



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER  
PROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN  
ESCOBOSA DEL ALMAZÁN, SORIA

Autor: Beatriz Peci García

Director: Consolación Alonso Alonso

Julio 2025

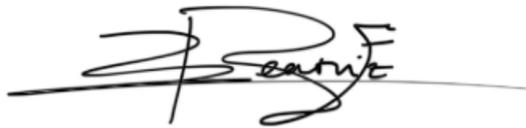
Madrid



Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
“PROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ESCOBOSA DEL ALMAZÁN, SORIA”  
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.: Beatriz Peci García

Fecha: 20/07/2025

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'B. Peci', with a horizontal line extending to the right.

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

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





# MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER  
PROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN  
ESCOBOSA DEL ALMAZÁN, SORIA

Autor: Beatriz Peci García  
Director: Consolación Alonso Alonso

Julio 2025

Madrid

# Agradecimientos

Quiero dar las gracias a mi tutora, Consuelo Alonso, por todo lo que me ha permitido aprender sobre energía eólica y por compartir con nosotros sus amplios conocimientos. Su dedicación sin límites y su constante disponibilidad para ayudar en cualquier momento han sido fundamentales para la realización de este trabajo.

También agradezco a la empresa Vortex por facilitarme, de forma totalmente desinteresada, datos de gran valor que han sido clave para realizar un análisis completo del recurso eólico. Este proyecto no habría sido posible sin el acceso a sus recursos.

Por último, gracias a mi familia, por su apoyo incondicional a lo largo de toda esta etapa.



# PROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO EN ESCOBOSA DEL ALMAZÁN, SORIA

**Autor: Peci García, Beatriz.**

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## RESUMEN DEL PROYECTO

Este trabajo desarrolla el diseño completo de un parque eólico terrestre en el municipio de Escobosa del Almazán, Soria. El estudio abarca la selección del emplazamiento, análisis del recurso eólico, simulación energética, evaluación de tecnologías, diseño de la infraestructura civil y eléctrica, y un análisis completo de viabilidad económica y ambiental. Los resultados obtenidos confirman la viabilidad técnica y económica del proyecto, así como su contribución directa a los objetivos de transición energética en España.

**Palabras clave:** parque eólico, aerogeneradores, recurso eólico, viabilidad económica

### 1. Introducción

En los últimos años, la energía eólica se ha convertido en una de las principales tecnologías clave para el avance hacia un modelo energético sostenible. En 2023, el sector eólico registró su mayor crecimiento histórico hasta la fecha, con 105,8 GW de nueva capacidad instalada, lo que permitió superar el umbral del 1 TW de potencia eólica global. Las proyecciones del Global Wind Energy Council (GWEC) anticipan una media de 158 GW instalados anualmente hasta 2028, impulsados por la urgencia climática y los compromisos de la COP28.

España se posiciona como uno de los cinco líderes mundiales en capacidad eólica instalada. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) establece como objetivo alcanzar los 62 GW de potencia eólica para 2030, lo que implica una expansión anual de aproximadamente 4 GW.

En este contexto, este trabajo plantea el diseño de un parque eólico terrestre como respuesta a los retos energéticos actuales, alineándose con las estrategias de descarbonización, reducción de emisiones y fomento de energías renovables.

### 2. Definición del Proyecto

La motivación principal de este proyecto es contribuir a la transición energética en España mediante el desarrollo completo de un parque eólico terrestre que sea técnica, económica y ambientalmente viable, y que pueda integrarse de manera eficiente en el sistema eléctrico nacional.

Para ello, el trabajo se ha estructurado en varias fases. En primer lugar, se ha llevado a cabo un análisis comparativo de distintas ubicaciones potenciales, aplicando criterios técnicos, ambientales y de proximidad a infraestructuras eléctricas para seleccionar el emplazamiento más adecuado. A continuación, se ha estudiado en detalle el recurso eólico disponible mediante el tratamiento y análisis estadístico de series temporales de viento, con el objetivo de caracterizar su comportamiento y estimar el potencial energético del lugar.

Una vez definido el emplazamiento, se ha realizado una comparativa entre distintas tecnologías de aerogeneradores, seleccionando aquella que ofrece un mayor rendimiento en función de las condiciones locales del viento y la configuración del parque. Posteriormente, se ha diseñado toda la infraestructura necesaria, tanto eléctrica como civil. La infraestructura eléctrica abarca desde la salida de los aerogeneradores hasta el punto de interconexión con la subestación de la compañía distribuidora, incluyendo la red de media tensión y la subestación transformadora. Por su parte, la obra civil contempla las cimentaciones de los aerogeneradores, el edificio de control, caminos de acceso y canalizaciones. También se han elaborado los planos técnicos correspondientes para cada parte del proyecto.

Por otro lado, se han estimado los costes de inversión, operación y mantenimiento, así como los ingresos esperados por la venta de energía, con el fin de determinar la rentabilidad del proyecto bajo distintos escenarios económicos. Finalmente, se ha calculado el impacto ambiental positivo de la instalación, especialmente en términos de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, uno de los beneficios clave asociados a la generación renovable.

Para alcanzar todos estos objetivos, se ha seguido una metodología basada en los conocimientos teóricos adquiridos en lecciones impartidas por la directora del proyecto, quien también ha proporcionado formación práctica sobre el uso de los softwares utilizados. Entre los principales programas utilizados se encuentran Windographer, para el análisis de datos de viento, y WAsP, para simular el comportamiento del parque en función del terreno y las características del recurso eólico, así como estimar la producción energética con distintos modelos de aerogeneradores.

Este enfoque ha permitido desarrollar un proyecto completo, viable y alineado con las necesidades del sector.

### **3. Resultados**

En primer lugar, se realizó un análisis comparativo de tres posibles emplazamientos. Finalmente, se seleccionó Escobosa del Almazán (Soria) como la mejor alternativa, ya que reunía las condiciones más favorables: alta velocidad media del viento a 100 m, terreno elevado y llano, baja densidad de vegetación, lejanía respecto a espacios protegidos, y cercanía a la subestación de Almazán.

El estudio detallado del recurso eólico se llevó a cabo con Windographer, utilizando datos de viento a largo plazo, proporcionados por la empresa Vortex. Se determinó que la velocidad media anual del viento a 120 metros de altura (coincidente con el buje de los aerogeneradores) es de 7,6 m/s, y que la dirección predominante del viento es 270° (oeste). La rosa de los vientos y la distribución de velocidades, mostradas en la Figura 1, indican que esta dirección concentra la mayor parte del aporte energético, por lo que se decidió alinear los aerogeneradores en orientación norte-sur, maximizando así el rendimiento del parque.

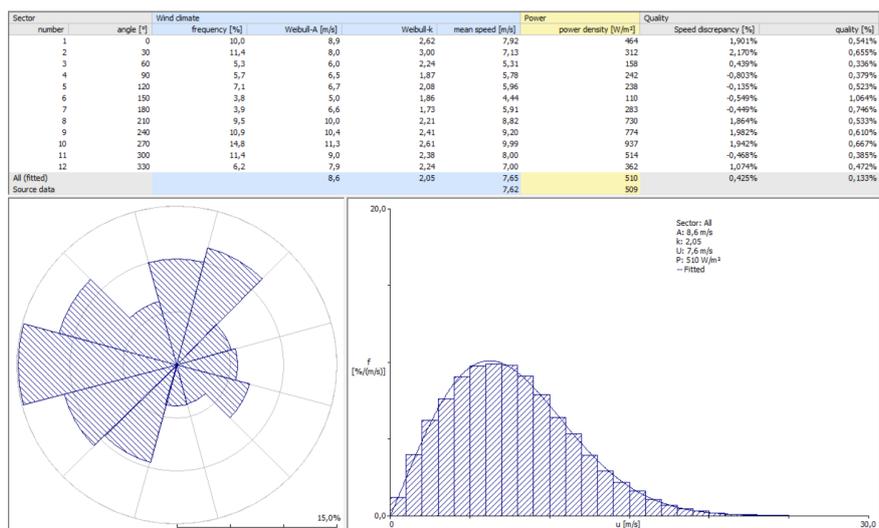


Figura 1. Rosa de los vientos y distribución de velocidades del emplazamiento.

A continuación, se simuló en WASP tres tecnologías de aerogeneradores distintas, adaptando sus curvas de potencia a las condiciones del emplazamiento. Tras comparar los resultados, se eligió la Siemens Gamesa SG170 de 6,6 MW como la más adecuada. El parque se compone de 8 aerogeneradores, con una potencia total de 52,8 MW, una producción energética neta estimada de 168.394,17 MWh/año, 3.189,28 horas equivalentes y un factor de capacidad del 36,41 %.

En cuanto al diseño técnico, se desarrollaron los planos completos del sistema eléctrico y la obra civil: red de media tensión, subestación elevadora del parque 30/132 kV, red de comunicaciones, puesta a tierra, zanjas, viales de acceso y cimentaciones.

El presupuesto total para la construcción y puesta en marcha del parque (CAPEX) asciende a 46.009.617,28 €, a lo que se añaden 1.350.000 € en costes de desarrollo (DEVEX) y un coste operativo anual (OPEX) de 1.028.000 € en el primer año.

Para valorar la viabilidad económica, se estudiaron dos escenarios de venta de energía: mediante contrato PPA y en el mercado diario (spot). Aunque ambos escenarios resultan viables, la opción del PPA es la que presenta mejores resultados financieros, como se muestra en la Figura 2.

CASO 2: Contrato con un consumidor privado		
Proyecto	VAN	15.762.304,57 €
	TIR	8,47%
	Payback	10,20
Accionista	VAN	9.962.515,03 €
	TIR	18,35%
	Payback	5,90

Figura 2. Indicadores económicos para el caso de venta en el mercado diario.

Desde el punto de vista ambiental, el parque permitiría evitar la emisión de aproximadamente 66.900 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente al año, si reemplazase generación con ciclo combinado.

Esto supone una aportación significativa a los objetivos de reducción de emisiones y lucha contra el cambio climático.

#### **4. Conclusiones**

Los resultados del proyecto confirman que el parque eólico en Escobosa del Almazán es viable desde el punto de vista técnico, económico y ambiental. La producción estimada, la rentabilidad alcanzada y el impacto positivo que tendría justifican la puesta en marcha del parque. Además, el proyecto cumple con los objetivos planteados y contribuye de forma clara a los principales retos de la transición energética: aumentar la generación renovable, reducir las emisiones, mejorar la seguridad energética y avanzar hacia un sistema más sostenible.

# WIND FARM PROJECT IN ESCOBOSA DEL ALMAZÁN, SORIA

**Author: Peci García, Beatriz**

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## ABSTRACT

This project presents the complete design of an onshore wind farm located in the municipality of Escobosa del Almazán, Soria. The study includes site selection, wind resource analysis, energy simulation, technology assessment, civil and electrical infrastructure design, and a full economic and environmental feasibility analysis. The results confirm the technical and economic viability of the project, as well as its direct contribution to Spain's energy transition goals.

**Keywords:** wind farm, wind turbines, wind resource, economic viability

## 1. Introduction

In recent years, wind energy has become one of the key technologies driving the shift toward a more sustainable energy model. In 2023, the wind sector achieved its highest growth to date, with 105,8 GW of new installed capacity, surpassing the global milestone of 1 TW. According to projections from the Global Wind Energy Council (GWEC), annual global installations are expected to average 158 GW through 2028, driven by climate urgency and the COP28 commitments.

Spain ranks among the world's top five countries in installed wind power capacity. The Spanish Integrated National Energy and Climate Plan (PNIEC) sets a target of 62 GW of wind capacity by 2030, requiring an annual expansion of around 4 GW.

In this context, the present work proposes the design of an onshore wind farm as a response to current energy challenges, aligned with strategies for decarbonization, emission reduction, and the promotion of renewable energy sources.

## 2. Project definition

The main goal of this project is to contribute to Spain's energy transition through the full development of an onshore wind farm that is technically, economically, and environmentally viable, and capable of being efficiently integrated into the national grid.

To achieve this, the work is structured in several phases. First, a comparative analysis of different potential sites was carried out, applying technical, environmental, and grid connection criteria to select the most suitable location. Next, the available wind resource was studied in detail through the processing and statistical analysis of long-term wind data, with the aim of characterizing wind behaviour and estimating the site's energy potential.

Once the site was defined, a comparison of different wind turbine technologies was conducted, selecting the one that offered the highest performance under the site-specific conditions. Then, the full infrastructure was designed, both electrical and civil. The electrical infrastructure includes everything from the turbines to the connection point with the utility's substation, covering the medium-voltage grid and the step-up substation. The civil works

include the wind turbine foundations, control building, access roads, and underground cable trenches. All technical drawings were also prepared.

Additionally, the investment, operation, and maintenance costs were estimated, along with the expected revenues from energy sales, in order to assess the project's profitability under different economic scenarios. Finally, the positive environmental impact was calculated, especially in terms of CO<sub>2</sub> emission reductions, one of the key benefits of renewable energy generation.

To carry out all these tasks, the methodology followed was based on theoretical knowledge provided by the project supervisor, who also offered practical training on the software tools used. Among the main tools were Windographer, for wind data analysis, and WAsP, to simulate the wind farm's behaviour according to terrain and resource conditions and estimate energy production using different turbine models.

This approach made it possible to develop a complete and viable project, aligned with the real needs of the sector.

### 3. Results

The project began with a comparative analysis of three possible sites. Escobosa del Almazán (Soria) was finally selected as the best option, as it offered the most favorable conditions: high average wind speed at 100 m, elevated and flat terrain, low vegetation density, no nearby protected areas, and proximity to the Almazán substation.

A detailed analysis of the wind resource was carried out using Windographer, with long-term wind data provided by the company Vortex. The annual average wind speed at 120 meters (hub height) was found to be 7,6 m/s, and the predominant wind direction was 270° (west). The wind rose and speed distribution (Figure 1) confirmed that this direction contributed the most energy, justifying the north-south alignment of the turbines to optimize the farm's performance.

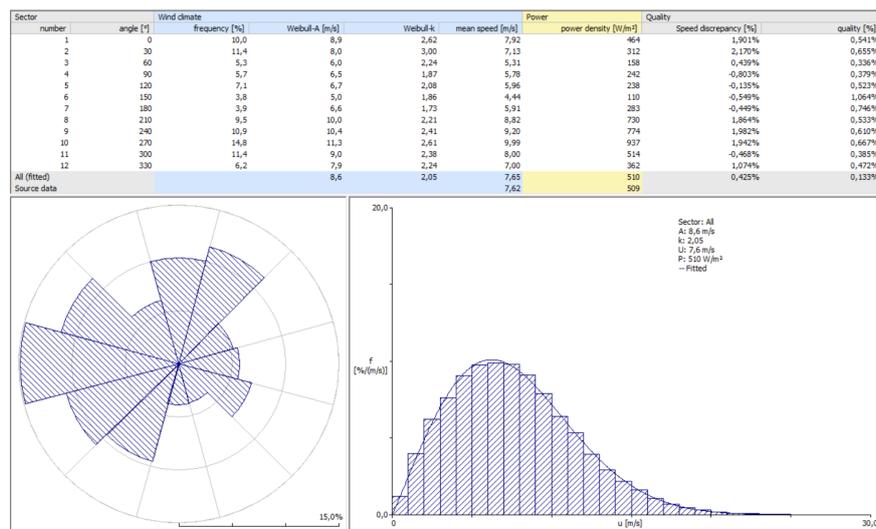


Figure 1. Wind rose and speed distribution at the project site.

Next, three different wind turbine technologies were simulated in WAsP, adjusting their power curves to the site's conditions. The Siemens Gamesa SG170 (6,6 MW) was selected as the most suitable. The wind farm consists of 8 turbines, providing a total installed capacity

of 52,8 MW, with an estimated net annual production of 168.394,17 MWh, 3.189,28 equivalent full-load hours, and a capacity factor of 36,41%.

In terms of technical design, complete plans were developed for the electrical system and civil infrastructure: medium-voltage grid, 30/132 kV step-up substation, communication and grounding systems, trenches, access roads, and foundations.

The total CAPEX for construction and commissioning amounts to €46.009.617,28, in addition to €1.350.000 in development costs (DEVEX) and an initial operating cost (OPEX) of €1.028.000 in the first year.

To assess the economic feasibility, two energy sale scenarios were studied: long-term PPA and spot market sales. Both cases were financially viable, but the spot market option yielded better results, as shown in Figure 2.

		CASE 2: Contract with private consumer
Project	NPV	15.762.304,57 €
	IRR	8,47%
	Payback	10,20
Shareholder	NPV	9.962.515,03 €
	IRR	18,35%
	Payback	5,90

Figure 2. Economic indicators for the spot market sales scenario.

From an environmental perspective, the wind farm would avoid the emission of approximately 66.900 tons of CO<sub>2</sub> equivalent per year if it replaced combined cycle generation. This represents a significant contribution to emission reduction and climate goals.

#### 4. Conclusions

The results of the project confirm that the proposed wind farm in Escobosa del Almazán is technically, economically, and environmentally viable. The estimated production, expected profitability, and positive impact support its development. Furthermore, the project meets its stated objectives and clearly contributes to the main challenges of the energy transition: increasing renewable generation, reducing emissions, improving energy security, and advancing toward a more sustainable system.

## *Índice de la memoria*

<b>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>12</b>
1.1. Motivación del proyecto .....	12
1.2. Objetivos.....	13
1.3. Metodología .....	14
1.4. La energía eólica en el mundo.....	15
1.4.1. <i>La energía eólica en España</i> .....	18
<b>CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....</b>	<b>20</b>
2.1. Conceptos meteorológicos .....	20
2.1.1. <i>El origen del viento</i> .....	20
2.1.2. <i>Rugosidad</i> .....	22
2.2. Caracterización del potencial eólico.....	24
2.2.1. <i>Energía y potencia eólica</i> .....	24
2.2.2. <i>Coficiente de empuje</i> .....	26
2.2.3. <i>Curva de potencia</i> .....	27
2.3. Funcionamiento y componentes de un aerogenerador.....	28
2.3.1. <i>Rotor</i> .....	29
2.3.2. <i>Generador</i> .....	30
2.3.3. <i>Torre</i> .....	31
<b>CAPÍTULO 3. ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO .....</b>	<b>32</b>
3.1. Emplazamiento escogido .....	32
3.2. Localización de los aerogeneradores .....	33
<b>CAPÍTULO 4. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DEL RECURSO EÓLICO.....</b>	<b>36</b>
4.1. Datos de velocidad .....	37
4.2. Variación del viento con la altura.....	40
4.3. Rosa de los vientos .....	42
4.4. Distribución de Weibull.....	49
4.5. Diagrama de caja .....	53
4.6. Conclusiones del análisis .....	54
<b>CAPÍTULO 5. SIMULACIÓN DEL PARQUE EÓLICO MEDIANTE WASP.....</b>	<b>56</b>

5.1. WAsP Climate Analyst.....	57
5.2. WAsP Map Editor .....	59
5.3. Cálculo de la densidad del aire.....	62
5.4. Curva de potencia y coeficientes de empuje .....	64
5.4.1. Tecnología Vestas V172 de 7,2 MW .....	64
5.4.2. Tecnología Nordex N163 de 7 MW.....	67
5.4.3. Tecnología Siemens Gamesa SG170 de 6,6 MW.....	70
5.5. Calibración del modelo.....	73
5.6. Comparación de tecnologías .....	75
<b>CAPÍTULO 6.INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....</b>	<b>82</b>
6.1. Centro de transformación del aerogenerador .....	83
6.1.1. Transformador de baja a media tensión .....	83
6.1.2. Cabinas de interconexión.....	84
6.2. Sistema eléctrico de media tensión.....	88
6.3. Subestación del parque eólico .....	90
6.3.1. Transformador de potencia .....	90
6.3.2. Transformadores de intensidad y de tensión.....	91
6.3.3. Interruptor automático.....	92
6.3.4. Seccionador.....	92
6.3.5. Autoválvula.....	93
6.4. Red de comunicaciones .....	94
6.5. Puesta a tierra .....	94
<b>CAPÍTULO 7.OBRA CIVIL.....</b>	<b>96</b>
7.1. Viales de acceso e interiores .....	96
7.2. Cimentaciones .....	97
7.3. Canalizaciones en zanja.....	98
7.4. Edificio de control y subestación .....	99
<b>CAPÍTULO 8.PRESUPUESTO .....</b>	<b>101</b>
8.1. Presupuesto obra civil.....	102
8.2. Presupuesto instalación eléctrica.....	103
8.3. Presupuesto aerogeneradores y torre de medición.....	103
8.4. Presupuesto total.....	104

<b>CAPÍTULO 9. VIABILIDAD ECONÓMICA .....</b>	<b>105</b>
9.1. Estimación de ingresos .....	105
9.1.1. Mercado diario.....	106
9.1.2. Contrato con un consumidor privado .....	108
9.2. Estimación de costes.....	109
9.2.1. Inversión inicial.....	109
9.2.2. Costes de operación y mantenimiento.....	110
9.3. Flujos de caja .....	111
9.3.1. Indicadores financieros.....	112
9.3.1.1. VAN.....	112
9.3.1.2. TIR .....	113
9.3.1.3. Payback.....	113
9.3.1.4. WACC .....	113
9.3.2. Caso 1: mercado diario .....	114
9.3.3. Caso 2: contrato con consumidor privado.....	115
9.3.4. Conclusiones del análisis.....	116
<b>CAPÍTULO 10. CONTAMINACIÓN EVITADA Y AHORROS .....</b>	<b>118</b>
<b>CAPÍTULO 11. PLANIFICACIÓN.....</b>	<b>121</b>
<b>CAPÍTULO 12. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE .....</b>	<b>122</b>
<b>CAPÍTULO 13. CONCLUSIONES .....</b>	<b>124</b>
<b>CAPÍTULO 14. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>126</b>
<b>ANEXOS. ....</b>	<b>128</b>

## *Índice de figuras*

Figura 1. Rosa de los vientos y distribución de velocidades del emplazamiento.....	10
Figura 2. Indicadores económicos para el caso de venta en el mercado diario.....	10
Figura 3. Nueva capacidad instalada de generación eólica (GW) en el mundo (2019-2023) [2].....	16
Figura 4. Nueva capacidad instalada de generación eólica en 2023, por país [2]. .....	16
Figura 5. Capacidad total instalada de generación eólica terrestre hasta 2023, por país [2]. .....	17
Figura 6. Proyecciones de nueva capacidad instalada de generación eólica (GW) en el mundo (2023-2028) [2].....	17
Figura 7. Proyección de potencia instalada (GW) en España (2020-2030) [4].....	19
Figura 8. Circulación general de la atmósfera, celdas y vientos predominantes [6]. .....	21
Figura 9. Vientos locales térmicos [7]. .....	22
Figura 10. Escala de rugosidades del terreno [6].....	23
Figura 11. Aprovechamiento de la potencia eólica [8]. .....	26
Figura 12. Evolución del coeficiente de empuje con la velocidad del viento [8].....	27
Figura 13. Curva de potencia típica de un aerogenerador.....	28
Figura 14. Equipos principales de un aerogenerador de eje horizontal [9].....	29
Figura 15. Localización del emplazamiento escogido [10].....	33
Figura 16. Localización de los aerogeneradores en el emplazamiento escogido [10].....	34
Figura 17. Datos de viento introducidos en Windographer [12]. .....	37
Figura 18. Serie temporal completa de velocidades medias a 120 y 150 m [12]. .....	38
Figura 19. Perfil estacional de la velocidad media del viento a 120 y 150 m [12].....	38
Figura 20. Velocidad media del viento para cada hora del día a 120 y 150 m [12]. .....	39
Figura 21. Distribución diaria de la velocidad media del viento para cada mes a 120 y 150 m [12]. .....	40
Figura 22. Variación de la velocidad media del viento con la altura en el emplazamiento [12]. .....	41
Figura 23. Variación del coeficiente de cizalladura según el mes [12]. .....	41

Figura 24. Rosa de los vientos de frecuencia a 120 m [12].....	42
Figura 25. Rosa de los vientos de frecuencia para cada mes del año a 120 m [12].....	43
Figura 26. Rosa de los vientos de frecuencia para cada hora del día a 120 m [12].....	44
Figura 27. Rosa de los vientos de velocidad a 120 m [12].....	45
Figura 28. Rosa de los vientos de velocidad para cada mes del año a 120 m [12].....	46
Figura 29. Rosa de los vientos de velocidad para cada hora del día a 120 m [12].....	46
Figura 30. Rosa de los vientos de energía a 120 m [12]. ....	47
Figura 31. Rosa de los vientos de energía para cada mes del año a 120 m [12]. ....	48
Figura 32. Rosa de los vientos de energía para cada hora del día a 120 m [12]. ....	48
Figura 33. Distribución de Weibull a 120 m [12].....	50
Figura 34. Distribución de Weibull por mes a 120 m [12]. ....	51
Figura 35. Función de probabilidad acumulada a 120 y 150 m [12]. ....	52
Figura 36. Probabilidad de superación de la velocidad media anual del viento a 120 m [12]. .....	53
Figura 37. Diagrama de caja de la velocidad a 120 m [12].....	54
Figura 38. Serie temporal de dirección y velocidad del viento a 120 m [13]. ....	58
Figura 39. Análisis estadístico del viento a 120 m [13].....	59
Figura 40. Mapa topográfico del emplazamiento [13].....	60
Figura 41. Mapa de rugosidad del emplazamiento [13].....	61
Figura 42. Modelo digital del terreno del emplazamiento [13].....	62
Figura 43. Localización de los aerogeneradores en el emplazamiento y elevación del terreno [13].....	63
Figura 44. Cálculo de la densidad del aire [13]. ....	63
Figura 45. Curvas de potencia para distintas densidades del aire del modelo Vestas V172 de 7,2 MW.....	65
Figura 46. Curvas de coeficientes de empuje para distintas densidades del aire del modelo Vestas V172 de 7,2 MW. ....	66
Figura 47. Curva de potencia y coeficientes de empuje del modelo Vestas V172 para una densidad del aire de 1,088 kg/m <sup>3</sup> [13].....	67

Figura 48. Curvas de potencia para distintas densidades del aire del modelo Nordex N163 de 7 MW.....	68
Figura 49. Curvas de coeficientes de empuje para distintas densidades del aire del modelo Nordex N163 de 7 MW.....	69
Figura 50. Curva de potencia y coeficientes de empuje del modelo Nordex N163 para una densidad del aire de 1,088 kg/m <sup>3</sup> [13].....	70
Figura 51. Curvas de potencia para distintas densidades del aire del modelo Siemens Gamesa SG170 de 6,6 MW. ....	71
Figura 52. Curvas de coeficientes de empuje para distintas densidades del aire del modelo Siemens Gamesa SG170 de 6,6 MW. ....	72
Figura 53. Curva de potencia y coeficientes de empuje del modelo Siemens Gamesa SG170 para una densidad del aire de 1,088 kg/m <sup>3</sup> [13].....	73
Figura 54. Modelo del emplazamiento introducido en WAsP [13].....	74
Figura 55. Cálculo de la distribución de frecuencia de la velocidad del viento por WAsP a 120 m de altura [13].....	75
Figura 56. Energía producida Vestas V172 [13].....	76
Figura 57. Energía producida Nordex N163 [13].....	76
Figura 58. Energía producida Siemens Gamesa SG170 [13].....	76
Figura 59. Esquema unifilar de la instalación eléctrica de un parque eólico [18].....	82
Figura 60. Celda 0L+1L+1P [18]. ....	85
Figura 61. Especificaciones técnicas del transformador combinado KA-145 de Artech [21]. .....	91
Figura 62. Especificaciones técnicas del modelo Siemens 3AP1 [22]. ....	92
Figura 63. Especificaciones técnicas del modelo MESA SG3C [23].....	93
Figura 64. Especificaciones técnicas del modelo VARISIL HI [24].....	94
Figura 65. Acceso al emplazamiento por camino secundario [10].....	96
Figura 66. Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario por años (2007-2024) [25].....	107
Figura 67. Generación de energía eléctrica de origen no renovable en España en 2024 [28]. .....	118

Figura 68. Emisiones de CO <sub>2</sub> eq asociadas a la generación de energía eléctrica por tipo de tecnología en 2024 [28].....	119
Figura 69. Planificación del proyecto. ....	121
Figura 70. Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas. ....	123

## *Índice de tablas*

Tabla 1. Coordenadas UTM de los aerogeneradores del parque eólico [10].	35
Tabla 2. Escenario de pérdidas.	77
Tabla 3. Producción de energía neta modelo Vestas V172 (sin tener en cuenta pérdidas) [13].	78
Tabla 4. Producción final modelo Vestas V172.	78
Tabla 5. Producción de energía neta modelo Nordex N163 (sin tener en cuenta pérdidas) [13].	79
Tabla 6. Producción final modelo Nordex N163.	79
Tabla 7. Producción de energía neta modelo Siemens Gamesa SG170 (sin tener en cuenta pérdidas) [13].	79
Tabla 8. Producción final modelo Siemens Gamesa SG170.	80
Tabla 9. Comparativa final tecnologías.	80
Tabla 10. Especificaciones técnicas del modelo Siemens Gamesa SG170 - 6,6 MW [19].	81
Tabla 11. Especificaciones del transformador Siemens Gamesa SG170 de 6,6 MW [19].	83
Tabla 12. Distribución de aerogeneradores en circuitos y tipos de celda de interconexión.	86
Tabla 13. Características de la cabina de interconexión DVCAS [20].	87
Tabla 14. Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios [18].	89
Tabla 15. Tipos de zanjas.	99
Tabla 16. Presupuesto obra civil.	102
Tabla 17. Presupuesto instalación eléctrica.	103
Tabla 18. Presupuesto aerogeneradores y torre de medición.	103
Tabla 19. CAPEX del proyecto.	104
Tabla 20. Precio medio aritmético de la casación del mercado diario de electricidad de España por años (2007-2024) [25].	107
Tabla 21. Cálculo de la inversión inicial del proyecto.	110
Tabla 22. Estimación OPEX año inicial.	111
Tabla 23. Flujos de caja para el caso 1: venta en el mercado diario.	115
Tabla 24. Flujos de caja para el caso 2: contrato con consumidor privado.	116

Tabla 25. Resumen de los indicadores de viabilidad para los casos estudiados. ....	117
Tabla 26. Factor de emisiones para tres tecnologías representativas del mix energético español 2024.....	119
Tabla 27. Contaminación evitada por tecnología sustituida.....	120

## *Índice de acrónimos*

**AEP:** Annual Energy Production (Producción Anual de Energía)

**CAPEX:** Capital Expenditures (Inversión de Capital)

**CNIG:** Centro Nacional de Información Geográfica

**COP:** Conference of the Parties (Conferencia de las Partes)

**DEVEX:** Development Expenditures (Gastos de Desarrollo)

**GWEC:** Global Wind Energy Council (Consejo Global de Energía Eólica)

**HEPR:** High Performance Thermoplastic Elastomer (Polietileno Reticulado de Altas Prestaciones)

**IPC:** Índice de Precios al Consumo

**IRR (TIR):** Internal Rate of Return (Tasa Interna de Retorno)

**ITC:** Instrucción Técnica Complementaria

**IVPEE:** Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica

**MDT:** Modelo Digital del Terreno

**MIBEL:** Mercado Ibérico de Electricidad

**NOF:** Necesidades Operativas de Fondos

**ODS:** Objetivos de Desarrollo Sostenible

**OMIE:** Operador del Mercado Ibérico de Energía

**OPEX:** Operating Expenditures (Costes Operativos)

**PNIEC:** Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

**PPA:** Power Purchase Agreement (Contrato de Compra de Energía)

**REE:** Red Eléctrica de España

**UTM:** Universal Transverse Mercator (Universal Transversal de Mercator)

**VAN:** Valor Actual Neto

**WACC:** Weighted Average Cost of Capital (Coste Medio Ponderado del Capital)

## **Capítulo 1. INTRODUCCIÓN**

### **1.1. MOTIVACIÓN DEL PROYECTO**

La crisis climática global impone la necesidad urgente de una transición hacia energías limpias y renovables. En la COP 28, al comprobar que los avances no estaban siendo suficientes, los países respondieron con medidas para acelerar la transición energética en todos los ámbitos hasta 2030. Entre los objetivos, se incluyó la limitación del calentamiento global a 1,5°C, lo que implicaría una reducción del 43% de las emisiones de CO<sub>2</sub>, y la triplicación de la capacidad instalada de energía renovable a nivel global [1].

La energía eólica, reconocida en los acuerdos de la COP 28 como una tecnología esencial para la mitigación del cambio climático, es cada vez más accesible y se encuentra en un punto clave para su expansión. Ésta contribuirá no solo a reducir la dependencia de combustibles fósiles, sino también a reforzar la seguridad energética, estabilizar los precios de la energía, fomentar la creación de empleo y estimular el desarrollo económico. Por ello, entre los responsables políticos e instituciones internacionales existe la necesidad de acelerar la instalación de esta tecnología ya disponible, para evolucionar hacia un sistema energético más limpio, moderno y flexible dentro de los plazos establecidos [2].

El proyecto pretende contribuir al desarrollo de la infraestructura eólica en España, mediante el diseño y análisis de viabilidad de un parque eólico terrestre en dicho territorio. Con ello, se busca promover el aprovechamiento de recursos renovables, incrementar la capacidad de generación eólica del país y apoyar la transición hacia un sistema energético más limpio, sostenible y flexible.

## **1.2. OBJETIVOS**

El objetivo principal del proyecto es llevar a cabo todas las fases correspondientes a la ejecución de un parque eólico en la geografía española. A través de un estudio detallado que incluye la evaluación del emplazamiento, así como el diseño de la infraestructura, se pretende analizar la viabilidad económica y medioambiental del proyecto, fomentando el desarrollo de infraestructura eólica en España. Este objetivo principal puede dividirse en los siguientes subobjetivos:

- Analizar el contexto energético actual y el papel de la energía eólica en el proceso de transición energética. Se examinará la evolución del sector energético a nivel global y nacional, con especial atención al crecimiento de la energía eólica y su impacto.
- Estudiar los fundamentos teóricos necesarios, incluyendo los conceptos meteorológicos principales, la caracterización del recurso eólico, y el funcionamiento y componentes de un aerogenerador, para contar con una base previa sobre la que se desarrollará el proyecto.
- Evaluar varios emplazamientos potenciales y seleccionar la ubicación óptima para el parque. El emplazamiento seleccionado deberá cumplir con criterios técnicos y ambientales como velocidad media del viento elevada, terreno con pendiente reducida, accesos adecuados y proximidad a puntos de interconexión con la red eléctrica.
- Realizar un análisis estadístico detallado del recurso eólico en el emplazamiento elegido, utilizando datos meteorológicos históricos para confirmar la viabilidad de la instalación.
- Comparar distintas tecnologías de aerogeneradores y seleccionar la más adecuada en función de la energía producida por cada modelo, su rendimiento, y su comportamiento ante las condiciones locales de viento.
- Diseñar la instalación eléctrica y la obra civil del parque eólico. Esto comprende las infraestructuras eléctricas desde los centros de transformación en la base de los aerogeneradores hasta el punto de interconexión con la subestación eléctrica de la compañía distribuidora. También incluye todos los elementos de infraestructura civil

necesarios (caminos de acceso, plataformas de montaje, zanjas, cimentaciones, edificio de control, etc.). Se seleccionarán también los fabricantes de los equipos y se elaborarán los planos técnicos.

- Evaluar la viabilidad económica e impacto medioambiental del proyecto. Se realizará un análisis económico que contemple todos los costes de inversión, con un presupuesto detallado, y los costes de operación, así como los flujos de caja proyectados. Se proporcionarán indicadores de rentabilidad con el fin de determinar la viabilidad a largo plazo del proyecto. Por último, se estudiará el medioambiental del trabajo (contaminación evitada), y su alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

### **1.3. METODOLOGÍA**

Para alcanzar los objetivos definidos, se ha seguido una metodología basada tanto en conocimientos teóricos como en herramientas prácticas:

- Formación académica previa: a lo largo de la elaboración del trabajo, se han seguido los contenidos teóricos de las lecciones impartidas por la directora del proyecto, abordando temas clave como meteorología, potencial eólico, medición y tratamiento de datos, tecnologías de generación, obra civil, infraestructuras eléctricas y análisis económico de proyectos. Esta base teórica se ha complementado con información procedente de fuentes fiables y actualizadas (artículos científicos, informes técnicos y páginas web especializadas). Además de las clases teóricas, se han seguido las lecciones de la directora para el manejo de los softwares principales que se han utilizado.
- Evaluación de emplazamientos: para el análisis del terreno y la generación de mapas, se han empleado programas como Google Earth Pro y QGIS. Además, se han utilizado fuentes cartográficas nacionales e internacionales, como el Centro de Descargas del CNIG y el proyecto CORINE Land Cover.

- Elaboración de planos: se han utilizado dos herramientas complementarias. Autocad ha permitido generar planos detallados, mientras que Procreate ha sido útil para esquemas ilustrativos y elementos visuales del proyecto.
- Estudio del recurso eólico: se ha utilizado el software Windographer, una herramienta especializada en el análisis estadístico-descriptivo de series temporales de viento. Las series temporales de viento han sido proporcionadas de forma gratuita por la empresa Vortex.
- Simulación energética y comparación de tecnologías: se ha realizado una simulación con el software WAsP, para estimar la producción de energía del parque. Se han empleado sus distintos módulos: Climate Analyst, para el tratamiento de datos meteorológicos; Map Editor, para la modelización del terreno y la rugosidad; y Turbine Editor, para definir curvas de potencia y coeficientes de empuje de cada tecnología.
- Análisis económico: se ha utilizado Microsoft Excel para la elaboración del presupuesto, el cálculo de flujos de caja y la evaluación de indicadores financieros.

## **1.4. LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO**

El Global Wind Report 2024, muestra avances significativos en el sector de la energía eólica, que en 2023 vivió su mejor año hasta la fecha. En dicho año, se alcanzó un récord histórico de 105,8 GW de nueva capacidad instalada de generación eólica terrestre. Como se puede observar en la Figura 3, el incremento total de la capacidad en 2023 fue un 50% mayor que en 2022, lo que permitió superar el umbral de 1 TW de capacidad eólica instalada globalmente, con un incremento del 13% respecto al año anterior [2].

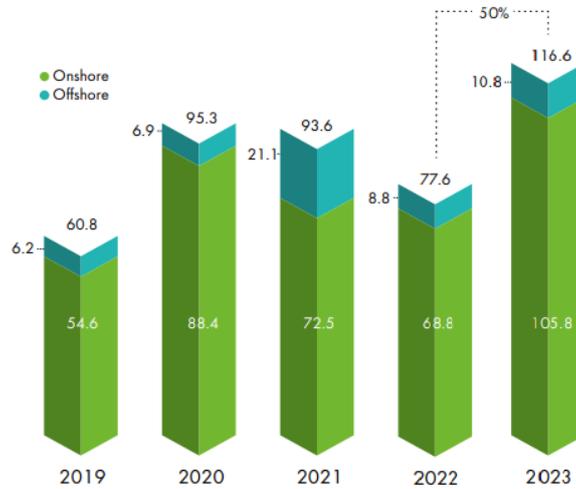


Figura 3. Nueva capacidad instalada de generación eólica (GW) en el mundo (2019-2023) [2].

A nivel de países, China y Estados Unidos se mantuvieron como los mayores mercados de nueva capacidad terrestre instalada, seguidos por Brasil, Alemania e India. Juntos, representaron el 82% de la energía eólica terrestre instalada en 2023 [2].

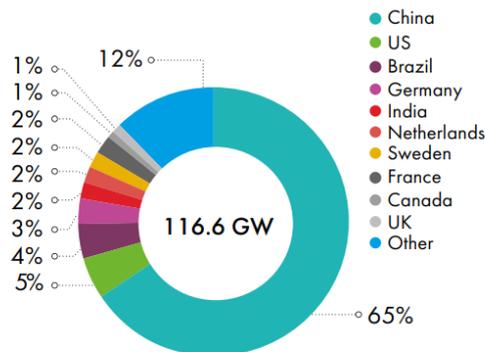


Figura 4. Nueva capacidad instalada de generación eólica en 2023, por país [2].

En cuanto a capacidad terrestre total instalada, la clasificación de los cinco grandes mercados se mantuvo en 2023. Estos fueron: China, Estados Unidos, Alemania, India y España, que conformaron el 74% del total mundial a finales de ese año [2].

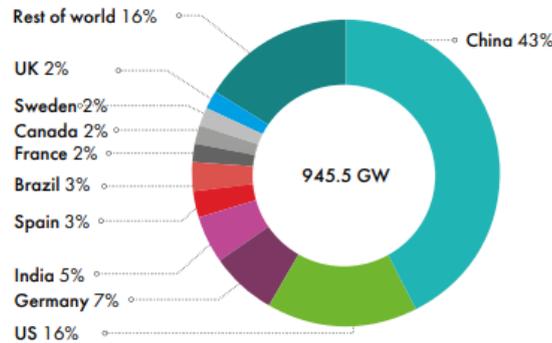


Figura 5. Capacidad total instalada de generación eólica terrestre hasta 2023, por país [2].

Las proyecciones del Global Wind Energy Council (GWEC) anticipan que las nuevas instalaciones superarán los niveles de 2023, alcanzando 130 GW en 2024, con una adición de 791 GW en los próximos cinco años bajo las condiciones actuales, lo que se muestra en la Figura 6. Esto equivaldría a una capacidad media instalada anual de 158 GW hasta 2028. Se puede ver que la tasa de crecimiento anual para los próximos cinco años será cercana a 10%, 6,6% para instalación terrestre, con China, Europa y Estados Unidos como núcleo del desarrollo global de energía eólica, aportando más del 80% de la capacidad total proyectada en este periodo [2].

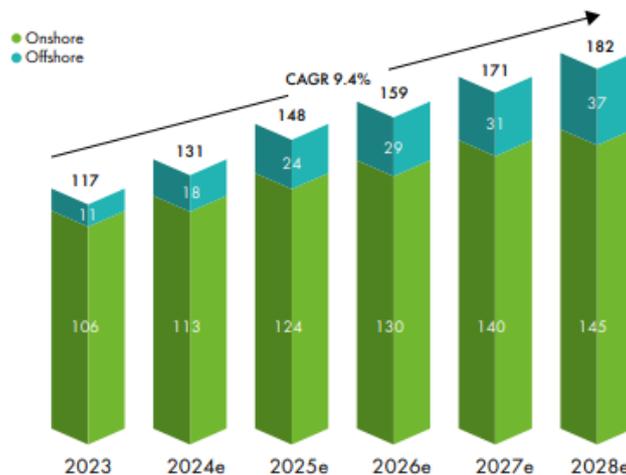


Figura 6. Proyecciones de nueva capacidad instalada de generación eólica (GW) en el mundo (2023-2028) [2].

Estas cifras destacan tanto la oportunidad única como el desafío que enfrenta la industria eólica. Según el Global Wind Report y alineado con los objetivos de la COP 28, será necesario triplicar la capacidad anual instalada de 117 GW en 2023 a, al menos, 320 GW para 2030, lo que permitiría alcanzar una capacidad total de alrededor de 3 TW al final de la década. Sin embargo, han sido necesarios más de 40 años para alcanzar 1 TW, y dispondremos de siete años para instalar otros 2 TW [2].

La inestabilidad macroeconómica mundial, como la inflación global, los tipos de interés elevados y la fragilidad de la cadena de suministro a raíz de conflictos como el de Rusia y Ucrania, ha afectado a la capacidad de muchos países para ampliar su infraestructura eólica. En Europa, la invasión de Ucrania ha motivado una aceleración en el desarrollo de energías renovables para mejorar su seguridad energética, priorizando las inversiones en la red e infraestructuras de transmisión [2].

#### **1.4.1. LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA**

En los últimos años, España ha implementado una ambiciosa agenda de transición ecológica, aspirando a ser uno de los países líderes de transición energética. Con más de 30 GW de potencia instalada y 1.345 parques en más de 1.053 municipios, la energía eólica fue la principal fuente de generación eléctrica en el país en 2023 [3].

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que establece la estrategia de energía y clima hasta 2030, prevé la instalación de una capacidad adicional de generación eléctrica renovable de 105 GW, alcanzando un 81% de generación eléctrica de fuentes renovables. Para 2030, se proyecta que la capacidad eólica en España alcance los 62 GW, de los cuales 3 GW corresponderán a eólica marina. Este objetivo implica un incremento de aproximadamente 4 GW de capacidad instalada cada año para lograr la meta establecida [4].

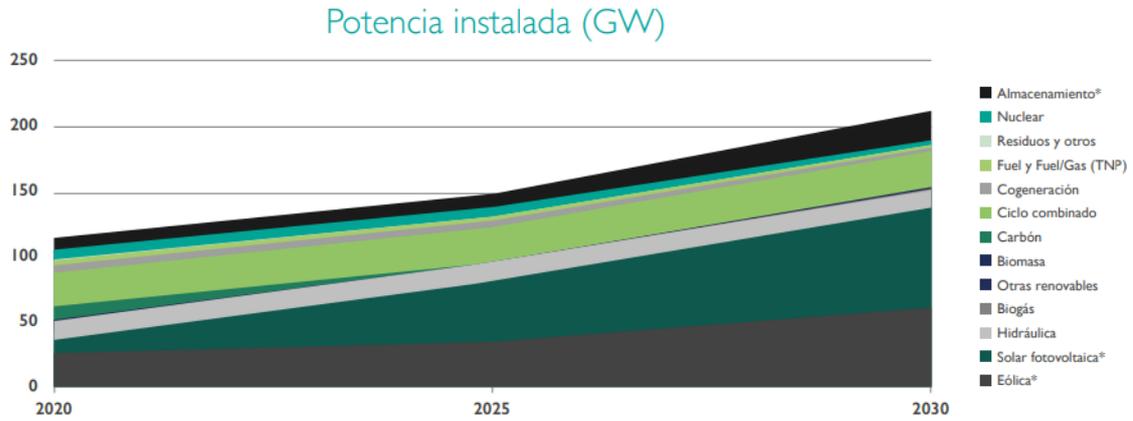


Figura 7. Proyección de potencia instalada (GW) en España (2020-2030) [4].

Considerando el crecimiento significativo de la capacidad eólica en los últimos años y las necesidades proyectadas para la próxima década, la energía eólica será fundamental en la transición energética global. En este contexto, España tiene un papel esencial, debiendo potenciar la inversión en infraestructuras eólicas, un objetivo que constituye la base de este trabajo.

## **Capítulo 2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS**

### **2.1. CONCEPTOS METEOROLÓGICOS**

#### **2.1.1. EL ORIGEN DEL VIENTO**

El viento es el fenómeno meteorológico referido al movimiento de aire respecto de la superficie de la Tierra [5]. A gran escala, el viento se genera por un calentamiento desigual de la Tierra, debido a la variación de la radiación solar con la latitud. Dicha radiación es más débil en los polos y más intensa en el ecuador, existiendo diferencias de presión atmosférica, lo que provoca el movimiento del aire dentro de la atmósfera, desde las zonas de mayor presión a las zonas de menor presión [5], [6].

Debido a la rotación de la Tierra, el viento no se mueve en línea recta, sino que, en el hemisferio norte, se desvía hacia el este en las capas altas de la atmósfera y hacia el oeste en las capas bajas, siendo al revés en el hemisferio sur. Este patrón genera celdas de circulación diferenciadas, mostradas en la Figura 8, que explican la distribución de los vientos predominantes [6].

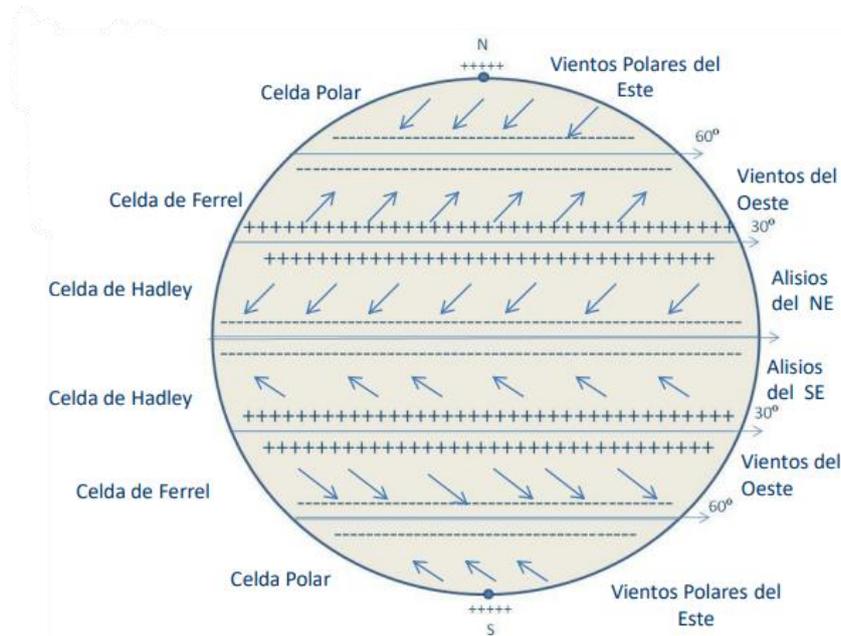
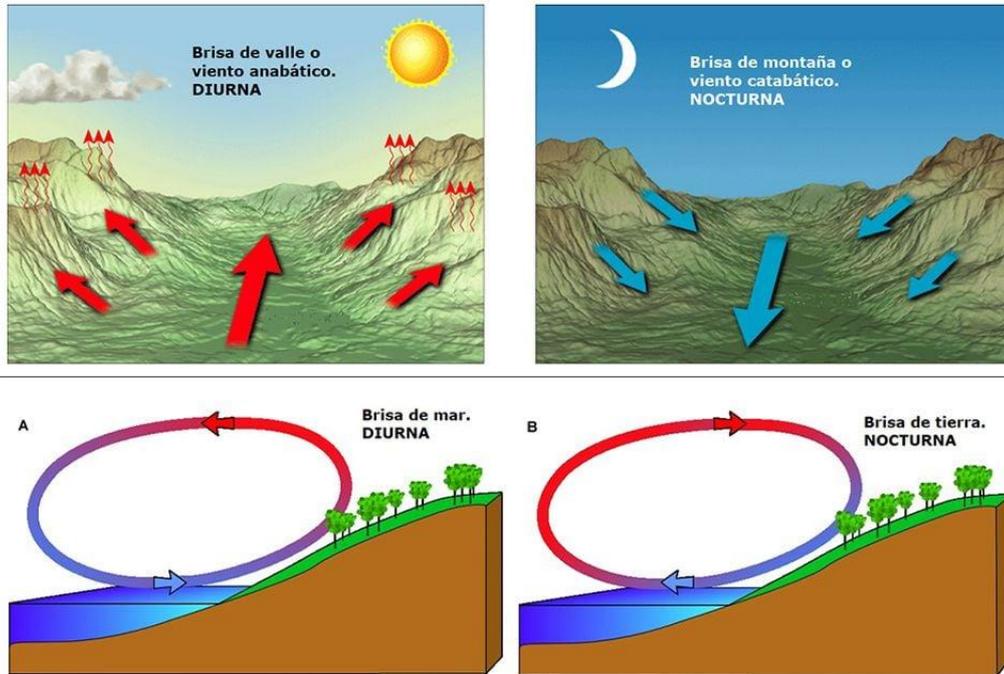


Figura 8. Circulación general de la atmósfera, celdas y vientos predominantes [6].

En la macroescala se incluyen fenómenos atmosféricos a una distancia del orden de 1000 km sobre la superficie terrestre, y el viento puede explicarse mediante el concepto de viento geostrófico. Este asume que el movimiento de aire es paralelo a las isobaras, formándose el viento por el equilibrio entre la fuerza del gradiente de presión y la fuerza de Coriolis [6]. En la atmósfera libre, el viento geostrófico es una buena aproximación al comportamiento real del viento, si se desprecian otras fuerzas menores, como el rozamiento y la fuerza centrífuga [5].

La mesoescala (orden de 100 km de distancia) está dominada por fenómenos meteorológicos regionales o locales. Los vientos generados a este nivel se ven afectados tanto por contrastes térmicos como por la orografía, y se manifiestan más intensamente cuando los vientos globales son débiles. Entre los vientos de origen térmico destacan las brisas entre el mar y la montaña, que se producen por la diferencia de temperatura entre el mar y la tierra durante el día y la noche, y las brisas de montaña y valle [6].



*Figura 9. Vientos locales térmicos [7].*

Por otro lado, factores orográficos como colinas o acantilados pueden provocar efectos de barrera o encauzamiento, generando zonas con aceleración de viento [6].

Finalmente, en la microescala (orden de 10 km de distancia), el viento se ve afectado por obstáculos pequeños, como árboles y edificios, produciéndose turbulencias [6].

### 2.1.2. RUGOSIDAD

La rugosidad del terreno actúa especialmente a alturas bajas, afectando a la velocidad del viento. A menor altura, el viento es frenado por la fricción o rozamiento con la superficie terrestre [6].

Existe una escala de rugosidades en función del tipo de terreno, medida mediante el parámetro de longitud de rugosidad  $Z_0$ , que representa la altura a la cual la velocidad del viento sería nula según una distribución logarítmica [6].



Figura 10. Escala de rugosidades del terreno [6].

El parámetro  $Z_0$  es utilizado para estimar la velocidad del viento a distintas alturas mediante la ley logarítmica de variación del viento con la altura [6].

$$\frac{U(z_2)}{U(z_1)} = \frac{\ln(z_2/z_0)}{\ln(z_1/z_0)}$$

Ecuación 1. Ley logarítmica de variación del viento con la altura [6].

Donde:

- $Z_1$ : altura 1 (m)
- $Z_2$ : altura 2 (m)
- $Z_0$ : longitud de rugosidad (m)
- $U(Z_1)$ : velocidad del viento a la altura 1 (m/s)
- $U(Z_2)$ : velocidad del viento a la altura 2 (m/s)

Esta ley logarítmica también puede expresarse en función del parámetro  $\alpha$ , coeficiente de cizalladura, el cual varía según la hora, estación, tipo de terreno, velocidad del viento y estabilidad atmosférica. Si se conocen las velocidades del viento a dos alturas,  $\alpha$  puede calcularse a partir de la ley potencial de variación del viento con la altura [6].

$$\frac{U(z_2)}{U(z_1)} = \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^\alpha$$

*Ecuación 2. Ley potencial de variación del viento con la altura [6].*

Para atmósferas neutras, suele utilizarse un valor de  $\alpha$  de 1/7 [6].

## 2.2. CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO

### 2.2.1. ENERGÍA Y POTENCIA EÓLICA

La energía eólica se define como la energía cinética contenida en el aire en movimiento, que puede ser aprovechada por el rotor de un aerogenerador. La energía cinética de una masa de aire ( $m$ ), moviéndose a una velocidad determinada ( $v$ ), viene dada por la expresión:

$$E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2$$

*Ecuación 3. Energía cinética de una masa de aire en movimiento [8].*

Si se tiene en cuenta la expresión del volumen de aire que atraviesa el rotor en un tiempo ( $t$ ), a una velocidad ( $v$ ):

$$V = A \cdot v \cdot t$$

*Ecuación 4. Volumen de aire que atraviesa el área del rotor [8].*

Y la expresión de densidad del aire:

$$\rho = \frac{m}{V}$$

*Ecuación 5. Densidad del aire [8].*

Se puede obtener la ecuación de la energía eólica disponible en un flujo de aire sobre el rotor:

$$E = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot t \cdot v^3$$

*Ecuación 6. Energía eólica disponible en un flujo de aire [8].*

Donde:

- E: energía eólica (Wh)
- $\rho$ : densidad del aire ( $\text{kg/m}^3$ )
- A: área barrida por el rotor ( $\text{m}^2$ )
- t: tiempo (h)
- v: velocidad del viento (m/s)

Dividiendo la expresión entre el tiempo, se obtiene la potencia eólica disponible (W):

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

*Ecuación 7. Potencia del viento disponible en el rotor [8].*

La Ecuación 7 indica que la potencia disponible en una masa de aire en movimiento es altamente sensible a la velocidad del viento, a estar elevada al cubo. Además, se busca generar más potencia a partir de rotores más amplios, para así aumentar el área barrida [8].

Sin embargo, no toda la potencia del viento puede ser aprovechada por un aerogenerador. Esto se debe a que la ley de conservación de la masa tiene que cumplirse. Por tanto, la potencia realmente aprovechable es solo una fracción de la potencia disponible:

$$P_a = C_p \cdot P_d$$

*Ecuación 8. Potencia aprovechable por el aerogenerador [8].*

$C_p$  es el coeficiente de potencia, que expresa la fracción de potencia capturada por el rotor y, para cada máquina, es función de la velocidad del viento. Es positivo y adimensional, y su valor máximo teórico es 0,59, dado por la ley de Betz, que establece en su teoría de la cantidad de movimiento que ningún aerogenerador puede capturar más del 59% de la energía cinética del viento. En la práctica, un aerogenerador tripala alcanza valores entre 42 y 44% [8].

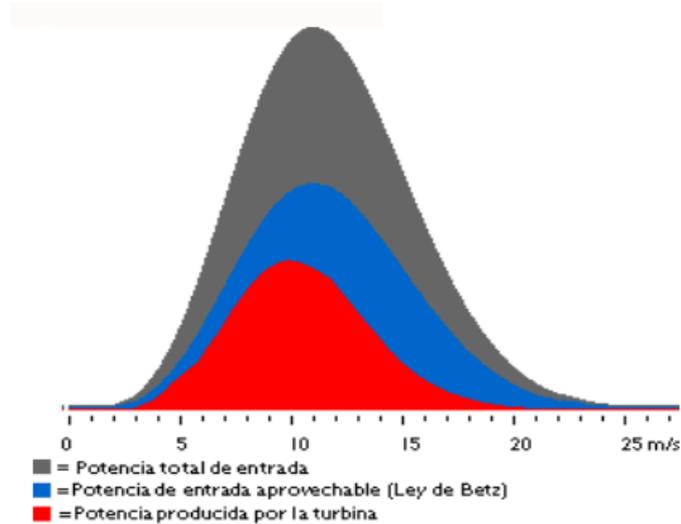


Figura 11. Aprovechamiento de la potencia eólica [8].

### 2.2.2. COEFICIENTE DE EMPUJE

Según el principio de acción y reacción, el aerogenerador ejerce sobre el viento una fuerza igual y opuesta a la que el viento ejerce sobre el rotor. Esta fuerza de empuje no solo reduce la velocidad del flujo de aire, sino que además genera una estela turbulenta aguas abajo del rotor. Cuanto mayor es la fuerza de empuje, más intensa y extensa será esta estela [8].

El grado en que el aerogenerador frena el viento se cuantifica mediante el coeficiente de empuje, definido como:

$$C_T = \frac{F}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_{hub}^2 \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4}}$$

Ecuación 9. Coeficiente de empuje [8].

Donde:

- F: fuerza de empuje ejercida por el aerogenerador (N)
- $\rho$ : densidad del aire ( $\text{kg/m}^3$ )
- $V_{hub}$ : velocidad del viento a la altura de buje (m/s)
- D: diámetro del rotor (m).

Como se puede observar en la Figura 12, a velocidades bajas, el valor del coeficiente de empuje es alto, lo que indica que se generan estelas de gran intensidad. A medida que la velocidad del viento aumenta, la fuerza que ejerce el aerogenerador sobre el viento es menor [8].

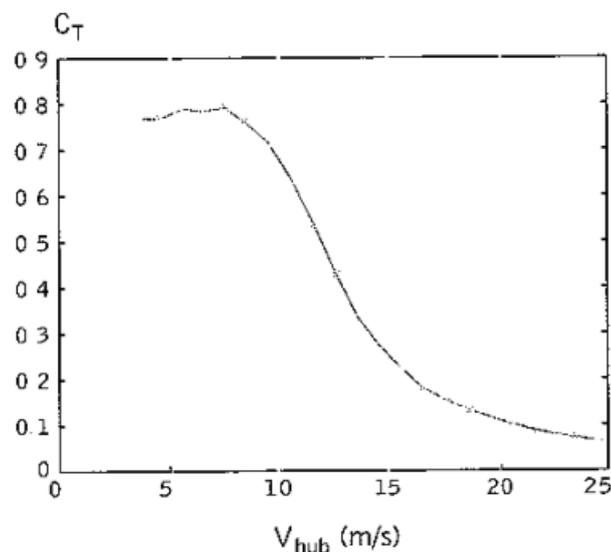


Figura 12. Evolución del coeficiente de empuje con la velocidad del viento [8].

### 2.2.3. CURVA DE POTENCIA

La curva de potencia representa la relación entre la velocidad del viento y la potencia generada por un aerogenerador. Esta curva, determinada por el diseño y la tecnología de la máquina, permite conocer el rendimiento esperado en función de las condiciones del viento. En ella se identifican tres puntos clave. La velocidad de arranque o cut-in es la mínima velocidad del viento, generalmente entre 3 y 4 m/s, a partir de la cual el aerogenerador comienza a generar energía. La velocidad nominal, normalmente entre 10 y 12 m/s, corresponde a aquella en la que el aerogenerador alcanza su potencia máxima nominal. Finalmente, la velocidad de parada o cut-out se suele situar entre los 20 y 25 m/s y marca el punto a partir del cual la máquina detiene su funcionamiento para protegerse de vientos excesivos. En la práctica, el aerogenerador opera la mayor parte del tiempo en régimen de

carga parcial, es decir, generando una potencia inferior a la nominal, ya que las condiciones ideales de viento no se presentan de forma continua [8].

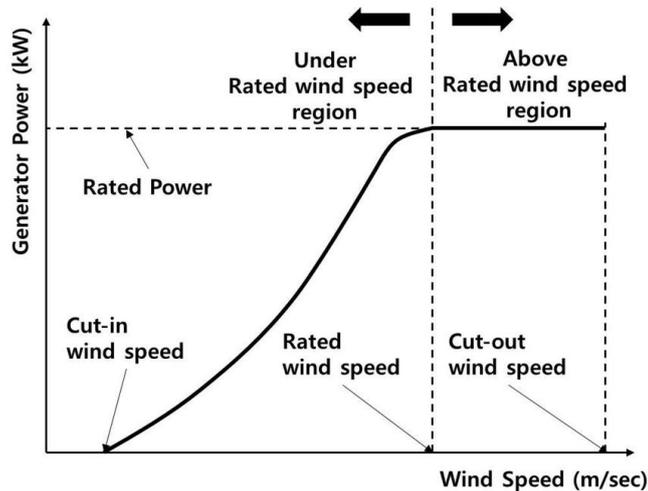


Figura 13. Curva de potencia típica de un aerogenerador.

### 2.3. FUNCIONAMIENTO Y COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR

Como se mencionó anteriormente, para poder transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica, un aerogenerador está compuesto por diferentes elementos clave. En la siguiente figura se muestra un esquema de las partes principales de un aerogenerador de eje horizontal.

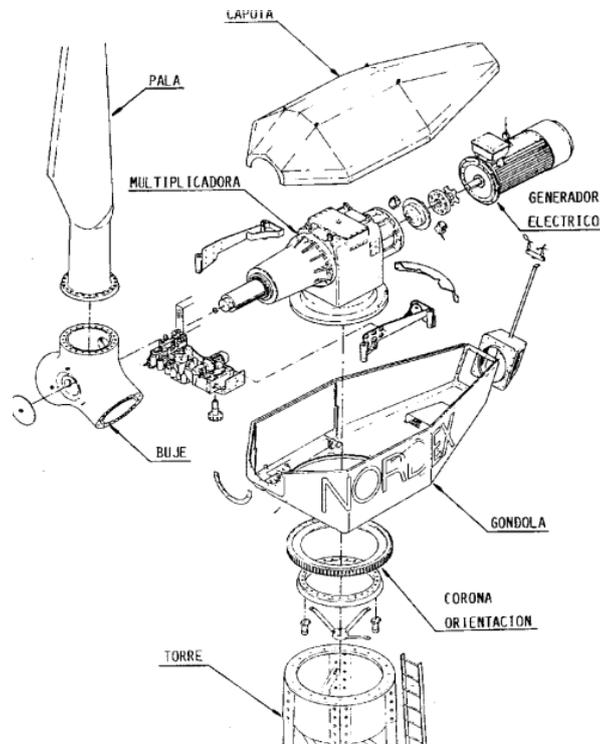


Figura 14. Equipos principales de un aerogenerador de eje horizontal [9].

### 2.3.1. ROTOR

El rotor es el primer componente encargado de captar la energía del viento. Está formado por el buje y las palas, y su función principal es convertir la energía cinética del aire en energía mecánica de rotación. Esta rotación se transmite a un eje de baja velocidad, que luego se conecta a un multiplicador que aumenta la velocidad hasta unas 1500 revoluciones por minuto, adecuadas para el generador eléctrico [9].

Según la orientación del eje de rotación, los rotores pueden ser de eje horizontal, los más comunes, o de eje vertical. Los aerogeneradores de eje horizontal se clasifican además por el número de palas en monopala, bipala y tripala. Los monopala y bipala son más fáciles de instalar, más baratos y giran a mayor velocidad (la velocidad del rotor es inversamente proporcional al número de palas). Sin embargo, presentan problemas estructurales, mayor complejidad de control, más ruido y por eso no se usan comercialmente. Los tripala son los

más utilizados a nivel mundial por su equilibrio entre eficiencia, estabilidad y bajo nivel de ruido [9].

Por otro lado, el rotor puede colocarse en dos posiciones: barlovento y sotavento. A barlovento, el rotor está colocado de cara al viento, lo que evita el efecto sombra, que ocurre cuando el viento choca primero con la torre y pierde velocidad, afectando negativamente al flujo que llega a las palas. La desventaja es que necesita un sistema de orientación activo para mantener el rotor siempre perpendicular al viento. A sotavento, el viento pasa primero por la torre y luego por el rotor. Este diseño no requiere orientación activa, pero sufre fluctuaciones de potencia y fatiga de materiales por el efecto sombra [9].

Actualmente, la gran mayoría de aerogeneradores instalados en el mundo son de tres palas y están colocados a barlovento de la torre [9].

### **2.3.2. GENERADOR**

El generador eléctrico convierte la energía mecánica de rotación en energía eléctrica en baja tensión, normalmente entre 400 y 700 V. Está conectado al eje de alta velocidad, a la salida del multiplicador. Si el aerogenerador se conecta a la red eléctrica, será necesario un transformador elevador que aumente la tensión al nivel adecuado para la red [9].

El sistema generador incluye varios elementos importantes: freno de emergencia, que detiene el rotor en situaciones peligrosas; frenos aerodinámicos, que actúan sobre las palas; sistema de orientación, que posiciona el rotor respecto al viento; y electrónica de control para gestionar el funcionamiento de la turbina [9].

Todos estos componentes mecánicos y eléctricos se encuentran alojados en una estructura en la parte superior de la torre del aerogenerador, detrás del rotor, conocida como góndola. Ésta actúa como carcasa protectora frente a viento, lluvia, o cambios de temperatura, y suele tener acceso interior para realizar tareas de mantenimiento, accediendo desde dentro de la torre por escaleras o ascensores [9].

Por otro lado, existen varios tipos de generador:

- Generador síncrono: se conecta a través de un convertidor de frecuencia, lo que permite trabajar a velocidad variable y controlar la potencia reactiva que se entrega a la red. Hoy en día se usa con frecuencia el síncrono con imanes permanentes, ya que mejora la eficiencia y no necesita alimentación externa para su excitación [9].
- Generador asíncrono (de inducción): tradicionalmente fue el más utilizado por ser robusto, de mantenimiento sencillo y más barato. Permite variaciones pequeñas de velocidad, pero necesita estar conectado a la red para su excitación [9].

### **2.3.3. TORRE**

La torre tiene la función de elevar el rotor y la góndola a una altura donde el viento presenta mayor velocidad y menor turbulencia, lo que mejora el rendimiento energético del aerogenerador. A mayor altura, se consigue una mayor producción de energía debido a que el viento es más fuerte y estable, aunque esto también implica un incremento en el coste y en la dificultad de instalación y mantenimiento [9].

Existen varios tipos de torres. En primer lugar, la torre de celosía de acero es una opción económica, aunque menos estética y más compleja de montar. La torre tubular de acero es la más utilizada en la actualidad por su robustez y mejor apariencia. La torre tubular de hormigón es adecuada para alcanzar grandes alturas, y por último, las torres mixtas, que combinan acero y hormigón, aprovechan las ventajas estructurales de ambos materiales [9].

## **Capítulo 3. ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO**

El objetivo de este capítulo es definir la ubicación óptima para el parque eólico. En el Anexo I se detallará el estudio de tres emplazamientos potenciales y se seleccionará la mejor alternativa en base a una serie de criterios. A continuación, se describen brevemente las características principales del emplazamiento elegido y la disposición prevista de los aerogeneradores dentro del parque.

### **3.1. EMPLAZAMIENTO ESCOGIDO**

El emplazamiento escogido se encuentra en la provincia de Soria, en el municipio de Escobosa del Almazán. La velocidad media del viento a 100 metros de altura en la zona es de aproximadamente 7,5 m/s, lo que representa un recurso eólico favorable para la generación de energía. El terreno se caracteriza por una topografía elevada y ligeramente ondulada, con una altitud media en torno a los 1150 metros. La vegetación es escasa, con pequeños grupos de encinas que no interfieren directamente con la superficie disponible. No obstante, se tendrá en cuenta la proximidad a los quejigares y encinares del entorno para evitar impactos ambientales negativos. La composición del terreno indica una base geológica relativamente firme y estable, adecuada para la cimentación de aerogeneradores. Además, el emplazamiento se encuentra situado a 16 km de la subestación eléctrica de Almazán, a la cual ya están conectadas otras infraestructuras similares, como el parque eólico Tarayuela. Por tanto, el emplazamiento seleccionado presenta condiciones óptimas tanto por su recurso eólico como por su viabilidad técnica y ambiental.



*Figura 15. Localización del emplazamiento escogido [10].*

### 3.2. LOCALIZACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

Según el estudio del viento en el emplazamiento incluido en el Anexo I, la dirección predominante del viento es hacia el oeste. Este resultado será verificado y detallado en el Análisis estadístico del recurso eólico, en un análisis en profundidad del recurso eólico disponible. Con el objetivo de maximizar la captación de energía, los aerogeneradores se han colocado perpendicularmente a la dirección predominante del viento, en este caso, en una orientación norte-sur, lo que permite optimizar el rendimiento del parque eólico.

En cuanto a la distribución de los aerogeneradores en el emplazamiento, se han seguido una serie de criterios con el fin de reducir las turbulencias por estela y garantizar la seguridad de las infraestructuras cercanas. Por un lado, se ha establecido una separación entre aerogeneradores de entre 2 y 4 veces el diámetro del rotor, es decir, entre 340 y 680 m:

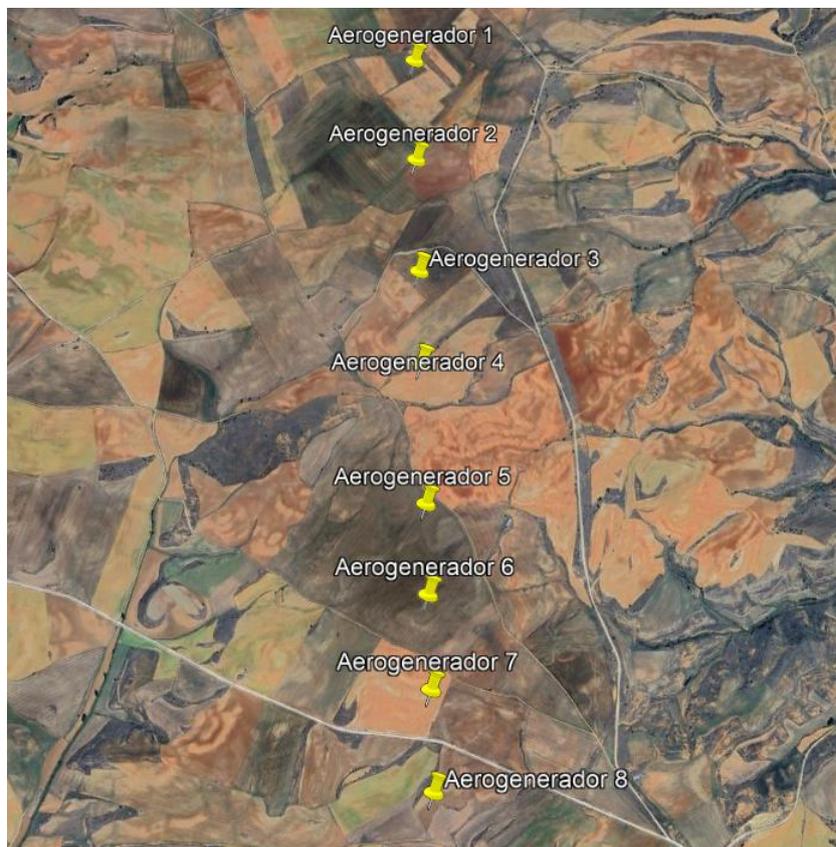
$$\begin{aligned} \text{Separación aerogeneradores} &= [2 \cdot D_{\text{rotor}}, 4 \cdot D_{\text{rotor}}] = [2 \cdot 170, 4 \cdot 170] \text{ m} \\ &= [340, 680] \text{ m} \end{aligned}$$

Además, se ha considerado la distancia mínima a mantener respecto de infraestructuras como carreteras y líneas eléctricas, la cual debe ser de al menos 1,5 veces la altura máxima del

aerogenerador. Dado que la altura de buje es de aproximadamente 120 m y el rotor tiene un diámetro aproximado de 170 m, la distancia mínima a carreteras o líneas eléctricas será:

$$\begin{aligned} \text{Distancia mínima a infraestructuras} &= 1,5 \cdot H_{max} = 1,5 \cdot \left(120 + \frac{170}{2}\right) m \\ &= 307,5 m \end{aligned}$$

La localización final de los aerogeneradores teniendo en cuenta estos criterios se muestra en la Figura 16.



*Figura 16. Localización de los aerogeneradores en el emplazamiento escogido [10].*

Por otro lado, la Tabla 1 muestra las coordenadas proyectadas UTM de los aerogeneradores situados en el emplazamiento.

Aerogeneradores	X UTM [m E]	Y UTM [m N]
Aerogenerador 1	556443,2	4595192,0
Aerogenerador 2	556459,8	4594691,0
Aerogenerador 3	556481,2	4594142,0
Aerogenerador 4	556497,2	4593700,0
Aerogenerador 5	556527,1	4593051,0
Aerogenerador 6	556542,2	4592644,0
Aerogenerador 7	556560,6	4592231,0
Aerogenerador 8	556577,1	4591795,0

*Tabla 1. Coordenadas UTM de los aerogeneradores del parque eólico [10].*

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

### **EÓLICO**

Una vez elegido el emplazamiento conforme a los criterios establecidos, se verificará que éste cuenta con un recurso eólico suficiente y de calidad. Para ello, se analizarán datos estadísticos reales del viento, para confirmar que el lugar seleccionado es adecuado para la instalación de aerogeneradores.

En este caso, los datos de viento han sido proporcionados por la empresa Vortex [11], y corresponden a unas coordenadas concretas situadas en el centro del emplazamiento, coincidiendo con la ubicación del aerogenerador 4 según la Tabla 1. Esta información se ha obtenido en forma de una serie temporal de 11 años, con registros horarios que incluyen variables como velocidad y dirección del viento, temperatura, densidad del aire y presión atmosférica, a dos alturas: 120 metros y 150 metros sobre el nivel del suelo. Se han seleccionado específicamente, ya que 120 m es la altura de buje de los aerogeneradores previstos, y 150 m permite mejorar la estimación del perfil vertical del viento y calcular parámetros como la cizalladura.

El estudio de estos datos se ha realizado mediante el software Windographer [12], que permite llevar a cabo un análisis estadístico detallado y obtener visualizaciones descriptivas del recurso eólico.

En la Figura 17 se muestran los datos introducidos en Windographer, correspondientes a las mediciones a 120 m y 150 m de altura. En muchos de los análisis posteriores se ha considerado únicamente la altura de 120 m, por ser la que coincide con el buje de los aerogeneradores que se instalarán en el parque.

Label	Units	Color	Height	Mean	Min	Max
YYYY				2,017	2,014	2,025
MM				6.44	1	12
DD				15.7	1	31
Velocidad120	m/s		120 m	7.62	0	27.3
Direccion120	°		120 m	286	0	360
Temperatura 120	°C			10.4	-8.2	32.6
Densidad120	k/m3			1.08	1	1.15
Presion 120	hPa			877	845	900
RiNumber120				-3.39	-52,087	38,776
HumedadRelativa 120	%			70.5	4.7	100
RMOL120	1/m			0.0287	-0.0847	1,120
Velocidad150	m/s		150 m	7.96	0	28.6
Direccion150	°		150 m	285	0	360
Temperatura 150	°C			10.3	-8.4	32.4
Densidad150	k/m3			1.08	1	1.15
Presion 150	hPa			874	842	896
RiNumber150				-0.0547	-289,...	214,7...
HumedadRelativa 150	%			69.9	3.2	100
RMOL150	1/m			0.0287	-0.0847	1,120

*Figura 17. Datos de viento introducidos en Windographer [12].*

#### 4.1. DATOS DE VELOCIDAD

En primer lugar, se ha analizado la velocidad media del viento. La Figura 18 muestra la serie temporal completa de la velocidad media registrada a 120 y 150 metros de altura. Esta serie incluye todos los datos proporcionados por Vortex, comenzando en enero de 2014 y finalizando en marzo de 2025.

Se observa que ambas alturas tienen una evolución similar, con las mismas tendencias de aumento y disminución de velocidad a lo largo del tiempo. Como cabría esperar según la ley potencial de variación del viento con la altura (Ecuación 2), la velocidad media del anemómetro a mayor altura es un poco más alta.

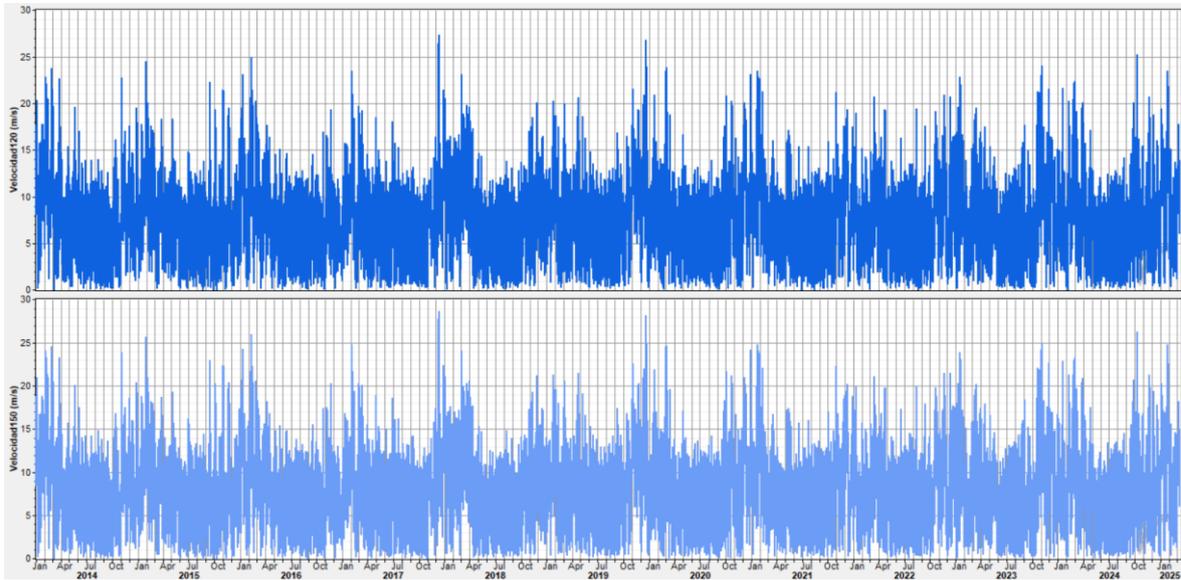


Figura 18. Serie temporal completa de velocidades medias a 120 y 150 m [12].

Para conocer con mayor detalle la variabilidad de la velocidad media del viento, se ha analizado el perfil estacional, que representa la velocidad media para cada mes del año. En la Figura 19 se puede observar que se alcanzan velocidades más altas en los meses de invierno, destacando enero como el mes con mayor velocidad media, mientras que agosto presenta los valores más bajos del año.

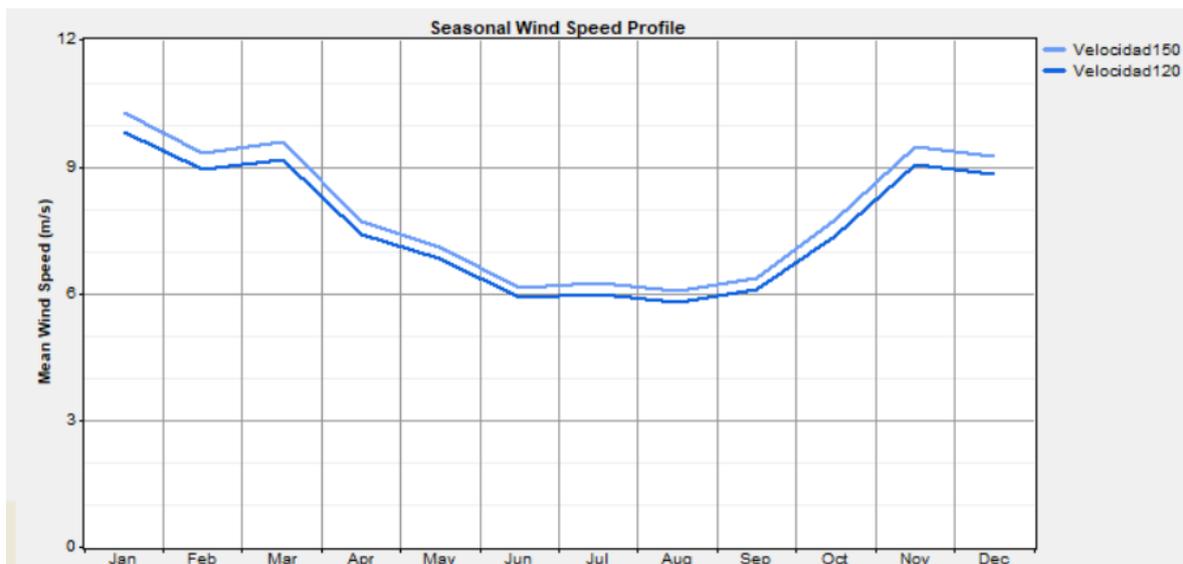
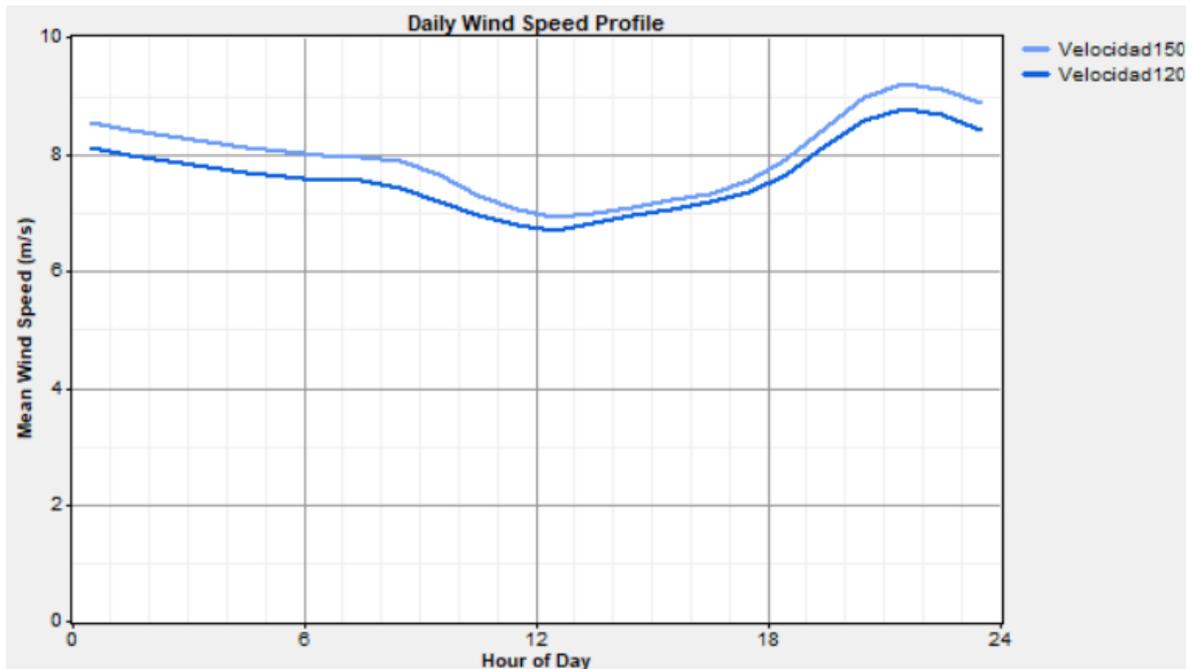


Figura 19. Perfil estacional de la velocidad media del viento a 120 y 150 m [12].

También puede analizarse la velocidad media del viento para cada hora del día. Para una altura de buje de 120 metros, la velocidad media oscila entre 6,7 m/s a las 12:00 y 8,8 m/s a las 21:00.



*Figura 20. Velocidad media del viento para cada hora del día a 120 y 150 m [12].*

Por último, se puede analizar conjuntamente el perfil diario y su variabilidad con el mes del año. En la Figura 21 se observa un patrón horario claramente estacional, con grandes diferencias entre los meses de invierno y verano.

En invierno, la velocidad media del viento se mantiene más constante a lo largo del día, con valores más elevados y poca variación horaria. En cambio, en verano existen grandes variaciones de velocidad, alcanzándose velocidades mínimas durante las horas centrales del día, y máximas entre las 20:00 y las 23:00.

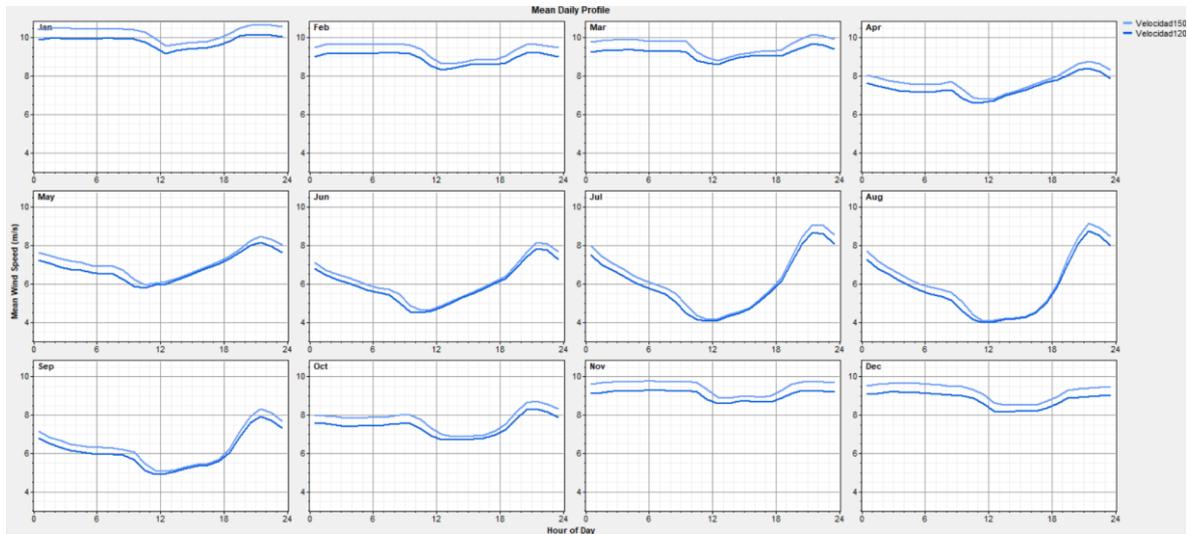


Figura 21. Distribución diaria de la velocidad media del viento para cada mes a 120 y 150 m [12].

## 4.2. VARIACIÓN DEL VIENTO CON LA ALTURA

Como se mencionó anteriormente, el viento varía con la altura siguiendo la ley logarítmica (Ecuación 1), o alternativamente, la ley potencial (Ecuación 2). Ésta se puede observar en la Figura 22 para el emplazamiento analizado.

Conociendo la velocidad del viento en dos alturas diferentes, el programa permite estimar el coeficiente de cizalladura  $\alpha$ . En este caso, el valor de  $\alpha$  obtenido es de 0,197. La Figura 23 muestra también la variación mensual de este coeficiente, que oscila entre 0,16 y 0,21.

Este comportamiento refleja que  $\alpha$  no es un valor constante, y depende de múltiples factores como la hora del día, la estación del año, las condiciones de estabilidad atmosférica o la rugosidad del terreno.

Un valor de 0,197 se considera moderadamente alto, ya que en condiciones neutras y sobre terreno llano suele utilizarse el valor estándar de 1/7. Por tanto, esto sugiere la presencia de una mayor rugosidad del terreno.

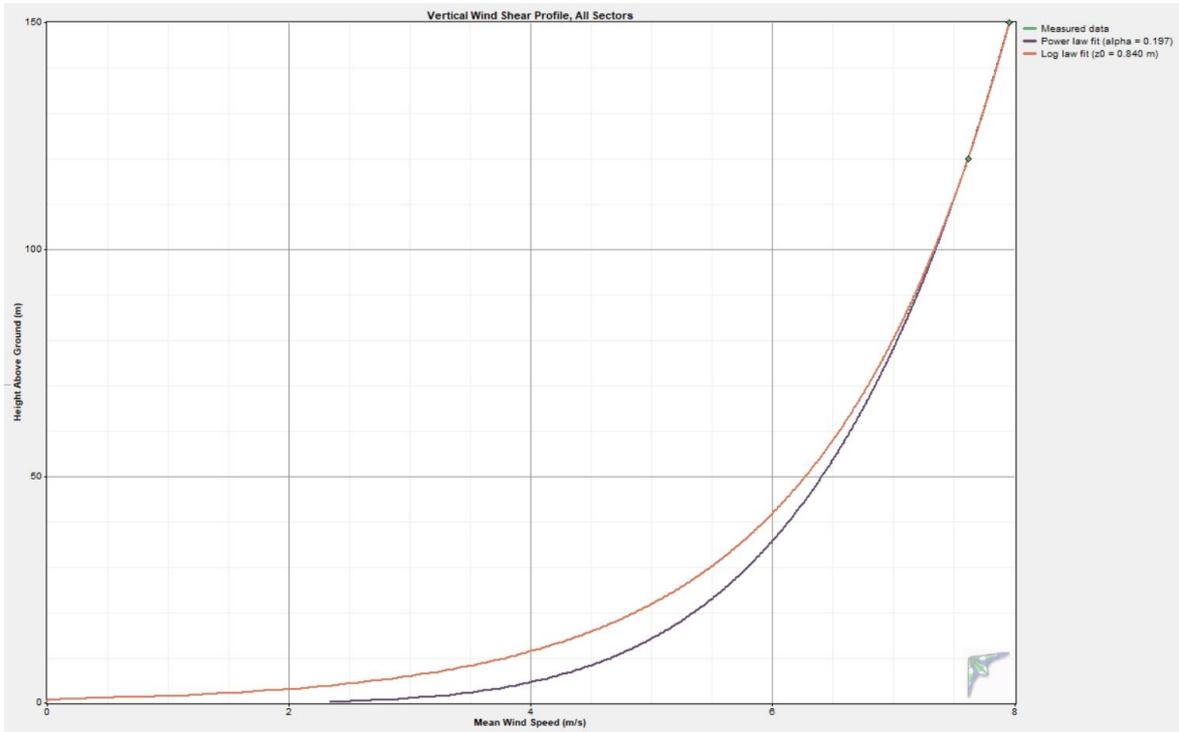


Figura 22. Variación de la velocidad media del viento con la altura en el emplazamiento [12].

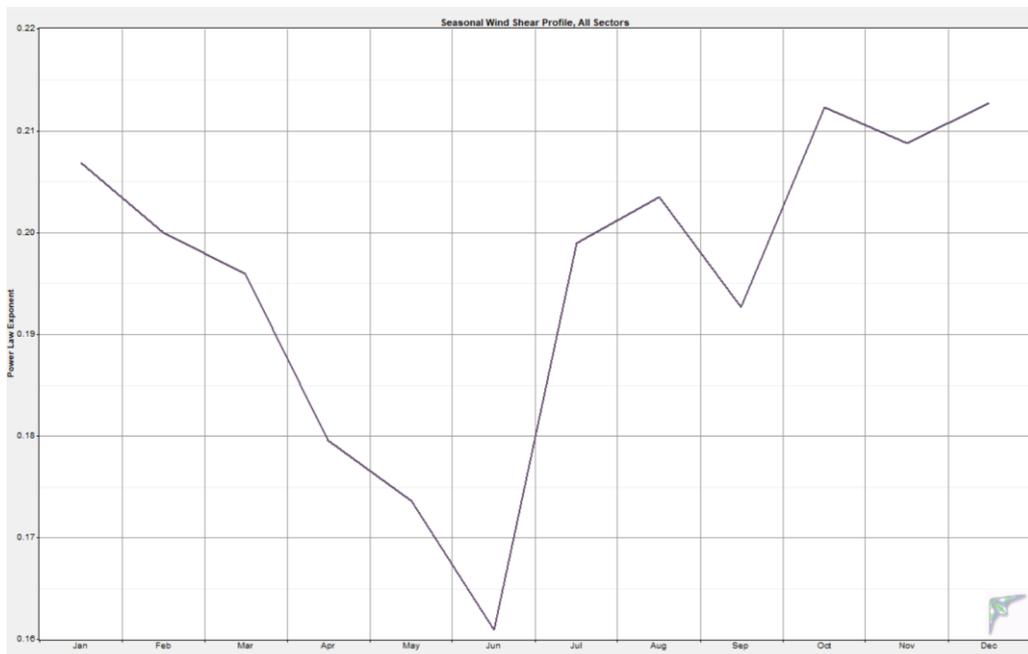


Figura 23. Variación del coeficiente de cizalladura según el mes [12].

### 4.3. ROSA DE LOS VIENTOS

El análisis del recurso eólico requiere conocer la dirección predominante del viento, su frecuencia y velocidad. Para ello se puede utilizar la rosa de los vientos, una representación gráfica de cómo varía el viento en función de la dirección. La rosa de los vientos puede incorporar diferentes variables asociadas, como frecuencia, velocidad o energía. Para este estudio, se han generado tres tipos de rosa utilizando los datos registrados por el anemómetro a 120 metros de altura.

En primer lugar, se ha obtenido la rosa de frecuencia. Ésta muestra las direcciones desde las cuales se registra mayor presencia del viento porcentualmente. En la Figura 24 se observa que la dirección en la que el viento se registra con más frecuencia es 270°.

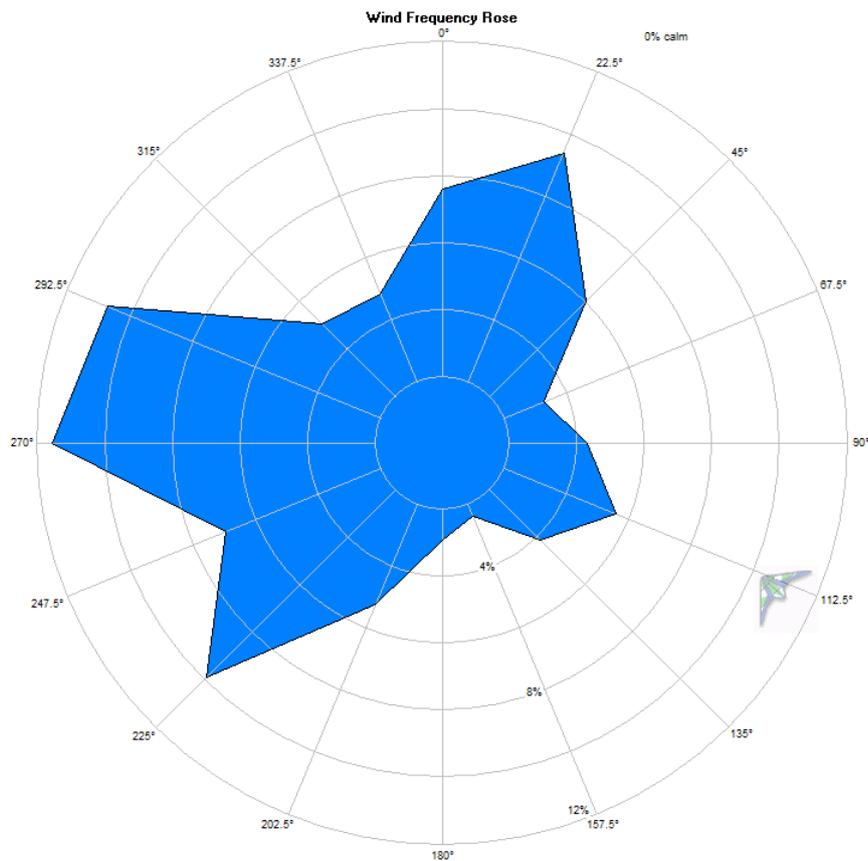
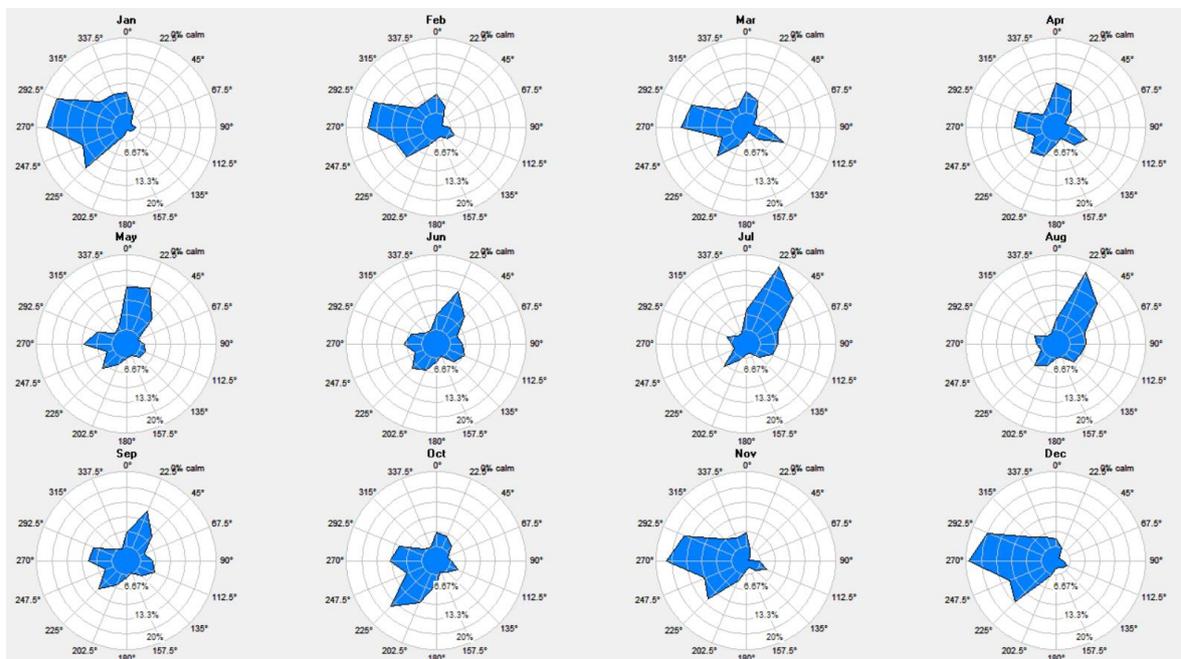


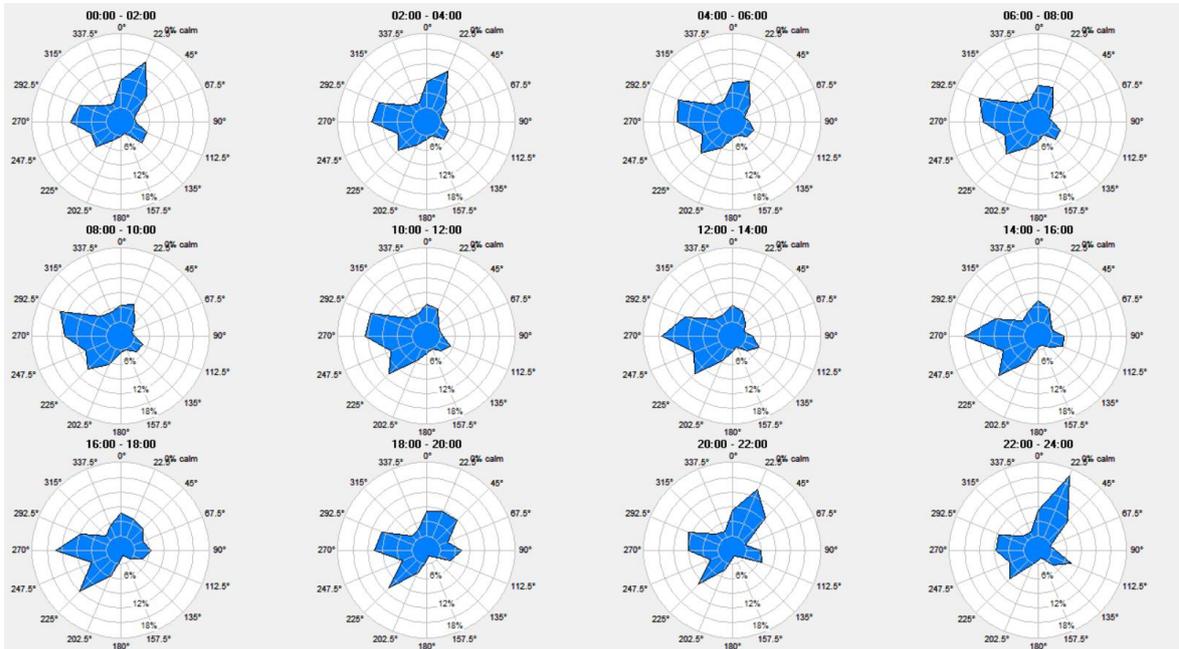
Figura 24. Rosa de los vientos de frecuencia a 120 m [12].

Aunque la rosa de frecuencia anual indica que la dirección predominante del viento es  $270^\circ$ , al analizar los datos por meses del año y por horas del día (Figura 25 y Figura 26), se observa que la dirección predominante no es siempre  $270^\circ$ , existe mayor variabilidad.

De noviembre a marzo el viento sopla principalmente desde el oeste ( $270^\circ$ ), mientras que de abril a octubre la dirección predominante es  $22,5^\circ$ . Algo similar ocurre según la hora, ya que durante la mañana tardía y primera parte de la tarde es más frecuente el viento en dirección  $270^\circ$ , pero en otras horas tiende a los  $22,5^\circ$ .

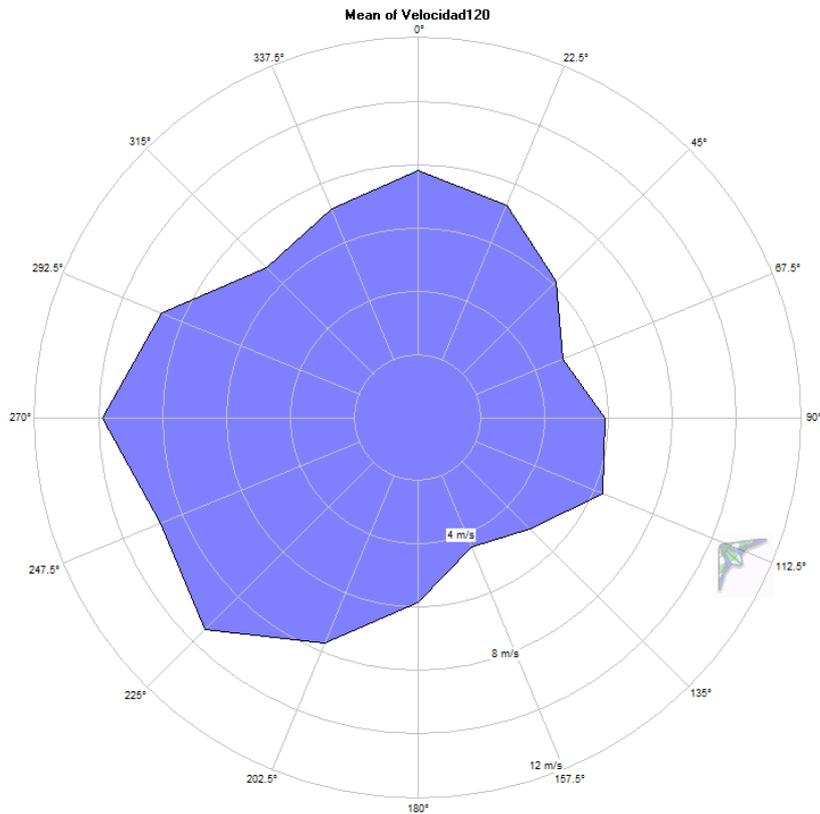


*Figura 25. Rosa de los vientos de frecuencia para cada mes del año a 120 m [12].*



*Figura 26. Rosa de los vientos de frecuencia para cada hora del día a 120 m [12].*

Sin embargo, aunque la dirección del viento cambie a lo largo del año y del día, no es suficiente con mirar la frecuencia. También es importante tener en cuenta la velocidad media del viento en cada dirección, ya que no todas las direcciones aportan la misma cantidad de energía, por lo que se ha obtenido la rosa de velocidad.



*Figura 27. Rosa de los vientos de velocidad a 120 m [12].*

En la Figura 27 se puede ver que la velocidad media más alta se alcanza también en la dirección 270°, lo que es bueno, ya que será la dirección, como se verá más adelante, que mayor potencial de generación de energía presentará.

En la Figura 28 y Figura 29 se aprecia una variabilidad significativa en la velocidad media del viento tanto a lo largo del año como durante el día. En los meses de invierno las velocidades medias son mayores respecto al resto del año, lo que implica un mayor recurso eólico disponible en ese periodo. A lo largo del día, se observa que las velocidades más altas tienden a registrarse durante la noche y las primeras horas de la mañana, mientras que durante las horas centrales del día el viento suele ser menos intenso.

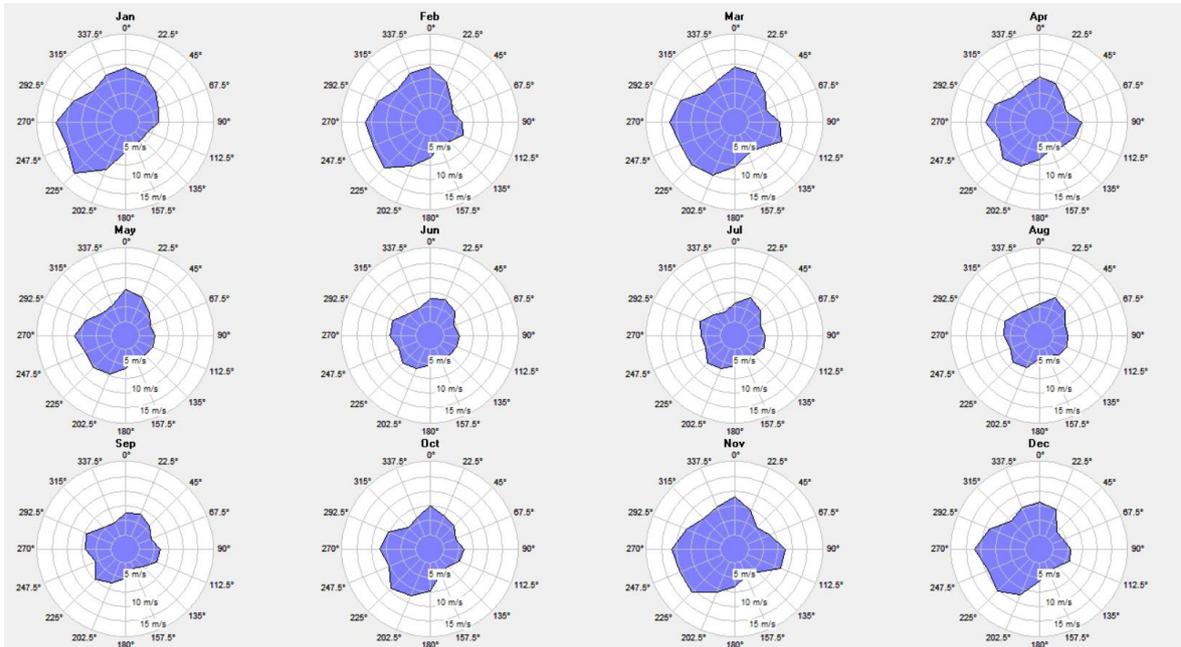


Figura 28. Rosa de los vientos de velocidad para cada mes del año a 120 m [12].

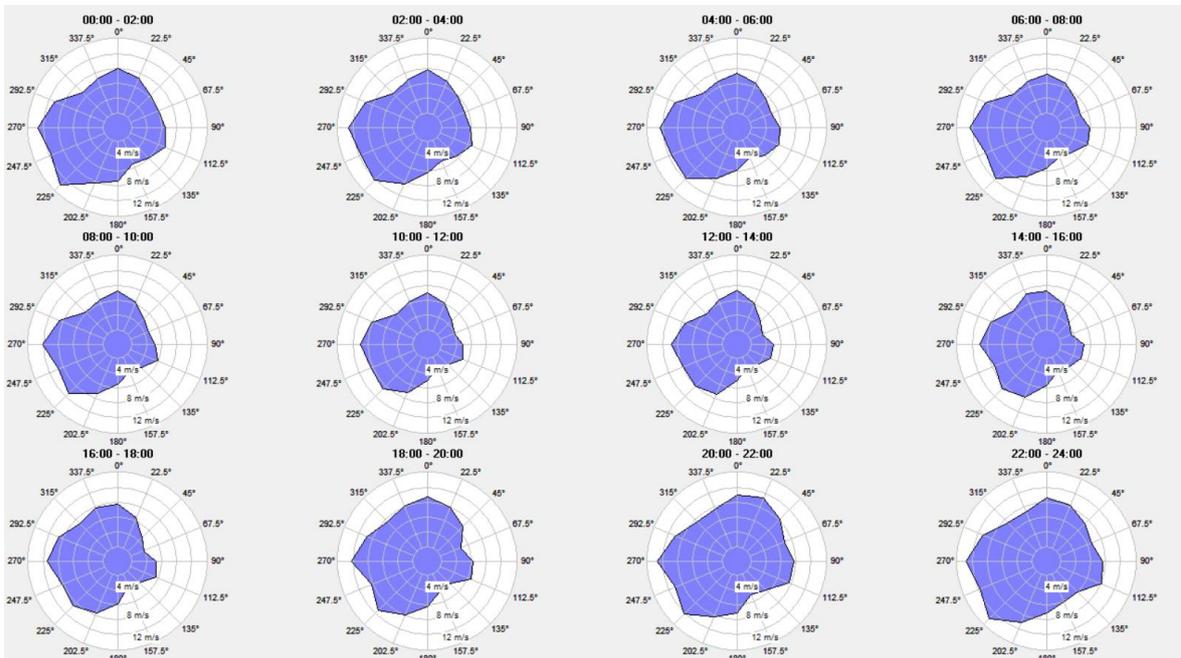
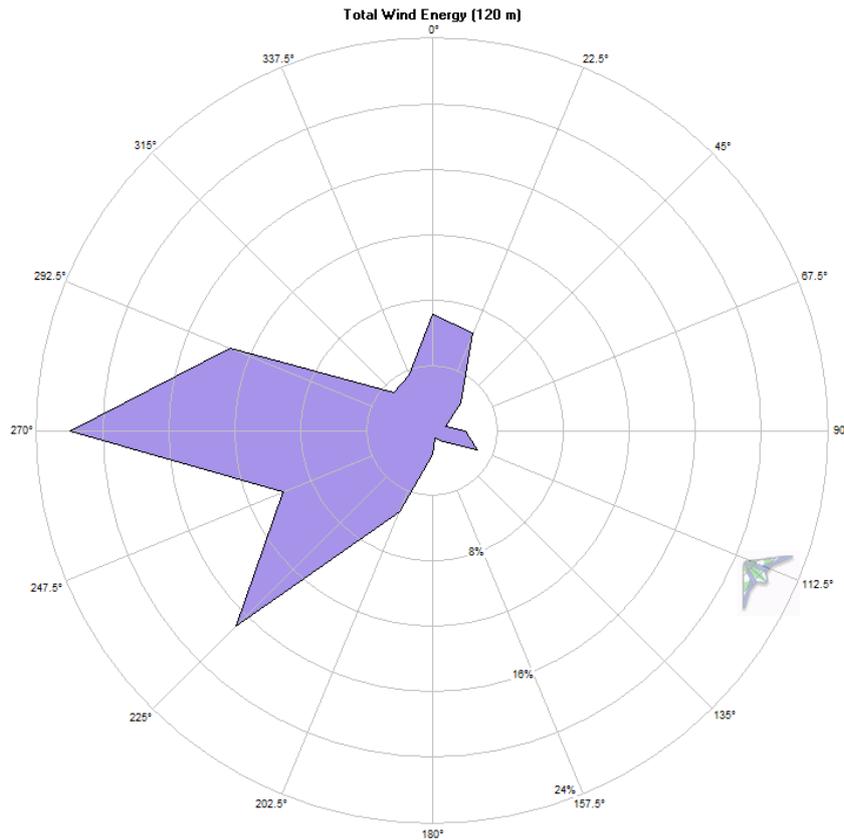


Figura 29. Rosa de los vientos de velocidad para cada hora del día a 120 m [12].

Por último, se ha generado la rosa de energía, que muestra la energía eólica aportada por cada dirección. Para ello, integra tanto la frecuencia como la velocidad, por lo que resulta la

más completa para identificar las direcciones más productivas y determinar la orientación óptima de los aerogeneradores, los cuales se colocarán perpendiculares a la dirección de mayor aporte energético.



Como era de esperar tras el análisis conjunto de frecuencia y velocidad, la dirección de mayor aporte energético es 270°, lo que confirma su relevancia para la orientación óptima de los aerogeneradores.

No obstante, es importante destacar que, entre los meses de junio y octubre, esta orientación podría no ser tan eficiente, ya que en ese periodo la mayor energía se obtiene desde 22,5° o 225°. Sin embargo, al analizar la distribución horaria, el mayor aporte energético sí que se mantiene a 270° durante todo el día.

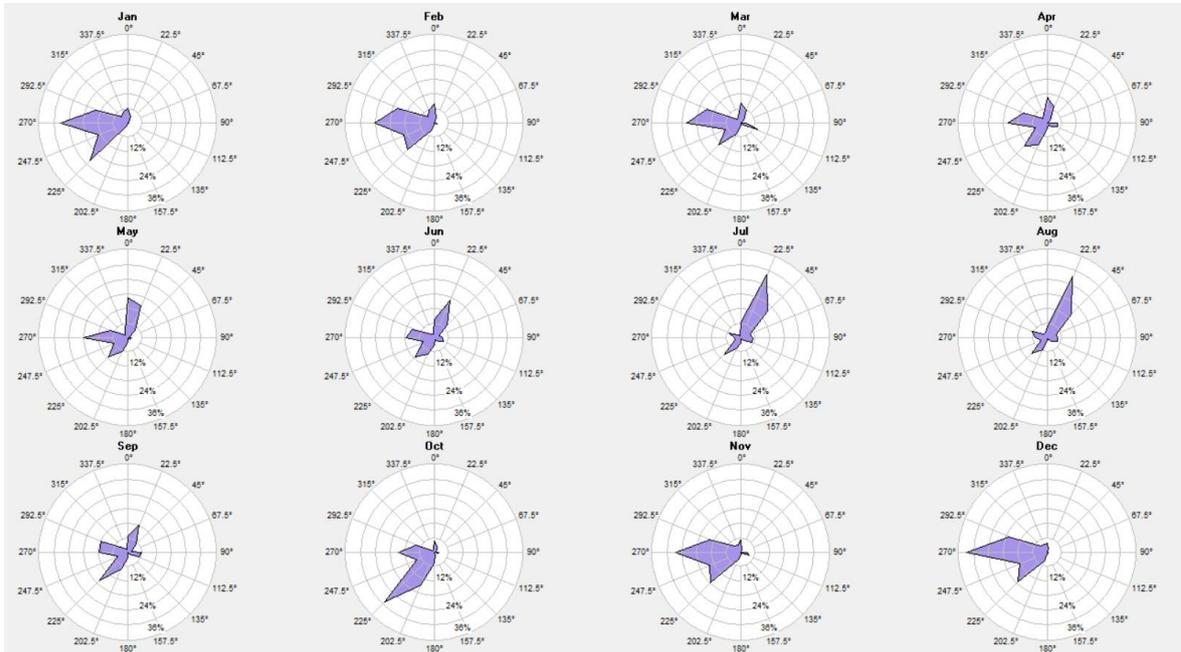


Figura 31. Rosa de los vientos de energía para cada mes del año a 120 m [12].

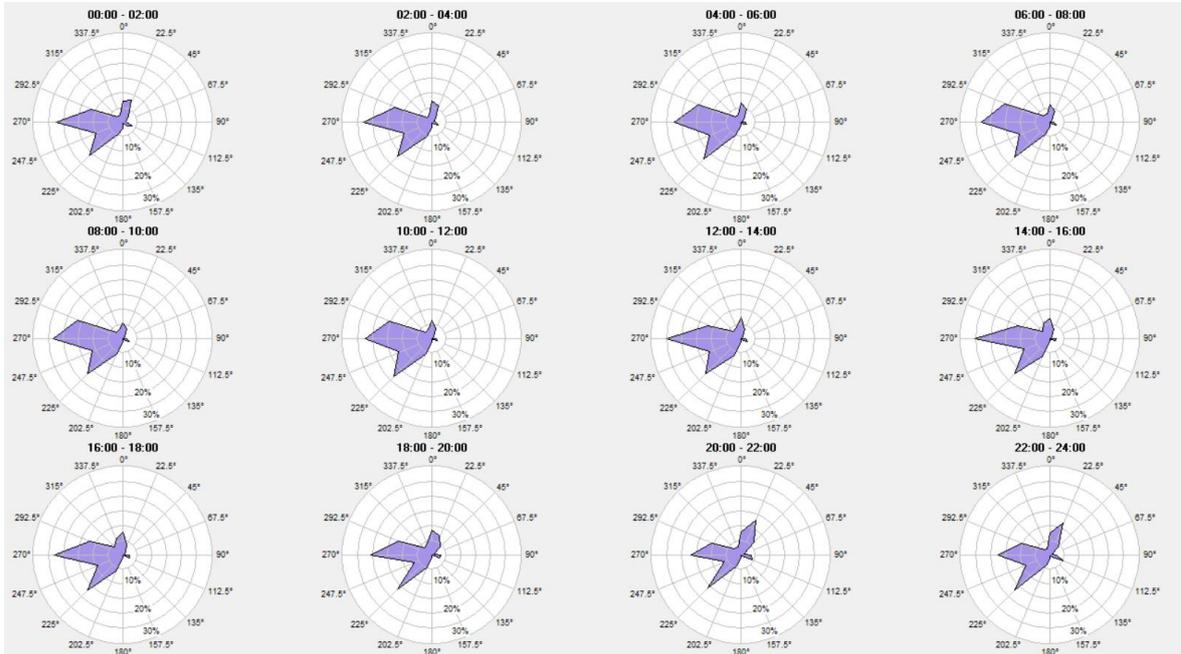


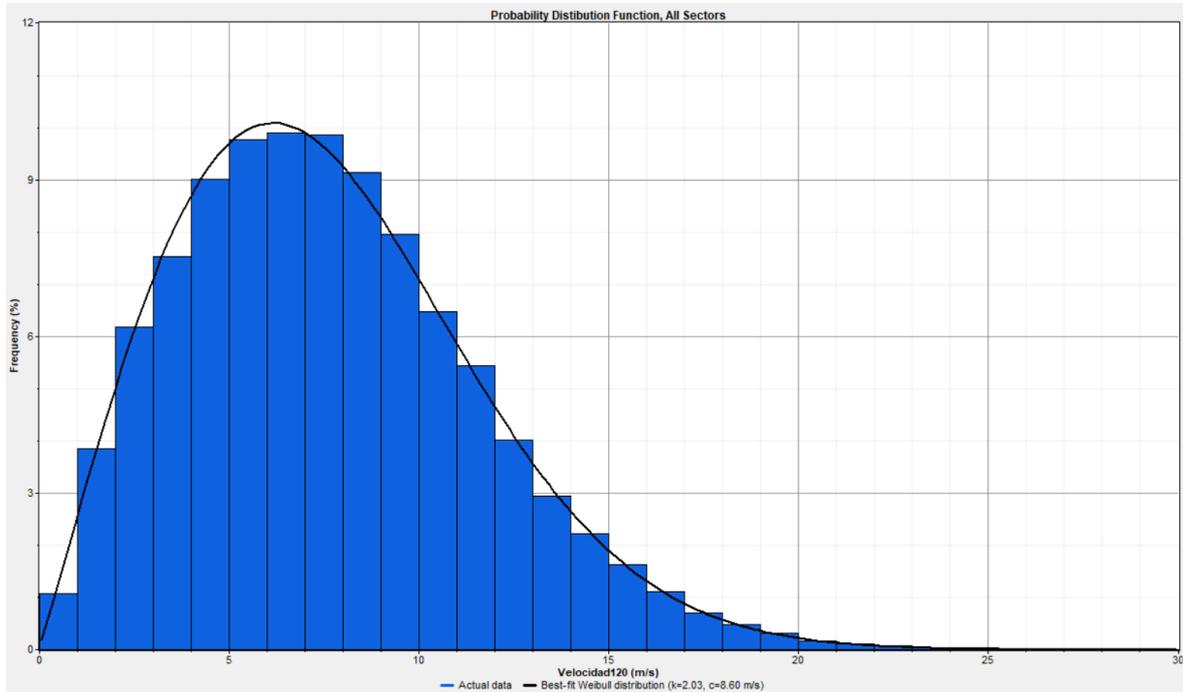
Figura 32. Rosa de los vientos de energía para cada hora del día a 120 m [12].

#### **4.4. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL**

La distribución de Weibull es una distribución de probabilidad muy utilizada en el análisis del recurso eólico, ya que describe de forma detallada la variabilidad de la velocidad del viento. En este caso, se ha aplicado a los datos registrados a 120 metros de altura, representando la probabilidad de que la velocidad del viento se sitúe dentro de intervalos de 1 m/s.

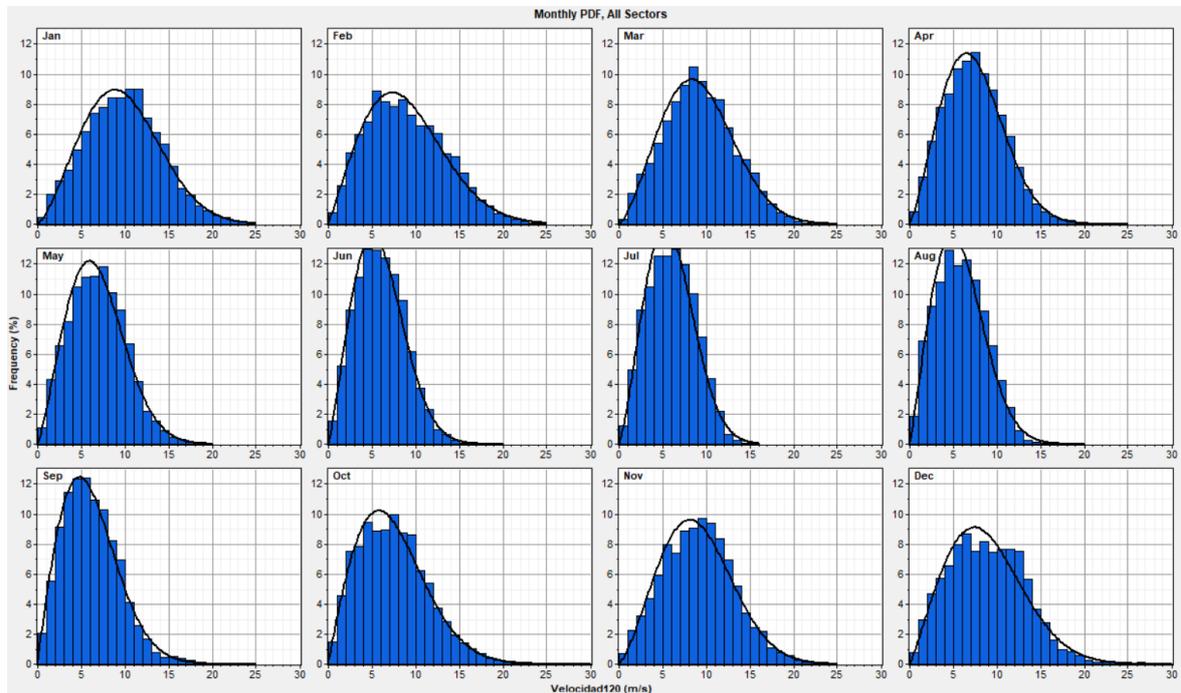
Como se puede observar en la Figura 33, la curva es asimétrica con el máximo desplazado hacia la izquierda, lo que indica que es más probable encontrar velocidades moderadas o bajas que velocidades altas. El modelo se ajusta bien a los datos reales, ya que hay bastante coincidencia entre el histograma y la curva teórica.

La distribución se define mediante dos parámetros. El parámetro de forma,  $k$ , determina la forma general de la curva. Un valor de 3 correspondería a una distribución normal, por lo que el valor obtenido, de 2,03, indica una asimetría hacia la izquierda. El parámetro de escala,  $c$ , está relacionado con la anchura de la distribución y con la energía disponible. Además, aproximadamente el 63,2 % de las velocidades registradas son inferiores a este valor, de 8,6 m/s. Por otro lado, se observa que el intervalo de velocidades entre 6 y 7 m/s es el más frecuente, con una ocurrencia cercana al 10 % del tiempo total.



*Figura 33. Distribución de Weibull a 120 m [12].*

En la Figura 34 se representa la distribución de Weibull por meses. Se puede observar que, durante los meses de invierno, las curvas se desplazan hacia la derecha y se ensanchan, lo que indica velocidades más altas y una mayor dispersión. Sin embargo, en los meses de verano, las curvas son más estrechas y se desplazan hacia la izquierda, lo que indica velocidades más bajas y menor variabilidad. Esto es coherente con los análisis anteriores, confirmando que la disponibilidad del recurso eólico es mayor durante los meses de invierno.

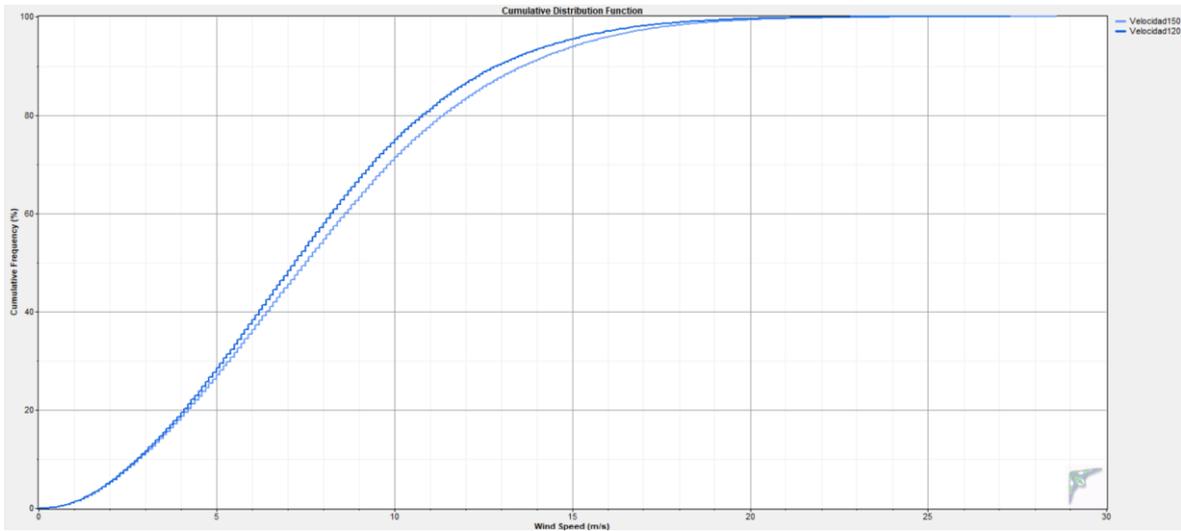


*Figura 34. Distribución de Weibull por mes a 120 m [12].*

Complementando el análisis de la distribución de Weibull, la Figura 35 muestra la función de distribución acumulada, que representa la integral de la función de Weibull. Esta curva indica la probabilidad acumulada de que el viento tenga una velocidad igual o inferior a un determinado valor, es decir, permite conocer la frecuencia con la que se alcanza o no una velocidad. Es muy útil para evaluar el rendimiento esperado de los aerogeneradores, ya que permite determinar el porcentaje del tiempo que el viento supera la velocidad de cut-in, funciona dentro del rango nominal, o supera la velocidad de cut-off, a partir de la cual el aerogenerador se detiene por seguridad.

En el gráfico se observa que aproximadamente el 75 % del tiempo la velocidad del viento es igual o inferior a 10 m/s a 120 m de altura, que corresponde a la velocidad nominal típica de muchos aerogeneradores. Debido a esta distribución del viento, y como ya se comentó en capítulos anteriores, el aerogenerador funciona la mayor parte del tiempo por debajo de su

potencia nominal, lo que se conoce como régimen de carga parcial. Esto se debe a que las condiciones óptimas de viento no se alcanzan de manera constante a lo largo del año.



*Figura 35. Función de probabilidad acumulada a 120 y 150 m [12].*

Por otro lado, la Figura 36 representa la probabilidad de superación de la velocidad media anual a 120 metros de altura, lo que permite analizar con qué probabilidad el recurso eólico anual superará una velocidad determinada. En el caso del emplazamiento analizado, se observa que hay una probabilidad alta (90%) de que la velocidad media anual supere los 7 m/s, lo que indica que el recurso eólico es bueno.

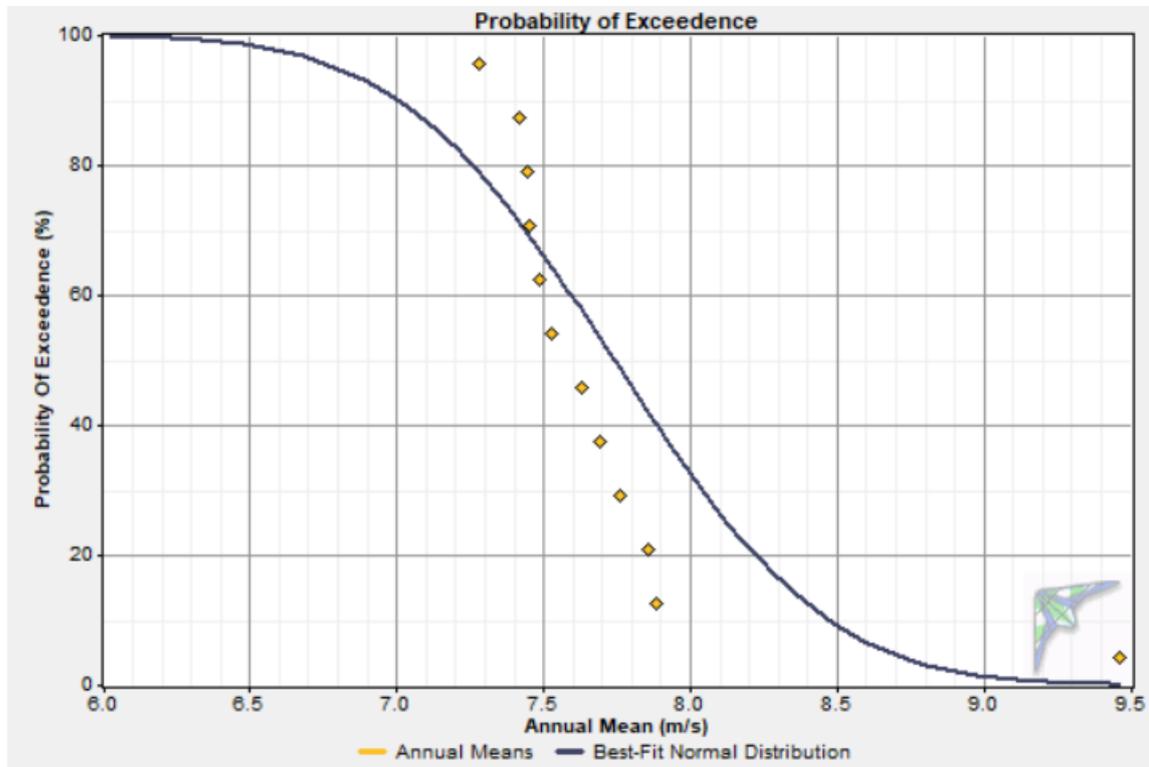


Figura 36. Probabilidad de superación de la velocidad media anual del viento a 120 m [12].

## 4.5. DIAGRAMA DE CAJA

En la Figura 37 se encuentra representado el diagrama de caja con las estadísticas mensuales de la velocidad del viento a 120 metros de altura.

Cada caja muestra, para cada mes del año, la variabilidad de la velocidad, observándose una variación estacional.

Durante los meses de invierno se presentan valores medios y máximos más altos, además de estar más dispersos. Esto indica mayor fluctuación diaria y disponibilidad eólica superior. Sin embargo, en verano las velocidades son en general más bajas y menos variables.

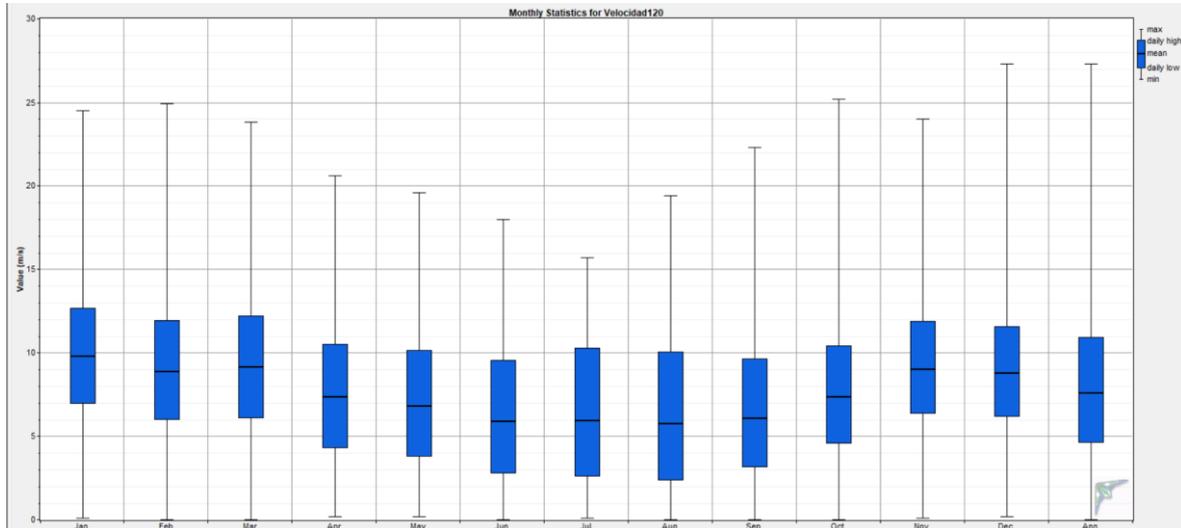


Figura 37. Diagrama de caja de la velocidad a 120 m [12].

## 4.6. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS

A partir del análisis del recurso eólico, se puede afirmar que el emplazamiento escogido tiene buenas condiciones para la instalación de aerogeneradores. La velocidad media del viento a la altura de buje (120 m) tiene un promedio anual superior a 7,6 m/s, con picos estacionales significativos durante los meses de invierno. Además, la velocidad del viento varía a lo largo del día y del año siendo más intensa y constante durante las noches y en invierno. Esto indica que el recurso eólico es de buena calidad y que puede aprovecharse eficientemente, especialmente en horas de alta demanda.

En cuanto a la dirección del viento, la rosa de energía confirma que la mayor parte del potencial energético proviene de la dirección 270°, es decir, oeste. Aunque hay cierta variación a lo largo del año, con mayor aporte desde los 22,5° durante los meses de verano, la mayor parte de la energía disponible se concentra en el sector 270°.

Por tanto, para maximizar el rendimiento energético del parque, los aerogeneradores se deben colocar alineados en orientación norte-sur, perpendiculares a la dirección predominante.

En conclusión, las velocidades altas del viento, su dirección estable y su distribución favorable en el tiempo hacen que el emplazamiento sea adecuado para desarrollar un parque eólico eficiente.

## **Capítulo 5. SIMULACIÓN DEL PARQUE EÓLICO MEDIANTE WASP**

En este capítulo, se describe la simulación del parque eólico en el emplazamiento seleccionado utilizando el software WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program) [13]. Este programa permite estimar la producción energética del parque en función de las características del viento y del terreno, y así comparar distintas tecnologías de aerogeneradores, con el fin de seleccionar aquella que ofrezca el mayor rendimiento energético.

WASP fue desarrollado por el Riso National Laboratory de Dinamarca, actualmente integrado en la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU). Es una herramienta muy utilizada en la industria eólica para la evaluación del recurso eólico y la optimización del diseño de parques.

El funcionamiento del programa se basa en una metodología que, a partir de datos de viento locales (velocidad y dirección, normalmente medidos en torres meteorológicas), y teniendo en cuenta las características del terreno como la rugosidad (tipo de vegetación o superficie), la orografía (curvas de nivel, pendientes) y la presencia de obstáculos (edificaciones, árboles), permite determinar el viento regional o geostrofico. Este viento está libre de perturbaciones locales, es decir, no se ve afectado por irregularidades del terreno.

El modelo de WASP parte de la hipótesis de que el viento regional es constante en una zona amplia, y por tanto puede ser trasladado a otros puntos mediante la aplicación inversa de los efectos locales (rugosidad, obstáculos y topografía). Para ello, WASP resuelve las ecuaciones de la dinámica de fluidos (Navier-Stokes).

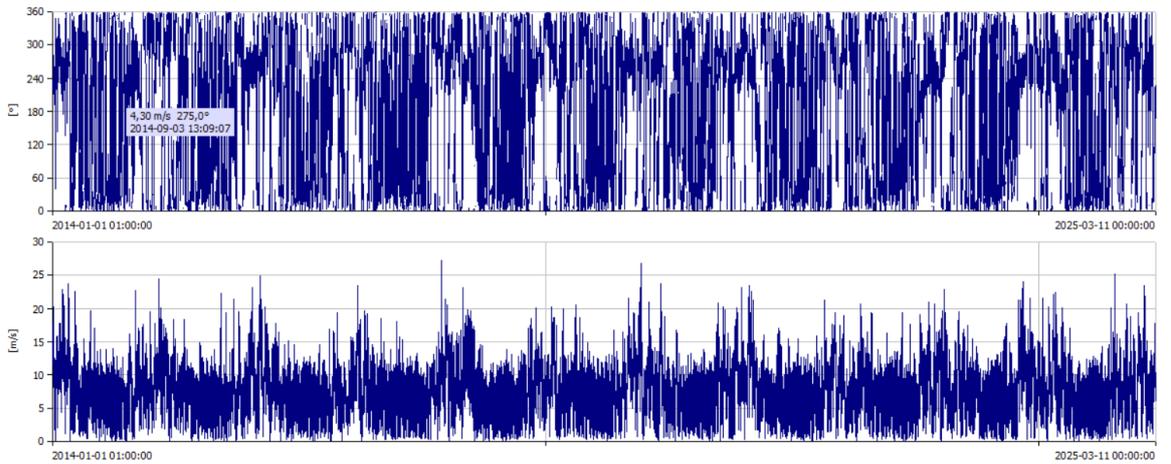
Para llevar a cabo la simulación completa del parque eólico en WASP se utilizarán los siguientes recursos:

1. WAsP Climate Analyst: módulo independiente que permite el tratamiento y validación de los datos meteorológicos. Se introducirán los datos de viento proporcionados por Vortex para generar un fichero compatible con WAsP que contenga la climatología del emplazamiento.
2. WAsP Map Editor: herramienta para crear y editar el modelo topográfico y de rugosidad del terreno, incluyendo las curvas de nivel, tipos de superficie y obstáculos que puedan afectar al flujo del viento.
3. WAsP Turbine Editor: se empleará para definir la curva de potencia y los coeficientes de empuje de cada tecnología de aerogenerador, adaptados a la densidad del aire local, previamente calculada para el emplazamiento.
4. Posición de la torre meteorológica y de los aerogeneradores: se introducirán las ubicaciones exactas dentro del área del parque.

Una vez integrados todos estos elementos en WAsP, el software permitirá simular el comportamiento del viento en el emplazamiento, y estimar la energía anual generada por cada una de las tecnologías consideradas, para así compararlas objetivamente.

## **5.1. WASP CLIMATE ANALYST**

Como se explicó en la introducción de este capítulo, se han importado a WAsP Climate Analyst los datos de viento proporcionados por Vortex, ya analizados previamente en el Análisis estadístico del recurso eólico. En concreto, se ha utilizado la serie temporal completa de velocidad y dirección del viento a 120 metros de altura, que se muestra en la Figura 38.



*Figura 38. Serie temporal de dirección y velocidad del viento a 120 m [13].*

WAsP Climate Analyst aplica correcciones automáticas para eliminar errores y realiza un análisis estadístico completo de los datos. En la Figura 39, se puede observar la información generada para cada uno de los 12 sectores direccionales de la rosa de los vientos. En la tabla superior, se incluyen la frecuencia de ocurrencia, los parámetros de la distribución de Weibull (A y k), la velocidad media y la densidad de potencia eólica.

Como ya se identificó anteriormente en el análisis con Windographer, la dirección 270° presenta tanto la mayor velocidad media como la mayor frecuencia, siendo así la dirección con mayor aportación energética.

Para la serie completa de datos, WAsP también genera la distribución de Weibull global, con los siguientes valores representativos: parámetro A (parámetro de escala) de 8,6 m/s, parámetro k (parámetro de forma) de 2,05, velocidad media de 7,6 m/s y una densidad de potencia de 510 W/m<sup>2</sup>. Estos datos se representan junto con la rosa de vientos de frecuencia, y son coherentes con lo observado previamente en Windographer.

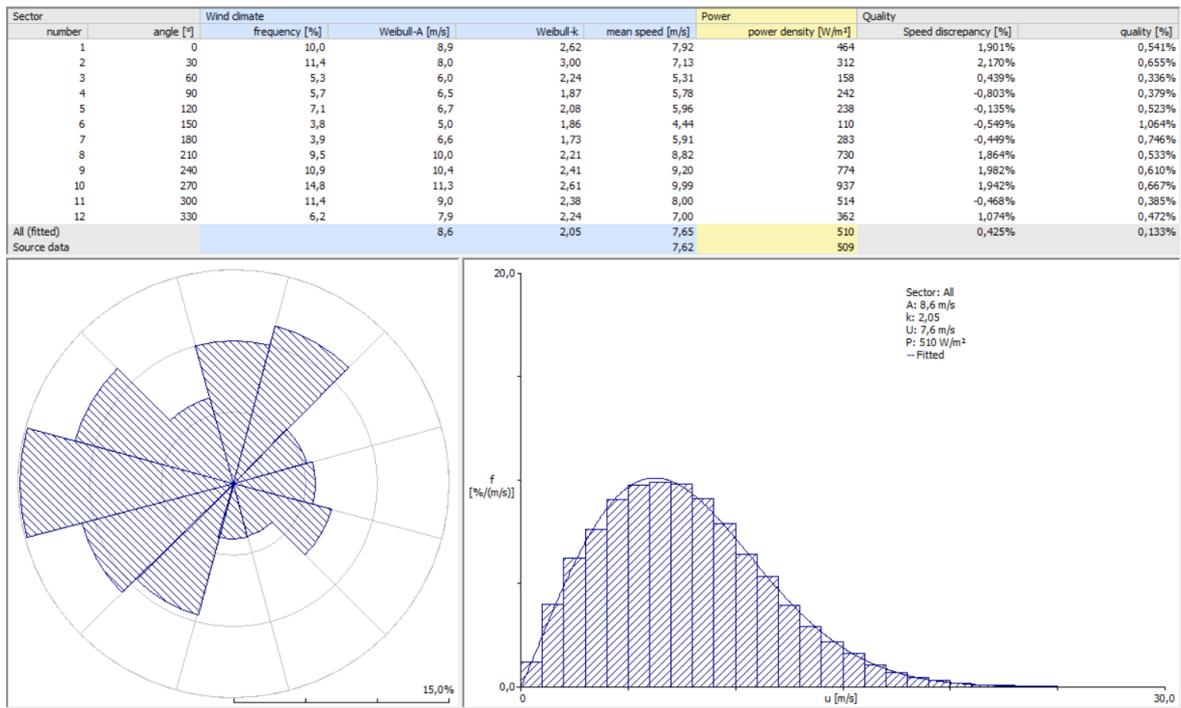


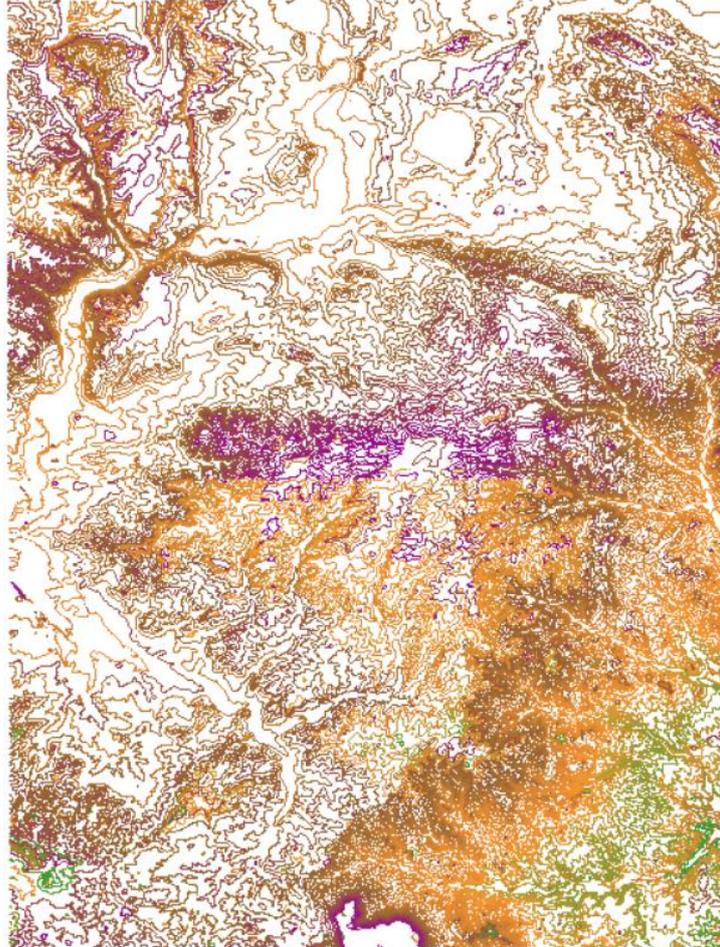
Figura 39. Análisis estadístico del viento a 120 m [13].

## 5.2. WASP MAP EDITOR

En este apartado, se explica cómo se ha utilizado WASP Map Editor para definir el modelo del terreno en el que se ubicará el parque eólico. Se ha digitalizado tanto la topografía como la rugosidad, ya que ambas influyen significativamente en la distribución espacial del viento, afectando directamente a la estimación de producción y al diseño óptimo del parque.

Para generar el mapa topográfico del emplazamiento, se utilizó el Modelo Digital del Terreno (MDT) de 25 metros de resolución descargado desde el Centro de Descargas del CNIG (Instituto Geográfico Nacional) [14]. Este MDT fue después importado a QGIS [15], un sistema de información geográfica que permite visualizar y editar datos geoespaciales, donde se transformó en curvas de nivel con valores de elevación asociados. Finalmente, el conjunto de curvas fue exportado en un formato compatible con WASP Map Editor.

La Figura 40 muestra el resultado del mapa topográfico generado, donde se observan las curvas de nivel en la zona del emplazamiento.



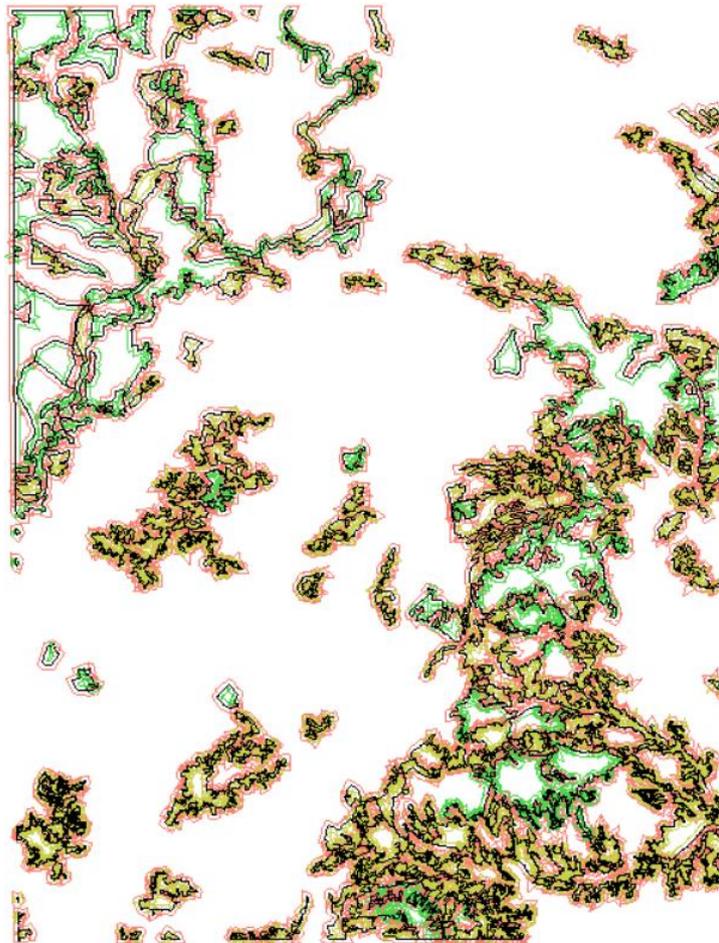
*Figura 40. Mapa topográfico del emplazamiento [13].*

A continuación, se procedió a la digitalización de la rugosidad del terreno utilizando WAsP Map Editor. Para ello, se descargaron los datos de ocupación del suelo del emplazamiento a través del proyecto CORINE Land Cover [16], que proporciona una clasificación detallada del uso del suelo en Europa. Estos datos fueron importados a QGIS, donde se delimitó cada tipo de superficie presente en el emplazamiento.

Una vez importadas las geometrías en WAsP Map Editor, se asignaron manualmente los valores de longitud de rugosidad ( $Z_0$ ) correspondientes a cada tipo de terreno, siguiendo

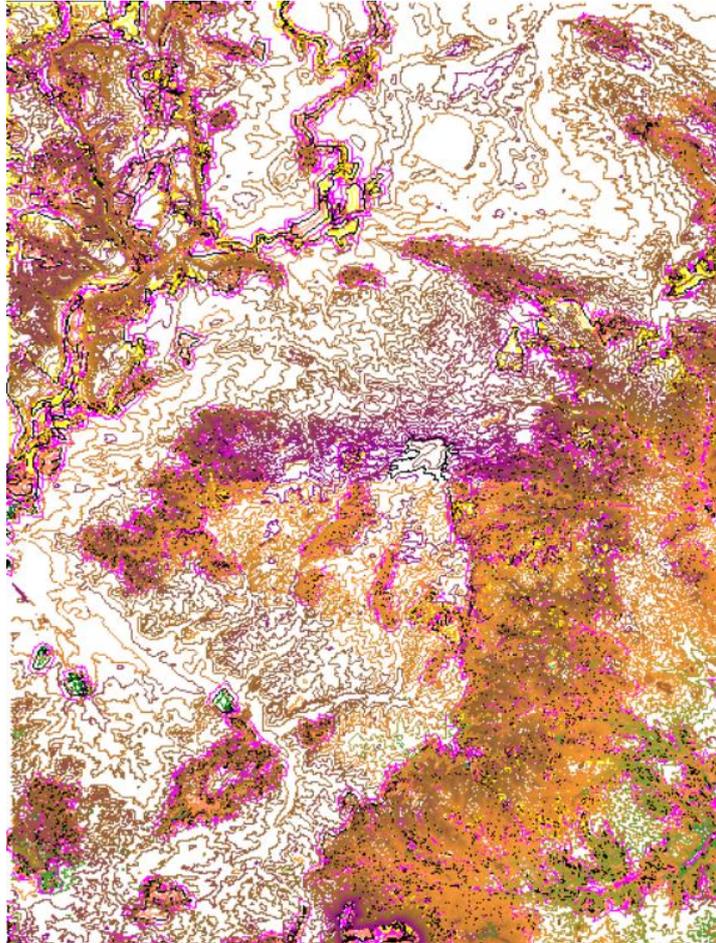
tanto la leyenda oficial de CORINE como la escala de rugosidades establecida en la Figura 10. En este caso, se identificaron cuatro categorías principales: 1 m para zonas urbanas y suburbios, 0,80 m para áreas de bosque, 0,20 m para vegetación arbustiva, y 0,03 m para zonas de campo abierto o cultivo.

Debido a que WASP Map Editor representa la rugosidad mediante curvas cerradas, es necesario introducir un valor de rugosidad interno y externo. Por tanto, para cada curva importada, se asignaron los valores adecuados de acuerdo con la clasificación anterior, asegurando una transición correcta entre áreas con diferentes características del terreno. El resultado final del mapa de rugosidades se muestra en la Figura 41.



*Figura 41. Mapa de rugosidad del emplazamiento [13].*

Combinando el mapa del emplazamiento con las curvas de nivel y el mapa con la rugosidad, se generó el modelo digital del terreno de la Figura 42.



*Figura 42. Modelo digital del terreno del emplazamiento [13].*

### **5.3. CÁLCULO DE LA DENSIDAD DEL AIRE**

La densidad del aire es un concepto muy importante en energía eólica, ya que influye directamente en la potencia disponible del viento, tal y como se explicó anteriormente.

A continuación, se calcula la densidad del aire del emplazamiento, que será necesaria para el ajuste de las curvas de potencia y coeficientes de empuje de cada aerogenerador.

Existen varias formas de estimar la densidad del aire según los datos disponibles. Ésta puede calcularse a partir de presión y temperatura, o también mediante la altitud y temperatura del emplazamiento. En este caso, se ha utilizado la herramienta Air Density Calculator de WASP, que permite calcular la densidad del aire a partir de la altitud media del emplazamiento (incluyendo la altura de buje) y la temperatura media anual.

La temperatura media en el emplazamiento, de 11,07 °C, se ha obtenido de los datos proporcionados por Vortex y procesados con Windographer, que calculó una media de los últimos 10 años a 120 m de altura.

La altitud media se ha calculado realizando una media de las elevaciones del terreno en cada aerogenerador, mostradas en la Figura 43, y sumando la altura de buje al resultado.

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elevation a.s.l. [m]
Turbine site 001	556443,3	4595192,0	1070,0
Turbine site 002	556459,8	4594691,0	1058,5
Turbine site 003	556481,2	4594142,0	999,3
Turbine site 004	556497,3	4593700,0	985,3
Turbine site 005	556527,0	4593051,0	945,1
Turbine site 006	556542,2	4592644,0	900,0
Turbine site 007	556560,7	4592231,0	960,0
Turbine site 008	556577,2	4591795,0	1057,3

Figura 43. Localización de los aerogeneradores en el emplazamiento y elevación del terreno [13].

Como se puede observar en la Figura 44, la densidad del aire obtenida para el emplazamiento es de 1,088 kg/m<sup>3</sup>.

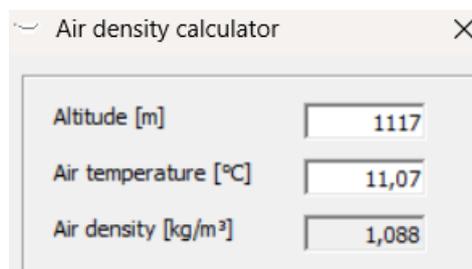


Figura 44. Cálculo de la densidad del aire [13].

## **5.4. CURVA DE POTENCIA Y COEFICIENTES DE EMPUJE**

A continuación, se utilizará la herramienta WASP Turbine Editor para introducir y analizar las curvas de potencia y coeficientes de empuje correspondientes a tres tecnologías diferentes de aerogeneradores, que se compararán posteriormente para elegir la más adecuada.

La curva de potencia y de coeficientes de empuje de un aerogenerador, como se detalló en los Apartados 2.2.2 y 2.2.3, son fundamentales para entender el funcionamiento de cada aerogenerador. La curva de potencia muestra cuánta energía eléctrica se puede generar en función de la velocidad del viento, y el coeficiente de empuje influye en cómo se propagan las estelas detrás del aerogenerador, lo que influye en el rendimiento del parque.

Para obtener estas curvas, se va a utilizar la información proporcionada por cada fabricante. Como estos datos suelen estar dados para diferentes valores de densidad del aire, se realizará una interpolación lineal usando la densidad calculada en el apartado anterior, con el fin de adaptar correctamente las curvas al modelo de simulación en WASP.

### **5.4.1. TECNOLOGÍA VESTAS V172 DE 7,2 MW**

El primer modelo a considerar es Vestas V172, de la plataforma EnVentus. Cuenta con una potencia nominal de 7,2 MW y diámetro del rotor de 172 m. Está diseñado especialmente para zonas con viento bajo o moderado, buscando maximizar la producción. A continuación, se muestran las curvas de potencia y coeficientes de empuje proporcionadas por el fabricante.

**6.1 Power Curves, Mode PO7200**

Wind speed [m/s]	Air density [kg/m <sup>3</sup> ]														
	1.225	0.950	0.975	1.000	1.025	1.050	1.075	1.100	1.125	1.150	1.175	1.200	1.250	1.275	
3.0	32	15	16	18	19	21	22	24	26	27	29	30	34	35	
3.5	129	78	83	87	91	95	100	105	109	114	119	124	134	140	
4.0	288	195	204	213	221	230	238	246	255	263	271	279	296	304	
4.5	481	346	359	371	383	395	407	420	432	444	457	469	493	506	
5.0	715	529	546	563	580	597	614	631	648	665	682	698	732	749	
5.5	999	748	770	793	816	839	862	885	907	930	953	976	1022	1045	
6.0	1340	1011	1041	1071	1101	1131	1160	1190	1220	1250	1280	1310	1370	1400	
6.5	1739	1322	1360	1398	1436	1475	1512	1550	1588	1626	1663	1701	1776	1814	
7.0	2203	1686	1733	1781	1828	1875	1922	1969	2016	2063	2109	2156	2249	2296	
7.5	2729	2100	2158	2215	2273	2330	2387	2444	2502	2559	2616	2672	2785	2842	
8.0	3324	2569	2639	2708	2777	2847	2915	2984	3052	3121	3189	3256	3391	3459	
8.5	3986	3098	3180	3262	3344	3426	3507	3587	3668	3748	3827	3907	4061	4137	
9.0	4685	3685	3780	3875	3969	4064	4155	4246	4337	4427	4513	4599	4737	4788	
9.5	5314	4287	4388	4488	4589	4689	4781	4874	4966	5058	5143	5229	5335	5357	
10.0	5904	4863	4964	5066	5168	5270	5363	5456	5550	5643	5730	5817	5909	5914	
10.5	6441	5389	5494	5598	5703	5808	5904	6000	6096	6192	6275	6358	6441	6440	
11.0	6854	5886	5993	6099	6205	6312	6399	6486	6574	6661	6725	6789	6850	6847	
11.5	7078	6361	6456	6551	6646	6741	6800	6860	6920	6980	7012	7045	7076	7074	
12.0	7160	6756	6820	6885	6949	7013	7040	7067	7094	7121	7134	7147	7159	7158	
12.5	7195	7008	7038	7068	7098	7129	7140	7152	7164	7176	7182	7188	7194	7194	
13.0	7200	7119	7133	7148	7162	7177	7182	7187	7193	7198	7199	7199	7200	7200	
13.5	7200	7166	7173	7179	7186	7192	7194	7196	7198	7199	7200	7200	7200	7200	
14.0	7200	7188	7191	7194	7196	7199	7199	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	
14.5	7200	7197	7198	7199	7199	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	
15.0	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	
15.5	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	
16.0	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	
16.5	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	
17.0	7200	7199	7199	7199	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	
17.5	7194	7179	7180	7182	7183	7185	7186	7187	7189	7190	7191	7192	7195	7196	
18.0	7124	7064	7069	7074	7078	7083	7089	7094	7100	7106	7112	7118	7130	7136	
18.5	6959	6887	6892	6897	6903	6908	6915	6922	6929	6935	6943	6951	6967	6976	
19.0	6789	6719	6724	6730	6735	6740	6747	6754	6760	6767	6774	6782	6797	6806	
19.5	6630	6561	6567	6572	6578	6584	6589	6595	6601	6607	6615	6622	6637	6645	
20.0	6472	6384	6392	6399	6407	6414	6422	6431	6439	6448	6456	6464	6481	6490	
20.5	6262	6129	6140	6151	6163	6174	6187	6200	6212	6225	6238	6250	6275	6287	
21.0	5946	5762	5777	5793	5809	5825	5842	5859	5876	5893	5911	5928	5964	5983	
21.5	5538	5328	5345	5362	5379	5396	5416	5435	5454	5474	5495	5516	5558	5579	
22.0	5069	4864	4880	4897	4913	4930	4950	4971	4991	5011	5031	5050	5090	5110	
22.5	4597	4402	4419	4436	4453	4471	4487	4504	4521	4538	4558	4577	4614	4631	
23.0	4121	3930	3947	3963	3979	3996	4013	4030	4047	4064	4083	4102	4136	4150	
23.5	3636	3468	3484	3500	3515	3531	3545	3559	3572	3586	3603	3619	3651	3666	
24.0	3169	3020	3034	3048	3062	3076	3089	3102	3115	3127	3141	3155	3184	3199	
24.5	2718	2589	2602	2615	2627	2640	2653	2665	2678	2690	2699	2709	2734	2750	
25.0	2328	2223	2232	2242	2252	2262	2271	2280	2289	2298	2308	2318	2335	2343	

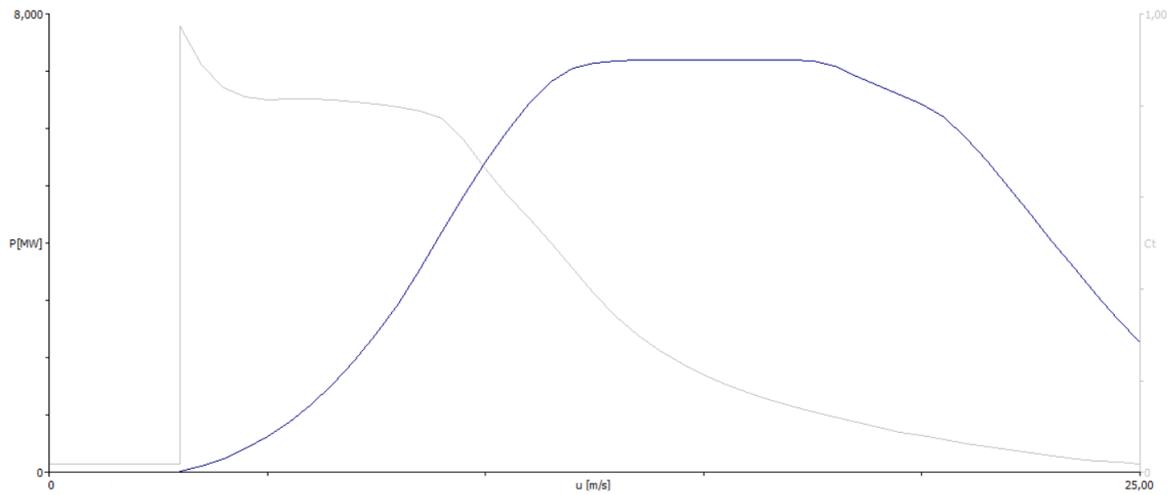
Figura 45. Curvas de potencia para distintas densidades del aire del modelo Vestas V172 de 7,2 MW.

**6.2 Ct Values, Mode PO7200**

Wind speed [m/s]	Air density kg/m <sup>3</sup>													
	1.225	0.950	0.975	1.000	1.025	1.050	1.075	1.100	1.125	1.150	1.175	1.200	1.250	1.275
3.0	0.969	0.980	0.979	0.978	0.977	0.976	0.975	0.974	0.973	0.972	0.971	0.970	0.968	0.967
3.5	0.885	0.893	0.892	0.892	0.891	0.890	0.889	0.889	0.888	0.887	0.886	0.886	0.884	0.883
4.0	0.834	0.846	0.845	0.844	0.843	0.842	0.840	0.839	0.838	0.836	0.836	0.835	0.832	0.831
4.5	0.818	0.827	0.826	0.824	0.823	0.821	0.821	0.820	0.819	0.819	0.818	0.818	0.817	0.816
5.0	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812	0.812
5.5	0.815	0.814	0.814	0.814	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814
6.0	0.814	0.816	0.816	0.816	0.816	0.816	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.814	0.813	0.813
6.5	0.810	0.816	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814	0.813	0.813	0.812	0.811	0.811	0.809	0.809
7.0	0.805	0.814	0.813	0.812	0.812	0.811	0.810	0.809	0.808	0.808	0.807	0.806	0.804	0.803
7.5	0.797	0.810	0.809	0.808	0.807	0.806	0.804	0.803	0.802	0.801	0.800	0.798	0.796	0.794
8.0	0.788	0.804	0.803	0.802	0.800	0.799	0.797	0.796	0.794	0.793	0.791	0.790	0.787	0.785
8.5	0.777	0.798	0.796	0.794	0.793	0.791	0.789	0.787	0.785	0.783	0.781	0.779	0.774	0.770
9.0	0.750	0.789	0.786	0.784	0.781	0.779	0.775	0.771	0.768	0.764	0.759	0.755	0.734	0.719
9.5	0.690	0.756	0.751	0.745	0.740	0.734	0.728	0.722	0.715	0.709	0.703	0.696	0.669	0.649
10.0	0.628	0.703	0.696	0.689	0.682	0.675	0.668	0.661	0.654	0.647	0.641	0.634	0.609	0.590
10.5	0.571	0.644	0.637	0.630	0.623	0.616	0.610	0.603	0.597	0.591	0.584	0.578	0.555	0.538
11.0	0.513	0.590	0.584	0.577	0.571	0.564	0.557	0.550	0.544	0.537	0.529	0.521	0.499	0.486
11.5	0.451	0.543	0.536	0.529	0.521	0.514	0.505	0.496	0.488	0.479	0.470	0.460	0.440	0.429
12.0	0.392	0.496	0.487	0.478	0.468	0.459	0.449	0.439	0.429	0.419	0.410	0.401	0.382	0.373
12.5	0.341	0.445	0.435	0.424	0.413	0.403	0.393	0.384	0.375	0.365	0.357	0.349	0.334	0.326
13.0	0.299	0.393	0.383	0.373	0.363	0.353	0.345	0.337	0.328	0.320	0.313	0.306	0.292	0.286
13.5	0.264	0.347	0.338	0.329	0.321	0.312	0.304	0.297	0.290	0.282	0.276	0.270	0.259	0.253
14.0	0.235	0.308	0.300	0.292	0.284	0.276	0.270	0.263	0.257	0.251	0.245	0.240	0.230	0.225
14.5	0.210	0.274	0.267	0.260	0.253	0.246	0.241	0.235	0.229	0.224	0.219	0.214	0.206	0.202
15.0	0.188	0.245	0.239	0.233	0.226	0.220	0.215	0.211	0.206	0.201	0.197	0.193	0.185	0.181
15.5	0.170	0.220	0.215	0.209	0.204	0.199	0.194	0.190	0.186	0.181	0.178	0.174	0.167	0.164
16.0	0.155	0.199	0.194	0.190	0.185	0.180	0.176	0.172	0.168	0.164	0.161	0.158	0.152	0.149
16.5	0.141	0.181	0.177	0.172	0.168	0.164	0.160	0.157	0.153	0.150	0.147	0.144	0.138	0.136
17.0	0.129	0.165	0.161	0.157	0.153	0.149	0.146	0.143	0.140	0.137	0.134	0.132	0.127	0.124
17.5	0.119	0.151	0.148	0.144	0.141	0.137	0.134	0.132	0.129	0.126	0.124	0.121	0.117	0.114
18.0	0.108	0.137	0.134	0.131	0.128	0.124	0.122	0.120	0.117	0.115	0.112	0.110	0.106	0.105
18.5	0.098	0.123	0.120	0.117	0.115	0.112	0.110	0.108	0.105	0.103	0.101	0.100	0.096	0.094
19.0	0.088	0.110	0.108	0.105	0.103	0.100	0.099	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.086	0.085
19.5	0.080	0.100	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.088	0.086	0.084	0.083	0.081	0.078	0.077
20.0	0.073	0.090	0.088	0.086	0.084	0.083	0.081	0.079	0.078	0.076	0.075	0.074	0.071	0.070
20.5	0.066	0.081	0.079	0.077	0.076	0.074	0.073	0.072	0.070	0.069	0.068	0.067	0.065	0.064
21.0	0.058	0.071	0.070	0.068	0.067	0.066	0.065	0.063	0.062	0.061	0.060	0.059	0.058	0.057
21.5	0.052	0.062	0.061	0.060	0.059	0.057	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.050
22.0	0.045	0.053	0.052	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.047	0.046	0.045	0.044	0.044
22.5	0.039	0.046	0.045	0.044	0.044	0.043	0.042	0.042	0.041	0.040	0.040	0.039	0.038	0.038
23.0	0.033	0.039	0.039	0.038	0.037	0.037	0.036	0.036	0.035	0.035	0.034	0.034	0.033	0.033
23.5	0.028	0.033	0.033	0.032	0.032	0.031	0.031	0.030	0.030	0.030	0.029	0.029	0.028	0.028
24.0	0.024	0.028	0.028	0.027	0.027	0.026	0.026	0.026	0.025	0.025	0.025	0.025	0.024	0.024
24.5	0.020	0.024	0.023	0.023	0.023	0.022	0.022	0.022	0.021	0.021	0.021	0.021	0.020	0.020
25.0	0.017	0.020	0.020	0.019	0.019	0.019	0.019	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.017	0.017

*Figura 46. Curvas de coeficientes de empuje para distintas densidades del aire del modelo Vestas V172 de 7,2 MW.*

Mediante WASP Turbine Editor, se obtiene la curva de potencia y coeficientes de empuje para la densidad del aire en el emplazamiento, mostrada en la Figura 47. Curva de potencia y coeficientes de empuje del modelo Vestas V172 para una densidad del aire de 1,088 kg/m<sup>3</sup> [13]. La potencia nominal se alcanza aproximadamente a 14 m/s, lo que indica que la mayor parte del tiempo el aerogenerador funcionará en carga parcial.



*Figura 47. Curva de potencia y coeficientes de empuje del modelo Vestas V172 para una densidad del aire de  $1,088 \text{ kg/m}^3$  [13].*

#### **5.4.2. TECNOLOGÍA NORDEX N163 DE 7 MW**

La tecnología Nordex N163 de la serie Delta4000 cuenta con potencia de 7 MW, rotor de 163 m de diámetro, y está diseñado para zonas de vientos bajos y moderados.

**Nordex N163/6.X – Power curves – Mode 0**

for hub heights 113 m, 118 m, 119 m, 138 m, 148 m, 159 m, 164 m and 169 m									
wind speed $v_{th}$ [m/s]	Power $P_{el}$ [kW] at air density $\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]								
	0.900	0.925	0.950	0.975	1.000	1.025	1.050	1.075	1.100
3.0	16	18	20	23	25	27	29	31	34
3.5	93	98	102	106	111	115	119	124	128
4.0	197	204	211	218	226	233	240	247	254
4.5	325	336	347	357	368	379	390	400	411
5.0	479	494	509	524	539	554	569	584	599
5.5	661	681	701	721	741	761	781	801	821
6.0	877	903	929	955	981	1007	1033	1059	1085
6.5	1131	1164	1197	1230	1263	1296	1329	1362	1395
7.0	1426	1467	1509	1550	1591	1632	1673	1714	1755
7.5	1766	1817	1867	1918	1968	2018	2069	2119	2169
8.0	2154	2215	2276	2336	2397	2458	2519	2580	2641
8.5	2583	2656	2729	2801	2874	2946	3019	3091	3163
9.0	3031	3116	3200	3285	3370	3454	3539	3623	3708
9.5	3475	3572	3669	3765	3862	3958	4055	4151	4247
10.0	3905	4013	4121	4229	4337	4445	4553	4661	4769
10.5	4309	4429	4548	4667	4786	4904	5023	5141	5259
11.0	4684	4813	4942	5071	5200	5328	5456	5586	5715
11.5	5033	5172	5310	5448	5586	5725	5863	5986	6107
12.0	5366	5514	5661	5808	5955	6081	6207	6309	6409
12.5	5690	5845	5999	6132	6262	6367	6473	6556	6637
13.0	6002	6146	6281	6393	6502	6588	6674	6738	6801
13.5	6268	6391	6505	6597	6686	6753	6820	6866	6911
14.0	6484	6586	6680	6752	6823	6871	6919	6948	6975
14.5	6657	6739	6813	6867	6918	6949	6980	6990	6999
15.0	6790	6853	6908	6944	6977	6989	7000	7000	7000
15.5	6888	6932	6969	6986	7000	7000	7000	7000	7000
16.0	6954	6979	6998	7000	7000	7000	7000	7000	7000
16.5	6990	6998	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
17.0	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
17.5	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
18.0	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
18.5	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
19.0	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
19.5	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
20.0*	6882	6882	6882	6882	6882	6882	6882	6882	6882
20.5*	6603	6603	6603	6603	6603	6603	6603	6603	6603
21.0*	6331	6331	6331	6331	6331	6331	6331	6331	6331
21.5*	6059	6059	6059	6059	6059	6059	6059	6059	6059
22.0*	5794	5794	5794	5794	5794	5794	5794	5794	5794
22.5*	5528	5528	5528	5528	5528	5528	5528	5528	5528
23.0*	5270	5270	5270	5270	5270	5270	5270	5270	5270
23.5*	5012	5012	5012	5012	5012	5012	5012	5012	5012
24.0*	4760	4760	4760	4760	4760	4760	4760	4760	4760
24.5*	4508	4508	4508	4508	4508	4508	4508	4508	4508
25.0*	4264	4264	4264	4264	4264	4264	4264	4264	4264
25.5*	4019	4019	4019	4019	4019	4019	4019	4019	4019
26.0*	3774	3774	3774	3774	3774	3774	3774	3774	3774

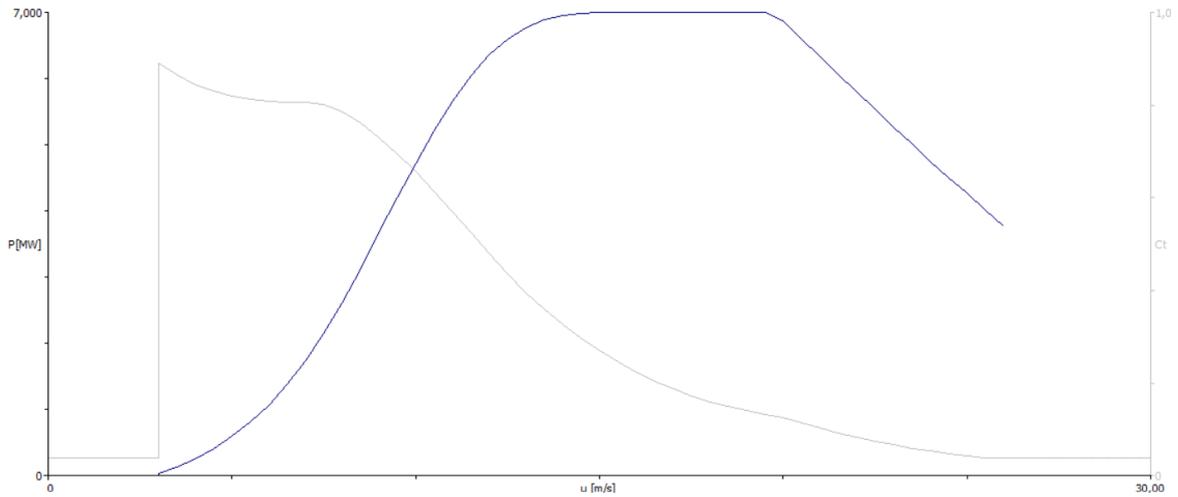
Figura 48. Curvas de potencia para distintas densidades del aire del modelo Nordex N163 de 7 MW.

Según la curva de potencia a continuación, la potencia nominal se alcanza para 15 m/s.

Nordex N163/6.X – Thrust curves – Mode 0

for hub heights 113 m, 118 m, 119 m, 138 m, 148 m, 159 m, 164 m and 169 m									
wind speed $v_h$ [m/s]	Thrust coefficients $c_T$ at air density $\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]								
	0.900	0.925	0.950	0.975	1.000	1.025	1.050	1.075	1.100
3.0	0.892	0.892	0.892	0.892	0.892	0.892	0.892	0.892	0.892
3.5	0.866	0.866	0.866	0.866	0.866	0.866	0.866	0.866	0.866
4.0	0.845	0.845	0.845	0.845	0.845	0.845	0.845	0.845	0.845
4.5	0.830	0.830	0.830	0.830	0.830	0.830	0.830	0.830	0.830
5.0	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820
5.5	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814
6.0	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809	0.809
6.5	0.806	0.806	0.806	0.806	0.806	0.806	0.806	0.806	0.806
7.0	0.806	0.806	0.806	0.806	0.806	0.806	0.806	0.806	0.806
7.5	0.802	0.802	0.802	0.802	0.802	0.802	0.802	0.802	0.802
8.0	0.787	0.787	0.787	0.787	0.787	0.787	0.787	0.787	0.787
8.5	0.762	0.762	0.762	0.762	0.762	0.762	0.762	0.762	0.762
9.0	0.730	0.730	0.730	0.730	0.730	0.730	0.730	0.730	0.730
9.5	0.694	0.694	0.694	0.694	0.694	0.694	0.694	0.694	0.694
10.0	0.656	0.656	0.656	0.656	0.656	0.656	0.656	0.656	0.656
10.5	0.616	0.616	0.616	0.616	0.616	0.616	0.616	0.615	0.614
11.0	0.576	0.576	0.576	0.576	0.576	0.575	0.574	0.573	0.571
11.5	0.536	0.536	0.535	0.534	0.533	0.531	0.529	0.527	0.524
12.0	0.496	0.495	0.494	0.492	0.490	0.487	0.485	0.482	0.479
12.5	0.456	0.454	0.452	0.450	0.448	0.444	0.442	0.438	0.435
13.0	0.419	0.416	0.414	0.411	0.408	0.405	0.402	0.398	0.394
13.5	0.385	0.382	0.379	0.376	0.373	0.369	0.365	0.361	0.358
14.0	0.354	0.350	0.347	0.344	0.340	0.337	0.333	0.329	0.325
14.5	0.325	0.322	0.319	0.315	0.311	0.307	0.303	0.299	0.295
15.0	0.299	0.296	0.292	0.289	0.285	0.281	0.277	0.272	0.268
15.5	0.276	0.272	0.269	0.265	0.261	0.257	0.253	0.248	0.244
16.0	0.255	0.251	0.247	0.243	0.239	0.235	0.231	0.226	0.222
16.5	0.235	0.232	0.228	0.224	0.220	0.215	0.211	0.207	0.202
17.0	0.219	0.215	0.211	0.207	0.203	0.198	0.194	0.190	0.185
17.5	0.204	0.200	0.196	0.192	0.188	0.183	0.179	0.175	0.171
18.0	0.191	0.187	0.183	0.178	0.174	0.170	0.166	0.162	0.158
18.5	0.179	0.175	0.171	0.167	0.162	0.158	0.155	0.151	0.148
19.0	0.169	0.165	0.161	0.156	0.153	0.149	0.145	0.142	0.139
19.5	0.160	0.156	0.152	0.148	0.144	0.141	0.137	0.134	0.131
20.0*	0.151	0.147	0.143	0.140	0.136	0.133	0.130	0.127	0.124
20.5*	0.137	0.133	0.129	0.127	0.123	0.120	0.118	0.115	0.112
21.0*	0.123	0.120	0.117	0.114	0.111	0.109	0.106	0.104	0.101
21.5*	0.111	0.108	0.105	0.103	0.100	0.098	0.095	0.093	0.091
22.0*	0.099	0.097	0.094	0.092	0.090	0.088	0.086	0.084	0.082
22.5*	0.089	0.087	0.084	0.083	0.080	0.079	0.077	0.075	0.073
23.0*	0.080	0.078	0.075	0.074	0.072	0.070	0.069	0.067	0.066
23.5*	0.071	0.069	0.068	0.066	0.064	0.063	0.061	0.060	0.059
24.0*	0.064	0.062	0.061	0.059	0.058	0.056	0.055	0.054	0.053
24.5*	0.058	0.056	0.055	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.047
25.0*	0.052	0.051	0.050	0.049	0.047	0.046	0.045	0.044	0.043
25.5*	0.048	0.047	0.045	0.044	0.043	0.042	0.041	0.040	0.039
26.0*	0.045	0.044	0.042	0.041	0.040	0.039	0.039	0.038	0.037

Figura 49. Curvas de coeficientes de empuje para distintas densidades del aire del modelo Nordex N163 de 7 MW.



*Figura 50. Curva de potencia y coeficientes de empuje del modelo Nordex N163 para una densidad del aire de 1,088 kg/m<sup>3</sup> [13].*

### **5.4.3. TECNOLOGÍA SIEMENS GAMESA SG170 DE 6,6 MW**

Por último, se estudia la tecnología Siemens Gamesa SG170, con potencia nominal de 6,6 MW y diámetro del rotor de 170 m. Está diseñado para entornos con viento medio, ofreciendo un equilibrio entre rendimiento y estructura.

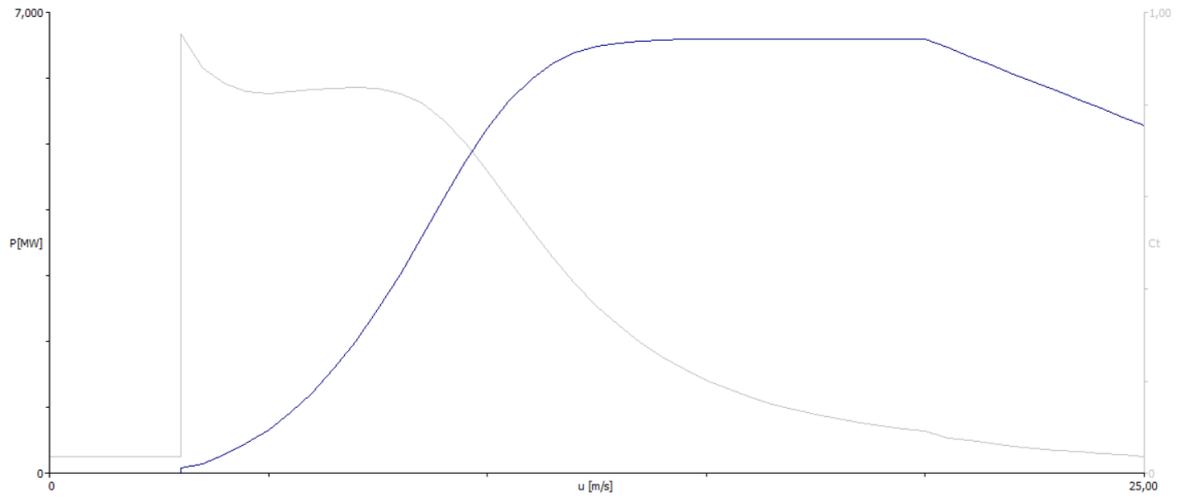
SG 6.6 - 170 Mode AM 0 Power curves [kW]										
Ws hub [m/s]	Air density [kg/m <sup>3</sup> ]									
	1.225	1.03	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27
3.0	89	72	75	77	80	82	85	88	90	93
3.5	178	139	145	151	157	163	169	175	181	187
4.0	328	261	272	282	292	302	312	323	333	343
4.5	522	424	439	454	470	485	500	515	530	545
5.0	759	624	645	665	686	707	728	749	769	790
5.5	1046	866	894	921	949	977	1005	1033	1060	1088
6.0	1393	1157	1194	1230	1266	1303	1339	1375	1411	1448
6.5	1801	1500	1547	1593	1639	1685	1732	1778	1824	1870
7.0	2272	1897	1955	2012	2070	2128	2186	2243	2301	2358
7.5	2809	2350	2421	2491	2562	2633	2703	2774	2844	2915
8.0	3407	2855	2940	3025	3110	3195	3280	3365	3449	3533
8.5	4045	3397	3498	3598	3698	3798	3897	3996	4094	4191
9.0	4685	3950	4066	4181	4296	4410	4522	4632	4738	4842
9.5	5272	4484	4614	4743	4869	4991	5108	5219	5324	5421
10.0	5753	4973	5113	5249	5378	5498	5608	5707	5796	5876
10.5	6101	5399	5541	5674	5793	5898	5989	6067	6134	6191
11.0	6327	5753	5886	6003	6102	6184	6250	6304	6349	6385
11.5	6460	6031	6145	6237	6311	6368	6412	6445	6472	6493
12.0	6531	6238	6325	6391	6441	6478	6504	6523	6538	6549
12.5	6567	6380	6442	6486	6517	6538	6553	6563	6571	6577
13.0	6585	6473	6513	6540	6558	6570	6577	6583	6587	6590
13.5	6593	6529	6554	6569	6579	6586	6589	6592	6594	6595
14.0	6597	6562	6576	6585	6590	6593	6595	6596	6597	6598
14.5	6599	6580	6588	6592	6595	6597	6598	6598	6599	6599
15.0	6599	6590	6594	6596	6598	6599	6599	6599	6599	6600
15.5	6600	6595	6597	6598	6599	6599	6600	6600	6600	6600
16.0	6600	6597	6599	6599	6599	6600	6600	6600	6600	6600
16.5	6600	6599	6599	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600
17.0	6600	6599	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600
17.5	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600
18.0	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600
18.5	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600
19.0	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600
19.5	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600
20.0	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600	6600
20.5	6468	6468	6468	6468	6468	6468	6468	6468	6468	6468
21.0	6336	6336	6336	6336	6336	6336	6336	6336	6336	6336
21.5	6204	6204	6204	6204	6204	6204	6204	6204	6204	6204
22.0	6072	6072	6072	6072	6072	6072	6072	6072	6072	6072
22.5	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940	5940
23.0	5808	5808	5808	5808	5808	5808	5808	5808	5808	5808
23.5	5676	5676	5676	5676	5676	5676	5676	5676	5676	5676
24.0	5544	5544	5544	5544	5544	5544	5544	5544	5544	5544
24.5	5412	5412	5412	5412	5412	5412	5412	5412	5412	5412
25.0	5280	5280	5280	5280	5280	5280	5280	5280	5280	5280

Figura 51. Curvas de potencia para distintas densidades del aire del modelo Siemens Gamesa SG170 de 6,6 MW.

SG 6.6 - 170 Mode AM 0 Ct curves [-]										
Ws hub [m/s]	Air density [kg/m <sup>3</sup> ]									
	1.225	1.03	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27
3.0	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953
3.5	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880
4.0	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847
4.5	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828
5.0	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824
5.5	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828
6.0	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833
6.5	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836
7.0	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837
7.5	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835
8.0	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825
8.5	0.803	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.803	0.803	0.803
9.0	0.765	0.767	0.767	0.767	0.767	0.767	0.766	0.765	0.764	0.762
9.5	0.709	0.717	0.717	0.717	0.716	0.715	0.713	0.711	0.707	0.703
10.0	0.640	0.658	0.658	0.657	0.655	0.652	0.648	0.643	0.637	0.630
10.5	0.566	0.596	0.595	0.593	0.589	0.584	0.578	0.570	0.561	0.552
11.0	0.493	0.535	0.533	0.528	0.523	0.516	0.507	0.498	0.488	0.478
11.5	0.428	0.478	0.474	0.467	0.460	0.451	0.442	0.433	0.423	0.413
12.0	0.371	0.425	0.419	0.412	0.403	0.394	0.385	0.376	0.366	0.357
12.5	0.323	0.378	0.371	0.362	0.354	0.345	0.336	0.328	0.319	0.311
13.0	0.284	0.335	0.328	0.320	0.311	0.303	0.295	0.288	0.280	0.273
13.5	0.251	0.298	0.291	0.283	0.275	0.268	0.261	0.254	0.248	0.242
14.0	0.223	0.266	0.259	0.252	0.245	0.238	0.232	0.226	0.220	0.215
14.5	0.200	0.238	0.231	0.225	0.219	0.213	0.207	0.202	0.197	0.192
15.0	0.180	0.214	0.208	0.202	0.197	0.191	0.187	0.182	0.177	0.173
15.5	0.162	0.193	0.188	0.183	0.178	0.173	0.169	0.164	0.160	0.157
16.0	0.148	0.175	0.170	0.166	0.161	0.157	0.153	0.149	0.146	0.143
16.5	0.135	0.160	0.155	0.151	0.147	0.143	0.140	0.136	0.133	0.130
17.0	0.124	0.147	0.142	0.139	0.135	0.132	0.128	0.125	0.122	0.120
17.5	0.114	0.135	0.131	0.128	0.125	0.121	0.118	0.116	0.113	0.110
18.0	0.106	0.125	0.122	0.118	0.115	0.113	0.110	0.107	0.105	0.102
18.5	0.099	0.117	0.113	0.110	0.108	0.105	0.102	0.100	0.098	0.096
19.0	0.093	0.109	0.106	0.103	0.101	0.098	0.096	0.094	0.091	0.089
19.5	0.087	0.102	0.100	0.097	0.095	0.092	0.090	0.088	0.086	0.084
20.0	0.082	0.096	0.094	0.091	0.089	0.087	0.085	0.083	0.081	0.079
20.5	0.069	0.081	0.079	0.077	0.075	0.073	0.072	0.070	0.069	0.067
21.0	0.064	0.074	0.072	0.071	0.069	0.067	0.066	0.064	0.063	0.062
21.5	0.058	0.068	0.066	0.065	0.063	0.062	0.060	0.059	0.058	0.057
22.0	0.054	0.063	0.061	0.059	0.058	0.057	0.055	0.054	0.053	0.052
22.5	0.049	0.057	0.056	0.055	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048
23.0	0.046	0.053	0.052	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044
23.5	0.042	0.049	0.048	0.047	0.045	0.044	0.044	0.043	0.042	0.041
24.0	0.039	0.045	0.044	0.043	0.042	0.041	0.040	0.039	0.039	0.038
24.5	0.036	0.042	0.041	0.040	0.039	0.038	0.037	0.037	0.036	0.035
25.0	0.034	0.039	0.038	0.037	0.036	0.035	0.035	0.034	0.033	0.033

Figura 52. Curvas de coeficientes de empuje para distintas densidades del aire del modelo Siemens Gamesa SG170 de 6,6 MW.

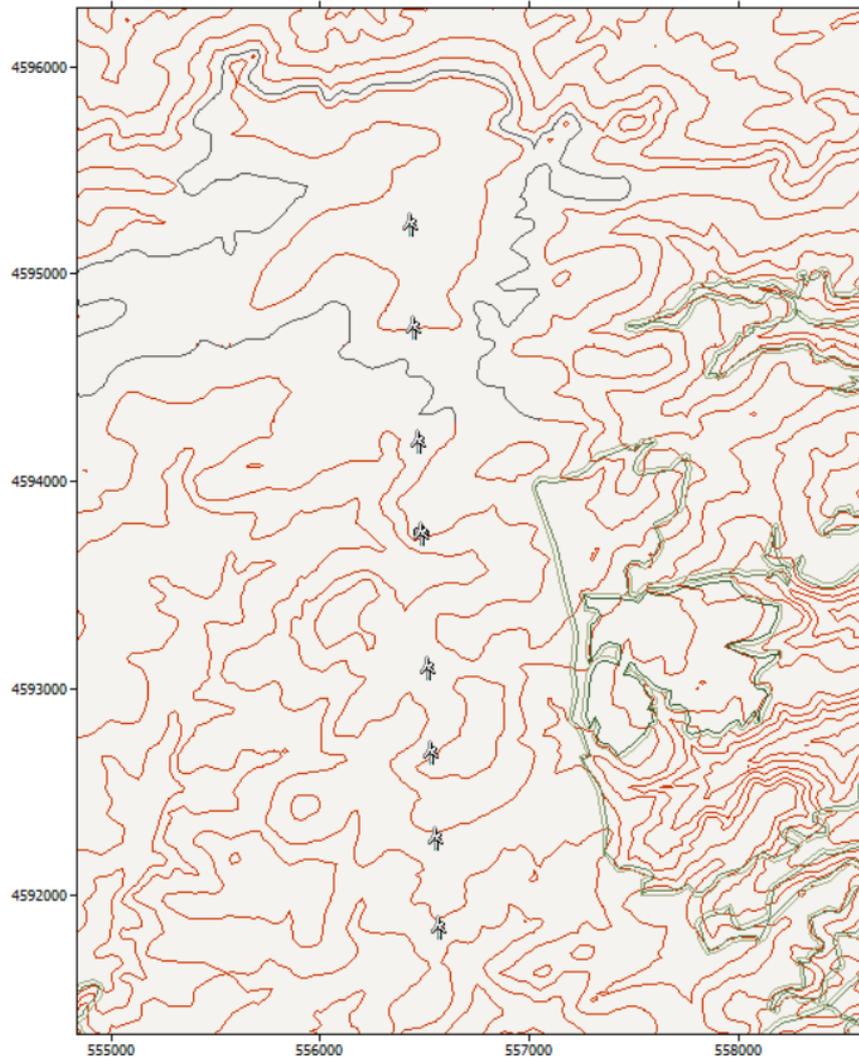
La potencia nominal es alcanzada alrededor de los 16 m/s, como se puede observar en la curva de potencia.



*Figura 53. Curva de potencia y coeficientes de empuje del modelo Siemens Gamesa SG170 para una densidad del aire de 1,088 kg/m<sup>3</sup> [13].*

## 5.5. CALIBRACIÓN DEL MODELO

Una vez introducidas las curvas de potencia y las posiciones de los aerogeneradores, así como la topografía y las condiciones del viento, el modelo resultante se puede simular y así comparar las tecnologías. El modelo resultante se muestra en la Figura 54.



*Figura 54. Modelo del emplazamiento introducido en WASP [13].*

Antes de simular, es necesario calibrar el modelo. Esto consiste en ajustar la velocidad del viento medida por la torre de medición de WASP a la velocidad media a 120 m que nos daba Windographer (mean wind speed a 120 m es de 7,616 m/s). En la simulación de WASP, la velocidad media del viento a 120 m de altura en la posición de la torre calculada es de 7,77 m/s, como se muestra en la Figura 55.

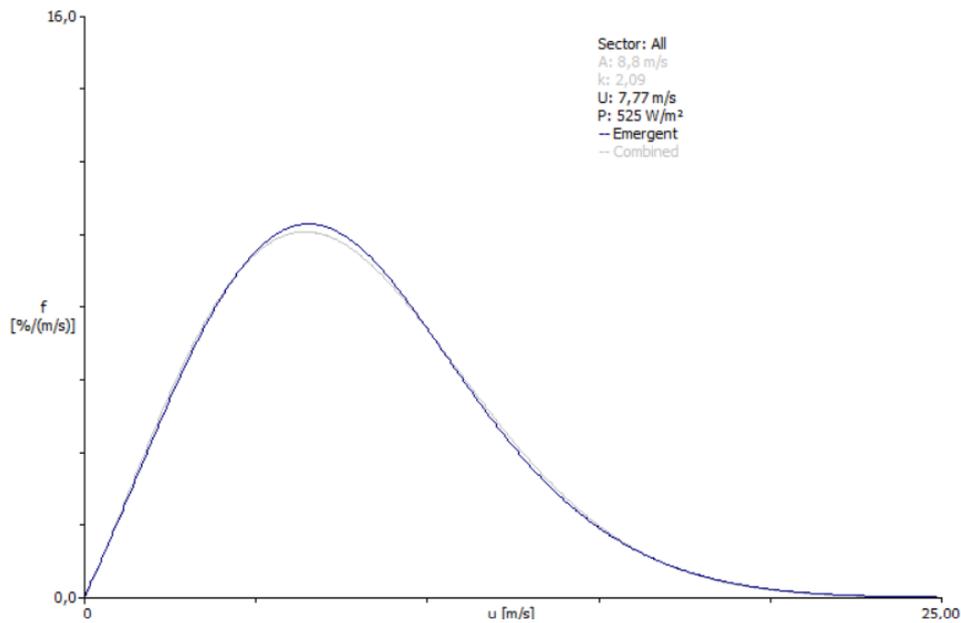


Figura 55. Cálculo de la distribución de frecuencia de la velocidad del viento por WASP a 120 m de altura [13].

Por tanto, para corregir este valor y neutralizar la diferencia, se calcula un factor de corrección de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{factor corrección} &= \frac{v_{WASP} - v_{Windographer}}{v_{WASP}} \cdot 100 = \frac{7,77 \text{ m/s} - 7,616 \text{ m/s}}{7,77 \text{ m/s}} \cdot 100 \\ &= 1,98 \% \end{aligned}$$

Por tanto, se calibra la velocidad del modelo con este factor de 1,98%.

## 5.6. COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS

Para poder comparar las tres tecnologías de aerogeneradores, se ha simulado mediante WASP la energía que producirían en el emplazamiento, lo que se muestra en las figuras a continuación. Cabe destacar que cada tabla muestra lo siguiente:

- Total gross AEP [GWh]: representa la producción anual bruta de energía que generaría el parque eólico si los aerogeneradores estuvieran ubicados con suficiente separación como para no verse afectados por el efecto estela.
- Total net AEP [GWh]: es la producción neta de energía anual que se estima teniendo en cuenta las pérdidas por efecto estela, siendo un valor más realista del rendimiento del parque.
- Proportional wake loss [%]: indica el porcentaje de pérdida de energía causado por el efecto estela. En general, se considera que unas pérdidas por estela inferiores al 5% indican un diseño de parque bien optimizado. El valor en todos los casos está alrededor del 6%, lo que indica que hay una pequeña pérdida de rendimiento, aunque todavía dentro de márgenes aceptables. Valores superiores al 10% indicarían la necesidad de replantear la distribución de los aerogeneradores.

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	206,162	25,770	20,220	30,118
Total net AEP [GWh]	192,970	24,121	18,355	27,903
Proportional wake loss [%]	6,4	-	1,9	10,67
Mean speed [m/s]	-	7,66	6,66	8,54
Power density [W/m <sup>2</sup> ]	-	515	332	720

*Figura 56. Energía producida Vestas V172 [13]*

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	192,892	24,112	19,252	27,903
Total net AEP [GWh]	181,317	22,665	17,558	26,022
Proportional wake loss [%]	6,0	-	1,82	9,94
Mean speed [m/s]	-	7,66	6,66	8,54
Power density [W/m <sup>2</sup> ]	-	515	332	720

*Figura 57. Energía producida Nordex N163 [13].*

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	198,781	24,848	19,734	28,887
Total net AEP [GWh]	186,469	23,309	17,953	26,853
Proportional wake loss [%]	6,19	-	1,86	10,24
Mean speed [m/s]	-	7,65	6,66	8,54
Power density [W/m <sup>2</sup> ]	-	514	332	720

*Figura 58. Energía producida Siemens Gamesa SG170 [13].*

Estos datos hacen referencia a la energía producida al pie del aerogenerador. Para el cálculo de la energía final vertida a la red eléctrica, es necesario tener en cuenta una serie de pérdidas

que se producen entre ese punto y el lugar donde la energía es evacuada a la red, o punto de inyección. Las pérdidas, mostradas en la Tabla 2, se deben principalmente a tres factores [17]:

- Pérdidas eléctricas: la energía generada debe recorrer una serie de infraestructuras como la red de media tensión, la subestación eléctrica y, en muchos casos, una línea aérea de alta tensión. Durante este recorrido se producen pérdidas eléctricas, que suelen estar entre el 3% y el 5% de la energía generada [17].
- Disponibilidad por operación y mantenimiento: el parque eólico necesita realizar tareas periódicas de operación y mantenimiento. Durante estos periodos, los aerogeneradores no están en funcionamiento, lo que implica una pérdida de producción. Estas pérdidas suelen situarse entre el 2% y el 5%, dependiendo del contrato de mantenimiento con la empresa encargada [17].
- Incumplimiento de la curva de potencia: el fabricante garantiza que el aerogenerador seguirá una curva de potencia determinada, normalmente asumiendo un nivel de cumplimiento del 95%, lo que implica un 5% de desviación respecto a lo teóricamente esperado [17].

Si se suponen unas pérdidas eléctricas del 3%, indisponibilidad del 2% e incumplimiento de la curva de potencia del 5%, las pérdidas totales serían de aproximadamente un 9,7%:

$$Pérdidas = 0,97 \cdot 0,98 \cdot 0,95 = 0,9031$$

Escenario Pérdidas		
Tipo	Pérdidas	Rendimientos
	[%]	[%]
Eléctricas	3%	97%
Indisponibilidad O y M	2%	98%
Incumplimiento Curva Potencia	5%	95%
Total	9,69%	90,31%

*Tabla 2. Escenario de pérdidas.*

Este valor obtenido se aplica a la energía neta, obteniéndose la energía inyectada a la red para cada aerogenerador.

Para la primera tecnología, Vestas V172, la energía total vertida a la red, teniendo en cuenta las pérdidas, se muestra en la Tabla 4.

Tecnología Vestas V172 a 120 m de altura de buje				
Aerogeneradores	Coordenadas UTM	Energía Bruta	Energía Neta	Rendimiento
	[m]	[MWh]	[MWh]	[%]
Aerogenerador 001	(556443,2, 4595192,0)	28086,63	27552,21	98,10
Aerogenerador 002	(556459,8, 4594691,0)	28520,06	27072,95	94,93
Aerogenerador 003	(556481,2, 4594142,0)	26344,52	25099,58	95,27
Aerogenerador 004	(556497,2, 4593700,0)	25739,34	24001,87	93,25
Aerogenerador 005	(556527,1, 4593051,0)	23445,21	21825,04	93,09
Aerogenerador 006	(556542,2, 4592644,0)	20220,08	18355,03	90,78
Aerogenerador 007	(556560,6, 4592231,0)	23688,68	21161,03	89,33
Aerogenerador 008	(556577,1, 4591795,0)	30117,95	27902,64	92,64
Total Parque	-	206162,46	192970,36	93,60

Tabla 3. Producción de energía neta modelo Vestas V172 (sin tener en cuenta pérdidas) [13].

Tecnología Vestas V172	
Número aerogeneradores	8
Potencia nominal unitaria (MW)	7,2
Potencia total parque (MW)	57,6
Energía vertida a la red (MWh/año)	174265,74
Horas equivalentes anuales (h)	3025
Factor de capacidad (%)	34,5

Tabla 4. Producción final modelo Vestas V172.

Las horas equivalentes se obtienen dividiendo la energía vertida a la red al año entre la potencia total del parque. Por encima de 3000, el parque estaría bien dimensionado. El porcentaje de tiempo equivalente que el parque funciona a plena carga durante las 8760 horas del año sería de 34,5% (factor de capacidad).

Las estadísticas para los otros dos modelos se muestran a continuación.

Tecnología Nordex N163 a 120 m de altura de buje				
Aerogeneradores	Coordenadas UTM	Energía Bruta	Energía Neta	Rendimiento
	[m]	[MWh]	[MWh]	[%]
Aerogenerador 001	(556443,2, 4595192,0)	25571,76	25129,91	98,27
Aerogenerador 002	(556459,8, 4594691,0)	26059,67	24837,20	95,31
Aerogenerador 003	(556481,2, 4594142,0)	24048,98	22993,98	95,61
Aerogenerador 004	(556497,2, 4593700,0)	23412,81	21950,96	93,76
Aerogenerador 005	(556527,1, 4593051,0)	21258,03	19902,49	93,62
Aerogenerador 006	(556542,2, 4592644,0)	18237,83	16672,62	91,42
Aerogenerador 007	(556560,6, 4592231,0)	21450,88	19314,33	90,04
Aerogenerador 008	(556577,1, 4591795,0)	27724,43	25780,13	92,99
Total Parque	-	187764,38	176581,61	94,04

Tabla 5. Producción de energía neta modelo Nordex N163 (sin tener en cuenta pérdidas) [13].

Tecnología Nordex N163	
Número aerogeneradores	8
Potencia nominal unitaria (MW)	7
Potencia total parque (MW)	56
Energía vertida a la red (MWh/año)	159465,55
Horas equivalentes anuales (h)	2848
Factor de capacidad (%)	32,5

Tabla 6. Producción final modelo Nordex N163.

Tecnología Siemens Gamesa SG170 a 120 m de altura de buje				
Aerogeneradores	Coordenadas UTM	Energía Bruta	Energía Neta	Rendimiento
	[m]	[MWh]	[MWh]	[%]
Aerogenerador 001	(556443,2, 4595192,0)	26919,86	26418,77	98,14
Aerogenerador 002	(556459,8, 4594691,0)	27382,70	26052,98	95,14
Aerogenerador 003	(556481,2, 4594142,0)	25399,33	24227,28	95,39
Aerogenerador 004	(556497,2, 4593700,0)	24828,27	23205,30	93,46
Aerogenerador 005	(556527,1, 4593051,0)	22696,37	21172,71	93,29
Aerogenerador 006	(556542,2, 4592644,0)	19734,41	17952,69	90,97
Aerogenerador 007	(556560,6, 4592231,0)	22932,86	20585,43	89,76
Aerogenerador 008	(556577,1, 4591795,0)	28887,36	26853,38	92,96
Total Parque	-	198781,14	186468,57	93,81

Tabla 7. Producción de energía neta modelo Siemens Gamesa SG170 (sin tener en cuenta pérdidas) [13].

Tecnología Siemens Gamesa SG170	
Número aerogeneradores	8
Potencia nominal unitaria (MW)	6,6
Potencia total parque (MW)	52,8
Energía vertida a la red (MWh/año)	168394,17
Horas equivalentes anuales (h)	3189
Factor de capacidad (%)	36,4

*Tabla 8. Producción final modelo Siemens Gamesa SG170.*

Finalmente, la Tabla 9 muestra la comparativa final entre las tres tecnologías de aerogeneradores en términos de potencia total instalada, energía vertida a la red, horas equivalentes anuales y factor de capacidad. A partir de estos datos, se ha elegido finalmente la tecnología de Siemens, ya que presenta el mayor factor de capacidad, lo que indica un mejor aprovechamiento de la potencia nominal instalada a lo largo del año. Este valor refleja cómo de eficientemente trabaja el aerogenerador respecto a su capacidad máxima, y en este caso sugiere un funcionamiento más constante y optimizado.

Tecnología	Potencia total parque [MW]	Energía vertida a la red [MWh/año]	Horas equivalentes anuales [h]	Factor de capacidad [%]
Vestas V172	57,6	174265,74	3025	34,5
Nordex N163	56	159465,55	2848	32,5
Siemens SG170	52,8	168394,17	3189	36,4

*Tabla 9. Comparativa final tecnologías.*

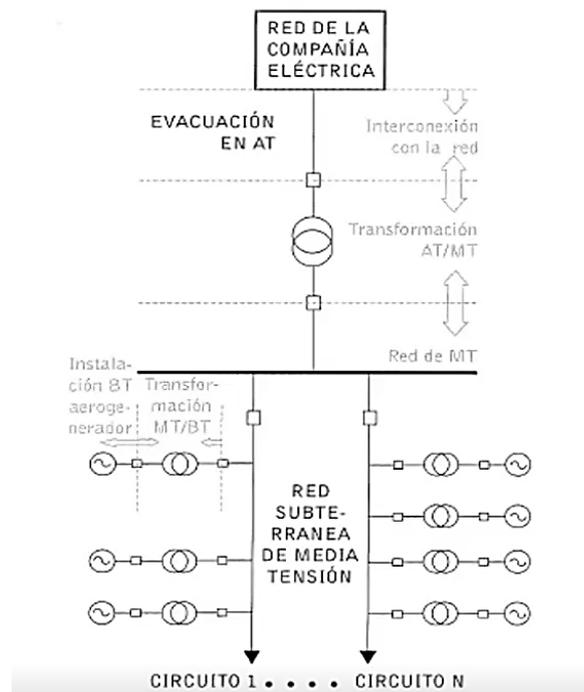
Las especificaciones técnicas del modelo Siemens Gamesa SG170 de 6,6 MW se muestran en la tabla siguiente:

Tipo de rotor	3 palas, eje horizontal
Posición del rotor	A barlovento
Diámetro del rotor	170 m
Área barrida	22.698 m <sup>2</sup>
Regulación de potencia	Regulación de pitch y par con velocidad variable
Inclinación del rotor	6 grados
Longitud de pala	83,5 m
Tipo de cubierta de góndola	Totalmente cerrada
Tipo de generador	Asíncrono, DFIG
Potencia nominal	6,6 MW
Tensión (salida generador)	690 V
Frecuencia	50 Hz o 60 Hz
Tipo de sistema de orientación	Activa
Rodamiento de orientación	Engranaje externo
Motor de orientación	Motores eléctricos con engranajes
Sistema SCADA	MySite360
Tipo de torre	Acero tubular / Híbrida
Altura del buje	115 a 165 m (según sitio)
Velocidad de conexión	3 m/s
Velocidad nominal	11,5 m/s (viento constante sin turbulencias, IEC61400-1)
Velocidad de desconexión	25 m/s
Velocidad de reconexión	22 m/s

*Tabla 10. Especificaciones técnicas del modelo Siemens Gamesa SG170 - 6,6 MW [19].*

## Capítulo 6. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

En este capítulo se llevarán a cabo todos los cálculos correspondientes a la instalación eléctrica del parque eólico. El análisis comenzará por la red de baja tensión, que forma parte de la estructura interna de cada aerogenerador. A continuación, se realizarán los cálculos para el transformador de elevación de baja a media tensión, junto con sus respectivas cabinas de interconexión. Después, se describirá la red de media tensión, canalizada en zanja, que conducirá la energía hasta una subestación eléctrica, donde se realizará una nueva elevación de tensión, de media a alta tensión. Finalmente, se detallará la red de alta tensión que transportará la energía desde la subestación hasta el punto de interconexión con la red eléctrica.



*Figura 59. Esquema unifilar de la instalación eléctrica de un parque eólico [18].*

## 6.1. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN DEL AEROGENERADOR

Los centros de transformación de un aerogenerador están compuestos por el transformador de baja a media tensión y las celdas o cabinas de interconexión.

### 6.1.1. TRANSFORMADOR DE BAJA A MEDIA TENSIÓN

Los transformadores de baja a media tensión constituyen el primer elemento de la infraestructura. Su función es elevar la tensión desde un nivel bajo, en este caso, 690 V, a media tensión. Tradicionalmente los transformadores podían estar ubicados fuera del aerogenerador. Sin embargo, en la actualidad, por razones tanto estéticas como medioambientales, los transformadores se ubican en el interior de la góndola, a continuación del generador eléctrico. Esto resulta especialmente relevante, ya que los aerogeneradores modernos, con potencias elevadas de entre 5 y 7 MW, generan energía a gran altura (100–120 metros), lo que puede ocasionar pérdidas energéticas significativas si no se eleva la tensión de forma inmediata [18].

En este proyecto, el modelo de aerogenerador escogido es Siemens Gamesa SG170 de 6,6 MW, que genera en baja tensión a 690 V. Las especificaciones del transformador Siemens Gamesa, para elevar la tensión a nivel de media, se muestran en la Tabla 11.

Tipo de transformador	Líquido
Corriente máxima	7.11 kA + armónicos a tensión nominal $\pm 10\%$
Tensión nominal	30/0.69 kV
Frecuencia	50 Hz
Tensión de cortocircuito	$9.5\% \pm 8.3\%$ (ref. 6.5 MVA)
Grupo de conexión	Dyn11
Normativa	IEC 60076
Tipo de refrigeración	KFWF

*Tabla 11. Especificaciones del transformador Siemens Gamesa SG170 de 6,6 MW [19].*

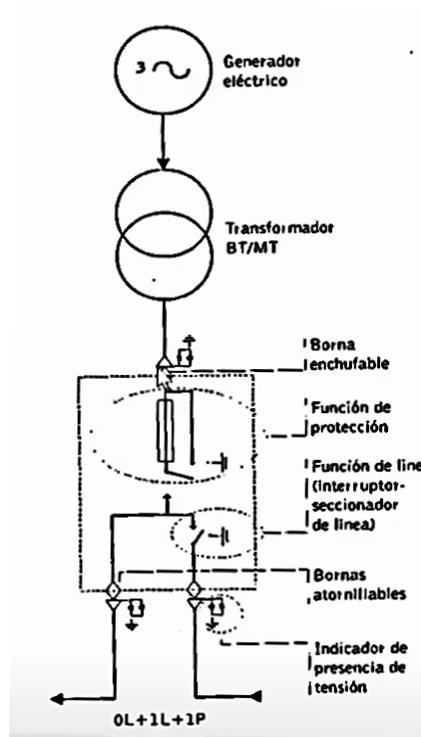
### 6.1.2. CABINAS DE INTERCONEXIÓN

Además del transformador de baja a media tensión, los centros de transformación de los aerogeneradores también incluyen las cabinas o celdas de interconexión, situadas normalmente en la base de la torre. Estas celdas tienen como función principal proteger y aislar el lado de media tensión del transformador y la línea de generación frente a posibles fallos aguas abajo [18]. En el Anexo IV, Plano 6, se muestra un unifilar de las celdas de interconexión utilizadas.

Las celdas deben estar diseñadas para soportar tanto la intensidad nominal como la corriente de cortocircuito presente en la red de media tensión (los cálculos correspondientes se encuentran en el Anexo II). Éstas están equipadas con un conjunto de interruptores, seccionadores y relés de protección, habitualmente aislados en gas SF<sub>6</sub>, lo que permite una reducción significativa del espacio requerido en comparación con el aislamiento en aire, aunque este último también es utilizado en algunos casos [18].

El tipo de celda de interconexión varía en función de la posición del aerogenerador dentro de la línea de generación del parque:

- Posición inicial de línea de generación: se emplea el tipo 0L + 1P, que no dispone de línea de entrada, solo cuenta con una salida y protección. Este tipo corresponde siempre al primer aerogenerador de la línea [18].
- Posición intermedia entre dos aerogeneradores: se utiliza el tipo 0L + 1L + 1P, con una entrada, una salida y una protección [18].
- Posición intermedia entre más de dos aerogeneradores: se emplea el tipo 0L + 2L + 1P, con dos entradas de línea y una protección [18].



*Figura 60. Celda 0L+1L+1P [18].*

Cabe destacar que, para potencias mayores de 2 MW, la nomenclatura de las celdas es diferente, al utilizarse como protección interruptores automáticos en lugar de ruptofusibles. Por tanto, la protección de las celdas se identificará a partir de ahora como 1V o como 1A, en lugar de 1P [18].

La distribución de los aerogeneradores por circuitos, así como el tipo de celda instalada en cada uno, se muestran en la Tabla 12. Esta distribución por circuitos se puede observar gráficamente en el Anexo IV, Plano 7.

Circuito	Tramo	Longitud (m)	Tipo celda
1	Aerog. 1-Aerog. 2	500	Aerog. 1: 0L +1V
	Aerog. 2-SE	1800	Aerog. 2: 0L+1L+1V
2	Aerog. 3-Aerog. 4	450	Aerog. 3: 0L +1V
	Aerog. 4-Aerog. 5	650	Aerog. 4: 0L+1L+1V
	Aerog. 5-SE	160	Aerog. 5: 0L+1L+1V
3	Aerog. 8-Aerog. 7	440	Aerog. 8: 0L +1V
	Aerog. 7-Aerog. 6	420	Aerog. 7: 0L+1L+1V
	Aerog. 6-SE	250	Aerog. 6: 0L+1L+1V

*Tabla 12. Distribución de aerogeneradores en circuitos y tipos de celda de interconexión.*

Se ha escogido el fabricante MESA para las cabinas de interconexión. En función de la posición del aerogenerador, se utilizarán dos arquitecturas tipo, ID/D0 (para los aerogeneradores 1,3 y 8) e IID/ID0 (para los aerogeneradores 2, 4, 5, 6 y 7). Las características principales se muestran en la Tabla 13.

	DVCAS
<b>Celda</b>	
Tensión nominal (kV)	36
Intensidad nominal (A)	630
Intensidad nominal de corta duración (kA/s)	25/1
Resistencia frente a arco interno IAC AFL (kA/s) <sup>(2)</sup>	25/1
Temperatura (°C) <sup>(1)</sup>	-25
Altitud (m) <sup>(3)</sup>	2000
<b>Interruptor automático (D)</b>	
Intensidad nominal (A)	630
Endurancia eléctrica	E2
Endurancia mecánica	M1
<b>Interruptor - seccionador (I)</b>	
Intensidad nominal de corte (A)	630
Poder de cierre en cortocircuito (kA)	50
<b>Seccionador (S)</b>	
Intensidad nominal (A)	•
Endurancia mecánica	•
<b>Remonte de cables (0)</b>	
Intensidad nominal	630
<b>Conectores</b>	
Geometría	T
Perfil interno función protección	Tipo C
Perfil interno función línea o remonte	Tipo C
Conexión atornillada	M16

*Tabla 13. Características de la cabina de interconexión DVCAS [20].*

Las celdas seleccionadas cuentan con interruptor automático y seccionador, y presentan una tensión nominal de 36 kV, superior a 30 kV, tensión nominal de la red, por lo que cumplen correctamente este requisito. Además, como se mencionó anteriormente, las celdas deben resistir tanto la intensidad nominal como la de cortocircuito. Según los cálculos realizados en el Anexo II, la intensidad nominal máxima que circulará por el cableado es de 415,69 A, valor inferior a la intensidad nominal de la celda, de 630 A. En cuanto a la capacidad de interrupción frente a fallas, la intensidad de cortocircuito trifásico simétrica calculada es de 11,5 kA. Este valor se encuentra por debajo de la capacidad térmica del interruptor, que admite 25 kA durante 1 segundo, y también por debajo del poder de cierre del seccionador, que es de 50 kA. Por tanto, el equipo de protección cumple adecuadamente tanto desde el punto de vista térmico como mecánico para la corriente de cortocircuito máxima prevista en la red.

## **6.2. SISTEMA ELÉCTRICO DE MEDIA TENSIÓN**

El sistema de media tensión de la instalación se ejecutará mediante cables subterráneos, enterrados en zanja a una profundidad aproximada de 0,8 metros.

En España, el diseño y la instalación de las líneas subterráneas de media tensión deben cumplir lo establecido en el Real Decreto 337/2014, que aprueba el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión (RAT). En particular, se ha tenido en cuenta la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06, que regula específicamente las líneas subterráneas con cables aislados.

Se ha establecido un valor de tensión normalizado, siendo la línea de 30 kV, con la tensión más elevada de la red de valor 36 kV. La Tabla 14 muestra los niveles de aislamiento del cable exigidos por norma según esta tensión y la categoría de la red.

La categoría de la red está determinada por la duración máxima permitida de un defecto a tierra antes de su desconexión. En sistemas como los de parques eólicos, donde las protecciones actúan de forma rápida y automática, se considera una categoría A-B.

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	
			$U_1/U_2$ ó $U_3$ kV	$U_0$ 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)

(1) El nivel de aislamiento a impulsos tipo rayo se determinará conforme a los criterios de coordinación de aislamiento establecidos en la norma UNE-EN 60071-1.

- $U_0$ : Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre cada conductor y la pantalla del cable, para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.
  - $U_1$ : Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre dos conductores cualesquiera para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.
  - $U_2$ : Valor de cresta de la tensión soportada a impulsos de tipo rayo aplicada entre cada conductor y la pantalla o la cubierta para el que se ha diseñado el cable o los accesorios.
- Nota: Esta magnitud afecta al diseño de cables de campo no radial y a sus accesorios.

Tabla 14. Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios [18].

En el Anexo II se han realizado los cálculos necesarios para el dimensionamiento del cableado, aplicando el criterio de máxima intensidad admisible y el criterio de caída de tensión. Para el caso del circuito 2, el más desfavorable (ver Tabla 12), se ha determinado una intensidad nominal máxima de 415,69 A. Aplicando los factores de corrección correspondientes, se ha establecido una sección óptima del conductor de 400 mm<sup>2</sup>.

Se utilizarán cables unipolares de aluminio con aislamiento HEPR adecuados para redes de media tensión en corriente alterna trifásica a 50 Hz. El aislamiento HEPR proporciona una buena resistencia térmica y dieléctrica, así como un comportamiento aceptable frente a la humedad, siendo adecuado para instalaciones enterradas. El aluminio se ha elegido como conductor en lugar del cobre debido a su menor coste y peso más ligero.

En conclusión, las características eléctricas del sistema de media tensión son las siguientes:

- Tensión nominal de servicio: 30 kV
- Tensión más elevada de la red: 36 kV
- Categoría de red: A-B
- Tipo de cable: 18/30 kV, unipolar, aluminio, HEPR, 3x(1x400 mm<sup>2</sup>).

### **6.3. SUBESTACIÓN DEL PARQUE EÓLICO**

La subestación eléctrica del parque eólico se encargará de elevar la tensión de media a alta, pasando de 30 kV a 132 kV mediante un transformador elevador. La energía será evacuada desde esta subestación mediante una línea aérea de 132 kV hasta la subestación de Almazán, propiedad de Red Eléctrica de España (REE), que se encuentra a 16 km de la subestación del parque y es donde se producirá la conexión a la red de transporte en 220 kV.

La subestación será de tipo convencional exterior con aislamiento en aire (AIS). El sistema de media tensión a 30 kV se alojará en el edificio de control, donde se instalarán las celdas de media tensión. Se establecerá un embarrado a 30 kV que interconectará los circuitos de generación con el transformador elevador hacia la línea de 132 kV, la cual permitirá la evacuación de energía hacia la red de transporte.

A continuación, se detallan todos los elementos de aparamenta necesarios para el correcto funcionamiento de la subestación.

#### **6.3.1. TRANSFORMADOR DE POTENCIA**

El transformador de potencia constituye el elemento principal de la subestación, y se encarga de elevar la tensión del sistema de media tensión (30 kV) a 132 kV. El transformador debe soportar la potencia aparente total del parque eólico, concretamente 58,7 MVA, considerando una potencia activa de 52,8 MW y un factor de potencia de 0,9. Las características del transformador se detallan a continuación:

- Tensión primaria (AT): 132 kV
- Tensión secundaria (BT): 33 kV
- Potencia aparente nominal: 60 MVA
- Transformador trifásico, inmerso en aceite
- Conexión: Dyn11

### 6.3.2. TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD Y DE TENSIÓN

Los transformadores de medida, tanto de intensidad como de tensión, son elementos esenciales en la subestación, ya que permiten el correcto funcionamiento de los sistemas de protección, control y medida, asegurando su aislamiento y evitando sobrecargas.

El transformador de intensidad reduce la corriente de la línea a niveles seguros, lo que permite a los dispositivos de protección y medida operar sin exponerse a la corriente de alta tensión. Por otro lado, el transformador de tensión reduce la tensión de la red a niveles estandarizados, proporcionando aislamiento eléctrico a los equipos de medida y protección.

El modelo KA-145 de Artech es un transformador combinado adecuado para tensiones de 132 kV nominal y hasta 145 kV máximos.

Aislamiento de papel-aceite > Modelo KA									
Modelo	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo			Línea de fuga estándar (mm)	Dimensiones			Peso (kg)
		Frecuencia industrial (kV)	Impulso (BIL) (kVp)	Maniobra (kVp)		AXB (mm)	T (mm)	H (mm)	
KA-72	72,5	140	325	-	1825	350x350	1655	2270	375
KA-123	123	230	550	-	3075	450x450	2055	2655	570
KA-145	145	275	650	-	3625	450x450	2055	2655	580
KA-170	170	325	750	-	4250	450x450	2455	2945	755
	245	395	950	-	6125	450x450	3185	3820	1050
	300	460	1050	-					
KA-245	300	460	1050	-	7500	600x600	4340	5050	1520
		460	1050	850					

Figura 61. Especificaciones técnicas del transformador combinado KA-145 de Artech [21].

### 6.3.3. INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

El interruptor automático es un dispositivo fundamental en la subestación. Se encarga de interrumpir automáticamente las corrientes de defecto (cortocircuitos) de forma rápida y segura, protegiendo la infraestructura y evitando daños.

Para asegurar la protección ante cortocircuitos en la línea de alta tensión de 132 kV, se seleccionará el interruptor automático Siemens 3AP1 FG. Es apto para operar en sistemas de 145 kV, con capacidad de interrupción de cortocircuito de 40 kA durante 1 a 3 segundos, lo que excede ampliamente la intensidad de cortocircuito calculada en el Anexo II (13,1 kA).

Type		3AP1						3AP2/3		3AP4/5	
Rated voltage	kV	72.5	123	145	170	245	300	420	550	800	
No. of interrupter units per pole		1						2		4	
Rated short-duration power-frequency withstand voltage	kV	140	220	275	325	460	460	610	800	830	
Rated lightning impulse withstand voltage / min	kV	325	550	650	750	1050	1050	1425	1550	2100	
Rated switching impulse withstand voltage	kV							850	1050	1175	1425
Rated normal current, up to	A	2500	4000	4000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	
Rated short-time withstand current (1s - 3 s), up to	kA	40	40	40	63	63	63	80	63	63	
Temperature range	°C	-60 up to +55 *									
Rated operating sequence		O-0.3 s-CO-3 min-CO or CO-15 s-CO									
Rated break time		3 cycles						2 cycles			
Rated frequency	Hz	50 or 60									
Maintenance after		25 years									

*Figura 62. Especificaciones técnicas del modelo Siemens 3AP1 [22].*

### 6.3.4. SECCIONADOR

El seccionador es un elemento complementario al interruptor automático. Su función es proporcionar un aislamiento visible y seguro de las líneas eléctricas para tareas de mantenimiento, una vez que el interruptor ha abierto el circuito, es decir, en vacío.

El seccionador escogido corresponde al modelo MESA SG3C-145/1600, con capacidad de operación hasta 145 kV de aislamiento. Dispone una corriente nominal en régimen permanente de hasta 1600 A y puede soportar corrientes de cortocircuito de hasta 40 kA durante 1 segundo, superando el valor estimado de 13,1 kA del sistema.

**Características eléctricas**

**Electrical Characteristics**

	Referencia Reference	Tensión nominal Rated voltage	Intensidad nominal Rated normal current (I)	Tensión de ensayo / Impulse withstand voltage				Intensidad corta duración (valor eficaz) Short time withstand current (RMS) (I)	Valor cresta de la intensidad Peak withstand current (I)	Tipo de aislador Insulator type			
				A tierra y entre polos To earth and between poles		Sobre la distancia de secci. Across isolating distance							
				A frecuencia industrial bajo lluvia / Power frequency wet	A impulso/ Impulse	A frecuencia industrial bajo lluvia / Power frequency wet	A impulso/ Impulse						
A	1	SG3CP-36/1250 SG3CPT-36/1250	36	1250	70	170	80	195	31,5	80	C4-170		
		SG3CP-52/1250 SG3CPT-52/1250	52	800	95	250	110	290	31,5	80	C4-250		
		SG3CP-72/1250 SG3CPT-72/1250	72,5	1250	140	325	160	375	31,5	80	C4-325		
			SG3CP-123/1250 SG3CPT-123/1250	123	1250	230	550	265	630	31,5	80	C4-550	
	2	SG3C-36/1250 SG3CT-36/1250	36	1250	70	170	80	195	31,5	80	C4-170		
		SG3C-52/1250 SG3CT-52/1250	52	1250	95	250	110	290	31,5	80	C4-250		
		SG3C-72/1250 SG3CT-72/1250	72,5	1250	140	325	160	375	31,5	80	C4-325		
			SG3C-123/1250 SG3CT-123/1250	123	1250	230	550	265	630	31,5	80	C4-550	
	3	SG3C-52/1600 SG3CT-52/1600	52	1600	95	250	110	290	40	100	125	C4-250	
		SG3C-52/2000 SG3CT-52/2000	52	2000	95	250	110	290	50	125	125	C4-250	
		SG3C-52/2750 SG3CT-52/2750	52	2750	95	250	110	290	50	125	125	C4-250	
			SG3C-72/1600 SG3CT-72/1600	72,5	1600	140	325	160	375	40	100	125	C4-325
SG3C-72/2000 SG3CT-72/2000			72,5	2000	140	325	160	375	50	125	125	C4-325	
SG3C-72/2750 SG3CT-72/2750			72,5	2750	140	325	160	375	50	125	125	C4-325	
		SG3C-123/1600 SG3CT-123/1600	123	1600	230	550	265	635	40	100	125	C4-550	
		SG3C-123/2000 SG3CT-123/2000	123	2000	230	550	265	635	50	125	125	C4-550	
		SG3C-123/2750 SG3CT-123/2750	123	2750	230	550	265	635	50	125	125	C4-550	
B	1	SG3CP-145/1250 SG3CPT-145/1250	145	1250	275	650	315	750	31,5	80	C4-650		
		SG3CP-170/1250 SG3CPT-170/1250	170	1250	325	750	375	860	31,5	80	C4-750		
		SG3CP-245/1250 SG3CPT-245/1250	245	1250	460	1050	530	1200	31,5	80	C4-1050		
	2	SG3C-145/1250 SG3CT-145/1250	145	1250	275	650	315	750	31,5	80	C4-650		
		SG3C-170/1250 SG3CT-170/1250	170	1250	325	750	375	860	31,5	80	C4-750		
		SG3C-245/1250 SG3CT-245/1250	245	1250	460	1050	530	1200	31,5	80	C4-1050		
C		SG3C-145/1600 SG3CT-145/1600	145	1600	275	650	315	750	40	100	125	C4-650	
		SG3C-145/2000 SG3CT-145/2000	145	2000	275	650	315	750	50	125	125	C4-650	
		SG3C-145/2750 SG3CT-145/2750	145	2750	275	650	315	750	50	125	125	C4-650	
			SG3C-170/1600 SG3CT-170/1600	170	1600	325	750	375	860	40	100	125	C4-750
			SG3C-170/2000 SG3CT-170/2000	170	2000	325	750	375	860	50	125	125	C4-750
			SG3C-170/2750 SG3CT-170/2750	170	2750	325	750	375	860	50	125	125	C4-750
			SG3C-245/1600 SG3CT-245/1600	245	1600	460	1050	530	1200	40	100	125	C4-1050
			SG3C-245/2000 SG3CT-245/2000	245	2000	460	1050	530	1200	50	125	125	C4-1050
			SG3C-245/2750 SG3CT-245/2750	245	2750	460	1050	530	1200	50	125	125	C4-1050

Figura 63. Especificaciones técnicas del modelo MESA SG3C [23].

### 6.3.5. AUTOVÁLVULA

La autoválvula, también conocida como pararrayos, se encarga de desviar a tierra las sobretensiones transitorias, originadas principalmente por descargas atmosféricas, pero también puede actuar frente a situaciones como maniobras de conexión y desconexión o fallos internos. Su objetivo es proteger equipos sensibles, como transformadores, interruptores y líneas, evitando daños por sobretensión excesiva.

El modelo escogido, VARISIL HI es utilizado especialmente en subestaciones, con tensión asignada de hasta 144 kV, lo que lo hace adecuado para la red de tensión nominal 132 kV, cumpliendo con la norma IEC 60099-4. Además, este dispositivo soporta una corriente nominal de descarga de 10 kA y puede resistir impulsos de corriente de alta energía de hasta 100 kA, así como corrientes de cortocircuito de 63 kA durante 0,2 s, lo que garantiza su correcto funcionamiento en condiciones de fallo de la red, superando con margen la intensidad de cortocircuito máxima estimada de 13,1 kA.

TECHNICAL CHARACTERISTICS	VARISIL™ HI
Rated Voltage (Ur)	5 to 144 kV rms
Nominal discharge current (In)	10 kA with 8/20 waveshape
Line discharge class / Classification	2 / SL
High-current impulse withstand	100 kA with 4/10 waveshape
Long-duration current impulse withstand	500 A with 2 000 µs waveshape
Specified long-term load	80 daN.m
Short-circuit current withstand	63 kA/0.2s

*Figura 64. Especificaciones técnicas del modelo VARISIL HI [24].*

## 6.4. RED DE COMUNICACIONES

La red de comunicaciones estará compuesta por cables de fibra óptica. Ésta permitirá la comunicación de los aerogeneradores con el edificio de control, interconectando los aerogeneradores entre sí y estos a su vez con la subestación del parque. Se utilizarán cables tipo multimodo, diseñados para transmisión de datos a distancias de menos de 2 km. Dichos cables irán enterrados en las zanjas por las que discurre el tendido de los cables de media tensión, a una profundidad aproximada de 0,6 metros. Las características técnicas del cable se muestran a continuación:

- Tipo de fibra: multimodo 50/125 µm
- Construcción: ajustada
- Número de fibras: 8
- Armadura: acero corrugado
- Cubierta externa: polietileno

## 6.5. PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra tiene como objetivo garantizar la seguridad de las personas y equipos, evitando tensiones peligrosas en caso de fallo eléctrico, y asegurando una correcta actuación de las protecciones. Este sistema permite canalizar hacia tierra las corrientes de

defecto que puedan generarse en el parque eólico, minimizando el riesgo de descargas eléctricas por tensiones de contacto o de paso.

En este caso, la red de tierra estará formada por un conductor de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup>, instalado en el fondo de las zanjas de media tensión, a una profundidad aproximada de 0,9 m. El conductor irá a lo largo de todo el recorrido eléctrico del parque, conectando los aerogeneradores, las celdas de media tensión y la subestación eléctrica, de forma que todo quede unido a la misma toma de tierra.

La resistencia del sistema de puesta a tierra debe mantenerse por debajo de 5  $\Omega$ , tal como recomienda REE en instalaciones de media y alta tensión, para garantizar niveles seguros de tensión de contacto. Para ello, además del conductor enterrado en zanja, se prevé la instalación de una malla de puesta a tierra en el perímetro de la subestación, junto con electrodos verticales (picas) en puntos estratégicos. El diseño cumple con lo establecido en la ITC-RAT 13 del RD 337/2014.

## Capítulo 7. OBRA CIVIL

En este capítulo se describen las principales infraestructuras de obra civil necesarias para la instalación del parque eólico. Estas incluyen los caminos de acceso y comunicación, tanto los que conectan el parque con la red de transporte existente, como los caminos internos que permiten el acceso individual a cada aerogenerador. Además, se detallan las cimentaciones de los aerogeneradores, el diseño de las zanjas para el tendido de los cables de potencia, puesta a tierra y comunicaciones, así como la obra civil asociada a la construcción del edificio de control y de la subestación eléctrica del parque.

### 7.1. VIALES DE ACCESO E INTERIORES

Como ya se comentó en el Anexo I, el emplazamiento escogido cuenta con acceso por carretera a través de la SO-P-3111, continuando por caminos secundarios de tierra, como se muestra en la Figura 65.



*Figura 65. Acceso al emplazamiento por camino secundario [10].*

Los caminos de acceso deben estar diseñados para permitir el tránsito de los vehículos de transporte y montaje de los aerogeneradores, incluyendo grúas y equipos de mantenimiento.

Se distinguen dos tipos: los viales de acceso, que conectan el parque con la carretera principal, y los viales interiores, que constituyen la red de comunicación interna del parque eólico.

El diseño de estos caminos se realiza conforme a los requerimientos definidos por el fabricante del aerogenerador, quien establece las características geométricas y constructivas necesarias para el transporte seguro de los componentes. Entre los parámetros habituales se encuentran:

- Anchura típica del vial: 6 metros.
- Pendiente máxima admisible: 10 %, ampliable a 15 % en tramos reforzados con hormigón o cemento.
- Radio mínimo de curvatura: entre 35 y 50 metros.

La sección estructural del vial se compone de una subbase de 30 cm de suelo compactado al 95 % del Proctor modificado, y una capa superior de 20 cm de zahorra artificial compactada al 98 % del Proctor modificado. La sección de los viales se encuentra representada en el Anexo IV, Plano 5.

En cuanto a la ejecución, los caminos de acceso son caminos de tierra ya existentes que, al estar definidos, solo requerirán una adaptación mínima para cumplir con los requisitos mencionados. Por otro lado, los viales interiores, actualmente senderos, deberán ser adecuadamente acondicionados. Dichos caminos están representados en el Anexo IV, Plano 2, donde se distinguen los accesos y caminos interiores.

## **7.2. CIMENTACIONES**

La cimentación de los aerogeneradores es un elemento estructural fundamental que garantiza la estabilidad del conjunto, asegurando un correcto anclaje al terreno y una distribución eficiente de las cargas generadas durante el funcionamiento. Su función principal es transmitir estas cargas al terreno de forma segura y uniforme, evitando desplazamientos.

La ejecución de la cimentación comienza con una excavación del terreno según las dimensiones del diseño, seguida del vertido de hormigón, que es el material más habitual para este tipo de estructuras. El diseño más común es de base circular o poligonal, y en ella se pueden instalar pernos de anclaje que fijan la torre del aerogenerador a la cimentación.

Dado que cada emplazamiento presenta unas características muy específicas, el diseño de la cimentación constituye en sí mismo un proyecto independiente, realizado por empresas especializadas, y requiere un estudio geotécnico y geofísico previo. En este proyecto se presenta un diseño básico de cimentación, Anexo IV, Plano 4, válido para una planificación general.

Además, junto a la cimentación se construyen las plataformas de montaje, que son superficies auxiliares diseñadas para permitir el acceso y maniobra de las grúas y otros equipos durante el montaje de los aerogeneradores. Están constituidas, como se puede observar en el Anexo IV, Plano 5, por una explanación compactada de 0,20 metros de espesor de zahorra artificial, y una subbase de mínimo 50 cm de suelo compactado al 95 % del Proctor modificado. La superficie tiene una pendiente del 1% para el drenaje de lluvias.

### **7.3. CANALIZACIONES EN ZANJA**

Las zanjas son excavaciones lineales diseñadas para alojar los cables de potencia, comunicación (fibra óptica) y puesta a tierra del parque eólico. Su principal función es proteger estos conductores de posibles daños y garantizar una instalación ordenada y segura.

En este proyecto se han definido dos tipos de zanjas (Tabla 15), que varían únicamente en el ancho, en función del número de ternas de media tensión que contengan, tal como se

representa en el Anexo IV, Plano 3. Todas tienen una profundidad constante de 1 metro, y sus anchos son de 0,4 m para la Z-1a y 0,8 m para la Z-2b.

Tipo de Zanja	Media Tensión Nº de ternas	Nº de cables de fibra óptica	Cable de tierra
Z-1a	1	1	1
Z-2b	2	1	1

*Tabla 15. Tipos de zanjas.*

En la base de la zanja, a 0,9 m de profundidad, se dispone el conductor de puesta a tierra. Encima de este, se coloca una capa de arena fina de 10 cm, sobre la cual se instalan los cables de potencia, que pueden llegar hasta tres y se distribuyen horizontalmente separados 40 cm entre ellos. Estos cables quedan cubiertos por otra capa de arena fina de 30 cm. Encima de esta capa se instala el cable de fibra óptica.

Posteriormente, se coloca una nueva capa de arena fina de 15 cm sobre la fibra óptica, seguida de una placa de PVC como protección física. Encima de esta, se aplica una capa de tierra compactada de 15 cm, sobre la que se coloca una cinta de señalización para advertir de la presencia de cables eléctricos. Finalmente, se completa la zanja con una última capa de tierra compactada hasta llegar a la superficie.

## **7.4. EDIFICIO DE CONTROL Y SUBESTACIÓN**

La obra civil de la subestación eléctrica y del edificio de control del parque eólico incluye una serie de trabajos previos y de acondicionamiento del terreno, así como la construcción de las estructuras necesarias para el funcionamiento del sistema eléctrico y de supervisión.

La subestación del parque eólico se construirá al aire libre, adyacente al edificio de control, y su función principal será aumentar la tensión generada en el parque para facilitar su inyección en la red de transporte. Para su construcción, se realizan tareas iniciales como limpieza del terreno, excavaciones, nivelación del área y compactación del suelo. Sobre esta base se levantan las cimentaciones que soportarán los transformadores, equipos eléctricos

de intemperie y los elementos de conexión. También se ejecutan canalizaciones para cableado y sistemas de drenaje.

El edificio de control servirá como el centro operativo del parque, desde donde se podrá monitorizar y gestionar la producción eléctrica, además de realizar tareas de mantenimiento y coordinación. Este edificio albergará distintas estancias: zona de control, almacén de recambios, aseos, espacio para reuniones y una sala técnica para los equipos de media tensión. Su diseño será en una sola planta, y contará con unas dimensiones de 25 por 20 metros y una altura de 4 metros.

## **Capítulo 8. PRESUPUESTO**

En este capítulo se analiza el presupuesto necesario para llevar a cabo la construcción y puesta en marcha del parque eólico. El presupuesto incluye la inversión en activos físicos necesarios para su funcionamiento, lo que se conoce como CAPEX.

El presupuesto se ha dividido en tres bloques:

- **Obra civil:** incluye todos los trabajos de movimiento de tierras, cimentaciones, plataformas, accesos y demás elementos necesarios y permanentes para soportar la infraestructura del parque.
- **Instalación eléctrica:** incluye la red de media tensión (conductores, celdas, conexiones), así como la subestación de transformación 30/132 kV, sus celdas, transformador de potencia, equipos de medida y montaje.
- **Aerogeneradores y torre de medición:** se incluyen los aerogeneradores comerciales seleccionados para el parque (en este caso, 8 unidades del modelo Siemens Gamesa SG170) y la torre de medición necesaria para el seguimiento del recurso eólico.

Este presupuesto representa la base de la inversión inicial del proyecto, que será utilizada posteriormente en el análisis de viabilidad económica (Capítulo 9). En dicho capítulo también se tendrán en cuenta dos conceptos no incluidos en el presupuesto:

- Los costes de interconexión a la red, necesarios para conectar el parque a la infraestructura eléctrica existente.
- Los costes de desarrollo (también llamados DEVEX), que corresponden a costes asociados al desarrollo previo del proyecto, tales como estudios técnicos y ambientales, ingeniería básica y de detalle, tramitación y licencias, consultoría, dirección de obra o seguros.

## 8.1. PRESUPUESTO OBRA CIVIL

1. OBRA CIVIL								
Concepto	Elemento	Cantidad	Longitud	Anchura	Altura	Total unidades	Precio unitario (EUR/ud.)	Importe (EUR)
Desbroce y limpieza de terreno por medios mecánicos								
	Viales interiores	1,00	4.580,00	6,00	-	27.480,00	1,03	
	Viales de acceso	1,00	4.800,00	6,00	-	28.800,00	1,03	
	Plataformas	8,00	50,00	43,50	-	17.400,00	1,03	
	Zanjas Z-1a línea 30 kV	1,00	1.390,00	0,40	-	556,00	1,03	
	Zanjas Z-2b línea 30 kV	1,00	3.280,00	0,80	-	2.624,00	1,03	
	Cimentaciones torre de medición	1,00	-	-	-	5,00	1,03	
	Cimentaciones aerogeneradores	8,00	-	-	-	2.368,00	1,03	
	<b>Total</b>							<b>81.609,99</b>
Excavación del terreno								
	Plataformas	8,00	50,00	43,50	0,70	12.180,00	3,62	
	Zanjas Z-1a línea 30 kV	1,00	1.390,00	0,40	1,00	556,00	6,97	
	Zanjas Z-2b línea 30 kV	1,00	3.280,00	0,80	1,00	2.624,00	6,97	
	Cimentaciones torre de medición	1,00	-	-	1,00	5,00	8,60	
	Cimentaciones aerogeneradores	8,00	-	-	3,00	7.104,00	8,60	
	<b>Total</b>							<b>127.393,60</b>
Relleno del terreno								
Zahorra artificial y tierra compactada	Viales	1,00	9.380,00	6,00	0,50	28.140,00	5,38	
	Plataformas	8,00	50,00	43,50	0,70	12.180,00	4,41	
Arena arcillosa y tierra compactada	Zanjas Z-1a línea 30 kV	1,00	1.390,00	0,40	1,00	556,00	12,93	
	Zanjas Z-2b línea 30 kV	1,00	3.280,00	0,80	1,00	2.624,00	12,93	
Tierra compactada	Cimentaciones aerogeneradores	8,00	-	-	0,20	473,60	13,88	
	<b>Total</b>							<b>252.797,97</b>
Hormigones								
Hormigón de limpieza	Cimentaciones aerogeneradores	8,00	-	-	0,20	473,60	95,49	
	Cimentaciones torre de medición	1,00	-	-	0,20	1,00	95,49	
Hormigón armado	Cimentaciones aerogeneradores	8,00	-	-	2,50	5.920,00	87,77	
	Cimentaciones torre de medición	1,00	-	-	0,50	0,50	87,77	
Encofrado y junta de hormigón	Cimentaciones aerogeneradores	8,00	-	-	-	488,00	56,21	
	<b>Total</b>							<b>592.392,32</b>
Sistema de anclaje de la torre del aerogenerador a la cimentación								
	Cimentaciones aerogeneradores	8,00	-	-	-	8,00	500,00	
	<b>Total</b>							<b>4.000,00</b>
Acero								
	Cimentaciones aerogeneradores	8,00	-	-	-	279.600,00	0,84	
	<b>Total</b>							<b>234.864,00</b>
Plancha PVC								
	Zanjas	1,00	4.670,00	-	-	4.670,00	2,00	
	<b>Total</b>							<b>9.340,00</b>
Cinta señalizadora								
	Zanjas	1,00	4.670,00	-	-	4.670,00	0,50	
	<b>Total</b>							<b>2.335,00</b>
<b>Total OBRA CIVIL</b>								<b>1.304.732,88</b>

Tabla 16. Presupuesto obra civil.

## 8.2. PRESUPUESTO INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Concepto	Elemento	Cantidad	Longitud	Anchura	Altura	Total unidades	Precio unitario (EUR/ud.)	Importe (EUR)	
Conductores y puesta a tierra	Conductor 18/30 kV 1x400 mm2 HEPR Al	3,00	4.670,00	-	-	14.010,00	9,20		
	Fibra óptica 50/125 8 hilos multimodo	1,00	4.670,00	-	-	4.670,00	1,40		
	Puesta a tierra aerogenerador cable Cu desnudo 50 mm2	1,00	4.670,00	-	-	4.670,00	7,50		
	Puesta a tierra aerogenerador picas	8,00	-	-	-	8,00	739,00		
	Tendido y montaje	1,00	-	-	-	1,00	62.000,00		
	<b>Total</b>								<b>238.367,00</b>
Celdas de M.T.	Celdas 0L+1V	3,00	-	-	-	3,00	11.805,80		
	Celdas 0L+1L+1V	5,00	-	-	-	5,00	15.800,00		
	<b>Total</b>							<b>114.417,40</b>	
Subestación 33/132 kV	Obra civil subestación	1,00	-	-	-	1,00	350.000,00		
	Celda de entrada de línea 30 kV	3,00	-	-	-	3,00	22.000,00		
	Celda de salida de línea 30 kV	1,00	-	-	-	1,00	22.000,00		
	Celda de servicios auxiliares 30 kV	1,00	-	-	-	1,00	11.000,00		
	Celda de medida barras 30 kV	1,00	-	-	-	1,00	11.000,00		
	Transformador de potencia 30/132 kV	1,00	-	-	-	1,00	1.100.000,00		
	Autoválvula	2,00	-	-	-	2,00	350,00		
	Obra civil edificio de control	1,00	-	-	-	1,00	170.000,00		
	Alumbrado	1,00	-	-	-	1,00	9.000,00		
	Suministro de elementos de seguridad	1,00	-	-	-	1,00	7.400,00		
	Montaje aparellaje 30/132 kV	1,00	-	-	-	1,00	180.000,00		
	Supervisión, pruebas y puesta en marcha	1,00	-	-	-	1,00	50.000,00		
	<b>Total</b>								<b>1.977.100,00</b>
	<b>Total INSTALACIÓN ELÉCTRICA</b>								<b>2.329.884,40</b>

Tabla 17. Presupuesto instalación eléctrica.

## 8.3. PRESUPUESTO AEROGENERADORES Y TORRE DE MEDICIÓN

3. AEROGENERADORES Y TORRE DE MEDICIÓN								
Concepto	Elemento	Cantidad	Longitud	Anchura	Altura	Total unidades	Precio unitario (EUR/ud.)	Importe (EUR)
	Aerogeneradores	8,00	-	-	-	8,00	5.280.000,00	
	Torre de medición	1,00	-	-	-	1,00	135.000,00	
<b>Total AEROGENERADORES Y TORRE DE MEDICIÓN</b>								<b>42.375.000,00</b>

Tabla 18. Presupuesto aerogeneradores y torre de medición.

## 8.4. PRESUPUESTO TOTAL

Como se observa en la Tabla 19, el presupuesto asciende a 46.009.617,28 €, sin tener en cuenta los costes de desarrollo e interconexión a la red.

Concepto	Importe (€)
Obra civil	1.304.732,88
Instalación eléctrica	2.329.884,40
Aerogeneradores y torre	42.375.000,00
Total presupuesto	46.009.617,28

*Tabla 19. CAPEX del proyecto.*

## Capítulo 9. VIABILIDAD ECONÓMICA

En este capítulo se estudia la viabilidad económica del proyecto, un aspecto fundamental para determinar si, además de ser técnicamente viable, resulta rentable desde el punto de vista financiero.

El análisis comienza con la estimación de los ingresos que se obtendrán por la venta de energía, considerando distintos escenarios. A continuación, se calculan los costes asociados a la inversión inicial, tanto los relacionados con la instalación como los costes de desarrollo, así como los costes de operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil del parque. Finalmente, se construyen los flujos de caja del proyecto, a partir de los cuales se obtienen los principales indicadores financieros: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Payback o periodo de retorno. Estos resultados se presentan tanto para el proyecto global como desde el punto de vista del accionista, con el fin de evaluar su rentabilidad y viabilidad económica.

### 9.1. ESTIMACIÓN DE INGRESOS

En primer lugar, se estimarán los ingresos principales del proyecto, correspondientes a la venta de energía generada en el parque eólico.

El cálculo de los ingresos se realizará mediante la siguiente expresión:

$$\text{Ingresos (€)} = \text{Producción (MWh)} \cdot \text{Precio de venta (€/MWh)}$$

*Ecuación 10. Cálculo de ingresos del parque eólico.*

La producción será la calculada en el Capítulo 5, correspondiente al modelo Siemens Gamesa SG170, con un valor estimado de 168.394,17 MWh/año.

Para estimar el precio de venta de la energía, se considerarán dos escenarios:

- Venta en el mercado diario español:  
Se tomará como referencia la tarifa media anual del mercado gestionado por OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía), en el contexto del mercado marginalista mayorista.
- Contrato de venta de energía con consumidor privado (PPA):  
Se considerará un escenario de venta mediante un contrato de compraventa de energía a largo plazo (Power Purchase Agreement) con un consumidor privado, con una tarifa pactada fuera del mercado.

### **9.1.1. MERCADO DIARIO**

El MIBEL (Mercado Ibérico de la Electricidad) es el mercado mayorista de electricidad compartido por España y Portugal. Dentro de este mercado, el operador OMIE es el encargado de gestionar el mercado diario e intradiario.

En el mercado diario, los productores y comercializadores presentan cada día sus ofertas de venta y compra de energía para las 24 horas del día siguiente. OMIE casa estas ofertas ordenándolas de menor a mayor precio, hasta cubrir la demanda prevista para cada hora. El resultado de este mecanismo es un precio marginal, es decir, todas las unidades casadas reciben el precio de la última oferta aceptada, expresado en €/MWh. Este sistema hace que el coste de tecnologías renovables, pese a ser más bajo, reciba el mismo precio que la generación más cara aceptada, habitualmente gas.

En la página oficial de OMIE se pueden consultar las tarifas y la evolución interanual del precio de venta de la energía. En la Figura 66 se muestra la evolución del precio del mercado diario español desde el año 2007 hasta 2024, mostrando los valores mínimo, medio y máximo anuales.

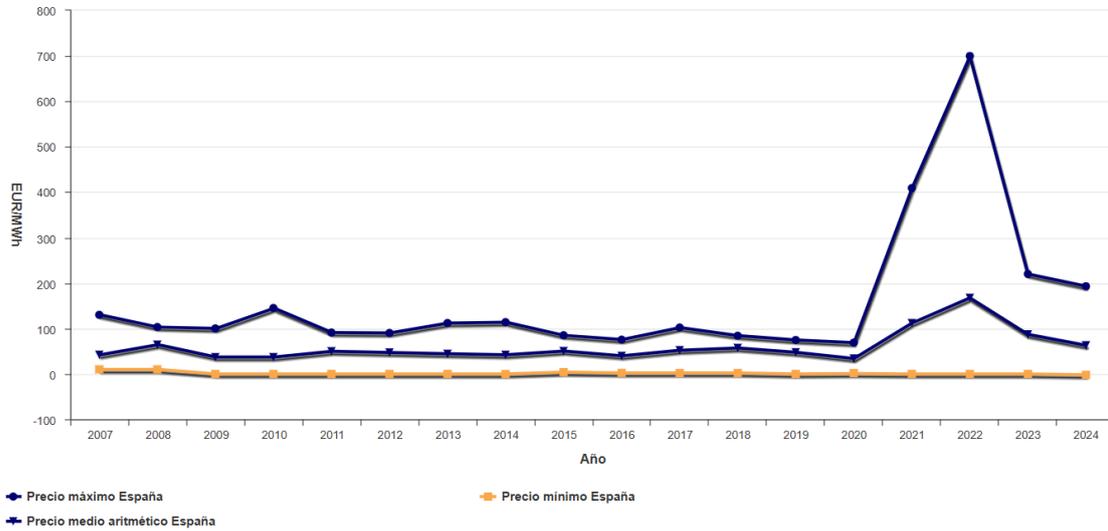


Figura 66. Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario por años (2007-2024) [25].

La información de la figura puede resumirse en la Tabla 20, que muestra el precio medio para cada año.

Año	Precio medio aritmético de España (EUR/MWh)
2007	42,19
2008	64,43
2009	36,96
2010	37,01
2011	49,93
2012	47,23
2013	44,26
2014	42,13
2015	50,32
2016	39,67
2017	52,24
2018	57,29
2019	47,68
2020	33,96
2021	111,93
2022	167,52
2023	87,10
2024	63,04

Tabla 20. Precio medio aritmético de la casación del mercado diario de electricidad de España por años (2007-2024) [25].

Al analizar la tabla, se observa que, entre los años 2007 y 2019, hay una tendencia estable de precios. Sin embargo, los años 2020 a 2023 presentan valores anómalos. En 2020 se produjo una caída de precio debido a la reducción de la demanda por la pandemia del COVID-19. Los siguientes años muestran un gran incremento de precio, debido principalmente al alza de precio del gas natural y los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, agravado por la invasión rusa de Ucrania.

Sin embargo, estos valores no reflejan el comportamiento normal del mercado, y se espera que el precio de la energía, como se ha visto en 2024, se establezca a valores previos a la crisis energética.

Para los cálculos, se va a suponer una vida operativa del parque de 25 años. Se han excluido los años 2020 a 2024 para obtener una estimación más realista del comportamiento futuro del mercado. Para ello, se ha calculado una media ponderada de los últimos 10 años pre-crisis (2009 a 2019), considerados como años estables y representativos.

El resultado de esta media ponderada es un precio medio de referencia de aproximadamente 45 €/MWh. Este valor refleja un mercado todavía basado en el sistema marginalista, donde el gas continúa marcando el precio en horas punta, pero considera un crecimiento moderado de renovables, aunque no consiguen desplazar al gas en las horas de mayor demanda.

Partiendo de este valor medio de 45 €/MWh, se aplicará una tasa de crecimiento de 1%, como inflación energética moderada.

### **9.1.2. CONTRATO CON UN CONSUMIDOR PRIVADO**

La segunda opción considerada para la venta de energía es la firma de un contrato bilateral con un consumidor privado, lo que se conoce como PPA (Power Purchase Agreement).

Un PPA consiste en un acuerdo de compraventa de energía a largo plazo entre un productor, en este caso, el parque eólico, y un consumidor o comercializador. La ventaja de estos acuerdos es que garantizan unos ingresos estables, reduciendo el riesgo del mercado, y facilitan la financiación del proyecto.

Las condiciones del PPA en este proyecto serán las siguientes:

- La duración del contrato será de 25 años, coincidente con la vida operativa del parque.
- Se venderá mediante contrato el 80% de la energía generada, mientras que el 20% restante se venderá en el mercado diario (OMIE). Este reparto es habitual para no comprometer toda la energía, evitando penalizaciones si la producción es baja. Además, si existen momentos con precios altos en el mercado diario, se podrían generar ingresos adicionales.

Para estimar el precio de la energía, se han consultado referencias de mercado. En el último año, los precios de PPAs eólicos han estado entre 40 y 55 €/MWh, en función del plazo, tipo de consumidor y generación esperada [26].

Teniendo en cuenta estas referencias se ha considerado un valor de 50 €/MWh.

## **9.2. ESTIMACIÓN DE COSTES**

En este apartado se desglosan los costes del proyecto a lo largo de su vida operativa.

### **9.2.1. INVERSIÓN INICIAL**

La inversión inicial del proyecto está compuesta por dos bloques principales: el CAPEX y el DEVEX. El CAPEX, detallado en el presupuesto del Capítulo 8, representa la inversión en activos físicos necesarios para la construcción y operación del parque eólico. Incluye la obra civil, la instalación eléctrica y los aerogeneradores.

Por su parte, el DEVEX corresponde a los costes de desarrollo. Estos costes incluyen los estudios técnicos y ambientales, la ingeniería y el diseño del proyecto, la obtención de permisos y licencias, la consultoría técnica y legal, los seguros necesarios durante la ejecución y otros costes indirectos como los gastos generales del promotor. Dentro del DEVEX se consideran también los costes de interconexión a la red, que en este caso incluyen

la conexión de la subestación del parque con la subestación de Almazán, operada por Red Eléctrica de España (REE).

La inversión inicial del proyecto se calcula como la suma del CAPEX y el DEVEX. El cálculo realizado se muestra en la Tabla 21.

Concepto		Importe (€)
Obra civil		1.304.732,88
Instalación eléctrica		2.329.884,40
Aerogeneradores y torre		42.375.000,00
<b>Total presupuesto</b>		<b>46.009.617,28</b>
Costes de desarrollo	Estudios técnicos y ambientales	200.000,00
	Ingeniería básica y de detalle	250.000,00
	Permisos y licencias	500.000,00
	Consultoría técnica y legal	150.000,00
	Seguros y contingencias	100.000,00
	Otros costes indirectos	150.000,00
Costes de interconexión	Línea aérea 132 kV (16 km x 100.000 €/km)	1.600.000,00
	Conexión a SE Almazán	750.000,00
<b>Total inversión</b>		<b>49.709.617,28</b>

*Tabla 21. Cálculo de la inversión inicial del proyecto.*

### 9.2.2. COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El proyecto requerirá hacer frente a una serie de costes recurrentes durante toda su vida útil, conocidos como OPEX. Estos costes incluyen todas las partidas necesarias para mantener el parque eólico en funcionamiento una vez construido.

El OPEX incluye principalmente los gastos de operación y mantenimiento (O&M) de los aerogeneradores, la subestación, el cableado y otros equipos eléctricos, así como posibles servicios auxiliares, seguros operativos y gestión técnica del parque.

Para realizar una estimación del OPEX en el primer año, se ha considerado:

- 100.000 € por mantenimiento de cada aerogenerador al año.
- Alquiler de terrenos de 6.000 € por aerogenerador al año.
- 5% de la inversión asociada al mantenimiento de la instalación eléctrica y resto de equipos.

La estimación realizada se muestra en la Tabla 22.

Concepto	Cálculo	OPEX(€)
Mantenimiento aerogeneradores	8 aerogeneradores x 100.000 €/aerogenerador	800.000,00
Alquiler de terrenos	8 aerogeneradores x 6000 €/aerogenerador	48.000,00
Resto de equipos instalación eléctrica y obra civil	5% inversión inicial (3.600.000 €)	180.000,00
Total		1.028.000,00

*Tabla 22. Estimación OPEX año inicial.*

A partir del segundo año, se aplicará una tasa de crecimiento anual del OPEX en función del IPC (Índice de Precios al Consumo), como forma de reflejar el efecto de la inflación en los costes. Se ha tomado como referencia el valor del IPC acumulado para junio del año 2025, de 2,2%, por lo que se escoge una cifra fija de 2% [27].

### **9.3. FLUJOS DE CAJA**

En este apartado se desarrolla el análisis económico del proyecto mediante la elaboración de un modelo financiero que incluye los dos escenarios descritos previamente: la venta de

energía en el mercado diario y la firma de un contrato. Para ambos casos se calcularán los flujos de caja libres (Free Cash Flow) tanto a nivel de proyecto como desde la perspectiva del accionista y de la deuda. A partir de estos flujos, se obtendrán los principales indicadores financieros: VAN, TIR y Payback (periodo de retorno).

Los supuestos utilizados son los siguientes:

- Impuesto sobre la generación eléctrica (IVPEE): Se aplica un 7 % sobre los ingresos brutos obtenidos por la venta de energía.
- Impuesto de Sociedades: El 25 % sobre el beneficio antes de impuestos.
- Necesidades operativas de fondos (NOF): Se estima como un 7 % de los ingresos anuales.
- Amortización: La inversión inicial se amortiza de forma lineal durante 25 años.
- Estructura de financiación: El proyecto se financia con un 20 % de capital propio y un 80 % de deuda bancaria. La deuda se amortiza en 25 años, con un tipo de interés anual del 6 %.
- Los intereses de la deuda generan un ahorro fiscal del 25 %.

### **9.3.1. INDICADORES FINANCIEROS**

Antes de analizar los resultados, es importante definir brevemente los indicadores utilizados para evaluar la rentabilidad del proyecto.

#### **9.3.1.1. VAN**

El VAN representa el valor total actual de los flujos de caja descontados al presente, restando la inversión inicial. Si el VAN es positivo, el proyecto genera valor. Se calcula mediante la fórmula:

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

*Ecuación 11. Fórmula del VAN.*

Donde:

- $F_t$  son los flujos de caja en cada periodo de tiempo  $t$
- $k$  es la tasa de descuento
- $n$  es el número de periodos en el tiempo
- $I_0$  es la inversión inicial

### 9.3.1.2. TIR

Es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. Refleja la rentabilidad interna del proyecto. Si la TIR es mayor que el coste de capital, el proyecto es rentable. Se define por:

$$VAN = -I_0 \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

*Ecuación 12. Fórmula del TIR.*

### 9.3.1.3. PAYBACK

El payback o periodo de retorno es el número de años que tarda el proyecto en recuperar la inversión inicial a través de los flujos netos. Es un indicador útil para evaluar la recuperación, pero no tiene en cuenta el valor temporal del dinero.

### 9.3.1.4. WACC

El WACC (Coste Medio Ponderado del Capital) refleja el coste promedio del capital total del proyecto, ponderando el coste del capital propio y de la deuda según su proporción. Es utilizado como tasa de descuento en el cálculo del VAN. Su expresión es la siguiente:

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

*Ecuación 13. Fórmula del WACC.*

Donde:

- E: capital propio (representa un 20% del total E+D)
- D: deuda ( $D/(E+D) = 80\%$ )
- $K_e$ : rentabilidad exigida por el accionista (9%)
- $K_d$ : tipo de interés de la deuda (6%)
- t: tipo impositivo sobre beneficios antes de impuestos (25%)

Sustituyendo los valores, se obtiene un WACC del 5,4%, que se utilizará como tasa de descuento para el análisis económico del proyecto.

### **9.3.2. CASO 1: MERCADO DIARIO**

En primer lugar, en la Tabla 23 se muestran los resultados obtenidos para el caso de venta del 100% de la energía generada en el mercado diario (para el desarrollo completo a 25 años, ver Anexo III). Se muestran tanto los flujos de caja del proyecto como los correspondientes a la deuda y al accionista, así como sus principales indicadores financieros.

Para el proyecto, se obtiene un VAN de 15.191.200,10 €, lo que indica que, considerando una vida de proyecto de 25 años, la inversión sería económicamente viable. Este resultado se ve reforzado por la Tasa Interna de Retorno (TIR) del 8,23 %, que es superior al coste de capital estimado para el proyecto, del 5,4 %. Además, el plazo de recuperación de la inversión (payback) se sitúa en 10,71 años, lo que significa que a partir de ese momento el proyecto empieza a generar beneficios netos acumulados.

En cuanto a la rentabilidad para el accionista, el VAN asciende a 8.924.061,58 €, cifra inferior a la del proyecto, lo cual es razonable debido a que se utiliza una tasa de descuento más exigente (un 9 %, correspondiente al coste del capital propio). La TIR es del 16,48%, bastante superior al 9% exigido, lo que confirma que el proyecto también resulta atractivo desde la perspectiva del inversor. El periodo de recuperación para el accionista es más corto, con un payback estimado de 7,03 años. Aunque el VAN del accionista es más reducido en comparación con la inversión inicial, sigue siendo positivo y considerable, lo que refuerza la conclusión de que se trata de una inversión rentable.

CASO 1: Venta en el mercado diario										
Cuenta de pérdidas y ganancias	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Energía producida (MWh)			168.394,17	168.394,17	168.394,17	168.394,17	168.394,17	168.394,17	168.394,17	168.394,17
Precio de venta (€/MWh)			45,00	45,45	45,90	46,36	46,83	47,30	47,77	48,25
Ingresos (€)			7.577.737,65	7.653.515,03	7.730.050,18	7.807.350,68	7.885.424,19	7.964.278,43	8.043.921,21	8.124.360,42
OPEX (€)			1.028.000,00	1.048.560,00	1.069.531,20	1.090.921,82	1.112.740,26	1.134.995,07	1.157.694,97	1.180.848,87
Impuesto generación (€)			530.441,64	535.746,05	541.103,51	546.514,55	551.979,69	557.499,49	563.074,48	568.705,23
Amortización (€)			1.988.384,69	1.988.384,69	1.988.384,69	1.988.384,69	1.988.384,69	1.988.384,69	1.988.384,69	1.988.384,69
EBIT (€)			4.030.911,32	4.080.824,28	4.131.030,77	4.181.529,62	4.232.319,54	4.283.399,18	4.334.767,07	4.386.421,64
Free cash flow										
Inversión inicial (€)		49.709.617,28								
Impuesto sociedades (€)			1.007.727,83	1.020.206,07	1.032.757,69	1.045.382,40	1.058.079,89	1.070.849,80	1.083.691,77	1.096.605,41
Amortización (€)			1.988.384,69	1.988.384,69	1.988.384,69	1.988.384,69	1.988.384,69	1.988.384,69	1.988.384,69	1.988.384,69
NOF (€)			530.441,64	535.746,05	541.103,51	546.514,55	551.979,69	557.499,49	563.074,48	568.705,23
<b>FCF Proyecto (€)</b>		<b>-49.709.617,28</b>	<b>4.481.126,55</b>	<b>4.513.256,85</b>	<b>4.545.554,26</b>	<b>4.578.017,36</b>	<b>4.610.644,65</b>	<b>4.643.434,59</b>	<b>4.676.385,51</b>	<b>4.709.495,69</b>
			VAN 15.191.200,10 €			TIR 8,23%		Payback 10,71		años
Deuda	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Préstamo (€)		39.767.693,82								
Cuota del préstamo (€)			3.976.769,38	3.881.326,92	3.785.884,45	3.690.441,99	3.594.999,52	3.499.557,06	3.404.114,59	3.308.672,13
Amortización anual (€)			1.590.707,75	1.590.707,75	1.590.707,75	1.590.707,75	1.590.707,75	1.590.707,75	1.590.707,75	1.590.707,75
Deuda pendiente (€)			39.767.693,82	38.176.986,07	36.586.278,32	34.995.570,57	33.404.862,81	31.814.155,06	30.223.447,31	28.632.739,55
Interés préstamo (€)			2.386.061,63	2.290.619,16	2.195.176,70	2.099.734,23	2.004.291,77	1.908.849,30	1.813.406,84	1.717.964,37
Free cash flow deuda										
Préstamo (€)		39.767.693,82								
Interés préstamo (€)			2.386.061,63	2.290.619,16	2.195.176,70	2.099.734,23	2.004.291,77	1.908.849,30	1.813.406,84	1.717.964,37
Amortización anual (€)			1.590.707,75	1.590.707,75	1.590.707,75	1.590.707,75	1.590.707,75	1.590.707,75	1.590.707,75	1.590.707,75
Ahorro fiscal (€)			596.515,41	572.654,79	548.794,17	524.933,56	501.072,94	477.212,33	453.351,71	429.491,09
FCF Deuda (€)		39.767.693,82	-3.380.253,98	-3.308.672,13	-3.237.090,28	-3.165.508,43	-3.093.926,58	-3.022.344,73	-2.950.762,88	-2.879.181,03
<b>FCF Accionista (€)</b>		<b>-9.941.923,46</b>	<b>1.100.872,57</b>	<b>1.204.584,73</b>	<b>1.308.463,98</b>	<b>1.412.508,93</b>	<b>1.516.718,07</b>	<b>1.621.089,86</b>	<b>1.725.622,63</b>	<b>1.830.314,66</b>
			VAN 8.924.061,58 €			TIR 16,48%		Payback 7,03		años

Tabla 23. Flujos de caja para el caso 1: venta en el mercado diario.

### 9.3.3. CASO 2: CONTRATO CON CONSUMIDOR PRIVADO

En el segundo escenario, se analiza la venta de energía mediante un contrato PPA con un consumidor privado, donde se acuerda un precio fijo para el 80% de la energía producida durante toda la vida útil del proyecto, siendo el otro 20% vendido en el mercado diario. En este caso, en la Tabla 24 también se muestran los flujos de caja para el proyecto, la deuda y el accionista, así como sus indicadores clave.

Para el proyecto, el VAN obtenido es de 15.762.304,57 € un poco más alto que en el caso de la venta en el mercado diario. La TIR se sitúa en el 8,47 %, bastante por encima del coste de capital estimado (5,4 %), por lo que el proyecto sería viable. El periodo de retorno de la inversión es de 10,20 años, similar al caso anterior.

Para el accionista, el VAN es de 9.962.515,03 €, reflejando una rentabilidad mayor en comparación con el Caso 1. La TIR es del 18,35%, muy superior al 9 % exigido, lo que indica que el proyecto podría resultar muy atractivo para el inversor. El payback para el accionista es también de únicamente 5,9 años.

CASO 2: Contrato con un consumidor privado										
Cuenta de pérdidas y ganancias	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8
20% Energía producida (MWh)			33.678,83	33.678,83	33.678,83	33.678,83	33.678,83	33.678,83	33.678,83	33.678,83
Precio de venta OMIE (€/MWh)			45,00	45,45	45,90	46,36	46,83	47,30	47,77	48,25
80% Energía producida (MWh) PPA			134.715,34	134.715,34	134.715,34	134.715,34	134.715,34	134.715,34	134.715,34	134.715,34
Precio de venta PPA (€/MWh)			50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
Ingresos (€)			8.251.314,33	8.266.469,81	8.281.776,84	8.297.236,94	8.312.851,64	8.328.622,49	8.344.551,04	8.360.638,88
OPEX (€)			1.028.000,00	1.048.560,00	1.069.531,20	1.090.921,82	1.112.740,26	1.134.995,07	1.157.694,97	1.180.848,87
Impuesto generación (€)			577.592,00	578.652,89	579.724,38	580.806,59	581.899,61	583.003,57	584.118,57	585.244,72
Amortización (€)			1.988.384,69	1.988.384,69	1.988.384,69	1.988.384,69	1.988.384,69	1.988.384,69	1.988.384,69	1.988.384,69
EBIT (€)			4.657.337,64	4.650.872,23	4.644.136,57	4.637.123,84	4.629.827,07	4.622.239,15	4.614.352,81	4.606.160,61
Free cash flow										
Inversión inicial (€)			49.709.617,28							
Impuesto sociedades (€)				1.164.334,41	1.162.718,06	1.161.034,14	1.159.280,96	1.157.456,77	1.155.559,79	1.153.588,20
Amortización (€)				1.988.384,69	1.988.384,69	1.988.384,69	1.988.384,69	1.988.384,69	1.988.384,69	1.988.384,69
NOF (€)				577.592,00	578.652,89	579.724,38	580.806,59	581.899,61	583.003,57	584.118,57
FCF Proyecto (€)			-49.709.617,28	4.903.795,91	4.897.885,98	4.891.762,74	4.885.420,98	4.878.855,38	4.872.060,48	4.865.030,73
			VAN	15.762.304,57 €		TIR	8,47%		Payback	10,20 años
Deuda										
	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Préstamo (€)			39.767.693,82							
Cuota del préstamo (€)				3.976.769,38	3.881.326,92	3.785.884,45	3.690.441,99	3.594.999,52	3.499.557,06	3.404.114,59
Amortización anual (€)				1.590.707,75	1.590.707,75	1.590.707,75	1.590.707,75	1.590.707,75	1.590.707,75	1.590.707,75
Deuda pendiente (€)			39.767.693,82	38.176.986,07	36.586.278,32	34.995.570,57	33.404.862,81	31.814.155,06	30.223.447,31	28.632.739,55
Interés préstamo (€)				2.386.061,63	2.290.619,16	2.195.176,70	2.099.734,23	2.004.291,77	1.908.849,30	1.813.406,84
Free cash flow deuda										
Préstamo (€)			39.767.693,82							
Interés préstamo (€)				2.386.061,63	2.290.619,16	2.195.176,70	2.099.734,23	2.004.291,77	1.908.849,30	1.813.406,84
Amortización anual (€)				1.590.707,75	1.590.707,75	1.590.707,75	1.590.707,75	1.590.707,75	1.590.707,75	1.590.707,75
Ahorro fiscal (€)				596.515,41	572.654,79	548.794,17	524.933,56	501.072,94	477.212,33	453.351,71
FCF Deuda (€)			39.767.693,82	-3.380.253,98	-3.308.672,13	-3.237.090,28	-3.165.508,43	-3.093.926,58	-3.022.344,73	-2.950.762,88
FCF Accionista (€)			-9.941.923,46	1.523.541,94	1.589.213,85	1.654.672,46	1.719.912,55	1.784.928,80	1.849.715,75	1.914.267,84
			VAN	9.962.515,03 €		TIR	18,35%		Payback	5,90 años

Tabla 24. Flujos de caja para el caso 2: contrato con consumidor privado.

### 9.3.4. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS

Comparando ambos casos, se concluye que el proyecto resulta viable en las dos modalidades analizadas. Sin embargo, el caso 2, basado en un contrato PPA con un consumidor privado, ofrece los mejores resultados económicos, tanto para el proyecto (mayor VAN y TIR) como para el accionista, que obtiene una rentabilidad superior y un periodo de recuperación más corto. Además, este escenario aporta mayor estabilidad y previsibilidad de ingresos, al estar menos expuesto a la volatilidad del mercado eléctrico.

Por su parte, el caso 1, con venta del 100% de la energía en el mercado diario, sigue siendo una opción rentable, pero con una rentabilidad ligeramente inferior y un mayor grado de incertidumbre.

Por tanto, si se prioriza la estabilidad económica y una mayor rentabilidad a largo plazo, el contrato PPA se presenta como la opción más atractiva para la inversión en este proyecto.

		CASO 1: Venta en el mercado diario	CASO 2: Contrato con un consumidor privado
Proyecto	VAN	15.191.200,10 €	15.762.304,57 €
	TIR	8,23%	8,47%
	Payback	10,71	10,20
Accionista	VAN	8.924.061,58 €	9.962.515,03 €
	TIR	16,48%	18,35%
	Payback	7,03	5,90

*Tabla 25. Resumen de los indicadores de viabilidad para los casos estudiados.*

## Capítulo 10. CONTAMINACIÓN EVITADA Y AHORROS

### AHORROS

En este capítulo, se analiza el impacto ambiental positivo del parque eólico en términos de emisiones de gases de efecto invernadero evitadas, centrándose específicamente en las emisiones de dióxido de carbono equivalente (CO<sub>2</sub>eq).

Dado que no se conoce a qué tecnología reemplaza cada kWh eólico, se han seleccionado las tres más representativas del mix no renovable español durante el año 2024.

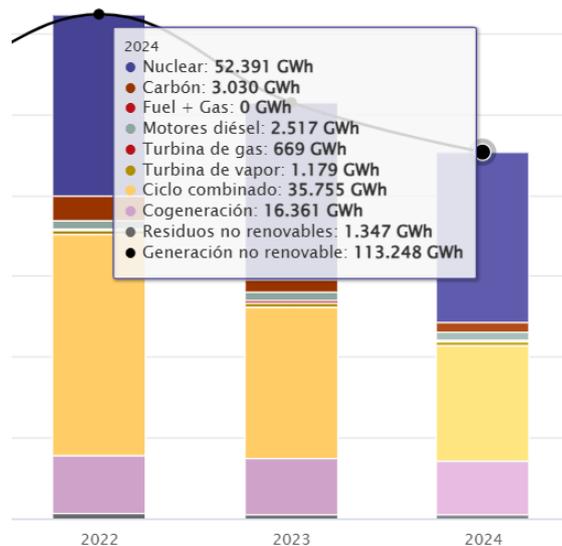


Figura 67. Generación de energía eléctrica de origen no renovable en España en 2024 [28].

Como se observa en la Figura 67, las tecnologías con mayor participación en la generación no renovable en 2024 fueron: ciclo combinado (35.755 GWh), cogeneración (16.361 GWh) y carbón (3.030 GWh).

Por otro lado, la Figura 68 muestra las emisiones totales (CO<sub>2</sub>eq) asociadas a cada una de estas tecnologías durante el mismo año.

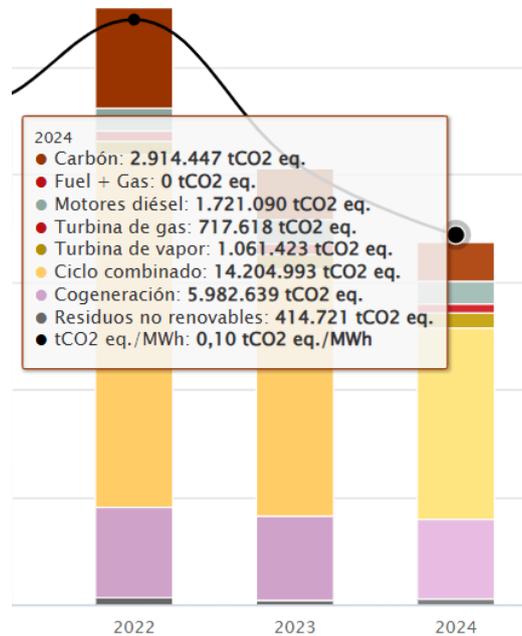


Figura 68. Emisiones de CO<sub>2</sub>eq asociadas a la generación de energía eléctrica por tipo de tecnología en 2024 [28].

Con esta información, se han calculado los factores de emisión específicos de cada tecnología (en toneladas de CO<sub>2</sub> por MWh generado), cuyos valores se recogen en la siguiente tabla:

Tecnología	Factor CO <sub>2</sub> (tCO <sub>2</sub> /MWh)
Ciclo combinado	0,397
Cogeneración	0,366
Carbón	0,962

Tabla 26. Factor de emisiones para tres tecnologías representativas del mix energético español 2024.

A partir de estos factores, es posible estimar las emisiones evitadas anualmente por el parque eólico, que inyecta 168.394,17 MWh al año a la red eléctrica. Los resultados se muestran en la Tabla 27, en función de la tecnología fósil que hipotéticamente sea desplazada.

Tecnología sustituida	Contaminación evitada (tCO <sub>2</sub> )
Ciclo combinado	66.900,797
Cogeneración	61.575,792
Carbón	161.972,239

*Tabla 27. Contaminación evitada por tecnología sustituida.*

## Capítulo 11. PLANIFICACIÓN

Año	1												2			
Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	
Ingeniería y permisos	█															
Compra de equipos y contrataciones	█															
Transporte de componentes					█											
Obra civil						█										
Instalación eléctrica								█								
Puesta en marcha												█				
Ajustes y pruebas												█				
Cierre del proyecto												█				

Figura 69. Planificación del proyecto.

## **Capítulo 12. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE**

Este proyecto se relaciona principalmente con los siguientes Objetivos de Desarrollo Sostenible adoptados por las Naciones Unidas:

- Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante. Este objetivo busca incrementar la proporción de energía renovable en el conjunto global de fuentes energéticas. El proyecto contribuye directamente a esta meta, al fomentar la inversión en fuentes de energía limpia, específicamente en la generación de energía eólica, una tecnología clave para la transición hacia un sistema energético más sostenible y accesible.
- Objetivo 8: Trabajo decente y crecimiento económico. El proyecto impulsa la creación de nuevos empleos en el sector de las energías renovables, fomentando el desarrollo económico a través de oportunidades laborales en sectores como la construcción, la operación y el mantenimiento de infraestructuras, así como en investigación e innovación tecnológica.
- Objetivo 9: Industria, innovación e infraestructura. Este proyecto promueve la inversión en infraestructura sostenible mediante el desarrollo de parques eólicos, contribuyendo a abordar los desafíos económicos y ambientales.
- Objetivo 11: Ciudades y comunidades sostenibles. Al fomentar el desarrollo de una fuente de energía limpia como la eólica, el proyecto contribuye a reducir las emisiones contaminantes, mejorando la calidad del aire de las ciudades. Además, la energía generada garantizará un suministro energético eficiente y limpio, apoyando la transición hacia comunidades más sostenibles y resilientes.
- Objetivo 13: Acción por el clima. Este trabajo contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, promoviendo la sustitución de fuentes de energía basadas en combustibles fósiles por la energía eólica, una alternativa limpia y sostenible. La disminución de estos gases ayudará a mitigar los efectos del cambio

climático, como el calentamiento global y las graves consecuencias ambientales asociadas.



*Figura 70. Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas.*

## Capítulo 13. CONCLUSIONES

A lo largo de este trabajo, se han cumplido todos los objetivos propuestos, desarrollando un proyecto completo y realista de un parque eólico en España, desde la selección del emplazamiento hasta la evaluación de su viabilidad técnica y económica.

En primer lugar, se analizaron tres emplazamientos posibles y se seleccionó el municipio de Escobosa del Almazán, en Soria, como la mejor opción. La localización destacó por tener una velocidad media del viento a 100 metros de altura alta, un terreno elevado pero llano, poca vegetación, sin invasión de zonas protegidas, y una ubicación próxima a la subestación de Almazán, situada a 16 km.

Después, se realizó un análisis más detallado del recurso eólico con el software Windographer, que confirmó la idoneidad del emplazamiento para la instalación de aerogeneradores. Se determinó una velocidad media anual del viento a 120 metros (altura del buje) de 7,6 m/s, siendo la dirección de mayor aporte energético de 270° (oeste). Por este motivo, los aerogeneradores se colocaron en orientación norte-sur, para maximizar el rendimiento del parque.

Mediante la simulación con WASP, se compararon tres tecnologías de aerogeneradores, concluyendo que la más eficiente para las condiciones del parque es la Siemens Gamesa SG170 de 6,6 MW. Se proyectó la instalación de 8 aerogeneradores, con una potencia total instalada de 52,8 MW y una producción energética vertida a la red de 168.394,17 MWh/año. El factor de capacidad del parque alcanza un 36,4 %, con unas horas equivalentes anuales de 3.188 h, lo que indica un aprovechamiento eficiente del recurso eólico.

Tras definir el diseño técnico y la infraestructura (obra civil, instalación eléctrica), se elaboró un presupuesto detallado, estimando una inversión inicial (CAPEX) de 46.009.617,28 €. A esto se añadieron los costes de desarrollo (DEVEX), estimados en 1.350.000 €, costes de

interconexión a la red de 2.350.000 € y una previsión de costes operativos (OPEX) de 1.028.000 € para el primer año.

En el análisis de viabilidad económica se estudiaron dos escenarios: venta de energía en el mercado diario y venta mediante un contrato PPA con un consumidor privado. Ambos modelos resultaron económicamente viables, pero el más rentable es el PPA:

- VAN del proyecto: 15.762.304,57 €
- TIR del proyecto: 8,47 %
- Payback del proyecto: 10,20 años
- VAN del accionista: 9.962.515,03 €
- TIR del accionista: 18,35 %
- Payback del accionista: 5,9 años

Además del análisis económico, se evaluó el impacto ambiental positivo del proyecto. Se estima que el parque evitará la emisión de 66.900,8 toneladas anuales de CO<sub>2</sub> equivalente si sustituye a generación eléctrica con ciclo combinado, contribuyendo significativamente a la lucha contra el cambio climático.

En resumen, el parque eólico de Escobosa del Almazán es técnicamente viable, económicamente rentable y ambientalmente beneficioso, cumpliendo todos los objetivos del trabajo. Además, se alinea con las políticas nacionales de transición energética y con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, promoviendo un modelo energético más limpio, seguro y sostenible.

## Capítulo 14. BIBLIOGRAFÍA

- [1] UNFCCC. (2024, 28 noviembre). *5 key takeaways from COP28*. UNFCCC. <https://unfccc.int/cop28/5-key-takeaways>
- [2] Global Wind Energy Council (GWEC). (2024, mayo). *Global wind report 2024*. GWEC. [https://gwec.net/wp-content/uploads/2024/05/GWR-2024\\_digital-version\\_final-2.pdf](https://gwec.net/wp-content/uploads/2024/05/GWR-2024_digital-version_final-2.pdf)
- [3] Asociación Empresarial Eólica (AEE). (s.f.). *La energía eólica en España*. Asociación Empresarial Eólica. <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/>
- [4] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2024, 24 septiembre). *PNIEC 2024-2030: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima*. MITECO. [https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC\\_2024\\_240924.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/pniec-2023-2030/PNIEC_2024_240924.pdf)
- [5] El tiempo.es. (s.f.). *Viento*. <https://www.eltiempo.es/noticias/meteopedia/viento>
- [6] Alonso, C. (s.f.). *Lección 1: Conceptos de Meteorología*.
- [7] Tiempo.com. (s.f.). *Brisas: los vientos que te refrescan*. <https://www.tiempo.com/noticias/divulgacion/brisas-los-vientos-que-te-refrescan.html>
- [8] Alonso, C. (s.f.). *Lección 2: Caracterización del Potencial Eólico*.
- [9] Alonso, C. (s.f.). *Lección 4: Descripción Aerogenerador*.
- [10] Google. (s.f.). *Google Earth Pro*. <https://www.google.com/earth/about/>
- [11] Vortex. (s.f.). *Sitio web oficial*. <https://vortexfdc.com/>
- [12] Windographer. (s.f.). *Sitio web oficial*. <https://www.ul.com/software/windographer-wind-data-analytics-and-visualization-solution>
- [13] WAsP. (s.f.). *Sitio web oficial*. <https://www.wasp.dk/>
- [14] Instituto Geográfico Nacional (IGN). (s.f.). *Centro de Descargas del CNIG*. <https://centrodedescargas.cnig.es/>
- [15] QGIS. (s.f.). *Sitio web oficial*. <https://qgis.org/es/site/>
- [16] CORINE Land Cover. (s.f.). *Base de datos sobre cobertura del suelo*. <https://land.copernicus.eu/pan-european/corine-land-cover>
- [17] Alonso, C. (s.f.). *Vídeo de apoyo: WAsP*.
- [18] Alonso, C. (s.f.). *Vídeo de apoyo: Instalación eléctrica*.

- [19] Siemens. (s.f.). *Developer Package SG170 – 6,6*.  
<https://va.mite.gov.it/File/Documento/981163>
- [20] MESA. (2025). *Celdas de interconexión MESA DVCAS*. <https://www.mesa.es/wp-content/uploads/2025/02/Equipos-MESA-para-Aplicaciones-Renovables.pdf>
- [21] Arteche. (s.f.). *Transformador combinado KA-145*.  
<https://es.scribd.com/document/753123412/ARTECHE-CT-KA-ES>
- [22] Siemens Energy. (s.f.). *Interruptor automático Siemens 3AP1*.  
<https://pdf.directindustry.es/pdf/siemens-energy-power-transmission/interruptores-potencia-alta-tension/32878-962203.html>
- [23] MESA. (s.f.). *Seccionador SG3C-145/1600*. <https://es.scribd.com/doc/162063316/132-SG3C-SG3CP-245kV>
- [24] Ensto. (s.f.). *Autoválvula VARISIL HI*. <https://www.ensto.com/solutions/distribution-automation/surge-protection/>
- [25] OMIE. (s.f.). *Resultados del mercado diario*. <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual>
- [26] Montel. (s.f.). *Iberian Energy Day: Presentación*.  
[https://montel.energy/assets/iberian\\_energy\\_day\\_montel\\_levelten.pptx-%281%29.pdf](https://montel.energy/assets/iberian_energy_day_montel_levelten.pptx-%281%29.pdf)
- [27] Instituto Nacional de Estadística (INE). (s.f.). *Variación IPC*.  
<https://www.ine.es/varipc/verVariaciones.do?idmesini=6&anyoini=2024&idmesfin=6&anyofin=2025&ntipo=1&enviar=Calcular>
- [28] Red Eléctrica de España (REE). (2024). *Generación de energía eléctrica no renovable*.  
<https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-del-sistema-electrico/generacion/generacion-de-energia-electrica/generacion-no-renovable-de-energia-electrica>

## **ANEXOS**

- 1. ANEXO I- ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO**
- 2. ANEXO II- CÁLCULOS ELÉCTRICOS**
- 3. ANEXO III- VIABILIDAD ECONÓMICA**
- 4. ANEXO IV- PLANOS**



# MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANEXO I

ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Autor: Beatriz Peci García

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

## *Índice Anexo I*

<b>1. ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTOS .....</b>	<b>1</b>
<i>1.1.1. CRITERIOS DE SELECCIÓN.....</i>	<i>1</i>
<i>1.1.2. PUNTUACIÓN DE CARACTERÍSTICAS.....</i>	<i>2</i>
<b>1.2. EVALUACIÓN DE LOS EMPLAZAMIENTOS .....</b>	<b>3</b>
<i>1.2.1 EMPLAZAMIENTO 1.....</i>	<i>3</i>
<i>1.2.2. EMPLAZAMIENTO 2.....</i>	<i>11</i>
<i>1.2.3. EMPLAZAMIENTO 3.....</i>	<i>19</i>
<b>1.3. EMPLAZAMIENTO ESCOGIDO.....</b>	<b>25</b>

## *Índice de figuras*

Figura 71. Velocidad promedio del viento a 100 metros de altura en el Emplazamiento 1 [30].	3
Figura 72. Velocidad promedio del viento a 100 metros de altura en el Emplazamiento 1 [31].	4
Figura 73. Rosa de los vientos a 100 metros de altura en el Emplazamiento 1 [31].	4
Figura 74. Elevación del terreno en el Emplazamiento 1 [30].	5
Figura 75. Modelo digital del terreno en el Emplazamiento 1 [32].	5
Figura 76. Datos de la parcela correspondiente al Emplazamiento 1 [33].	6
Figura 77. Mapa geológico del Emplazamiento 1 [35].	7
Figura 78. Imagen de la zona más cercana al Emplazamiento 1 [37].	7
Figura 79. Zonas protegidas cercanas al Emplazamiento 1 [38].	8
Figura 80. Mapa topográfico del Emplazamiento 1 [32].	9
Figura 81. Subestaciones cercanas al Emplazamiento 1 [37].	9
Figura 82. Imagen del acceso por carretera más cercano al Emplazamiento 1 [37].	10
Figura 83. Imagen aérea del acceso por carretera más cercano al Emplazamiento 1 [37].	10
Figura 84. Velocidad promedio del viento a 100 metros de altura en el Emplazamiento 2 [30].	11
Figura 85. Velocidad promedio del viento a 100 metros de altura en el Emplazamiento 2 [31].	11
Figura 86. Rosa de los vientos a 100 metros de altura en el Emplazamiento 2 [31].	12
Figura 87. Elevación del terreno en el Emplazamiento 2 [30].	12
Figura 88. Modelo digital del terreno en el Emplazamiento 2 [32].	13
Figura 89. Datos de la parcela (1) correspondiente al Emplazamiento 2 [33].	14
Figura 90. Datos de la parcela (2) correspondiente al Emplazamiento 2 [33].	15
Figura 91. Mapa geológico del Emplazamiento 2 [35].	15
Figura 92. Imagen aérea del terreno correspondiente al Emplazamiento 2 [37].	16
Figura 93. Zonas protegidas cercanas al Emplazamiento 2 [44].	17
Figura 94. Principales subestaciones eléctricas cercanas al Emplazamiento 2 [32].	18

Figura 95. Imagen del acceso por carretera más cercano al Emplazamiento 2 [37].....	18
Figura 96. Velocidad promedio del viento a 100 metros de altura en el Emplazamiento 3 [30].....	19
Figura 97. Velocidad promedio del viento a 100 metros de altura en el Emplazamiento 3 [31].....	20
Figura 98. Rosa de los vientos a 100 metros de altura en el Emplazamiento 3 [31]. .....	20
Figura 99. Elevación del terreno en el Emplazamiento 3 [30]. .....	21
Figura 100. Modelo digital del terreno en el Emplazamiento 3 [32]. .....	21
Figura 101. Imagen aérea del terreno correspondiente al Emplazamiento 3 [37]. .....	21
Figura 102. Datos de la parcela correspondiente al Emplazamiento 3 [33]. .....	22
Figura 103. Mapa geológico del Emplazamiento 3 [35]. .....	22
Figura 104. Imagen de la zona más cercana al Emplazamiento 3 [37]. .....	23
Figura 105. Zonas protegidas cercanas al Emplazamiento 3 [38]. .....	23
Figura 106. Subestaciones cercanas al Emplazamiento 3 [37]. .....	24
Figura 107. Imagen del acceso por carretera más cercano al Emplazamiento 3 [37]. .....	25

## *Índice de tablas*

Tabla 29. Criterios de puntuación para la elección del emplazamiento.....	2
Tabla 30. Resultados del análisis de alternativas de emplazamiento.....	25

# 1. ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

El objetivo de este anexo es determinar el emplazamiento para el parque eólico. Para ello, se estudiarán tres emplazamientos potenciales en el territorio español y se seleccionará la mejor alternativa en base a una serie de criterios, cumpliendo con las condiciones ideales para la generación de energía eólica.

## 1.1. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTOS

### 1.1.1. CRITERIOS DE SELECCIÓN

Para que el emplazamiento sea adecuado, debe tener una serie de características:

1. **Recurso eólico:** para evaluar de forma preliminar el recurso eólico, se deben estudiar datos virtuales de velocidad y dirección a largo plazo. La velocidad media del viento a 100 metros de altura deberá ser mayor a 6,5 m/s para que el emplazamiento sea viable.
2. **Orografía:** el emplazamiento deberá tener la elevación necesaria para que el viento no sea apantallado por la orografía local. Se buscará una orografía poco abrupta, suavemente ondulada, con una pendiente del terreno inferior al 20%.
3. **Tipo de terreno:** se evitarán terrenos rocosos, de consistencia dura, que dificulten la obra civil, disminuyendo la rentabilidad del proyecto.
4. **Vegetación:** deberá ser de baja rugosidad, evitando bosques de especies protegidas.
5. **Interconexión eléctrica:** se deberá evaluar la distancia a la subestación o línea eléctrica más cercana, siendo el recorrido inferior a 30 km.
6. **Accesibilidad:** se identificarán las carreteras de acceso más cercanas, evaluándose sus características y estado.
7. **Medio ambiente:** la instalación no invadirá los espacios naturales protegidos.

Por tanto, si el emplazamiento no cumple dichas características, la inversión incrementará significativamente, afectando a la rentabilidad del proyecto.

### 1.1.2. PUNTUACIÓN DE CARACTERÍSTICAS

A continuación, se muestran los criterios de puntuación que se seguirán para evaluar los emplazamientos. Para cada una de las categorías, se asignará una puntuación al emplazamiento, y se calculará la puntuación final como la suma de todas las categorías.

Recurso eólico	
Velocidad del viento (m/s)	Puntuación
$V < 6,5$	0
$6,5 < V < 7$	1
$7 < V < 7,5$	2
$V > 7,5$	3

Medio ambiente	
Descripción	Puntuación
Afecta a espacios naturales	Directamente descartado
Espacio protegido más próximo a menos de 5 km	1
Espacio protegido más próximo entre 5 y 15 km	2
Espacio protegido más próximo a más de 15 km	3

Orografía	
Pendiente media del terreno (%)	Puntuación
$P > 20$	0
$20 > P > 15$	1
$15 > P > 10$	2
$P < 10$	3

Interconexión eléctrica	
Distancia y nivel de tensión	Puntuación
Más de 30 km y más de 220 kV	0
Entre 20 y 30 km y menos de 220 kV	1
Entre 10 y 20 km y menos de 220 kV	2
Menos de 10 km y menos de 220 kV	3

Terreno	
Tipo de terreno	Puntuación
Terreno muy rocoso (difícil excavación) o muy blando (baja capacidad portante)	0
Estable pero con zonas blandas o menos compactas (necesidad de refuerzo)	1
Estable con presencia ocasional de roca dura (excavación más compleja)	2
Equilibrado, con buena capacidad portante	3

Accesibilidad	
Carreteras	Puntuación
Reforma carreteras y sin puerto factible de llegada	0
Reforma puntual carreteras o distancia mayor de 10 km	1
Reforma puntual carreteras y distancia menor de 10 km	2
Buenas carreteras y distancia menor de 10 km	3

Vegetación	
Tipo de cubierta vegetal	Puntuación
Bosque denso, difícil intervención sin impacto ambiental	0
Árboles separados con zonas despejadas	1
Matorral denso, arbustos y vegetación más compacta	2
Monte bajo, vegetación escasa	3

Tabla 28. Criterios de puntuación para la elección del emplazamiento.

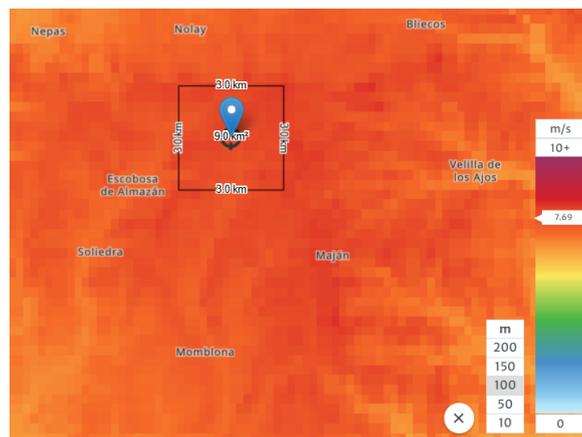
## 1.2. EVALUACIÓN DE LOS EMPLAZAMIENTOS

### 1.2.1 EMPLAZAMIENTO 1

El primer emplazamiento que se ha estudiado se localiza en la provincia de Soria, en el municipio de Escobosa del Almazán. Cerca de este municipio existen ya varios parques eólicos y se prevé la instalación de otros nuevos, lo que es un primer indicio de la idoneidad del terreno. Entre los parques ya existentes en la zona se encuentran el parque eólico Soliedra y el parque eólico Tarayuela, y se ha autorizado la construcción del parque eólico Cabezuelas, de 60 MW de potencia instalada, entre los municipios de Nolay y Maján, muy cercanos a Escobosa del Almazán [29].

#### 1.2.1.1 Recurso eólico

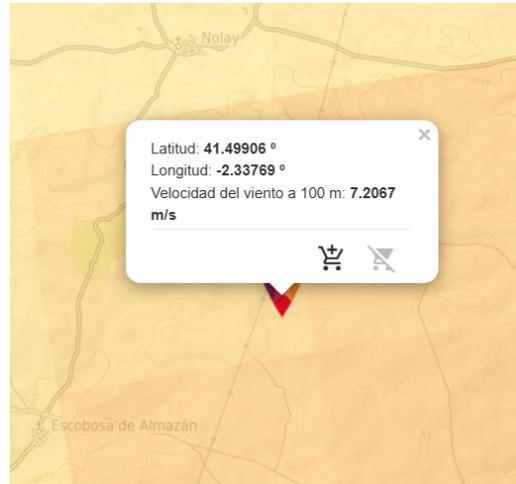
Para evaluar el recurso eólico de forma preliminar, se utilizó en primer lugar el Global Wind Atlas [30]. Como se puede observar en la Figura 71, la velocidad promedio del viento a 100 metros de altura en unas coordenadas representativas de la zona es de 7,7 m/s, por lo que supera el límite de viabilidad establecido de 6,5 m/s.



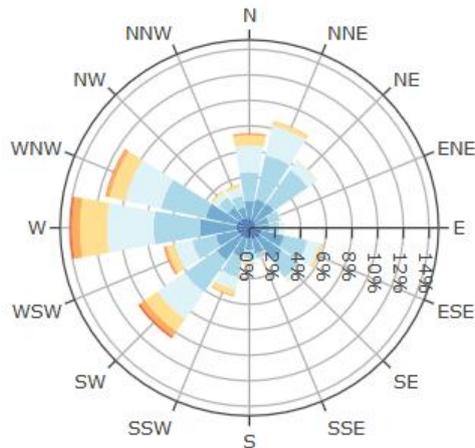
*Figura 71. Velocidad promedio del viento a 100 metros de altura en el Emplazamiento 1 [30].*

Para las mismas coordenadas, mediante el Mapa Eólico Ibérico [31] se ha obtenido una velocidad promedio similar, que se muestra en la Figura 72, de 7,2 m/s a 100 m de altura.

La Figura 73 muestra la rosa de frecuencias, útil para determinar la dirección predominante del viento.



*Figura 72. Velocidad promedio del viento a 100 metros de altura en el Emplazamiento 1 [31].*

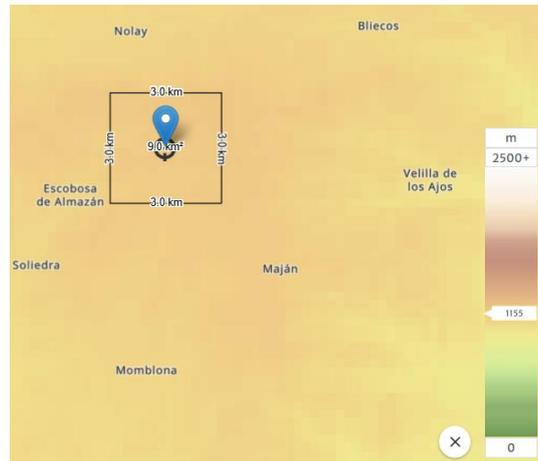


*Figura 73. Rosa de los vientos a 100 metros de altura en el Emplazamiento 1[31].*

### **1.2.1.2. Orografía**

La Figura 74 muestra la elevación del terreno, de 1155 m, obtenida mediante el Global Wind Atlas, que también indica una pendiente menor del 10%. En la Figura 75, obtenida a partir del visualizador cartográfico Iberpix [32], se puede confirmar que se trata de un

terreno poco ondulado, pero elevado, lo que resulta idóneo, ya que no obstaculiza el viento.



*Figura 74. Elevación del terreno en el Emplazamiento 1 [30].*



*Figura 75. Modelo digital del terreno en el Emplazamiento 1 [32].*

### **1.2.1.3. Terreno**

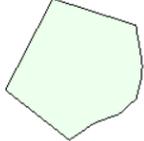
Mediante el buscador de inmuebles de la Sede Electrónica del Catastro [33], se buscó la parcela correspondiente al emplazamiento, lo que se muestra en la Figura 76. Se puede ver que el uso principal del terreno es agrícola, concretamente de secano, lo que indica poco contenido de humedad y suelos moderadamente duros, típicos en cultivos de cereal [34].

La Figura 77 muestra un mapa geológico de la zona, obtenido del IGME [35]. Se puede observar que el terreno está compuesto principalmente por conglomerados, areniscas y arcillas. Los conglomerados son materiales compactos y resistentes, buenos para cimentaciones. Aunque las arcillas y areniscas pueden retener agua que afecte a la estabilidad, al ser un clima seco el impacto es menor [36].

Por tanto, el terreno compuesto por conglomerados, areniscas y arcillas, junto con su uso como cultivo de secano, indica una base geológica relativamente firme y estable, adecuada para la instalación de aerogeneradores.

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE			
Referencia catastral	42125B002002020000BP		
Localización	Polígono 2 Parcela 202 LOS LLANOS. ESCOBOSA DE ALMAZAN (SORIA)		
Clase	Rústico		
Uso principal	Agrario		

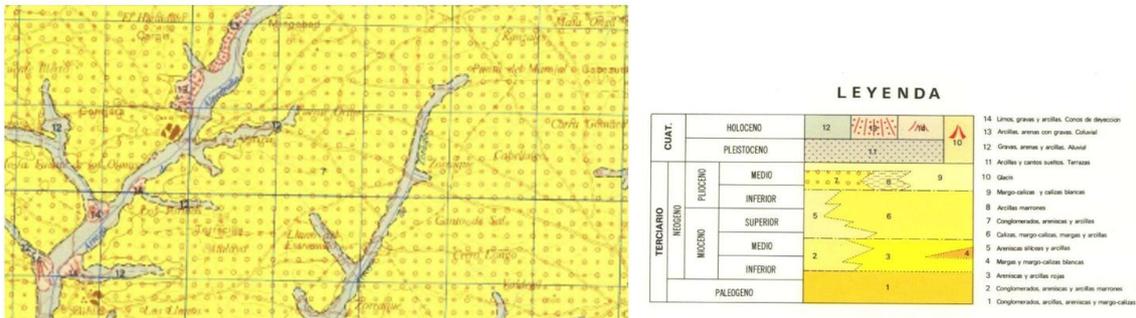
  

PARCELA CATASTRAL	
	Localización Polígono 2 Parcela 202 LOS LLANOS. ESCOBOSA DE ALMAZAN (SORIA)
	Superficie gráfica 113.801 m <sup>2</sup>

CULTIVO			
Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m <sup>2</sup>
0	C- Labor o Labradío secano	03	113.800

*Figura 76. Datos de la parcela correspondiente al Emplazamiento 1 [33].*



*Figura 77. Mapa geológico del Emplazamiento 1 [35].*

#### **1.2.1.4. Vegetación**

Como se puede observar en la Figura 77, obtenida a través de Google Earth [37] para la zona más cercana al emplazamiento, la vegetación es baja y existen pequeñas agrupaciones de árboles, concretamente encinas, pero no invaden el terreno del emplazamiento.

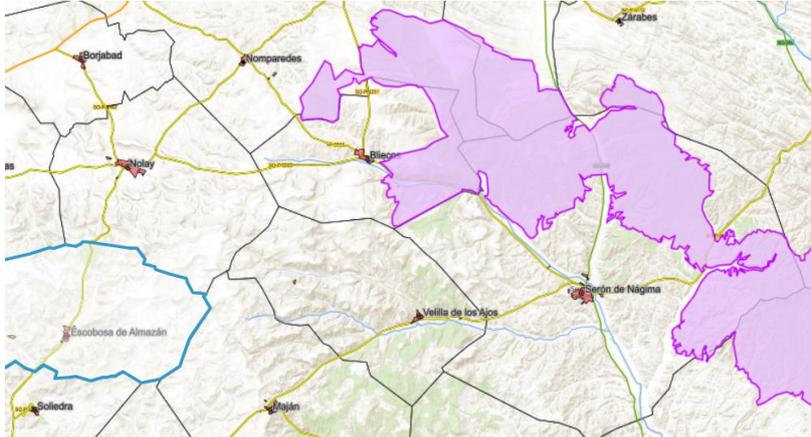


*Figura 78. Imagen de la zona más cercana al Emplazamiento 1 [37].*

#### **1.2.1.5. Medio ambiente**

En cuanto a las consideraciones medioambientales, se ha consultado el visor proporcionado por la Infraestructura de Datos Espaciales de Castilla y León (IDECyL) [38]. Concretamente, se ha consultado la red de espacios naturales REN, que agrupa áreas protegidas de Castilla y León para conservar la biodiversidad; la RedNatura2000, incluyendo las zonas de conservación de hábitats (ZEC) y las zonas de protección de aves

(ZEPA); y las zonas naturales de esparcimiento, áreas destinadas al disfrute público y actividades recreativas en la naturaleza.



*Figura 79. Zonas protegidas cercanas al Emplazamiento 1 [38].*

En la Figura 79, se puede observar que la única zona cercana a Escobosa de Almazán a considerar es la resaltada en morado, correspondiente a los Quejigares de Gómara-Nájima, a 6 km de distancia. Estos constituyen un espacio natural compuesto por bosques de quejigo y encina, además de la zona de anidación del águila real y hábitat de lobos [39].

Sin embargo, el emplazamiento no invade dicho territorio ni afecta a ningún otro espacio protegido.

#### ***1.2.1.6. Interconexión eléctrica***

La Figura 80 muestra la presencia de una línea eléctrica de alta tensión muy cercana al emplazamiento. Además, en la Figura 81 se puede ver que existen dos subestaciones muy cercanas, la subestación eléctrica de Tarayuela, situada a aproximadamente 9 km de distancia, y la subestación eléctrica de Almazán, a 16 km.



*Figura 80. Mapa topográfico del Emplazamiento 1 [32].*



*Figura 81. Subestaciones cercanas al Emplazamiento 1 [37].*

La subestación eléctrica de Tarayuela se encuentra en municipio de Morón de Almazán. Esta subestación es clave para la evacuación de energía de la planta fotovoltaica y del parque eólico Tarayuela, que cuentan ambos con una potencia instalada de 30 MW. La infraestructura incluye líneas eléctricas subterráneas a 20 kV que conectan el módulo de generación fotovoltaica con la subestación Tarayuela 20/132 kV [40].

Por otro lado, la subestación eléctrica de Almazán 400 kV está situada en el municipio de Coscurita, también en la provincia de Soria. Esta subestación es propiedad de Red Eléctrica de España y ha sido objeto de una ampliación para instalar una nueva reactancia

que permita la gestión y compensación de la energía reactiva de la red de transporte de la zona [40].

### ***1.2.1.7. Accesibilidad***

El acceso por carretera más cercano se encuentra en la SO-P-3111, y continúa por un camino sin pavimentar de 4 km que lleva a la localización exacta. La carretera se muestra resaltada en azul en la Figura 83.



*Figura 82. Imagen del acceso por carretera más cercano al Emplazamiento 1 [37].*



*Figura 83. Imagen aérea del acceso por carretera más cercano al Emplazamiento 1 [37].*

## 1.2.2. EMPLAZAMIENTO 2

El segundo emplazamiento analizado se encuentra en La Coruña, en el municipio de Vimianzo. En el mismo municipio se encuentra instalado el parque eólico Monte Redondo [41].

### 1.2.2.1. Recurso eólico

La Figura 84 muestra la velocidad promedio del viento a 100 m de altura, obtenida del Global Wind Atlas. Se observa que el recurso eólico es bueno, con una velocidad de 8,1 m/s.

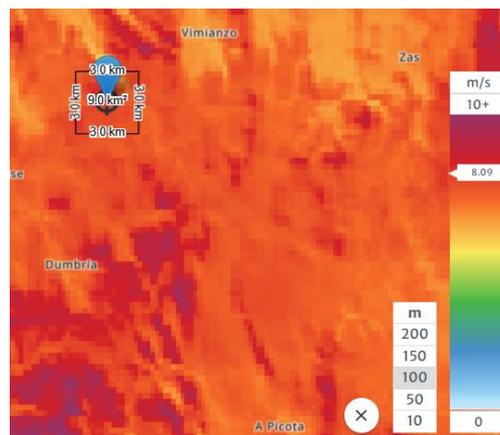


Figura 84. Velocidad promedio del viento a 100 metros de altura en el Emplazamiento 2 [30].

El Mapa Eólico Ibérico muestra incluso velocidades mayores, de alrededor de 8,5 m/s.



Figura 85. Velocidad promedio del viento a 100 metros de altura en el Emplazamiento 2 [31].

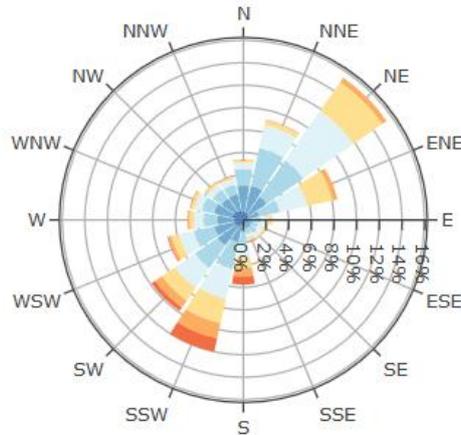


Figura 86. Rosa de los vientos a 100 metros de altura en el Emplazamiento 2 [31].

### 1.2.2.2. Orografía

El Global Wind Atlas indica una altitud de 266 m, que no varía excesivamente en la zona, con pendientes inferiores al 10%.

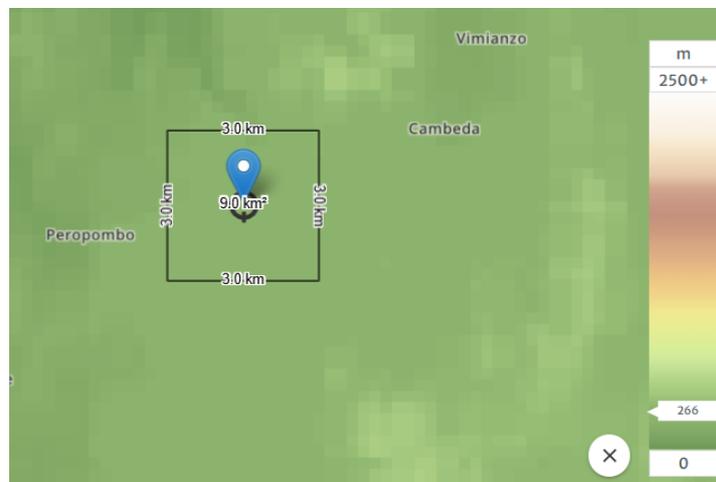
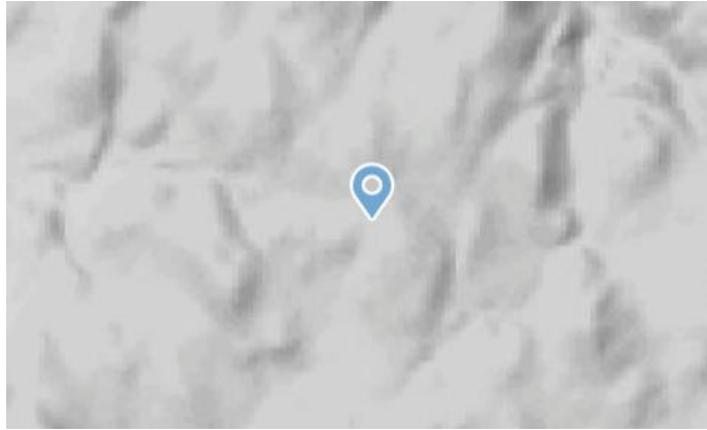


Figura 87. Elevación del terreno en el Emplazamiento 2 [30].

El visualizador cartográfico muestra un terreno con ondulaciones y colinas suaves.



*Figura 88. Modelo digital del terreno en el Emplazamiento 2 [32].*

La elevación regular del terreno sugiere una inclinación leve, pero no un terreno demasiado escarpado que impida la instalación de aerogeneradores.

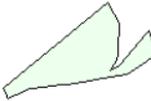
### **1.2.2.3. Terreno**

Las Figuras Figura 89 y Figura 90 muestran las dos parcelas que forman parte del emplazamiento. Una de ellas es una pradera de uso agrario, mientras que la contigua se trata de un pinar. Gracias a la modificación de la normativa, todas las tierras rústicas de Galicia permiten la instalación de aerogeneradores, lo que facilitará la construcción del parque [42].

Sin embargo, la tala de pinares requiere verificar que el espacio no está protegido y considerar factores como la erosión del suelo y la necesidad de compensar con reforestación, lo que puede incrementar los gastos del proyecto.

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE			
Referencia catastral	15053A012001730000RO		
Localización	Polígono 12 Parcela 173 BRAÑA LONGA. MUXIA (A CORUÑA)		
Clase	Rústico		
Uso principal	Agrario		

PARCELA CATASTRAL			
	Localización	Polígono 12 Parcela 173 BRAÑA LONGA. MUXIA (A CORUÑA)	
	Superficie gráfica	203.138 m <sup>2</sup>	

CULTIVO			
Subparcela	Cultivo/Aprovechamiento	Intensidad Productiva	Superficie m <sup>2</sup>
0	PD Prados o praderas	01	203.138

*Figura 89. Datos de la parcela (1) correspondiente al Emplazamiento 2 [33].*



Figura 90. Datos de la parcela (2) correspondiente al Emplazamiento 2 [33].

En cuanto al tipo de terreno, la Figura 91 muestra que el emplazamiento se compone principalmente de granito, de grano medio a grueso. El granito se caracteriza por su gran resistencia y durabilidad, por lo que puede proporcionar una base estable para los cimientos. Sin embargo, su dureza puede aumentar los costes de instalación, al requerir maquinaria especializada para la excavación [43].

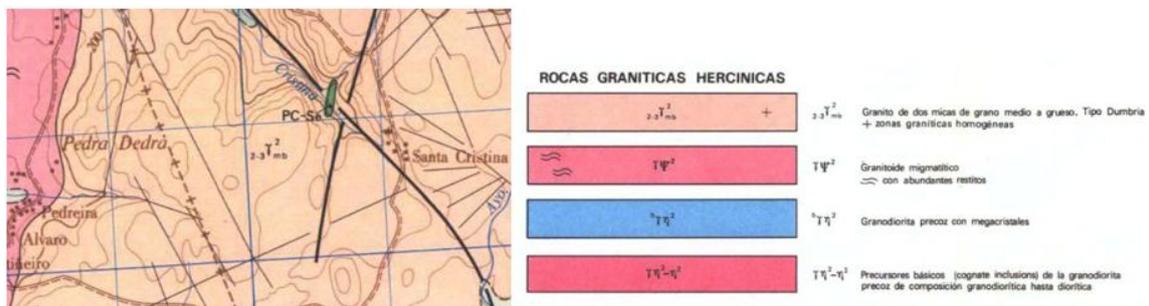
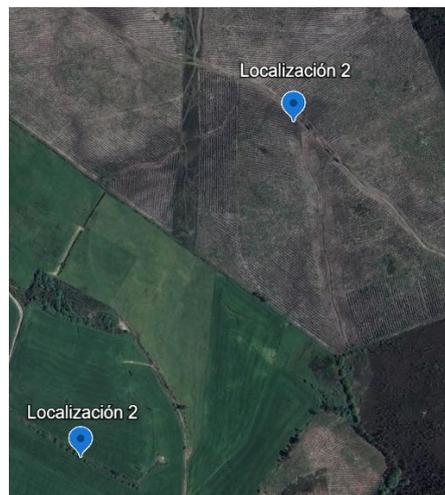


Figura 91. Mapa geológico del Emplazamiento 2 [35].

#### **1.2.2.4. Vegetación**

En la Figura 92 se observa que el terreno tiene una vegetación densa en algunas zonas. Para optimizar la captación del viento, podría ser necesario despejar parte del pinar y ubicar los aerogeneradores en las zonas más elevadas. Esto minimizaría el efecto de apantallamiento causado por la vegetación y la rugosidad del terreno.

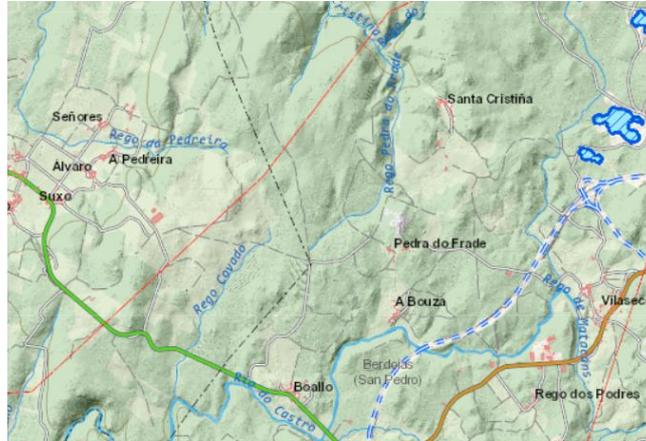


*Figura 92. Imagen aérea del terreno correspondiente al Emplazamiento 2 [37].*

#### **1.2.2.5. Medio ambiente**

Mediante el Visor de Conservación de la Naturaleza de la Xunta de Galicia [44], se han consultado los espacios protegidos de la provincia. Entre ellos, se encuentra la Red Natura 2000, la Red Gallega de Espacios Protegidos, los Espacios Naturales de Interés Local y Reservas de la Biosfera.

El emplazamiento, como se puede ver en la Figura 93, no invade ningún espacio protegido, siendo lo más cercano a 2,5 km, resaltado en azul, un humedal parte del Inventario de Zonas Húmidas de Galicia, que es un registro donde se catalogan los humedales de la comunidad para su protección y gestión sostenible [44].



*Figura 93. Zonas protegidas cercanas al Emplazamiento 2 [44].*

#### **1.2.2.6. Interconexión eléctrica**

En la Figura 94 se puede ver que existe infraestructura eléctrica en los alrededores de la localización, así como dos subestaciones muy cercanas al emplazamiento, Una de ellas, a 4,4 km aproximadamente, es la subestación eléctrica Vimianzo 220/66/20 kV, situada en el término municipal de Vimianzo. Es compartida entre Red Eléctrica de España y Unión Fenosa Distribución, siendo propietaria la primera del conjunto de instalaciones de 220 kV y la segunda de las instalaciones de 66 y 20 kV [45].

Se puede observar también que a 3,9 km se encuentra la subestación eléctrica del parque eólico Monte Redondo, ya mencionado previamente. La energía generada se evacúa a través de líneas subterráneas de 20 kV que conectan los aerogeneradores con la subestación transformadora del parque, donde se eleva la tensión a 66 kV. Desde allí, la energía se transmite mediante una línea aérea de 66 kV que enlaza con la línea Vimianzo-Camariñas de 66 kV [46].



*Figura 94. Principales subestaciones eléctricas cercanas al Emplazamiento 2 [32].*

### **1.2.2.7. Accesibilidad**

El acceso por carretera más cercano es a través de la AC-440 con Suxo, a través de una carretera accesible en coche de 3 km aproximadamente.



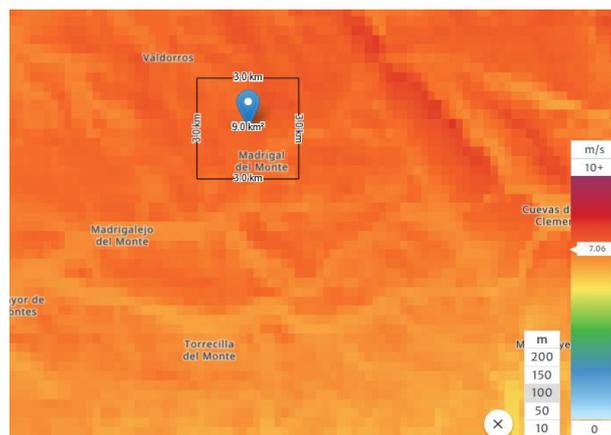
*Figura 95. Imagen del acceso por carretera más cercano al Emplazamiento 2 [37].*

### 1.2.3. EMPLAZAMIENTO 3

El tercer emplazamiento a estudiar se encuentra en la provincia de Burgos, en el municipio de Madrigal del Monte. Cerca se encuentra el parque eólico Los Llanos, en los municipios de Cogollos y Hontoria de la Cantera. Dicho parque ha sido ampliado recientemente, aumentando su capacidad en 20 MW, proyecto llevado a cabo por Enel Green Power España [47].

#### 1.2.3.1 Recurso eólico

En la Figura 96 se muestra la velocidad promedio del viento a 100 m, obtenida del Global Wind Atlas, de aproximadamente 7,1 m/s.



*Figura 96. Velocidad promedio del viento a 100 metros de altura en el Emplazamiento 3 [30].*

En las Figuras Figura 97 y Figura 98 se muestran tanto la velocidad promedio del viento a 100 m como la rosa de los vientos, obtenidas del Mapa Eólico Ibérico. Se observa que la velocidad del viento es levemente inferior a la de la Figura 96.



Figura 97. Velocidad promedio del viento a 100 metros de altura en el Emplazamiento 3 [31].

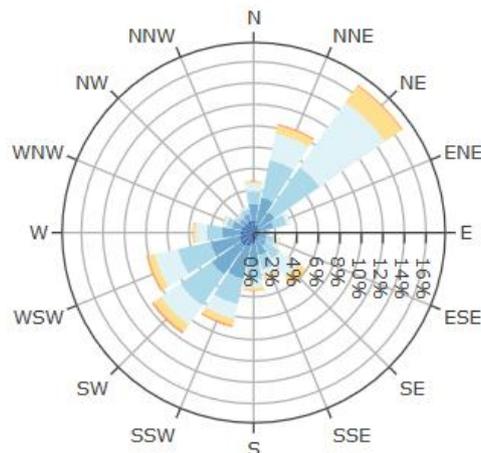


Figura 98. Rosa de los vientos a 100 metros de altura en el Emplazamiento 3 [31].

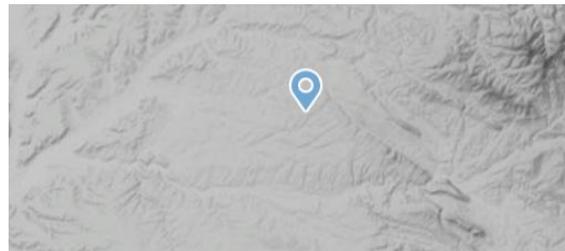
### 1.2.3.2. Orografía

La elevación del terreno es de 925 m en la localización, como se observa en la Figura 99. Sin embargo, se puede apreciar en las imágenes que la altitud aumenta en la parte inferior derecha. Esto es debido a que la zona es más accidentada y boscosa. En Madrigal del Monte, los bosques están compuestos principalmente por especies como encinas y robles [48].

A pesar de esto, la zona del emplazamiento es mayormente llana y desprovista de árboles, aunque la presencia de mayor altitud podría influir en la dirección y velocidad del viento debido al efecto de apantallamiento.



*Figura 99. Elevación del terreno en el Emplazamiento 3 [30].*



*Figura 100. Modelo digital del terreno en el Emplazamiento 3 [32].*



*Figura 101. Imagen aérea del terreno correspondiente al Emplazamiento 3 [37].*

### **1.2.3.3. Terreno**

La Figura 102 muestra la parcela correspondiente al emplazamiento, extraída de la Sede Electrónica del Catastro. El uso principal del terreno es la agricultura de secano, al igual

que el Emplazamiento 1. Además, en la Figura 103 se ve que el terreno está compuesto principalmente por limos arcillosos, cal y conglomerados. Los conglomerados y suelos carbonatados son compactos, lo que favorece el soporte para las cimentaciones. Sin embargo, se debe considerar que los limos arcillosos pueden retener agua que afecte a la estabilidad [36].



Figura 102. Datos de la parcela correspondiente al Emplazamiento 3 [33]

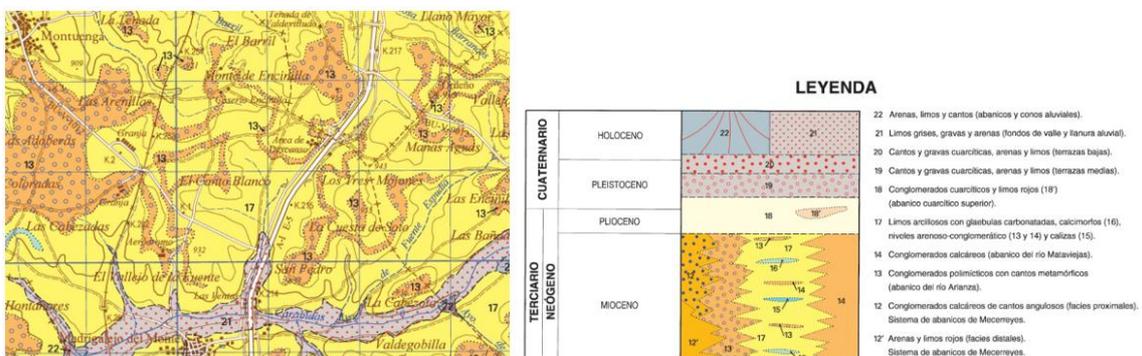


Figura 103. Mapa geológico del Emplazamiento 3 [35].

#### **1.2.3.4. Vegetación**

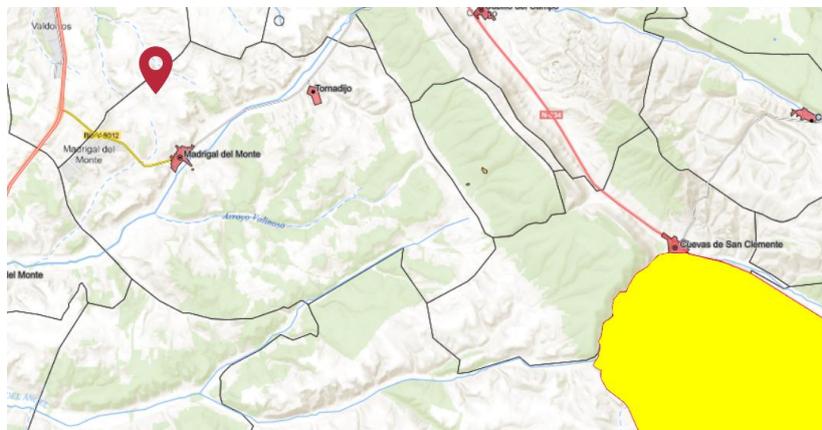
La Figura 104 muestra que la mayor parte del terreno es llano, con poca vegetación. Sin embargo, se observan algunas agrupaciones de árboles y zonas más elevadas, lo que puede influir en la captación del viento.



*Figura 104. Imagen de la zona más cercana al Emplazamiento 3 [37].*

#### **1.2.3.5. Medio ambiente**

Al igual que para el Emplazamiento 1, se han consultado las zonas de interés mediante el visor IDECyL. El emplazamiento no invade ninguna zona protegida, siendo el Parque Natural Sabinares del Arlanza - La Yecla el más cercano, a 9 km de distancia. Se encuentra resaltado en amarillo en la Figura 105.

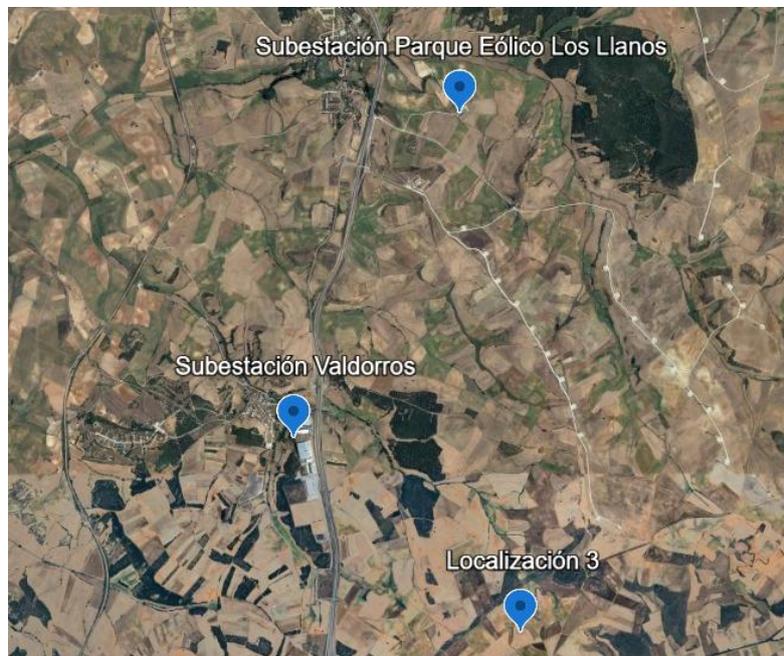


*Figura 105. Zonas protegidas cercanas al Emplazamiento 3 [38].*

### ***1.2.3.6. Interconexión eléctrica***

La Subestación transformadora Valdorros, operada por Iberdrola, es la más cercana, ubicada a 2,4 km del emplazamiento. Dispone de un sistema de alta tensión de 45 kV y otro de media tensión, de 13 kV [49].

A 4,6 km de distancia también se encuentra la subestación de Enel Green Power España, a la que se conecta la reciente ampliación del parque eólico Los Llanos [50].



*Figura 106. Subestaciones cercanas al Emplazamiento 3 [37].*

### 1.2.3.7. Accesibilidad

El emplazamiento es accesible desde el núcleo urbano a través de la Calle La Solana, continuando por un camino de tierra de aproximadamente 1 km de recorrido.



*Figura 107. Imagen del acceso por carretera más cercano al Emplazamiento 3 [37].*

## 1.3. EMPLAZAMIENTO ESCOGIDO

	Recurso eólico	Orografía	Terreno	Vegetación	Medio ambiente	Interconexión eléctrica	Accesibilidad	Total
Emplazamiento 1	2	3	1	3	2	3	2	16
Emplazamiento 2	3	3	0	1	1	3	3	14
Emplazamiento 3	1	2	1	1	2	3	2	12

*Tabla 29. Resultados del análisis de alternativas de emplazamiento.*

La Tabla 29 muestra las puntuaciones obtenidas tras aplicar los criterios definidos en el 0 a cada uno de los emplazamientos. Finalmente, el Emplazamiento 1 es el que mayor puntuación ha obtenido, por lo que será el elegido para la realización del proyecto.

En todas las categorías, excepto en la relacionada con el terreno, el Emplazamiento 1 obtiene puntuaciones de entre 2 y 3, lo que indica una alta idoneidad para la instalación del parque eólico. Sin embargo, respecto al terreno, será necesario evaluar el impacto de la presencia de arcillas, ya que podrían comprometer la estabilidad de la cimentación y requerir refuerzos adicionales. Asimismo, se realizará un análisis más detallado del recurso eólico, que, con una velocidad media aproximada de 7,5 m/s a 100 metros de

altura, se considera favorable. Por último, se tendrá en cuenta la proximidad a los quejigares cercanos para garantizar que el proyecto no genere impacto ambiental.

## 2. BIBLIOGRAFÍA

- [29] El Mirón de Soria. (s.f.). *Autorización para parque eólico Cabezuelas en Nolay y Maján*. <https://elmirondesoria.es/provincia/comarca-de-almazan/autorizacion-para-parque-eolico-cabezuelas-en-nolay-y-majan>
- [30] Global Wind Atlas. (s.f.). *Global Wind Atlas 3.0*. <https://globalwindatlas.info/en/>
- [31] Mapa Eólico Ibérico. (s.f.). *Mapa Eólico Ibérico*.  
<https://www.mapaeolicoiberico.com/map>
- [32] Instituto Geográfico Nacional. (s.f.). *Iberpix*. <https://www.ign.es/iberpix/>
- [33] Dirección General del Catastro. (s.f.). *Cartografía catastral*.  
<https://www1.sedecatastro.gob.es/Cartografia/mapa.aspx?buscar=S>
- [34] Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. (s.f.). *Caminos Naturales - Detalle de punto de interés*. [https://www.mapa.gob.es/es/desarrollo-rural/temas/caminos-naturales/caminos-naturales/detalle\\_punto\\_interes.aspx?tcm=tcm:30-548769&id\\_camino=062301&topologia=Vegetaci%C3%B3n&origen=Destacados](https://www.mapa.gob.es/es/desarrollo-rural/temas/caminos-naturales/caminos-naturales/detalle_punto_interes.aspx?tcm=tcm:30-548769&id_camino=062301&topologia=Vegetaci%C3%B3n&origen=Destacados)
- [35] Instituto Geológico y Minero de España. (s.f.). *Cartografía geológica digital MAGNA50*. <https://info.igme.es/cartografiadigital/geologica/Magna50.aspx>
- [36] Compare Nature. (s.f.). *Rocas y minerales: comparación y clasificación*.  
<https://rocks.comparenature.com/en>
- [37] Google. (s.f.). *Google Earth Pro*. <https://www.google.com/earth/about/>
- [38] Infraestructura de Datos Espaciales de Castilla y León. (s.f.). *IDECYL - Visor cartográfico*. <https://idecyl.jcyl.es/vcig/>
- [39] Guía de Soria. (s.f.). *Quejigares de Gómara y Nágima*.  
<https://guiadesoria.es/naturaleza/parajes-naturales/979-quejigares-de-gomara-y-nagima.html>
- [40] Boletín Oficial del Estado. (2024). *BOE-A-2024-26584*.  
<https://www.boe.es/boe/dias/2024/12/19/pdfs/BOE-A-2024-26584.pdf>

- [41] La Voz de Galicia. (2023). *De 66 aerogeneradores a 12: el primer parque eólico de Vimianzo desde 2002 se transforma.*  
[https://www.lavozdegalicia.es/noticia/carballo/vimianzo/2023/11/23/66-aerogeneradores-primer-parque-eolico-vimianzo-ano-2002-convertiran-12/0003\\_202311C23C1994.htm](https://www.lavozdegalicia.es/noticia/carballo/vimianzo/2023/11/23/66-aerogeneradores-primer-parque-eolico-vimianzo-ano-2002-convertiran-12/0003_202311C23C1994.htm)
- [42] Energía Estratégica. (s.f.). *Ley gallega de energía eólica en Galicia.*  
<https://energiaestrategica.es/ley-gallega-eolica-galicia/>
- [43] Universidad de Salamanca. (s.f.). *Propiedades y usos del granito.*  
<https://diarium.usal.es/alumni36279/cuales-son-las-propiedades-y-usos-del-granito/>
- [44] Xunta de Galicia. (s.f.). *Visor de conservación de la naturaleza.*  
<https://mapas.xunta.gal/visores/conservaciondanatureza/>
- [45] Xunta de Galicia. (2015). *DOG Núm. 160, 25 de agosto de 2015.*  
[https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2015/20150825/AnuncioCA04-050815-0011\\_es.html](https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2015/20150825/AnuncioCA04-050815-0011_es.html)
- [46] Xunta de Galicia. (2002). *DOG Núm. 51, 13 de marzo de 2002.*  
[https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2002/20020313/Anuncio3526\\_es.html](https://www.xunta.gal/dog/Publicados/2002/20020313/Anuncio3526_es.html)
- [47] Endesa. (s.f.). *Enel Green Power España comienza la construcción de un parque eólico de 20 MW en Burgos.* <https://www.endesa.com/es/prensa/sala-de-prensa/noticias/transicion-energetica/renovables/enel-green-power-espana-comienza-la-construccion-de-un-parque-eolico-de-20-mw--en-burgos>
- [48] Natura Spain. (s.f.). *Naturaleza, flora y fauna en el municipio de Madrigal del Monte.* <https://www.naturaspain.com/naturaleza-flora-y-fauna-en-el-municipio-de-madrigal-del-monte.html>
- [49] Diario de Burgos. (2012, 14 de febrero). *Iberdrola pone en marcha en Valdorros una subestación transformadora para el suministro a 2.500 clientes.*  
<https://www.diariodeburgos.es/noticia/zd66d19ed-da99-d524-d58e8f6c2fc60c41/201202/iberdrola-pone-en-marcha-en-valdorros-una-subestacion-transformadora-para-el-suministro-a-2500-clientes->

- [50] Endesa. (2019, 10 de diciembre). *Enel Green Power España conecta a la red el parque eólico de la Ampliación Los Llanos, en la provincia de Burgos.*  
<https://www.endesa.com/ca/prensa/sala-de-prensa/noticias/transicion-energetica/renovables/enel-green-power-espaa-conecta-a-la-red-el-parque-eolico-de-la-ampliacion-los-llanos-en-la-provincia-de-burgos>



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANEXO II

CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Autor: Beatriz Peci García

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

## *Índice Anexo II*

<b>1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1 CABLE DE MEDIA TENSIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>1.2. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO.....</b>	<b>8</b>
<b>1.2.1. MEDIA TENSIÓN.....</b>	<b>8</b>
<b>1.2.2. ALTA TENSIÓN .....</b>	<b>9</b>

## *Índice de tablas*

Tabla 31. Cálculo de intensidades para cada tramo de media tensión.....	3
Tabla 32. Temperaturas máximas de servicio permanente y cortocircuito de conductores...4	4
Tabla 33. Factores de corrección para temperatura del terreno distinta de 25°C. ....	4
Tabla 34. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad. ....	5
Tabla 35. Factores de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K·m/W. .....	5
Tabla 36. Factores de corrección para profundidad de la instalación distinta a 1 m. ....	6
Tabla 37. Factor de corrección por distancia entre ternas o cables tripolares. ....	6
Tabla 38. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y corriente alterna para cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados. ....	7
Tabla 39. Cálculo de caída de tensión para cada tramo de media tensión. ....	8

## **1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS**

En este anexo se detallan todos los cálculos eléctricos realizados para la instalación eléctrica del parque eólico, desde el cableado que parte del transformador BT/MT de los aerogeneradores, hasta la subestación de la compañía eléctrica.

### **1.1 CABLE DE MEDIA TENSIÓN**

En primer lugar, es necesario dimensionar el cableado que parte del lado de media tensión de los transformadores BT/MT de cada aerogenerador y que va hasta la subestación del parque eólico, ubicada en su centro geográfico. Como se ha detallado en el Capítulo 6. , la energía de los aerogeneradores se evacuará en tres circuitos, por lo que los cálculos se realizarán para el caso más desfavorable, es decir, el circuito por el que circule mayor intensidad y mayor número de ternas, y se mantendrá la sección calculada para todo el cableado.

Para el cálculo de la sección del cable, se emplearán dos metodologías distintas y complementarias. En primer lugar, se aplicará el criterio de máxima intensidad admisible y, a continuación, se verificará que la sección calculada es correcta mediante el criterio de máxima caída de tensión.

El cálculo del cableado de media tensión se ha realizado según los requisitos establecidos en el Real Decreto 337/2014, que regula las condiciones técnicas y de seguridad en instalaciones de alta tensión, así como sus correspondientes Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC-LAT). En concreto, se ha aplicado la ITC-LAT 06, relativa a líneas subterráneas con cables aislados, y ha tenido en cuenta la norma UNE 211435 para el dimensionamiento.

### 1.1.1. CRITERIO DE MÁXIMA INTENSIDAD ADMISIBLE

El criterio de máxima intensidad admisible asegura que el conductor pueda transportar una corriente máxima en régimen permanente sin superar su límite térmico.

En primer lugar, se calculará la intensidad que circulará por el cableado de media tensión. La intensidad de un único aerogenerador se calcula como:

$$I_{aerogenerador} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{7200 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 30 \text{ kV}} = 138,56 \text{ A}$$

Donde S es la potencia aparente del transformador BT/MT y V la tensión nominal del lado de media tensión.

Para cada uno de los tres circuitos que confluyen en la subestación del parque, la intensidad que circulará por cada uno de ellos depende del número de aerogeneradores, por lo que se distinguen dos casos:

$$I_{Circuito 1} = 2 \cdot I_{aerogenerador} = 277,13 \text{ A}$$

$$I_{Circuito 2} = I_{Circuito 3} = 3 \cdot I_{aerogenerador} = 415,69 \text{ A}$$

La Tabla 29 muestra las intensidades calculadas por tramos, coincidiendo el último tramo de cada circuito con las intensidades calculadas anteriormente.

Circuito	Tramo	Longitud (m)	Intensidad (A)
1	Aerog. 1-Aerog. 2	500	138,56
	Aerog. 2-SE	1800	277,13
2	Aerog. 3-Aerog. 4	450	138,56
	Aerog. 4-Aerog. 5	650	277,13
	Aerog. 5-SE	160	415,69
3	Aerog. 8-Aerog. 7	440	138,56
	Aerog. 7-Aerog. 6	420	277,13
	Aerog. 6-SE	250	415,69

*Tabla 30. Cálculo de intensidades para cada tramo de media tensión.*

Como los cálculos se realizan para el caso más desfavorable, se toma 415,69 A como valor de intensidad admisible, aún sin corregir.

#### ***1.1.1.1. Factores de corrección***

Siguiendo el Reglamento de Líneas de Alta Tensión (ITC-LAT 06), es necesario aplicar correcciones al valor de intensidad admisible obtenido, con el fin de ajustarla a los factores externos propios de la instalación.

El reglamento establece que las intensidades máximas en servicio permanente dependen de la temperatura máxima que el aislante pueda soportar, sin alterar sus propiedades eléctricas, mecánicas o químicas. La Tabla 30 muestra las temperaturas máximas admisibles de los conductores, en servicio permanente y en cortocircuito para cada tipo de aislamiento.

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente $t_s$	Cortocircuito $t_{cc}$ ( $t \leq 5$ s)
Policloruro de vinilo (PVC) *		
S $\leq$ 300 mm <sup>2</sup>	70	160
S > 300 mm <sup>2</sup>	70	140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno - Propileno (EPR)	90	250
Etileno - Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para $U_0/U \leq 18/30$ kV 90 para $U_0/U > 18/30$ kV	250

\* Solo para instalaciones de tensión asignada hasta 6 kV.

*Tabla 31. Temperaturas máximas de servicio permanente y cortocircuito de conductores.*

Se va a escoger aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), por lo que la temperatura máxima no debe superar los 90°C en servicio permanente y los 250°C en cortocircuito.

Por otro lado, al disipar calor por efecto Joule, se eleva la temperatura del conductor y cuanto más difícil sea disipar dicho calor, más probabilidad existe de dañar el cableado o de producirse fallos eléctricos. Por tanto, a mayor temperatura del terreno, más riesgo existe de que se pueda dañar el conductor.

Se toman 20°C como temperatura del terreno aproximada en el emplazamiento, ya que la temperatura del aire media en Soria es de aproximadamente 12°C, y se tiene en cuenta que el terreno es de tipo seco y con poca sombra, aplicando una corrección de 8°C. Según la Tabla 31, para una temperatura máxima en servicio permanente de 90°C y una temperatura del terreno de 20°C, el factor de corrección a aplicar es de 1,04.

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

*Tabla 32. Factores de corrección para temperatura del terreno distinta de 25°C.*

Por otro lado, es necesario ajustar la intensidad según la resistividad del terreno, la cual varía ampliamente dependiendo del tipo de suelo, como se puede ver en la Tabla 32. Como el terreno del emplazamiento está compuesto por una mezcla conglomerados, areniscas y

arcillas, se tomará una resistividad media de 1,5 K·m/W (las areniscas y conglomerados tienen una resistividad de 2, mientras que las arcillas de 1,2). Para dicho valor de resistividad, el factor a aplicar es de 1 en todos los casos.

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

Tabla 33. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad.

Tipo de instalación	Sección del conductor mm <sup>2</sup>	Resistividad térmica del terreno, K·m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	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	

Tabla 34. Factores de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K·m/W.

Como se puede observar en la Tabla 34, si los cables están enterrados a una profundidad de 0,8 metros, como es el caso, el factor de corrección a aplicar será de 1,03.

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

Tabla 35. Factores de corrección para profundidad de la instalación distinta a 1 m.

Por otro lado, para el circuito más desfavorable, circuito 2, es necesario tener en cuenta que discurrirán 2 ternas en zanja, separadas 0,4 m entre sí, por lo que se aplicará un factor de corrección de 0,86, según la Tabla 35.

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

Tabla 36. Factor de corrección por distancia entre ternas o cables tripolares.

Por tanto, los factores de corrección distintos de 1 serán aplicados a la intensidad admisible calculada, obteniéndose la intensidad máxima admisible:

$$I_{max.adm.} = \frac{I_{Circuito\ 2}}{f_{T^a\ terreno} \cdot f_{profundidad\ cables} \cdot f_{agrupación\ ternas}} = \frac{415,69\ A}{1,04 \cdot 1,03 \cdot 0,86}$$

$$= \frac{415,69\ A}{0,91} = 451,23\ A$$

Entrando en la Tabla 36, se obtiene que, para un conductor de aluminio aislado con HEPR, la sección necesaria para soportar la intensidad máxima calculada es de 400 mm<sup>2</sup>.

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

*Tabla 37. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y corriente alterna para cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados.*

Otra opción viable hubiese sido escoger dos cables por fase de sección menor, por ejemplo, aluminio XLPE de sección 120 mm<sup>2</sup>.

### 1.1.2. CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN

Mediante el criterio de caída de tensión, se confirmará que la sección escogida para los conductores es adecuada, calculando la caída de tensión en cada tramo y asegurando que no supere el 1% establecido como límite.

La caída de tensión en una red trifásica viene dada por la siguiente expresión:

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

Donde:

- L es la longitud del tramo correspondiente en m
- I es la intensidad nominal calculada para el conductor en A
- cos(φ) es el factor de potencia de la red, con valor de 0,9
- S es la sección del conductor en mm<sup>2</sup>

- $\gamma$  es la conductividad del conductor, en caso del aluminio  $27,3 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$

La Tabla 37 muestra el cálculo de caída de tensión para cada uno de los tramos y circuitos de la red de 30 kV.

Círculo	Tramo	Longitud (m)	Intensidad (A)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)	
1	Aerog. 1-Aerog. 2	500	138,56	400	9,89	0,03	0,27
	Aerog. 2-SE	1800	277,13	400	71,21	0,24	
2	Aerog. 3-Aerog. 4	450	138,56	400	8,90	0,03	0,15
	Aerog. 4-Aerog. 5	650	277,13	400	25,71	0,09	
	Aerog. 5-SE	160	415,69	400	9,49	0,03	
3	Aerog. 8-Aerog. 7	440	138,56	400	8,70	0,03	0,13
	Aerog. 7-Aerog. 6	420	277,13	400	16,62	0,06	
	Aerog. 6-SE	250	415,69	400	14,84	0,05	

*Tabla 38. Cálculo de caída de tensión para cada tramo de media tensión.*

En redes de media tensión, la caída de tensión suele ser pequeña, y, como se puede comprobar, es bastante inferior al 1% de la tensión nominal de la red, por lo que la sección escogida para los conductores, de  $400 \text{ mm}^2$ , es adecuada.

## 1.2. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

La intensidad de cortocircuito es un parámetro fundamental en el diseño de instalaciones eléctricas, ya que determina los límites que deben soportar los equipos del sistema. Su cálculo permitirá dimensionar y seleccionar los equipos de protección, con el fin de evitar daños cuando se produzcan fallos eléctricos.

### 1.2.1. MEDIA TENSIÓN

La intensidad de cortocircuito puede calcularse de la siguiente forma:

$$I_{CC} = \frac{S_{CC}}{\sqrt{3} \cdot U_{ff}} = \frac{600 \cdot 10^3 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 30 \text{ kV}} = 11547 \text{ A}$$

Donde  $U_{ff}$  es la tensión nominal entre fases en el lado de media tensión y  $S_{CC}$  es la potencia aparente de cortocircuito en el punto considerado.

### **1.2.2. ALTA TENSIÓN**

La intensidad de cortocircuito puede calcularse de la siguiente forma:

$$I_{CC} = \frac{S_{CC}}{\sqrt{3} \cdot U_{ff}} = \frac{3000 \cdot 10^3 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 132 \text{ kV}} = 13121,60 \text{ A}$$

Por tanto, la intensidad de cortocircuito en el punto de conexión a 132 kV es de aproximadamente 13,1 kA, valor que será utilizado como referencia para verificar la capacidad de corte y cierre de los equipos de protección, así como la resistencia de la aparamenta de alta tensión instalada en la subestación.



# MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER  
ANEXO III  
VIABILIDAD ECONÓMICA

Autor: Beatriz Peci García  
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid





# MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANEXO IV

PLANOS

Autor: Beatriz Peci García

Director: Consolación Alonso Alonso

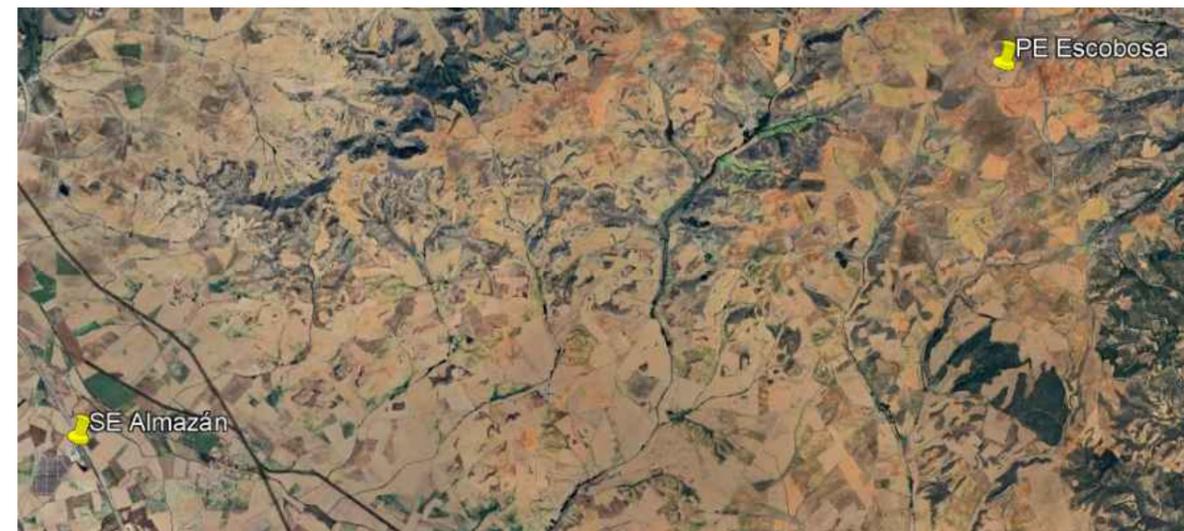
Madrid

## *Índice Anexo IV*

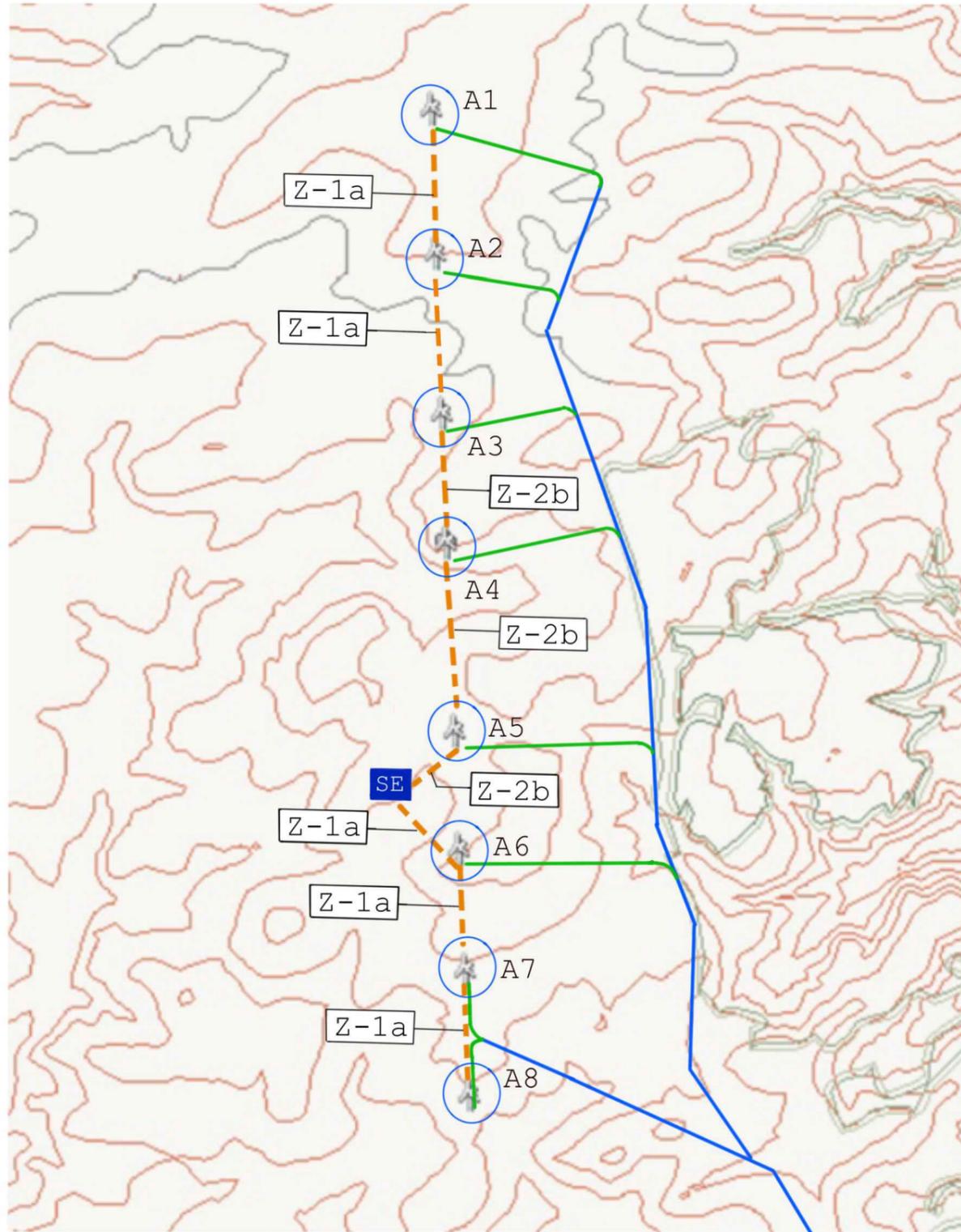
1. **PLANO 1- LOCALIZACIÓN PARQUE EÓLICO**
2. **PLANO 2- VIALES Y ZANJAS**
3. **PLANO 3- SECCIÓN ZANJAS**
4. **PLANO 4- CIMENTACIONES**
5. **PLANO 5- SECCIÓN VIAL Y PLATAFORMA DE MONTAJE**
6. **PLANO 6- DETALLE CELDA DE INTERCONEXIÓN**
7. **PLANO 7- UNIFILAR RED MT**
8. **PLANO 8- UNIFILAR SUBESTACIÓN MT/AT**



Aerogeneradores	X UTM [m E]	Y UTM [m N]
Aerogenerador 1	556443,2	4595192,0
Aerogenerador 2	556459,8	4594691,0
Aerogenerador 3	556481,2	4594142,0
Aerogenerador 4	556497,2	4593700,0
Aerogenerador 5	556527,1	4593051,0
Aerogenerador 6	556542,2	4592644,0
Aerogenerador 7	556560,6	4592231,0
Aerogenerador 8	556577,1	4591795,0

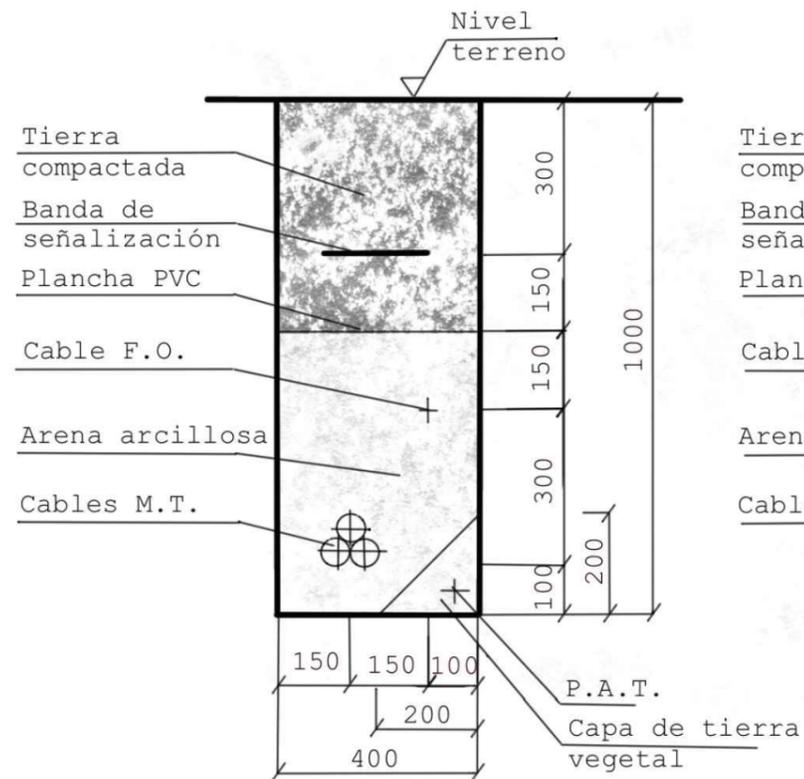


TÍTULO		FECHA	PLANO	
Parque eólico de Escobosa del Almazán		07/2025	Localización parque eólico	
PROYECTO	Trabajo de Fin de Máster		<b>I.C.A.I.</b>	Nº DE PLANO:
ALUMNO	Beatriz Peci García			1

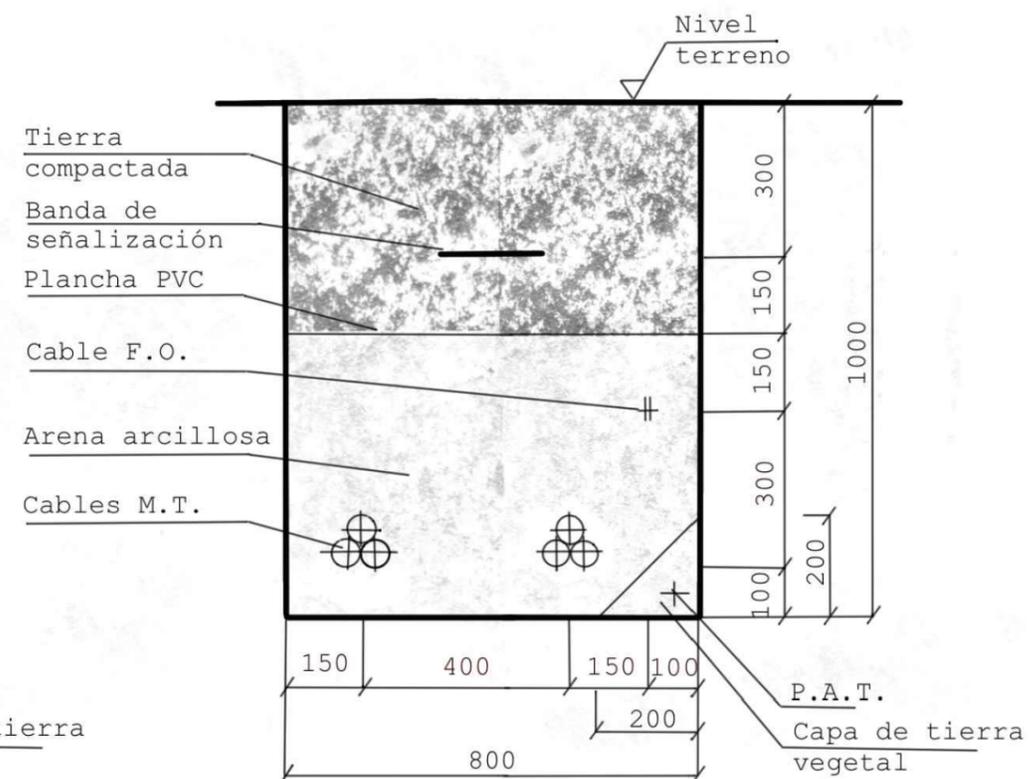


- Viales existentes
- Viales nuevos
- Zanjas
- SE Subestación eléctrica
- Aerogeneradores

<b>TÍTULO</b>		<b>FECHA</b>	<b>PLANO</b>	
Parque eólico de Escobosa del Almazán		07/2025	Viales y zanjas	
<b>PROYECTO</b>	Trabajo de Fin de Máster		<b>I.C.A.I.</b>	<b>Nº DE PLANO:</b>
<b>ALUMNO</b>	Beatriz Peci García			2



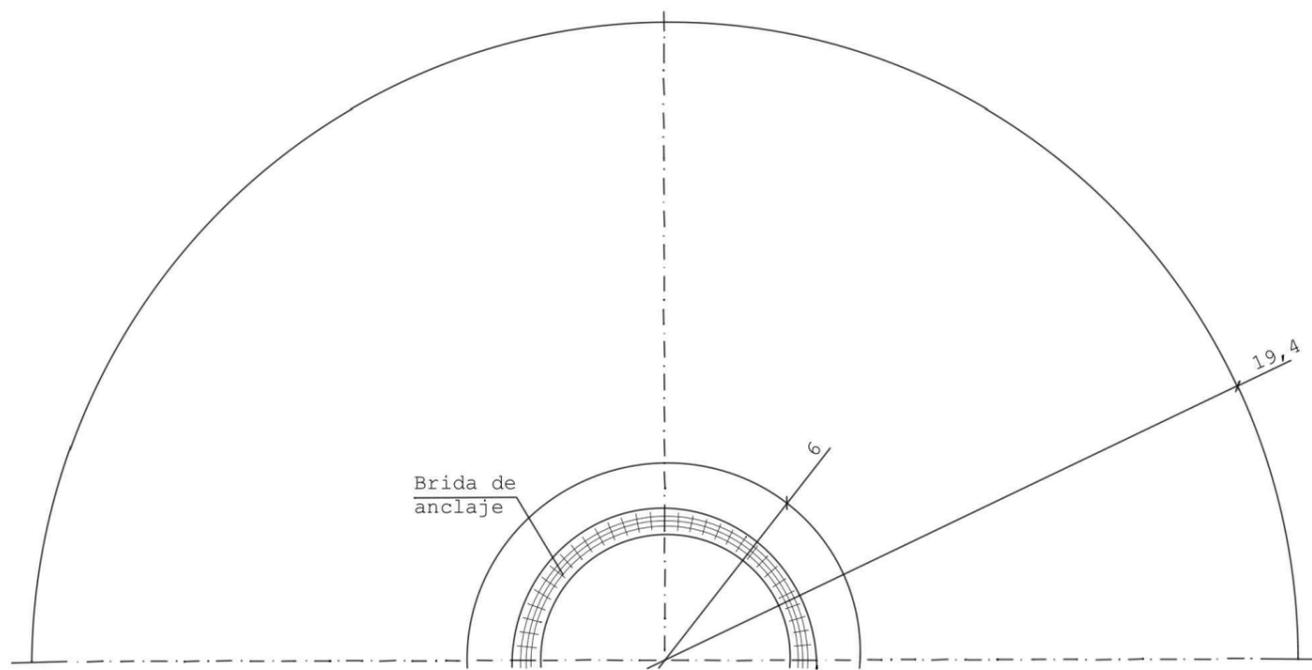
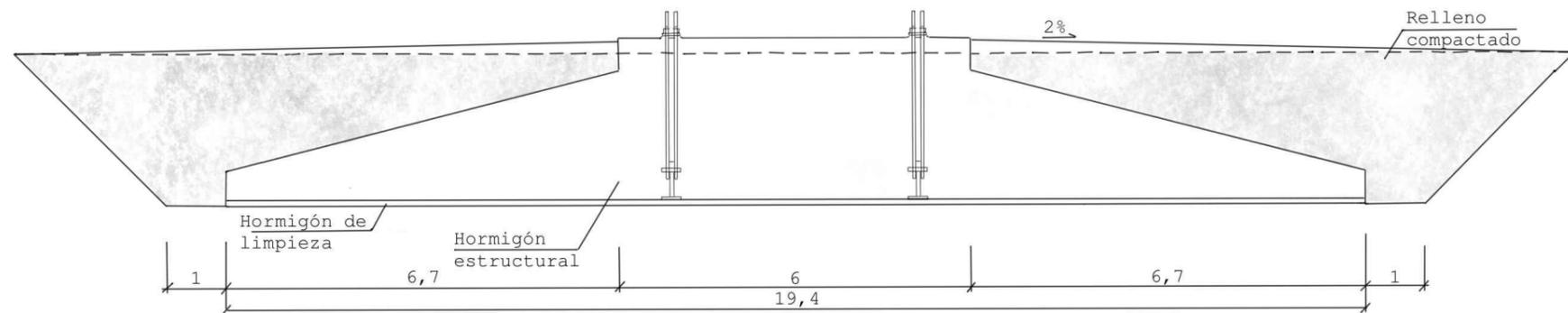
Zanja Tipo Z-1a



Zanja Tipo Z-2b

Cotas en milímetros

TÍTULO		FECHA	PLANO	
Parque eólico de Escobosa del Almazán		07/2025	Sección zanjas	
PROYECTO	Trabajo de Fin de Máster		I.C.A.I.	Nº DE PLANO:
ALUMNO	Beatriz Peci García			3



Cotas en metros

TÍTULO		FECHA	PLANO	
Parque eólico de Escobosa del Almazán		07/2025	Cimentaciones	
PROYECTO	Trabajo de Fin de Máster		I.C.A.I.	Nº DE PLANO:
ALUMNO	Beatriz Peci García			4

1

2

3

4

5

6

7

8

A

A

B

B

C

C

D

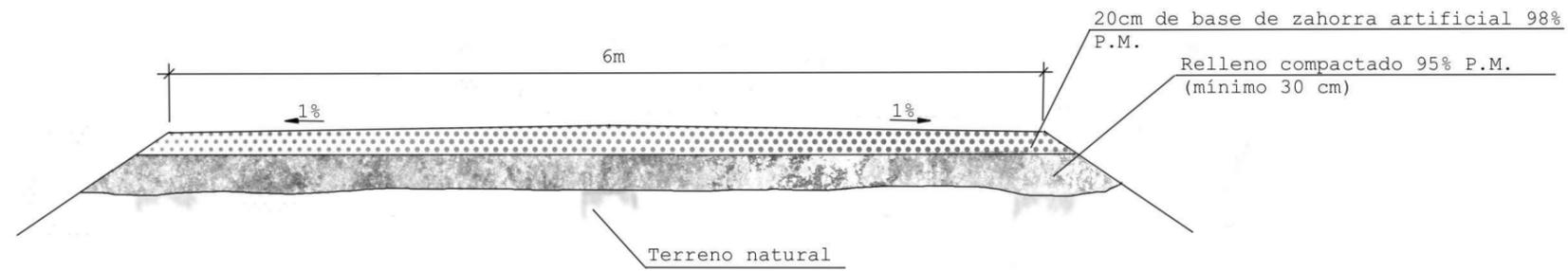
D

E

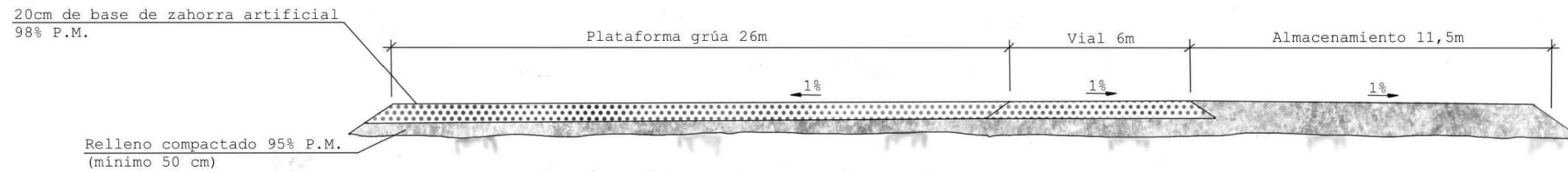
E

F

F



Sección tipo terraplén



Plataforma sección transversal

TÍTULO		FECHA	PLANO	Sección vial y plataforma de montaje
Parque eólico de Escobosa del Almazán		07/2025		
PROYECTO	Trabajo de Fin de Máster		I.C.A.I.	Nº DE PLANO:
ALUMNO	Beatriz Peci García			5

1

2

3

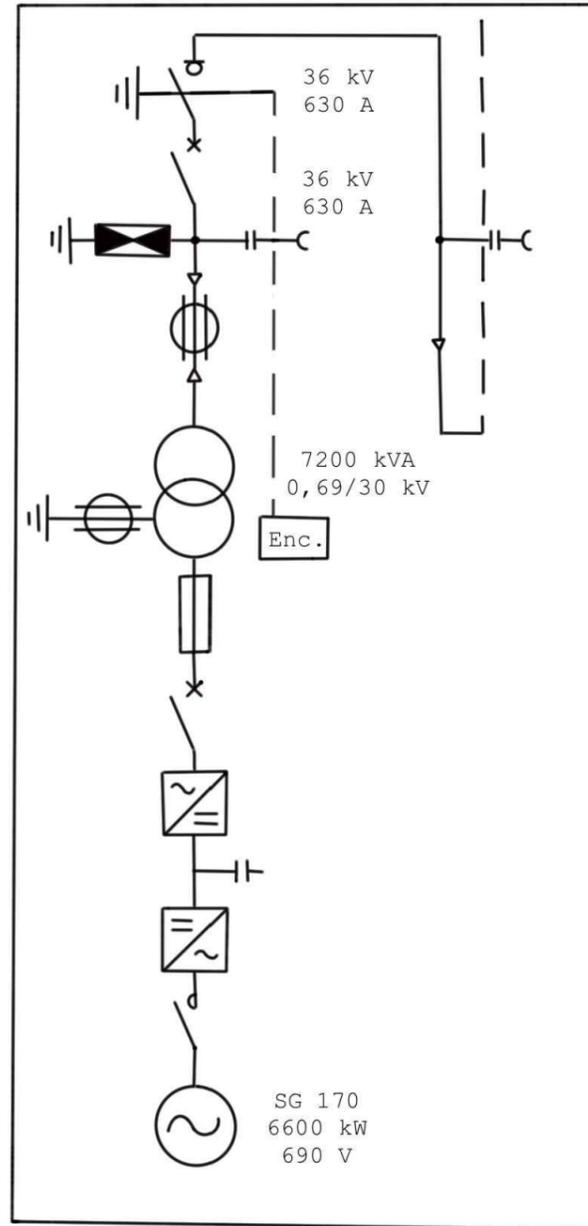
4

5

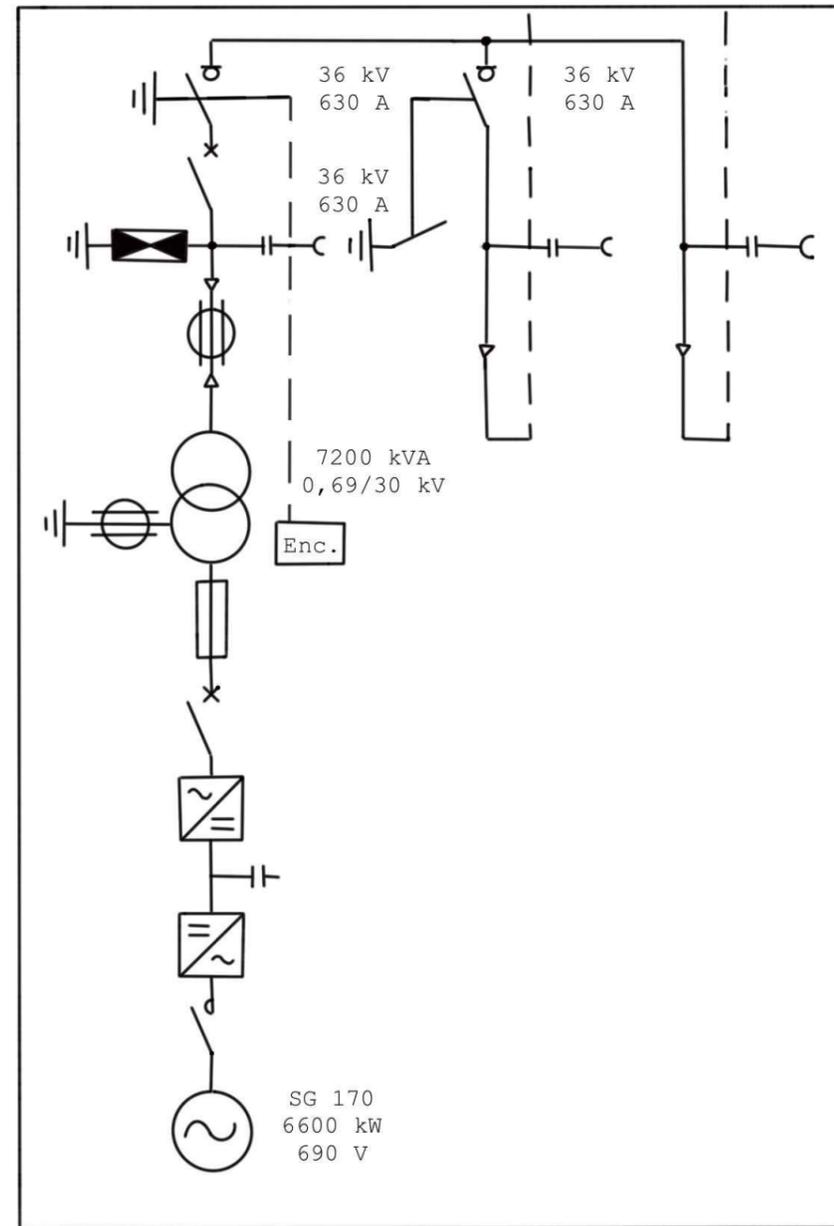
6

7

8



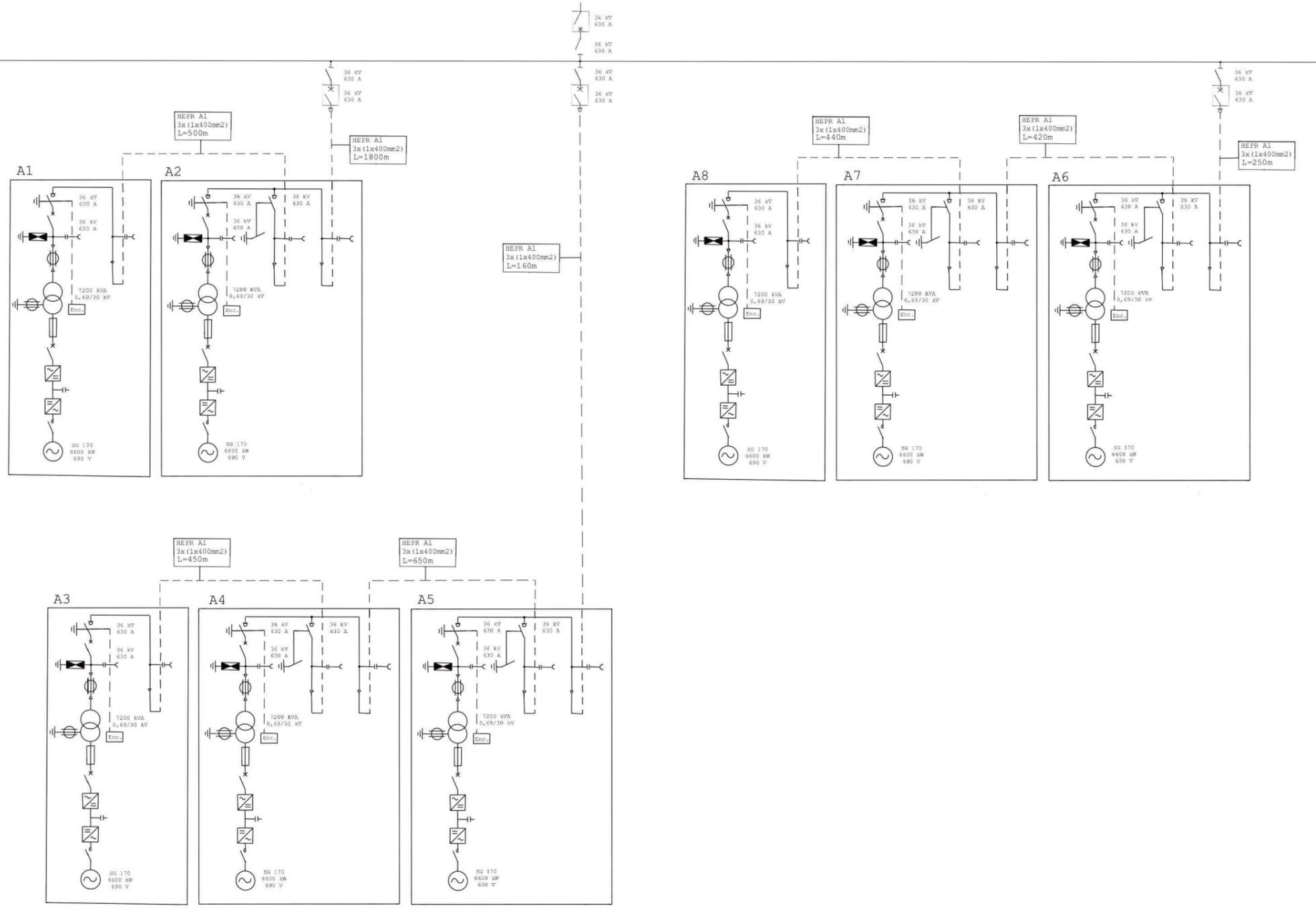
Celda 0L + 1V



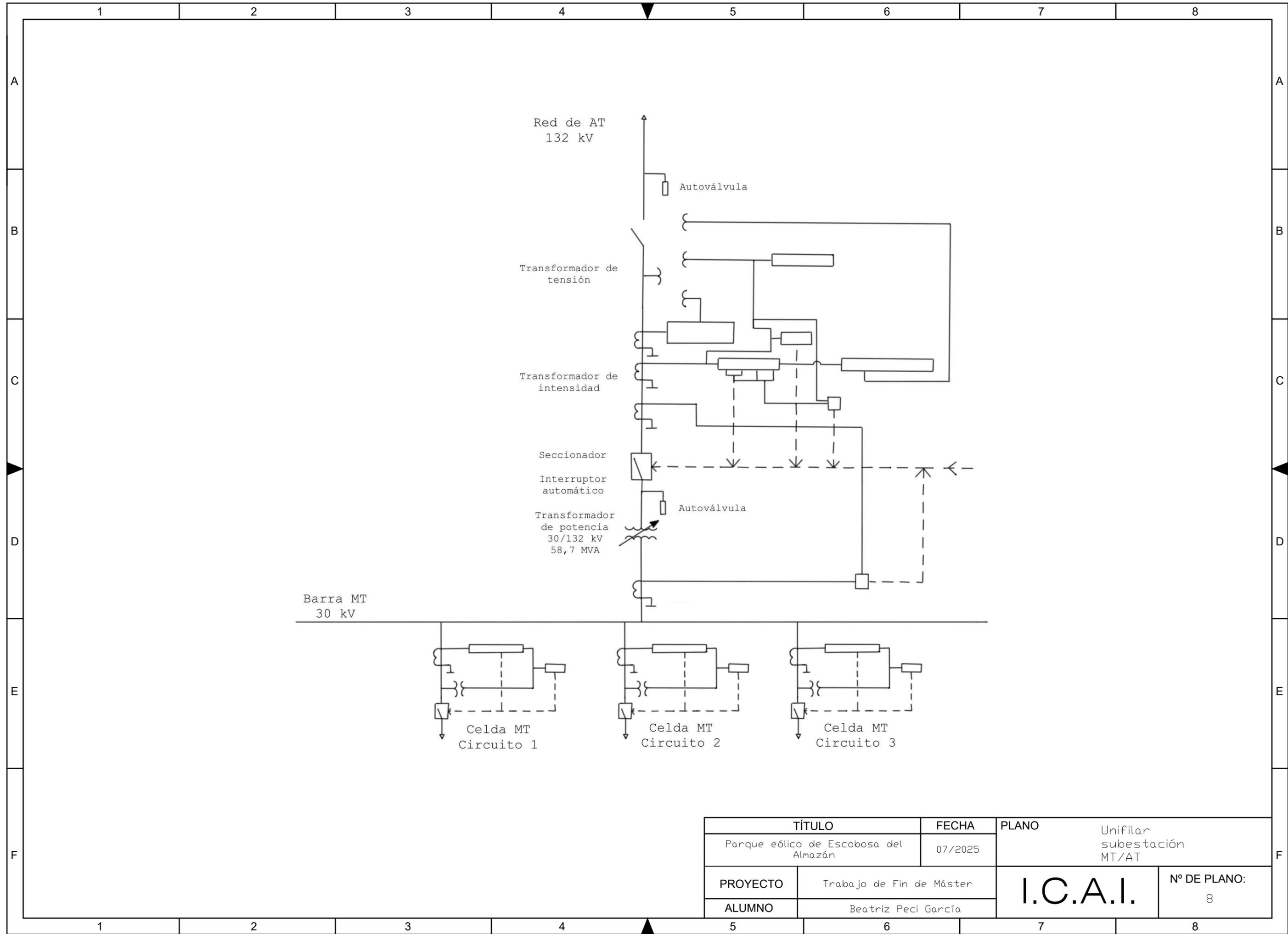
Celda 0L + 1L + 1V

TÍTULO		FECHA	PLANO	
Parque eólico de Escobosa del Almazán		07/2025	Detalle celda de interconexión	
PROYECTO	Trabajo de Fin de Máster		I.C.A.I.	Nº DE PLANO:
ALUMNO	Beatriz Peci García			6

Barra MT  
30 kV



TÍTULO		FECHA	PLANO	
Parque eólico de Escobosa del Almazán		07/2025	Unifilar red MT	
PROYECTO	Trabajo de Fin de Máster		I.C.A.I.	Nº DE PLANO:
ALUMNO	Beatriz Peci García			7



TÍTULO		FECHA	PLANO
Parque eólico de Escobosa del Almazán		07/2025	Unifilar subestación MT/AT
PROYECTO	Trabajo de Fin de Máster		I.C.A.I.
ALUMNO	Beatriz Peci García		
			Nº DE PLANO: 8