



**COMILLAS**

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS  
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN  
PARQUE EÓLICO**

Autor: Gonzalo de Elías Alcaraz

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid



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

Evaluación Técnica y Económica de un Parque Eólico

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

curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Gonzalo de Elías Alcaraz

Fecha: ...04.../ ...07.../ ...2025...

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Ignacio Martín Gutiérrez

Fecha: ...../ ...../ .....





**COMILLAS**

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS  
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN  
PARQUE EÓLICO**

Autor: Gonzalo de Elías Alcaraz

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid



# **Agradecimientos**

En esta sección me gustaría agradecer a mi familia por su apoyo incondicional y por haberme dado la oportunidad de estudiar en comillas. Además, me gustaría agradecer a todos aquellos profesores que han sido parte de mi formación académica y personal.



# EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO

**Autor: de Elías Alcaraz, Gonzalo.**

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI.

## RESUMEN DEL PROYECTO

El presente Trabajo de Fin de Grado tiene como objetivo la evaluación técnica y económica de un parque eólico en los municipios de Tobarra y Hellín, en la provincia de Albacete.

**Palabras clave:** Energía eólica, viabilidad técnica, viabilidad económica, sostenibilidad, transición energética

### 1. Introducción

En el contexto actual de descarbonización hacia modelos energéticos sostenibles, la energía eólica se presenta como una de las alternativas más competitivas y consolidadas dentro del mix energético. Este proyecto se centra en la evaluación técnica y económica de la implantación de un parque eólico terrestre situado en los municipios de Tobarra y Hellín, en la provincia de Albacete.

España se encuentra entre los países líderes a nivel mundial en el aprovechamiento de la energía eólica, lo que refuerza la viabilidad de este tipo de instalaciones en el territorio nacional. Este estudio busca analizar la viabilidad del emplazamiento, optimizar la configuración del parque y evaluar su rentabilidad económica contribuyendo a los objetivos de sostenibilidad energética establecidos

### 2. Definición del proyecto

El objetivo principal de este proyecto es realizar un estudio que permita determinar la viabilidad técnica y económica de la instalación de un parque eólico en la provincia de Albacete. El trabajo incluye la selección del emplazamiento, al análisis detallado del recurso eólico disponible, la elección de los aerogeneradores más eficientes para las condiciones del lugar, el diseño de la infraestructura eléctrica, la planificación de la obra civil y la evaluación ambiental de la instalación.

Además, se realiza un estudio económico completo que incluye los costes de inversión, operación y mantenimiento, así como la previsión de los ingresos por la venta de la energía genera. Estas métricas se utilizan para hacer un análisis financiero que será el encargado de evaluar la rentabilidad del proyecto.

### 3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

Para la realización del presente proyecto se han utilizado herramientas de estudio y simulación de recurso eólico. En primer lugar, se ha utilizado un programa proporcionado por el Global Wind Atlas [1] con el cual se han realizado estudios del recurso eólico y de las simulaciones de la potencia neta generada por el parque. También se utilizó la herramienta proporcionada por el CENER [2] con la que se obtuvo la distribución de Weibull asociada al viento del emplazamiento. Además de estas herramientas, se ha hecho uso de ciertos análisis multicriterio para la toma de decisiones

estructurales del proyecto, así como de bases de datos para la búsqueda de las características de los distintos dispositivos del parque eólico.

#### **4. Resultados**

El análisis del recurso eólico ha demostrado que el emplazamiento seleccionado en los municipios de Tobarra y Hellín presenta velocidades medias del viento adecuadas para la explotación eficiente de la tecnología eólica. Se ha seleccionado la tecnología de aerogeneradores más adecuada para las condiciones del parque, optimizando su disposición para maximizar la producción de energía y minimizar las pérdidas por efecto estela. El diseño de la infraestructura eléctrica cumple con los requisitos de seguridad, eficiencia y conexión a la red. La producción anual estimada confirma que el parque tiene un alto potencial de generación renovable. El estudio económico realizado demuestra la rentabilidad del proyecto, con valores positivos de VAN y TIR, y un periodo de recuperación de la inversión razonable.

#### **5. Conclusiones**

El desarrollo del presente proyecto ha permitido confirmar la viabilidad técnica y económica de la instalación del parque eólico propuesto en Albacete. La correcta selección del emplazamiento, la adecuada elección de los aerogeneradores, el diseño óptimo de la infraestructura y la evaluación ambiental garantizan la sostenibilidad y la rentabilidad del proyecto. Este parque eólico no solo será una fuente de generación de energía limpia, sino que también tendrá un impacto positivo sobre la economía local. El proyecto representa una solución eficaz para avanzar hacia un modelo energético más sostenible y resiliente

#### **6. Referencias**

- [1] DTU Wind Energy & World Bank Group, 2024, Global Wind Atlas.  
<https://globalwindatlas.info/en/>
- [2] Ministerio para la Transición ecológica y el Reto Demográfico, Mapa Eólico Ibérico.  
<https://www.mapaeolicoiberico.com/map;latitude=38.65096;longitudo=-1.64249;altura=100;dato=micro>

# TECHNICAL AND ECONOMIC EVALUATION OF A WIND FARM

**Author: de Elías Alcaraz, Gonzalo.**

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI

## ABSTRACT

This Final Degree Project aims to perform the technical and economic evaluation of a wind farm located in the municipalities of Tobarra and Hellín, in the province of Albacete.

**Keywords:** Wind energy, technical feasibility, economic feasibility, sustainability, energy transition.

### 1. Introducción

In the current context of decarbonization towards sustainable energy models, wind energy stands out as one of the most competitive and established alternatives within the energy mix. This project focuses on the technical and economic assessment of the implementation of an onshore wind farm located in the municipalities of Tobarra and Hellín, in the province of Albacete.

Spain is among the world's leading countries in the development and use of wind energy, which reinforces the viability of this type of installation within the national territory. This study aims to analyze the viability of the selected site, optimize the park configuration, and assess its economic profitability, contributing to the established energy sustainability objectives.

### 2. Project Definition

The main objective of this project is to carry out a comprehensive study to determine the technical and economic feasibility of installing a wind farm in the province of Albacete. The work includes the selection of the most suitable site, a detailed analysis of the available wind resource, the selection of the most efficient wind turbines for the local conditions, the design of the electrical infrastructure, the planning of the required civil works, and the environmental assessment of the installation.

In addition, a complete economic study is conducted, which includes investment, operation, and maintenance costs, as well as revenue projections from the sale of the energy generated. These metrics are used to perform a financial analysis to assess the profitability of the project.

### 3. Model/System/Tool Description

To develop this project, wind resource analysis and simulation tools have been used. First, the software provided by the Global Wind Atlas [1] was used to conduct wind resource studies and simulations of the net power generated by the park. The tool provided by CENER [2] was also used to obtain the Weibull distribution associated with the wind conditions at the site. In addition to these tools, multi-criteria analysis methods were used to support structural decision-making throughout the project, as well as databases for selecting the technical specifications of the various wind farm components.

#### **4. Results**

The wind resource analysis confirmed that the selected site in the municipalities of Tobarra and Hellín presents average wind speeds suitable for the efficient operation of wind energy technology. The most appropriate wind turbine technology for the site's conditions was selected, and their layout was optimized to maximize energy production while minimizing wake effect losses. The design of the electrical infrastructure meets the required safety, efficiency, and grid connection standards. The estimated annual production confirms the high renewable generation potential of the wind farm. The economic analysis demonstrates the profitability of the project, with positive Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR) values, and a reasonable investment recovery period.

#### **5. Conclusions**

The development of this project has confirmed the technical and economic feasibility of the proposed wind farm in Albacete. The appropriate site selection, the optimal choice of wind turbines, the efficient design of the infrastructure, and the environmental assessment ensure the sustainability and profitability of the project. This wind farm will not only be a source of clean energy generation but will also have a positive impact on the local economy. The project represents an effective solution to progress towards a more sustainable and resilient energy model.

#### **6. References**

- [1] DTU Wind Energy & World Bank Group, 2024, Global Wind Atlas.  
<https://globalwindatlas.info/en/>
- [2] Ministerio para la Transición ecológica y el Reto Demográfico, Mapa Eólico Ibérico.  
<https://www.mapaeolicoiberico.com/map;latitude=38.65096;longitude=-1.64249;altura=100;dato=micro>



## *Índice de la memoria*

<b>Capítulo 1. Introducción .....</b>	<b>11</b>
1.1 Contexto energético actual .....	11
1.2 Estado de la energía eólica en el mundo .....	12
1.3 Estado de la energía eólica en España .....	14
1.4 Motivación .....	17
1.5 Objetivos del proyecto.....	18
1.6 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).....	19
1.7 Metodología.....	21
<b>Capítulo 2. Fundamentos de la energía eólica.....</b>	<b>23</b>
2.1 Principios físicos de la energía eólica .....	23
2.2 Potencia Eólica.....	26
2.3 Descripción de la tecnología actual .....	34
2.4 Componentes de un aerogenerador .....	38
2.4.1 Palas.....	39
2.4.2 Buje.....	40
2.4.3 Rotor.....	41
2.4.4 Góndola.....	42
2.4.5 Torre.....	43
2.4.6 Cimentación.....	44
2.4.7 Multiplicadora.....	44
2.4.8 Generador .....	45
2.4.9 Convertidor de frecuencia.....	46
2.4.10 Transformador.....	47
2.4.11 Frenos.....	47
2.4.12 Sistema de medición y de control .....	48
<b>Capítulo 3. Legislación aplicable.....</b>	<b>49</b>
3.1 Legislación nacional (España).....	49
3.1.1 Instalaciones eléctricas .....	49
3.1.2 Obra civil.....	50
3.1.3 Salud y Seguridad.....	50

3.1.4 Ambiental.....	51
3.2 Legislación autonómica (Castilla-La Mancha, Albacete) .....	52
3.2.1 Instalaciones eléctricas .....	52
3.2.2 Obra civil.....	52
3.2.3 Ambiental.....	52
<b>Capítulo 4. Selección del emplazamiento .....</b>	<b>53</b>
4.1 Metodología de selección.....	53
4.1.1 Recurso eólico .....	54
4.1.2 Orografía.....	54
4.1.3 Rugosidad del terreno .....	54
4.1.4 Accesibilidad .....	55
4.1.5 Proximidad a infraestructuras eléctricas .....	55
4.1.6 Compatibilidad ambiental .....	56
4.1.7 Precio del suelo y disponibilidad .....	56
4.1.8 Saturación eólica de la zona. ....	57
4.2 Preselección de la ubicación.....	57
4.3 Elección del emplazamiento.....	62
<b>Capítulo 5. Estudio del recurso eólico .....</b>	<b>68</b>
5.1 Velocidad media del viento.....	68
5.2 Densidad media de potencia.....	70
5.3 Rosas del viento.....	72
5.4 Perfil vertical del viento .....	75
5.5 Distribución de Weibull .....	77
5.6 Comparación y conclusiones.....	80
<b>Capítulo 6. Selección de la tecnología .....</b>	<b>81</b>
6.1 Criterios técnicos.....	81
6.1.1 Velocidad media del viento y clase IEC .....	81
6.1.2 Altura del buje y diámetro del rotor.....	83
6.1.3 Curva de potencia del aerogenerador y factor de capacidad .....	84
6.1.4 Logística y requisitos del terreno .....	84
6.2 Criterios económicos.....	85
6.3 Comparación entre los generadores.....	86

<b>Capítulo 7. Dimensionamiento del parque .....</b>	<b>89</b>
7.1 Criterios generales de diseño.....	89
7.2 Numero de aerogeneradores .....	90
7.3 Potencia total estimada del parque eólico .....	96
<b>Capítulo 8. Infraestructura eléctrica .....</b>	<b>98</b>
8.1 Generador y transformador de BT a MT.....	98
8.2 Celdas de media tensión.....	99
8.3 Cableado de media tensión.....	103
8.4 Puesta a tierra .....	109
8.5 Subestación eléctrica .....	109
8.5.1 Transformador.....	110
8.5.2 Bobina de bloqueo.....	110
8.5.3 Autoválvula.....	111
8.5.4 Seccionador .....	112
8.5.5 Interruptor.....	112
8.5.6 Transformador de tensión e intensidad.....	113
8.5.7 Sistemas de protección y control.....	114
8.6 Evacuación y punto de conexión con la red .....	115
<b>Capítulo 9. Obra civil.....</b>	<b>118</b>
9.1 Preparación y nivelación del terreno .....	118
9.2 Viales y plataformas de montaje .....	119
9.2.1 Cimentaciones y zanjas eléctricas.....	123
<b>Capítulo 10. Impacto ambiental.....</b>	<b>126</b>
10.1 Impacto sobre la fauna .....	126
10.2 Impacto paisajístico.....	126
10.3 Impacto sobre el suelo y la vegetación.....	127
10.4 Impacto acústico y atmosférico .....	127
10.5 Gestión de residuos .....	127
10.6 Beneficios ambientales y conclusiones .....	128
<b>Capítulo 11. Estudio económico .....</b>	<b>129</b>
11.1 Costes de permisos previos .....	129

11.2 Coste de adquisición, transporte y montaje de equipos.....	130
11.2.1 Aerogeneradores .....	130
11.2.2 Cimentaciones .....	131
11.2.3 Sistemas eléctricos.....	132
11.3 Coste de la obra civil.....	133
11.3.1 Preparación del terreno .....	133
11.3.2 Zanjas .....	134
11.3.3 Viales y plataformas de montaje .....	135
11.4 Capital Expenditure (CAPEX).....	136
11.5 Operational Expenditures (OPEX).....	137
11.6 Coste de desmantelamiento .....	138
11.7 Ingresos anuales .....	139
11.8 Análisis financiero.....	140
11.8.1 Valor actual neto .....	140
11.8.2 Tasa interna de retorno (TIR) .....	141
11.8.3 Tiempo de recuperación de la inversión (Payback) .....	141
<b>Capítulo 12. Conclusión.....</b>	<b>142</b>
<b>Capítulo 13. Bibliografía.....</b>	<b>144</b>
<b>ANEXO I</b>	<b>152</b>
<b>ANEXO II</b>	<b>154</b>
<b>ANEXO III</b>	<b>156</b>

## *Índice de figuras*

Figura 1: Potencia eólica instalada por país 2023 (MW) [8].....	13
Figura 2: Mix energético de potencia instalada 2024 [11] .....	15
Figura 3: Mix energético de potencia generada 2024 [11].....	15
Figura 4: Potencia eólica instalada por país 2024 (GW) [11] .....	16
Figura 5: Generación eólica por país 2024 (TWh) [11] .....	16
Figura 6: Potencia eólica instalada acumulada por Comunidad Autónoma 2024 [13] .....	17
Figura 7: ODS Alineados con el proyecto presente. ....	21
Figura 8: Convección atmosférica de Tierra hipotéticamente no giratoria [17].....	24
Figura 9: Desviación por efecto Coriolis [17] .....	25
Figura 10: Patrones de viento predominantes en la tierra [17].....	26
Figura 11: Características de coeficiente de potencia según la TSR [28] .....	29
Figura 12: Curva de potencia del fabricante [30] .....	30
Figura 13: Regiones de operación de un aerogenerador [32].....	31
Figura 14: Familia de curvas del coeficiente de potencia en función de la TSR y el ángulo de paso [34]. ....	32
Figura 15: Familia de curvas del coeficiente de empuje en función de la TSR y del ángulo de paso [34]. ....	33
Figura 16: Efecto estela en un parque eólico [36]. ....	34
Figura 17: Evolución del diámetro y potencia de los aerogeneradores desde finales del siglo XX [33].....	35
Figura 18: De izquierda a derecha: Savonius, Darrieus, Giromill y Windside [41].....	36
Figura 19: Aerogenerador sin aspas [45].....	37
Figura 20: Componentes de un aerogenerador [47]. ....	39
Figura 21: Pala de un aerogenerador [49]. ....	40
Figura 22: Buje de un aerogenerador [49].....	41
Figura 23: Rotor de un aerogenerador [48]. ....	42
Figura 24: Góndola de un aerogenerador [51].....	43
Figura 25: Interior de la torre de un aerogenerador [52]. ....	43

Figura 26: Cimentación de un aerogenerador [53].	44
Figura 27: Multiplicadora de engranajes planetarios [55].	45
Figura 28: Generador de jaula de ardilla para aerogeneradores [57].	46
Figura 29: Transformador de un aerogenerador en una base externa [57].	47
Figura 30: Mapa de calor de la velocidad media del viento de la península ibérica [60].	58
Figura 31: Mapa de calor de la densidad media de potencia de la península ibérica [60].	58
Figura 32: Mapa de las zonas Red Natura 2000 de la península ibérica [61].	59
Figura 33: Mapa de calor de la longitud de la rugosidad de la península ibérica [60].	60
Figura 34: Mapa de la orografía de la península ibérica [60].	60
Figura 35: Mapa de calor de la velocidad media del viento de Castilla-La Mancha [60].	63
Figura 36: Mapa de calor de la densidad media de potencia por metro cuadrado de Castilla-La Mancha [60].	63
Figura 37: Mapa de calor de la longitud de la rugosidad de Castilla-La Mancha [60].	64
Figura 38: Mapa de la orografía de Castilla-La Mancha [60].	64
Figura 39: Mapa de los espacios naturales protegidos y de los parques eólicos existentes del sur de Albacete [63].	65
Figura 40: Mapa de los espacios naturales protegidos y de la red de carreteras de la zona de Tobarra y Hellín [64].	66
Figura 41: Posibles emplazamientos óptimos para el proyecto [65].	66
Figura 42: Grafico de velocidad del viento del 10% de la superficie con más potencial de cada zona según la altura.	70
Figura 43: Grafico de la densidad media de potencia del 10% de la superficie con más potencial de cada zona según la altura.	72
Figura 44: Rosas del viento de la zona 1.	73
Figura 45: Rosas del viento de la zona 2.	74
Figura 46: Rosas del viento de la zona 3.	74
Figura 47: Ejemplos de perfiles de velocidad del viento según diferentes obstáculos [67].	76
Figura 48: Perfil vertical de velocidad del viento de cada zona de estudio.	77
Figura 49: Matriz de distribuciones de Weibull.	79

Figura 50: Comparativa de las curvas de potencia de los aerogeneradores viables para el proyecto [71].....	87
Figura 51: Comparación de las curvas de potencia de los aerogeneradores en el rango de velocidades del emplazamiento [71]. ....	88
Figura 52: Número de aerogeneradores máximo de la zona 2 con separación mínima con viento de dirección noroeste [65]. ....	91
Figura 53: Número de aerogeneradores máximo de la zona 3 con separación mínima con viento de dirección noroeste [65]. ....	91
Figura 54: Número de aerogeneradores máximo de la zona 2 con separación mínima con viento de dirección sur [65].....	92
Figura 55: Número de aerogeneradores máximo de la zona 3 con separación mínima con viento de dirección sur [65].....	93
Figura 56: Mapa de calor de la rugosidad del terreno de la zona 2 y zona 3 [60].....	94
Figura 57: Dimensionamiento del parque eólico [65]. ....	95
Figura 58: Red de distribución interna del parque eólico [65].....	100
Figura 59: Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios [77]. ....	104
Figura 60: Factor de corrección para temperaturas del terreno distintas de 25°C [77]. ....	104
Figura 61: Resistividad térmica del terreno según su naturaleza y humedad [77]. ....	105
Figura 62: Factor de corrección para resistividad térmica distinta de 1,5 km/W [77]. ....	105
Figura 63: Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares [77].....	106
Figura 64: Factor de corrección para profundidades de la instalación distintas de 1m [77]. .....	106
Figura 65: Intensidades máximas admisibles en servicio permanente de corriente alterna para cables unipolares aislados en redes hasta 30kV directamente enterrados [77]. ....	107
Figura 66: Mapa de distribuidoras eléctricas de España [84].....	115
Figura 67: ST HELLÍN II 132 kV [65]. ....	116
Figura 68: Distancia entre la subestación del parque eólico y el punto de evacuación [65]. .....	116
Figura 69: Mapa de la red eléctrica de la zona REE 2018 [85].....	117
Figura 70: Acceso desde la A-30 [65]. ....	120

Figura 71: Acceso desde la C-3215 [65]. .....	121
Figura 72: Acceso desde la C-3214 [65]. .....	121
Figura 73: Viales internos del parque eólico [65]. .....	122
Figura 74: Cimentación superficial circular de acero y hormigón. ....	124

## *Índice de tablas*

Tabla 1: Saturación eólica de las comunidades autónomas con mayor potencial eólico [13]. .....	61
Tabla 2: Valor catastral medio de suelo rustico por hectárea de las comunidades autónomas con mayor potencial eólico [62]. .....	61
Tabla 3: Comparación multicriterio de las comunidades autónomas con mayor potencial eólico. ....	62
Tabla 4: Estudio de la velocidad media del viento según la altura en la zona 1. ....	68
Tabla 5: Estudio de la velocidad media del viento según la altura en la zona 2. ....	69
Tabla 6: Estudio de la velocidad media del viento según la altura en la zona 3. ....	69
Tabla 7: Estudio de la velocidad media del viento en el 10% del área con mayor potencial eólico según la altura y la zona de estudio. ....	69
Tabla 8: Estudio de la densidad media de potencia según la altura en la zona 1. ....	70
Tabla 9: Estudio de la densidad media de potencia según la altura en la zona 2. ....	71
Tabla 10: Estudio de la densidad media de potencia según la altura en la zona 3. ....	71
Tabla 11: Estudio de la densidad media de potencia en el 10% del área con mayor potencial eólico según la altura y la zona de estudio. ....	71
Tabla 12: Datos para el cálculo del perfil vertical de velocidad del viento.....	76
Tabla 13: Valores de los parámetros de la matriz de distribuciones de Weibull.....	79
Tabla 14: Clasificación IEC según la velocidad del viento [68]. ....	82
Tabla 15: Clasificación IEC según el índice de turbulencia [68]. ....	82
Tabla 16: Comparación de modelos de aerogeneradores viables para el proyecto. ....	86
Tabla 17: Coordenadas de la posición de los aerogeneradores. ....	95
Tabla 18: Factor de capacidad y producción anual estimada por aerogenerador y total del parque [60]. ....	97
Tabla 19: Características transformador BT a MT [75]. ....	99
Tabla 20: Características celdas de media tensión [76]. ....	102
Tabla 21: Caída de tensión y pérdidas en cada tramo del cable 1. ....	108
Tabla 22: Caída de tensión y pérdidas en cada tramo del cable 2. ....	108

Tabla 23: Caída de tensión y pérdidas en cada tramo del cable 3. ....	108
Tabla 24: Características del transformador de la subestación [79]. ....	110
Tabla 25: Características de las autoválvulas de la subestación [81]. ....	111
Tabla 26: Costes asociados a los permisos requeridos. ....	130
Tabla 27: Costes asociados a los aerogeneradores. ....	131
Tabla 28: Costes asociados a las cimentaciones. ....	132
Tabla 29: Costes asociados al sistema eléctrico. ....	133
Tabla 30: Costes asociados a la preparación del terreno. ....	134
Tabla 31: Costes asociados a las zanjas. ....	135
Tabla 32: Costes asociados a los viales y plataformas de montaje. ....	136
Tabla 33: Cálculo del CAPEX. ....	136
Tabla 34: Cálculo de OPEX. ....	138
Tabla 35: Costes asociados al desmantelamiento. ....	139
Tabla 36: Flujos de caja por año de vida útil. ....	156

## **Capítulo 1. INTRODUCCIÓN**

Este capítulo tiene como objetivo marcar el contexto del proyecto, presentando la situación energética global y demostrando porque la energía eólica es una vía para lograr los objetivos y metas que se han establecido a nivel mundial. Además, pretende informar sobre el estado actual de la energía eólica en el mundo y en España. Finalmente, se establecerán las motivaciones, objetivos y metodología del proyecto.

### ***1.1 CONTEXTO ENERGÉTICO ACTUAL***

En los últimos años, la creciente preocupación por el cambio climático y el progresivo agotamiento de los combustibles fósiles han situado al modelo energético global en un proceso crítico de transformación. La necesidad urgente de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero han incentivado una transición profunda hacia un modelo energético más sostenible, independiente y enfocado en el aprovechamiento de las energías renovables.

A pesar de los avances en la integración de las energías limpias, el sistema actual sigue dependiendo en gran medida de los combustibles fósiles, lo que supone un claro síntoma de que todavía quedan ciertos retos a los que se debe hacer frente. Además, el contexto bélico y geopolítico actual han puesto en manifiesto las vulnerabilidades del sistema energético global provocando fuertes tensiones en los mercados eléctricos internacionales.

Desde la firma del Acuerdo de París del 2015, los compromisos con la lucha contra el calentamiento global han empezado a materializarse en políticas nacionales concretas. En el caso de la Unión Europea, el Pacto Verde Europeo marca la hoja de ruta para alcanzar la neutralidad climática en 2050 [1]. España, en la línea con la estrategia europea, elaboró el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC 2021-2030) que tenía como objetivo principal conseguir una generación del 74% de la energía mediante fuentes

renovables para el año 2030 [2]. Este plan fue revisado en el año 2024 creándose así el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030 (PNIEC 2023-2030) [3] donde se establecieron los siguientes objetivos: reducción de un 32% las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990, 48% de renovables sobre el uso final de la energía, 43% de mejora de la eficiencia energética en términos de energía final, 81% de energía renovable en la generación eléctrica y la reducción de la dependencia energética hasta un 50%.

No obstante, la realidad energética actual todavía presenta una fuerte dependencia de los combustibles fósiles. Según Eurostat en el año 2023 [4], el 70% del consumo energético de la Unión Europea proviene de fuentes de combustibles fósiles y en España la dependencia energética del exterior alcanza el 74%. Esta vulnerabilidad quedo en evidencia durante la crisis energética derivada de la guerra de Ucrania, que provocó un encarecimiento del gas natural que dio como resultado un desequilibrio de los precios del mercado eléctrico europeo [5].

Frente a este escenario, las energías renovables se configuran no solo como una alternativa medioambiental sino en una vía para mejorar la seguridad energética, reducir la independencia exterior y estabilizar los costes. En concreto, la energía eólica destaca por su grado de madurez tecnológica y capacidad de implementación a gran escala. En la última década sus costes de instalación se han visto muy reducidos lo que la convierte en una solución viable, robusta y alineada con los objetivos energéticos de sostenibilidad globales a largo plazo.

## ***1.2 ESTADO DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO***

La energía eólica se ha consolidado como una de las tecnologías más relevantes y sobre todo con mayor potencial de crecimiento en el mix energético mundial. Según el informe del Global Wind Report 2024 proporcionado por el Global Wind Energy Council (GWEC) [6], la capacidad eólica instalada global supero por primera vez los 1.000 GW, lo que supone una hazaña sin precedentes. Este crecimiento ha sido posible gracias a la combinación de

políticas climáticas, avances tecnológicos y a la mejora en relación con la competitividad económica frente a las energías provenientes de los combustibles fósiles.

En el año 2024 la generación eólica alcanzó el 8,8% de la electricidad producida a nivel mundial, con proyección de llegar al 14% en el año 2030 si se mantiene la tendencia actual [7]. Este auge es la respuesta a los acuerdos internacionales que se están llevando a cabo para avanzar hacia la neutralidad climática, y evidencia que las estrategias climáticas se están materializando en resultados reales que están llevando a la sociedad hacia los objetivos establecidos.

Como se puede observar en la Figura 1, China lidera con gran diferencia la potencia eólica instalada a nivel mundial, seguida de Estados Unidos. Estos dos países no solo son los que más potencia eólica instalada poseen, sino también los que presentan una mayor proyección en el futuro. En tercera posición se encuentra Alemania que es el país europeo que con mejor posición actualmente.

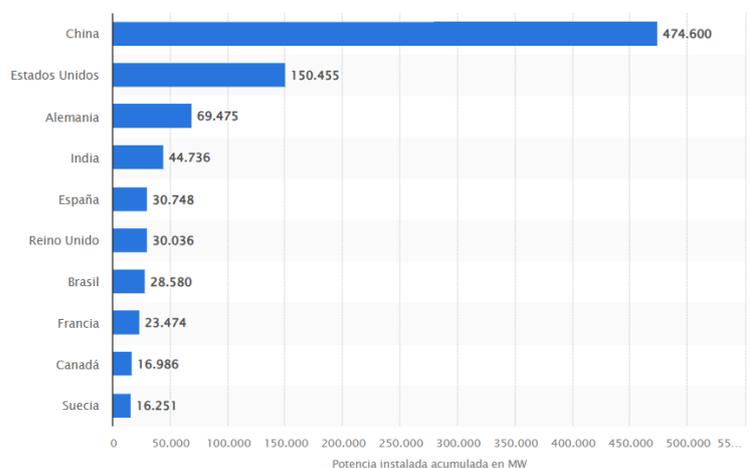


Figura 1: Potencia eólica instalada por país 2023 (MW) [8]

Uno de los factores clave de este desarrollo de la energía eólica a nivel mundial ha sido la reducción de los costes. El coste nivelado de la energía eólica ha disminuido notablemente en la última década, situándose en ciertos países por debajo de las tecnologías

convencionales como son el carbón o el gas. Esta reducción hace posible que sea una tecnología económicamente competitiva, pudiéndose así desarrollar, y dando como resultado mejoras en los aerogeneradores.

Además, se está produciendo un impulso significativo en el desarrollo de los proyectos eólicos marinos (offshore), una tecnología que ofrece ventajas como mayor estabilidad y cercanía a centros de consumo costeros. Países como Reino Unido, Dinamarca, Países Bajos y Alemania están liderando esta expansión y se espera que en los próximos años esta proyección exponencial continúe.

Aun así, existe la posibilidad de que todo este crecimiento no sea suficiente, el objetivo ambicioso de triplicar la capacidad global de producción de las energías renovables fijado en el COP28 [9] va a requerir acelerar y aumentar las inversiones además de reforzar las redes eléctricas para que puedan soportar esta nueva capacidad renovable [10].

Es por ello, por lo que la energía eólica ha pasado a ser una fuente de energía que tiene la capacidad de convertirse en una tecnología estructural del sistema energético global, debido a su capacidad de generación masiva y a su rapidez de despliegue añadiendo además su nueva competitividad económica.

### ***1.3 ESTADO DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA***

La energía eólica desempeña un papel fundamental en el panorama energético nacional. Según el informe de energías renovables del 2024 proporcionado por la empresa Red Eléctrica [11], la energía eólica ha vuelto a ser la energía con más peso en el mix energético por segundo año consecutivo [12] con un 23,2% de la producción total con una generación de 60.921 GWh. Además, este último año se ha alcanzado el récord de generación renovable con un 56,8% de la potencia generada total, lo que se traduce en 85.144 MW obtenidos de manera limpia (Figura 3).

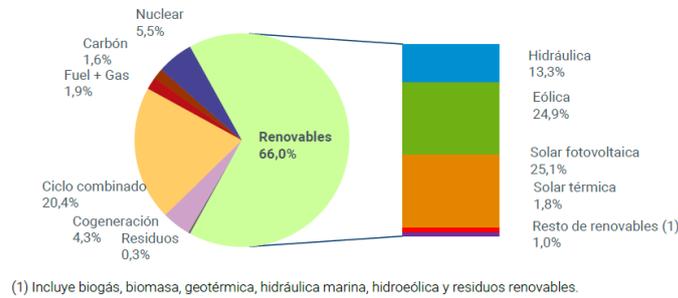


Figura 2: Mix energético de potencia instalada 2024 [11]

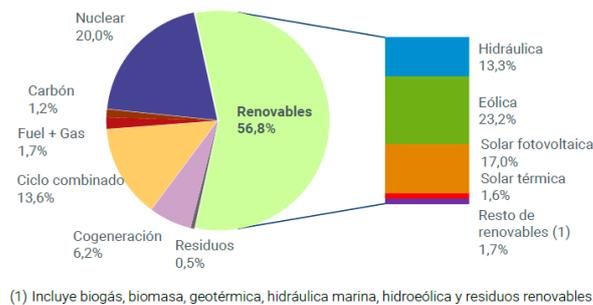


Figura 3: Mix energético de potencia generada 2024 [11]

Estos datos posicionan a España en la segunda posición en Europa tanto en potencia eólica instalada como potencia eólica generada, solo por detrás de Alemania en ambas categorías (Figura 4 y Figura 5). Este crecimiento ha consolidado a España como un referente europeo en instalación y explotación de la energía eólica.

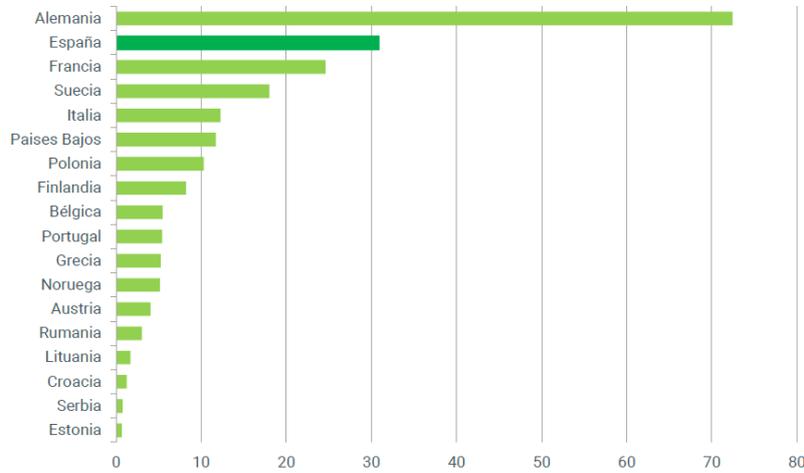


Figura 4: Potencia eólica instalada por país 2024 (GW) [11]

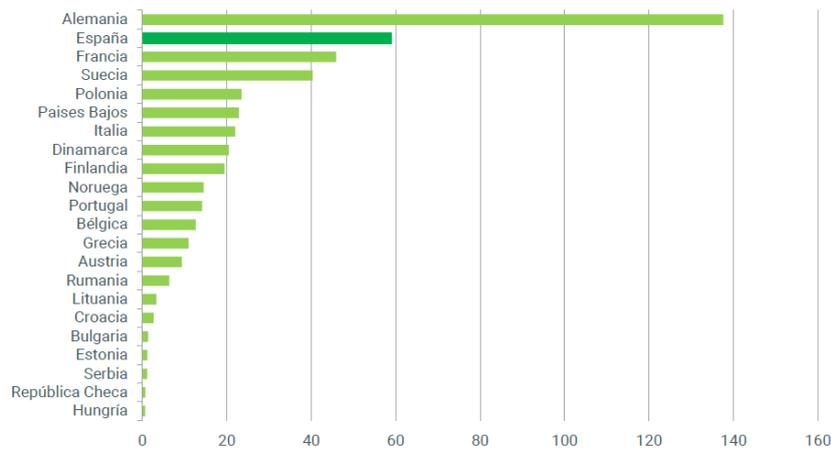


Figura 5: Generación eólica por país 2024 (TWh) [11]

Los vientos constantes y moderados convierten a España en un país con condiciones climáticas favorables para el desarrollo de parques eólicos. La distribución geográfica del recurso eólico se evidencia en el análisis de la potencia eólica instalada la cual se concentra en las Comunidades de Castilla y León, Galicia, Aragón y Castilla-La Mancha (Figura 6). Enfocando el estudio en esta última, el potencial eólico es destacable debido a sus terrenos amplios, su baja densidad demográfica y sus condiciones climáticas favorables.

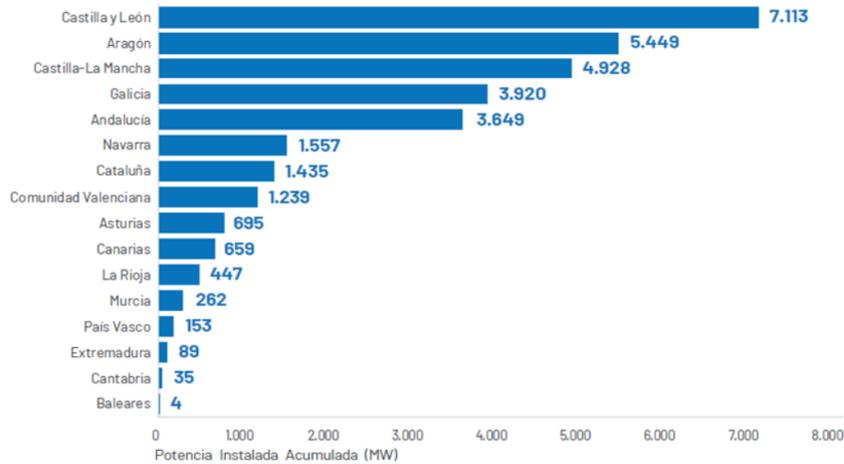


Figura 6: Potencia eólica instalada acumulada por Comunidad Autónoma 2024 [13]

Además, el desarrollo de esta tecnología ha supuesto un avance significativo en la eficiencia, digitalización, predicción meteorológica y diseño de los aerogeneradores. Estos avances han permitido ampliar las zonas viables de instalación y han reducido el impacto medioambiental que junto con el precio de la tecnología era una de las mayores complicaciones que dificultaban su implantación en la última década.

## 1.4 MOTIVACIÓN

Las motivaciones que me han llevado a la elección y desarrollo de este proyecto son las que se presentan a continuación.

Contribución a la descarbonización: como se ha comentado anteriormente la descarbonización es uno de los objetivos principales de la Unión Europea para 2030 y la energía eólica puede ser el reemplazo de otras energías más contaminantes contribuyendo a sistema energético más sostenible y alineado con los objetivos establecidos.

Aprovechamiento del recurso eólico de la zona: la comunidad de Castilla-La Mancha es actualmente la tercera comunidad con más potencia eólica instalada en España. Teniendo en cuenta los recursos eólicos favorables y los terrenos aptos para la instalación de parques eólicos, podemos decir que es una zona con mucho potencial para convertirse en un referente en la potencia eólica instalada en España.

Impulso de la economía rural: la construcción y posterior operación del parque supondrá la creación de puestos de trabajo e impulsará la economía de la zona, beneficiando a las comunidades locales cercanas de manera directa e indirecta, contribuyendo a la repoblación de zonas de baja densidad demográfica.

Aumento de la independencia energética: al incrementar la energía renovable disminuyen otras energías que dependen de la importación de combustibles fósiles como ocurre en las centrales nucleares y de ciclo combinado. Esto supone un aumento de la independencia energética y favorece al fortalecimiento de la seguridad energética nacional.

Innovación tecnológica de la tecnología eólica: este proyecto permitirá implementar las últimas tecnologías de aerogeneradores impulsando el avance y mejora del sector.

## ***1.5 OBJETIVOS DEL PROYECTO***

El objetivo principal de este proyecto es analizar la viabilidad para la instalación de un parque eólico en la provincia de Albacete, para ello se establecen los siguientes objetivos específicos.

Análisis del recurso eólico: se analizará la velocidad y constancia del viento a la altura de los aerogeneradores para determinar el emplazamiento idóneo y la disposición de los aerogeneradores para conseguir la máxima eficiencia.

Evaluación del impacto ambiental: se comprobará que el parque eólico no comprometa zonas rurales protegidas o sensibles como pueden ser parques naturales o zonas de protección de aves, garantizando el cumplimiento de la normativa y reduciendo su impacto medioambiental al máximo posible.

Diseño de la infraestructura y conexión eléctrica: se diseñará la conexión del parque eólico en la red eléctrica, integrándolo en la red de transporte y distribución. Para ello se evaluarán las subestaciones eléctricas cercanas y se elegirá la más idónea para asegurar una conexión eficiente.

Viabilidad técnica: se analizará todo lo relacionado con los aerogeneradores y su disposición, así como con la obra civil y futuros manteamientos que serán necesarios a lo largo de la vida útil del parque eólico. Para ello se identificarán aquellos terrenos que tengan el espacio y acceso necesario, además de un precio competitivo en el mercado.

Viabilidad económica: se analizarán costes de instalación operación y mantenimiento, así como los beneficios derivados del rendimiento energético. Se realizará un estudio económico el cual incluirá el presupuesto necesario para la puesta en marcha del proyecto y su rentabilidad a largo plazo.

## ***1.6 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)***

En el año 2015 la Organización de las Naciones Unidas (ONU) estableció los Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) [14], estos son 17 objetivos globales que se han adoptado como parte de la Agenda 2030 de Desarrollo Sostenible [15]. Estos objetivos forman el marco global de acción universal cuyo propósito consiste en lograr un desarrollo sostenible protegiendo el planeta y garantizando una vida digna a todos sus habitantes. Los ODS abordan una amplia variedad de problemas críticos como el cambio climático, la desigualdad, el consumo responsable, la paz y la justicia, entre otros.

Los ODS, a diferencia de agendas internacionales anteriores, se han convertido en una responsabilidad compartida entre gobiernos, empresas, instituciones y sociedad civil. Estos están compuestos por metas específicas para enfrentar los desafíos actuales de forma conjunta y coordinada. Es por ello, por lo que su cumplimiento no es viable sin una colaboración transversal que se traduzca en una transformación profunda del modelo productivo y energético, creando así sociedades más responsables, mejorando la calidad de vida global y asegurando un planeta mejor a las generaciones venideras.

En este marco, resulta fundamental que los proyectos, como el presente, incorporen los ODS como pilar fundamental de sus decisiones estratégicas. Esta alineación garantiza no solo la coherencia con los compromisos internacionales, sino también la sostenibilidad y viabilidad del proyecto a largo plazo. Este proyecto se encuentra alineado con los siguientes ODS (Figura 7).

ODS 7: Energía asequible y no contaminante. La energía eólica es una energía limpia, segura y sostenible que impulsa la transición energética mediante la generación a partir de una fuente inagotable como es el viento.

ODS 9: Industria, innovación e infraestructura. El parque eólico supondrá el desarrollo de infraestructuras avanzadas y resilientes que promueven la industrialización sostenible incorporando tecnología de última generación fomentando así la innovación.

ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles. Este proyecto impulsará la independencia energética de las zonas cercanas al territorio de estudio reforzando así su autosuficiencia y promoviendo un crecimiento más equilibrado.

ODS 12: Producción y consumo responsable. El proyecto promueve el uso eficiente de los recursos naturales al generar electricidad sin emisiones contaminantes ni residuos durante su operación.

ODS 13: Acción por el clima. El proyecto ayuda en la lucha contra el cambio climático al sustituir fuentes de energía de combustibles fósiles por energía limpia, contribuyendo de manera directa en la reducción de gases de efecto invernadero.

ODS 15: Vida de ecosistemas terrestres. Durante su diseño y evaluación medioambiental, se va a tener en cuenta medidas para minimizar el impacto sobre la biodiversidad rural del terreno, especialmente sobre zonas naturales protegidas y fauna aviar, garantizando así una integración respetuosa con el medio ambiente.



*Figura 7: ODS Alineados con el proyecto presente.*

## **1.7 METODOLOGÍA**

La metodología de trabajo para la realización de este proyecto se va a estructurar en varias fases, cada una de ellas abordara aspectos claves, empezando de una posición más general hasta llegar al trabajo más específico.

En primer lugar, se va a analizar el recurso eólico de la zona, a través de diferentes vías de investigación. Se recopilarán datos históricos de velocidad y dirección del viento y se utilizarán programas especializados para modelar y estimar la distribución del viento y su posible producción energética. Finalmente, tras el análisis de las investigaciones realizadas, se identificarán las zonas con mayor potencial eólico en el área de estudio.

En segundo lugar, se seleccionará el emplazamiento, para ello además de hacer uso de las investigaciones anteriores se realizará un estudio topográfico. Se verificará que el emplazamiento elegido sea compatible con usos agrícolas e industriales y que tenga los accesos necesarios para su construcción y mantenimiento.

En tercer lugar, se comprobará que el parque no afecta a zonas protegidas por aves o a parques naturales. Se evaluará el impacto visual y el ruido en las zonas urbanas colindantes y se tomarán medidas para reducir cualquier impacto negativo.

En cuarto lugar, se va a evaluar la viabilidad técnica. Se elegirá la potencia nominal de parque, así como el tipo de aerogeneradores y su disposición en el terreno. Además, se diseñará la conexión con la red eléctrica cumpliendo con los requisitos regulatorios de REE. Se evaluará la capacidad de conexión de las subestaciones cercanas y se trazarán las líneas necesarias para una conexión óptima.

Finalmente, se va a evaluar la viabilidad económica. Se presupuestarán los costes de instalación, operación y mantenimiento del parque, así como su producción energética y rentabilidad a largo plazo.

## **Capítulo 2. FUNDAMENTOS DE LA ENERGÍA EÓLICA**

El objetivo de este capítulo es proporcionar un visión completa y estructurada de los principios que rigen el funcionamiento de la energía eólica, así como la tecnología asociada a su aprovechamiento. Para ello, en primer lugar, se abordarán los fundamentos físicos que explican la formación del viento y su conversión en energía eléctrica, seguidos de un análisis de la potencia eólica disponible y sus parámetros más determinantes.

A continuación, se describe la evolución tecnológica de los aerogeneradores y se clasifican según diferentes características. Finalmente, se realiza un estudio detallado de los distintos componentes que conforman un aerogenerador moderno.

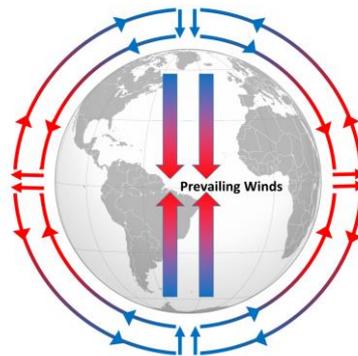
Con esta información este capítulo pretende sentar las bases necesarias para comprender los aspectos técnicos que posteriormente se tendrán en cuenta en el diseño, dimensionamiento y análisis del parque eólico.

### ***2.1 PRINCIPIOS FÍSICOS DE LA ENERGÍA EÓLICA***

La energía eólica es aquella que aprovecha la energía cinética contenida en el viento para transformarla en energía eléctrica mediante un sistema electromecánico. Este recurso, conocido como viento tiene su origen en el sol y es el resultado del movimiento de masas de aire dentro de la atmosfera de la tierra.

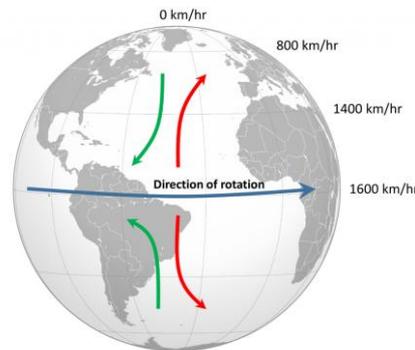
La radiación solar que baña nuestro planeta calienta la superficie terrestre de forma desigual. Las zonas más cercanas al ecuador reciben una mayor cantidad de radiación solar durante el año, por este motivo estas alcanzan temperaturas más altas que las regiones cercanas a los polos. Este gradiente térmico provoca que, en las regiones cálidas, el aire caliente, que es menos denso, ascienda y genere zonas de baja presión, mientras que, en las regiones frías, el aire frío, que es más denso, descienda y genere zonas de alta presión [16].

Este desequilibrio de presión entre regiones da lugar a un flujo de aire desde las zonas de alta presión hacia las de baja presión, que es lo que las personas perciben como viento. Por tanto, este puede definirse como un movimiento horizontal de aire como debido a diferencias de presión atmosférica.



*Figura 8: Convección atmosférica de Tierra hipotéticamente no giratoria [17]*

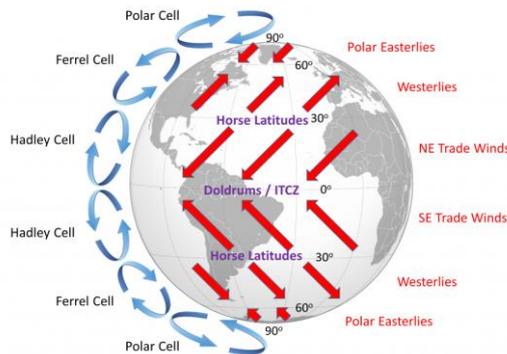
Además de esta diferencia de presión existen otros factores que influyen en la generación, fuerza y dirección del viento. Entre ellos destaca la fuerza de Coriolis, producida por la rotación de la tierra, desvía la dirección del viento hacia la derecha en el caso del hemisferio norte y hacia la izquierda en el caso de hemisferio sur. Este fenómeno es clave en la formación de sistemas atmosféricos como ciclones y anticiclones, y de la circulación general de la atmosfera. Otro factor importante es la inercia del aire, ya que debido a su masa los cambios de dirección y velocidad no son instantáneos, lo que da como resultado turbulencias y retardos en la respuesta del flujo [17].



*Figura 9: Desviación por efecto Coriolis [17]*

Adicionalmente, resulta necesario considerar dos variables, las cuales son elementos clave a la hora de analizar el potencial eólico de un emplazamiento, estos son la orografía y la rugosidad del terreno. En cuanto a la orografía se buscan zonas elevadas y abiertas que faciliten el flujo y se intentan evitar obstáculos naturales como montañas, colinas o acantilados que puedan desviar o frenar el viento. La rugosidad del terreno hace referencia a las características superficiales de suelo, superficies de vegetación densa o núcleos urbanos tienden a modificar el perfil de velocidad del viento, mientras que superficies lisas como el mar o campos abiertos permiten un flujo más uniforme [18].

A nivel global, la atmosfera terrestre se puede organizar en tres celdas de circulación por hemisferio, Hadley, Ferrel y Polar, que canalizan grandes flujos de aire. Estas celdas son las responsables de los principales patrones de viento como son los vientos alisios, los vientos del oeste o los vientos polares. Este sistema de circulación general explica porque en determinadas regiones del planeta se forman vientos constantes con determinadas direcciones y velocidades, lo que permite un mayor aprovechamiento energético a gran escala [19].



*Figura 10: Patrones de viento predominantes en la tierra [17]*

La energía eólica, en términos físicos, está basada en la tercera ley de Newton que establece que por cada acción hay una reacción igual y opuesta. Este principio es fundamental para entender el funcionamiento de los aerogeneradores. Estos al recibir el impacto del viento sobre sus palas, transfieren la energía cinética en fuerza de empuje haciendo girar el rotor. A su vez, las palas ejercen una reacción sobre el aire desviándolo y provocando una pérdida parcial de su energía cinética.

Los aerogeneradores se encargan de transformar la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación, siendo las variables más determinantes en este proceso la masa del aire que atraviesa el área barrida por las palas y la velocidad del viento. Posteriormente esta energía se transformará en energía eléctrica a través un generador. Este proceso está sustentado en el principio de la conservación de la energía, según el cual la energía ni se crea ni se destruye, solo se transforma, en este caso, la energía pasa de cinética a mecánica para finalmente convertirse en eléctrica [20].

## **2.2 POTENCIA EÓLICA**

En primer lugar, se deben distinguir entre tres tipos de potencia. La primera es la potencia disponible que es la que posee la masa del viento que atraviesa las palas. La segunda es la

potencia mecánica captada por el rotor que se calcula aplicando un factor adimensional que actúa como un rendimiento. Finalmente, la tercera es la potencia eléctrica generada tras pasar por los rendimientos que modelan las pérdidas mecánicas y eléctricas de los diversos dispositivos.

La potencia mecánica de salida de un aerogenerador transformada a partir de la energía cinética del viento se modela según la siguiente expresión matemática. Esta expresión depende de la velocidad del viento, del área barrida por las palas, de la densidad del viento y del coeficiente de potencia.

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

$P$ : Potencia mecánica generada. [ $W$ ]

$\rho$ : Densidad del aire. [ $\frac{Kg}{m^3}$ ]

$C_p$ : Coeficiente de potencia.

$A$ : Área barrida por las palas. [ $m^2$ ]

$v$ : Velocidad del viento. [ $\frac{m}{s}$ ]

Cabe destacar que el hecho de que la velocidad del viento se encuentre elevada al cubo la convierte en uno de los aspectos más relevantes a la hora de analizar la potencia eólica de un emplazamiento. Esto significa que una duplicación de la velocidad del viento supone un incremento con un factor de ocho en la potencia mecánica transformada. Este comportamiento no lineal es lo que la convierte en un parámetro crítico para el diseño y rentabilidad de un parque eólico. Una pequeña diferencia en la velocidad media anual puede suponer diferencias de magnitud de MWh en la producción de energía [21].

El área barrida por las palas se define como un área circular y sigue la fórmula del área de un círculo donde el radio será el de la pala. Por lo tanto, cuanto mayor sea esta área, mayor es el volumen de aire interceptado por las alas, lo que se traduce en una mayor energía cinética disponible para ser transformada. Es por ello por lo que el radio de las palas también presenta un efecto significativo en su diseño, pero al aparecer en la expresión elevado al cuadrado no resulta tan dominante como la velocidad del viento.

La densidad del aire varía con la altitud, humedad, presión. Aunque es cierto que en altitudes elevadas la densidad es menor no se traduce siempre en una reducción proporcional de la potencia generada, ya que este efecto puede verse compensado por una mayor velocidad del viento que suele ser lo habitual en estas zonas. No obstante, aun siendo un valor menos significativo que los dos anteriores, es una variable que se debe considerar en su diseño [22].

El coeficiente de potencia es un número adimensional que depende principalmente de la velocidad de la punta de la pala relativa a la del viento y del ángulo de paso de la pala. En el valor de este coeficiente también influyen con menor importancia otros factores como son la velocidad del viento, la densidad del aire, el tamaño del rotor, el diseño aerodinámico de las palas, tipo de aerogenerador, entre otros [23].

$$C_p(\lambda, \beta)$$

$\lambda = \frac{\omega r}{v}$ . Tip Speed Ratio (TSR): relación entre la velocidad de la punta de la pala y de la velocidad del viento.

$\beta$ . Ángulo de paso de la pala: determina la incidencia del viento sobre el perfil aerodinámico de las palas (siendo 0 grados el máximo y 90 grados en posición de bandera)

Este coeficiente se utiliza como modelo matemático y se basa en la teoría de la ley de Betz [24]. Esta establece el límite teórico de la cantidad máxima de energía cinética que puede ser extraída por un rotor eólico. El fundamento de esta teoría reside en que el viento continúe después de ser barrido por las palas del rotor. Si un aerogenerador extrajera el 100% de la

energía cinética del viento supondría que el aire debería quedar detenido después de atravesar las palas, lo cual es imposible porque se originaría una acumulación de aire que colapsaría el flujo [25]. Este límite se sitúa en el 59,26% y se denomina coeficiente de potencia máximo teórico. Por lo tanto, el coeficiente de potencia presenta un valor máximo de 0,5926 [26].

En la Figura 11 se puede ver que cada tipo de aerogenerador presenta una curva característica de coeficiente de potencia diferente en función de su TSR. Para obtener el máximo rendimiento, el sistema de control del aerogenerador debe de ajustar automáticamente la TSR hasta llegar al valor que proporciona el punto de funcionamiento óptimo. Se puede observar cómo los aerogeneradores de tres palas con control activo logran un coeficiente de un valor aproximado de 0,45 mientras que los aerogeneradores de dos palas, o sin control activo, alcanzan valores menores [27].

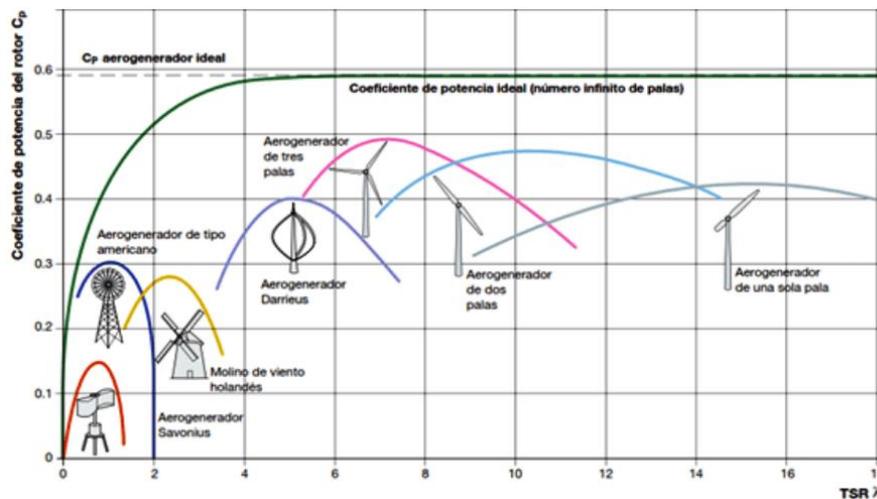
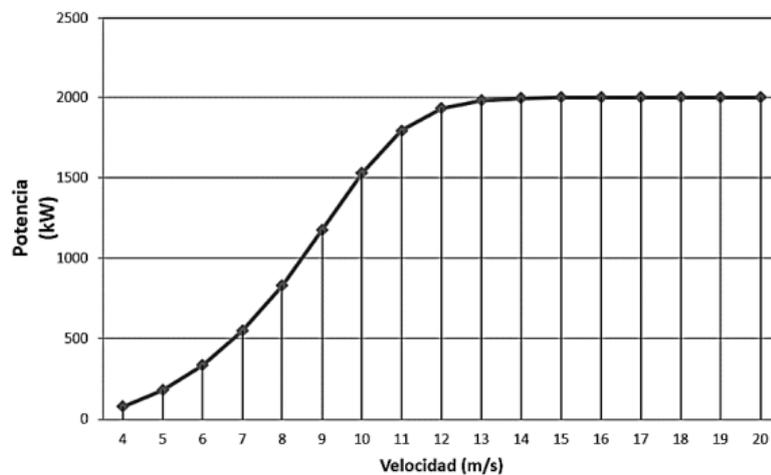


Figura 11: Características de coeficiente de potencia según la TSR [28]

Otra característica de los aerogeneradores es que estos se diseñan para unas condiciones específicas que delimitan su rango de trabajo, es decir por diseño los aerogeneradores trabajan a una potencia y velocidad del viento establecidos. Cuando se llega a los valores de potencia y velocidad determinados el aerogenerador se encuentra en condiciones nominales

que representa el estado de plena carga. En el caso de que la velocidad del viento aumente una vez alcanzado el valor de potencia máxima la velocidad de las palas se mantendrá constante.

Cada tipo de aerogenerador presenta una curva de potencia diferente facilitada por el fabricante donde se representa gráficamente la relación entre la velocidad del viento y la potencia eléctrica generada. Esta curva depende de múltiples factores y se obtiene mediante ensayos en condiciones reales proporcionando así información clave sobre el rendimiento de la turbina en distintas condiciones de viento. La forma típica de esta curva en la que se puede observar en la Figura 12. Inicialmente, a bajas velocidades aumenta lentamente, después crece de forma lineal hasta alcanzar una velocidad nominal donde se estabiliza o desciende hasta un cierto límite donde finalmente se detiene [29].



*Figura 12: Curva de potencia del fabricante [30]*

Los aerogeneradores trabajan dentro de cuatro regiones operativas claramente definidas por unas velocidades límite representadas en la Figura 13 [31].

Velocidad de corte inferior: es el umbral mínimo a partir del cual la turbina comienza a generar energía, típicamente es un valor que se aproxima de 3m/s.

Zona de producción: es la zona que se encuentra entre la velocidad de corte inferior y la velocidad nominal donde se alcanza la potencia máxima.

Velocidad nominal: es donde el aerogenerador llega a su plena carga, y a partir de este punto la potencia generada se estabiliza y se mantiene constante.

Velocidad de corte superior: típicamente es un valor de 25m/s, por encima de este, la turbina se detiene automáticamente por razones de seguridad.

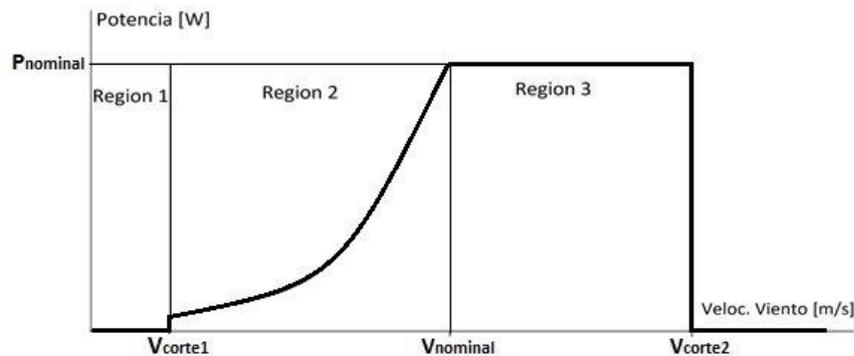


Figura 13: Regiones de operación de un aerogenerador [32].

Complementado este estudio de la potencia eólica, entra en juego el coeficiente de empuje, un parámetro adimensional que mide la fuerza que el viento ejerce sobre el rotor. Este se calcula mediante la siguiente expresión matemática [33].

$$C_T = \frac{F}{\frac{1}{2} * \rho * A * V_{hub}^2}$$

F: Fuerza de empuje sobre el rotor. [N]

$\rho$ : Densidad del aire.  $\left[\frac{Kg}{m^3}\right]$

A: Área del rotor.  $[m^2]$

$V_{hub}$ : Velocidad del viento a la altura del buje.  $\left[\frac{m}{s}\right]$

El coeficiente de empuje, al igual que el coeficiente de potencia posee la cualidad de que cada tipo de aerogenerador presenta una curva característica diferente en función de su TSR, pero su forma se ve más influenciada por el ángulo de paso de las palas como se puede observar en la Figura 14 y la Figura 15 siendo estas la familia de curvas generales de un aerogenerador [34].

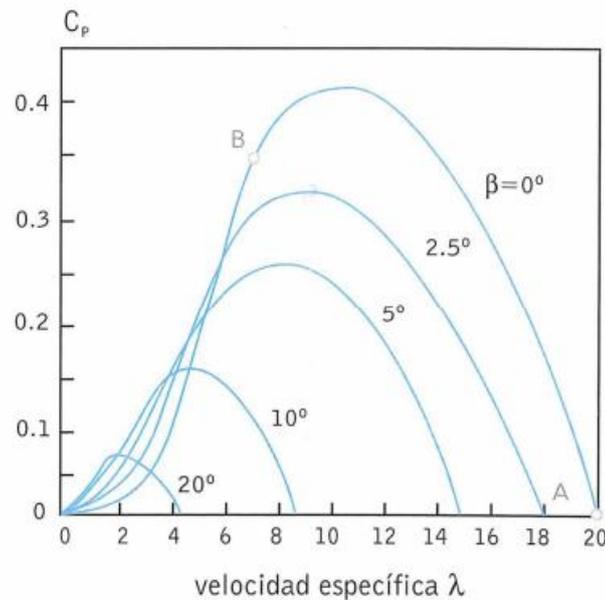
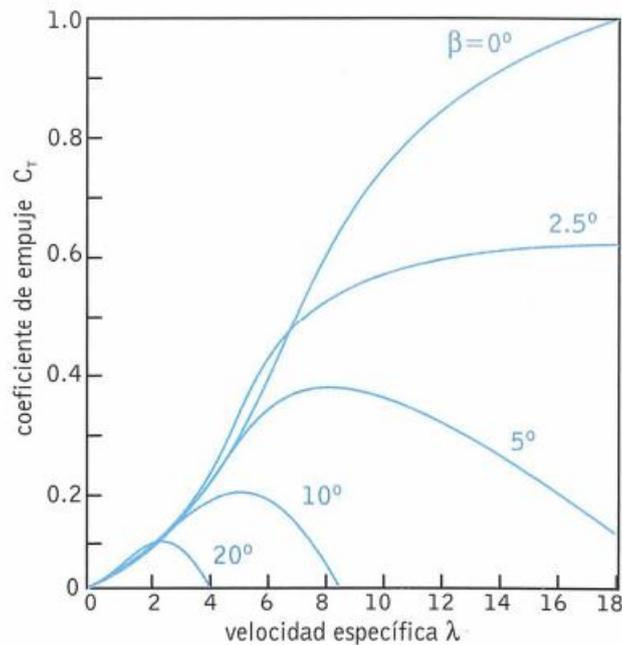


Figura 14: Familia de curvas del coeficiente de potencia en función de la TSR y el ángulo de paso [34].



*Figura 15: Familia de curvas del coeficiente de empuje en función de la TSR y del ángulo de paso [34].*

Este coeficiente está relacionado con la formación de estelas y de turbulencias en el viento a la salida de los aerogeneradores. Valores altos de este coeficiente indican que el rotor está extrayendo una gran cantidad de energía cinética del viento, pero también indica que se está generando una mayor intensidad de la estela, lo que puede afectar negativamente en los aerogeneradores situados detrás en el parque eólico. Por esta razón este coeficiente es un parámetro esencial en la fase de diseño de un parque eólico [35].



*Figura 16: Efecto estela en un parque eólico [36].*

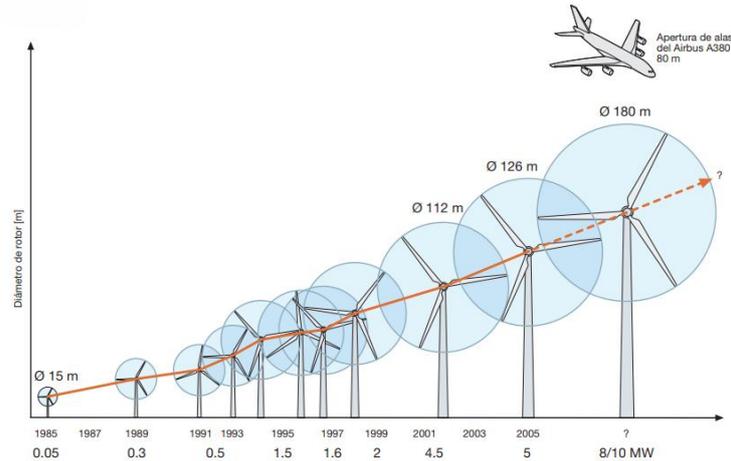
Como conclusión, desde un punto de vista energético, tanto el coeficiente de potencia como el coeficiente de empuje deben estar equilibrados para garantizar una correcta relación entre la eficiencia energética y la calidad aerodinámica del flujo de viento en los parques eólicos que estén compuestos por múltiples turbinas.

### ***2.3 DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA ACTUAL***

El uso del viento como recurso de energía lleva siendo utilizado por la humanidad desde las primeras civilizaciones. En un comienzo sus primeras aplicaciones fueron en la navegación con el uso de velas para propulsar las embarcaciones, posteriormente surgieron los primeros molinos que permitían facilitar labores como moler los granos de trigo [37].

Las primeras aplicaciones de los molinos de viento para la generación de energía eléctrica se produjeron en el siglo XIX. En las últimas décadas la tecnología eólica ha evolucionado de forma significativa. Lo que comenzó como sistemas experimentales con bajos niveles de eficiencia ha dado lugar a aerogeneradores altamente optimizados capaces de operar con una

eficiencia superior al 40%. Esta importante transformación es uno de los principales causantes del auge actual de la energía eólica en el mix energético global [38].



*Figura 17: Evolución del diámetro y potencia de los aerogeneradores desde finales del siglo XX [33].*

La transición desde los diseños experimentales del siglo XIX hasta los sistemas actuales ha estado marcada por varios hitos clave entre los que destacan. La incorporación de materiales compuestos en su diseño siendo estos más ligeros y resistentes en las palas. El desarrollo de sistemas de control activo, tanto de orientación como de ángulo de paso de las palas que permite alcanzar el punto de funcionamiento óptimo según diferentes condiciones de trabajo. La mejora en los algoritmos de predicción y adaptación al recurso eólico. La eliminación progresiva de elementos mecánicos como el caso de las multiplicadoras que se sustituye por sistemas de transmisión directa [39].

Actualmente, existen diversos tipos de aerogeneradores y estos se pueden clasificar atendiendo a diferentes criterios siendo los más diferenciales: la disposición del rotor, la orientación del eje, la potencia que generan, la velocidad de rotación y el número de palas [40].

En cuanto a la disposición del roto puede ser a barlovento, antes de la torre, evitando así el efecto sombra, o a sotavento, después de la torre, siendo estos menos comunes por efectos de fatiga y rendimiento [40].

En cuanto a la orientación del eje de los aerogeneradores puede ser de eje horizontal (HAWT) o de eje vertical (VAWT). Los HAWT son los más utilizados en la actualidad en aplicaciones comerciales y se caracterizan por tener el eje del rotor paralelo al suelo y generalmente orientado en dirección del viento. Su principal característica es su mayor eficiencia aerodinámica y aprovechamiento del viento en zonas abiertas y a gran altura. Dentro de esta categoría, la configuración tripala es la más habitual ya que ha demostrado ser la más eficiente y estable [41].

En cambio, los VAWT tienen el eje de rotación perpendicular al suelo pudiendo captar el viento desde cualquier dirección sin necesidad de establecer una orientación específica. Sus principales ventajas son su diseño compacto, menor impacto visual y sonoro, así como unos esfuerzos estructurales menores sobre la torre. Sin embargo, su eficacia es inferior a los aerogeneradores HAWT y su implantación a gran escala es limitada. Dentro de esta categoría destacan los diseños Darrieus, Savonius, Giromill y Windside con aplicaciones preferentemente urbanas y de baja potencia [41].



*Figura 18: De izquierda a derecha: Savonius, Darrieus, Giromill y Windside [41].*

Atendiendo a la clasificación por la escala de potencia existen cuatro franjas de potencia. La primera es la Microeólica (< 1 KW) enfocada al autoconsumo en viviendas rurales, iluminación autónoma o sensores meteorológicos. La segunda es la Minieólica (1 KW – 100 KW) utilizada en viviendas, granjas, instalaciones agrícolas o pequeños establecimientos.

La tercera es la de Media potencia (100 KW – 1 MW) que se puede encontrar en sistemas híbridos de almacenamiento o apoyo a redes débiles [42]. Por último, la franja de mayor potencia es la Utility Scale (> 1 MW) que es la tecnología utilizada en parque eólicos a gran escala [43].

Haciendo referencia a la velocidad se pueden diferenciar dos tipos de aerogeneradores. Los de velocidad fija (FSWT) que son resistentes, pero de menor tamaño, lo que se traduce en costes de mantenimiento y funcionamiento muy bajos. En cambio, los de velocidad variable (VSWT) no son muy ruidosos y son capaces de producir energía a diferentes velocidades ya que estos pueden regularse de manera automática para alcanzar una mayor eficiencia aerodinámica [40].

Finalmente, en cuanto al número de palas estos principalmente pueden ser monopala, bipala, tripala o multipala. Cuanto menor es el número de palas, mayor es la velocidad de giro, pero menor es la eficiencia aerodinámica debido a mayores vibraciones. Se ha demostrado que la tecnología tripala es la óptima para la mayoría de los diseños comerciales [40].

Por último, y de forma más reciente, han surgido los aerogeneradores sin palas, estos al contrario que los aerogeneradores con palas no rotan, sino que oscilan con el viento. Gracias a esa oscilación son capaces de aprovechar la energía del viento, entrando en resonancia debido al efecto aerodinámico conocido como desprendimiento de vórtices [44].



*Figura 19: Aerogenerador sin aspas [45].*

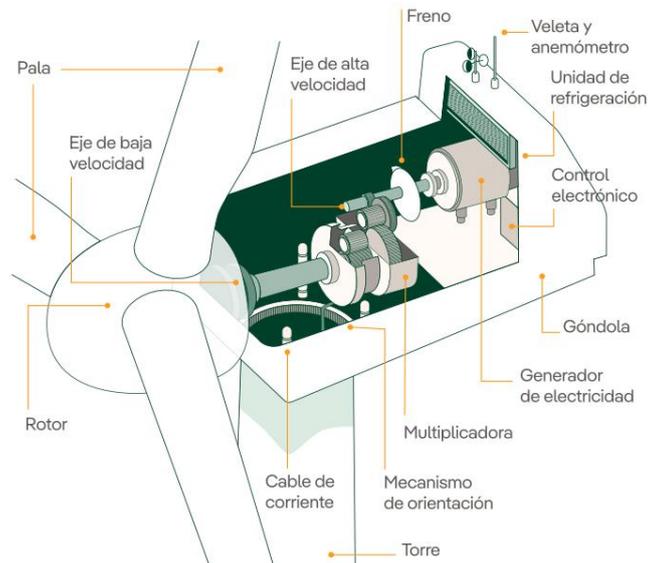
## **2.4 COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR**

Tras los apartados anteriores queda en evidencia que el aerogenerador es un dispositivo fundamental para la energía eólica ya representa la maquina principal de un parque eólico y supone la mayoría de inversión total. El aerogenerador es el encargado de hacer la transformación de la energía cinética del viento en energía eléctrica.

Este proceso de conversión comienza con el movimiento de las palas en el buje, que transmite la energía mecánica a través de un eje principal a baja velocidad. Como esa velocidad es insuficiente para producir energía eléctrica con un generador tradicional es necesario una multiplicadora. Este equipo a través de engranajes eleva la velocidad del eje secundario de alta velocidad hasta los valores requeridos por el generador. Este eje es el que está acoplado con el generador eléctrico que es el encargado de generar la energía eléctrica típicamente a baja tensión. Posteriormente pasa por una fase de transformadores y convertidores de frecuencia que respectivamente elevan a media tensión y modifican la tensión y frecuencia a los valores requeridos por la red. Finalmente, la electricidad se evacua mediante cableado a través de la torre hasta la subestación del parque eólico que se encarga de depositar la energía generada en la red [41].

Además de los componentes dedicados a la conversión de la energía existen otros sistemas de control y seguridad como pueden ser: frenos de emergencia, sistemas de orientación, sistemas electrónicos, sistemas de refrigeración, sistemas hidráulicos y sistemas de medición, entre otros [46].

La estructura de un aerogenerador se divide en componentes externos, que interactúan directamente con el medio, e internos que conforman el sistema de generación y control. Se va a realizar un análisis de cada uno de sus componentes principales destacando sus funciones y características dentro del aerogenerador.



*Figura 20: Componentes de un aerogenerador [47].*

### **2.4.1 PALAS.**

Las palas del aerogenerador son los elementos estructurales críticos que cumplen con la función de captar el viento y transformar su energía cinética en mecánica haciendo girar el rotor. Estas están diseñadas con perfiles aerodinámicos que generan fuerza de sustentación al ser impactadas por el viento.

Además, están fabricadas principalmente de materiales compuestos como fibra de vidrio, carbono y resinas epoxi, con ello se busca ligereza y resistencia a la fatiga y a condiciones climáticas extremas. Su longitud puede superar los 80 metros y están diseñadas para soportar velocidades de viento de hasta 25 m/s [48].



*Figura 21: Pala de un aerogenerador [49].*

## 2.4.2 BUJE

El buje es el componente que conecta las palas con el eje de baja velocidad. Su función es transmitir el par mecánico generado por las palas al resto del tren de potencia. Estructuralmente, el buje debe de ser capaz de resistir torsiones y flexiones para garantizar la seguridad operativa de todo el conjunto.

Existen bujes fijos y otros equipados con sistemas de paso de pala variable (Pitch Control) que permite ajustar el ángulo de paso de las palas en función de las condiciones del viento. Esto permite maximizar el rendimiento energético e implementar estrategias de frenado aerodinámico controlando la potencia y velocidad del rotor.

En el caso que el buje no presente este sistema y presenten un paso fijo, el control se realiza mediante una pérdida aerodinámica pasiva (Stall Controlled). Debido a un diseño específico de la pala a partir de una determinada velocidad del viento se comienza a producir una pérdida aerodinámica progresiva que mantiene el par constante independientemente de la velocidad del viento [50]. Este sistema garantiza la seguridad de la instalación a velocidades de viento elevadas, pero no permite maximizar el rendimiento energético.



*Figura 22: Buje de un aerogenerador [49].*

### **2.4.3 ROTOR**

El rotor es el conjunto formado por las palas y el buje. Este es el sistema que capta la energía cinética del viento y se encuentra unido con el eje de baja velocidad que es el encargado de transmitir el par mecánico desde el rotor hacia el generador o la multiplicadora. Opera a velocidades que oscilan entre el 15 y 30 rpm y su diámetro define el área barrida por el viento, lo que determina en gran medida la potencia eólica disponible. A mayor diámetro, mayor cantidad de viento incide en las palas.

El diseño del rotor requiere el equilibrio entre eficiencia aerodinámica y resistencia estructural a la fatiga, además este debe estar orientado con la dirección del viento para reducir vibraciones y maximizar su rendimiento [48].

El elemento aerodinámico que se sitúa en frente de la dirección del viento sobresaliendo de la zona de unión entre las palas y el buje se le denomina nariz. Su misión consiste en redireccionar el viento de la parte frontal del rotor a los respiraderos de la góndola y a la vez evita turbulencias en la parte frontal del rotor [49].



*Figura 23: Rotor de un aerogenerador [48].*

#### **2.4.4 GÓNDOLA**

La góndola es el chasis principal del aerogenerador, se sitúa en la parte superior de la torre y en su interior se encuentran los elementos eléctricos y mecánicos necesarios para la transformación de la energía, además alberga los sistemas de control y seguridad que garantizan la eficiencia y durabilidad del aerogenerador. Esta debe ofrecer protección frente al polvo, humedad, rayos y temperaturas extremas, es por ello por lo que principalmente se construye con acero forjado y placas de vidrio.

Esta estructura se encuentra unida a la torre por una corona que lleva integrado un sistema de orientación (Yaw Control) que es el que permite que la góndola gire en su eje horizontal sobre la torre para que el rotor se oriente hacia la dirección del viento. Este sistema está compuesto por motores eléctricos, engranajes, sensores de movimiento y su funcionamiento continuo permite optimizar la captación de energía evitando cargas laterales sobre la instalación [41]. En su parte exterior lleva instalado un anemómetro, una veleta y unos respiraderos para garantizar la refrigeración del motor [49].



*Figura 24: Góndola de un aerogenerador [51].*

### **2.4.5 TORRE**

La torre puede tener hasta 200 metros de altura y es la encargada de elevar el rotor donde el viento es más fuerte y constante. Esta debe ser capaz de soportar el peso de góndola, las cargas aerodinámicas del rotor y resistir condiciones climáticas extremas. Las más comunes son las torres tubulares de acero, aunque también existen las de hormigón y mixtas. Su diseño consiste en un tronco cónico hueco en cuyo interior se alojan sistemas eléctricos además de unas escaleras que facilitan el acceso a la góndola [49].

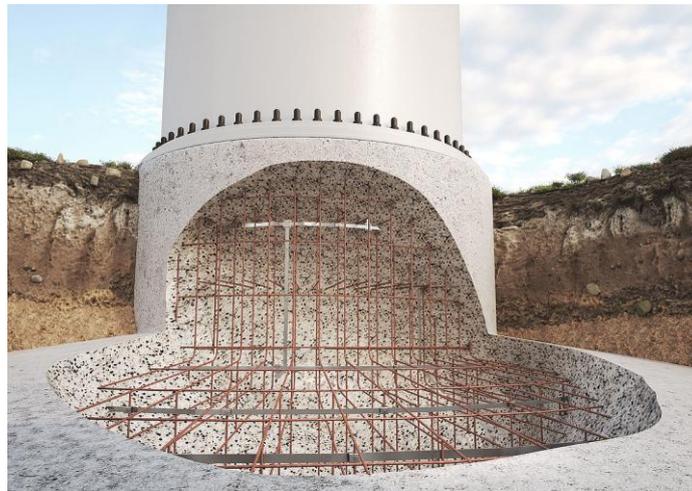


*Figura 25: Interior de la torre de un aerogenerador [52].*

## 2.4.6 CIMENTACIÓN

Es la base estructural que sostiene la torre y transmite las cargas al terreno. Esta debe ser diseñada según la geología local y el tipo de torre, y puede llegar a encontrarse incluso bajo en agua como ocurre en los parques eólicos offshore. Las cimentaciones pueden ser superficiales o profundas y deben de resistir esfuerzos de flexión, torsión y momentos flectores [48].

En el diseño de la cimentación es fundamental integrar un sistema de puesta a tierra para proteger los equipos y al personal ante descargas eléctricas y caídas de rayos. Típicamente consiste en mallas de materiales conductores que derivan las sobretensiones al terreno. Este sistema es esencial para la seguridad y fiabilidad del sistema eléctrico del aerogenerador [53].



*Figura 26: Cimentación de un aerogenerador [53].*

## 2.4.7 MULTIPLICADORA

La multiplicadora tiene la función de aumentar la velocidad de rotación del eje para poder adaptarla a las necesidades del generador, que requiere velocidades que oscilan típicamente entre 1000 y 1500 rpm. Este dispositivo es un conjunto de engranajes helicoidales y

planetarios que deben operar con alta precisión y fiabilidad para garantizar buenos rendimientos en la transformación de la energía. Por su importancia, se equipan sistemas de monitorio de vibraciones, temperatura y presión, además de sistemas automáticos de lubricación [41].

Actualmente existen algunos modelos que prescinden de este dispositivo (sistemas de direct drive), en su lugar conectan el rotor de la turbina eólica directamente a un generador diseñado para funcionar a bajas revoluciones lo que permite un mecanismo de transmisión directa de potencia. Estos generadores son síncronos de imanes permanentes y de un elevado número de polos que pese a ser más caros y pesados proporcionan mayor fiabilidad reduciendo considerablemente los mantenimientos [54].



*Figura 27: Multiplicadora de engranajes planetarios [55].*

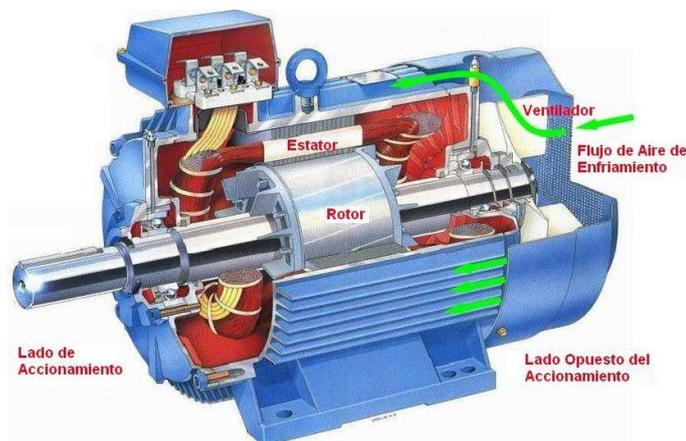
## **2.4.8 GENERADOR**

El generador es el encargado de transformar la energía mecánica del rotor en energía eléctrica. Este típicamente se encuentra después de la multiplicadora y puede ser de inducción o síncrono tanto de imanes permanentes o rotor bobinado. Su selección influye en la capacidad de control de frecuencia, eficiencia, coste y dimensiones.

En un generador síncrono, la velocidad de rotación del rotor y la frecuencia de la corriente generada están sincronizadas, por lo contrario, en un generador asíncrono o de inducción,

estas variables no estas rígidamente sincronizadas, lo que ofrece mayor flexibilidad en su funcionamiento [56].

En los sistemas actuales la generación se produce a tensiones en torno a 700V y la conexión con la red puede ser directa o indirecta, dependiendo si la turbina trabaja a velocidad constante o variable. En el caso de trabajar de forma indirecta a la red se puede conseguir aprovechar los picos de velocidad del viento, pero el generador produce energía de frecuencia variable por lo que se necesitaran convertidores para volcar la energía a la red. En cambio, en el caso de conexión directa, la propia red limita la velocidad de giro del generador, por lo que no se aprovechan los picos de mayor energía del viento [49].



*Figura 28: Generador de jaula de ardilla para aerogeneradores [57].*

## 2.4.9 CONVERTIDOR DE FRECUENCIA

Es el sistema electrónico de potencia que adapta la tensión y frecuencia generadas por el generador a las requeridas por la red. Este sistema permite operar el generador a velocidad variable y extraer la máxima energía según el viento disponible. Estos convertidores suelen estar ubicados en la góndola y están compuestos por un rectificador, un bus de continua y un inversor que permiten controlar tanto la potencia activa como reactiva del aerogenerador.

## 2.4.10 TRASFORMADOR

El transformador es el encargado de elevar la tensión generada a media tensión usualmente 20 o 30 KV para permitir una evacuación eficiente de la energía hacia la subestación. El transformador puede instalarse dentro de la torre o en una base externa. Los transformadores deben de ofrecer alta eficiencia, refrigeración adecuada y aislamiento eléctrico.



*Figura 29: Transformador de un aerogenerador en una base externa [57].*

## 2.4.11 FRENOS

El sistema de frenado es fundamental para la seguridad del aerogenerador. Existen frenos mecánicos de disco o tambor ubicado en el eje y frenos aerodinámicos obtenidos mediante el ajuste del pitch de las palas (Pitch Control) o mediante un diseño específico de estas (Stall Controlled). El freno mecánico actúa como respaldo cuando el freno aerodinámico falla o durante tareas de mantenimiento, pero ambos deben de ser capaces de detener la turbina incluso con velocidades de viento elevadas.

### **2.4.12 SISTEMA DE MEDICIÓN Y DE CONTROL**

El anemómetro y la veleta situados en la parte superior de la góndola miden en cada instante respectivamente, la velocidad y dirección del viento. Esta información resulta esencial para el sistema de control que define los modos de operación según las condiciones meteorológicas [49]. Además, toda la maquinaria presenta sistemas de medición que permiten conocer los valores de sus variables críticas durante su funcionamiento para poder detectar problemas en los dispositivos [41].

Los sistemas de control de un aerogenerador tienen dos cometidos, el primero es el aprovechamiento máximo de la energía del viento y el segundo es la protección de los equipos de la instalación [49]. Este sistema incluye sensores, lógica de control (PLC) y comunicación, y se encargan de supervisar continuamente que todos los parámetros significativos de los dispositivos se encuentren en los valores adecuados. Además, utiliza la información de los sistemas de medición meteorológica para ajustar el pitch, el yaw, el freno y el funcionamiento eléctrico para maximizar la producción y proteger toda la maquinaria. Además, este sistema integra controles de supervisión y adquisición de datos (SCADA) que permiten el monitorio remoto de la instalación [41].

## **Capítulo 3. LEGISLACIÓN APLICABLE**

Este capítulo recoge el marco jurídico aplicable al desarrollo del presente proyecto, abarcando tanto la legislación de ámbito nacional como autonómico. Se detallan las disposiciones legales relevantes que regulan aspectos técnicos, ambientales, urbanísticos y de seguridad vinculados al diseño y ejecución. Todas las Leyes y Reales Decretos mencionados en este capítulo están directamente referenciados del Boletín Oficial del Estado (BOE) [59].

### **3.1 LEGISLACIÓN NACIONAL (ESPAÑA)**

#### **3.1.1 INSTALACIONES ELÉCTRICAS**

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones eléctricas.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía a partir de fuentes de energía renovables cogeneración y residuos.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Complementarias ITC-RAT 01 a 23.

- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

### **3.1.2 OBRA CIVIL**

- Real Decreto Legislativo 7/2015, de 30 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Suelo y Rehabilitación Urbana.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.
- Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.

### **3.1.3 SALUD Y SEGURIDAD**

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínima para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 171/2004, de 30 de enero, por el que se desarrolla el artículo 24 de la ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, en materia de coordinación de actividades empresariales.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.

- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.

### **3.1.4 AMBIENTAL**

- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental.
- Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación.
- Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.
- Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.
- Ley 3/1995, de 23 de marzo, de Vías Pecuarias.
- Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes.
- Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido.
- Ley 16/1985, de 25 de junio, del Patrimonio Histórico Español.

## **3.2 LEGISLACIÓN AUTONÓMICA (CASTILLA-LA MANCHA, ALBACETE)**

### **3.2.1 INSTALACIONES ELÉCTRICAS**

- Orden ECF/329/2010, de 9 de junio, por el que se establecen los requisitos técnicos para parques eólicos en la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha.

### **3.2.2 OBRA CIVIL**

- Ley 5/2020, de 24 de julio, de Medidas Urgentes para la Declaración de Proyectos Prioritarios en Castilla-La Mancha.
- Ley 1/2021, de 12 de febrero, de Simplificación Urbanística y Medidas Administrativas.

### **3.2.3 AMBIENTAL**

- Ley 2/2020, de 7 de febrero, de Evaluación Ambiental de Castilla-La Mancha.
- Ley 7/2022, de 29 de julio, de Medidas para Agilización Administrativa de los Proyectos de Energías Renovables en Castilla-La Mancha.
- Ley 9/2011, de 21 de marzo, por la que se crea el canon eólico y el Fondo para el Desarrollo Tecnológico de las Energías Renovables y el Uso Racional de la Energía en Castilla-La Mancha.
- Ley 5/1999, de 8 de abril, de Evaluación del Impacto Ambiental.

## **Capítulo 4. SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO**

Este capítulo describe la metodología seguida para la selección del emplazamiento, así como los criterios técnicos y ambientales aplicados. Se presentan además las características del terreno finalmente escogido, justificando su elección en base a los datos analizados. La información obtenida servirá como base para el diseño posterior del parque eólico y para la evaluación de su rendimiento energético y económico.

### ***4.1 METODOLOGÍA DE SELECCIÓN***

La elección del emplazamiento constituye una de las fases más determinantes en el desarrollo de un parque eólico, ya que condiciona de forma directa su viabilidad técnica, económica y ambiental del proyecto. Una ubicación adecuada permite maximizar la producción de energía, reducir los costes asociados a la construcción y operación, y minimizar los impactos sobre el entorno natural y la población local.

Para identificar una localización idónea, es necesario llevar a cabo un análisis multidisciplinar que tenga en cuenta no solo el recurso eólico, sino también una serie de condicionantes físicos, técnicos, logísticos, ambientales y legales. La integración de estos factores permite seleccionar emplazamientos viables que cumplan con los requisitos normativos y aseguren la rentabilidad del proyecto.

Con el objetivo de garantizar una elección sólida y justificada, se ha aplicado una metodología basada en un análisis de multicriterio. Este permite identificar zonas que no solo ofrecen un aprovechamiento óptimo del recurso eólico, sino que también presentan condiciones favorables para la implantación técnica de las infraestructuras y la evacuación de la energía generada. En este proceso se han valorado los siguientes factores.

### **4.1.1 RECURSO EÓLICO**

La calidad del viento es el criterio más determinante en la viabilidad de un parque eólico. Se buscan zonas con velocidades medias de viento superiores a 7m/s a alturas comprendidas entre los 100 y 150 metros, ya que este umbral garantiza un rendimiento energético adecuado para los aerogeneradores actuales. Además, el viento debe ser lo más constante posible, evitando zonas con elevadas turbulencias o grandes oscilaciones diarias o estacionales.

Para estudiar la constancia del viento es necesario analizar la distribución estadística del viento mediante la función de Weibull. En particular, el parámetro de forma  $k$  indica la constancia del viento. Valores de  $k$  superiores a 2 reflejan una baja variabilidad del recurso, lo que se traduce en una mayor previsibilidad de la producción y menores paradas técnicos o de seguridad por condiciones inadecuadas.

### **4.1.2 OROGRAFÍA**

La orografía describe la forma y elevación del relieve terrestre. Esta afecta de forma directa tanto a la ejecución de la obra civil como al comportamiento del viento. Terrenos con pendientes suaves facilitan el acceso de maquinaria, la construcción de caminos y reducen los movimientos de tierra, lo que se traduce en menores costes de ejecución.

Desde un punto de vista del viento, la orografía influye en la aceleración o desaceleración del viento. Por ejemplo, las crestas pueden actuar como zonas de aceleración, mientras que los valles o laderas mal orientadas pueden generar turbulencias. Esta variable se estudia mediante modelos digitales que permiten analizar las curvas de nivel del terreno.

### **4.1.3 RUGOSIDAD DEL TERRENO**

La rugosidad mide la fricción que ejerce la superficie del terreno sobre el viento y depende del tipo de cobertura del suelo: vegetación, zonas urbanas, elementos geográficos, entre

otros. Una baja rugosidad favorece velocidades más constantes y mayores intensidades del viento a menor altura, mejorando así el rendimiento energético y reduciendo el esfuerzo estructural sobre los aerogeneradores.

Este parámetro se cuantifica mediante la longitud de la rugosidad, expresada en metros. Sus valores típicos van desde 0,0002m (superficies de agua) hasta más de un 1m (bosques densos o centros urbanos). Para su análisis, se emplearán mapas de rugosidad en los que se represente el parámetro de la longitud.

#### **4.1.4 ACCESIBILIDAD**

La viabilidad logística del emplazamiento es crucial durante la fase de construcción. Se requiere que el acceso este garantizado mediante carreteras nacionales o regionales, así como caminos rurales que permitan el paso de vehículos especiales necesarios para el transporte de componentes de gran tamaño como las palas.

Durante su evaluación se analiza la distancia hasta la vía asfaltada más cercana, el estado y anchura de los caminos existentes, y la posibilidad de acondicionarlos para cumplir con los radios de giro y pendientes máximas accesibles. Un emplazamiento con accesos deficientes puede incrementar notablemente los costes logísticos y de obra civil.

#### **4.1.5 PROXIMIDAD A INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS**

Para evacuar la energía generada, el parque debe de conectarse a la red eléctrica existente que debe tener suficiente capacidad para albergar dicha energía. Por ello, se estudia la cercanía a líneas de media y alta tensión, así como a subestaciones. La distancia al punto de conexión condiciona la longitud del tendido, el tipo de infraestructura necesaria y, en consecuencia, el coste del sistema de evacuación.

Este análisis también considera la capacidad de acceso disponible en la infraestructura existente, la cual puede estar comprometida por otros proyectos en tramitación. Esta información se obtiene de operadores del sistema.

#### **4.1.6 COMPATIBILIDAD AMBIENTAL**

El emplazamiento debe evitar interferencias con zonas protegidas como espacios incluidos en la Red Natura 2000, ZEPA, LIC, parques naturales o hábitats sensibles por la fauna. También se valoran las distancias mínimas a núcleos urbanos, edificaciones asiladas, caminos públicos y vías pecuarias, según lo establecido en la normativa autonómica o nacional.

La localización en un entorno compatible ambientalmente facilita la tramitación administrativa del proyecto y reduce la posibilidad de alegaciones durante el proceso de evaluación de impacto ambiental.

#### **4.1.7 PRECIO DEL SUELO Y DISPONIBILIDAD**

El precio y la disponibilidad del suelo son factores clave en la rentabilidad del proyecto. Se priorizan terrenos rústicos de bajo valor catastral, preferentemente de uso agrícola o forestal, por presentar menores costes de arrendamiento o adquisición.

Además, se valoran positivamente aquellas zonas con baja fragmentación parcelaria que permiten negociar con un menor número de propietarios, reduciendo así los plazos administrativos y los costes de gestión.

#### **4.1.8 SATURACIÓN EÓLICA DE LA ZONA.**

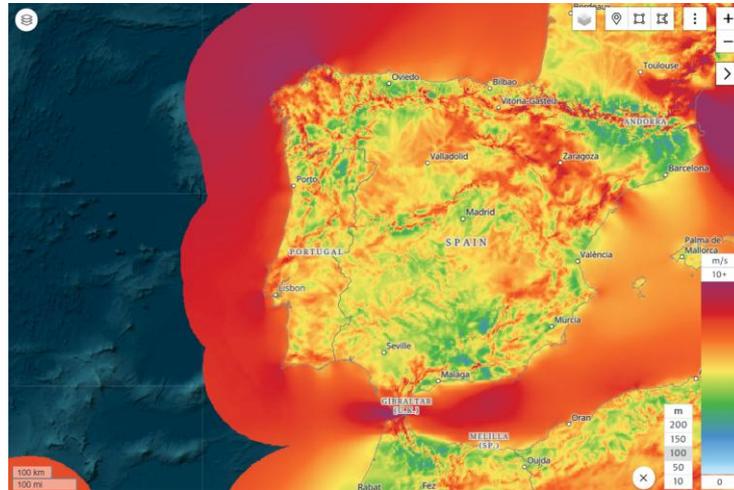
Finalmente, se analiza la concentración de parques eólicos ya existentes o en tramitación en el entorno. Una elevada densidad de aerogeneradores puede generar problemas como la saturación de líneas de evacuación o rechazo social por el impacto visual acumulativo.

Asimismo, la proximidad entre parques puede provocar interferencias aerodinámicas entre ellos reduciendo la eficiencia del recurso eólico. Se priorizan por tanto las ubicaciones con baja saturación eólica y mayor margen de integración en el sistema eléctrico.

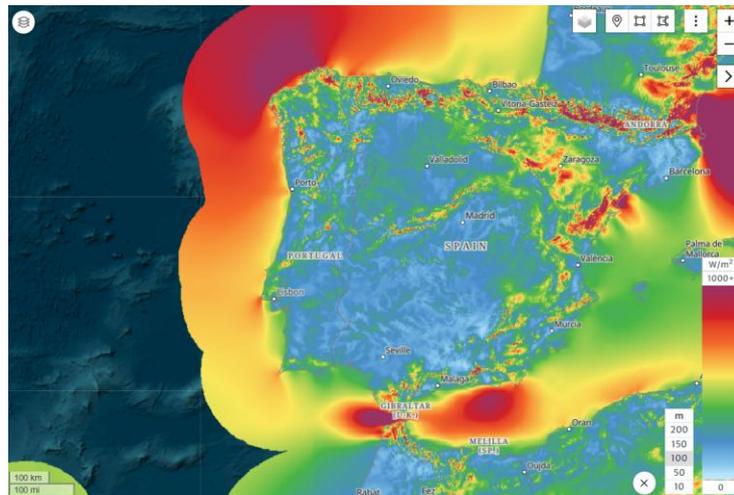
### **4.2 PRESELECCIÓN DE LA UBICACIÓN**

En primer lugar, se buscó realizar una etapa de preselección donde a través de un análisis peninsular se busca centrar el estudio en una zona más pequeña como puede ser una comunidad autónoma o una provincia.

Como se puede observar en la Figura 30 y en la Figura 31 las zonas que presenta mayor potencia eólico a una altura de 100 metros son las zonas de Galicia, Castilla y León, Castilla-La Mancha, Aragón, Navarra, así como zonas puntuales de los territorios costeros del norte y este de la península. También existen zonas marinas con mucho potencial, pero debido a que el presente trabajo se centra en la viabilidad de un parque eólico terrestre estas quedan fuera del análisis.



*Figura 30: Mapa de calor de la velocidad media del viento de la península ibérica [60].*



*Figura 31: Mapa de calor de la densidad media de potencia de la península ibérica [60].*

En cuanto a la Figura 32 se puede observar cómo existen numerosas zonas ambientales protegidas, pero se puede ver un claro oasis en las zonas céntricas de Castilla-La Mancha y Andalucía.

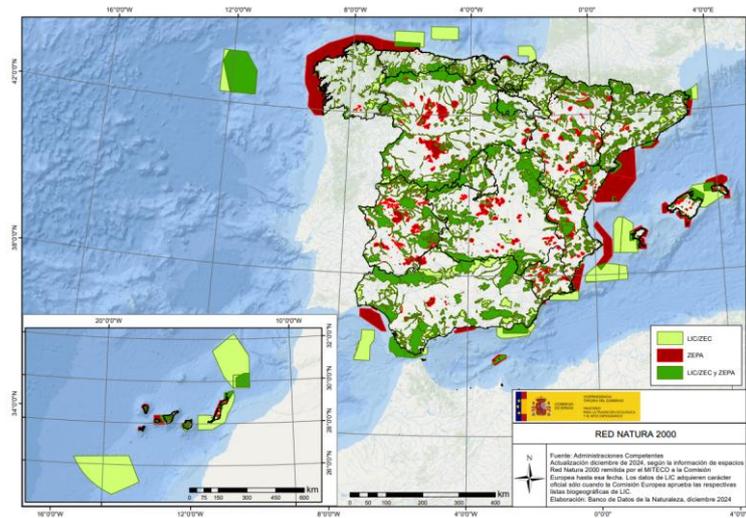


Figura 32: Mapa de las zonas Red Natura 2000 de la península ibérica [61].

En cuanto a la rugosidad del terreno representada en la Figura 33 se puede observar que en las zonas del norte de la península la longitud de la rugosidad presenta valores altos, mientras que, en las zonas céntricas de Castilla y León, Aragón, Castilla-La Mancha, Extremadura y Andalucía, se presentan valores de rugosidad del terreno más compatibles para el aprovechamiento de la energía eólica.



Figura 33: Mapa de calor de la longitud de la rugosidad de la península ibérica [60].

Enfocando el análisis en la orografía representada en la Figura 34, cabe destacar que las zonas con más altitud son la Cordillera Cantábrica, los Pirineos, el Sistema Ibérico, el Sistema Central y los Sistemas Béticos. Estas zonas por culpa de su desnivel no facilitan la implantación de un parque eólico.

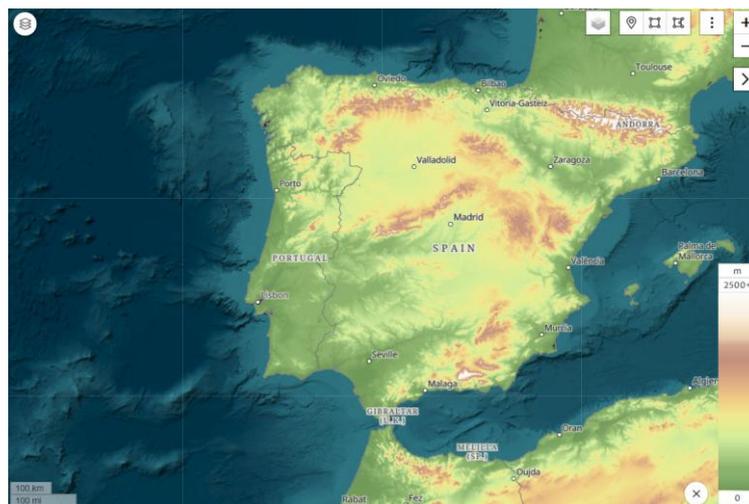


Figura 34: Mapa de la orografía de la península ibérica [60].

Introduciendo en este análisis la saturación del recurso eólico, se presenta la Tabla 1 en la que se muestra la densidad de potencia eólica instalada por kilómetro cuadrado de las comunidades autónomas con mayor recurso eólico. Se puede observar que las comunidades autónomas menos saturadas en cuanto a lo que potencia eólica instalada se refiere son Castilla-La Mancha, Andalucía y Castilla y León con valores de densidad por debajo de 0,1.

Comunidad autónoma	Capacidad eólica instala 2024 [MW]	Superficie [ $km^2$ ]	Densidad [ $MW/km^2$ ]
Castilla y León	7.113	94.224	0,08
Aragón	5.449	4.772	1,14
Castilla-La Mancha	4.928	79.463	0,06
Galicia	3.920	29.574	0,13
Andalucía	3.649	87.599	0,04
Navarra	1.557	10.391	0,15

Tabla 1: Saturación eólica de las comunidades autónomas con mayor potencial eólico [13].

Finalmente, se analiza el precio del terreno rustico valorado en el catastro de cada comunidad autónoma. En la Tabla 2 se puede observar como las comunidades con precios más competitivos son Castilla y León y Castilla-La Mancha con unos intervalos con limites inferiores por debajo de los 1.000 €.

Comunidad autónoma	Valor catastral medio de suelo rustico [€/ha]
Castilla y León	700 – 2.000
Aragón	1.200 – 3.000
Castilla-La Mancha	800 – 2.200
Galicia	1.200 – 3.000
Andalucía	1.000 – 2.500
Navarra	1.000 – 2.500

Tabla 2: Valor catastral medio de suelo rustico por hectárea de las comunidades autónomas con mayor potencial eólico [62].

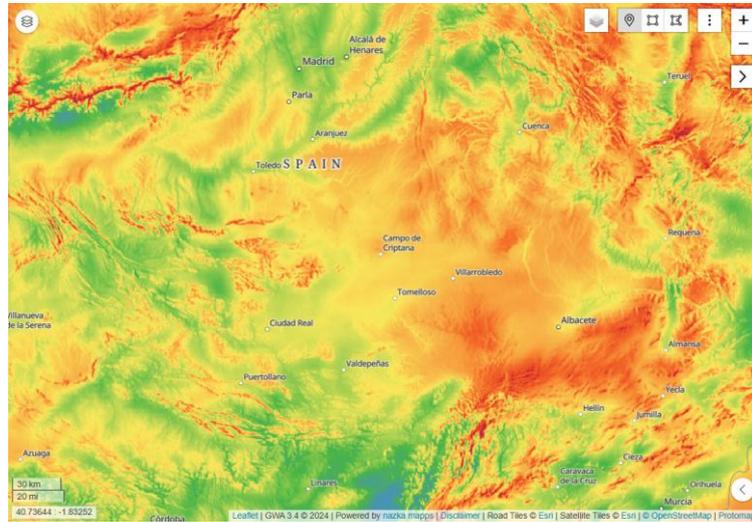
Como conclusión a este análisis previo eliminatorio, se decide enfocar el estudio en la comunidad autónoma de Castilla- La Mancha ya que presenta una buena posición en todas las categorías que facilitan la implantación de la energía eólica como se representa en la Tabla 3.

Comunidad autónoma	Recurso eólico	Rugosidad	Orografía	Compatibilidad ambiental	Precio del suelo	Saturación Eólica
Castilla y León	Alto	Baja	Media	Media	Bajo	Baja
Aragón	Alto	Media	Media	Baja	Alto	Alta
Castilla-La Mancha	Alto	Baja	Baja	Alta	Bajo	Baja
Galicia	Alto	Alta	Media	Media	Alto	Media
Andalucía	Bajo	Baja	Baja	Alta	Medio	Baja
Navarra	Alto	Alta	Media	Baja	Medio	Media

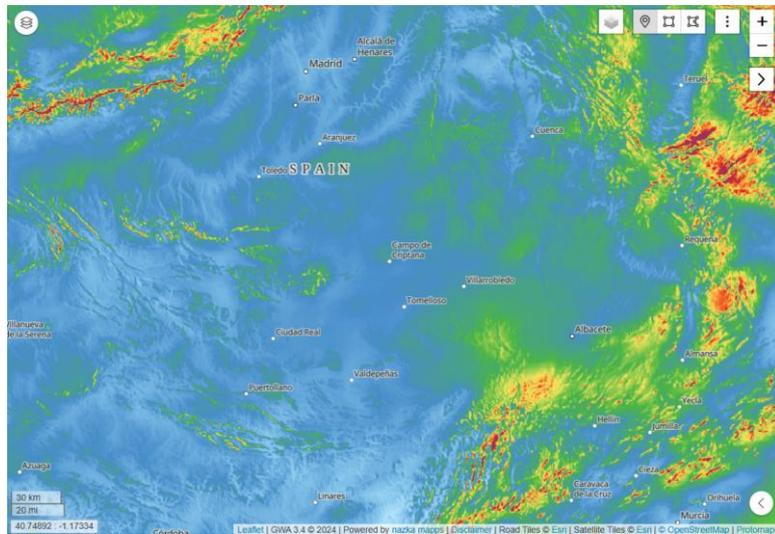
*Tabla 3: Comparación multicriterio de las comunidades autónomas con mayor potencial eólico.*

### **4.3 ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO**

Haciendo el mismo análisis en cuanto al recurso eólico (Figura 35 y Figura 36), rugosidad (Figura 37) y orografía (Figura 38) se puede observar que dentro de Castilla-La Mancha la zona de mayor potencial es el sur de Albacete.



*Figura 35: Mapa de calor de la velocidad media del viento de Castilla-La Mancha [60].*



*Figura 36: Mapa de calor de la densidad media de potencia por metro cuadrado de Castilla-La Mancha [60].*

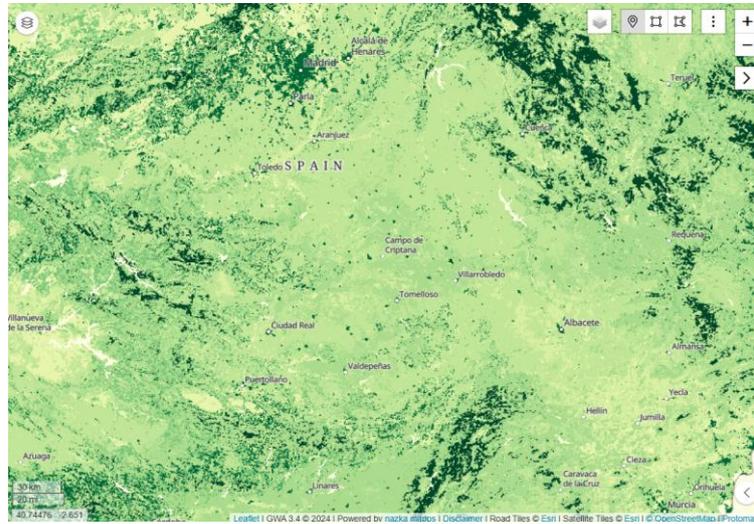


Figura 37: Mapa de calor de la longitud de la rugosidad de Castilla-La Mancha [60].

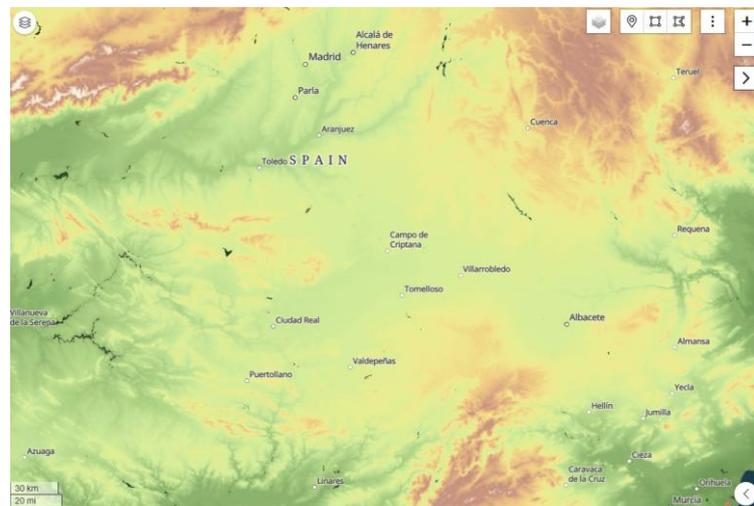


Figura 38: Mapa de la orografía de Castilla-La Mancha [60].

En la Figura 39 se representan las zonas ambientales protegidas (marcadas con zonas de colores sombreadas o rayadas) y los parques eólicos existentes (marcados con puntos verdes) en la zona de estudio. Se puede analizar como en la zona de Hellín y sus alrededores existen





Figura 40: Mapa de los espacios naturales protegidos y de la red de carreteras de la zona de Tobarra y Hellín [64].



Figura 41: Posibles emplazamientos óptimos para el proyecto [65].

Las tres zonas presentan los valores necesarios para considerarlas favorables con la implantación de un parque eólico. Además, todas se clasifican como terreno agrícola en el valor catastral. Para decidir cuál será finalmente el emplazamiento se va a realizar un análisis más profundo del recurso eólico de las tres zonas, ya que es este factor el que va a determinar en mayor medida su rentabilidad futura. Para este análisis las zonas se van a nombrar numéricamente siendo de la uno a la tres de izquierda a derecha vista desde la Figura 40. En el ANEXO I se puede encontrar la numeración y área seleccionada para su estudio en profundidad.

## Capítulo 5. ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO

En este capítulo es donde se va a analizar en profundidad el recurso eólico para definir el emplazamiento y tener toda la información necesaria para la posterior selección de los aerogeneradores y dimensionamiento del parque, así como su rentabilidad y producción en el futuro.

### 5.1 VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO

Para comenzar con el análisis el primer parámetro que se va a estudiar es el valor medio del viento para ello se ha utilizado el programa de Global Wind Atlas [60] como fuente y los resultados de este análisis se han representado en la Tabla 4. En esta tabla se encuentra la velocidad media del viento según la altura y el porcentaje de la zona elegida ordenada de mayor a menor potencial eólico. En la Tabla 5 y la Tabla 6 se encuentra el mismo estudio, pero para la zona 2 y zona 3 respectivamente.

Zona de estudio	Zona 1			
Altura [m]	50	100	150	200
Velocidad media del viento en el 2% [m/s]	7,7	8,19	8,77	9,13
Velocidad media del viento en el 10% [m/s]	6,85	7,58	8,31	8,77
Velocidad media del viento en el 50% [m/s]	6,21	7,1	7,93	8,46
Velocidad media del viento en el 100% [m/s]	5,83	6,79	7,66	8,23

*Tabla 4: Estudio de la velocidad media del viento según la altura en la zona 1.*

Zona de estudio	Zona 2			
Altura [m]	50	100	150	200
Velocidad media del viento en el 2% [m/s]	8,6	8,76	9,19	9,49
Velocidad media del viento en el 10% [m/s]	8,1	8,42	8,95	9,31
Velocidad media del viento en el 50% [m/s]	6,86	7,58	8,32	8,82
Velocidad media del viento en el 100% [m/s]	6,06	6,95	7,79	8,38

*Tabla 5: Estudio de la velocidad media del viento según la altura en la zona 2.*

Zona de estudio	Zona 3			
Altura [m]	50	100	150	200
Velocidad media del viento en el 2% [m/s]	8,62	8,82	9,29	9,61
Velocidad media del viento en el 10% [m/s]	8,03	8,44	9,02	9,39
Velocidad media del viento en el 50% [m/s]	6,84	7,57	8,32	8,83
Velocidad media del viento en el 100% [m/s]	6,16	7,01	7,83	8,4

*Tabla 6: Estudio de la velocidad media del viento según la altura en la zona 3.*

La velocidad media más representativa es la media en el 10% de área con mayor potencial eólico ya que será en esta superficie donde se instalarán los aerogeneradores. Con el objetivo de comparar este parámetro en las diferentes zonas se presenta la Tabla 7 donde se puede observar el valor de este parámetro según la altura en cada una de las áreas.

Parámetro de estudio	Velocidad media del viento en el 10% [m/s]			
Altura [m]	50	100	150	200
Zona 1	6,85	7,58	8,31	8,77
Zona 2	8,1	8,42	8,95	9,31
Zona 3	8,03	8,44	9,02	9,39

*Tabla 7: Estudio de la velocidad media del viento en el 10% del área con mayor potencial eólico según la altura y la zona de estudio.*

La Tabla 7 se visualiza en la Figura 42 donde se concluye que tanto la zona 2 como la zona 3 son similares en cuanto a velocidad media del viento, mientras que la zona 1 presenta valores inferiores en todas las alturas.

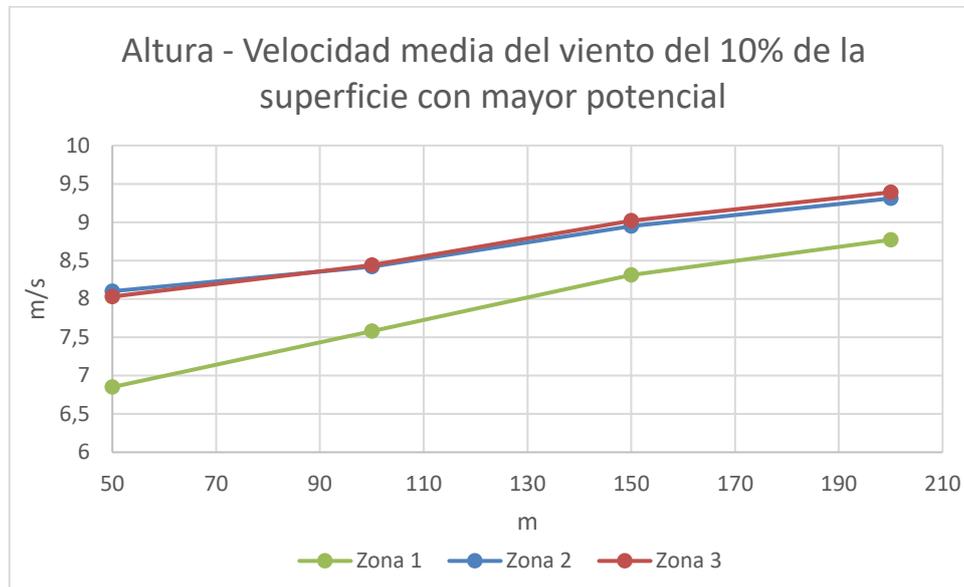


Figura 42: Grafico de velocidad del viento del 10% de la superficie con más potencial de cada zona según la altura.

## 5.2 DENSIDAD MEDIAD DE POTENCIA

El segundo parámetro de estudio es la densidad media de potencia esta representa la potencia media que se puede generar por metro cuadrado teniendo en cuenta la velocidad del viento, densidad del aire y el resto de los factores que influyen en la potencia generada en la zona. Como fuente se utilizó el mismo programa que en el estudio de la velocidad media del viento y el mismo sistema de porcentaje para su medición.

Zona de estudio	Zona 1			
Altura [m]	50	100	150	200
Densidad media de potencia en el 2% [ $W/m^2$ ]	753,28	760,09	847,84	948,7
Densidad media de potencia en el 10% [ $W/m^2$ ]	530	598	717	837
Densidad media de potencia en el 50% [ $W/m^2$ ]	383,16	488,98	620,99	749,8
Densidad media de potencia en el 100% [ $W/m^2$ ]	322,02	434,44	567,68	698,78

Tabla 8: Estudio de la densidad media de potencia según la altura en la zona 1.

Zona de estudio	Zona 2			
Altura [m]	50	100	150	200
Densidad media de potencia en el 2% [ $W/m^2$ ]	1.175,25	1.051,03	1.092,04	1.142,41
Densidad media de potencia en el 10% [ $W/m^2$ ]	957	911	990	1069
Densidad media de potencia en el 50% [ $W/m^2$ ]	577,58	651,78	781,39	900,66
Densidad media de potencia en el 100% [ $W/m^2$ ]	408,49	506,55	642,91	772,09

*Tabla 9: Estudio de la densidad media de potencia según la altura en la zona 2.*

Zona de estudio	Zona 3			
Altura [m]	50	100	150	200
Densidad media de potencia en el 2% [ $W/m^2$ ]	1.135,88	1.015,72	1.080,74	1.166,75
Densidad media de potencia en el 10% [ $W/m^2$ ]	934	899	990	1089
Densidad media de potencia en el 50% [ $W/m^2$ ]	571,62	643,71	775,59	903,15
Densidad media de potencia en el 100% [ $W/m^2$ ]	417,34	511,51	647,29	780,36

*Tabla 10: Estudio de la densidad media de potencia según la altura en la zona 3.*

Al igual que en el estudio de la velocidad media del viento el parámetro más representativo es la densidad media de potencia en el 10% de la superficie de mayor potencial es por ello por lo que se utiliza como parámetro de comparación. Como ocurrió con la velocidad del viento se llega a la conclusión que la zona 2 y zona 3 son mejores ubicaciones en cuanto a lo que densidad media de potencia se refiere, mientras que la zona 1 presenta valores más bajos en comparación con las otras zonas.

Parámetro de estudio	Densidad media de potencia en el 10% [ $W/m^2$ ]			
Altura [m]	50	100	150	200
Zona 1	530	598	717	837
Zona 2	957	911	990	1.069
Zona 3	934	899	990	1.089

*Tabla 11: Estudio de la densidad media de potencia en el 10% del área con mayor potencial eólico según la altura y la zona de estudio.*

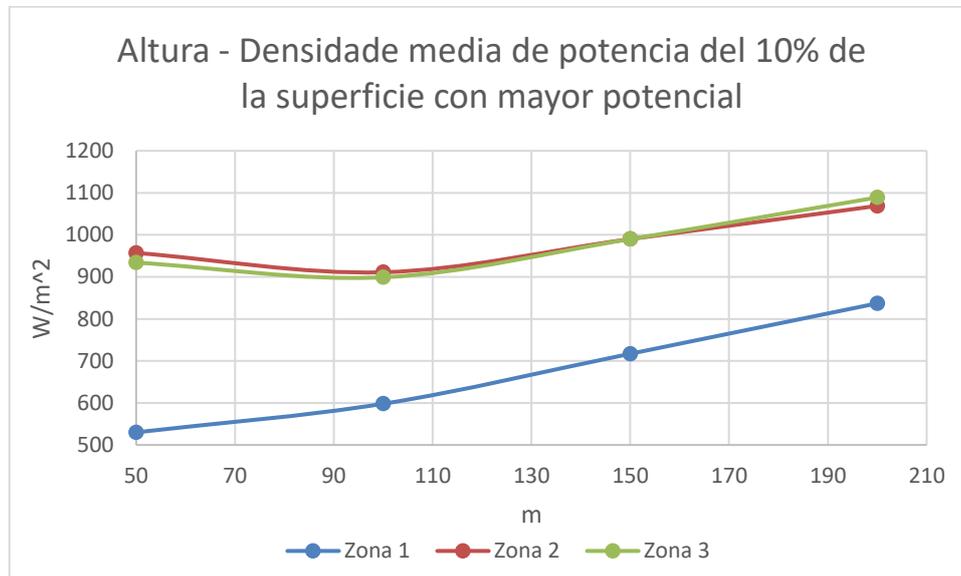


Figura 43: Grafico de la densidad media de potencia del 10% de la superficie con más potencial de cada zona según la altura.

### 5.3 ROSAS DEL VIENTO

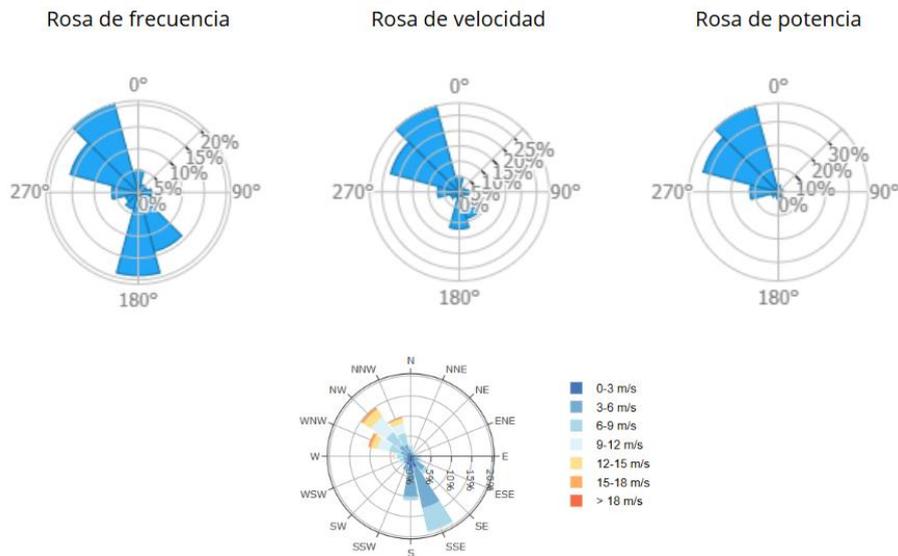
Otro factor que se debe estudiar es la dirección del viento ya que es clave que el viento sea lo más constante posible en velocidad y dirección para aprovechar el máximo el recurso eólico. Por ello se estudian las rosas del viento que representan la dirección del viento según diferentes factores.

La rosa del viento de la frecuencia representa las direcciones del viento estadísticamente más probables de la zona, la rosa del viento de velocidad representa la velocidad del viento según la dirección que lleva, y finalmente la rosa del viento de potencia representa la cantidad de potencia extraíble del viento según la dirección que lleva.

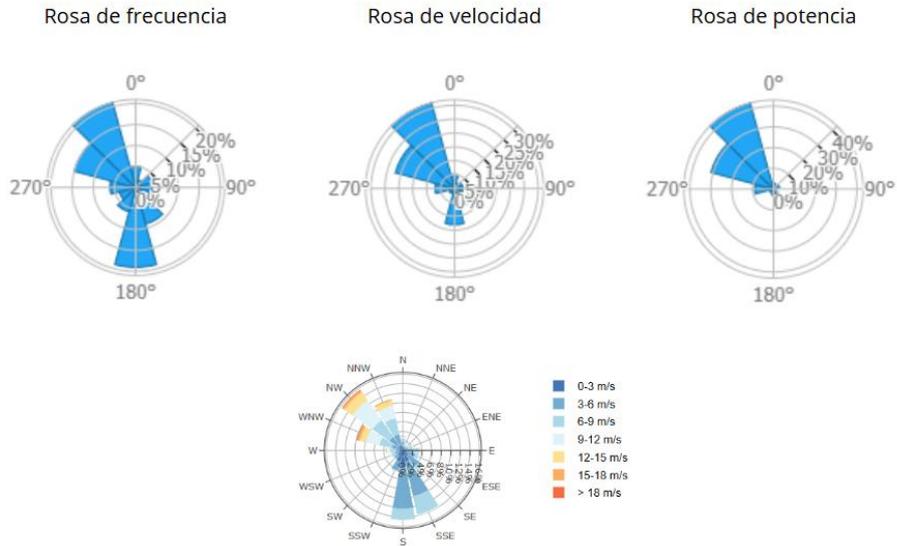
En la Figura 44, Figura 45 y Figura 46 se representan las rosas del viento de la zona 1, zona 2 y zona 3 respectivamente. Además, se representa una rosa de viento que recoge tanto la frecuencia en la dirección del viento, así como la velocidad según su dirección, con datos medidos a 100 metros de altura.

En este caso no se representan los datos a diferentes alturas ya que no aportan más información, al cambiar la altura no cambiara la frecuencia de la dirección del viento y aunque sí que lo haga la velocidad de este, únicamente el cambio en las rosas supondría un aumento o disminución proporcional de la imagen de las secciones en el círculo.

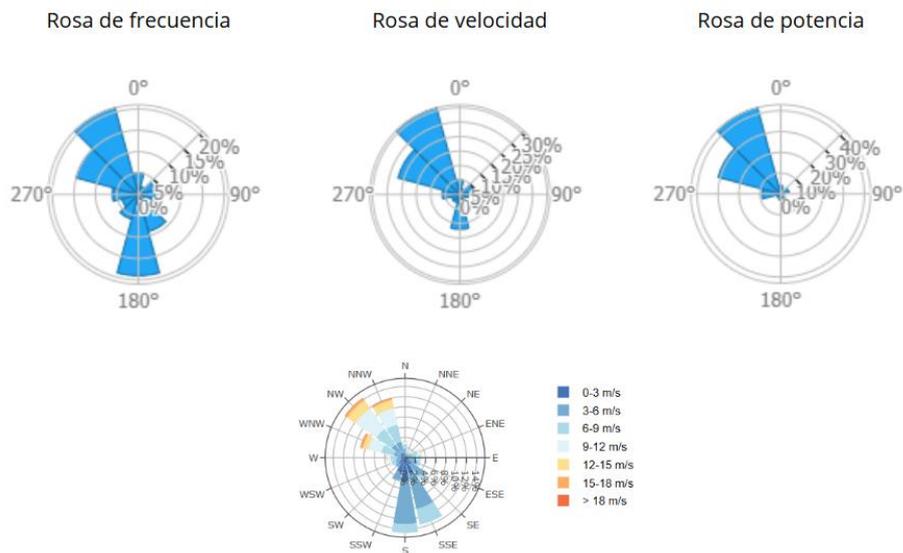
Para este análisis además de los datos obtenidos por el Global Wind Atlas que proporciona las tres rosas por separado se ha utilizado el mapa eólico del Centro Nacional de Energía Renovables (CENER) [66] que proporciona la rosa del viento que integra tanto la frecuencia de la dirección como la velocidad del viento.



*Figura 44: Rosas del viento de la zona 1.*



*Figura 45: Rosas del viento de la zona 2.*



*Figura 46: Rosas del viento de la zona 3.*

Se puede observar como la forma de las rosas de las tres zonas es parecida, esto ocurre ya que los patrones de viento son características de superficies más extensas, es por ello por lo que al estudiar tres zonas que distan escasos kilómetros entre si se obtienen rosas del viento con formas muy similares.

Cabe destacar que existen dos direcciones principales claramente definidas, estas son noroeste y sur. Pero dentro de estas pese a que tengan una frecuencia parecida, presentan velocidades muy diferentes, esto queda en evidencia en la rosa de velocidad donde la dirección sur pierde mucho peso y en la rosa de potencia donde prácticamente desaparece.

En este caso no hay ninguna zona que presente una dirección del viento mejor que las demás, pero las tres zonas tienen la suficiente constancia en el viento en dirección para que sea favorable al aprovechamiento eólico. Estas direcciones se tendrán en cuenta a la hora de alinear los aerogeneradores en la fase de diseño del parque eólico.

#### **5.4 PERFIL VERTICAL DEL VIENTO**

También se debe de comprobar el perfil vertical de velocidad del viento de cada una de las zonas. Este verifica que el flujo de viento es óptimo y no va a verse afectado por una orografía o rugosidad del terreno desfavorable. Se buscan perfiles de velocidad exponenciales o logarítmicos que no presenten perturbaciones en la función por un efecto obstáculo en el flujo del viento. En la Figura 47 se muestran diferentes ejemplos según la rugosidad del suelo siendo el de la derecha el más favorable para el aprovechamiento del recurso eólico.

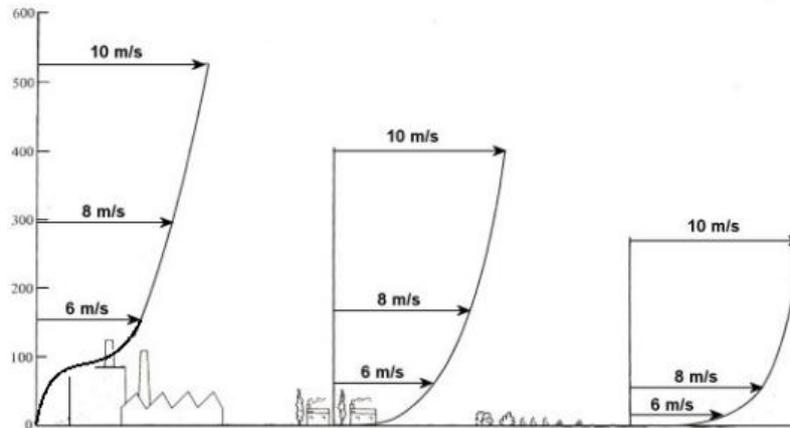
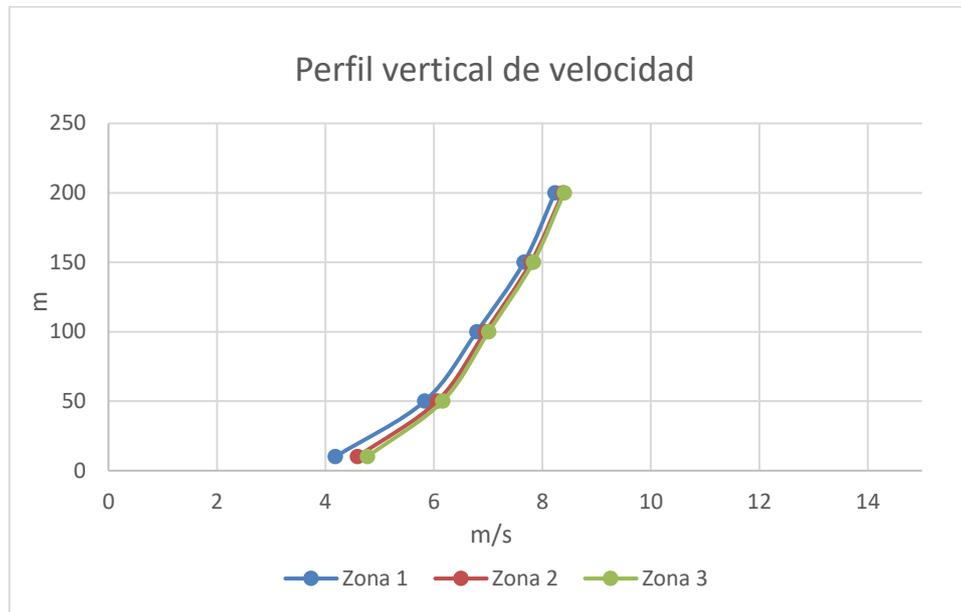


Figura 47: Ejemplos de perfiles de velocidad del viento según diferentes obstáculos [67].

Para calcular el perfil de velocidades del viento de cada una de las zonas se cogieron los datos del 100% de la superficie del área de estudio que se encuentran en las tablas del análisis de la velocidad media del viento añadiendo la altura de diez metros. Aunque esta altura no es digna de estudio debido su bajo valor en relación con los aerogeneradores que suelen tener una altura de al menos 100 metros, ayudará a dibujar la imagen de la forma del perfil que es lo que se está estudiando en este apartado.

Parámetro de estudio	Velocidad media del viento en el 100% [m/s]				
Altura [m]	10	50	100	150	200
Zona 1	4,18	5,83	6,79	7,66	8,23
Zona 2	4,59	6,06	6,95	7,79	8,38
Zona 3	4,77	6,16	7,01	7,83	8,4

Tabla 12: Datos para el cálculo del perfil vertical de velocidad del viento.



*Figura 48: Perfil vertical de velocidad del viento de cada zona de estudio.*

Se puede concluir este análisis con la Figura 48 donde se observa que las tres zonas tienen un perfil de velocidad vertical favorable con el aprovechamiento del recurso como se puede observar comparándola con los ejemplos según la rugosidad del terreno de la Figura 47.

## **5.5 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL**

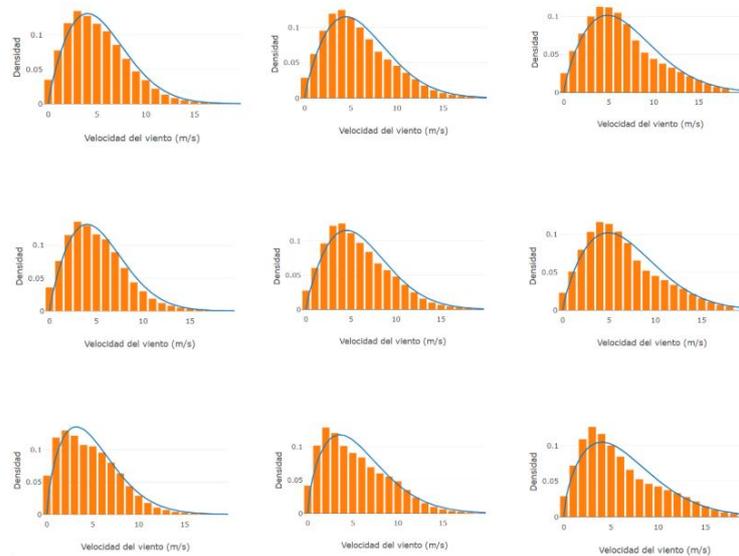
La caracterización estadística del viento es otro aspecto fundamental en el estudio del recurso eólico de un emplazamiento. Para ello, una de las herramientas más utilizadas en ingeniería es la distribución de probabilidad de Weibull. Esta permite modelar la frecuencia con la que se presentan las diferentes velocidades del viento a lo largo del tiempo. Esta distribución se ajusta especialmente bien al comportamiento natural del viento, que no presenta una velocidad constante si no que oscila entre distintos valores con determinadas recurrencias.

Esta distribución presenta dos parámetros, el parámetro de escala y el parámetro de forma, ya introducidos anteriormente en este proyecto. El parámetro de escala ( $A$ ) está relacionado con la velocidad media del viento. Valores altos de  $A$  indican un mayor potencial energético en el viento, lo cual es deseable desde un punto de vista del aprovechamiento eólico.

Por otro lado, el parámetro  $k$  determina el grado de dispersión o constancia de la velocidad del viento. El valor de dispersión que típicamente se usa como umbral para determinar si la velocidad del viento es constante es dos. Valores superiores a este umbral representan un régimen de viento más contante, lo que resulta especialmente favorable para la operación de los aerogeneradores, ya que se reduce la variabilidad y, con ello, las pérdidas por funcionamiento fuera de los puntos de diseño.

Desde un punto de vista del diseño de un parque eólico se consideran los emplazamientos con valores de  $A$  mayores a 7 m/s y de  $k$  superiores a 2. Estos valores implican un recurso eólico con suficiente velocidad media y un régimen de viento estable y predecible, idóneo para el rendimiento continuo de los aerogeneradores.

La estimación de estos dos parámetros se ha llevado a cabo mediante el programa proporcionado por el CENER [66] el cual calcula automáticamente la forma y parámetros de la distribución a partir de datos temporales del viento comprendidos entre el año 1989 y 2020. Como este programa trabaja con coordenadas y no con áreas se han realizado las mediciones en puntos representativos donde podría estar instalado uno de los aerogeneradores del hipotético parque eólico. Los resultados de los parámetros se presentan en la Tabla 13 y la forma de la distribución en la Figura 49. En esta figura se presenta una matriz en donde las filas son las zonas de estudio en orden numérico y las columnas son las alturas de la medición siendo de izquierda a derecha 50 m, 100 m y 200 m respectivamente.



*Figura 49: Matriz de distribuciones de Weibull.*

Zonas	Zona 1			Zona 2			Zona 3		
Altura [m]	50	100	200	50	100	200	50	100	200
A [m/s]	6,21	7,01	7,82	6,15	7	7,84	5,92	6,79	7,64
k	1,83	1,81	1,76	1,84	1,82	1,77	1,75	1,72	1,70

*Tabla 13: Valores de los parámetros de la matriz de distribuciones de Weibull.*

En cuanto al parámetro  $k$  no hay ninguna zona que supere el valor de 2, pero en todos los casos el valor no dista mucho del umbral, por lo que pese a tener más variabilidad no llega a ser incompatible con la implantación de un parque eólico. En referencia al parámetro  $A$ , si existen zonas a alturas de 100m y 200m donde se supera el umbral de 7m/s. La zona 3 es la que presenta valores más bajos, pero con el estudio realizado de la velocidad media en esta zona ha quedado en evidencia que presenta velocidad media suficiente para la implantación de un parque eólico.

## **5.6 COMPARACIÓN Y CONCLUSIONES**

Una vez realizado el análisis detallado de los principales parámetros que definen el recurso eólico es posible establecer una comparativa completa y objetiva entre las tres zonas de estudio y extraer conclusiones claras sobre si son emplazamientos óptimos para albergar un parque eólico.

Los resultados indican que tanto la zona 2 como la zona 3 presenta condiciones óptimas para el aprovechamiento energético del viento. En ambas zonas se alcanzan velocidades medias superiores a 7 m/s en alturas relevantes y densidades de potencia superiores a  $900 \text{ W/m}^2$  en el 10% del área con mayor potencial. Estos valores aseguran un elevado rendimiento energético y un buen aprovechamiento eólico por parte de los aerogeneradores. Por otro lado, la zona 1 presenta sistemáticamente valores inferiores en todos los aspectos clave, por lo que se considera una opción menos competitiva frente a las otras dos opciones.

El análisis de las rosas del viento revela una dirección predominante bien definida común en las tres zonas, con una frecuencia y estabilidad suficientes para un buen alineamiento de los aerogeneradores. Asimismo, los perfiles verticales de velocidad obtenidos confirman una evolución progresiva y estable de la velocidad con la altura, sin perturbaciones significativas, lo que indica una rugosidad del terreno aceptable y condiciones atmosféricas favorables.

Respecto a la distribución de Weibull, se ha comprobado que el parámetro  $k$  se sitúa en todos los casos cerca del umbral de 2, valor que indica una regularidad adecuada en el régimen del viento, a pesar de superarlo.

En conclusión, los indicadores analizados apuntan a que la zona 2 y 3 son las más adecuadas para la implantación del parque eólico. Ambas combinan un recurso eólico intenso, estable y predecible, lo que permitirá optimizar la producción energética y garantizar la rentabilidad del proyecto. Por lo contrario, la zona 1, si bien cumple con los requisitos mínimos, no alcanza los niveles deseables y se descarta en la siguiente fase de diseño del parque eólico.

## **Capítulo 6. SELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA**

Este capítulo tiene el objetivo de presentar los criterios que se van a tener en cuenta para la elección del modelo de turbina, una comparación entre las turbinas más favorables para el proyecto, y finalmente la elección definitiva del aerogenerador que será utilizado, junto con sus principales características.

### **6.1 CRITERIOS TÉCNICOS**

La elección de la tecnología del aerogenerador adecuada para un parque eólico debe realizarse considerando múltiples factores técnicos que aseguren la compatibilidad entre las características del emplazamiento y las especificaciones del aerogenerador. Una elección incorrecta puede derivar en sobrecostos, baja eficiencia, fallos mecánicos o una producción energética insuficiente. A continuación, se detallan los principales criterios técnicos que deben tenerse en cuenta.

#### **6.1.1 VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO Y CLASE IEC**

Uno de los aspectos clave para seleccionar la turbina eólica es la velocidad media anual del viento en el emplazamiento. Esta variable, típicamente medida a la altura del buje, es la que tiene más influencia en la producción de energía del aerogenerador. Por ello resulta fundamental clasificar el emplazamiento según la norma IEC.

La IEC (International Electrotechnical Commission) establece estándares internacionales para la evaluación del diseño estructural y la operación segura de los aerogeneradores según las condiciones de viento de la zona. Esta norma clasifica cada emplazamiento en función de tres parámetros: la velocidad media anual del viento ( $V_{pro}$ ), la velocidad de ráfaga extrema

en 10 minutos ( $V_{ref}$ ) y el índice de turbulencia del viento a 15 m/s (TI), todos ellos medidos a la altura del buje.

En la Tabla 14 y la Tabla 15 se muestra la clasificación del emplazamiento según la velocidad del viento y el índice de turbulencia, respectivamente. La clase IV es la menos restrictiva en cuanto a esfuerzos estructurales derivados del viento, y la categoría C la menos restrictiva en lo relativo al índice de turbulencia.

Clase IEC	$V_{pro}$ [m/s]	$V_{ref}$ [m/s]
I	10	50
II	8,5	42,5
III	7,5	37,5
IV	6	30

*Tabla 14: Clasificación IEC según la velocidad del viento [68].*

Categoría	Índice de turbulencia TI [%]
A	18
B	16
C	14

*Tabla 15: Clasificación IEC según el índice de turbulencia [68].*

Clasificar el emplazamiento es fundamental para filtrar los modelos de aerogeneradores disponibles en el mercado, ya que cada modelo está certificado para una determinada clase IEC. Instalar una turbina diseñada para un entorno menos severo que el real puede comprometer su integridad estructural, mientras que sobredimensionando innecesariamente puede incrementar el coste del parque sin mejoras significativas en su producción.

En el estudio de la velocidad media del viento realizado en el capítulo de Estudio del recurso eólico, se comprobó que tanto en la zona 2 como en la zona 3 se alcanzan velocidades muy cercanas a los 8,5 m/s a 100m de altura. Además, en ambas áreas se supera este umbral cuando las mediciones se realizan a 150 m y a 200 m, pero en ningún caso se alcanza el valor de 10 m/s.

En cuanto a la ráfaga de viento extrema y tomando como referencia el informe de valores climáticos extremos de Castilla-La Mancha [69], la racha máxima de viento histórica registrada en Albacete es de 31,4 m/s, lo que implicaría una clasificación más baja que la derivada de la velocidad media del viento. Por lo tanto, en la clasificación IEC según el viento, tanto la zona 2 como la zona 3 se pueden clasificar como IEC II, siendo la velocidad media del viento el factor limitante.

Respecto al índice de turbulencia, el programa del Global Wind Atlas [60] clasifica la mayor parte de la superficie de ambas zonas dentro del índice B, siendo C en zonas puntuales. Considerando el valor más restrictivo y el posible efecto estela entre aerogeneradores, se clasifican ambas zonas del emplazamiento como clase B.

En conclusión, se necesitan aerogeneradores que la menos presenten una clasificación IEC Clase II B para garantizar la seguridad del parque eólico bajo las condiciones climáticas del emplazamiento.

## **6.1.2 ALTURA DEL BUJE Y DIÁMETRO DEL ROTOR**

El tamaño del rotor y altura del buje son determinantes en el rendimiento energético de la turbina. En líneas generales, el viento es más estable y tiene mayor velocidad a altitudes elevadas, lo que implica una mayor energía disponible. El diámetro del rotor afecta al área barrida, directamente relacionada con la cantidad de energía que puede capturar el aerogenerador.

Cabe destacar que la potencia del viento es proporcional al cubo de la velocidad, por lo que pequeñas variaciones en la velocidad del viento pueden suponer incrementos significativos en la potencia generada. Teniendo en cuenta el estudio realizado en el capítulo del Estudio del recurso eólico, se observa una mayor variación de velocidad media entre los 100 m y 150 m que entre los 150 m y 200 m. Por ello, se seleccionarán aerogeneradores con una altura del buje comprendida entre los 100 m y 150 m.

### **6.1.3 CURVA DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR Y FACTOR DE CAPACIDAD**

Cada modelo de aerogenerador presenta una curva de potencia distinta, que representa la relación entre velocidad del viento y la potencia eléctrica generada. Esta gráfica es un parámetro fundamental en el proceso de simulación de la producción energética. Al elegir la turbina, es importante que su rango operativo se ajuste al perfil de viento de la zona, siendo necesario que los valores de velocidad de corte inferior y velocidad nominal estén en concordancia con las condiciones climáticas locales.

El factor de capacidad representa la relación entre la energía realmente producida por una turbina y la energía máxima que podría haber producido si funcionaria al 100% de su potencia nominal las 8760 horas del año.

$$\text{Factor de capacidad} = \frac{\text{Energía neta producida [MWh]}}{\text{Potencia nominal [MW]} * 8760 [h]} * 100$$

El factor de capacidad depende directamente del recurso eólico de la zona. Según el programa del Global Wind Atlas [60], en las zonas 2 y 3 el factor de capacidad estimado para un aerogenerador IEC Clase II oscila entre 38% y 43%. Estos valores son razonables y resultan orientativos, pero se pueden mejorar con el uso de tecnologías más eficientes, especialmente si se seleccionan turbinas con grandes diámetros de rotor.

### **6.1.4 LOGÍSTICA Y REQUISITOS DEL TERRENO**

Cada aerogenerador impone ciertas condiciones sobre el terreno. Las dimensiones del rotor y la torre, así como el peso de la góndola y las palas, condicionan las dimensiones de la cimentación, la necesidad de grúas especiales y vías de acceso adaptadas, el radio de curvatura mínimo en caminos y las plataformas de montaje.

En el caso del emplazamiento seleccionado, al tratarse de dos crestas, será necesario que el aerogenerador seleccionado no requiera una superficie especialmente grande para su cimentación e instalación. Por ello, se buscan modelos de aerogeneradores cuyas dimensiones no excedan las capacidades del terreno. Una longitud de la torre y del diámetro del rotor inferior a 130 m implica una carga estructural moderada y una logística más sencilla, factores favorables para este tipo de emplazamiento.

## **6.2 CRITERIOS ECONÓMICOS**

Además de los aspectos puramente técnicos, la selección de un aerogenerador debe considerar un conjunto de criterios económicos que permitan evaluar su impacto financiero en el conjunto del proyecto. La eficiencia energética debe ir acompañada de una rentabilidad razonable, especialmente si el objetivo es maximizar el retorno de la inversión durante la vida útil del parque.

Entre estos criterios, el precio del aerogenerador es el más relevante. Sin embargo, existen otros factores a considerar, como el tamaño de mercado del modelo del aerogenerador. Algunos aerogeneradores antiguos han sido descatalogados, lo que limita su disponibilidad al mercado de segunda mano, dificultado su adquisición y reduciendo la fiabilidad de los mantenimientos a largo plazo. Otro factor clave es la fiabilidad del fabricante. Las marcas con reconocimiento internacional suelen ofrecer una mejor logística, un transporte más eficaz y unos servicios de mantenimiento más eficientes.

Además, la rentabilidad del parque está directamente relacionada con la energía generada. Por lo tanto, la energía producida anualmente por cada aerogenerador se convierte en un criterio esencial, vinculado a su potencia nominal y a la separación mínima necesaria entre turbinas, factores que determinan cuantos aerogeneradores pueden instalarse en la zona y, por tanto, los beneficios futuros.

### 6.3 COMPARACIÓN ENTRE LOS GENERADORES

Para la elección del modelo del aerogenerador, se realizó una búsqueda en varias bases de datos [70] [71], aplicando los filtros basados en los criterios técnicos y económicos favorables al emplazamiento. Se identificaron modelos actualmente en venta por parte de los principales fabricantes a nivel mundial con alta cuota de mercado en España, buen soporte técnico, logística eficaz y con experiencia en sus mantenimientos.

Los fabricantes analizados fueron: Vestas, Nordex, Siemens Gamesa, GE Vernova y Enercon. De este análisis se seleccionaron tres modelos que cumplen con todos los requisitos anteriormente definidos. Estos modelos son Vestas V117 – 3,45 MW [72], Vestas V126 – 3,45 MW [73] y Nordex N117/3600 Delta [74]. Sus características principales se encuentran comparadas en la Tabla 16.

Modelo	Nordex N117/3600	Vestas V117 - 3,45	Vestas V126 - 3,45
Potencia [MW]	3,6	3,45	3,45
Rotor [m]	116,8	117	126
Buje [m]	106	116,5	117
Clase IEC	II A	II A	II B
Velocidad nominal [m/s]	13	11,5	11,5
Área barrida [m <sup>2</sup> ]	10.714,59	10.751,32	12.468,98
Separación longitudinal 6D [m]	700,8	702	756
Separación transversal 4D [m]	467,2	468	504
Área por turbina [ha]	32,74	32,85	38,10
Producción estimada a 8,5 m/s [MW/año]	16.346,16	16.039,56	18.431,04
Factor de capacidad a 8,5 m/s	0,52	0,53	0,61
Precio estimado por MW [M€/MW]	1,1	1,2	1,25
Precio de la turbina [M€]	3,96	4,32	4,5
Cp a 8,5 m/s	0,463	0,453	0,449
Ct a 8,5 m/s	0,841	0,790	0,765

Tabla 16: Comparación de modelos de aerogeneradores viables para el proyecto.

En la Figura 50 se representa una comparativa de las tres curvas de potencia proporcionadas por los fabricantes. Aunque resultan similares, presentan diferencias a las velocidades que caracterizan el emplazamiento. Las tres curvas comienzan a generar a 3 m/s. En la zona lineal, la curva del modelo V126 – 3,45 MW se sitúa por encima de las otras dos debido a su mayor diámetro del rotor. Asimismo, los modelos V117 – 3,45 MW y N117/3600, pese a presentar un crecimiento de la curva similar, alcanzan potencias nominales distintas, lo que explica por qué el modelo de Nordex se estabiliza en una potencia mayor.

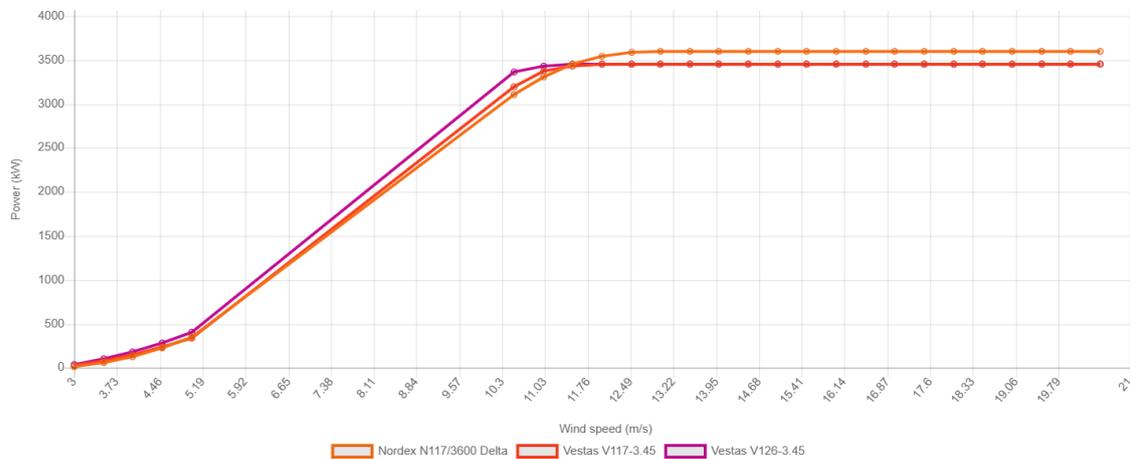


Figura 50: Comparativa de las curvas de potencia de los aerogeneradores viables para el proyecto [71].

Tras hacer un análisis comparativo, se pueden extraer las siguientes conclusiones. En los rangos de operación del emplazamiento el aerogenerador con mayor diámetro de rotor se encuentra por encima de los otros dos, los cuales presentan valores muy similares. No obstante, su mayor tamaño implica también una mayor separación entre turbinas, cimentaciones más exigentes y accesos más amplios. Por estos motivos, y a pesar de su alta producción, se descarta por su menor adaptabilidad al terreno del emplazamiento.

Entre los otros dos modelos, el Nordex N117/3600 presenta mayor potencia nominal, un rotor ligeramente más pequeño, torre de menor altura y mejor coeficiente  $C_p$ . Aunque su coeficiente  $C_t$  es mayor, lo que podría generar más efecto estela, sus dimensiones permiten

una logística más sencilla, sin que ello implique un incremento significativo del coste ni de la interferencia entre turbinas respecto al modelo de Vestas.

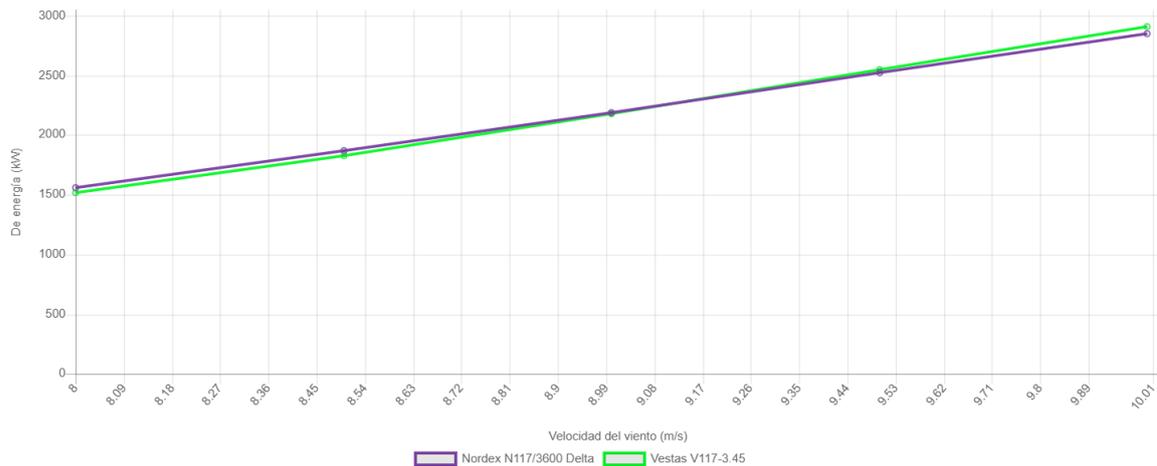


Figura 51: Comparación de las curvas de potencia de los aerogeneradores en el rango de velocidades del emplazamiento [71].

En la Figura 51 se comparan las dos curvas entre 8 m/s y 10 m/s. Se puede observar que el modelo de Nordex genera mayor potencia hasta los 9,2 m/s, momento en el que la curva del modelo de Vestas lo supera. Como la velocidad media en el emplazamiento a la altura del buje está por debajo de este valor, se confirma que el modelo de Nordex será más favorable, al ofrecer una mayor capacidad de generación energética, mejor adaptación al terreno, y menores requerimientos logísticos y estructurales.

Por lo tanto, se seleccionará como modelo de aerogenerador para el proyecto el Nordex N117/3600 Delta y su ficha técnica completa se puede encontrar en el ANEXO II.

## **Capítulo 7. DIMENSIONAMIENTO DEL PARQUE**

En este capítulo se desarrolla el proceso de dimensionamiento del parque eólico, cuyo objetivo principal es determinar el número de aerogeneradores, la potencia total instalada y la distribución óptima en el emplazamiento. Se analizarán las restricciones técnicas, logísticas y topográficas que condicionan el diseño, así como la estimación de la producción anual esperada del parque. El análisis busca alcanzar un equilibrio entre la eficiencia energética y el aprovechamiento óptimo del terreno disponible.

### ***7.1 CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO***

El dimensionamiento del parque eólico consiste en definir el número de aerogeneradores, su distribución y la potencia nominal total instalada, con el objetivo de maximizar la producción energética y optimizar la ocupación del terreno disponible.

Este diseño debe considerar la compatibilidad entre el aerogenerador seleccionado y las características específicas del emplazamiento, donde el espacio disponible es limitado y la orografía presenta ciertas restricciones técnicas y estructurales.

El aerogenerador para el proyecto es el Nordex N1177/3600 Delta, con una potencia nominal de 3,6 MW y un diámetro del rotor de 116,8 metros. Este modelo requiere una separación mínima entre aerogeneradores de aproximadamente seis veces el diámetro del rotor en la dirección longitudinal al viento y cuatro veces el diámetro del rotor en la dirección transversal al viento, resultando en 700,8 m y 467,2 m respectivamente.

Siguiendo estas recomendaciones de distancias estándar se conseguirá minimizar el posible efecto estela a valores que no entren en conflicto con los aerogeneradores que se encuentren aguas abajo. El diseño de la distribución de los aerogeneradores debe adaptarse a la

geometría del terreno, garantizando un equilibrio entre densidad de aerogeneradores, el acceso a las plataformas de montaje y las condiciones de viento predominantes.

## **7.2 NUMERO DE AEROGENERADORES**

El número de aerogeneradores que se pueden instalar en el parque eólico está condicionado por la superficie disponible, la separación mínima requerida entre turbinas y la topografía del emplazamiento.

Dado que el aerogenerador seleccionado requiere una separación de al menos 700,8 metros longitudinales y 467,2 metros transversales, se debe de calcular el número máximo de turbinas que pueden instalarse de forma eficiente a lo largo de la cresta.

Para la distancia mínima de separación se tendrá en cuenta en las dos direcciones de viento predominantes las cuales son noroeste y sur. Aunque las velocidades del viento sur sean bajas, se mantendrán las recomendaciones de separación para garantizar la minimización del efecto estela y la reducción de las cargas estructurales.

Comenzado el estudio en la dirección noroeste, en la Figura 52 y la Figura 53 se muestran los aerogeneradores que se podrían instalar en ambas zonas respectivamente, respetando una separación de 710 m longitudinal y 470 m transversal. Se observa que, con estas distancias, el número de aerogeneradores que se podrían instalar en la zona 2 es de 12, mientras que en la zona 3 se podrían instalar hasta 16 unidades.

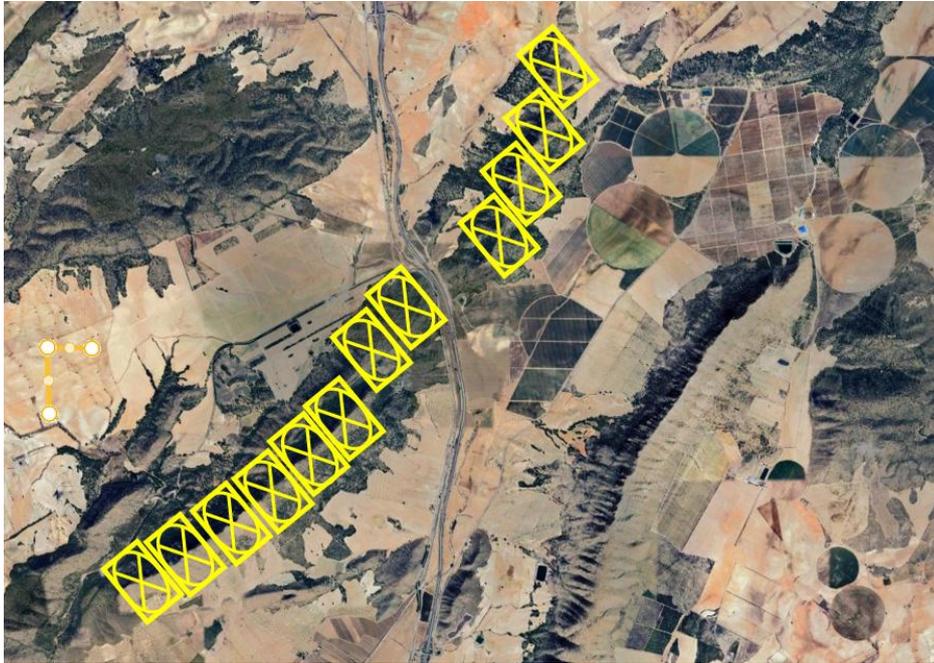


Figura 52: Número de aerogeneradores máximo de la zona 2 con separación mínima con viento de dirección noroeste [65].

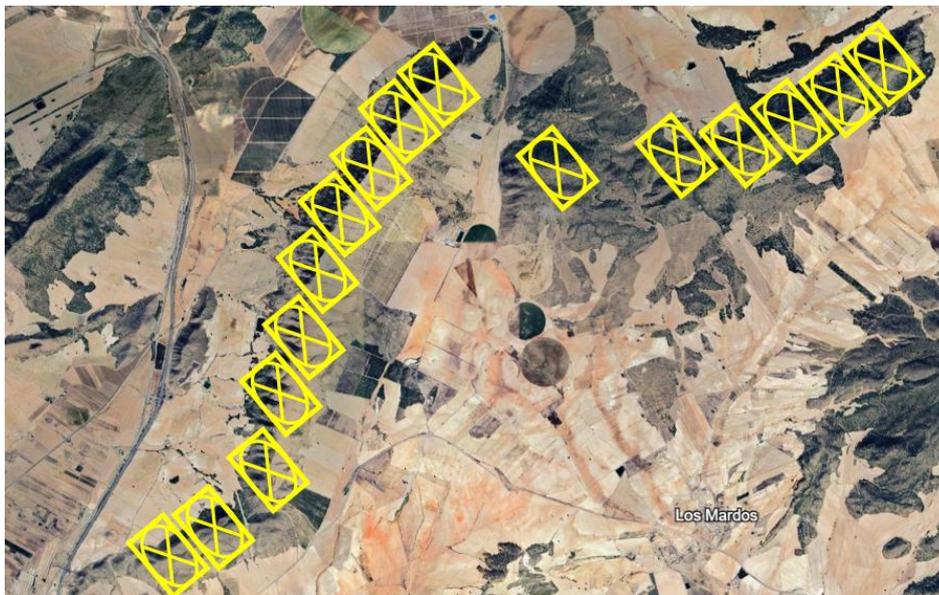
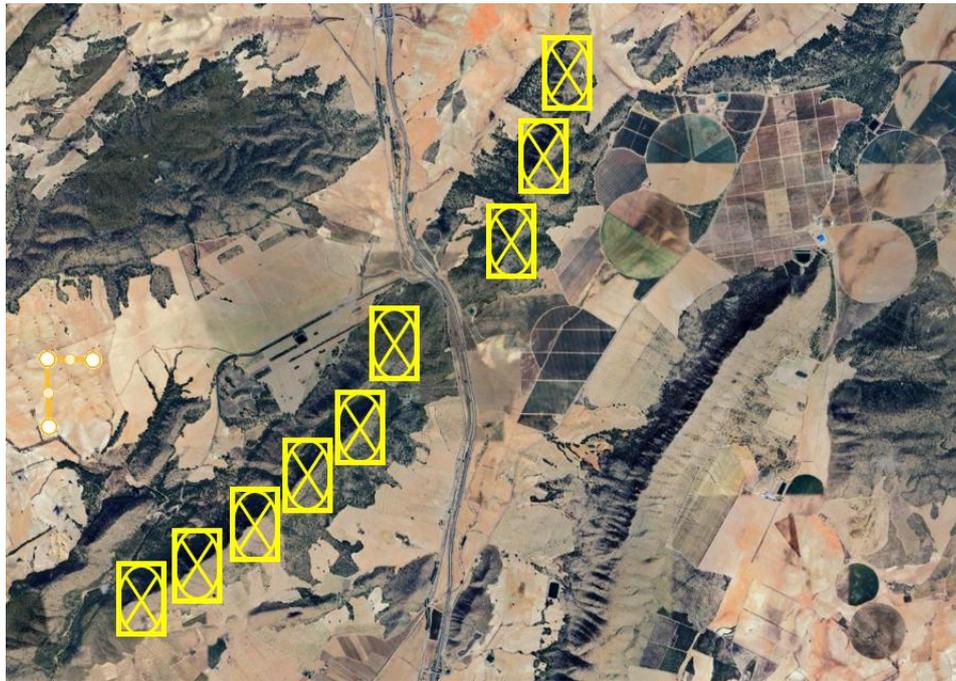
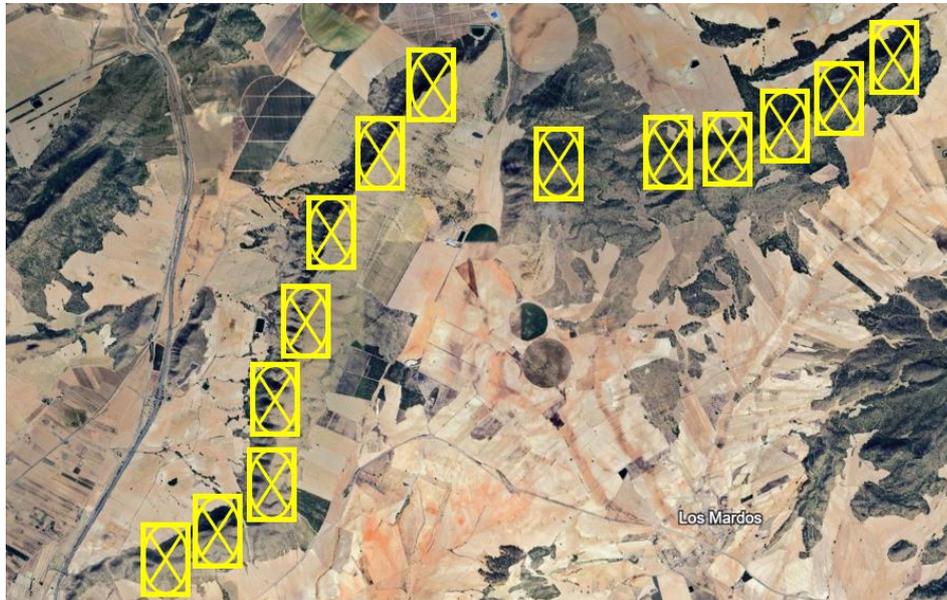


Figura 53: Número de aerogeneradores máximo de la zona 3 con separación mínima con viento de dirección noroeste [65].

Continuando el estudio con la dirección sur, en la Figura 54 y Figura 55 se muestran los aerogeneradores que se podrían instalar en ambas zonas respectivamente, con las mismas distancias de separación aplicadas en el estudio de la dirección noroeste. La orografía es menos favorable para esta dirección del viento, por lo que el número máximo de aerogeneradores se reduce a 9 en la zona 2 y a 14 en la zona 3.



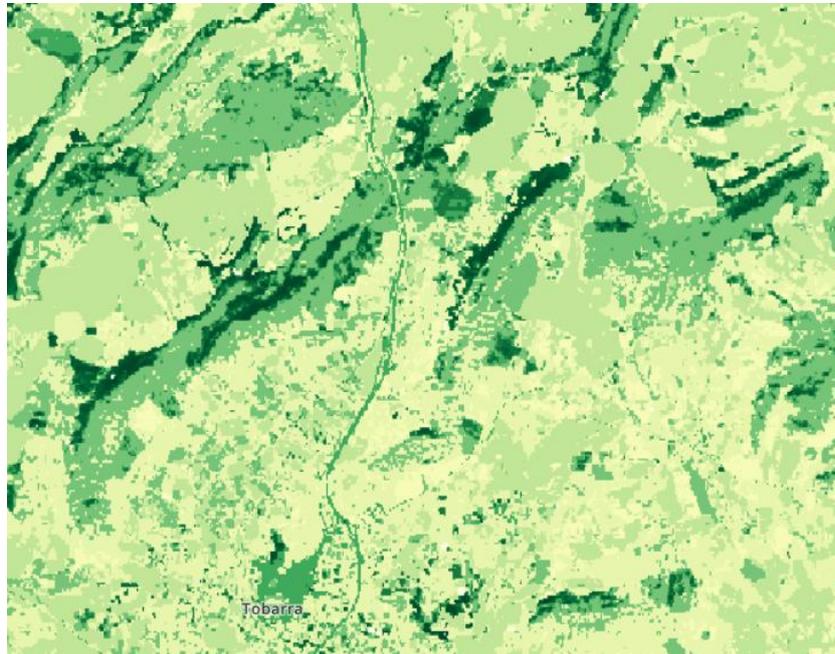
*Figura 54: Número de aerogeneradores máximo de la zona 2 con separación mínima con viento de dirección sur [65].*



*Figura 55: Número de aerogeneradores máximo de la zona 3 con separación mínima con viento de dirección sur [65].*

Combinando el estudio de las dos direcciones predominantes, se concluye que la zona 3 es la más idónea, no solo por su mayor superficie, sino también porque presenta una orografía más favorable para cumplir las distancias de separación mínima.

En cuanto a la rugosidad del terreno, la zona 3 también resulta más favorable. Aunque ambas crestas presentan una longitud de rugosidad de 0,3 m, la zona 3, como se observa en la Figura 56, presenta una menor rugosidad previa a la cresta que la zona 2, lo que se traduce en menores turbulencias en el viento incidente.



*Figura 56: Mapa de calor de la rugosidad del terreno de la zona 2 y zona 3 [60].*

Finalmente, teniendo en cuenta las distancias mínimas en las direcciones predominantes del viento y la orografía, se ha determinado el dimensionamiento final mostrado en la Figura 57. Este diseño respeta las distancias mínimas requeridas y ajusta las posiciones de los aerogeneradores en función de las condiciones de viento, aumentando las distancias donde sea necesario para garantizar la viabilidad logística y constructiva. La numeración de los aerogeneradores comienza de abajo a arriba y sus coordenadas se muestran en la Tabla 17.



*Figura 57: Dimensionamiento del parque eólico [65].*

Coordenadas	Latitud	Longitud
Aerogenerador 1	38°37'01"N	1°39'52"W
Aerogenerador 2	38°37'11"N	1°39'30"W
Aerogenerador 3	38°37'31"N	1°39'03"W
Aerogenerador 4	38°38'03"N	1°38'54"W
Aerogenerador 5	38°38'31"N	1°38'44"W
Aerogenerador 6	38°39'08"N	1°38'29"W
Aerogenerador 7	38°39'35"N	1°38'08"W
Aerogenerador 8	38°40'09"N	1°37'30"W
Aerogenerador 9	38°39'30"N	1°36'45"W
Aerogenerador 10	38°39'34"N	1°35'48"W
Aerogenerador 11	38°39'38"N	1°35'17"W
Aerogenerador 12	38°39'52"N	1°34'36"W
Aerogenerador 13	38°40'10"N	1°34'06"W

*Tabla 17: Coordenadas de la posición de los aerogeneradores.*

Con este número de aerogeneradores se obtiene una potencial nominal instalada total de 46,8 MW, ocupando una superficie aproximada de 9,2 km<sup>2</sup>. Esto proporciona una relación de

potencia instalada por superficie de  $5,1 \text{ MW}/\text{km}^2$ , lo que se encuentra dentro del intervalo óptimo donde el balance entre producción, eficiencia aerodinámica y aprovechamiento del terreno es adecuado.

### ***7.3 POTENCIA TOTAL ESTIMADA DEL PARQUE EÓLICO***

Para calcular la potencia total estimada del parque se utilizó el factor de capacidad estimado proporcionado por la herramienta de simulación del programa de Global Wind Atlas. Este calcula el factor de potencia a través de la curva del aerogenerador seleccionado, las condiciones climáticas de la zona, y además tiene en cuenta las pérdidas asociadas a la generación de energía que se han establecido en un 10%.

En la Tabla 18 se muestra el valor estimado del factor de capacidad en cada una de las coordenadas donde se instalarán los aerogeneradores. A partir de estos valores se calcula la cantidad de energía producida anualmente y las horas de funcionamiento equivalentes por cada aerogenerador con el objetivo de calcular las horas equivalentes y el factor de capacidad del parque eólico completo. El coeficiente medio de capacidad del parque resultó ser de 38,33%, valor que se encuentra dentro del intervalo óptimo para aerogeneradores de Clase IEC II en el emplazamiento seleccionado.

Aerogeneradores	Factor de capacidad [%]	Energía producida [MWh/año]	Horas equivalentes [h]
Aerogenerador 1	35,1	11.069,14	3.074,76
Aerogenerador 2	37,3	11.762,93	3.267,48
Aerogenerador 3	33,1	10.438,42	2.899,56
Aerogenerador 4	37,24	11.744,01	3.262,22
Aerogenerador 5	38,4	12.109,82	3.363,84
Aerogenerador 6	41,2	12.992,83	3.609,12
Aerogenerador 7	42,9	13.528,94	3.758,04
Aerogenerador 8	43,7	13.781,23	3.828,12
Aerogenerador 9	36,4	11.479,10	3.188,64
Aerogenerador 10	37,6	11.857,54	3.293,76
Aerogenerador 11	39,9	12.582,86	3.495,24
Aerogenerador 12	38,2	12.046,75	3.346,32
Aerogenerador 13	37,2	11.731,39	3.258,72
Parque Eólico	38,33	157.124,97	3.357,37

*Tabla 18: Factor de capacidad y producción anual estimada por aerogenerador y total del parque [60].*

## **Capítulo 8. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA**

Este capítulo tiene como objetivo dimensionar la infraestructura eléctrica del parque eólico, explicando el proceso de generación en baja tensión (BT), distribución interna del parque en media tensión (MT) y la evacuación de la energía a la red en alta tensión (AT). Además de detallar este proceso, se seleccionará toda la aparamenta necesaria que intervendrá en el proceso como cables, transformadores, celdas, interruptores, seccionadores, entre otros. Finalmente, se mostrará como se transportará la energía hasta la subestación que hará de punto de conexión con la red y desde el cual se evacuará y toda la energía generada.

### **8.1 GENERADOR Y TRANSFORMADOR DE BT A MT**

El generador que presenta el modelo de aerogenerador seleccionado es un generador asíncrono doblemente alimentado (DIG). Este tipo de generadores es uno de los más utilizados en parque eólicos debido a su capacidad de operar a velocidad variable, lo que permite maximizar la captación de energía del viento. Además, este generador permite controlar de manera independiente la potencia activa y reactiva lo que permite una mejor calidad de la energía entregada a la red. Estos generadores producen energía a baja tensión (BT) con una tensión de salida de 690 V en corriente alterna trifásica que al ser un parque eólico instalado en Europa será de 50 Hz.

Para optimizar la red eléctrica interna del parque eólico y la posterior evacuación de energía desde cada aerogenerador, se instala un transformador elevador de tensión en la propia góndola que eleve la tensión hasta media tensión (MT). Esto permite minimizar las pérdidas eléctricas al reducir la distancia de cableado de baja tensión, simplificar la estructura de la torre al eliminar cables de baja tensión hasta la base y mejorar la eficiencia del sistema al elevar a MT directamente en el propio aerogenerador.

El transformador para instalar debe ser de tipo seco encapsulado en resina, especialmente diseñado para soportar las condiciones propias de la góndola. Teniendo en cuenta estas características se selecciona el modelo de transformador de Siemens Energy GEAFOR Neo Dry-Type Transformers. Este tipo de transformadores es perfectamente compatible con los estándares actuales de redes internas de parques eólicos a 30 kV, lo que facilita su integración con el cableado y las celtas de media tensión del parque. Además, la elección de un transformador seco es especialmente adecuada cuando se instala en la góndola, ya que evita el uso de aceites dieléctricos, lo que incrementa la seguridad y reduce el riesgo ambiental. Las características de este transformador se presentan en la Tabla 19.

Modelo	Siemens Energy GEAFFOL Neo Dry-Type Transformer
Potencia nominal	6,3 MW
Tensión primaria	690 V
Tensión secundaria	30 kV
Tipo	Seco encapsulado en resina
Grado de protección	IP54
Grupo de conexión	Dyn11
Refrigeración	AN (Aire natural)
Frecuencia	50 Hz

*Tabla 19: Características transformador BT a MT [75].*

## **8.2 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN**

En el lado de media tensión, después de los transformadores, se instalan las celdas o cabinas. Estas cumplen la función de proteger el lado de media tensión y la zona de generación de baja tensión en el caso de que se produzca una falta aguas abajo de los transformadores.

Estas celdas son elementos esenciales en la red interna del parque, ya que permiten realizar maniobras, seccionamiento, protección y medida dentro del sistema de distribución interna de 30 KV. Cada aerogenerador del parque debe de estar conectado a esta red de distribución a través de una celda que garantice la seguridad en la operación y facilite el mantenimiento.

Entre sus funciones principales destacan: la conexión y desconexión segura del aerogenerador a la red de distribución de media tensión, la protección ante sobretensiones y cortocircuitos, la monitorización de los parámetros eléctricos y la posibilidad de realizar maniobras de mantenimiento sin afectar al resto de la red.

La celda más habitual en los parques eólicos onshore es una celda compacta asilada en aire o en gas (GIS). Suele instalarse en la base de cada torre, en centros de seccionamiento intermedios o en la subestación de evacuación y es esencial que cada celda este claramente identificada y accesible para las posibles maniobras de operación y mantenimiento necesarias durante el funcionamiento del parque eólico.

Enfocando el estudio del dimensionamiento de las celdas en el proyecto. En la Figura 58 se representa la red de distribución interna que va desde los aerogeneradores hasta la subestación donde se elevara a AT para posteriormente ser transportada a su punto de conexión con la red.



*Figura 58: Red de distribución interna del parque eólico [65].*

Las celdas se deben dimensionar para el caso más desfavorable que es el caso donde pasa más corriente por ellas. Como se puede observar en la Figura 58 uno de los dos cables debe recoger la intensidad de 5 aerogeneradores por lo que el caso más desfavorable será con una intensidad de 433A.

$$I = \frac{3600000 * 5}{\sqrt{3} * 0,8 * 30000} = 433 A$$

Para el presente proyecto se ha seleccionado como celda de media tensión el modelo de Siemens 8DJH 36 kV GIS, una celda compacta refrigerada por gas especialmente diseñada para instalaciones de distribución de media tensión y ampliamente utilizada en parques eólicos onshore.

Esta celda ha sido elegida por su versatilidad, seguridad y fiabilidad operativa, así como por su diseño modular y compacto, con un ancho de celda optimizado que permite un montaje directamente en la estructura interior de la torre, donde el espacio disponible es reducido.

Este equipo es apto para trabajar tanto en configuraciones radiales como en configuraciones en anillo ofreciendo plena compatibilidad con el esquema seleccionado para la red interna de distribución del parque eólico. En la Tabla 20 se resumen sus principales características técnicas.

Modelo	Siemens 8DJH 36 kV GIS
Tensión nominal	36 KV
Corriente nominal	630 A
Corriente de cortocircuito (3 s)	20 kA
Corriente de pico	50 kA
Grado de protección compartimentos de gas	IP65
Grado de protección exterior	IP2X
Interruptor	Interruptor a vacío (VCB)
Aislamiento	Gas SF6
Configuración	Radial (0L+1L) y anillo (0L+1L+1L)
Instalación	Base de la torre/Interior de caseta compacta
Modularidad	Ampliable y configurable
Mantenimiento	Bajo
Cumplimiento normativo	IEC 62271-200, IEC 62271-100

*Tabla 20: Características celdas de media tensión [76].*

En el parque eólico, las celdas deben incorporar relés de protección adaptados a la conexión con la red interna para garantizar la correcta detección y aislamiento de fallos, evitando así la afectación del resto del sistema y minimizando el tiempo de parada.

En el tipo de conexión de configuración radial (0L+1L), cada aerogenerador está conectado de forma independiente y no existe continuidad de la red más allá del propio aerogenerador. Por ello, se requiere un sistema de protección básico que detecte fallos de sobre intensidad, cortocircuito o fallo a tierra dentro del tramo específico del aerogenerador. Para las celdas con este tipo de conexión se selecciona el relé Schneider Sepam S20. Este relé proporciona detección de sobreintensidad instantánea (ANSI 50) y temporizada (ANSI 51), fallos a tierra (ANSI 50N, ANSI 51N), desequilibrio (ANSI 46), protección de mínima y máxima tensión, bloqueo de cortocircuito (ANSI 50BF) y reenganche (ANSI 79), con estos relés se minimizan los riesgos eléctricos y los posibles daños a los equipos. En este tipo de configuraciones no es necesario utilizar protecciones direccionales ya que el flujo de potencia siempre es unidireccional y no existe riesgo de aportación desde diferentes ramales.

En cambio, en la configuración de conexión en anillo (0L+1L+1L), los aerogeneradores están conectados a la red por ambos extremos, lo que permite mantener la alimentación por

rutas alternativas. Este tipo de red al ser más compleja requiere de protecciones direccionales y selectivas para identificar correctamente el fallo. Por este motivo para las celdas conectadas con esta configuración se instala el relé Siemens SIPROTEC 7SJ85. Este relé proporciona protección contra sobreintensidad (ANSI 50, ANSI 51, ANSI 67) y fallo a tierra (ANSI 50N, ANSI 51N, ANSI 67N) direccionales que puede detectar fallos agua arriba y aguas debajo de la celda, detección de cortocircuitos trifásicos, protección de arco, secuencia negativa, reenganche, protección de bancos de capacitadores y comunicación, imprescindible para la coordinación de las protecciones y la integración del sistema SCADA en el sistema de protección para permitir el control remoto, la supervisión y monitoreo de la red.

En la estructura de la red seleccionada a la subestación eléctrica llegarán tres líneas de media tensión dos de ellas recogerán la energía de 5 aerogeneradores y otra la de 3. Por ello los únicos aerogeneradores que tendrán la celda en conexión 0L+1L serán el 1, 8 y 13, todas las demás celdas estarán conectadas con el tipo de conexión 0L+1L+1L.

### **8.3 CABLEADO DE MEDIA TENSIÓN**

El cableado de media tensión es un elemento esencial en la red interna del parque eólico, ya que se encarga de transportar la energía, por ello su dimensionamiento y correcta selección son factores clave para garantizar la seguridad, la eficiencia y la fiabilidad del sistema.

Se ha calculado anteriormente que el punto más desfavorable del cable tendrá una intensidad de 433 A. Sin embargo, como se trata de un cable enterrado en una zanja se deben aplicar ciertos factores de corrección que están normalizados según la norma técnica ITC-LAT-06. En la Figura 59 se muestran las características mínimas del cable y del aislamiento según las características de la red que, en el caso del presente proyecto, son de una tensión eficaz del cable de 30 kV, una tensión eficaz entre dos conductores de 36 kV y un valor de cresta de

tensión soportada tipo rayo de 170 kV. El cable seleccionado para el proyecto será el modelo AL RH5Z1-OL fabricado por Prysmian y se va a dimensionar según la norma.

Tensión nominal de la red $U_n$ , kV	Tensión más elevada de la red $U_m$ , kV	Categoría de la red	Características mínimas del cable y accesorios	
			$U_0/U_1$ ó $U_2$ , kV	$U_p$ , Kv
3	3,6	A-B	1,8/3	45
		C		
6	7,2	A-B	3,6/6	60
		C		
10	12	A-B	6/10	75
		C		
15	17,5	A-B	8,7/15	95
		C		
20	24	A-B	12/20	125
		C		
25	30	A-B	15/25	145
		C		
30	36	A-B	18/30	170
		C		
45	52	A-B	26/45	250
66	72,5	A-B	36	(1)
110	123	A-B	64	(1)
132	145	A-B	76	(1)
150	170	A-B	87	(1)
220	245	A-B	127	(1)
400	420	A-B	220	(1)

Figura 59: Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios [77].

El primer factor que se debe aplicar es el factor de corrección  $F_t$  para temperaturas del terreno diferentes a 25°C que se recoge en la Figura 60. En el caso de Albacete con una temperatura media del terreno anual de 20°C y una temperatura de 90°C para el cable en servicio el factor de corrección sería de 1,04.

Temperatura °C Servicio Permanente $\theta_s$	Temperatura del terreno, $\theta_e$ , 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

Figura 60: Factor de corrección para temperaturas del terreno distintas de 25°C [77].

El segundo factor que se debe aplicar es el factor de corrección  $F_r$  por resistividad térmica diferente de 1,5 km/W. El tipo de terreno del emplazamiento es arcilloso, por lo que, según

la Figura 61 y la Figura 62, interpolando con una sección de  $400 \text{ mm}^2$  se llega a un factor de corrección de valor 1,114.

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

Figura 61: Resistividad térmica del terreno según su naturaleza y humedad [77].

Tipo de instalación	Sección del conductor $\text{mm}^2$	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	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73
	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	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

Figura 62: Factor de corrección para resistividad térmica distinta de  $1,5 \text{ km/W}$  [77].

El tercer factor que se debe aplicar es el factor  $F_d$  por distancia entre ternos o cables tripolares en una zanja. En el caso de este proyecto los cables estarán directamente enterrados y habrá una terna de cables por zanja excepto en la zona de entrada a la subestación que se unirán los tres ternos en una zanja con una distancia de 0,8 m entre ellos, lo que da como resultado un factor de corrección de 0,85.

Tipo de instalación		Factor de corrección								
		Separación de los ternos	Número de ternos de la zanja							
			2	3	4	5	6	7	8	9
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	-	-	-	-

*Figura 63: Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares [77].*

Finalmente hay que tener en cuenta el factor de corrección  $F_p$  por profundidades distintas a 1m. En el caso de este proyecto se busca enterrar los ternos de cables a 1 metro de profundidad, lo que da como resultado un factor de corrección de 1.

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

*Figura 64: Factor de corrección para profundidades de la instalación distintas de 1m [77].*

Teniendo en cuenta todos los factores de corrección se llega a un factor global equivalente de corrección que da como resultado una intensidad máxima de 439,69 A para dimensionar el cable de media tensión.

$$I_{max} = \frac{433}{1,04 * 1,114 * 0,85 * 1} = 439,69 A$$

Para determinar la sección del cable, se debe de tener en cuenta la sección mínima establecida según la norma. Como se puede observar en la Figura 65 para cables de aluminio XLPE con la intensidad resultante es de un valor cercano a  $400 \text{ mm}^2$  por lo que se utilizará este valor como sección mínima admisible.

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

*Figura 65: Intensidades máximas admisibles en servicio permanente de corriente alterna para cables unipolares aislados en redes hasta 30kV directamente enterrados [77].*

Teniendo en cuenta el estudio del dimensionamiento según la norma se instalará un cable unipolar formando una terna enterrada en una zanja a 1 metro de profundidad. Cada terna estará enterrada en una zanja excepto en la zona de entrada a la subestación donde se englobarán las tres ternas con una separación de 0,8 m entre ellos. Para la infraestructura seleccionada se calcula la caída de tensión y las pérdidas en cada uno de los tramos de las tres líneas de cable según las siguientes ecuaciones. En la Tabla 21, Tabla 22 y Tabla 23 se presentan ambos valores de cada uno de los tramos de los tres cables de la red interna de media tensión.

$$\Delta U = \sqrt{3} * L * I * (R * \cos \varphi + X * \sin \varphi) \approx \sqrt{3} * L * I * R * \cos \varphi$$

*L*: Longitud de tramos de cable [m].

*I*: Intensidad del tramo de cable [A].

$\cos \varphi$ : Factor de potencia (se establece en 0,8).

R. Resistencia del cable a 50 Hz, 90°C y con 400 mm<sup>2</sup> de sección (0,102 Ω/Km) [Ω].

$$P_{perdidas} = 3 * R * L * I^2$$

*L*: Longitud de tramos de cable [m].

*I*: Intensidad del tramo de cable [A].

R. Resistencia del cable a 50 Hz, 90°C y con 400 mm<sup>2</sup> de sección (0,102 Ω/Km) [Ω].

Tramos de cable 1	Longitud [m]	Intensidad [A]	Caída de tensión [V]	Caída de tensión [%]	Perdidas [W]
Tramo 1	1.513	433	92,59	0,31	86.803,28
Tramo 2	903	346,4	44,21	0,15	33.156,21
Tramo 3	942	259,8	34,59	0,12	19.455,87
Tramo 4	964	173,2	23,60	0,08	8849
Tramo 5	726	86,6	8,89	0,03	1.666,07

*Tabla 21: Caída de tensión y perdidas en cada tramo del cable 1.*

Tramos de cable 2	Longitud [m]	Intensidad [A]	Caída de tensión [V]	Caída de tensión [%]	Perdidas [W]
Tramo 1	4.400	433	269,27	0,88	252.435,19
Tramo 2	1.228	346,4	60,12	0,20	45.089,51
Tramo 3	868	259,8	31,87	0,11	17.927,49
Tramo 4	1.225	173,2	29,99	0,1	11.244,84
Tramo 5	975	86,6	11,93	0,04	2.237,49

*Tabla 22: Caída de tensión y perdidas en cada tramo del cable 2.*

Tramos de cable 3	Longitud [m]	Intensidad [A]	Caída de tensión [V]	Caída de tensión [%]	Perdidas [W]
Tramo 1	578	259,8	21,22	0,07	11.937,89
Tramo 2	1.082	173,2	26,49	0,09	9.932,18
Tramo 3	1.326	86,6	16,23	0,05	3.042,99

*Tabla 23: Caída de tensión y perdidas en cada tramo del cable 3.*

Finalmente, englobando todos los tramos de los tres cables se llega a una longitud de 16,73 km de cable que suponen unas pérdidas de 503.778 W que representa un 1,08% de la capacidad total del parque eólico, además en ninguno de los tramos se alcanza el 1% de caída de tensión usando como tensión de referencia 30 kV. Estos valores se encuentran dentro del intervalo esperado y no entran en conflicto con la viabilidad del parque eólico.

#### **8.4 PUESTA A TIERRA**

Para la conexión de puesta a tierra se buscan cables que presenten la impedancia mínima posible para que sean capaces de soportar altas corrientes de cortocircuito. Por ello se utilizarán cables de cobre desnudos que formaran una malla que repartirá la puesta a tierra por toda la cimentación. Además, estos cables también se instalarán en las zanjas creando así de esta manera una red de puesta a tierra global del parque que protegerá tanto al personal como a los equipos.

#### **8.5 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA**

Para que energía sea vertida a la red y su transporte sea eficiente hasta su punto de conexión es necesario elevar la tensión. Esto se realizará en la subestación elevadora del parque que subirá la tensión hasta los 132 kV.

Esta subestación será una subestación AIS con transformadores como dispositivos principales que estarán rodeados de la aparamenta necesaria para el correcto funcionamiento garantizando la seguridad de los equipos y del personal.

### 8.5.1 TRANSFORMADOR

Se instalará un transformador elevador de tensión y será el elemento central de la subestación. Se requiere de un transformadore con una relación de transformación 30 kV/132 kV. Para el proyecto el modelo seleccionado es el transformador ABB SPT – 30 MVA 30/132 kV con OLTC y sus principales características se recogen en la Tabla 24.

Transformador	ABB SPT - 30MVA 30/132 kV con OLTC
Tipo	Special Power Transformer (SPT) sumergido en aceite con aislamiento Nomex
Potencia nominal	30 MVA
Tensión primaria	30 kV
Tensión secundaria	132 kV
Regulación	OLTC en alta tensión
Refrigeración	ONAN (aire natural)
Grupo vectorial	YNd11
Bobinas	Aluminio enrollado
Aislante	Aceite vegetal + Nomex

*Tabla 24: Características del transformador de la subestación [79].*

### 8.5.2 BOBINA DE BLOQUEO

En la subestación se incorpora una bobina de bloqueo cuya función principal es dirigir las señales de comunicación de alta frecuencia a través de los circuitos adecuados, bloqueando su propagación a otras líneas eléctricas, pero sin afectar a la corriente de frecuencia de 50Hz.

Estas bobinas se instalan en serie con la línea de alta tensión y presentan una impedancia muy grande ante frecuencias portadoras, al tiempo que mantienen una impedancia muy baja a 50 Hz, garantizando la transmisión normal de energía eléctrica.

Están diseñadas para soportar elevadas corrientes de cortocircuito, descargas atmosféricas y cargas mecánicas, ya que cuentan con bobinas encapsuladas y pararrayos integrados que permiten su funcionamiento seguro en condiciones exigentes. Para el proyecto se han seleccionado las bobinas de bloqueo del fabricante Artech Power [80].

### 8.5.3 AUTOVÁLVULA

La autovalvula, también conocida como pararrayos tipo oxido metálico (MOV), es un dispositivo esencial para la protección contra sobretensiones transitorias, ya sean de origen atmosférico como los rayos o por maniobras y fallos en la red. Se instalan en el lado de alta tensión del transformador y en la salida de la línea, tan cerca como sea posible de los bornes, para asegurar la máxima protección posible.

La función principal de este dispositivo es conducir hacia tierra las sobretensiones cuando superan el umbral establecido, limitando el pico y protegiendo los equipos sensibles que se encuentran aguas abajo. Al hacerlo, no presenta arco, ya que el material de oxido metálico garantiza una disipación segura y controlada de la energía. Para el proyecto se han seleccionado las autoválvulas del fabricante Siemens Energy y sus principales características se encuentran en la Tabla 25.

Autovalvula	Siemens Energy H-Pos 132 kV
Tensión nominal	132 kV
Tensión máxima continua	106 kV
Tensión máxima soportada	145 kV
Corriente nominal de descarga	20 kA
Corriente de cortocircuito soportada	65 kA
Corriente de impulso de alta intensidad	100 kA
Capacidad térmica de energía	6,50 kJ/kVr
Tensión residual a 20 KA	413 kV
Resistencia a sobrecarga temporal	142 kV
Nivel de aislamiento	650 kV
Estándares normativos	IEC 60099-4, IEEE C62.11
Diseño	Cage Design, Carcasa de silicona y armazón FRP resistente a descargas internas y humedad

*Tabla 25: Características de las autoválvulas de la subestación [81].*

#### **8.5.4 SECCIONADOR**

El seccionador es un dispositivo fundamental en la subestación, diseñado para aislar eléctricamente partes de la instalación durante maniobras de mantenimiento o emergencia. Su función principal es garantizar un corte visible y seguro, permitiendo trabajos sin tensión en los equipos que se encuentren aguas abajo.

En este proyecto, se ha seleccionado un seccionador de columnas giratorias con tres columnas y doble abertura, que proporciona mayor seguridad operativa y mejor aislamiento físico entre los equipos, especialmente en configuraciones donde sea necesario seccionar por ambos lados del circuito como es el caso de una subestación de un parque eólico.

El modelo seleccionado para este proyecto es el Siemens Energy GW 22 – Doble Side Break Disconnecter que presenta una abertura horizontal doble y accionamiento tripolar de maniobra sincronizada. Este modelo presenta una resistencia mecánica al viento considerable y sus condiciones nominales de tensión e intensidad son 132 kV y 2 kA respectivamente [82].

#### **8.5.5 INTERRUPTOR**

El interruptor es uno de los elementos críticos de la subestación, ya que es el encargado de abrir los circuitos bajo carga e interrumpir las corrientes de cortocircuito de forma rápida y segura. A diferencia de los seccionadores, que solo realizan maniobras en vacío, el interruptor debe ser capaz de extinguir el arco eléctrico, lo que permite realizar aperturas bajo cualquier condición de carga incluyendo fallos eléctricos.

El interruptor seleccionado es de tipo tripolar con un accionamiento y una cámara de corte por cada fase con el uso del gas SF<sub>6</sub> como elemento de extinción del arco eléctrico. El uso de este gas como medio de corte proporciona alta capacidad de interrupción y excelente rendimiento dieléctrico, garantizando un funcionamiento fiable y reduciendo notablemente los mantenimientos debido a su capacidad regenerativa.

El modelo seleccionado para el proyecto es el Siemens 3AP1 F1 que permite un tiempo de apertura muy reducido y ofrece compatibilidad con sistemas SCADA y enclavamientos automáticos para integrarse perfectamente en la operación remota de la subestación [83].

### **8.5.6 TRANSFORMADOR DE TENSIÓN E INTENSIDAD**

Los transformadores de medida son dispositivos imprescindibles en cualquier subestación eléctrica, ya que permiten adaptar las magnitudes eléctricas de la red de alta tensión a niveles seguros y normalizados para su correcta supervisión, control y protección. Existen dos tipos fundamentales de transformadores de medida: transformadores de corriente (TI) y transformadores de tensión (TV), ambos con funciones complementarias.

Los transformadores de corriente reducen la intensidad presente en la línea de alta tensión a niveles estándar y seguros. Gracias a esta conversión, los relés de protección, contadores y sistemas SCADA pueden trabajar de forma precisa sin verse sometidos a los elevados niveles de corriente de la red. El modelo seleccionado para el proyecto es el fabricado por Artech que destaca por su precisión tanto en la medida como en protección por su aislamiento de resina epoxi que reduce los costes de mantenimiento y su compatibilidad con los sistemas de protección y control.

Los transformadores de tensión reducen la tensión de servicio a tensiones normalizadas que pueden ser manejadas por los equipos de medida. Además, proporcionan un aislamiento eléctrico entre la red de alta tensión y los equipos de medida. El modelo seleccionado para este proyecto es el fabricado por Artech que proporciona una medida precisa de la red, asegurando que los relés, contadores y sistemas de sincronización trabajen con datos fiables y seguros. Además, al igual que el transformador de intensidad, su construcción de resina epoxi le otorga una alta durabilidad y baja necesidad de mantenimientos.

### **8.5.7 SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y CONTROL**

El sistema de protección y control de la subestación constituye uno de los elementos clave para garantizar la seguridad operativa, la fiabilidad de la instalación y la supervisión remota de todos los equipos que intervienen en la transformación y evacuación de la energía generada en el parque eólico.

Este sistema integra dos bloques funcionales que deben operar de forma perfectamente coordinada. El bloque de protección es el encargado de detectar fallos eléctricos y aislar de manera rápida y selectiva los equipos afectados para evitar daños mayores y minimizar las pérdidas de servicio. En cambio, el bloque de control es el encargado de supervisar en tiempo real la subestación, registrar alarmas, eventos y permitir la operación remota y segura mediante los sistemas SCADA.

El sistema de control y protección se basará en relés digitales y comunicación mediante el protocolo IEC, lo que permitirá la integración total entre la protección primaria, el sistema de control local de la subestación y en centro de control del operador de la red.

Los relés seleccionados para el sistema de protección serán los siguientes. Relé Siemens SIPROTEC 7UT que integra una protección diferencial del transformador altamente sensible y rápida. Relé Siemens SPROTEC 7SJ85 para la protección de sobre intensidad direccional, fallo a tierra, reenganche automático y detección de fallo de interruptor. Finalmente, el Relé Siemens SIPROTEC 7SA85 que cuenta con protección de distancia, necesaria para proteger las líneas de alta tensión frente a cortocircuitos y fallos a tierra.

Estos relés garantizan la protección selectiva y rápida ante cualquier tipo de fallo y estarán coordinador con las demás protecciones del parque eólico para minimizar las zonas afectadas por los fallos.

El sistema de control estará gestionado por un SCADA Siemens SICAM A8000 que se conectará a los relés a través de cable ethernet y se ubicará en el centro de control de la subestación. Este equipo permitirá: operar de manera remota todos los equipos de la subestación, monitorear a tiempo real el estado de los interruptores, seccionadores, relés y

transformadores de media, registrar eventos y maniobras para su posterior análisis, y comunicación con el centro del operador de red garantizando la compatibilidad con la infraestructura existente.

## 8.6 EVACUACIÓN Y PUNTO DE CONEXIÓN CON LA RED

Una vez elevada la tensión a 132 kV se debe de transportar hasta el punto de conexión con la red. Como se observa en la Figura 66 la zona es de distribución Iberdrola por lo que se buscaron las subestaciones de distribución de Iberdrola más cercanas al proyecto.

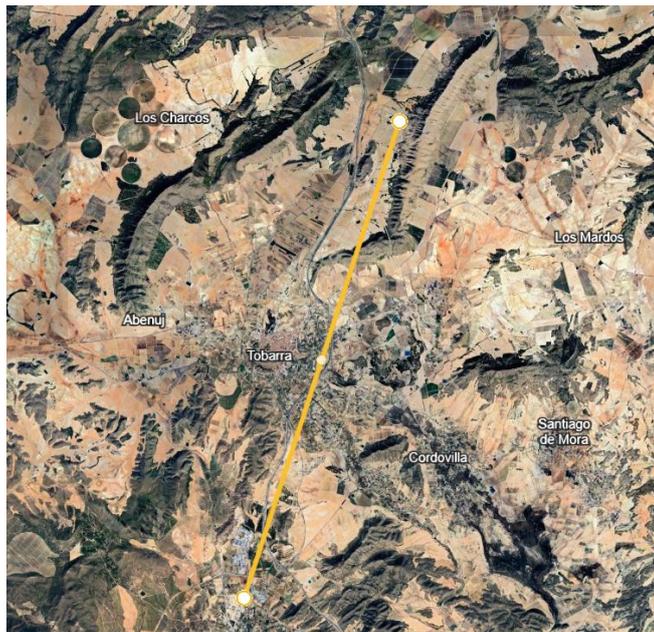


Figura 66: Mapa de distribuidoras eléctricas de España [84].

La subestación seleccionada como punto de conexión con la red es la subestación ST HELLÍN II 132 kV (Figura 67) que se encuentra a una distancia de 14,1 km en línea recta desde la subestación elevadora del parque eólico como se puede observar en la Figura 68.

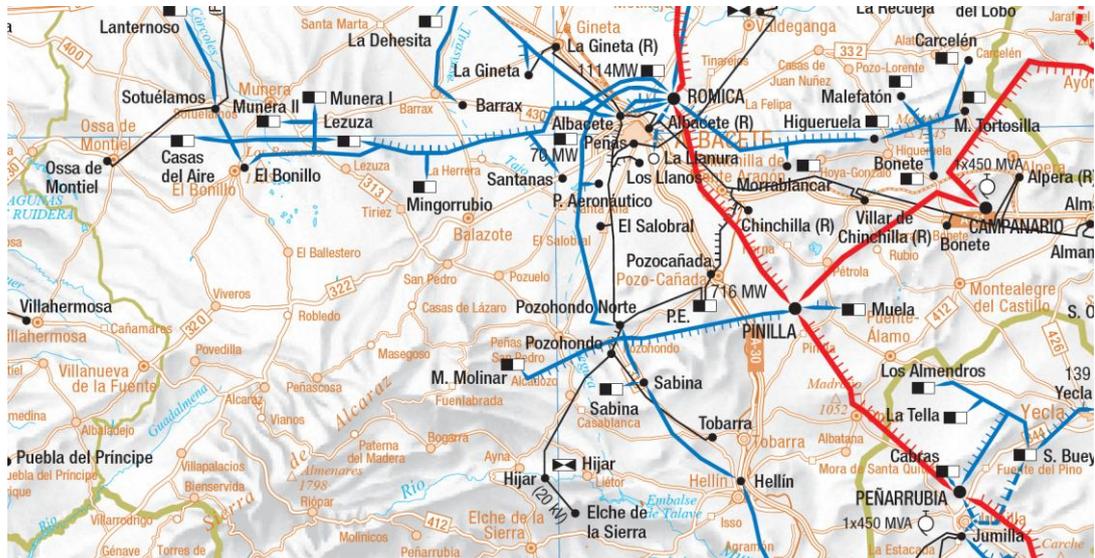


*Figura 67: ST HELLÍN II 132 kV [65].*



*Figura 68: Distancia entre la subestación del parque eólico y el punto de evacuación [65].*

Esta subestación es de 132 kV y no tiene transformación ya que funciona como nudo de conexión de reactancias de una línea de 132 kV que sale de la ciudad de Albacete como se puede ser el Figura 69.



*Figura 69: Mapa de la red eléctrica de la zona REE 2018 [85].*

## **Capítulo 9. OBRA CIVIL**

En este capítulo se va a estudiar toda la obra civil necesaria para la instalación del parque. Comenzando por la preparación del terreno y pasando por la construcción interna de viales, zanjas y cimentaciones del parque eólico. Para este estudio se prestará especial atención a los requisitos que requieren el transporte y la instalación de los dispositivos más voluminoso y pesados.

### ***9.1 PREPARACIÓN Y NIVELACIÓN DEL TERRENO***

El emplazamiento seleccionado para la instalación del parque eólico se encuentra en una zona elevada en forma de cresta que presenta pendientes moderadas y superficies reducidas. Esta configuración del terreno requiere de una nivelación previa que permita generar el espacio suficiente para la correcta instalación de los aerogeneradores y garantice unas condiciones de seguridad adecuadas durante las operaciones de transporte y montaje.

El objetivo principal de esta nivelación es crear plataformas amplias y estables que permitan soportar las operaciones que requieren el izado de los componentes de mayor peso, como las palas y la góndola del aerogenerador. Además, con esta adecuación del terreno se pretende reducir la pendiente en las zonas más desfavorables y asegurar que exista el espacio suficiente para permitir los radios de giro necesarios para el transporte de los elementos de mayor volumen.

Para alcanzar la nivelación deseada será necesario realizar diversos trabajos de movimiento de tierras. En primer lugar, se procederá al corte de la cota, así como al desmonte y relleno controlado, con el fin de generar superficies horizontales que minimicen las pendientes residuales. En aquellas zonas donde el material existente exceda las necesidades de relleno

y no pueda reutilizarse en la construcción de los viales internos, en el relleno de las zanjas o en otras infraestructuras, el material sobrante será transportado a vertederos autorizados.

En las zonas donde el terreno natural no presente condiciones mínimas de estabilidad, será necesario realizar un aporte adicional de material granular adecuado que será compactado hasta alcanzar los niveles de resistencia y firmeza requeridos. Durante este proceso se realizarán ensayos de compactación en obra que garanticen la calidad en la ejecución.

Será imprescindible la ejecución de cunetas perimetrales de drenaje que garanticen la evacuación eficiente de las aguas pluviales, evitando la formación de corrientes superficiales que puedan provocar fenómenos de erosión.

El resultado de estos trabajos será la obtención de una zona plana con un ancho mínimo de 60 metros sobre la cresta, que será suficiente para albergar las cimentaciones de los aerogeneradores, las plataformas de montaje, los viales y las zanjas de cableado de la red interna del parque eólico. Este espacio nivelado permitirá garantizar la correcta conexión de todos los elementos que componen la instalación y facilitará el acceso de la maquinaria pesada durante la fase de construcción, así como los futuros mantenimientos y operación.

## ***9.2 VIALES Y PLATAFORMAS DE MONTAJE***

El diseño y ejecución de los viales y plataformas de montaje constituye uno de los elementos clave en la obra civil del parque eólico, ya que de ellos depende la correcta logística de transporte, la seguridad de las maniobras y la viabilidad del montaje de los aerogeneradores. Estas infraestructuras deben estar adecuadamente dimensionadas para soportar el tránsito de vehículos de transporte especial, maquinaria pesada y grúas de gran tonelaje tanto durante la fase de construcción como en las fases posteriores de mantenimiento y operación.

Los viales de acceso son los caminos que conectan las carreteras principales con la zona de implantación del parque eólico. Estos viales permiten la entrada de vehículos de transporte

especial que transportan los distintos componentes de los aerogeneradores, como las torres, las góndolas, y especialmente las palas, que son los elementos de mayor longitud y requieren condiciones de circulación específicas. La correcta planificación y ejecución de estos accesos es fundamental para garantizar la seguridad durante la fase de construcción del parque.

El trazado de los viales de acceso partirá desde las carreteras existentes hasta alcanzar la zona nivelada de la cresta donde se instalarán los aerogeneradores. Estos accesos aprovecharán caminos ya existentes, que deberán ser acondicionados y ampliados para permitir el paso de vehículos especiales. De este modo se minimizará la afección ambiental y se reducirá el volumen de movimiento de tierras necesario.

Es imprescindible que los viales cuenten con un ancho adecuado, radios de curvatura amplios y pendientes controladas que garanticen la maniobrabilidad de los vehículos de gran tonelaje y dimensiones excepcionales, como los camiones que transportan las palas, que pueden superar los sesenta metros de longitud. El parque eólico contará con tres accesos principales procedentes de diferentes carreteras: A-30, C-3215 y C-3214. Estos accesos se representan en la Figura 70, Figura 71 y Figura 72.



*Figura 70: Acceso desde la A-30 [65].*



*Figura 71: Acceso desde la C-3215 [65].*



*Figura 72: Acceso desde la C-3214 [65].*

Una vez dentro del parque, los viales internos permiten conectar entre sí los aerogeneradores y garantizar la accesibilidad a todas las zonas del parque, incluida el área de la subestación eléctrica. Estos viales deben ser diseñados con pendientes longitudinales reducidas y radios de curvatura amplios que cumplen con los requisitos establecidos por el fabricante de los aerogeneradores y la maquinaria de transporte. El trazado de los viales internos, representado

en la Figura 73, ha sido proyectado para minimizar las pendientes, pero será necesario adaptar el trazado durante la nivelación del terreno para asegurar que las pendientes no superen el 10% y que los radios de curvatura cumplan con los requisitos establecidos por la maquinaria de transporte e instalación.



*Figura 73: Viales internos del parque eólico [65].*

El firme de los viales, tanto de acceso como internos, debe estar dimensionado para soportar las cargas concentradas generadas por los vehículos de transporte especial y las grúas utilizadas en el montaje de los aerogeneradores. La estructura típica del firme estará compuesta por una capa de rodadura de zahorra artificial y una base granular, que proporcione la resistencia y durabilidad necesarias para este tipo de infraestructuras. Además, los viales deberán disponer de un sistema de drenaje mediante cunetas laterales que garantice la correcta evacuación de las aguas pluviales y evite la erosión de los caminos.

Las plataformas de montaje son zonas habilitadas específicamente para las operaciones de descarga, montaje y elevación de los distintos componentes de los aerogeneradores. Estas áreas deben tener dimensiones suficientes para permitir las maniobras de las grúas de gran capacidad, así como para alojar los materiales y la maquinaria necesaria. La superficie mínima recomendada para estas plataformas es de  $800 \text{ m}^2$ , aunque en función de las características de cada aerogenerador y de las grúas utilizadas, podrá ser necesario disponer de superficies mayores.

En conjunto, la correcta ejecución de los viales de acceso, los viales internos y las plataformas de montaje es esencial para garantizar la logística, seguridad y eficiencia de las operaciones de construcción, así como para asegurar el posterior acceso al parque durante las fases de operación, mantenimiento y desmantelamiento.

### **9.2.1 CIMENTACIONES Y ZANJAS ELÉCTRICAS**

Las cimentaciones de los aerogeneradores son los elementos con mayor importancia estructural, ya que soportan no solo el peso propio de las torres, las góndolas y las palas, sino también los esfuerzos derivados del viento y de las cargas dinámicas transmitidas durante la operación. Estas cimentaciones deben diseñarse para proporcionar la estabilidad necesaria durante toda la vida útil del aerogenerador, soportando las condiciones climáticas del emplazamiento y garantizando la seguridad estructural frente cargas extremas.

La cimentación seleccionada para este proyecto, representada en la Figura 74, es de tipo superficial de planta circular con diámetro de 20 m y una profundidad de 3 m. La cimentación se ejecutará de hormigón armado y acero estructural para garantizar una correcta transferencia de las cargas al terreno de apoyo. Esta cimentación va acorde con el modelo de aerogenerador seleccionado y las condiciones climáticas del emplazamiento, factores que no requieren de una cimentación reforzada debido a la ausencia de cargas extremas.



*Figura 74: Cimentación superficial circular de acero y hormigón.*

El proceso constructivo de las cimentaciones comenzará con la excavación del terreno hasta alcanzar la cota de profundidad establecida. A continuación, se procede a la colocación de la estructura ferrosa, que será posteriormente hormigonada garantizando la correcta posición del anclaje de la torre del aerogenerador.

En cuanto a las zanjas eléctricas se realizarán para enterrar las ternas de cables eléctricos de la red de distribución de media tensión del parque eólico. Cada terna estará enterrada en una zanja de un metro de profundidad, y en la zona de salida de la subestación se unirán las tres ternas en una única zanja con una separación de 0,8 m entre ellos por lo que la zanja deberá de tener un ancho de al menos 1,6 m.

Las zanjas se componen de diferentes capas que garantizan la protección del cableado. En primer lugar, se dispone una cama de arena que sirve de lecho para los cables. Sobre estos se colocan nuevas capas de arena que los envuelven por completo, asegurando así su protección frente a daños mecánicos. Posteriormente, se instala una señalización específica mediante cintas de advertencia que permiten localizar las zanjas y evitan posibles daños en futuras excavaciones. Finalmente, las zanjas se rellenan con material procedente de la propia obra.

Dentro de las zanjas eléctricas, se incluye además la red de puesta a tierra del parque eólico. Esta red consiste en un conductor de cobre desnudo que se instala en el fondo de las zanjas,

conectando las diferentes cimentaciones de los aerogeneradores, las cajas de empalme y la subestación del parque. La correcta ejecución de la red de tierras es fundamental para garantizar la seguridad de las personas y de los equipos frente a posibles derivaciones o contactos indirectos.

En conjunto, las cimentaciones y las zanjas eléctricas forman parte de los elementos estructurales y de conexión que permiten tanto la estabilidad física de los aerogeneradores como el funcionamiento eficiente de la red interna del parque. Su correcta ejecución y supervisión durante la fase de obra es esencial para asegurar la viabilidad técnica del proyecto y para garantizar la seguridad de la instalación durante su vida útil.

## **Capítulo 10. IMPACTO AMBIENTAL**

En el desarrollo del parque eólico, a pesar de sus beneficios evidentes en la producción de energía renovable y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, puede generar diversos impactos sobre el medio ambiente y el entorno social. A continuación, se analiza el impacto ambiental del parque eólico proyectado a los municipios de Tobarra y Hellín, evaluando tanto los posibles efectos negativos como las medidas de mitigación adoptadas para reducirlos.

### ***10.1 IMPACTO SOBRE LA FAUNA***

Durante la fase de construcción, el tránsito de maquinaria pesada, las excavaciones y los movimientos de tierra pueden afectar a la fauna local, provocando el desplazamiento temporal de especies o alteración de hábitats. Las especies más sensibles son las aves, especialmente durante sus rutas migratorias, por el riesgo potencial de colisión contra los aerogeneradores. No obstante, el emplazamiento seleccionado no se encuentra dentro de zonas de protección para aves y no interfiere con rutas migratorias relevantes, por lo que se reduce significativamente el riesgo.

### ***10.2 IMPACTO PAISAJÍSTICO***

El impacto visual de los aerogeneradores es uno de los efectos más relevantes, dado que las turbinas presentan una gran altura. Para minimizar este impacto, se ha seleccionado un acabado neutro para los aerogeneradores y se ha planteado la integración visual de la subestación. Además, se procurará preservar la vegetación de la zona y, si es necesario, realizar plantaciones perimetrales para suavizar la transición visual del terreno.

### ***10.3 IMPACTO SOBRE EL SUELO Y LA VEGETACIÓN***

Las principales afecciones sobre el suelo se producen durante la construcción, donde es necesario realizar excavaciones y movimientos de tierras para cimentaciones, zanjas y viales. Para minimizar la alteración del terreno se aprovecharán caminos existentes, se limitará a la ocupación del espacio estrictamente necesario y se replantará la vegetación en las zonas no ocupadas por las infraestructuras definidas. Además, el hecho de que se instalen cunetas de drenaje provocará que el parque no suponga ningún tipo de impacto hidrológico.

### ***10.4 IMPACTO ACÚSTICO Y ATMOSFÉRICO***

Durante la fase de construcción se generan emisiones temporales de polvo y ruido, principalmente por la maquinaria de la obra. Estos impactos se mitigan limitando la velocidad de la circulación de vehículos, humedeciendo las superficies y programando las operaciones más ruidosas en horarios compatibles.

En la fase de explotación, los aerogeneradores generan niveles de ruido bajos y compatibles con los límites normativos. Además, al tratarse de una tecnología que no produce gases contaminantes, el impacto atmosférico durante la operación es nulo.

### ***10.5 GESTIÓN DE RESIDUOS***

Los residuos que se generan en cada fase del proyecto son diferentes. Durante la fase de construcción se gestionarán residuos de obra priorizando el reciclaje y su correcta segregación. Durante la explotación los residuos serán principalmente aceites, lubricantes y componentes de mantenimiento. Finalmente, durante el desmantelamiento, la mayoría del

material podrá reciclarse, excepto las palas de los aerogeneradores, cuyo reciclaje aun presenta desafíos, pero serán gestionadas conforme a la normativa vigente.

## ***10.6 BENEFICIOS AMBIENTALES Y CONCLUSIONES***

El impacto ambiental asociado a la construcción y operación del parque se ve ampliamente compensado por la reducción de emisiones contaminantes gracias a la producción de energía renovable. Este parque permitirá evitar la emisión de grandes cantidades de CO<sub>2</sub> anuales que habrían sido generadas por fuentes de energía convencionales.

El impacto ambiental del parque eólico es asumible y gestionable, siendo compatible con el entorno donde se va a desarrollar. Gracias a la aplicación de las medidas correctoras y preventivas planteadas, se minimizarán los efectos negativos durante las fases de construcción, explotación y desmantelamiento. El balance final es claramente positivo, al aportar beneficios medioambientales y sociales significativos a la región.

## **Capítulo 11. ESTUDIO ECONÓMICO**

En este capítulo se va a realizar un estudio económico cuyos resultados determinarán la viabilidad económica del parque eólico. Para ello se calcularán todos los costes asociados a la construcción, mantenimiento y desmantelamiento de la instalación, además de todos los ingresos derivados de la generación de energía del parque.

Debido a la falta de información sobre los precios de ciertos productos, la variabilidad del mercado eléctrico y agentes externos involucrados, los precios estarán basados en estimaciones de productos o proyectos similares que pese a no ser valores reales proporcionarán un intervalo con el que se realizará un análisis financiero que será el encargado de determinar la viabilidad económica del proyecto.

### ***11.1 COSTES DE PERMISOS PREVIOS***

En cuanto al proceso permisivo burocrático, primero se solicita la Autorización Administrativa Previa (AAP) a la Comunidad de Castilla-La Mancha, en la cual se incluye el proyecto básico, evaluación del impacto ambiental y participación pública. Posteriormente se declara la Evaluación de Impacto Ambiental (DIA/EIA) realizada por MITECO, en este estudio se engloba un estudio de la fauna, flora, uso del suelo, etc.

Tras la aceptación de la evaluación ambiental se requiere de la Autorización Administrativa de Constitución (ACC) que incluye la aprobación técnica de las infraestructuras, además será necesario recibir la licencia de obras y actividad emitida por los ayuntamientos de los municipios afacetados.

Finalmente se requerirá el permiso de conexión a la red tramitado por Red Eléctrica Española (REE). Existen otras autorizaciones, que serán de aplicación si son de incumbencia en el proyecto, como ocupación de dominio público, permisos de vertidos de aguas,

autorizaciones de patrimonio arqueológico, etc. El coste de estimado de todos estos permisos se presenta en la Tabla 26, alcanzando un coste total de 850.000 € en permisos.

Permisos	Coste [€]
Permisos previos	200.000
Permisos ambientales	300.000
Permisos de construcción	150.000
Permisos de conexión a la red	150.000
Otros permisos	50.000

*Tabla 26: Costes asociados a los permisos requeridos.*

## ***11.2 COSTE DE ADQUISICIÓN, TRANSPORTE Y MONTAJE DE EQUIPOS***

### **11.2.1 AEROGENERADORES**

El coste de los aerogeneradores supone un gran porcentaje de la inversión inicial del proyecto. Para calcular este coste se ha utilizado un coste medio específico por MW instalado para hacer el cálculo total de parque.

El estudio económico de la instalación de los aerogeneradores se desglosa en diferentes categorías. En primer lugar, se tiene en cuenta el coste de adquisición que se hace a través del coste por unidad estimado en base a los precios medios de mercado, adaptado al tamaño y potencia del modelo de aerogenerador Nordex N117/3600 Delta.

En el transporte se incluye el transporte de las palas, torres y góndolas desde la fábrica hasta el emplazamiento, incluyendo los permisos de circulación derivados de los vehículos de transporte especial. La instalación y montaje incluyen el izado de los aerogeneradores excluyendo las cimentaciones que se van a analizar en otro apartado específico.

Grúa y logística hace referencia al alquiler de grúas y de los medios auxiliares necesario para el izado y montaje de los aerogeneradores. Además, se añadirán un seguro que cubrirá los posibles riesgos operativos y financieros derivados de daños en los materiales por fallos en el transporte o en el montaje. Los valores de los costes derivados de los aerogeneradores se

encuentran desglosados en la Tabla 27, alcanzando un coste total de 50.930.500 € que da como resultado un coste por aerogenerador de 3.899.500 €.

Aerogeneradores	Coste unitario [€/ud]	Coste estimado total [€]
Adquisición	3.300.000	42.900.000
Transporte	150.000	1.950.000
Montaje	250.000	3.250.000
Grúas y logística	150.000	1.950.000
Seguros	1,5 % de Adquisición	643.500

*Tabla 27: Costes asociados a los aerogeneradores.*

### 11.2.2 CIMENTACIONES

En cuanto a las cimentaciones, se tendrá en cuenta en primer lugar la preparación y excavación requeridas por las dimensiones de la cimentación establecida, que en el caso del proyecto será superficial a 3 m de profundidad y de planta circular de 20 m de diámetro.

El encofrado hace referencia, al coste de adquisición y montaje de la armadura circular y la estructura de acero. El hormigonado se calculará para las dimensiones de la cimentación e incluirá tanto el coste del hormigón como la realización del propio proceso en sí.

El transporte incluirá el movimiento de hormigón y ferralla desde el lugar de su compra hasta la plataforma de instalación del parque eólico. El coste en compactación asegurará la correcta resistencia del terreno después del rellenado, y finalmente la gestión de residuos hace referencia a la retirada de material sobrante y adecuación del terreno después de la obra.

Todos estos costes se encuentran desglosados en la Tabla 28 y dan como resultado un coste total de 1.456.000 € que supone un coste por unidad de 112.000 €.

Cimentaciones	Coste unitario [€/ud]	Coste total [€]
Excavación	20.000	260.000
Encofrado	25.000	325.000
Hormigonado	55.000	715.000
Transporte	5.000	65.000
Compactación	5.000	65.000
Gestión de residuos	2.000	26.000

*Tabla 28: Costes asociados a las cimentaciones.*

### 11.2.3 SISTEMAS ELÉCTRICOS

En este apartado se recogerán todos los gastos asociados de la adquisición e instalación de los dispositivos y aparatos que constituyen el sistema eléctrico del parque. Debido a la falta de información de los precios en los modelos de los aparatos seleccionados, los precios de adquisición se han realizado a través de estimaciones basadas en productos de características similares.

Para el precio del cable de MT, en el precio específico se ha tenido en cuenta directamente una terna y no un cable unipolar para de esta manera trabajar con la longitud total de la terna que dio como resultado 16,73 km en el caso de la red interna de distribución del parque y 14,1 km para el caso de la línea de evacuación. Estos gastos, representados en la Tabla 29, certifican que el presupuesto para el sistema eléctrico supone 7.834.800 €.

Sistemas eléctricos	Unidad	Cantidad	Precio unitario [€/ud]	Coste total [€]
Celdas de media tensión	€/ud	13	30.000	390.000
Transformadores BT/MT	€/ud	13	80.000	1.040.000
Cableado MT	€/m	16.730	60	1.003.800
Celdas y protección de la subestación	-	-	-	300.000
Transformador MT/AT	€/ud	3	900.000	2.700.000
Bobina de bloqueo y autoválvula	-	-	-	150.000
Seccionadores e interruptores	-	-	-	250.000
Transformadore de medida	-	-	-	150.000
Sistema de control SCDA	-	-	-	200.000
Cableado de la subestación	€/m	500	100	50.000
Línea de evacuación	€/m	14.100	110	1.551.000
Gestión de residuos	-	-	-	50.000

*Tabla 29: Costes asociados al sistema eléctrico.*

## **11.3 COSTE DE LA OBRA CIVIL**

### **11.3.1 PREPARACIÓN DEL TERRENO**

Como se analizó en el capítulo de Obra civil, la orografía requiere de una preparación previa para que presente las condiciones necesarias favorables para la implantación de parque eólico.

Entre los costes de la preparación se encuentran la limpieza superficial del terreno, los movimientos de tierra necesarios para crear las plataformas de montaje, accesos nivelados y la compactación del terreno para asegurar la estabilidad estructural de los soportes de las grúas.

Además, se tiene en cuenta la instalación de canalizaciones de aguas pluviales y el posible aporte de material granular si por motivos de estabilidad el firme lo requiere. Finalmente, dedica parte del presupuesto a la retirada y transporte de material no reutilizable y de los residuos de la obra.

La suma de estos costes, representados en la Tabla 30, dan como resultado un coste total de 497.000 € que se dedicarán para la preparación previa del terreno.

Preparación del terreno	Coste total [€]
Desbroce y limpieza superficial	92.000
Excavación y nivelación de plataformas	120.000
Compactación del terreno	90.000
Ejecución de cuentas de drenaje	75.000
Gestión de residuos y transporte	60.000
Aporte de material granular	60.000

*Tabla 30: Costes asociados a la preparación del terreno.*

### **11.3.2 ZANJAS**

Haciendo referencia a los costes asociados a la construcción de las zanjas, se tendrá en cuenta la longitud lineal de estas, las cuales tendrán la misma longitud que el cable de media tensión que presenta un valor de 16,73 km.

El estudio de la excavación de la zanja se realiza para unas dimensiones de 1 m de profundidad y 0,8 m de ancho en las zonas donde solo haya una terna soterrada y de 2,4 m para la zona de salida de la subestación donde una sola zanja recogerá las tres ternas de cables.

También se tendrá en cuenta la colocación de una capa inferior y superior de arena para la protección ante daños mecánicos, así como la propia colocación de los cables. Además, se destinará parte del presupuesto al relleno y compactación con material de la propia obra procedente del terreno original y a los elementos de protección como cintas de señalización y mallas.

Finalmente, se costeará la instalación del cable de cobre desnudo que estará distribuido a lo largo de toda la red de tierra del parque y se reservaran fondos para la retirada del material sobrante y limpieza final.

En la Tabla 31 se muestran los costes de cada uno de los procesos, cuya suma da como resultado un coste total de 2.442.390 €.

Zanjas	Coste unitario [€/m]	Coste total [€]
Excavación	35	585.550
Colocación de capa de arena	15	250.950
Colocación de cableado MT	60	1.003.800
Relleno y compactación	20	334.600
Señalización y malla de protección	5	83.650
Puesta a tierra	8	133.840
Gestión de residuos	-	50.000

*Tabla 31: Costes asociados a las zanjas.*

### 11.3.3 VIALES Y PLATAFORMAS DE MONTAJE

En este apartado se analizarán los costes asociados a los viales de acceso al parque eólico, lo viales internos y las plataformas de montaje. Para los viales de acceso se tienen en cuenta las tres entradas del parque que presentan una longitud total de 2 km y un ancho establecido de 6 m. En los viales internos en cambio se establecerá un ancho de 5 m y se tendrá en cuenta la longitud total de la red de viales internos que costa de una longitud de 15,6 km.

En cuanto a las plataformas de montaje, se destinará el presupuesto necesario para realizar superficies niveladas de 800 m<sup>2</sup> por aerogenerador en las cuales se realizarán las maniobras de descarga y montaje. Finalmente, se tendrá en cuenta la compactación y drenaje de los viales, el refuerzo para las zonas de anclaje de las grúas con mayor tonelaje y la gestión de los posibles residuos. Estos gastos, representados en la Tabla 32, alcanzan un coste total de 3.730.000 €.

Viales y plataformas de montaje	Unidad	Precio unitario [€/ud]	Cantidad [ud]	Coste total [€]
Viales de acceso	€/m	180	2.000	360.000
Viales internos	€/m	150	15.600	2.340.000
Compactación y drenaje	€/m	30	22.200	666.000
Plataformas de montaje	€/m <sup>2</sup>	25	10.400	260.000
Refuerzos para grúas	€/m <sup>2</sup>	40	2.600	104.000
Gestión de residuos	-	-	-	50.000

*Tabla 32: Costes asociados a los viales y plataformas de montaje.*

## 11.4 CAPITAL EXPENDITURE (CAPEX)

El CAPEX es un término financiero que representa la inversión inicial que la empresa debe de realizar en activos fijos para proyectos a largo plazo. Para el cálculo del CAPEX se han recogido todos los análisis de gastos de los diferentes sistemas e infraestructuras y se representan en la Tabla 33.

CAPEX	Costes Totales [€]
Permisos	850.000
Aerogeneradores	50.693.500
Cimentaciones	1.456.000
Obra civil	6.669.390
sistemas eléctricos	7.834.800

*Tabla 33: Calculo del CAPEX.*

Finalmente se llega a un CAPEX de 67.503.690 €, el cual es un valor coherente comparándolo con proyectos de potencia instalada similar en España.

## ***11.5 OPERATIONAL EXPENDITURES (OPEX)***

El OPEX se refiere a los gastos recurrentes que la empresa debe hacer frente para operar su negocio. Par el cálculo del OPEX se ha tenido en cuenta como gastos fijos: los seguros, la gestión del sistema de control y monitorio, el alquiler del terreno y otros gastos externos.

El mantenimiento, se ha considerado como un gasto variable, ya que los aerogeneradores presentan una curva de mantenimiento que se traduce en costes bajos iniciales que van aumentando con el paso de la vida útil del parque eólico. Este gasto variable, convierte al OPEX en gasto que irá aumentando según pasan los años de operación del parque eólico. En la Tabla 34 se presentan el OPEX en € de cada uno de los años de la vida útil del parque eólico que se establece en 25 años.

Año	Mantenimiento	Seguros	Gestión SCADA	Alquiler de terreno	Otros gastos	Coste total
1	1.500.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.060.000
2	1.500.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.060.000
3	1.500.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.060.000
4	1.500.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.060.000
5	1.500.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.060.000
6	1.500.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.060.000
7	1.500.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.060.000
8	1.500.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.060.000
9	1.500.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.060.000
10	1.500.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.060.000
11	1.700.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.260.000
12	1.700.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.260.000
13	1.700.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.260.000
14	1.700.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.260.000
15	1.700.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.260.000
16	1.900.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.460.000
17	1.900.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.460.000
18	1.900.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.460.000
19	1.900.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.460.000
20	1.900.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.460.000
21	2.100.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.660.000
22	2.100.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.660.000
23	2.100.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.660.000
24	2.100.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.660.000
25	2.100.000	150.000	150.000	160.000	100.000	2.660.000

*Tabla 34: Cálculo de OPEX.*

## **11.6 COSTE DE DESMANTELAMIENTO**

El coste del desmantelamiento será necesario para el estudio del flujo de caja del proyecto ya que este supone un gran porcentaje del gasto del último año de la vida útil del parque eólico y por ello tendrá influencia en el cálculo del posterior análisis financiero. En la Tabla 35 se desglosa el desmantelamiento según el proceso a seguir para la restauración completa del terreno. Finalmente se obtiene un coste total de desmantelamiento de 2.400.000 €.

Desmantelamiento	Coste
Aerogeneradores	1.200.000
Cimentaciones	300.000
Cables y zanjas	150.000
Subestación	250.000
Transporte y gestión de residuos	300.000
Restauración del terreno	200.000

*Tabla 35: Costes asociados al desmantelamiento.*

## ***11.7 INGRESOS ANUALES***

Para calcular los ingresos anuales del parque eólico derivados de la generación de energía eléctrica se ha utilizado el valor de generación anual estimado de 157.125 MWh y un precio de venta de la energía de 50€/MWh.

Este valor se ha seleccionado por ser representativo y conservador dentro del contexto del mercado eléctrico español y europeo. Si bien el precio de spot de la electricidad ha experimentado incrementos significativos en los últimos años, con precios medios de 85 €/MWh en 2023, se ha optado por utilizar un precio de referencia que sea consistente con los valores históricos previos a la volatilidad reciente.

Además, este precio, está alineado con los precios habituales de los contratos Power Purchase Agreements (PPA) firmados actualmente en España, que se sitúan entre 45 y 65 €/MWh para proyectos eólicos onshore. La elección de 50 €/MWh permite realizar un análisis financiero prudente, asegurando que la viabilidad del proyecto no dependa de precios excepcionalmente altos ni de condiciones de mercado extraordinarias.

Con este valor los ingresos anuales por la venta de energía ascienden hasta los 7.856.250 € que se calcula a través del precio de referencia y de la energía generada volcada a la red anualmente.

$$\text{Beneficios anuales} = 157.125 * 50 = 7.856.250 \text{ €}$$

## ***11.8 ANÁLISIS FINANCIERO***

Para la evaluación financiera del proyecto se utilizarán tres métodos: el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR), y el tiempo de recuperación de la inversión (Payback).

En el ANEXO III se puede encontrar en flujo de caja de cada uno de los años de la vida útil del proyecto que ha sido utilizado para el cálculo de estas métricas financieras.

### **11.8.1 VALOR ACTUAL NETO**

El VAN es un método financiero que calcula el valor presente de los futuros flujos de carga. El cálculo de este se ha realizado con una tasa de descuento de 5,5% ya que es un valor prudente dentro del intervalo de la tasa media de descuento de proyectos de energía eólica en España que oscila entre el 5% y 10%.

$$VAN = \sum_{t=0}^T \frac{FC}{(1+r)^t} \text{ [€]}$$

*FC*: Flujo de caja generado en el año *t*.

*T*: Vida útil del proyecto en años.

*t*: Año de operación (25 años).

*r*: Tasa de descuento (5,5%).

Para que el proyecto sea rentable, el valor neto actual debe de ser mayor que 0, ya que este valor simboliza el valor presente del parque, por lo tanto, si es positivo, será rentable. El

VAN obtenido es de 10.993.364,24 € que es una métrica que confirma la viabilidad del proyecto.

### **11.8.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)**

La TIR es un método de evaluación que determina la rentabilidad de una inversión. Matemáticamente es la tasa de descuento que hace que el VAN se cero. El umbral de la TIR para que el proyecto sea rentable es la tasa de descuento seleccionada para calcular el VAN, y cuanto mayor sea una vez pasado ese valor mayor será la rentabilidad de la inversión.

$$0 = \sum_{t=0}^T \frac{FC}{(1 + TIR)^t} [\%]$$

El valor de la TIR obtenido es de un 7%, por lo que, al encontrarse por encima de la tasa de descuento utilizada, la inversión inicial del proyecto será rentable y por lo tanto confirma la rentabilidad del proyecto.

### **11.8.3 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PAYBACK)**

El tiempo de recuperación de la inversión representa en que año de la vida útil del proyecto se habrán cubierto los gastos de la inversión inicial y por lo tanto representa el momento a partir de cual el proyecto comienza a ser rentable.

$$Payback = \frac{Inversión\ inicial}{Flujo\ de\ caja\ anual}$$

El payback obtenido en el proyecto es de 11,64 años valor que considera al proyecto atractivo, ya que antes de la mitad de la vida útil del parque se habría recuperado la inversión inicial.

## **Capítulo 12. CONCLUSIÓN**

El presente trabajo ha permitido realizar un análisis completo y detallado de la viabilidad técnica y económica de la instalación de un parque eólico terrestre en los términos municipales de Tobarra y Hellín, en la provincia de Albacete. A través de un estudio exhaustivo del recurso eólico, se ha comprobado que las condiciones de viento de la zona son favorables para la producción de energía renovable, con velocidades medias adecuadas y una distribución del viento que permite optimizar la producción energética de los aerogeneradores.

La elección de la tecnología, así como la disposición de los aerogeneradores, ha sido cuidadosamente diseñada para obtener el mayor rendimiento posible, respetando las distancias mínimas necesarias entre aerogeneradores y teniendo en cuenta las particularidades topográficas del emplazamiento. Además, se ha desarrollado un diseño adecuado tanto para la infraestructura eléctrica como para la obra civil, garantizando la eficiencia del proyecto, facilitando la construcción, y asegurando un mantenimiento adecuado durante la vida útil del parque.

Desde el punto de vista económico, los resultados obtenidos en el estudio financiero reflejan que el proyecto es rentable y viable. Los valores del VAN, la TIR y el periodo de recuperación de la inversión son consistentes y demuestran que la instalación genera beneficios dentro de unos márgenes razonables, cumpliendo así con los requisitos de rentabilidad necesarios para acometer la inversión.

A nivel medioambiental, el proyecto ha sido concebido siguiendo la normativa vigente, minimizando el impacto sobre la flora y fauna local, especialmente sobre las especies aviares, y respetando las zonas protegidas, lo que permite que la integración del parque en el entorno sea adecuada y sostenible. Este proyecto no solo contribuirá a la transición energética y al cumplimiento de los objetivos de descarbonización marcados por la Unión Europea, sino que también fomentará la creación de empleo local, el desarrollo económico

de las zonas rurales implicadas y el fortalecimiento de la independencia energética nacional mediante la reducción de la dependencia de combustibles fósiles importados.

Como continuación de este trabajo, se recomienda realizar campañas de medición eólica con torres físicas que permitan refinar los datos obtenidos de los modelos virtuales, así como profundizar en estudios específicos de impacto ambiental sobre la fauna local y el entorno natural.

Además, sería conveniente realizar una optimización adicional de las infraestructuras eléctricas y de acceso, buscando minimizar los costes y el impacto sobre el terreno, y actualizar periódicamente los análisis financieros para adaptarlos a las futuras fluctuaciones del mercado energético.

En conjunto, este proyecto demuestra que la instalación propuesta es una solución técnica, económica y medioambientalmente viable, que aporta beneficios claros tanto a nivel local como nacional, y representa una contribución real al avance hacia un modelo energético más sostenible, eficiente y responsable.

## Capítulo 13. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Consejo Europeo, Consejo de la Unión Europea, 2019, Pacto Verde Europeo.  
<https://www.consilium.europa.eu/es/policies/european-green-deal/>
- [2] Ministerio de la transición ecológica y reto demográfico, 2020, Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC 2021-2030).  
<https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.html>
- [3] Ministerio de la transición ecológica y reto demográfico, 2024, Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030 (PNIEC 2023-2030).  
<https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>
- [4] Eurostat, 2025, Energy statistics – an overview.  
[https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy\\_statistics\\_-\\_an\\_overview](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview)
- [5] Consejo Europeo, Consejo de la Unión Europea, 2024, Como ha afectado a los mercados la invasión rusa de Ucrania.  
<https://www.consilium.europa.eu/es/policies/eu-response-russia-military-aggression-against-ukraine-archive/impact-of-russia-s-invasion-of-ukraine-on-the-markets-eu-response/>
- [6] Global Wind Energy Council (GWEC), 2024, Global Wind Report 2024.  
[https://img.saurenergy.com/2024/05/gwr-2024\\_digital-version\\_final-1-compressed.pdf](https://img.saurenergy.com/2024/05/gwr-2024_digital-version_final-1-compressed.pdf)
- [7] International Energy Agency (IEA), 2024, World Energy Outlook 2024.  
<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024/executive-summary>
- [8] Statista, 2023, Potencia eólica acumulada a nivel mundial por país en 2023.  
<https://es.statista.com/estadisticas/634517/potencia-eolica-instalada-acumulada-por-paises/>
- [9] COP28: Cumbre del Clima 2023, Iberdrola  
<https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/contra-cambio-climatico/cop28>
- [10] International Renewable Energy Agency (IRENA), 2024, El objetivo de la COP28 de triplicar las energías renovables solo es factible con una corrección urgente del rumbo mundial.  
<https://www.irena.org/News/pressreleases/2024/Mar/COP28-Goal-of-Tripling-Renewables-Feasible-Only-with-Urgent-Global-Course-Correction-ES>

- [11] Red Eléctrica de España, 2025, Informe de energías renovables 2024.  
[https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2025-03/Informe\\_Renovables\\_2024.pdf](https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2025-03/Informe_Renovables_2024.pdf)
- [12] Red Eléctrica de España, 2024, Informe de energías renovables 2023.  
[https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/Informe\\_Renovables\\_2023.pdf](https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/2024-03/Informe_Renovables_2023.pdf)
- [13] Asociación Empresarial Eólica, 2025, La energía eólica instaló 1186 MW en 2024, duplicando la cifra del año anterior y cubriendo el 23% de la demanda nacional.  
[https://aeeolica.org/la-eolica-instalo-1-186-mw-en-2024-duplicando-la-cifra-del-ano-anterior-y-cubriendo-el-23-de-la-demanda-nacional/#:~:text=En%202024%20se%20construyeron%2037,y%20Navarra%20\(196%20MW\).](https://aeeolica.org/la-eolica-instalo-1-186-mw-en-2024-duplicando-la-cifra-del-ano-anterior-y-cubriendo-el-23-de-la-demanda-nacional/#:~:text=En%202024%20se%20construyeron%2037,y%20Navarra%20(196%20MW).)
- [14] Organización de las Naciones Unidas (ONU), Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).  
<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/#>
- [15] Organización de las Naciones Unidas (ONU), 2015, Transformar nuestro mundo: Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible.  
<https://sdgs.un.org/2030agenda>
- [16] Asociación Pasión por volar, Áreas de alta y baja presión.  
<https://www.pasionporvolar.com/areas-de-alta-y-baja-presion/>
- [17] Paul Webb, Roger Williams University, Viento y efecto Coriolis, LibreTexts.  
[https://espanol.libretexts.org/Geociencias/Oceanograf%C3%ADa/Introducci%C3%B3n\\_a\\_la\\_Oceanograf%C3%ADa\\_%28Webb%29/08%3A\\_Oc%C3%A9anos\\_y\\_clima/8.02%3A\\_Vientos\\_y\\_el\\_Efecto\\_Coriolis](https://espanol.libretexts.org/Geociencias/Oceanograf%C3%ADa/Introducci%C3%B3n_a_la_Oceanograf%C3%ADa_%28Webb%29/08%3A_Oc%C3%A9anos_y_clima/8.02%3A_Vientos_y_el_Efecto_Coriolis)
- [18] Agencia Andaluza de la Energía, Guía técnica de la energía mini eólica, Junta de Andalucía.  
[https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/Documentos/guia\\_tecnica\\_energia\\_minieolica.pdf](https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/Documentos/guia_tecnica_energia_minieolica.pdf)
- [19] NexCiencia (UBA), ¿Por qué se produce el viento?, Universidad de Buenos Aires.  
<https://nexciencia.exactas.uba.ar/por-que-se-produce-el-viento>
- [20] Prezi, Principios de la energía eólica.  
<https://prezi.com/p/ylaij5ysm9qc/principios-de-la-fisica-en-la-energia-eolica/>
- [21] Conocimiento eólico, 2017, Caracterización del recurso eólico  
<https://conocimientoeolico.blogspot.com/2017/04/caracterizacion-del-recurso-eolico-1.html>

- [22] U.S. Department of Energy, Small Wind Guidebook, WindExchange  
<https://windexchange.energy.gov/small-wind-guidebook#generate>
- [23] Comité Español de Automática (CEA), 2024, estimación del coeficiente de potencia de turbinas eólicas.  
[https://revistas.udc.es/index.php/JA\\_CEA/article/download/10844/8321/39754](https://revistas.udc.es/index.php/JA_CEA/article/download/10844/8321/39754)
- [24] Heredia, 2017, Sobre la ley de Betz, ResearchGate  
[https://www.researchgate.net/profile/Jorge\\_H/publication/318758696\\_Sobre\\_la\\_ley\\_de\\_Betz/links/597be1b4a6fdcc1a9a8b091c/Sobre-la-ley-de-Betz.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Jorge_H/publication/318758696_Sobre_la_ley_de_Betz/links/597be1b4a6fdcc1a9a8b091c/Sobre-la-ley-de-Betz.pdf)
- [25] Wikipedia, Betz's law.  
[https://en.wikipedia.org/wiki/Betz%27s\\_law#:~:text=The%20law%20is%20derived%20from,the%20kinetic%20energy%20in%20wind.](https://en.wikipedia.org/wiki/Betz%27s_law#:~:text=The%20law%20is%20derived%20from,the%20kinetic%20energy%20in%20wind.)
- [26] Energética Futura, ¿Cuánta energía se puede saca del viento? Limite de Betz.  
[https://energeticafutura.com/blog/cuanta-energia-se-puede-sacar-del-viento-limite-de-betz/#:~:text=De%20hecho%2C%20el%20rendimiento%20de,e%3%B3lica%2Dmec%3%A1nica%20un%20aerogenerador\).](https://energeticafutura.com/blog/cuanta-energia-se-puede-sacar-del-viento-limite-de-betz/#:~:text=De%20hecho%2C%20el%20rendimiento%20de,e%3%B3lica%2Dmec%3%A1nica%20un%20aerogenerador).)
- [27] Conocimiento Eólico, 2017, Caracterización del recurso eólico.  
<https://conocimientoeolico.blogspot.com/2017/04/caracterizacion-del-recurso-eolico-2.html>
- [28] Maximiliano Bueno Lopez, 2015, Coeficiente de potencia según la TSR, ResearchGate.  
<https://www.researchgate.net/profile/Maximiliano-Lopez-2/publication/321807468/figure/fig3/AS:571537205850112@1513276496650/Figura-4-Coeficiente-de-potencia-en-funcion-de-la-velocidad-especifica-y-el-angulo-de.png>
- [29] Energy Education, Energía Eólica, Enciclopedia de Energía.  
[https://energyeducation.ca/Enciclopedia\\_de\\_Energia/index.php/Energ%C3%ADa\\_e%C3%B3lica](https://energyeducation.ca/Enciclopedia_de_Energia/index.php/Energ%C3%ADa_e%C3%B3lica)
- [30] Cano Villegas & García Castillo, 2021, Diseño de una turbina eólica de eje vertical para generación de energía eléctrica a gran escala, Pistas Educativas.  
<https://pistaseducativas.celaya.tecnm.mx/index.php/pistas/article/viewFile/1819/1342>
- [31] DEKRA, Curva de potencia y medición del recurso eólico.  
<https://www.dekra.es/es/curva-de-potencia-medicion-recurso-eolico/>
- [32] Molina, M. G. & Mercado, P.E. 2018, Regiones de operación de un aerogenerador, ResearchGate.

- <https://www.researchgate.net/profile/Guillermo-Catuogno/publication/325770833/figure/fig2/AS:637580169183232@1529022366594/Regiones-de-operacion-de-un-AG.png>
- [33] ABB, Plantas eólicas, Tecnologías y diseño, Cuaderno Técnico N° 12.  
[https://library.e.abb.com/public/ac764cb1be081128c1257a30003c70d7/Cuaderno%20Tecnico\\_num%2012\\_Plantas%20eolicas.pdf](https://library.e.abb.com/public/ac764cb1be081128c1257a30003c70d7/Cuaderno%20Tecnico_num%2012_Plantas%20eolicas.pdf)
- [34] Universidad de Sevilla, Capítulo 2, Descripción teórica, TFG.  
<https://biblus.us.es/bibing/proyectos/use/abreproy/50052/fichero/VOLUMEN+I%252FCap%3%ADtulo+2.+Descripci%C3%B3n+Te%C3%B3rica.pdf>
- [35] Vector Renewables, ¿Sabes lo que es el efecto estela en un parque eólico?  
<https://www.vectorenrenewables.com/es/blog/sabes-lo-que-es-el-efecto-estela-en-un-parque-eolico>
- [36] Energías Renovables, 2017, Nuevo sistema para conocer el impacto del viento en la generación eólica.  
<https://www.energias-renovables.com/eolica/nuevo-sistema-para-conocer-el-impacto-del-20170314>
- [37] Wikipedia, Energía Eólica.  
[https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa\\_e%C3%B3lica#Bombeo\\_con\\_energ%C3%ADa\\_e%C3%B3lica](https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_e%C3%B3lica#Bombeo_con_energ%C3%ADa_e%C3%B3lica)
- [38] Endesa, La historia de la energía eólica.  
<https://www.endesa.com/es/la-cara-e/energias-renovables/historia-energia-eolica>
- [39] Novaluz, Los avances tecnológicos en los molinos de energía eólica.  
<https://novaluz.es/blog/los-avances-tecnologicos-en-molinos-de-energia-eolica/>
- [40] Todo Luz y Gas, Tipos de aerogeneradores.  
<https://www.todoluzygas.es/blog/autoconsumo/tipos-de-aerogeneradores#:~:text=Los%20tipos%20de%20aerogeneradores%20que,Tipo%20de%20Otorre.>
- [41] EDP Energía, Componentes de un aerogenerador y su funcionamiento.  
<https://www.edpenergia.es/es/blog/sostenibilidad/componentes-aerogenerador-y-funcionamiento/>
- [42] Wikipedia, Aerogenerador.  
[https://es.wikipedia.org/wiki/Aerogenerador#Micro\\_y\\_minie%C3%B3lica](https://es.wikipedia.org/wiki/Aerogenerador#Micro_y_minie%C3%B3lica)
- [43] AESA Energía, ¿Qué es un proyecto Utility Scale?

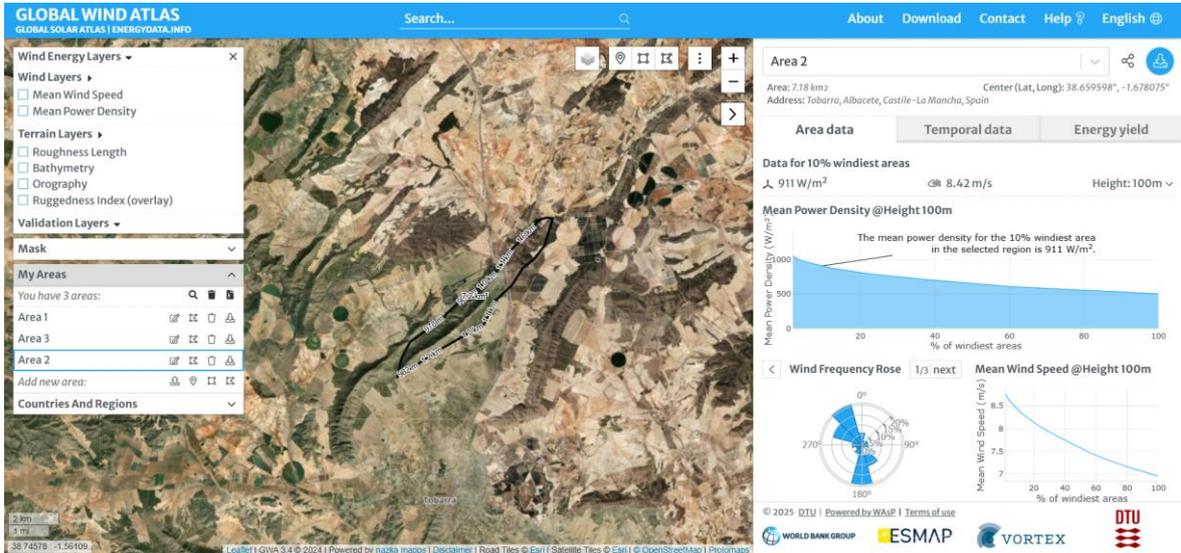
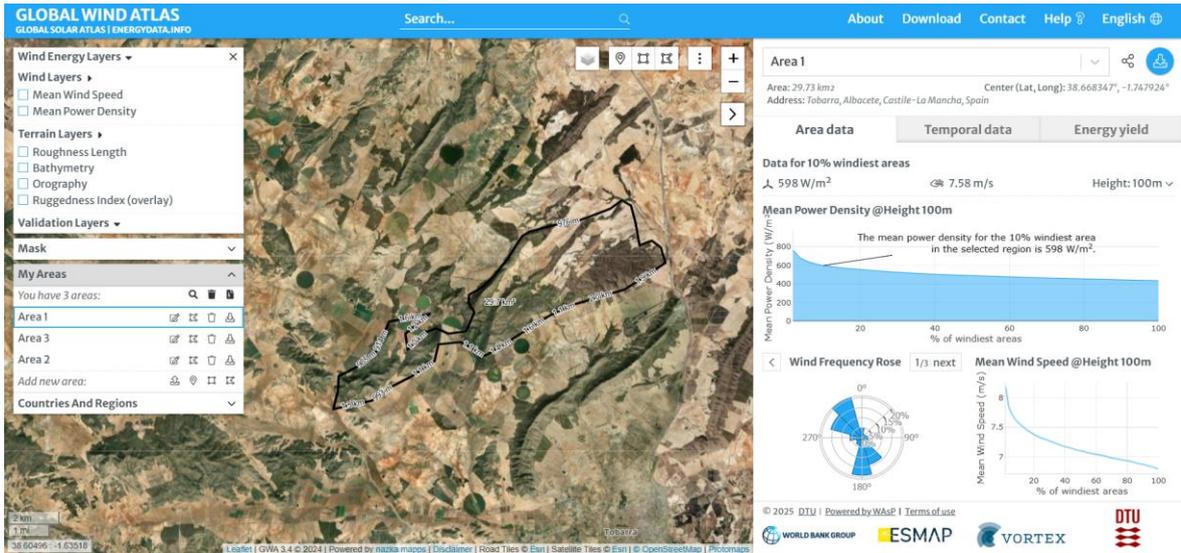
- <https://www.aesaenergia.es/blog/44-proyecto-utility-scale#:~:text=Los%20proyectos%20Utility%20Scale%2C%20tambi%C3%A9n,de%20varias%20decenas%20de%20megavattios.>
- [44] Endesa, ¿Cómo funciona la energía eólica?  
<https://www.endesa.com/es/la-cara-e/energias-renovables/energia-eolica#:~:text=La%20energ%C3%ADa%20e%C3%B3lica%20utiliza%20la,para%20crear%20el%20voltaje%20el%C3%A9ctrico>
- [45] Repsol, Aerogeneradores sin aspas: el futuro del viento.  
<https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/aerogeneradores-sin-aspas/index.cshtml>
- [46] Iberdrola, Infografía: partes de un aerogenerador.  
<https://www.iberdrola.com/documents/20125/4596621/infografia-aerogenerador-partes-ES.pdf>
- [47] Iberdrola, Infografía: energía eólica.  
[https://www.iberdrola.com/documents/20125/40918/Infografia\\_energia\\_eolica.pdf](https://www.iberdrola.com/documents/20125/40918/Infografia_energia_eolica.pdf)
- [48] Enel Green Power, ¿Qué es un aerogenerador y cómo funciona?  
<https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-eolica/aerogenerador>
- [49] Structuralia, Aerogeneradores: El rotor.  
[https://blog.structuralia.com/aerogeneradores-el-rotor#elementor-toc\\_heading-anchor-7](https://blog.structuralia.com/aerogeneradores-el-rotor#elementor-toc_heading-anchor-7)
- [50] BladeCleaning, Problemática en el diseño y mantenimiento de palas.  
<http://www.bladecleaning.com/problematika#:~:text=En%20las%20m%C3%A1quinas%20controladas%20por,dise%C3%B1o%20espec%C3%ADfico%20de%20la%20pala.>
- [51] OBO, Soluciones para las góndolas de los aerogeneradores.  
<https://www.obo.global/es/aplicaciones/energia-eolica/soluciones-para-las-gondolas-de-los-aerogeneradores/>
- [52] Aerogeneradores, ¿Cómo es un aerogenerador por dentro?  
<https://aerogeneradores.com/como-es-un-aerogenerador-por-dentro/>
- [53] OBO, Soluciones de puesta a tierra para aerogeneradores  
<https://www.obo.global/es/aplicaciones/energia-eolica/soluciones-de-puesta-a-tierra-para-aerogeneradores/>
- [54] Jillani A. The role of frequency converters in DFIG & direct drive wind turbines, LinkedIn.

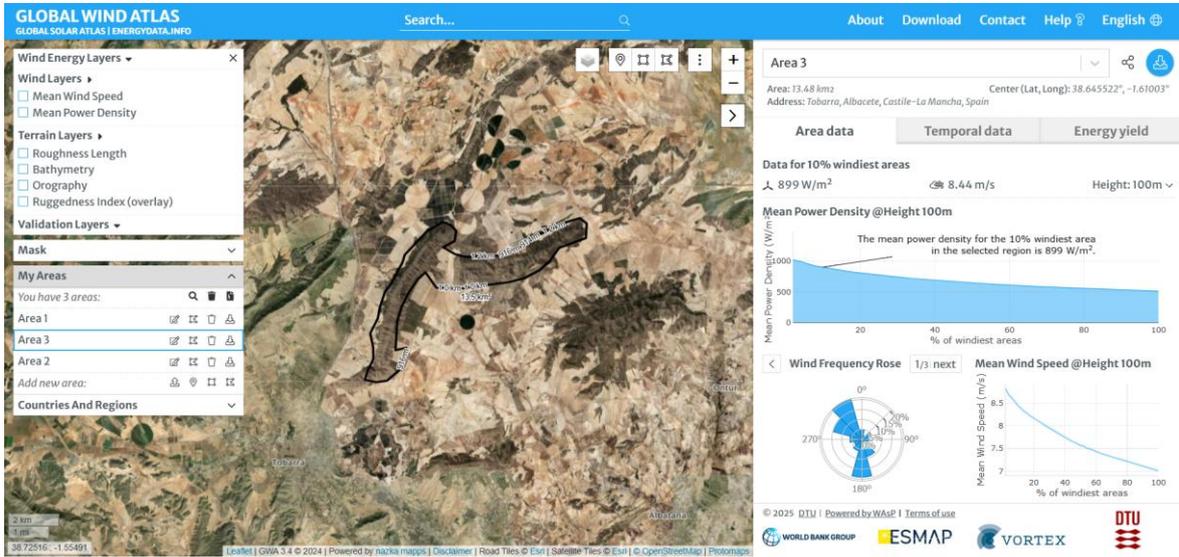
- <https://www.linkedin.com/pulse/role-frequency-converters-dfig-direct-drive-wind-turbines-jillani/>
- [55] Schaeffler, Multiplicadora.  
<https://www.schaeffler.es/es/productos-y-soluciones/industria/soluciones-sectoriales/energia/energia-eolica/multiplicadora/>
- [56] Repsol, ¿Que es un aerogenerador y cómo funciona?  
<https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/aerogenerador/index.cshtml>
- [57] ResearchGate, Generador asíncrono jaula de ardilla para aerogeneradores.  
[https://www.researchgate.net/figure/Figura-227-Generador-asincrono-jaula-de-ardilla-para-aerogeneradores-Fuente\\_fig9\\_281903643](https://www.researchgate.net/figure/Figura-227-Generador-asincrono-jaula-de-ardilla-para-aerogeneradores-Fuente_fig9_281903643)
- [58] RTE, Transformadores eólicos para granjas eólicas.  
<https://rte.mx/transformadores-eolicos-para-granjas-eolicas>
- [59] Boletín Oficial del Estado (BOE).  
<https://www.boe.es/>
- [60] DTU Wind Energy & World Bank Group, 2024, Global Wind Atlas.  
<https://globalwindatlas.info/en/>
- [61] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), Mapa Red Natura 2000 en España.  
<https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/3-rn2000/mapa-rn2000.pdf>
- [62] Dirección General del Catastro, 2024, Sede Electrónica del catastro.  
<https://www.sedecatastro.gob.es/>
- [63] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), 2024, Visor cartográfico: Red Natura 2000, espacios naturales protegidos y aerogeneradores existentes.  
<https://www.arcgis.com/apps/mapviewer/index.html?layers=11677dab1b4e4b52a730af8cfed15b5d>
- [64] Gobierno de Castilla-La Mancha, Visor cartográfico de infraestructuras energéticas de Castilla-La Mancha.  
<https://castillalamancha.maps.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=a8ef467d6441455d8e08e9d343908cb6>
- [65] Google Maps.  
<https://www.google.es/maps?hl=es>
- [66] Ministerio para la Transición ecológica y el Reto Demográfico, Mapa Eólico Ibérico.

- <https://www.mapaeolicoiberico.com/map;latitude=38.65096;longitudo=-1.64249;altura=100;dato=micro>
- [67] García Sánchez, J. 2020, Estudio del recurso eólico y análisis energético de un parque en la Región de Murcia. TFG. Universidad Politécnica de Cartagena.  
<https://repositorio.upct.es/server/api/core/bitstreams/6472f4cd-2bbc-4bfd-b538-30584da74a76/content>
- [68] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA), Modelo de etiqueta para aerogeneradores de pequeña potencia.  
<https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/eolica/eolica-de-pequena-potencia/etiquetado-para-modelo-de-etiqueta>
- [69] Junta de Comunidad de Castilla-La Mancha, Clima: Valores extremos de temperatura y viento en Castilla-La Mancha.  
[https://www.castillalamancha.es/sites/default/files/clima\\_valores\\_extremos.pdf](https://www.castillalamancha.es/sites/default/files/clima_valores_extremos.pdf)
- [70] Wind-Turbine-Models, Windturbines database.  
<https://en.wind-turbine-models.com/turbines>
- [71] The Wind Power, Lista de fabricantes de aerogeneradores y modelos.  
[https://www.thewindpower.net/turbines\\_manufacturers\\_es.php](https://www.thewindpower.net/turbines_manufacturers_es.php)
- [72] Vestas, V117-3,45 MW – 4 MW platform.  
<https://www.vestas.com/en/energy-solutions/onshore-wind-turbines/4-mw-platform/V117-3-45-MW>
- [73] Vestas, V126-3,45 – 4 MW platform.  
<https://www.vestas.com/en/energy-solutions/onshore-wind-turbines/4-mw-platform/V126-3-45-MW>
- [74] Nordex Group, N117/3600 – Delta Generation.  
<https://www.nordex-online.com/es/product/n117-3600/>
- [75] Siemens Energy, GEAFOL Dry-Type distribution transformers.  
<https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product/geafol-dry-type-distribution-transformers.html>
- [76] Siemens, 8DJH 36 kV – Gas insulated switchgear. Ntech Group.  
[https://ntech-group.ru/wp-content/uploads/2018/11/8djh\\_36kv\\_catalog.pdf](https://ntech-group.ru/wp-content/uploads/2018/11/8djh_36kv_catalog.pdf)
- [77] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2008, Instrucción técnica complementaria ITC-LAT 06.

- [https://www.webaero.net/ingenieria/especificaciones\\_y\\_normas/NB/reglamentos\\_tecnicos\\_oficiales/2008/itclat06.htm](https://www.webaero.net/ingenieria/especificaciones_y_normas/NB/reglamentos_tecnicos_oficiales/2008/itclat06.htm)
- [78] Prysmian Group, 2023, Al-Voltane H Compact AL RH5Z1, Cable de media tensión 18/30kV, Prysmian España.  
<https://es.prysmian.com/sites/es.prysmian.com/files/media/documents/Al-Voltalene-H-Compact-AL-RH5Z1-Fca-MAR23.pdf>
- [79] Escarria, H. 2013. Small power transformers. ABB.  
<https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/chile-documentos/jornadas-tecnicas-2013---presentaciones/3-hernan-escarria---small-power-transformers.pdf>
- [80] Artech, Bobinas de bloqueo.  
<https://www.artech.com/es/bobinas-de-bloqueo>
- [81] Siemens Energy, High-voltage station arresters.  
<https://www.siemens-energy.com/us/en/home/products-services/product/hv-station-arresters.html>
- [82] Siemens Energy, Disconnectors and earthing switches.  
<https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product-offerings/disconnectors-earthing-switches.html>
- [83] Siemens Energy, High-voltage circuit breakers.  
<https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product-offerings/circuit-breakers.html>
- [84] Elekluz, Mapa de distribuidoras eléctricas.  
<https://elekluz.com/mapas-distribuidoras/>
- [85] Red Eléctrica de España, 2018, Mapa de transporte de energía eléctrica en la península ibérica.  
[https://www.ree.es/sites/default/files/01\\_ACTIVIDADES/Documentos/Mapas-de-red/mapa\\_transporte\\_iberico\\_2018.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Mapas-de-red/mapa_transporte_iberico_2018.pdf)

# ANEXO I





## ANEXO II



### 04 06 LA PLATAFORMA DELTA

NUESTRO OBJETIVO PRINCIPAL:  
REDUCIR EL COSTE DE LA ENERGÍA

Con la Generation Delta, los clientes de Nordex Group aprovechan el conocimiento que hemos acumulado en la gama multimegavatio durante muchos años. Las soluciones técnicas maduras han demostrado su valía miles de veces.

Con el desarrollo del aerogenerador Delta, cumplimos nuestro objetivo principal: reducir el coste de la energía, mediante el diseño de aerogeneradores que ofrecen rendimientos mucho más altos en cualquier emplazamiento. La eficiencia económica se logra mediante rotores más grandes y alturas de buje más altas para cada clase de viento, así como una elevada potencia nominal.

Estos aerogeneradores pueden ser instalados en lugares con una orografía compleja, como por ejemplo en zonas boscosas.

A pesar de este notable aumento de la producción, los niveles de ruido siguen siendo bajos en todas las clases de viento.

La Generation Delta está diseñada para que las tareas de mantenimiento se puedan realizar de forma rápida y segura, lo que reduce los costes de operación.



### 01 06 DE UN VISTAZO

3,6 MW

**POTENCIA NOMINAL AJUSTABLE**

REQUISITOS ESPECÍFICOS DE RED

IEC II

**RENDIMIENTOS ÓPTIMOS**

IDEAL PARA EMPLAZAMIENTOS COMPLEJOS

103,5 dB(A)

**FACILITA LAS AUTORIZACIONES**

MODOS CON SONIDOS OPTIMIZADOS

04<sub>06</sub> DATOS TÉCNICOS

**DATOS DE FUNCIONAMIENTO**

**Potencia nominal** 3,6 MW  
**Velocidad del viento de arranque** 3,0 m/s  
**Velocidad del viento de parada** 25 m/s

**ROTOR**

**Diámetro** 116,8 m  
**Área barrida** 10.715 m<sup>2</sup>  
**Rango de operación velocidad de rotación** 7,9-14,1 rpm  
**Velocidad nominal** 12,6 rpm  
**Velocidad punta de pala** 77 m/s  
**Control de velocidad** Variable mediante microprocesador  
**Control de sobrevelocidad** Ángulo de pitch

**CAJA DE ENGRANAJES**

**Tipoa** Caja de cambios de 3 etapas (engranaje recto planetario-planetario)

**GENERADOR**

**Construcción** Generador asíncrono doblemente alimentado  
**Sistema de refrigeración** Refrigeración de líquido/aire  
**Tensión** 660 V  
**Frecuencia de la red** 50/60 Hz

**SISTEMA DE FRENADO**

**Freno principal** Freno aerodinámico (pitch)  
**Freno de detención** Freno de disco

**ALTURA DEL BUJE**

**Altura del buje** hasta 134 m, según el proyecto y el emplazamiento

05<sub>06</sub> EXCELENCIA EN LA EFICIENCIA



Con el N117/3600, Nordex Group ofrece un aerogenerador económico para emplazamientos IEC-II. Gracias al área de barrido del rotor y a una potencia nominal superior, se obtienen rendimientos mucho más altos. El aerogenerador, disponible con alturas de buje de entre 84 y 141 metros, se adapta perfectamente a entornos complejos. Se puede ajustar la potencia nominal máxima (por ejemplo, a 3 MW) para cumplir con los requisitos de la red específicos del proyecto. Nordex limita el nivel de ruido del N117/3600 a un máximo de 103,5 decibelios.

1. TECNOLOGÍA MADURA
2. UN ROTOR GRANDE
3. MAYOR POTENCIA NOMINAL
4. TORRES ALTAS
5. ALTA DISPONIBILIDAD

## ANEXO III

Año	Ingresos [€]	Gastos [€]	Flujo de caja [€]
1	7.856.250	69.563.690	-61.707.440
2	7.856.250	2.060.000	5.796.250
3	7.856.250	2.060.000	5.796.250
4	7.856.250	2.060.000	5.796.250
5	7.856.250	2.060.000	5.796.250
6	7.856.250	2.060.000	5.796.250
7	7.856.250	2.060.000	5.796.250
8	7.856.250	2.060.000	5.796.250
9	7.856.250	2.060.000	5.796.250
10	7.856.250	2.060.000	5.796.250
11	7.856.250	2.260.000	5.596.250
12	7.856.250	2.260.000	5.596.250
13	7.856.250	2.260.000	5.596.250
14	7.856.250	2.260.000	5.596.250
15	7.856.250	2.260.000	5.596.250
16	7.856.250	2.460.000	5.396.250
17	7.856.250	2.460.000	5.396.250
18	7.856.250	2.460.000	5.396.250
19	7.856.250	2.460.000	5.396.250
20	7.856.250	2.460.000	5.396.250
21	7.856.250	2.660.000	5.196.250
22	7.856.250	2.660.000	5.196.250
23	7.856.250	2.660.000	5.196.250
24	7.856.250	2.660.000	5.196.250
25	7.856.250	5.060.000	2.796.250

*Tabla 36: Flujos de caja por año de vida útil.*