm en línea

BUJE	
Tipo	Carcasa esférica
Material	Hierro fundido

EJE PRINCIPAL	
Descripción tipo	Eje hueco
Material	Hierro fundido

DESCRIPCIÓN AEROGENERADOR

COJINETE PRINCIPAL	
Tipo	Rodamientos
Lubricación	Circulación de aceite

CAJA DE ENGRANAJES	
Tipo	2 etapas planetarias
Material de la carcasa del engranaje	Fundición
Sistema de lubricación	Aceite de presión
Volumen total de aceite para engranajes	900-1100L
Códigos de limpieza del aceite	ISO 4406-/15/12

COJINETES DEL GENERADOR	
Tipo	Rodillos
Lubricación	Aceite

Tabla 8. Características Vestas V172

Las torres de acero tubular que constan de secciones de acero unidas con bridas y las torres híbridas de hormigón (CHT) que constan de una parte de inferior de hormigón con una pieza de transición hacia una parte superior de acero tubular, están disponibles de serie para varias configuraciones de aerogeneradores y opciones de altura de buje. Además, incluyen componentes internos modulares, que están certificados según las homologías de tipo pertinentes.

Las alturas de buje incluyen una distancia desde la brida superior de la torre hasta el centro del buje de 2,5 metros aproximadamente.

Capítulo 6. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PARQUE EÓLICO

El parque eólico de Moyuela, está ubicado en Campos de Belchite, (provincia de Zaragoza). Está integrado por 7 aerogeneradores tripala de velocidad variable, de 7,2 MW de potencia nominal unitaria, convenientemente distribuido, limitando la potencia eléctrica total instalada a 50,4 MW.

Cada aerogenerador genera energía a 690V, la cual se eleva a 30kV mediante el transformador de potencia situado en el interior de la torre. Posteriormente la energía se conduce a través de la ted subterránea de media tensión hasta la subestación eléctrica, donde se eleva a 220kV para su evacuación a la red de transporte.

Los aerogeneradores se conectan entre sí mediante conductores enterrados y celdas de media tensión, constituyendo así la red interna de evacuación. Dicha red se prolonga hasta la subestación del parque, donde se ubican los equipos de protección medida y transformación necesarios para la interconexión con la red eléctrica.

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

Principales Características Técnicas Parque eólico de Moyuela	
Numero de aerogeneradores	7
Potencia nominal unitaria (kW)	7.2
Potencia total instalada (kW)	50,4
Altura de buje (m)	150
Diámetro del rotor (m)	172
Producción media bruta (MWh/año)	149.851,43
Horas equivalentes anuales (h)	2.929

Tabla 9. Principales características técnicas del parque.

Capítulo 7. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS

En este capítulo se desarrollan las infraestructuras de instalación eléctrica necesarias para el funcionamiento de un parque eólico. Estas hacen posible el transporte de energía generada hasta el punto de evacuación a la red. El aerogenerador genera energía eléctrica en baja tensión, concretamente a 720V, en forma de corriente alterna trifásica. Esta energía se transporta desde el generador, ubicado en la góndola, hasta el centro de transformación situado en la base de la torre. Las principales son:

- Conductores de diversos tipos (de media tensión, de tierra o de fibra óptica), dispuestos las zanjas subterráneas junto a los caminos de acero, como se explicó en el apartado anterior.
- Subestación eléctrica de media/alta tensión, encargada de elevar la tensión de generación a la adecuada para su evacuación a la red.
- Si es necesario, una línea eléctrica aérea de media tensión.

El sistema eléctrico de un parque eólico opera en distintos niveles de tensión:

- En primer lugar, cada aerogenerador trabaja a baja tensión, generalmente en el orden de 400/700 V, dependiendo del fabricante
- Esta energía pasa a través de un transformador que eleva de baja a media tensión
- Posteriormente, se agrupan los aerogeneradores en diversos grupos de para formar circuitos con líneas de generación independientes, conectados entre sí mediante cabinas de interconexión en media tensión.
- Estos circuitos trifásicos se canalizan en zanjas hasta la subestación eléctrica del parque, donde llega el llamado embarrado de media tensión que actúa como colector principal de energía eléctrica.
- A partir de ahí hay un transformador que eleva de media a alta la tensión, permitiendo la evacuación de energía a través de una línea eléctrica hasta el punto de interconexión con la red de transporte o distribución.

7.1.1 GENERADOR

Se trata de un generador trifásico de imanes permanentes conectado a la red a través de un convertidor a escala real. La carcasa del generador permite la circulación de aire de refrigeración dentro del estator y el rotor.

DATOS GENERADOR	
Tipo	Síncrono de imanes permanentes
Potencia nominal	7.200 kW
Rango de frecuencia	0-126Hz
Voltaje, estator	3 x 800V
Nº de polos	36
Tipo de devanado	Impregnación presurizada al vacío
Conexión del devanado	Estrella
Rango de velocidad operativa	0-420 rpm
Límite de sobre velocidad	660 rpm
Sensores de temperatura	PT100 colocados en los puntos calientes del estator
Clase de aislamiento	H
Carcasa	IP54

Tabla 10. Datos generadores.

7.2 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN DEL AEROGENERADOR

Los centros de transformación están constituidos por un transformador de baja/media tensión junto a las celdas de media tensión, y pueden situarse tanto dentro como fuera de la torre del aerogenerador.

En el capítulo anterior, se ha descrito como el aerogenerador Vestas V172 genera energía eléctrica en baja tensión mediante un generador síncrono de imanes permanentes y conectado a la red a través de un convertidor a escala real ubicado en la góndola. Este sistema convierte la energía en corriente alterna de frecuencia variable del generador en energía CA

de frecuencia fija con los niveles de potencia activa y reactiva deseados, adecuados para la red.

Los aerogeneradores operan a una tensión de 800V, y mediante el convertidor, se reduce su tensión a 720V, valor de la tensión nominal de salida hacia el transformador.

Se encuentra localizado en el compartimento lateral, ubicado en una sala de transformadores separada con acceso a través de un sistema de enclavamiento.

7.2.1 CONVERTIDOR

El convertidor es un sistema a gran escala que controla tanto el generador como la energía suministrada a la red. Consta de 4 unidades convertidores del lado de la máquina y 4 del lado de la línea que funcionan en paralelo con un controlador común.

Está ubicado en la góndola y tiene una tensión nominal de la red de 720 V.

DATOS CONVERTIDOR	
Potencia aparente nominal tensión de 1 p.u.	7750 kVa
Tensión nominal de la red	3 x 720V
Tensión nominal del generador	3 x 800V
Corriente nominal de la red a tensión 1 p.u.	6488 A
Carcasa	IP54

Tabla 11. Datos convertidores.

7.2.2 TRANSFORMADOR BAJA/MEDIA TENSIÓN

Posteriormente, un transformador trifásico de tres ramas y dos devanados, descrito en el capítulo anterior, elevará los 720 V a 30kV, permitiendo el transporte de la energía generada a través de la red interna del parque y su posterior evacuación hacia la subestación.

Este transformador se compone de una parte activa y una envolvente y dieléctrico:

- La parte activa constituye el sistema de transformación de energía. Formada por el núcleo ferromagnético, los arrollamientos y las conexiones de baja y media tensión.
- La envolvente y sistema dieléctrico garantizan el aislamiento eléctrico y refrigeración.

Está diseñado según las normas IEC (60076-1, 60076-16, 61936-1).

DATOS TRANSFORMADOR	
Tipo	Sumergido en líquido de diseño ecológico
Disposición básica	Trifásico de dos devanados
Potencia nominal	63 MVA
Sistema de expansión	Sellado
Potencia reactiva en vacío	21 kVar
Potencia reactiva en plena carga	882 kVar
Frecuencia	50Hz (España)
Grupo vectorial	Dyn11
Tensión nominal lado red	30 kV
Tensión nominal lado turbina	720 V

Tabla 12. Datos transformadores.

7.2.3 CELDAS MEDIA TENSIÓN

A continuación del transformador se conectan celdas de media tensión, localizadas debajo de los aerogeneradores, cuya función es aislar o proteger el lado de media tensión y la línea de generación en caso de haber algún problema en algún equipo.

Su diseño se realiza en base a la intensidad nominal y la de cortocircuito de media tensión. En este proyecto va a ser de 30/36 kV de tensión nominal/máxima y valor eficaz de la intensidad de cortocircuito 1s de 16 kA.

Según el fabricante, las celdas serán tipo DVCAS, utilizando SF₆ como aislante debido a la reducción de espacio respecto al aire.



Figura 38. Celda DVCAS (catálogo celdas).

DATOS CELDAS	
Tipo	DVCAS
Tensión	36 kV
Frecuencia	50 Hz (España)
Intensidad nominal	630 A
Corriente admisible de corta duración asignada	20/3kA - 25/1kA
Corriente admisible de cresta asignada	50 / 52 kA - 62,5/65 kA

Tabla 13. Características generales de las celdas.

En este proyecto se usan 3 tipos de celdas:

- Tipo 1: Presentes en la posición inicial de línea de generación (0L +1L)

Se utiliza en el primer aerogenerador de un circuito. Dispone de una celda de salida (0L) y una de entrada (1V).

- Tipo 2: Presentes en la posición intermedia entre dos aerogeneradores de una línea de generación (0L +1L + 1P)

Se utiliza cuando el aerogenerador se encuentra entre otros dos dentro del mismo circuito. Añade una celda de protección (1P) para garantizar la selectividad ante fallos.

- Tipo 3: Presentes en la posición intermedia entre más de dos aerogeneradores de una línea de generación (0L +2L + 1P)

Se utiliza cuando el aerogenerador recibe otros dos.

El parque eólico se compone de 3 líneas observadas en la Figura 39. La primera compuesta por los aerogeneradores 1, 2 y 3, la segunda por los aerogeneradores 4 y 5, y la tercera por el 6 y el 7. En la Tabla 14, se ven los tipos de celdas que componen el parque eólico.



Figura 39. Líneas parque eólico.

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

Tabla 14. Tipos de celdas en cada aerogenerador.

7.3 CABLES DE MEDIA TENSIÓN

La red del parque eólico está constituida por cables encargados de transportar la energía desde los centros de transformación de los aerogeneradores hasta la subestación de evacuación.

El diseño cumple con lo establecido del Real Decreto 223/2008, que aprueba las condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, y siguiendo los criterios establecidos en la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT-06, relativa a líneas subterráneas con cables aislados.

Para elegir la tensión nominal de los cables se utiliza la Tabla 15; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Para ello se considera cual es la tensión máxima que soportaría el cable durante un periodo largo. En este proyecto serán 36 kV, seleccionando cables de categoría 18/30 kV conforme a la norma IEC60502.

Red sistema trifásico			Cable a utilizar Campo radial. Tensión nominal del cable U_0/U (kV)
Tensión nominal U (kV)	Tensión más elevada de la red U_m (kV)	Categoría de la red	
3	3.6	A-B	1.8/3
		C	
6	7.2	A-B	3.6/6
		C	
10	12	A-B	6/10
		C	
15	17.5	A-B	8.7/15
		C	
20	24	A-B	12/20
		C	
25	30	A-B	15/25
		C	
30	36	A-B	18/30
		C	
45	52	A-B	26/45

U_0 : Tensión fase-neutro (o tensión simple)

U : Tensión entre fases (o tensión compuesta)

$U_0=U/\sqrt{3}$

Tabla 15. Norma IEC60502.

Los cables son aislados, formados generalmente por varias capas con funciones distintas. La principal es la 3, la capa de aislamiento que soporta el campo eléctrico para la transmisión de la energía eléctrica, y está hecha de etileno-propileno de alto gradiente (HEPR) o polietileno reticulado (XLPE).

Para este proyecto se han seleccionado cables unipolares de aluminio con aislamiento XLPE y de sección de 400 mm², categoría 18/30 kV, cumpliendo con la norma IEC 60502 y la UNE21123.

La elección se ha basado en el cálculo de la intensidad máxima a transportar (hasta 461,88 amperios en línea más exigente), así como la aplicación de factores de corrección térmica, de agrupamiento y profundidad establecidos por la ITC-LAT-06. Aunque los cálculos realizados proporcionan distintas secciones óptimas según el tramo, se ha decidido dimensionar toda la red con la sección máxima calculada con el objetivo de simplificar el diseño, facilitar el tendido de los conductores y unificar la gestión de materiales y repuestos.

Los cálculos de caída de tensión realizados para cada línea del parque muestran valores muy por debajo del límite, siendo todos inferiores al 0,5%, lo que garantiza un funcionamiento eficiente del sistema. Además, las pérdidas de potencia se mantienen por debajo del 0,25% cumpliendo los requisitos.

El desarrollo completo de los cálculos de puede consultar en el *Anexo II: Cálculos Justificativos*.

7.4 CABLES DE PUESTA A TIERRA

Los cables de tierra tienen como objetivo proteger a las personas y a la instalación y compatibilidad electromagnética. Para el diseño se sigue la norma IEEE – 80.

Dichos cables se alojan en las zanjas y en las excavaciones de las cimentaciones de los aerogeneradores. Y se crea una red de tierras única que une todos los aerogeneradores con la red de tierras del edificio central.

En este proyecto, el conductor de tierra será de cobre desnudo de sección 50 mm².

7.5 CABLES DE FIBRA ÓPTICA

Son los encargados de transmitir las señales de comunicaciones de los diferentes aerogeneradores hacia el ordenador de control ubicado en el edificio de control. Existen dos tipos: monomodo (para largas distancias) y multimodo (para cortas distancias).

En este proyecto se eligen cables de fibra óptica monomodo SMF-G652 [16], pues los aerogeneradores están separados del orden de cientos de metros. Son de salto de índice y están optimizadas para su uso en la longitud de onda de 1310 nm.

Las características se presentan en la siguiente tabla.

DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS

PROPIEDADES GEOMÉTRICAS / MECÁNICAS	G.652.D
Diámetro Revestimiento	$125 \pm 0.7 \mu\text{m}$
Concentricidad Núcleo / Revestimiento	$\leq 0.5 \mu\text{m}$
No Circularidad Revestimiento	$\leq 0.7 \%$
Diámetro Recubrimiento Primario	$242 \pm 7 \mu\text{m}$
No Circularidad Recubrimiento Primario	$\leq 5 \%$
Concentricidad Recubrimiento Primario / Revestimiento	$\leq 12 \mu\text{m}$
Proof Test	$\geq 8.8 \text{ N} / \geq 1 \% / \geq 100 \text{ Kpsi}$

PROPIEDADES ÓPTICAS		G.652.D
Diámetro Campo Modal (μm)	1310 nm	$(8.9 - 9.2) \pm 0.4$
	1550 nm	$(9.9 - 10.4) \pm 0.5$
Coeficiente Atenuación (dB/Km)	1310 nm	≤ 0.35
	1383 nm	≤ 0.35
	1460 nm	≤ 0.25
	1550 nm	≤ 0.21
	1625 nm	< 0.23
Dispersión Cromática (ps/nm.Km)	1285 – 1330 nm	$\leq 3.5 $
	1550 nm	≤ 18
	1625 nm	≤ 22
Longitud Onda Cero Dispersión (nm)		1300 - 1322
Pendiente Dispersión Cero (ps / nm ² Km)		≤ 0.092
Índice Refracción	1310 nm	1.467
	1550 nm	1.468
Longitud Onda Corte Cable (nm)	Cableado	≤ 1260
PMD (ps / (ps/ $\sqrt{\text{Km}}$))	1550 nm	< 0.1

Propiedades conforme a ITU-T G.652.D, IEC 60793-2-50 B.1.3, ISO/IEC 11801, ISO/IEC 24702, EN 50173, Telcordia GR-20-CORE, ANSI/ICEA S-87-640 y RUS 7CFR 1755.900.

Tabla 16. Características fibra óptica seleccionada.

7.6 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA MT/AT

La subestación eléctrica es una instalación eléctrica en donde se transforma la media tensión de las líneas de generación en alta tensión mediante un transformador de potencia elevador, que es el elemento principal.

En este parque está ubicada en las siguientes coordenadas UTM:

	COORDENADAS UTM	
	X	Y
SUBESTACIÓN	674.636,48	4.558.026,14

Tabla 17. Coordenadas de la subestación.

Está compuesta por zonas principal de tensión:

- El nivel de media tensión instalado dentro del edificio de control
- El nivel de alta tensión instalada en el exterior o dentro si se trata de una instalación blindada.

En el Plano 5, se representa el diagrama unifilar de zona de media tensión. En él se puede observar:

- Un embarrado de media tensión que actúa como colector de energía, recogiendo la producción de los distintos grupos de aerogeneradores.
- Una cabina de conexión, equipada con interruptores, seccionadores, así como transformadores de tensión e intensidad y protecciones, (estos últimos no representados en el esquema).
- A continuación, se sitúa el transformador de potencia, conectado al embarrado y protegido mediante su propio un interruptor y seccionador.

En el nivel de alta tensión se dispone:

- Una autoválvula (pararrayos), para la protección frente a sobretensiones.
- Un interruptor de alta tensión, seguido de dos transformadores de intensidad y tensión que reducen las magnitudes eléctricas para alimentar los contadores de energía y los sistemas de protección.
- Un seccionador para abrir un circuito en vacío.
- Una segunda autoválvula y finalmente un pórtico salida que conecta con la línea de evacuación hacia el punto de conexión con la red.

7.6.1 SISTEMA DE PROTECCIONES

Con el fin de evitar averías que comprometan la operación del parque eólico, la subestación eléctrica incorpora sistemas o relés de protección. Estos dispositivos miden magnitudes eléctricas (como intensidad, tensión o frecuencia) y, si detectan que su valor se desvía de los rangos establecidos, envían una señal de disparo para abrir el interruptor asociado, desconectando así el equipo afectado y evitando daños mayores. inhabiliten el parque, es necesario los llamados relés de protecciones.

Se organizan en función de su ubicación y función dentro de la instalación, algunas a destacar son:

- Protección en la red de media tensión:
 - Relés 50/51 (sobrecorrientes y cortocircuito fases)
 - Relés 50N/51N (sobrecorriente y cortocircuito neutro)
 - Relé 59 (sobretensión)
 - Relé 27 (subtensión)
- Protección del transformador de potencia
 - Relé 87T (diferencial)
- Protección en la red de alta tensión de la subestación
 - Relés 50/51/50N/51N (sobrecarga y cortocircuito de fases y neutro)
 - Relés 81M/81m (de mínima y máxima frecuencia)

- Protección de la línea eléctrica aérea
 - Relé 21 (de distancia)
 - Relé 87 L (de línea)

7.6.2 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El transformador de potencia eleva la tensión de 30kV (media tensión) a 220 kV (alta tensión) para poder conectarse a la red. En la tabla, se observan las principales características de dicho transformador.

DATOS TRANSFORMADOR DE POTENCIA	
Tipo	Sumergido en líquido de diseño ecológico
Disposición básica	Trifásico de dos devanados
Método de refrigeración	KF/WF
Potencia nominal	8400 kVA
Sistema de expansión	Sellado
Potencia reactiva en vacío	21 kVar
Potencia reactiva en plena carga	882 kVar
Frecuencia	50Hz (España)
Grupo vectorial	Dyn11
Tensión nominal lado red	30 kV
Tensión lado primario	220 kV

Tabla 18. Datos transformador de potencia.

7.6.3 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN E INTENSIDAD

Los transformadores de medida permiten adaptar las magnitudes de alta y media tensión a los valores normalizados y seguros para equipos de protección, medida y control.

DATOS TRANSFORMADOR DE TENSIÓN 220 kV	
Tensión de aislamiento	245 kV
Tensión de servicio nominal	220 kV
Relación de transformación	$220/(\sqrt{3}):0,11/(\sqrt{3})$ kV

Tabla 19. Datos transformador de tensión.

DATOS TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD	
Relación de transformación	400/5A
Clase de precisión	0,5S para medida, 5P20 para protección
Potencia de precisión	5-15 VA (secundario de medida), 10 VA (protección)
Relación de transformación	1250/5A
Tensión de aislamiento	36 kV
Tensión de servicio nominal	30 kV

Tabla 20. Datos transformador intensidad.

7.6.4 INTERRUPTORES Y SECCIONADORES

- Los interruptores son dispositivos de maniobra capaces de establecer y cortar la corriente tanto en condiciones de servicio como en situaciones de cortocircuito. En este proyecto se tratan de interruptores de intensidad nominal 630A, suficientes para poder aguantar la corriente máxima.

DATOS INTERRUPTORES	
Tipo	Vacío o SF ₆
Tensión de aislamiento	245 kV
Tensión de servicio nominal	220 kV
Intensidad nominal de servicio	630 A
Poder de corte	31,5 kA
Poder de cierre	80 kA

Tabla 21. Datos interruptores.

- Los seccionadores son dispositivos destinados al seccionamiento visible de un circuito en vacío, con posiciones de abierto cerrado y puesta a tierra cuando proceda, que garantizan condiciones seguras de trabajo. Incorporan enclavamientos mecánicos y/o eléctricos conforme a la norma aplicable, para evitar maniobras indebidas.

DATOS SECCIONADORES	
Tipo	SF ₆
Tensión de servicio nominal	220 kV
Intensidad	2000 A
Corriente soportada	31,5 kA
Poder de corte	31,5 kA
Poder de cierre	80 kA

Tabla 22. Datos seccionadores.

7.6.5 AUTOVÁLVULAS/PARARRAYOS

Son descargadores de sobretensión conectados entre fase y tierra con un nivel de protección adecuado a la coordinación de asilamientos de la instalación. Su función es limitar los efectos de sobretensiones transitorias debidas a maniobras o descargas atmosféricas. Se ubican entre entradas y salidas de la subestación, así como en las proximidades del transformador de potencia, para proteger los equipos frente a las ondas de origen atmosférico.

DATOS AUTOVÁLVULAS	
Tipo	ZnO
Tensión nominal	192 kV
Tensión de funcionamiento continuo (U _c)	154 kV
Descarga nominal	10 kA
Protección frente a rayo	<1,3* U _c
Descarga nominal	10 kA

Tabla 23. Datos autoválvulas.

Capítulo 8. OBRA CIVIL

En este capítulo se desarrollan las infraestructuras de obra civil necesarias para la instalación y operación del parque eólico.

Como ya se ha comentado, un parque eólico es una instalación cuyo objetivo es producir energía eléctrica a partir de la energía eólica del viento y está formado por un conjunto de aerogeneradores. Para que estos aerogeneradores puedan ser instalados y operen de forma segura y eficiente, se necesitan una serie de infraestructuras. Por un lado, las de obra civil que hacen posible el acceso de los aerogeneradores a cada uno de los sitios donde se van a instalar y por otro lado toda la interconexión eléctrica que es necesario para evacuar la energía a la red.

La obra civil incluye diversos elementos que deben adaptarse a las características del terreno, necesidades logísticas y requerimientos técnicos de la instalación.

Las diferentes infraestructuras fundamentales de obra civil de un parque eólico son:

- Caminos de acceso.
- Cimentaciones sobre las cuales se va a alojar la torre.
- Zanjias en las cuales se va a depositar los distintos cables de un parque eólico.
- Plataformas de montaje que albergan los distintos de componentes de los aerogeneradores, así como las grúas.
- Edificio de control que está equipado con todos los habitáculos necesarios para operar el parque eólico y subestación eléctrica que eleva de media a alta tensión.

Para llevar a cabo el diseño de la obra civil del parque eólico es necesario obtener el plano topográfico del terreno, y por otro lado el estudio geotécnico, observados en los planos 2 y 3.

8.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL EMPLAZAMIENTO

El parque eólico de Moyuela, está ubicado en Campos de Belchite, en la provincia de Zaragoza. Consta de 7 aerogeneradores de 7,2 MW de potencia cada uno limitando la potencia total instalada del parque eólico a 50,4 MW.

El entorno poligonal del parque es irregular de forma de cuadrado aproximadamente. El área aproximada es de $3,17 \text{ mm}^2$. Se encuentra a 4,02 km de Moyuela. Con una elevación media de 760 metros.

El acceso al parque eólico proyectado se plantea por un vial existente. Así como existe una red viaria natural de caminos dentro del entorno poligonal, que serán aprovechados y otros serán construidos para el diseño de los caminos interiores entre aerogeneradores.

8.2 CAMINOS DE ACCESO E INTERIORES AEROGENERADORES

Los caminos de acceso permiten la llegada a los sitios de implantación. Son indispensables para la llegada de maquinaria pesada y componentes al emplazamiento de cada aerogenerador. También deben facilitar el paso de camiones de transporte, grúas y otros equipos de obra.

Las características geométricas y constructivas de los caminos proyectados en el parque eólico son fundamentales para permitir el acceso de maquinaria pesada y el transporte de componentes de gran tamaño como torres, palas y góndolas.

Se ha comprobado que la pendiente máxima no supera el 10%. En casos especiales podría incrementarse hasta un 12-15%, con refuerzo de hormigón, pero podría traer problemas ambientales.

Los radios de curvatura se situarán entre 35 y 50 metros, facilitando el paso de vehículos de transporte.

En este proyecto, los caminos tendrán una anchura de 6 metros con una sección compuesta de una subbase granular con 0.25 metros de espesor mínimo.

El acceso principal será a través de la carretera A-2306, una vía autonómica de Aragón que conecta los municipios de Muniesa y Azuara, parando por Moyuela.

En el Plano nº 4 se han representado todos los caminos proyectados. Además, en los Planos nº 2 y nº 3 se muestran tanto en el mapa topográfico como en la ortofoto los caminos que son necesarios construir nuevos, así como los que necesitan reparación o mejora.

Finalmente, el Plano nº 6 representa

8.3 CIMENTACIÓN

El diseño de la cimentación es un proyecto independiente e indispensable a la hora de construir un parque eólico. Este elemento estructural debe garantizar la estabilidad del aerogenerador frente a todas las cargas de su vida útil. Además, el diseño debe optimizarse con el objetivo de ahorrar coste sin comprometer la seguridad ni la durabilidad de la instalación.

En este proyecto, caso se opta por una cimentación superficial compuesta por un pedestal de planta cuadrada sobre el que se levanta la virola de anclaje integrada en un cilindro de hormigón de aproximadamente 1 metro de altura.

8.4 ZANJAS

Son los elementos que llevan los distintos cables de un parque eólico. Tanto los cables que transforman la energía generada por un parque eólico como los de comunicación y red de tierras.

Su construcción se trata de una obra lineal en la cual se va a excavar a una profundidad y con una determinada anchura y en el fondo de la zanja siguiendo una serie de criterios y cumpliendo una serie de reglamentos eléctricos se van a disponer los cables. Estos van conectando los aerogeneradores entre sí y estos con la subestación eléctrica.

- Cables bajo camino: Cuando las zanjas cruzan caminos, los cables van alojados dentro de tubos de PVC/hormigados para protegerlos de posibles daños por tráfico o maquinaria.
- Cables al lado del camino: Si la zanja discurre paralela a un camino y no lo cruza, los cables generalmente se instalan directamente al lado de los caminos.

El tipo depende del número y tipo de cables que lleven alojadas las zanjas. En el Plano nº7 se muestran los tipos de zanja.

- Tipo Z- 1a: Zanja sencilla, para uno o pocos cables (F.O., M.T.), sin hormigón con arena arcillosa.
- Tipo Z-2b: Zanja para más cables (doble terna), mayor anchura, sin hormigón, con arena arcillosa.
- Tipo Z-1a-PV: Zanja con tubos de reserva y hormigón en masa en el fondo para mayor protección.
- Tipo Z-2b-PV: Igual que la anterior, pero para mayor capacidad, con tubos de reserva y hormigón en masa.

En el Plano nº6, se representa la sección tipo para cruce bajo vial o camino, donde los cables van protegidos bajo tubos y hormigón en masa.

8.5 PLATAFORMAS DE MONTAJE

Adyacente a cada cimentación se construyen las plataformas de montaje del aerogenerador que está constituida por una explanación compacta de 0.2 m de espesor de zahorra artificial para una superficie determinada.

8.6 EDIFICIO DE CONTROL Y SUBESTACIÓN

El edificio de control se diseña con el objetivo de centralizar las operaciones y el mantenimiento del parque eólico. Debe contar con las instalaciones necesarias para albergar los elementos de gestión, monitorización y coordinación del sistema, así como los espacios de servicio para el personal técnico.

El edificio se diseña viendo las necesidades requeridas para operar el parque eólico, que son: sala de control del parque eólico, almacén de repuestos, aseos para los operarios, la parte cubierta de media tensión de la subestación, sala de contadores de la energía, sala de protecciones.

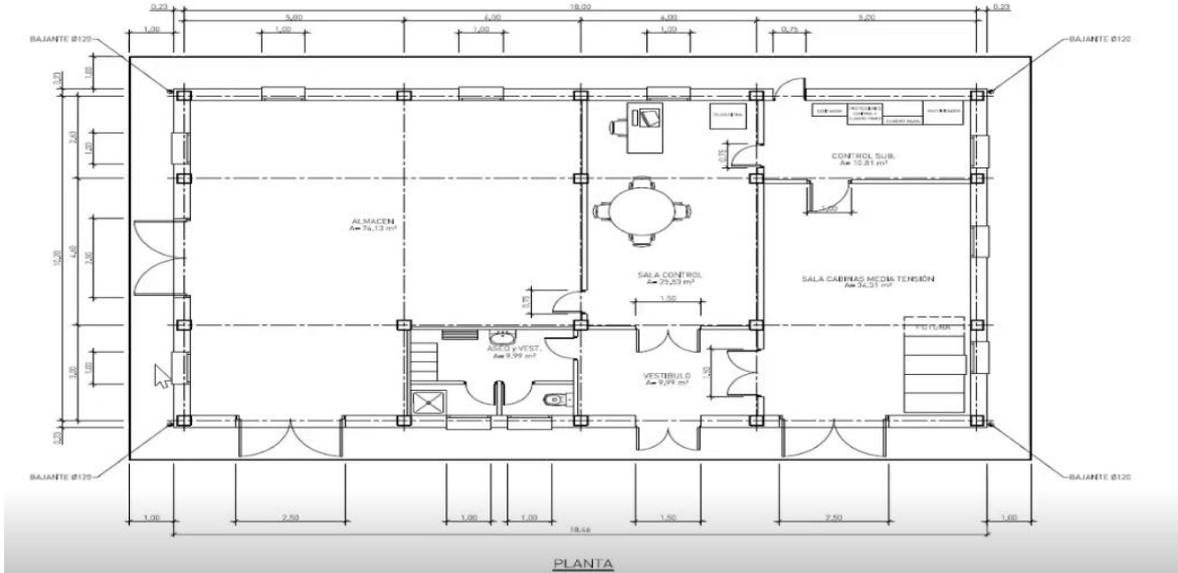


Figura 40. Ejemplo de edificio típico (curso energía eólica)

Capítulo 9. PRESUPUESTO

A continuación, se presenta un resumen del presupuesto en euros (€), calculado para el parque eólico de Moyuela. El desglose completo se encuentra en el *Anexo III: PRESUPUESTO*.

TABLA RESUMEN PRESUPUESTO	
	€
OBRA CIVIL	1.296.249,23
CONEXIONES	205.674,78
AEROGENERADORES	39.312.000,00
SUBESTACIÓN	1.913.000,00
EDIFICIO DE CONTROL	150.000,00
OTROS	240.000,00
TOTAL	43.116.924,01
16% gastos generales	6.898.707,84 €
3% beneficio industrial	1.293.507,72 €
TOTAL EJECUCIÓN	51.309.139,57 €

Tabla 24. Resumen presupuesto.

La cifra de 51.309.139,57 €, representa la inversión necesaria para la materialización del proyecto incluyendo todos los conceptos imprescindibles para garantizar su correcta implementación y viabilidad técnica.

Capítulo 10. VIABILIDAD ECONÓMICA

A continuación, se presenta el estudio económico de viabilidad del parque eólico de Moyuela. Dicho estudio determinará su rentabilidad y si es viable su ejecución.

10.1 METODOLOGÍA

Se va a hacer una valoración por flujos de caja descontados.

Los indicadores financieros usados son:

- Valor Actual Neto (VAN): Se trata de la diferencia entre el valor actualizado de los flujos de caja futuros (FCF) y la inversión inicial.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Donde: F_t , son los flujos de caja (cobro-pago) en cada periodo de tiempo t ; I_0 es la inversión inicial; n es el número de periodos de tiempo y k es la tasa de descuento

- Tasa Interna de Retorno (TIR): Se trata del tipo de descuento que iguala el valor actual neto de los flujos de caja a cobrar y a pagar; resultando el VAN igual a cero. Si $TIR > WACC$, el proyecto es rentable, si fuera al contrario, no lo sería.
- Coste Medio Ponderado de capital (WACC): Se trata de la mejor aproximación a la tasa de descuento a aplicar a los flujos de caja de un proyecto/empresa.

- Flujos de caja: Para la valoración, se han calculado los flujos de caja libres del proyecto (FCF) y el cash Flow para el accionista, considerando ingresos, costes, impuestos y estructura financiera.

10.2 DATOS DE PARTIDA

Se tiene un parque eólico constituido por 7 aerogeneradores de 7.2 MW de potencia nominal unitaria (50,4 de potencia bruta total) ubicado en Campos de Belchite, Zaragoza, que tiene una producción anual de 149.851,43 MWh (2.929 horas de funcionamiento a plena carga).

Para el análisis se considera una vida operativa del parque eólico de 25 años.

NOMBRE PROYECTO	P.E MOYUELA
Nº aerogeneradores	7,00
Potencia aerog. (MW)	7,20
Potencia total (MW)	50,40
Energía a red (MWh/año)	149.851,43
Horas equivalentes/año (h)	2.929,00
Factor de capacidad (%)	33,43

Tabla 25. Datos de partida parque eólico.

10.2.1 CÁLCULO DE INGRESOS

Para el precio de venta se parte de los datos de la evolución del precio medio del MWh del mercado español en el periodo de 2007 a 2024, obtenido de la página web del OMIE

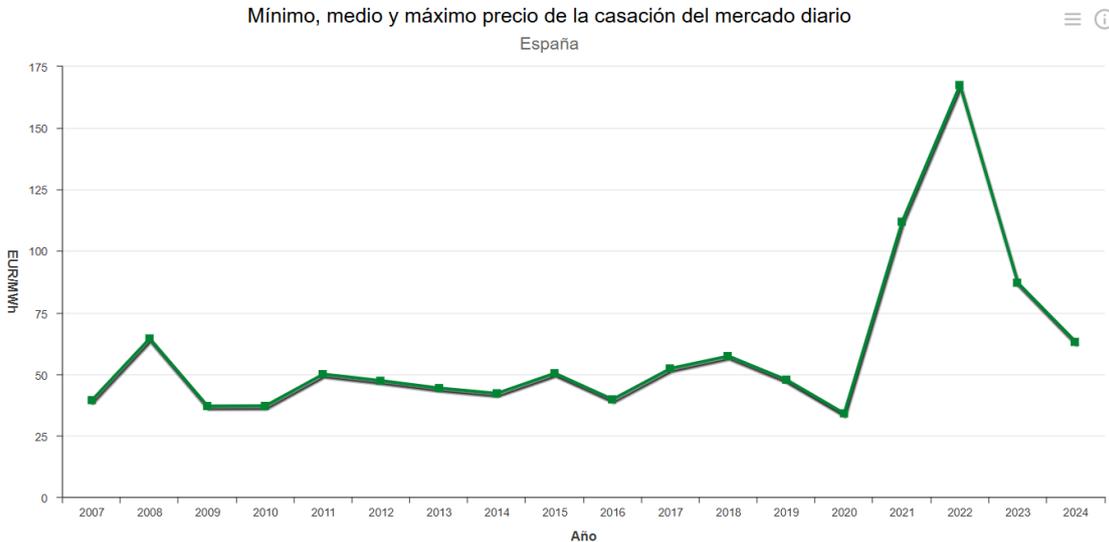


Figura 41. Precio medio de venta de la evolución del MWh (OMIE).

Para el análisis se usa la media aritmética de los datos desde 2007. Sin embargo, los años 2021, 2022 y 2023 se descartan debido a las anomalías existentes.

PRECIO MEDIO ANUAL	
Año	EUR/MWh
2007	42,19
2008	64,43
2009	36,96
2010	37,01
2011	49,93
2012	47,23
2013	44,26
2014	42,13
2015	50,32
2016	39,67
2017	52,24
2018	57,29
2019	47,68
2020	33,96
2021	111,99

2022	167,52
2023	87,1
2024	63,04

Tabla 26. Precio medio anual.

La media aritmética del precio es 47,22 EUR/MWh.

Para el cálculo de ingresos se aplica la siguiente fórmula:

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

$$\text{Ingresos}_{\text{año1}} = 149.851,43 * 47.22 = 7.074.994,6\text{€}$$

Para reflejar la evolución del mercado eléctrico, se aplica una tasa de crecimiento anual del 1.5% al precio de venta.

Por tanto, los ingresos crecerán cada año con la siguiente tasa:

AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
TASA	0%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
TARIFA	47,22	47,93	48,65	49,38	50,12	50,87	51,63	52,41	53,19	53,99	54,80	55,62	56,46
	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
	57,30	58,16	59,04	59,92	60,82	61,73	62,66	63,60	64,55	65,52	66,50	67,50	

Tabla 27. Evolución del precio de la energía cada año.

10.2.2 CÁLCULO DE LOS COSTES

Para la estimación de los costes, se consideran tres componentes principales:

1. CAPEX (Coste de inversión): es el presupuesto del proyecto, calculado en el capítulo anterior

Valor: 51.309.139,57 €

2. DEVEX (Costes de desarrollo)

Valor: 800.000 €

3. Costes de interconexión eléctrica, dinero necesario para construir la línea eléctrica y la posición de la subestación de llegada

Valor línea eléctrica: 150.000 € /km

Valor de la posición de llegada: 400.000 €

10.3 FLUJOS DE CAJA

A continuación, se presentan las tablas de flujos de caja libres (FCF) y cash flow para el accionista.

CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS (kEUR)	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Ingresos de explotación			7.075,98	7.182,12	7.289,86	7.399,20	7.510,19	7.622,84	7.737,19	7.853,25	7.971,04	8.090,61	8.211,97	8.335,15	8.460,18	8.587,08	8.715,88	8.846,62	8.979,32	9.114,01	9.250,72	9.389,48	9.530,33	9.673,28	9.818,38	9.965,65	10.115,14
- Costes de explotación			677,00	686,68	696,41	706,19	716,03	725,93	735,88	745,89	755,96	766,09	776,28	786,53	796,84	807,22	817,66	828,16	838,73	849,37	860,08	870,85	881,70	892,61	903,60	914,66	925,80
- Impuesto Generación (7% sobre ingresos)			495,32	502,75	510,29	517,94	525,71	533,60	541,60	549,73	557,97	566,34	574,84	583,46	592,21	601,10	610,11	619,26	628,55	637,98	647,55	657,26	667,12	677,13	687,29	697,60	708,06
- Amortización			2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15
Beneficio antes de intereses e impuestos			3.778,52	3.867,55	3.958,01	4.049,92	4.143,30	4.238,17	4.334,56	4.432,48	4.531,97	4.633,03	4.735,71	4.840,01	4.945,98	5.053,62	5.162,97	5.274,05	5.386,89	5.501,51	5.617,95	5.736,22	5.856,36	5.978,39	6.102,35	6.228,25	6.356,14

Free Cash Flow (Flujo de Caja Libres) (kEUR)	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
+ Beneficio Antes de Impuestos			3.778,52	3.867,55	3.958,01	4.049,92	4.143,30	4.238,17	4.334,56	4.432,48	4.531,97	4.633,03	4.735,71	4.840,01	4.945,98	5.053,62	5.162,97	5.274,05	5.386,89	5.501,51	5.617,95	5.736,22	5.856,36	5.978,39	6.102,35	6.228,25	6.356,14	
- Impuesto de sociedades (-25%)			944,63	966,89	989,50	1.012,48	1.035,83	1.059,54	1.083,64	1.108,12	1.132,99	1.158,26	1.183,93	1.210,00	1.236,49	1.263,40	1.290,74	1.318,51	1.346,72	1.375,38	1.404,49	1.434,05	1.464,09	1.494,60	1.525,59	1.557,06	1.589,03	
+ Amortización			2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	2.125,15	
- Inversión Inmovilizado			53.128,64																									
- Inversión en NOF (7% ingresos)			495,32	502,75	510,29	517,94	525,71	533,60	541,60	549,73	557,97	566,34	574,84	583,46	592,21	601,10	610,11	619,26	628,55	637,98	647,55	657,26	667,12	677,13	687,29	697,60	708,06	
Free Cash Flow (FCF)			-53.128,64	4.463,72	4.523,06	4.583,37	4.644,64	4.706,91	4.770,18	4.834,46	4.899,78	4.966,15	5.033,58	5.102,09	5.171,70	5.242,42	5.314,26	5.387,26	5.461,42	5.536,76	5.613,30	5.691,06	5.770,05	5.850,29	5.931,81	6.014,62	6.098,74	6.184,19

Estructura Financiera	
Equity (%)	25%
Deuda (%)	75%
Equity (kEUR)	13.282,16
Deuda (kEUR)	39.846,48
Cálculo de WACC	
Ke (%)	9%
Kd (%)	6%
WACC(%)	5,63
Cálculo del VAN y TIR	
VAN (kEUR)	13.352,18
TIR (%)	8,06

10.4 RESULTADOS Y CONCLUSIONES

En la siguiente tabla se presentan los resultados principales:

RESULTADOS		
Indicador	Proyecto	Accionista
WACC	5,63	
VAN	13.352,18	16.912,10
TIR	8,06	13,91

Tabla 28. Resultados principales.

Se puede concluir lo siguiente:

- Al ser el TIR 8.06% superior al WACC (5,63%) el proyecto es económicamente viables.
- Un VAN positivo de 13.352,18 indica que se recuperan todos los costes y se va a ganar dicha cantidad
- Para los accionistas, el beneficio es de 16.912,10, y un TIR de valor 13,91%.
- Por tanto, el proyecto genera valor tanto para la empresa promotora como para los inversores y su ejecución es recomendable.

Capítulo 11. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO



Capítulo 12. ODS Y CONTAMINACIÓN EVITADA

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) representan un conjunto de metas a nivel mundiales, ideadas para erradicar la pobreza, proteger el planeta y garantizar la prosperidad para todos. Son 17 objetivos que tienen como finalidad conseguir un desarrollo sostenible en el ámbito económico, social y ambiental. [32]



Figura 42. Los 17 objetivos de desarrollo sostenible (IEBS).

En coherencia con los principios de sostenibilidad y la Agenda de 2030 de Naciones Unidas, este proyecto se ha analizado también desde la perspectiva de su contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). A continuación, se resumen los principales objetivos con los que se alinea el parque eólico, cuyo desarrollo completo se expone en el Anexo 4.

El presente proyecto contribuye de forma directa al ODS 7: Energía asequible y no contaminante, al fomentar la generación de electricidad a partir de una fuente renovable, limpia y competitiva como la eólica. De manera complementaria, el parque eólico también ayuda al ODS 13: Acción por el clima, al reducir emisiones de gases de efecto invernadero

frente a la generación con combustibles fósiles; al ODS 9: Industria, innovación e infraestructuras, mediante el uso de herramientas avanzadas y el impulso a infraestructuras energéticas sostenibles; y al ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico, al favorecer la creación de empleo especializado y el desarrollo económico en el entorno local.

12.1 CONTAMINACIÓN EVITADA

La instalación del parque eólico de Moyuela contribuye de forma significativa a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, al sustituir la generación de electricidad mediante fuentes fósiles por energía renovable. Para estimar la contaminación evitada, se utiliza un factor de emisión de 0,37 tCO₂/MWh que representa la cantidad de dióxido de carbono que dejaría de emitirse por cada MWh generado con fuentes convencionales.

La energía neta anual vertida a la red por el parque es de 149.851,43 MWh, por lo que la reducción de emisiones se calcula con la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} CO_2 \text{ evitado} \left(\frac{t}{\text{año}} \right) &= E_{\text{anual}} * \text{Factor de emisión} = \\ &= 149.851,43 \text{ MWh} \times 0,37 \text{ MWh}tCO_2 = \mathbf{55.445,03tCO_2/año} \end{aligned}$$

Para la vida útil del proyecto, estimada en 25 años, el total de emisiones evitada es:

$$CO_2 \text{ evitado total} = 55.445,03tCO_2/año \times 25 = \mathbf{1.386.125,75tCO_2}$$

Estos resultados confirman la contribución del proyecto a la transición energética y a la consecución de los ODS, reforzando el compromiso con un modelo energético más sostenible y respetuoso del medio ambiente.

Capítulo 13. CONCLUSIONES

El estudio realizado ha permitido diseñar y evaluar con éxito un parque eólico terrestre de 50,4MW en Moyuela (Zaragoza), cumpliendo con los objetivos propuestos.

La elección del emplazamiento se realizó mediante un análisis comparativo de alternativas: Moyuela destacó por su recurso eólico (velocidad media anual de 7,8m/s) a 150 m de altura), su orografía favorable, la facilidad de acceso y la cercanía a la red.

La caracterización exhaustiva del viento mediante Windographer y la simulación energética con WASP confirmaron la idoneidad del sitio, con una producción anual estimada de 149.851,43 MWh, equivalente a 2.929 horas a plena carga. Estos resultados reflejan el alto potencial del parque eólico y la adecuada disposición de sus 7 aerogeneradores Vestas V172-7.2 MW, optimizados para maximizar la captación eólica y minimizar pérdidas por estela.

Desde el punto de vista económico, el proyecto ha demostrado ser viable y rentable. Con una inversión inicial aproximada de 53,1 millones de euros (CAPEX) y un precio medio de venta de la energía de 47,22 €/MWh calculado a partir de la media histórica de precios del mercado eléctrico español (OMIE), aplicando una tasa de crecimiento del 1,5% anual, los flujos de caja proyectados a 25 años muestran un Valor Actual Neto (VAN) de de 13.352.18 kEUR y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 8,06%, superando el coste de capital (WACC del 5,63%). Estos indicadores confirman la solidez financiera del parque eólico.

En términos medioambientales, la implantación del parque conlleva importantes beneficios. La generación permite reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Se espera que esta aportación evitará la emisión de 55.445 tCO₂/año, resultando en una cantidad en 25 años de 1.386.125,75 tCO₂/año. Además, guarda una estrecha relación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la agenda 2030.

Capítulo 14. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Consolación Alonso Alonso «Lecciones eólica 24»
- [2] *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030*. (s. f.). Ministerio Para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.html>
- [3] Mártil de la Plaza, I. (2024, 16 de septiembre). *Historia de la energía eólica: del origen a la actualidad*. BBVA. <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/historia-de-la-energia-eolica-del-origen-a-la-actualidad/>
- [4] *La energía eólica*. (2016, 10 septiembre). <https://www.eoi.es/blogs/redinnovacionEOI/2016/09/10/la-energia-eolica/>
- [5] Redeia. (s. f.). *La producción renovable crece en España un 10,3% en 2024 y alcanza sus mayores registros*. Red Eléctrica. <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2025/03/la-produccion-renovable-crece-en-Espana-un-10-3-por-ciento-2024-alcanza-mayores-registros>
- [6] Iberdrola. (s. f.). *Historia de la energía eólica*. Iberdrola <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-eolica-terrestre/historia>
- [7] Asociación Empresarial Eólica (AEE). (2024). *Anuario eólico 2024*. <https://www.aeeolica.org/>
- [8] Global Wind Energy Council (GWEC). (2025). *Global Wind Report 2025*. <https://gwec.net/>
- [9] Google Earth Pro. (2024). *Imagery and terrain data* [Software de mapas]. Google LLC.
- [10] Windographer. (2023). *Wind resource assessment software* [Software]. AWSTruepower.
- [11] Centro Nacional de Energías Renovables (CENER). (s. f.). *Mapa Eólico Ibérico* [Aplicación web].
- [12] *Mapa eólico ibérico*. (s. f.). <https://www.mapaeolicoiberico.com/map>;
- [13] *Global Wind Atlas*. (s. f.). <https://globalwindatlas.info/en/area/Spain>
- [14] *Conoce los espacios naturales protegidos de la Red Natural de Aragón*. (2024, 16 diciembre). Red Natural de Aragón. <https://www.rednaturaldearagon.com/conoce-los-espacios-naturales-protegidos-de-la-red-natural-de-aragon/>

- [15] Nordex SE - Español. (2023, 24 abril). *N163/5.X - Nordex SE - español*. <https://www.nordex-online.com/es/product/n163-5-x/>
- [16] *Espacios naturales protegidos*. (s. f.). Ministerio Para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/enp_descargas.html
- [17] Optral. (s. f.). *SM10: Fibra óptica monomodo SMF – G657* [Ficha técnica / catálogo]. (PDF)
- [18] Alibaba. *Catálogo de fabricantes de interruptores eléctricos SF6 de alta calidad y interruptores eléctricos SF6 en Alibaba.com*. (s. f.). <https://spanish.alibaba.com/g/circuit-breakers-sf6-electric.html>
- [19] Renovables, E. (s. f.). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Actualización 2023-2030*. Energías Renovables, el Periodismo de las Energías Limpias. <https://www.energias-renovables.com/panorama/asi-es-el-plan-nacional-integrado-de-20241012#:~:text=As%C3%AD%2C%20para%20el%20a%C3%B1o%202030,hoja%20de%20ruta%20de%202020>
- [20] Red Eléctrica de España. (2025, marzo). *Informe resumen de energías renovables 2024* (PDF). Recuperado el 4 de septiembre de 2025, de https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2025-03/Informe_Renovables_2024.pdf
- [21] Asociación Empresarial Eólica. (2023, 29 diciembre). *La eólica y sus ventajas - Asociación Empresarial Eólica*. <https://aeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-y-sus-ventajas/>
- [22] *Aerogenerador*. (s. f.). <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-eolica/aerogenerador>
- [23] EcoInventos, R. (2024, 5 julio). *Energía eólica terrestre vs eólica marina: ¿sabes cuál es la diferencia?* EcoInventos. <https://ecoinventos.com/energia-eolica-terrestre-vs-eolica-marina-sabes-cual-es-la-diferencia/>
- [24] *ENERGÍA EÓLICA*. (s. f.). ENERGÍA EÓLICA. <https://energia-eolica9.webnode.com.co/>
- [25] *La energía eólica*. (s. f.). <https://www.sostenibilidad.com/energias-renovables/la-energia-eolica/>
- [26] Bauer, L. (s. f.). *Vestas V172-7.2 EnVentus - 7,20 MW - Aerogenerador*. <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/2425-vestas-v172-7.2-enventus>

- [27] *Vestas V172/7.2MW - Fabricantes y aerogeneradores - Acceso en línea - The Wind Power.* (s. f.). https://www.thewindpower.net/turbine_es_1863_vestas_v172-7.2mw.php
- [28] Sheykin, H. (2025, 17 abril). *¿Cuánto cuesta iniciar un parque eólico?* <https://finmodelslab.com/es/blogs/startup-costs/wind-farm-operations?srsIid=AfmBOoq9zhSfWIFsxZ8GeCeZIMMIKT8ZleXxOsRApHsd6ttM6UG1xxEM>
- [29] Ormazabal. (2023, 21 noviembre). *Energía eólica, ¿cómo funciona un parque eólico terrestre?* Ormazabal. <https://www.ormazabal.com/sabes-como-funciona-un-parque-eolico-terrestre/>
- [30] Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE) *Precio del mercado diario | OMIE.* (s. f.). <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/day-ahead-price>
- [31] *Generador de precios de la construcción. España. CYPE Ingenieros, S.A.* (s. f.). Generador de Precios de la Construcción. España. CYPE Ingenieros, S.A. <https://generadordeprecios.info/>
- [32] EALDE Business School. (2021, 19 de julio). *¿Cuánto cuesta un proyecto de energía eólica? Principales costes a analizar.* EALDE Business School. <https://www.ealde.es/costes-de-proyectos-de-energia-eolica/>
- [33] Naciones Unidas (2022, 24 mayo). *Objetivos y metas de desarrollo sostenible - Desarrollo Sostenible.* DesarrolloSostenible. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- [34] Spin Ingenieros. (2021, 2 de marzo). *El papel fundamental de la ingeniería en los ODS.* Spin Ingenieros. <https://spiningenieros.com/el-papel-fundamental-de-la-ingenieria-en-los-ods/>
- [35] <https://www.ealde.es/costes-de-proyectos-de-energia-eolica/>

PARTE II: PLANOS

Índice

<i>1. Localización</i>	<i>3</i>
<i>2. Implantación sobre topografía</i>	<i>7</i>
<i>3. Implantación sobre ortofoto</i>	<i>11</i>
<i>4. Caminos de acceso</i>	<i>15</i>
<i>5. Diagrama unifilar</i>	<i>17</i>
<i>6. Plano caminos bajo zanjas</i>	<i>17</i>
<i>7. Tipos de zanjas</i>	<i>17</i>



PATRICIA FERNÁNDEZ ÁLVAREZ	
1	LOCALIZACIÓN PARQUE EÓLICO
I.C.A.I.	<small>FIRMA</small> 



COORDENADAS UTM DE LOS AEROGENERADORES

	X	Y
A1	674218,41	4557312,0
A2	674672,95	4557061,32
A3	675122,79	4556802,74
A4	675015,93	4558633,47
A5	675480,41	4558344,74
A6	675945,22	4558052,83
A7	676406,79	4557760,40

AUTORA: PATRICIA FERNÁNDEZ ÁLVAREZ	
2	IMPLANTACIÓN SOBRE TOPOGRAFÍA
I.C.A.I.	<i>Patricia</i>

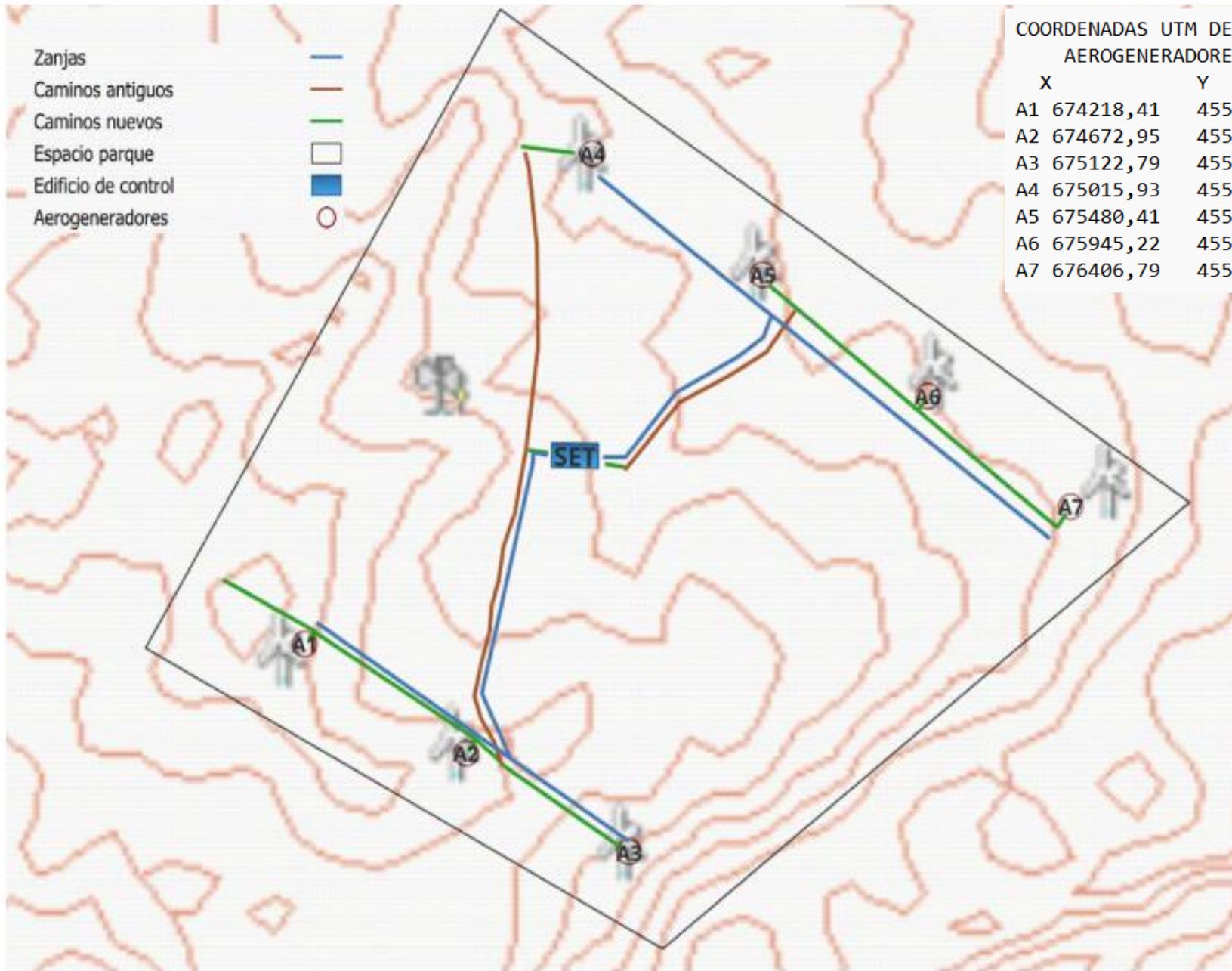
Escala: 1:5000

- Zanjas
- Caminos antiguos
- Caminos nuevos
- Espacio parque
- Edificio de control
- Aerogeneradores



COORDENADAS UTM DE LOS
AEROGENERADORES

	X	Y
A1	674218,41	4557312,0
A2	674672,95	4557061,32
A3	675122,79	4556802,74
A4	675015,93	4558633,47
A5	675480,41	4558344,74
A6	675945,22	4558052,83
A7	676406,79	4557760,40



PATRICIA FERNÁNDEZ ÁLVAREZ	
3	IMPLANTACIÓN SOBRE ORTOFOTO
I.C.A.I.	<i>Patricia</i>

CAMINOS ACCESO PARQUE

rutas de acceso

Leyenda

RUTAS

SET



PATRICIA FERNÁNDEZ ÁLVAREZ

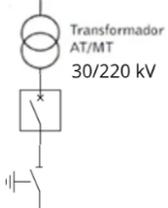
4

CAMINOS DE ACCESO PARQUE EÓLICO

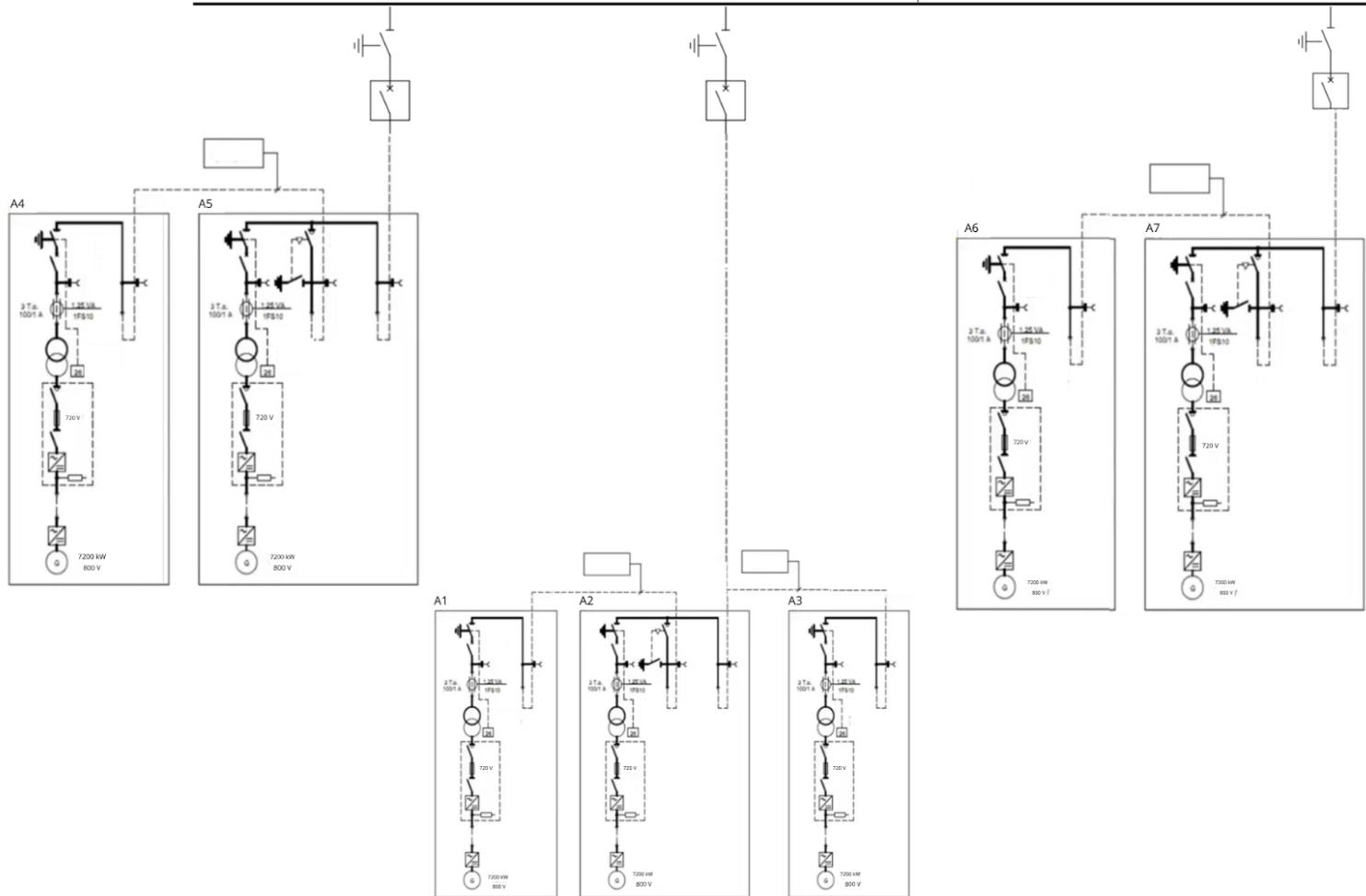
I.C.A.I.

Patricia

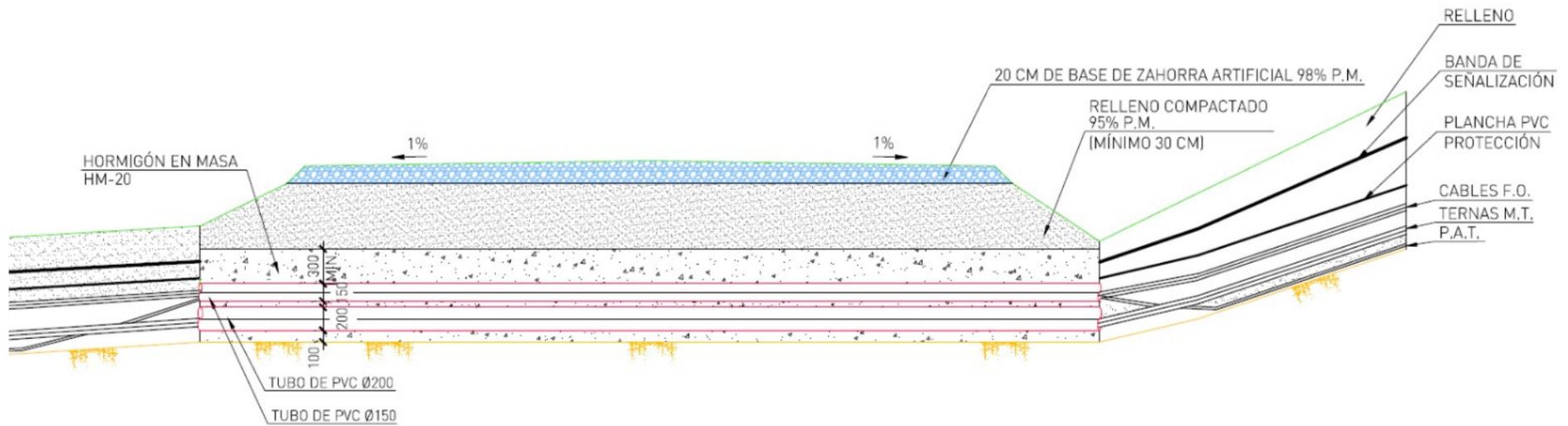
RED



Barras 30 kV



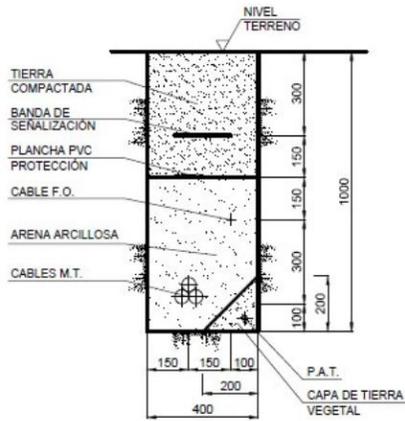
PATRICIA FERNÁNDEZ ÁLVAREZ	
5	DIAGRAMA UNIFILAR
I.C.A.I.	



SECCIÓN TIPO PASO ZANJA BAJO VIAL

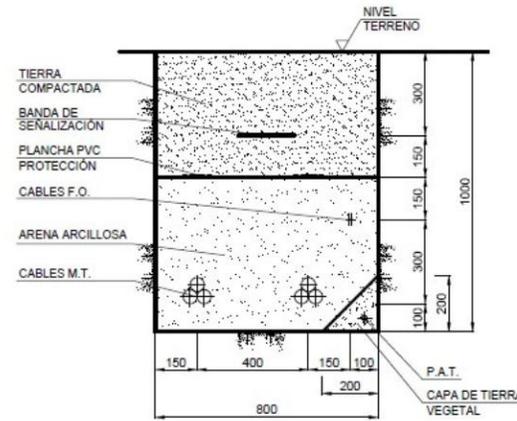
ESCALA 1:40

PATRICIA FERNÁNDEZ ÁLVAREZ	
6	PLANO DE CAMINOS
I.C.A.I.	FIRMA: <i>Patricia</i>



ZANJA TIPO Z-1a

ESCALA 1:20



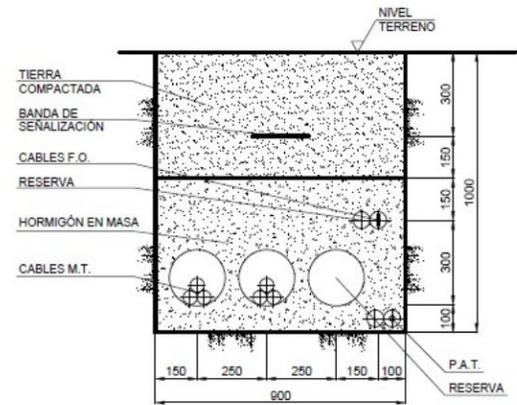
ZANJA TIPO Z-2b

ESCALA 1:20



ZANJA TIPO Z-1a-PV

ESCALA 1:20



ZANJA TIPO Z-2b-PV

ESCALA 1:20

PATRICIA FERNÁNDEZ ÁLVAREZ

7

TIPOS DE ZANJAS

I.C.A.I.

ESCALA
PATRICIA

PARTE III: ANEXOS

ANEXO I: SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO

Índice

1. Alternativa 1.....	3
1.1 Velocidad del viento.....	3
1.2 Orografía.....	3
1.3 Distancia a subestación eléctrica	4
1.4 Tipo de terreno	5
1.5 Accesibilidad.....	5
1.6 Medio ambiente.....	6
1.7 Estimación de potencia.....	6
2. Alternativa 2.....	7
2.1 Velocidad del viento.....	7
2.2 Orografía.....	7
2.3 Distancia a subestación eléctrica	8
2.4 Tipo de terreno	9
2.5 Accesibilidad.....	9
2.6 Medio ambiente.....	9
2.7 Estimación de potencia.....	10
3. Alternativa 3.....	11
3.1 Velocidad del viento.....	11
3.2 Orografía.....	11
3.3 Distancia a subestación eléctrica	12
3.4 Tipo de terreno	13
3.5 Accesibilidad.....	13
3.6 Medio ambiente.....	14
3.7 Estimación de potencia.....	14
4. Criterios de puntuación y tabla puntuación.....	15
5. Implantación de aerogeneradores.....	17

1. Alternativa 1: Arcos de Jalón, Soria

COORDENADAS: 41.15121, -2.25974

1.1 VELOCIDAD DEL VIENTO

Mediante el uso del mapa eólico ibérico y el global wind atlas se obtiene la velocidad media del viento y las rosas de frecuencia y velocidad.

Del mapa eólico del viento se obtiene una velocidad media en las coordenadas de 7.0041 m/s. En la Figura 43, se observa una velocidad media de 7.34m/s en los 9 km² de terreno. En la figura 2, se observan claras y dominantes direcciones del viento.

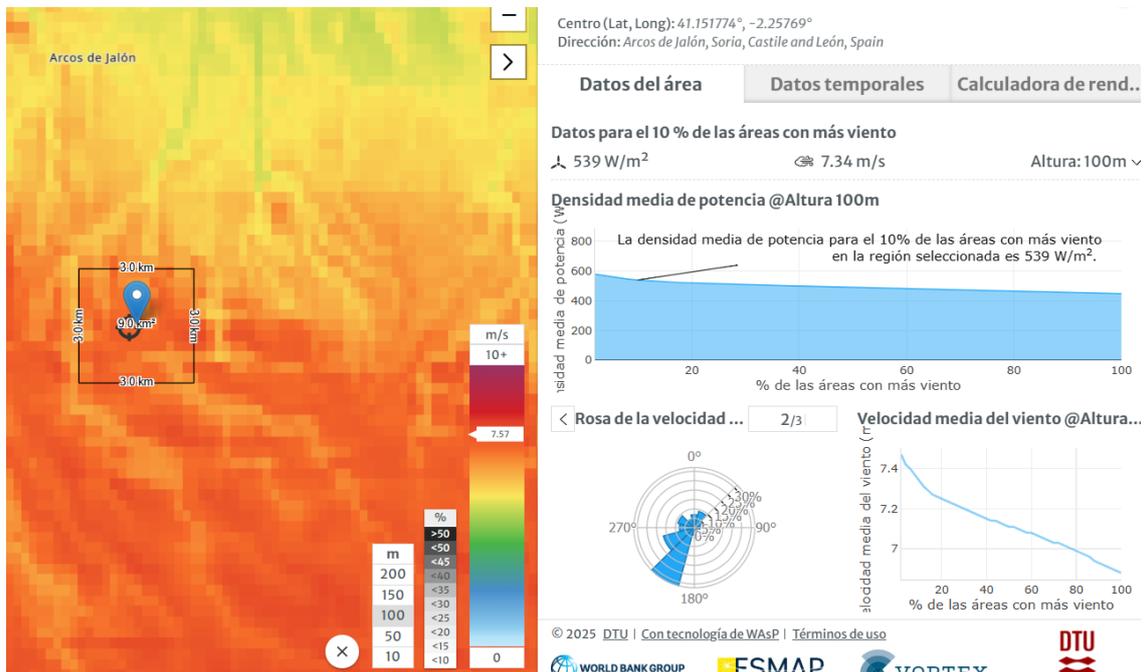


Figura 43. Información Global Wind Atlas en las coordenadas.

1.2 OROGRAFÍA

Mediante el uso de Google Earth Pro, se observa una pendiente máxima de 6.6%. [9]



Figura 44. Pendiente en las coordenadas estudiadas (Google Earth Pro).

1.3 DISTANCIA A SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Se buscan subestaciones eléctricas de 220Kv a menos de 50km de distancia.

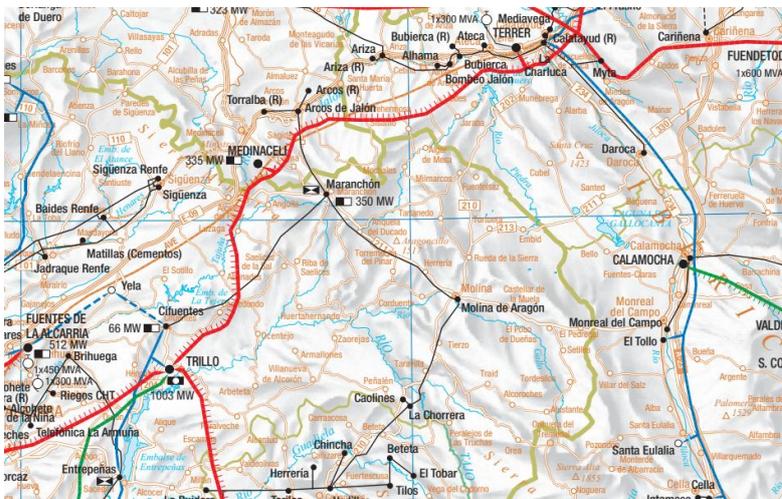


Figura 45. Mapa red eléctrica en Arcos de Jalón

La subestación eléctrica Tarayuela de 220KV se encuentra a 31.13 km.

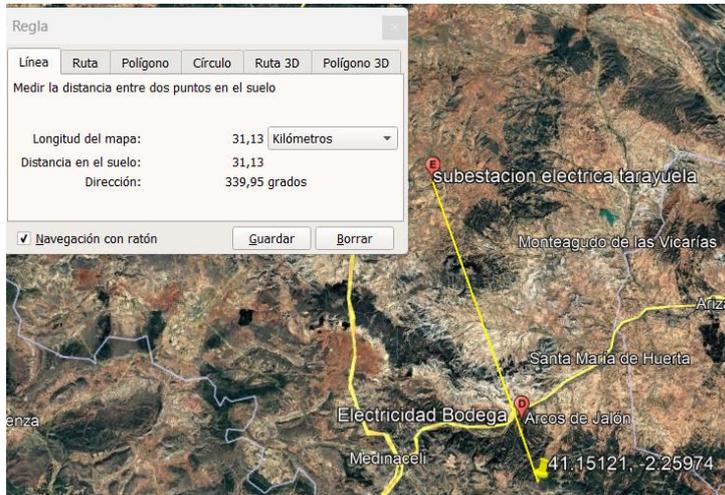


Figura 46. Distancia a subestación eléctrica de Tarayuela (Google Earth Pro)

1.4 TIPO DE TERRENO

En la figura 6, se observa un terreno llano con árboles puntuales sin vegetación



Figura 47. Captura del terreno (Google Earth Pro)

1.5 ACCESIBILIDAD

En la figura 6 también se observa que esta ubicación se encuentra alrededor de una red de caminos rurales y carreteras locales que facilitan el acceso para la construcción y mantenimiento de infraestructuras.

1.6 MEDIO AMBIENTE

En la web de conserjerías de medio ambiente de la comunidad de Castilla y León se busca la cercanía a espacios naturales protegidos. En la Figura 48, se observa que se encuentre lejos de espacios naturales protegidos. [15]

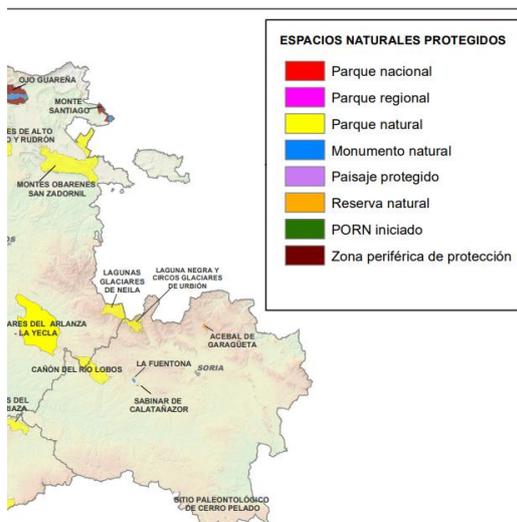


Figura 48. Mapa de espacios naturales protegidos en Soria

También se comprueba en la web de antenas móviles que no hay ninguna instalación de telefonía móvil.

1.7 ESTIMACIÓN DE POTENCIA

En la Figura 43, se observa que la potencia que se generaría es de 539 W por metro cuadrado.

2. Alternativa 2: Tabanera de Cerrato, Palencia

COORDENADAS: 42.03017, -4.07249

2.1 VELOCIDAD DEL VIENTO

Mediante el uso del mapa eólico ibérico y el global wind atlas se obtiene la velocidad media del viento y las rosas de frecuencia y velocidad.

Del mapa eólico del viento se obtiene una velocidad media en las coordenadas de 7.0227 m/s. En la Figura 49, se observa una velocidad media de 7.21 m/s en los 9 km² de terreno. En la Figura 49, se observan claras y dominantes direcciones del viento.

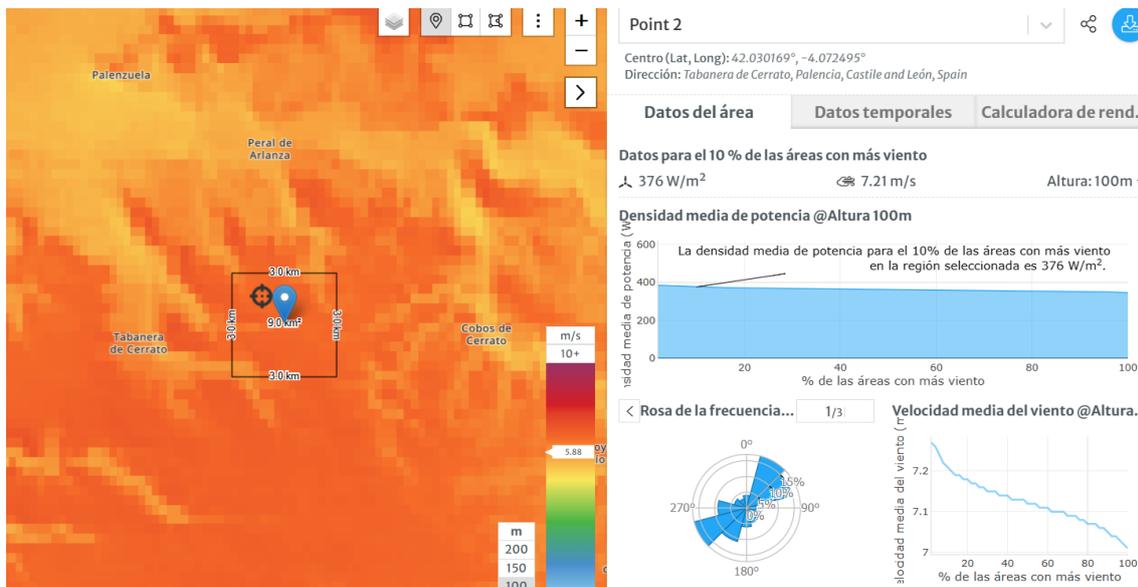


Figura 49. Información Global Wind Atlas en las coordenas

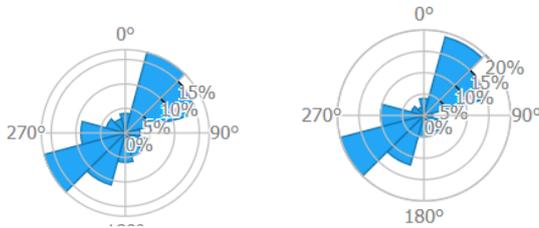


Figura 50 Rosa de la frecuencia del viento y rosa de velocidad del viento.

2.2 OROGRAFÍA

Mediante el uso de Google Earth Pro, se observa una pendiente máxima de 4.7%.

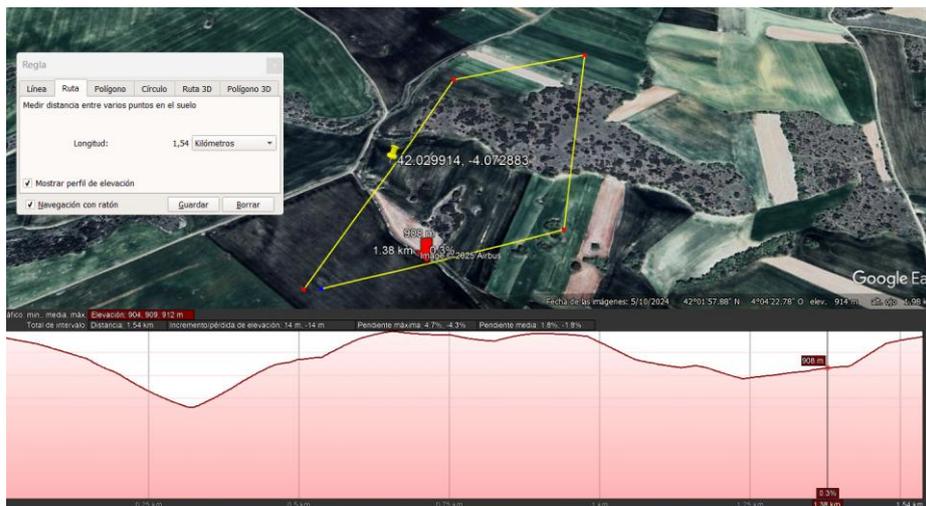


Figura 51. Pendiente en las coordenadas estudiadas (Google Earth Pro).

2.3 DISTANCIA A SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Se buscan subestaciones eléctricas de 220Kv a menos de 50km de distancia.

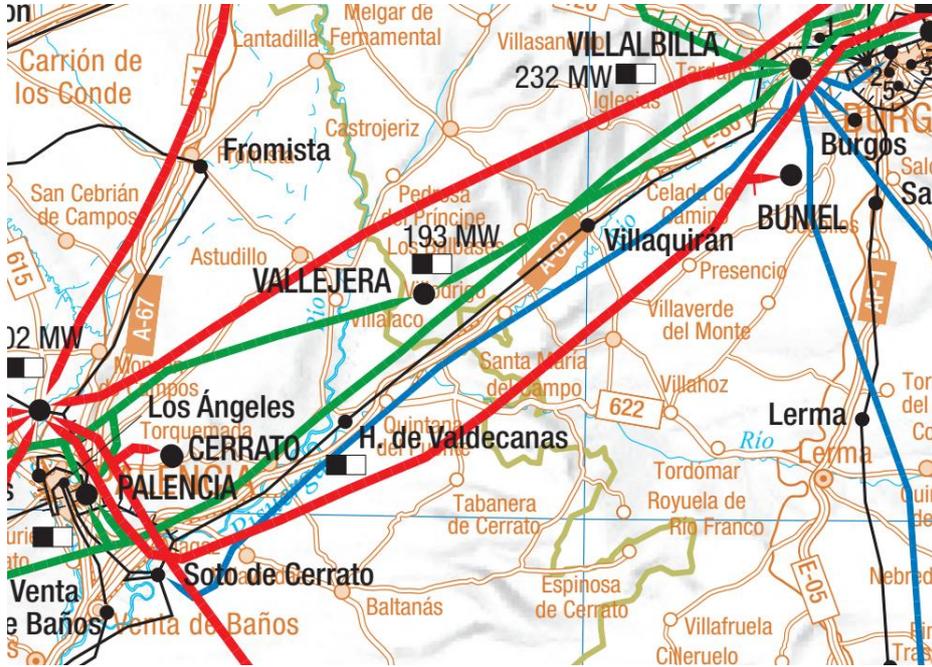


Figura 52. Mapa red eléctrica española de Tabanera de Cerrato.

La subestación eléctrica Palencia de 220 KV se encuentra a 35.63 km.

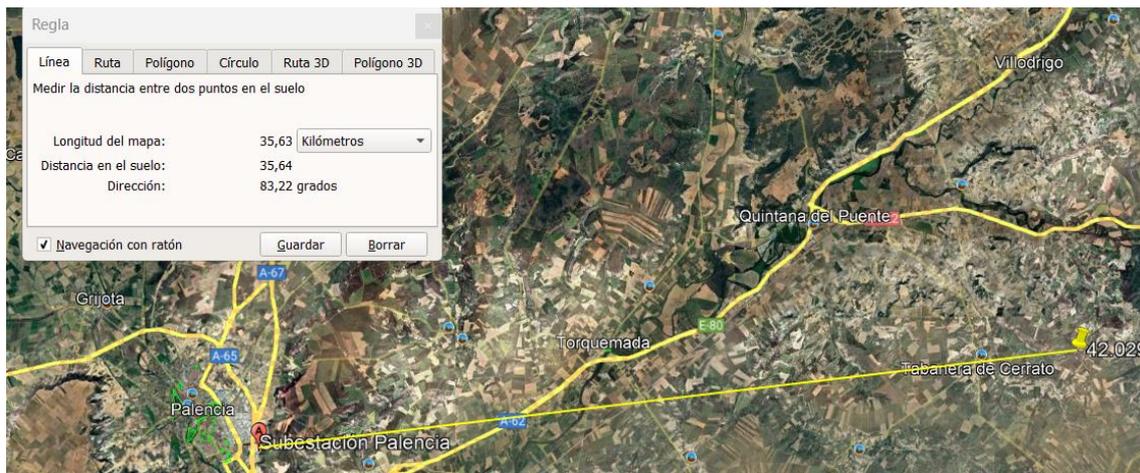


Figura 53. Distancia a la subestación eléctrica Palencia (Google Earth Pro)

2.4 TIPO DE TERRENO

En la figura 13, se observa un terreno llano con consistencia normal y árboles puntuales.



Figura 54. Captura del terreno (Google Earth Pro)

2.5 ACCESIBILIDAD

En la Figura 54, también se observa que esta ubicación se encuentra alrededor de una red de caminos rurales que facilitan el acceso para la construcción y mantenimiento.

2.6 MEDIO AMBIENTE

En la web de conserjerías de medio ambiente de la comunidad de Castilla y León se busca la cercanía a espacios naturales protegidos. En la Figura 55, se observa que se encuentre lejos de espacios naturales protegidos. [15]

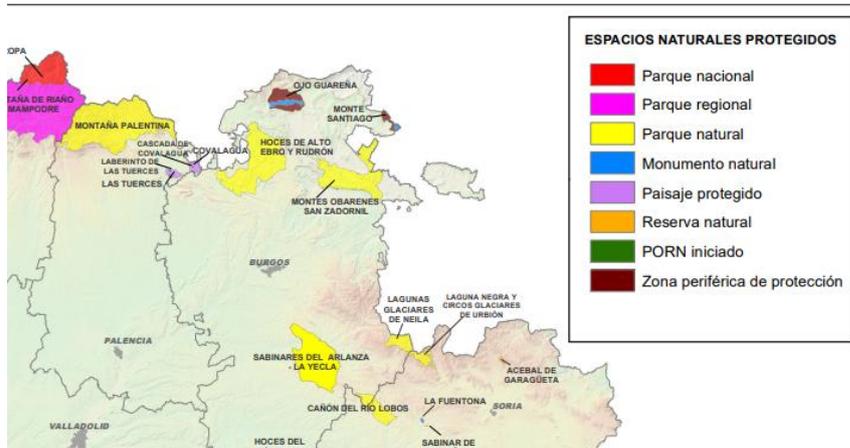


Figura 55. Mapa de espacios naturales protegidos en Palencia.

También se comprueba en la web de antenas móviles que no hay ninguna instalación de telefonía móvil.

2.7 ESTIMACIÓN DE POTENCIA

En la figura 8, se observa que la potencia que se generaría es de 376 W por metro cuadrado.

3. Alternativa 3: Moyuela, Campo de Belchite, Zaragoza

COORDENADAS: 41.17276, -0.92558

3.1 VELOCIDAD DEL VIENTO

Mediante el uso del mapa eólico ibérico y el global wind atlas se obtiene la velocidad media del viento y las rosas de frecuencia y velocidad.

Del mapa eólico del viento se obtiene una velocidad media en las coordenadas de 7.5075 m/s. En la Figura 56, se observa una velocidad media de 7,66 m/s en los 9 km² de terreno. En la Figura 56, se observan claras y dominantes direcciones del viento.

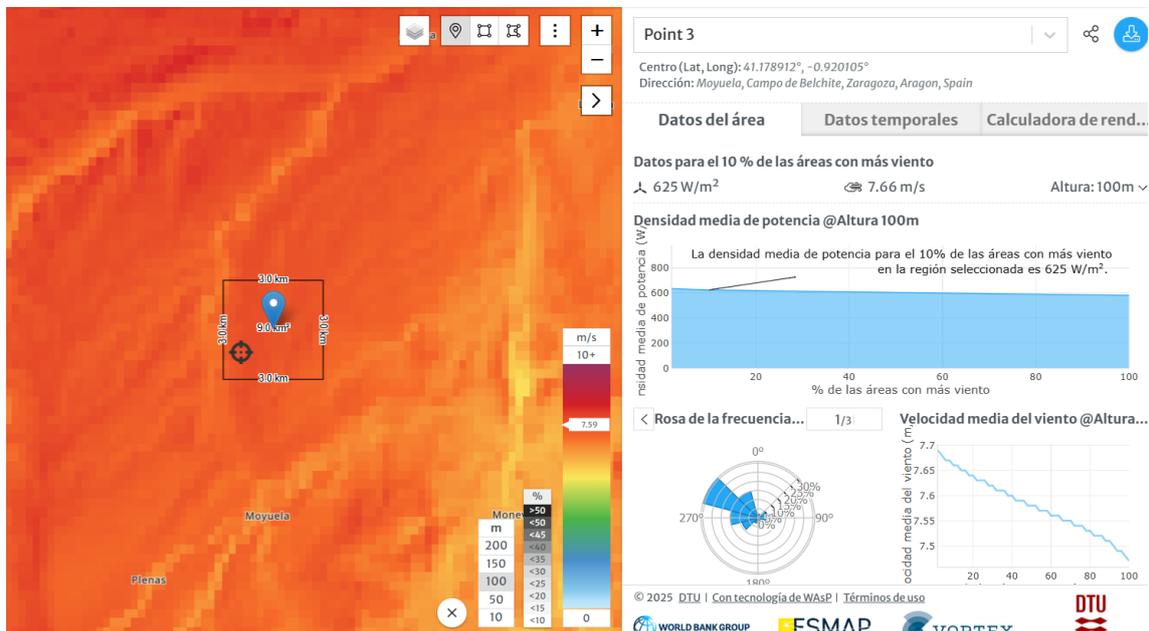


Figura 56. Información Global Wind Atlas en las coordenadas.

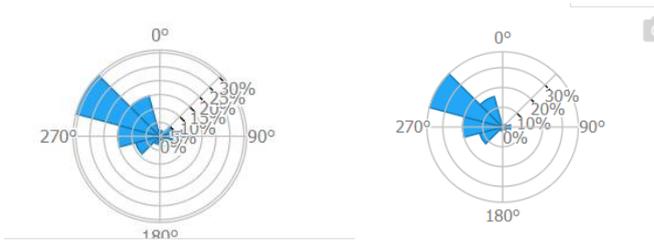


Figura 57. Rosa de la frecuencia del viento y rosa de velocidad del viento.

3.2 OROGRAFÍA

Mediante el uso de Google Earth Pro, se observa una pendiente máxima de 6.7%.

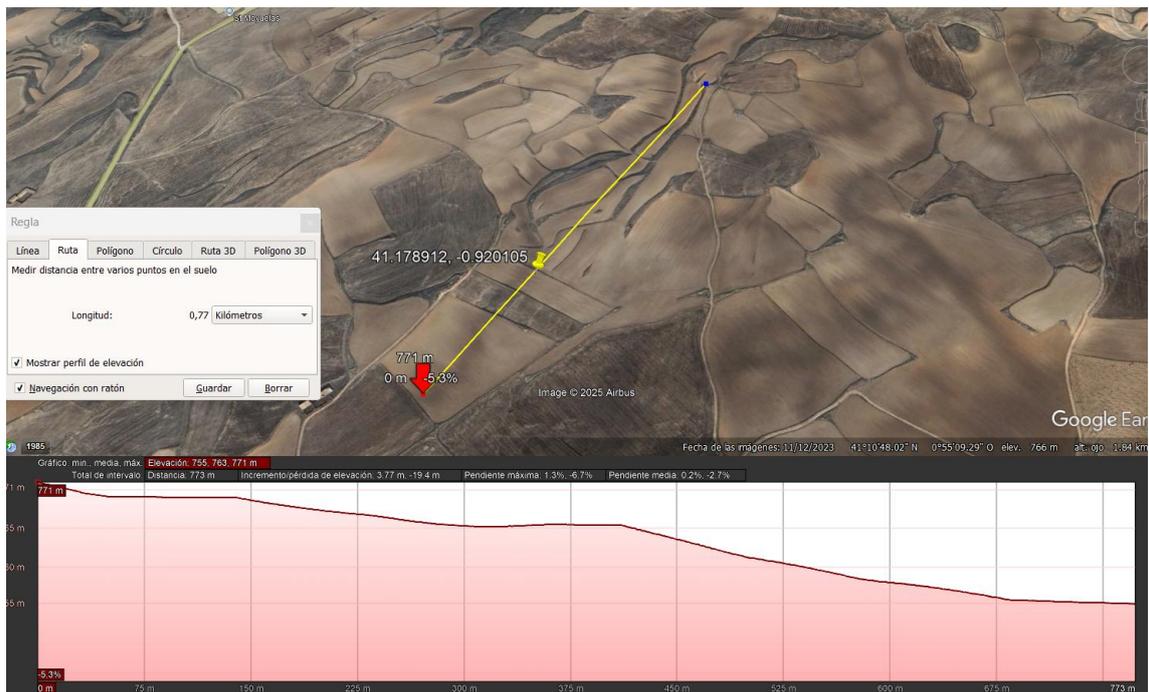


Figura 58. Pendiente en las coordenadas estudiadas (Google Earth Pro).

3.3 DISTANCIA A SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Se buscan subestaciones eléctricas de 220Kv a menos de 50km de distancia.

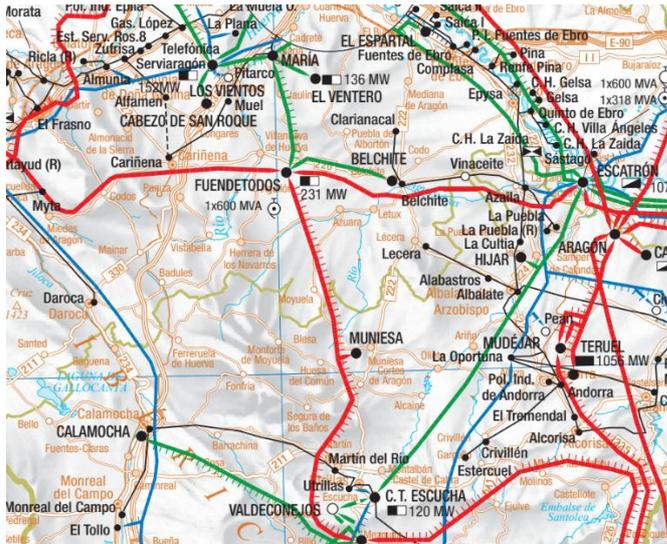


Figura 59. Mapa red eléctrica española de Moyuela, Campos de Belchite.

La subestación eléctrica Belchite de 220 KV se encuentra a 19.46 km.

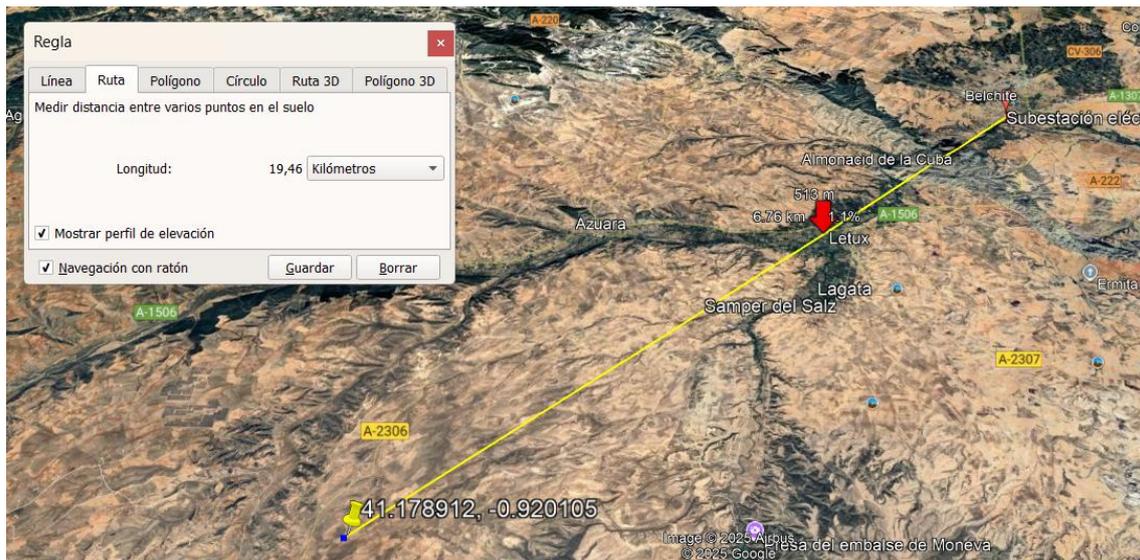


Figura 60. Distancia a la subestación eléctrica Belchite (Google Earth Pro)

3.4 TIPO DE TERRENO

En la Figura 61, se observa un terreno llano con consistencia normal sin vegetación.



Figura 61. Captura del terreno (Google Earth Pro)

3.5 ACCESIBILIDAD

En la Figura 61, también se observa que esta ubicación se encuentra alrededor de una red de caminos rurales que facilitan el acceso para la construcción y mantenimiento.

3.6 MEDIO AMBIENTE

En la web de conserjerías de medio ambiente de la comunidad de Aragón se busca la cercanía a espacios naturales protegidos. En la Figura 62, se observa que se encuentre lejos de espacios naturales protegidos. [15]

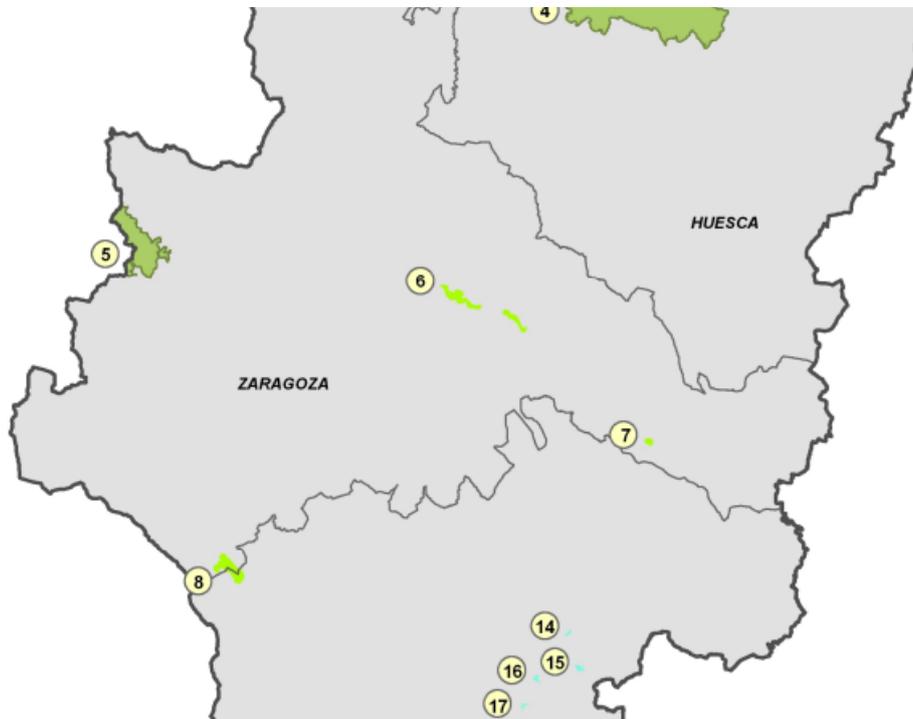


Figura 62. Mapa de espacios naturales protegidos en Zaragoza.

También se comprueba en la web de antenas móviles que no hay ninguna instalación de telefonía móvil.

3.7 ESTIMACIÓN DE POTENCIA

En la Figura 56, se observa que la potencia que se generaría es de 625 W por metro cuadrado.

4. Descripción de los criterios de puntuación

Para cada característica se asigna una puntuación del 1 al 3, siendo 3 la puntuación correspondiente a la opción más favorable, 2 a la opción media y 1 a la menos adecuada. En caso de ser similares se les darán la misma puntuación.

1. Velocidad del viento

Se asignan 3 puntos al emplazamiento con mayor velocidad del viento, que en este caso corresponde a Zaragoza. Soria Y Palencia, cuyas velocidades son muy similares entre sí y algo inferiores a la de zaragoza, se les asignan 2 puntos.

2. Orografía

Se otorgan 3 puntos al emplazamiento con la pendiente más baja, pues facilita la construcción del parque eólico. En este caso, Palencia recibe 3 puntos por una pendiente máxima de 4.7%. Zaragoza y Soria, con pendientes máximas muy similares (6.7% y 6.6% respectivamente), reciben 2 puntos cada una.

3. Distancia a subestación eléctrica

Se asignan 3 puntos al emplazamiento más cercano a una subestación, ya que una menor distancia reduce el coste y la complejidad de conexión. En este caso, Zaragoza recibe 3 puntos por estar a 19,46 km. Soria y Palencia, con distancias de 31,13 km y 35,63 km respectivamente, obtienen 2 puntos cada una.

4. Tipo de terreno

Se asignan 3 puntos a los emplazamientos cuyo terreno presente condiciones favorables para la instalación. Zaragoza recibe 3 puntos por presentar un terreno llano, de consistencia adecuada y sin presencia de árboles. Soria y Palencia, aunque también cuentan con terrenos llanos y consistencia normal, presentan árboles puntuales, por lo que se les asignan 2 puntos.

5. Accesibilidad

Se valora la existencia de caminos que faciliten el transporte de materiales y la instalación de infraestructuras. En este caso, los tres emplazamientos garantizan una accesibilidad adecuada, por lo que se le asignan 3 puntos a cada uno.

6. Medio ambiente

Se valora que los emplazamientos estén lejos de espacios naturales protegidos, ya que puede restringir el desarrollo del proyecto. Dado que ninguno de los emplazamientos se encuentre próximo a parques naturales o zonas ambientales protegidas, se asignan 3 puntos a cada uno.

7. Potencia estimada

Este criterio refleja la densidad de potencia disponible en el emplazamiento, siendo un indicador directo del potencial energético del viento. Zaragoza presenta el valor más alto (625 W/m²), por lo que se le asignan 3 puntos. Soria con 539 W/m², obtiene 2 puntos, mientras que Palencia, con un valor significativamente inferior (376 W/m²), recibe 1 punto.

A continuación, se resume la puntuación:

	RECURSO EÓLICO	OROGRAFÍA	DISTANCIA A SUBESTACIÓN	TIPO DE TERRENO	ACCESIBILIDAD	MEDIO AMBIENTE	POTENCIA ESTIMADA	TOTAL
EMPLAZAMIENTO 1 SORIA	2	2	2	2	3	3	(539 W/m ²)	19
EMPLAZAMIENTO 2 PALENCIA	2	3	2	2	3	3	(376 W/m ²)	18
EMPLAZAMIENTO 3 ZARAGOZA	3	2	3	3	3	3	(625 W/m ²)	23

Tabla 29. Resumen criterios de puntuación.

Tras aplicar los distintos criterios, el emplazamiento que obtiene la mayor puntuación total es el de Zaragoza: Moyuela, Campo de Belchite. Por tanto, se selecciona como la opción más favorable para la instalación del parque eólico.

5. Implantación de los aerogeneradores

La alineación de los aerogeneradores debe ser a la dirección perpendicular a la dirección predominante del viento. En la figura 16, se observa la dirección más frecuente de la rosa de vientos es a 315° , es decir el viento viene desde el Noroeste (NW). Se colocarán los aerogeneradores siguiendo un eje 45° .

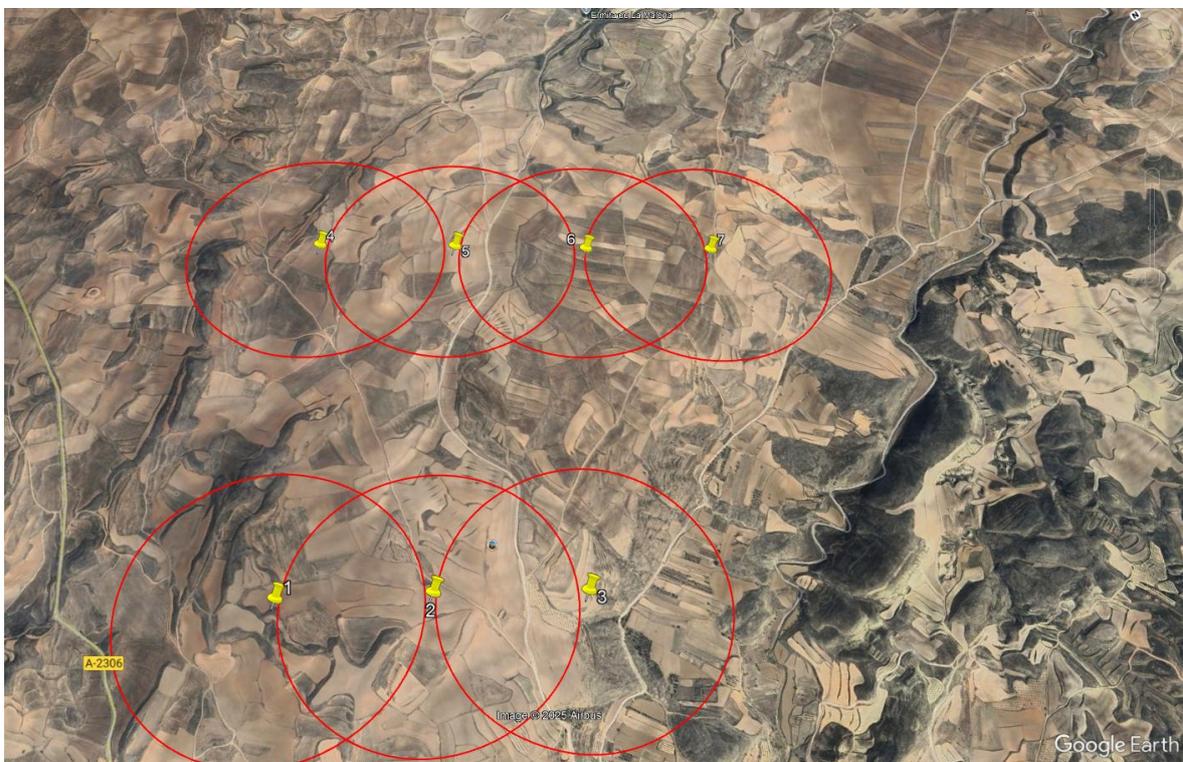


Fig.22. Colocación aerogeneradores

ANEXO II: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

En el presente anexo se detallan los cálculos técnicos realizados para justificar la selección de los cables de media tensión del parque eólico presentado. Se parte de la potencia generada por los aerogeneradores, características de la red eléctrica y las condiciones del terreno para dimensionar adecuadamente la sección de los conductores y asegurando que cumplen los requisitos normativos y operativos de seguridad y eficiencia energética [1].

1. CALCULO DE INTENSIDAD POR AEROGENERADOR

Para el diseño de la red de media tensión del parque eólico se parte de una potencia por aerogenerador de 7,2 MW que se evacúa a través de una red trifásica de 30 kV y con un factor de potencia de 0,9.

La intensidad máxima generada por cada aerogenerador se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi} = \frac{7200}{\sqrt{3} * 30 * 0.9} = 153,96A$$

Donde:

I = Intensidad de la línea en amperios

P= Ponencia en vatios de cada aerogenerador

V = Tensión compuesta del sistema

2. NÚMERO MÁXIMO DE AEROGENERADORES

A continuación, se calcula el número admisible de aerogeneradores por línea si se usa un interruptor de intensidad 630 A:

$$I = \frac{I_{interruptor}}{I_{generador}} = \frac{630 A}{153,96 A} = 4,09$$

Como máximo habrá 4 aerogeneradores.

El parque eólico se distribuye en 3 líneas principales que agrupan 3, 2 y 2 aerogeneradores respectivamente. Sin embargo, hay 4 tramos de cableado, pues desde el aerogenerador A5 hasta la subestación se unen 2 líneas que se unen en la misma zanja, lo que obliga a considerar dos ternas. En la siguiente tabla se recogen los datos de la intensidad máxima de cada línea.

TRAMOS	INTENSIDAD (A)
A1-A2-A3	153,96 x 3 = 461,88
A4-A5	153,96 x 2 = 307,92
A6-A7	153,96 x 2 = 307,92
A5-SET	2 zanjas de 307,92

Tabla 30. Intensidad por cada tramo

3. CRITERIOS DE SELECCIÓN SECCIÓN DE CABLES SEGÚN LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE

A continuación, se realiza el cálculo del dimensionado del conductor empleado en la red de media tensión.

Para elegir la tensión nominal de los cables se utiliza la Tabla 31. Para ello se considera cual es la tensión máxima que soportaría el cable durante un periodo largo, se elige una tensión nominal de la Tabla 17. Al ser la tensión nominal de este proyecto de 30kV, la tensión máxima será de 36 kV, seleccionando cables de categoría 18/30 kV conforme a la norma IEC60502 y se asume que se tienen en el punto de conexión una categoría A-B.

Tensión Nominal (U) kV	Tensión Máxima (U) kV
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20 (*)	24
30	36
45	52
66	72,5
132 (*)	145
150	170
220 (*)	245
400 (*)	420

Tabla 31. Tensiones normalizadas

Tensión nominal U (kV)	Red sistema trifásico		Cable a utilizar Campo radial. Tensión nominal del cable Uo/U (kV)
	Tensión más elevada de la red Um (kV)	Categoría de la red	
3	3,6	A-B	1,8/3
		C	
6	7,2	A-B	3,6/6
		C	
10	12	A-B	6/10
		C	
15	17,5	A-B	8,7/15
		C	
20	24	A-B	12/20
		C	
25	30	A-B	15/25
		C	
30	36	A-B	18/30
		C	
45	52	A-B	26/45

Tabla 32. Norma IEC60502.

4. CRITERIOS CORRECCIÓN

- Cables con temperatura diferente a 25°C

Las condiciones del diseño son de 15° de temperatura del terreno y 105°C de servicio permanente.

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

Tabla 33. Factor de corrección para temperatura del terreno distinta de 25°C

Factor corrección: 1.06

- **Resistividad térmica**

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

Tabla 34. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad

Resistividad térmica igual a 1,5 Km/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
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 35. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1.5 km/W

Factor de corrección: 1

- **Ternas de cables unipolares agrupados bajo tierra**

Se tienen distintos tramos de ternas con una distancia de 0.2 metros entre ellas

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 36. Factor de corrección por distancias entre ternas

1. Tramo A1-A2-A3: solo va 1 terna (factor de corrección 1)
2. Tramo A4-A5: solo va 1 terna (factor de corrección 1)

3. Tramo A6-A7 hasta A5: solo va 1 terna (factor de corrección 1)
4. Tramo desde la intersección de A5 hasta la subestación (SET): van 2 ternas (factor de corrección 0,82)

- Profundidad de enterramiento

Se toma una profundidad estándar 1m

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

Tabla 37. Factores de corrección para profundidades de la instalación distinta de 1m.

No se aplica factor: 1

FACTOR TOTAL DE CORRECCIÓN POR TRAMOS

1. TRAMOS DE 1 ZANJA:

$$\text{Factor total de corrección} = 1 * 1,06 * 1 * 1 = 1,06$$

2. TRAMO DE 2 ZANJAS:

$$\text{Factor total de corrección} = 0,82 * 1,06 * 1 * 1 = 0,8692$$

5. INTENSIDAD CORREGIDA POR CADA LÍNEA

Para el dimensionado de los cables de media tensión, se determina la intensidad máxima de cada tramo en función del número de aerogeneradores. Posteriormente, se aplica un factor de corrección calculado previamente. En la tabla se recogen los resultados de las intensidades.

TRAMOS	INTENSIDAD (A)	FACTOR DE CORRECCIÓN	INTENSIDAD FINAL (A)
A1-A2-A3	$153,96 \times 3 = 461,88$	1,06	435,74
A4-A5	$153,96 \times 2 = 307,92$	1,06	290,49
A6-A7	$153,96 \times 2 = 307,92$	1,06	290,49
A5-SET	2 ternas de 307,92	0,8692	354,26

Tabla 38. Intensidades corregidas por cada tramo.

6. CONDICIONES DE DISEÑO PARA INSTALACIÓN TIPO

Instalación tipo con cables de aislamiento seco hasta 18/30 kV, formada por una terna de cables unipolares directamente enterrada en toda su longitud a 1m de profundidad, en terreno de resistividad térmica media de 1,5 km/W, con una temperatura del terreno a dicha profundidad de 25°C y con una temperatura del aire de 40°C. Con esas consideraciones se han fijado intensidades admisibles en servicio permanente y corriente alterna para cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV recogidos en la siguiente Tabla.

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

Notas: Tipos de aislamiento:
EPR (etileno propileno),
XLPE (polietileno reticulado),
HEPR (etileno propileno de alto módulo)

Tabla 39. Intensidades máximas admisibles en servicio permanente y corriente alterna para cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV.

La elección del tipo y sección de los cables se realiza en función de la intensidad máxima admisible. En la siguiente tabla se recoge la solución adoptada para cada tramo, considerando conductor de aluminio y aislamiento XLPE.

Líneas	INTENSIDAD FINAL (A)	SECCIÓN DEL CABLE	MATERIAL	AISLAMIENTO
A1-A2-A3	435,74	400	aluminio	XLPE
A4-A5	290,49	185	aluminio	XLPE
A6-A7	290,49	185	aluminio	XLPE
A5-SET	354,26	300	aluminio	XLPE

Tabla 40. Selección de sección y características de los cables de media tensión.

7. CAÍDA DE TENSIÓN EN EL CABLE

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

Donde:

L = longitud del cable en m

I = intensidad en amperios

$\cos\varphi$ = factor potencia

S= sección del conductor

γ = conductividad del aluminio

Con los datos de cada línea se calcula su caída de tensión.

En porcentaje:

$$\Delta V (\%) = \frac{\Delta V}{V}$$

Se recogen los resultados en la siguiente tabla:

TRAMOS	INTENSIDAD (A)	LONGITUD (km)	CAIDA DE TENSIÓN (ΔV)	CAIDA DE TENSIÓN (%)
A1-A2-A3	435,74	1,91	118,81	0,40
A4-A5	290,49	0,60	53,80	0,18
A6-A7	290,49	0,90	80,69	0,27
A5-SET	354,26	0,72	48,55	0,16

Tabla 41. Caída de tensión en cada tramo.

Se comprueba que la caída de tensión en las líneas está por debajo del 1%, margen establecido para un funcionamiento adecuado.

8. PÉRDIDA DE POTENCIA

$$\Delta P (W) = 3 * R * L * I^2$$

Donde:

ΔP = Pérdidas de potencia en vatios

R = Resistencia del conductor en Ω /km

L = longitud de la línea en km

I = intensidad de la línea

En porcentaje:

$$\Delta P (\%) = \frac{\Delta P}{P}$$

Se recogen los resultados en la siguiente tabla:

TRAMOS	INTENSIDAD (A)	LONGITUD (km)	PÉRDIDA DE POTENCIA (kW)	PÉRDIDA DE POTENCIA (%)
A1-A2-A3	435,74	1,91	84,64	0,17
A4-A5	290,49	0,60	24,91	0,05

A6-A7	290,49	0,90	37,37	0,07
A5-SET	354,26	0,72	27,11	0,05

Tabla 42. Pérdidas de potencia por cada tramo

9. CONCLUSIÓN

A partir de los cálculos realizados, se han determinado las secciones de conductor necesarias para cada tramo de la red de media tensión del parque eólico, considerando las intensidades máximas, factores de corrección y pérdidas de potencia.

Para simplificar el diseño y ejecución de la instalación, así como para facilitar el tendido de conductores y la gestión de repuestos, se opta por dimensionar todos los tramos con la sección máxima calculada, correspondiente a 400 mm² de aluminio con aislamiento XLPE. Así cumple con los requisitos normativos establecidos por la IEC 60502 y asegura un funcionamiento fiable y eficiente del sistema eléctrico del parque eólico.

ANEXO III: CÁLCULO DEL PRESUPUESTO

En el presente anexo se desarrolla el cálculo detallado del presupuesto del parque eólico de Moyuela (Zaragoza). El objetivo es calcular una aproximación de la inversión necesario para la construcción, puesta en marcha y operación inicial de la instalación, desglosándola en diferentes capítulos.

Para su elaboración, se han considerado precios del mercado actualizados.[27][30] [31]

1. OBRA CIVIL

Descripción	Uds.	Cantidad	Precio unitario	Precio total	Total
CAPÍTULO 1: OBRA CIVIL					
1.1 Movimiento de tierras					
LIMPIEZA Y DESBROCE A MÁQUINA					
Viales nuevos	m ²	16.320,00	1,14	18.604,80	
Viales a reparar	m ²	14.280,00	1,14	16.279,20	
Plataformas	m ²	11.200,00	1,14	12.768,00	
Aerogeneradores	m ²	2.661,00	1,14	3.033,54	
Cimentación torre meteorología	m ²	6,25	1,14	7,13	
Zanja línea 30 kV	m ²	7.320,00	1,14	8.344,80	
					59.037,47
EXCAVACIONES EN TERRENO COMPACTO					
Desmontes viales principales	m ³	9.180,00	4,02	36.903,60	
Desmonte plataformas	m ³	28.000,00	4,02	112.560,00	
Zanja línea de media tensión	m ³	3.513,60	7,00	24.595,20	
Vaciado ciment. Aerogeneradores	m ³	9.500,00	3,60	34.200,00	
Vaciado ciment. Torre meteorológica	m ³	4,84	3,60	17,42	
					208.276,22
RELLENO					
Cimentación de aerogeneradores	m ³	5.914,00	5,01	29.629,14	
En terraplén núcleo de viales	m ³	16.259,00	8,00	130.072,00	
Viales	m ³	8.770,00	12,00	105.240,00	
Zanja línea de media tensión	m ³	7.320,00	10,00	73.200,00	
Con arena en Zanjas	m ³	7.320,00	3,01	22.033,20	
					360.174,34
FORMACIÓN DE CUNETAS	m ³	4.590,00	1,08	4.957,20	
					4.957,20

ANEXO III: CÁLCULO DEL PRESUPUESTO

1.2 Hormigones				
Limpieza y nivelación	m ³	1.000,00	80,00	80.000,00
Armado	m ³	2.813,20	95,00	267.254,00
Encofrado	m ²	850,00	57,00	48.450,00
Junta de hormigón	m ²	900,00	57,00	51.300,00
				447.004,00
1.3 Aceros				
Corrugado	kg	150.000,00	1,30	195.000,00
Sistema de anclaje del aerogenerador	Ud.	7,00	500,00	3.500,00
				198.500,00
1.4 Otros				
Cinta plástica señalizadora	mL	7.320,00	0,50	3.660,00
Plancha PVC	ml	7.320,00	2,00	14.640,00
				18.300,00
TOTAL OBRA CIVIL				1.296.249,23

Tabla 43. Presupuesto de la obra civil.

2. CONEXIONES

Descripción	Uds.	Cantidad	Precio unitario	Precio total	Total
CAPÍTULO 2: CONEXIONES					
cables					
CABLES aluminio MT 400 mm ²	m	4.850,00	24,45	118.582,50	
Cables puesta a tierra	Ud.	7,00	8,54	59,78	
Cables fibra óptica SM10	m	4.850,00	1,45	7.032,50	
					125.674,78
celdas					
0L+1L	Ud.	4,00	8.000,00	32.000,00	
0L+1L+1P	Ud.	2,00	15.000,00	30.000,00	
0L+2L+1P	Ud.	1,00	18.000,00	18.000,00	
					80.000,00
TOTAL CONEXIONES					205.674,78

Tabla 44. Presupuesto conexiones

3. AEROGENERADORES

Descripción	Uds.	Cantidad	Precio unitario	Precio total	Total
CAPÍTULO 3: AEROGENERADORES					
3.1 Aerogeneradores					
Aerogenerador Vestas V172 – 7.2 MW.	Ud.	7 de 7,2 MW	0,78 M EUR/MW	39.312.000,00	
TOTAL AEROGENERADORES					39.312.000,00

Tabla 45. Presupuesto aerogeneradores

4. SUBESTACIÓN [17]

Descripción	Uds.	Cantidad	Precio unitario	Precio total	Total
CAPÍTULO 4: SUBESTACIÓN 220/30kV					
Obra civil subestación aérea intemperie	Ud.	1,00	250.000,00	250.000,00	
Soportes en perfiles de acero galvanizado	Ud.	1,00	40.000,00	40.000,00	
Sistema de protecciones	Ud.	1,00	45.000,00	45.000,00	
Transformador de potencia 30/220kV	Ud.	1,00	1.000.000,00	1.000.000,00	
Transformador de tensión	Ud.	1,00	50.000,00	50.000,00	
Transformador de intensidad	Ud.	1,00	65.000,00	65.000,00	
Interruptores	Ud.	2,00	10.000,00	20.000,00	
Seccionadores	Ud.	4,00	10.000,00	40.000,00	
Autoválvulas	Ud.	6,00	7.500,00	45.000,00	
Alumbrado	Ud.	1,00	10.000,00	10.000,00	
Tubos y piezas de conexión	Ud.	1,00	18.000,00	18.000,00	
Equipo de comunicaciones	Ud.	1,00	60.000,00	60.000,00	
Armarios de media	Ud.	1,00	40.000,00	40.000,00	
Montaje Aparellaje eléctrico de 30/220kV	Ud.	1,00	180.000,00	180.000,00	
Supervisión, pruebas y puesta en marcha	Ud.	1,00	50.000,00	50.000,00	
TOTAL SUBESTACIÓN					1.913.000,00

Tabla 46. Presupuesto subestación.

5. EDIFICIO DE CONTROL

Descripción	Uds.	Cantidad	Precio unitario	Precio total	Total
CAPÍTULO 5: EDIFICIO DE CONTROL					
Obra civil edificio de control	Ud.	1,00	150.000,00	150.000,00	
TOTAL EDIFICIO DE CONTROL					150.000,00

Tabla 47. Presupuesto edificio de control.

6. OTROS

Descripción	Uds.	Cantidad	Precio unitario	Precio total	Total
CAPÍTULO 6: INGENIERÍA, DIRECCIÓN DE OBRA Y CALIDAD					
ingeniería parque eólico	Ud.	1	100.000,00	100.000,00	
Dirección facultativa de la obra	Ud.	1	80.000,00	80.000,00	
Control de calidad	Ud.	1	60.000,00	60.000,00	
TOTAL					240.000,00

Tabla 48. Presupuesto otros.

Al importe total se le va a aplicar los gastos generales (16%) y el beneficio industrial (3%), obteniendo el siguiente presupuesto:

TOTAL	43.116.924,01 €
16% gastos generales	6.898.707,84 €
3% beneficio industrial	1.293.507,72 €
TOTAL EJECUCIÓN	51.309.139,57 €

Tabla 49. Presupuesto total.

La cifra de 51.309.139,57 €, representa la inversión necesaria para la materialización del proyecto incluyendo todos los conceptos imprescindibles para garantizar su correcta implementación y viabilidad técnica.

ANEXO IV: ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) representan un conjunto de metas a nivel mundiales, ideadas para erradicar la pobreza, proteger el planeta y garantizar la prosperidad para todos. Son 17 objetivos que tienen como finalidad conseguir un desarrollo sostenible en el ámbito económico, social y ambiental. [22][25]

La ingeniería posee un papel fundamental para conseguir estos objetivos, pues investiga de forma continua nuevas aplicaciones y tecnologías que permitan trabajar de manera más eficiente y sostenible. Además, la ingeniería impulsa también hacia modelos de producción más viables, orientados a la reducción de emisiones y al aprovechamiento responsable de los recursos naturales.

Este Trabajo de Fin de Grado contribuye a varios ODS, mostrados a continuación.

El objetivo principal es el **ODS 7: ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE**.

El principal objetivo es asegurar 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. Actualmente, está sucediendo un crecimiento de población y con él crece la demanda de energía, por lo que es fundamental impulsar una transición energética. El diseño de un parque eólico contribuye claramente a este objetivo en España, buscando aumentar la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas. El parque eólico promueve el desarrollo de energía limpia, sostenible y económicamente accesible, mejorando la independencia energética y reduciendo la dependencia de fuentes contaminantes. El proyecto se sitúa en un contexto en el que España ya es líder en potencia eólica instalada.

Otros objetivos secundarios con los que se alinea este proyecto son:

ODS 13: ACCIÓN POR EL CLIMA.

El cambio climático afectará a todas las personas de todos los países de todos los continentes de alguna forma. El calentamiento global está afectando a un ritmo muy elevado convirtiéndose en uno de los mayores desafíos de la humanidad. En España se ha observado como las temperaturas son cada vez más elevadas a lo largo del año. Este objetivo se propone aumentar la ambición y actuar en todos los niveles para hacer frente a este problema.

Este proyecto contribuye directamente a esta meta debido a que contribuye a la reducción de gases de efecto invernadero con la sustitución de fuentes de energía fósil por energía renovable en España. En concreto, la eólica evita la emisión de 32 millones de toneladas de CO₂.

ODS 9: INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURA.

El desarrollo industrial sostenible, el progreso tecnológico y las inversiones en infraestructuras tienen un papel clave en el crecimiento económico, el desarrollo social y la acción por el clima. Este objetivo busca modernizar las infraestructuras y reconvertir las industrias para que sean sostenibles, utilizando recursos con mayor eficiencia y promoviendo tecnologías limpias.

El uso de herramientas especializadas como Windographer y WASP, así como el análisis de viabilidad técnica y económica, son reflejo del enfoque comprometido con la sostenibilidad en el desarrollo de infraestructuras energéticas.

ODS 8: TRABAJO DECENTE Y CRECIMIENTO ECONÓMICO.

Este objetivo pretende promover el crecimiento económico inclusivo y sostenible, el empleo y el trabajo decente para todos. A pesar de haberse producido un incremento de la productividad laboral, es necesario seguir avanzando para mejorar las oportunidades de empleo.

ANEXO IV: ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

El diseño e implementación de un parque eólico contribuye directamente a impulsar el empleo técnico y especializado, así como el desarrollo económico local relacionado al mantenimiento e instalación del parque eólico.