COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO BORCHICAYADA (SORIA)

Autor: Juan Manuel Calvo de las Heras

Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Julio de 2026

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

Proyecto de ejecución del parque eólico “Borchicayada, Soria”

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

curso académico 2025/26 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.: Juan Manuel Calvo de las Heras Fecha: 03/ 07/2026



Autorizada la entrega del proyecto

LA DIRECTORA DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso Fecha: ……/ ……/ ……

ALONSO ALONSO CONSOLACION - 05408293G

Firmado digitalmente por ALONSO ALONSO CONSOLACION - 05408293G
Fecha: 2026.07.07 18:45:05 +02'00'

COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

PROYECTO DE EJECUCIÓN DEL PARQUE EÓLICO “Borchicayada, Soria”

Autor: Juan Manuel Calvo de las Heras

Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Julio de 2026

Agradecimientos

A mi familia y a mis amigos, por estar ahí siempre, por su confianza y por apoyarme en cada paso de la carrera.

A mi directora, Consuelo, por su dedicación, guía y paciencia durante todo el desarrollo de este Trabajo Fin de Grado.

A Vortex, por cedernos de manera desinteresada los datos de viento que han hecho posible este estudio.

A Underwriters Laboratories Solutions (UL Solutions), por facilitarnos el acceso al software Windographer para el análisis y tratamiento de los datos eólicos.

A la Technical University of Denmark (DTU Wind Energy), por proporcionarnos la licencia del software WAsP, clave para modelizar el recurso eólico y estimar la producción del parque.

Finalmente, a la Universidad Pontificia Comillas ICAI y a todos los profesores que han formado parte de mi aprendizaje, tanto académico como personal, a lo largo de estos años.

PROYECTO DE EJECUCIÓN DEL PARQUE EÓLICO "BORCHICAYADA, SORIA"

Autor: Calvo de las Heras, Juan Manuel.
Directora: Alonso Alonso, Consolación.
Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto técnico detalla el diseño y la viabilidad para la ejecución del parque eólico Borchicayada, proyectado en el término municipal de Almazán (Soria). El documento recorre todas las fases iniciales de ingeniería: la elección del emplazamiento, el análisis del viento en la zona, el cálculo de la producción energética, el planteamiento de las infraestructuras necesarias y el posterior balance financiero. Con un VAN positivo y una TIR que supera el coste de capital, los resultados confirman que la instalación es viable, eficiente y rentable.

Palabras clave: parque eólico terrestre, recurso eólico, aerogenerador, obra civil, instalaciones eléctricas, subestación

1. Introducción

La energía eólica terrestre se mantiene como una de las opciones más maduras y competitivas para transformar el mix energético y reducir el uso de combustibles fósiles. Desarrollar una instalación de este tipo exige coordinar variables complejas como el potencial del viento, la forma del terreno, los accesos por carretera, los puntos de conexión eléctrica y la inversión económica requerida.

El parque se ha proyectado en la zona de Borchicayada-Neguillas. La electricidad que generen los aerogeneradores se agrupará en una red interna de media tensión, para luego elevar su voltaje en la subestación del propio parque y verterla finalmente en la subestación de Almazán.

2. Definición del proyecto y metodología

El parque eólico Borchicayada se proyecta como una instalación terrestre de generación renovable situada en el entorno de Borchicayada-Neguillas, dentro del término municipal de Almazán. La energía generada por los aerogeneradores se recoge mediante una red interna

de media tensión y se eleva posteriormente en la subestación del parque para su evacuación hacia la subestación de Almazán.

Parámetro	Valor
Nombre del proyecto	Parque Eólico Borchicayada
Ubicación	Borchicayada-Neguillas, Almazán, Soria
Aerogenerador seleccionado	Siemens Gamesa SG 6.6-170
Número de aerogeneradores	7
Potencia unitaria	6,6 MW
Potencia total instalada	46,2 MW
Punto de evacuación	Subestación de Almazán (132 kV)

Tabla 1 Características principales del parque eólico Borchicayada

Para definir la ubicación exacta se compararon diferentes alternativas, priorizando aquellas con mejor viento, accesos más sencillos, menor movimiento de tierras y un impacto ambiental inicial mínimo.

Una vez elegido el terreno, el comportamiento del viento se analizó mediante el software Windographer (evaluando velocidades medias, direcciones predominantes y la distribución de Weibull). Con esa base, se utilizó el programa WAsP para cruzar los datos del viento con la topografía y la rugosidad del suelo, definiendo así la posición óptima de las turbinas para exprimir al máximo su rendimiento.

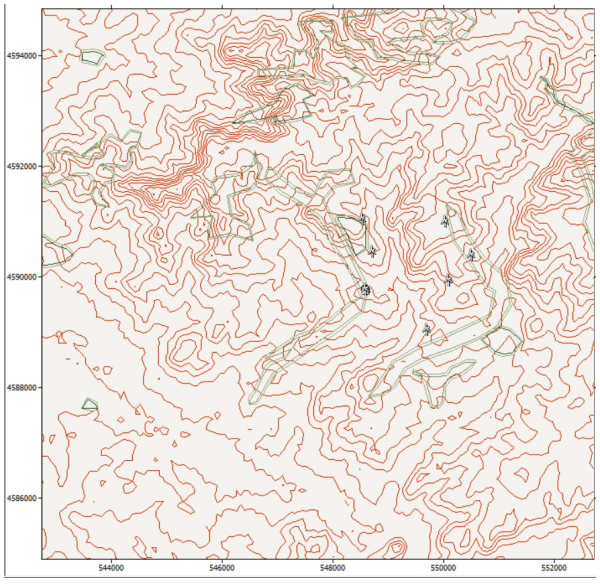


Figura 1 Emplazamiento digitalizado en WASP

Por último, se desarrolla el diseño de las principales actuaciones de obra civil y de la infraestructura eléctrica. Se definen los viales, plataformas, cimentaciones, zanjas, red interna de media tensión, puesta a tierra, comunicaciones y evacuación eléctrica. El proyecto se completa con un análisis económico y una valoración de su contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

3. Resultados

El emplazamiento de Borchicayada-Neguillas ofrece el mejor equilibrio entre potencial energético, facilidades de acceso y respeto al entorno.

Se eligió el aerogenerador Siemens Gamesa SG 6.6-170. Aunque se evaluaron otros modelos con producciones brutas ligeramente más altas, la opción de Siemens Gamesa demostró una mayor eficiencia relativa en este terreno específico, lo que se traduce en más horas equivalentes de funcionamiento y un mejor factor de capacidad.

Indicador energético	**Valor**
Aerogenerador seleccionado	Siemens Gamesa SG 6.6-170
Potencia total instalada	46,2 MW
Energía anual vertida a red	133,46 GWh/año
Horas equivalentes	2.889 h/año
Factor de capacidad	33,0 %
Altura de Buje	160 m

Tabla 2 Principales resultados energéticos del parque eólico

En obra civil, el diseño aprovecha caminos existentes y limita los nuevos accesos a los tramos estrictamente necesarios. Las plataformas, cimentaciones, zanjas y viales se han definido en función de las necesidades de montaje, operación y mantenimiento.

La red eléctrica interna se organiza en dos circuitos de generación a 30 kV. Para la evacuación de la energía se han dimensionado cables unipolares de aluminio de media tensión, con aislamiento HEPR 18/30 kV y secciones de 400 mm² y 500 mm², seleccionadas en función de la potencia transportada por cada circuito. El uso de aislamiento HEPR permite trabajar con niveles adecuados de rigidez dieléctrica y comportamiento térmico en redes subterráneas de media tensión. Las secciones adoptadas se han comprobado frente a los criterios de intensidad admisible, caída de tensión y cortocircuito.

Ambos circuitos conducen la energía hasta la subestación elevadora del parque, donde la tensión se eleva de 30 kV a 132 kV mediante un transformador principal de 55 MVA. La subestación se plantea con una configuración sencilla de posición línea-transformador e incluye los principales equipos de maniobra y protección, como interruptor automático, seccionadores, transformadores de medida y autoválvulas. Desde este punto, la energía se evacúa hacia la subestación de Almazán a 132 kV.

El análisis económico ofrece resultados favorables. La inversión se ha estimado a partir de los principales costes del proyecto, incluyendo aerogeneradores, obra civil, infraestructura eléctrica, ingeniería, tramitación e interconexión. Con los ingresos por venta de energía y los costes de explotación previstos, se obtienen indicadores financieros positivos.

Indicador económico	**Valor**
CAPEX (Costes de construcción)	43,672 M€
DEVEX (Costes de desarrollo)	1 M€
Costes de Interconexión	1,625 M€
Inversión Total del Proyecto	46,297 M€

Tabla 3 Resumen de la inversión del proyecto

Cruzando esta inversión con los ingresos previstos por la venta de electricidad y los costes anuales de mantenimiento, los indicadores de rentabilidad resultan muy sólidos, especialmente al introducir la estructura de financiación para los accionistas:

Indicador	Proyecto	Accionista
WACC (%)	4,60	-
VAN (M.EUR)	15.713	8,941
TIR (%)	7,61	15,61
PAYBACK (años)	11,6	7,6

Tabla 4 Indicadores de rentabilidad del proyecto y del accionista

Estos valores confirman que la instalación resulta económicamente viable bajo las hipótesis consideradas. El VAN positivo indica que el proyecto genera valor, la TIR supera el coste del capital y el periodo de recuperación se mantiene dentro de un rango razonable para un parque eólico terrestre.

4. Conclusiones

El proyecto del parque eólico Borchicayada demuestra una sólida viabilidad técnica, energética y económica. El emplazamiento de Borchicayada-Neguillas resulta idóneo por su excelente recurso de viento, su orografía moderada y la cercanía para la conexión eléctrica con la subestación de Almazán.

En el plano técnico, la elección de los aerogeneradores Siemens Gamesa SG 6.6-170 asegura una producción óptima de 133,46 GWh/año con un alto factor de capacidad. Asimismo, el diseño civil reduce costes e impacto ambiental al reutilizar los caminos rurales existentes para los accesos. Finalmente, la solvencia financiera queda respaldada por un VAN positivo y una TIR que supera el coste de capital, consolidando el parque como una inversión muy rentable y sostenible.

PROJECT FOR THE “BORCHICAYADA” WIND FARM (SORIA)

Author: Calvo de las Heras, Juan Manuel.

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This technical project details the design and feasibility study for the execution of the Borchicayada wind farm, planned for the municipality of Almazán (Soria). The document covers all initial phases of wind engineering: from selecting the ideal site and analyzing the local wind resource in detail, to estimating energy production, proposing the conceptual design of the main infrastructure, and conducting the subsequent financial balance. With a positive NPV and an IRR that exceeds the cost of capital, the results confirm that the facility is viable, efficient, and profitable.

Keywords: onshore wind farm, wind resource, wind turbine, civil works, electrical installations, substation.

1. Introduction

Onshore wind energy remains one of the most mature and competitive options for transforming the energy mix and reducing reliance on fossil fuels. Developing such a facility requires the joint coordination of complex variables, such as wind potential, terrain topography, road access, electrical connection points, and the required economic investment.

The wind farm is projected in the Borchicayada-Neguillas area. The electricity generated by the wind turbines will be gathered through an internal medium-voltage network, subsequently stepping up its voltage at the wind farm's substation to finally feed it into the Almazán substation.

2. Project definition and methodology

The Borchicayada wind farm is designed as an onshore renewable generation facility located in the Borchicayada-Neguillas area, within the municipality of Almazán. The energy generated by the wind turbines is collected via an internal medium-voltage grid and is later stepped up at the project's substation for evacuation toward the Almazán substation.

Parameter	Value
Project name	Borchicayada Wind Farm
Location	Borchicayada-Neguillas, Almazán, Soria
Selected wind turbine	Siemens Gamesa SG 6.6-170
Number of wind turbines	7
Unit power	6.6 MW
Total installed capacity	46.2 MW
Grid connection point	Almazán Substation (132 kV)

Table 5 Main characteristics of the Borchicayada wind farm.

To define the exact location, different alternatives were compared, prioritizing those with the best wind resource, simpler access, minimal earthworks, and a low initial environmental impact.

Once the site was selected, wind behavior was analyzed using Windographer software (evaluating average speeds, prevailing directions, and the Weibull distribution). Based on this, the WAsP program was utilized to cross-reference the wind data with the topography and ground roughness, thereby defining the optimal positioning of the turbines to maximize their performance

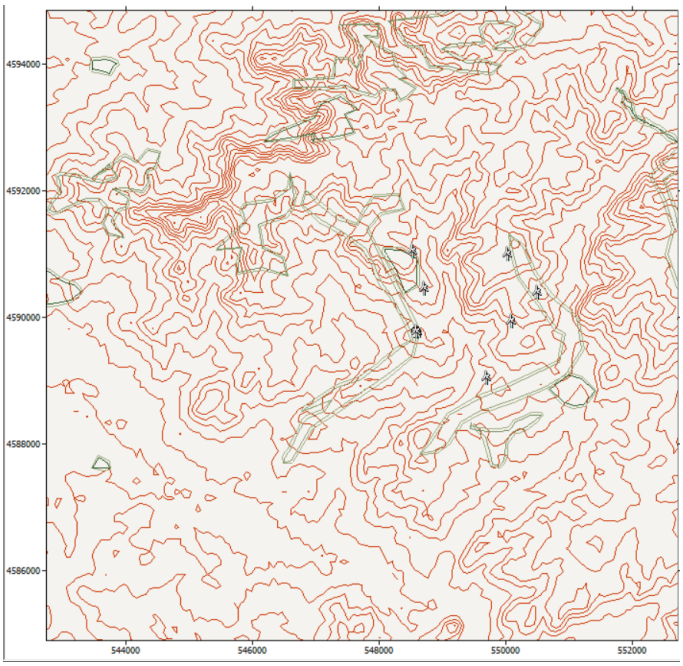


Figure 2 Site digitalised in WAsP

Finally, the design of the main civil works and electrical infrastructure is developed. This includes defining roads, crane pads, foundations, trenches, the internal medium-voltage grid, grounding systems, communications, and electrical evacuation. The project concludes with an economic analysis and an assessment of its contribution to the Sustainable Development Goals (SDGs).

3. Results

The Borchicayada-Neguillas site offers the best balance between energy potential, accessibility, and respect for the environment.

The Siemens Gamesa SG 6.6-170 wind turbine model was selected. Although other options evaluated showed slightly higher gross production, the Siemens Gamesa option demonstrated greater relative efficiency for this specific terrain, which translates into more equivalent operating hours and a better capacity factor.

Energy indicator	Value
Selected wind turbine	Siemens Gamesa SG 6.6-170
Total installed capacity	46.2 MW
Annual energy delivered to the grid	133.46 GWh/year
Equivalent full-load hours	2,889 h/year
Capacity factor	33.0 %
Hub Height	160 m

Table 6 Main energy results of the wind farm.

In terms of civil works, the design capitalizes on existing roads, limiting new access tracks strictly to those necessary for assembly, operation, and maintenance.

The internal electrical network is arranged into two 30 kV generation circuits. For the evacuation of the energy, single-core medium-voltage aluminium cables have been sized, with HEPR 18/30 kV insulation and cross-sections of 400 mm² and 500 mm², selected according to the power transported by each circuit. The use of HEPR insulation provides adequate dielectric strength and thermal performance for underground medium-voltage networks. The selected cable cross-sections have been verified against the criteria of admissible current, voltage drop and short-circuit withstand capacity.

Both circuits transmit the energy to the wind farm step-up substation, where the voltage is increased from 30 kV to 132 kV through a 55 MVA main transformer. The substation is designed with a simple line-transformer bay configuration and includes the main switching and protection equipment, such as a circuit breaker, disconnectors, instrument transformers and surge arresters. From this point, the energy is evacuated to the Almazán substation at 132 kV.

The economic analysis yields favorable results. The investment was estimated based on the main project costs, including wind turbines, civil works, electrical infrastructure, engineering, permitting, and interconnection. Based on the projected revenues from energy sales and operating expenses, positive financial indicators are achieved.

Economic indicator	Value
CAPEX (construction costs)	€43.672 million
DEVEX (development costs)	€1 million
Interconnection costs	€1.625 million
Total project investment	€46.297 million

Table 7 Summary of the project investment.

Cross-referencing this investment with the projected revenues from electricity sales and annual maintenance costs yields solid profitability indicators, especially when factoring in the financing structure for the shareholders:

Economic indicator	Project	Shareholder
WACC (%)	4.60	-
NPV (€ million)	15.713	8.941
IRR (%)	7.61	15.61
Payback period (years)	11.6	7,6

Table 8 Profitability indicators of the project and the shareholder.

These values confirm that the facility is economically viable under the considered assumptions. The positive NPV indicates that the project creates net value, the IRR comfortably exceeds the cost of capital, and the payback period remains within a reasonable range for an onshore wind farm.

4. Conclusions

The Borchicayada wind farm project demonstrates solid technical, energy, and economic feasibility. The Borchicayada site proves to be ideal due to its excellent wind resource, moderate topography, and close proximity for electrical connection to the Almazán substation.

From a technical standpoint, the selection of the Siemens Gamesa SG 6.6-170 wind turbines ensures an optimal production of 133.46 GWh/year with a high-capacity factor. Furthermore, civil design reduces costs and environmental impact by reusing existing rural roads for site access. Finally, financial solvency is backed by a positive NPV and an IRR that exceeds the cost of capital, consolidating the wind farm as a highly profitable and sustainable investment.

Índice de la memoria

Capítulo 1.Introducción 33

1.1 Estado de la cuestión 34

1.1.1 Situación de la energía eólica a nivel mundial 34

1.1.2 Situación de la energía eólica en España 35

1.2 Objetivos 37

1.3 Alcance del proyecto 38

1.4 Motivación 38

1.5 Metodología 38

Capítulo 2.Elección del emplazamiento 40

2.1 Objetivo y alcance 40

2.2 Emplazamiento seleccionado 40

2.3 Justificación de la elección del emplazamiento 41

2.4 Localización y disposición de los aerogeneradores 43

2.5 Conclusiones 45

Capítulo 3.Análisis del recurso eólico 46

3.1 Objetivo y Alcance 46

3.2 Datos de viento y metodología 46

3.3 Velocidad del viento 47

3.3.1 Serie temporal completa 47

3.3.2 Variación del viento 48

3.3.3 Dirección del viento y Rosas de viento 51

3.3.4 Distribución de Weibull 57

3.3.5 Función de distribución acumulada y probabilidad de excedencia 60

3.3.6 Diagrama de caja 61

3.4 Conclusiones del análisis 63

Capítulo 4.Estimación del recurso energético 65

4.1 Objeto y alcance 65

4.2 WAsP Climate Analyst 66

4.3 WAsP Map Editor 68
4.4 Configuración de la malla de cálculo 70
4.5 Cálculo de densidad del aire 71
4.6 Curvas de potencia y Coeficiente de Empuje 73
4.6.1 Nordex N163/6.X - 6.8 MW (mode 0) 73
4.6.2 Vestas V172 de 7,2 MW 76
4.6.3 Siemens Gamesa SG 6.6-170 78
4.7 Validación y coherencia del modelo 81
4.8 Escenario de pérdidas 82
4.9 Resultados de la simulación 83
4.9.1 Resultados Nordex N163 – 6,8 MW 85
4.9.2 Resultados Vestas V172 – 7,2 MW 87
4.9.3 Resultados Siemens Gamesa SG 6.6-170 89
4.10 Comparativa de tecnologías 90
4.11 Selección del aerogenerador 92
4.11.1 Especificaciones técnicas del aerogenerador 93

Capítulo 5.Obra Civil 98

5.1 Objeto y alcance 98
5.2 Cimentación de los aerogeneradores 99
5.3 Plataformas de montaje 99
5.4 Viales de acceso e interiores de aerogeneradores 100
5.4.1 Accesos exteriores al parque 100
5.4.2 Caminos existentes y red de apoyo 103
5.4.3 Nuevos viales internos proyectados 104
5.4.4 Composición estructural del vial 105
5.4.5 Integración con el entorno 106
5.5 Canalizaciones en zanja 107
5.6 Edificio de control y subestación 108
5.6.1 Edificio de control 109
5.6.2 Subestación eléctrica 109
5.6.3 Funcionamiento e integración del sistema 110

Capítulo 6.Instalaciones Eléctricas 111

6.1 Principales instalaciones eléctricas del parque 111
6.1.1 Descripción general del sistema eléctrico 111
6.1.2 Elementos principales del sistema eléctrico 111
6.2 Centros de transformación interior de aerogeneradores 113
6.2.1 Función y características generales 113
6.2.2 Transformador BT/MT 113
6.2.3Integración del transformador en el aerogenerador 114
6.2.4 Celdas de media tensión 114
6.3 Red de cables canalizados en zanja 118
6.3.1 Configuración general de la red 118
6.3.2 Canalizaciones en zanja 119
6.3.3 Tipología de cables 121
6.4 Cables de media tensión 122
6.4.1 Normativa aplicable 122
6.4.2 Elección tensión nominal del cable 122
6.4.3 Intensidad nominal por aerogenerador 123
6.4.4 Criterios de dimensionamiento de la sección 124
6.4.5 Factores de corrección y selección de la sección 125
6.4.6 Comprobación de caída de tensión 135
6.4.7 Comprobación frente a cortocircuito 137
6.4.8 Verificación final 138
6.5 Sistema de puesta a tierra 139
6.5.1 Función y objetivos 139
6.5.2 Configuración de la red de tierras 140
6.5.3 Dimensionamiento del conductor de tierra 140
6.6 Sistema de comunicaciones 141
6.6.1 Función del sistema SCADA 141
6.6.2 Red de fibra óptica 141
6.7 Esquema unifilar de media tensión del parque 142
6.7.1 Configuración de las líneas de generación 143
6.7.2 Conexión a barras de subestación 143
6.8 Subestación eléctrica MT/AT 144
6.8.1 Descripción general 144

6.8.2 Sistema de media tensión ... *144*
6.8.3 Transformador principal ... *145*
6.8.4 Sistema de alta tensión ... *145*
6.8.5 Sistema de protecciones ... *150*
6.8.6 Servicios auxiliares y control ... *150*
6.9 Línea eléctrica aérea de alta tensión ... 151
6.9.1 Descripción general ... *151*
6.9.2 Elementos principales ... *151*
6.9.3 Criterios de diseño ... *152*
6.10 Alternativas de interconexión del parque ... 152

Capítulo 7.Análisis de viabilidad económica ... 154

7.1 Datos de partida e hipótesis de cálculo ... 154
7.2 Inversión inicial ... 155
7.3 Costes de explotación ... 156
7.4 Estimación de ingresos ... 157
7.5 Flujos de caja y estructura financiera ... 159
7.6 Evaluación económica ... 162
7.6.1 Valor Actual Neto (VAN) ... *162*
7.6.2 Tasa Interna de Retorno (TIR) ... *163*
7.6.3 Periodo de recuperación de la inversión (Payback) ... *163*
7.7 Resultados y conclusiones ... 164

Capítulo 8.Planificación del proyecto ... 166

Capítulo 9.Sostenibilidad, emisiones evitadas e impacto socioeconómico 168

9.1 Estimación de emisiones de CO_2 evitadas ... 168
9.2 Relación del proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible ... 170
9.3 Generación de empleo e impacto socioeconómico local ... 172
9.4 Conclusión ... 173

Capítulo 10. Conclusiones ... 174

Capítulo 11. Bibliografía ... 175

Índice de figuras

Figura 1 Emplazamiento digitalizado en WASP 9
Figure 2 Site digitalised in WAsP 14
Figura 3 Evolución de la nueva potencia eólica instalada a nivel mundial entre 2020-2025.[1] 34
Figura 4. Distribución regional y por países de la nueva potencia eólica instalada en 2025.[1] 35
Figura 5. Evolución de la potencia eólica instalada en España entre 2019 y 2025. [2] 36
Figura 6 Localización del emplazamiento seleccionado (Google Earth Pro)[5] 41
Figura 7 Acceso principal al emplazamiento desde la red viaria existente.[5] 43
Figura 8 Disposición y localización de los aerogeneradores en el emplazamiento de Borchicayada. 44
Figura 9 Resumen de los datos de viento importados (Windographer)[3] 47
Figura 10 Serie temporal completa de la velocidad del viento a 120m y 160m(Windographer) 47
Figura 11 Velocidad media del viento para cada hora del día a 120 m y 160 m. (Windographer) 48
Figura 12 Distribución horaria de la velocidad media del viento por mes a 120 m y 160 m(Windographer) 49
Figura 13 Variación de la velocidad media del viento con la altura y ajuste mediante ley potencial y ley logarítmica (Windographer) 50
Figura 14 Variación mensual del exponente de cizalladura α.(Windographer) 51
Figura 15 Rosa de frecuencia de la dirección del viento a 160 m(Windographer) 52
Figura 16 Rosas de frecuencia mensuales de la dirección del viento a 160 m.(Windographer) 53
Figura 17 Rosas de frecuencia horaria de la dirección del viento a 160 m.(Windographer) 53
Figura 18 Rosa de velocidad media del viento por dirección a 160 m.(Windographer) 54
Figura 19 Rosas de velocidad media por mes a 160 m.(Windographer) 55

Figura 20 Rosas de velocidad media por hora del día a 160 m.(Windographer) 55
Figura 21 Rosa de energía del viento a 160 m.(Windographer)..... 56
Figura 22 Rosas de energía del viento por mes a 160 m.(Windographer) 57
Figura 23 Histograma de velocidad del viento y ajuste Weibull a 160 m.(Windographer) 58
Figura 24 Distribución de Weibull de la velocidad del viento a 160 m durante el periodo invernal (diciembre–febrero). 59
Figura 25 Función (CDF) de la velocidad del viento a 120 m y 160 m .(Windographer) .. 60
Figura 26 Curva de probabilidad de excedencia de la velocidad del viento. (Windographer) 61
Figura 27 Diagrama de caja mensual de la velocidad del viento a 160 m.(Windographer) 61
Figura 28 Serie temporal de velocidad y dirección del viento a 160 m(WAsP)[4]..... 66
Figura 29 Distribución de Weibull y rosa de vientos del emplazamiento en WAsP Climate Analyst. 67
Figura 30 Mapa topográfico del emplazamiento (WAsP)..... 68
Figura 31 Mapa de rugosidad del emplazamiento (WAsP)..... 69
Figura 32 Modelo digital del terreno en WAsP(WAsP) 70
Figura 33 Malla de cálculo del recurso eólico (WAsP)..... 71
Figura 34 Cálculo de la densidad del aire mediante Air Density Calculator (WAsP) 72
Figura 35 Curvas de potencia del modelo Nordex N163 para distintas densidades del aire[7] 73
Figura 36 Coeficiente de empuje (Ct) del modelo Nordex N163 para distintas densidades74
Figura 37 Curva de potencia y coeficiente de empuje adaptados a ρ = 1,077 kg/m³ NORDEX (WAsP) 75
Figura 38 Curvas de potencia del modelo Vestas V172 para distintas densidades del aire[8] 76
Figura 39 Coeficiente de empuje (Ct) del modelo Vestas V172 para distintas densidades 77
Figura 40 Curva de potencia y coeficiente de empuje adaptados a ρ = 1,077 kg/m³ VESTAS (WAsP) 78
Figura 41 Curvas de potencia del modelo Siemens Gamesa SG 6.6-170 para distintas densidades del aire. 78

Figura 42 Coeficiente de empuje (Ct) del modelo Siemens Gamesa SG 6.6-170 para distintas densidades 79
Figura 43 Curva de potencia y coeficiente de empuje adaptados a ρ = 1,077 kg/m³ SIEMENS (WAsP) 80
Figura 44 Energía producida por el modelo Nordex N163 (WAsP) 85
Figura 45 Balance energético final. Modelo Vestas 172 (WASP) 87
Figura 46 Energía producida por el modelo Siemens Gamesa SG 6.6-170 (WAsP) 89
Figura 47 Aerogenerador Siemens Gamesa SG 6.6-170 (Siemens Gamesa) 93
Figura 48 Red de carreteras exteriores existentes en el entorno del parque eólico. (Google Earth) 102
Figura 49 Vista del acceso exterior al parque desde la carretera SO-P-3106. (Google Earth) 102
Figura 50 Red de caminos existentes en el emplazamiento (trazado en color amarillo). (Google Earth Pro) 103
Figura 51 Red de viales existentes y nuevos accesos proyectados (amarillo, verdes). 104
Figura 52 Principales instalaciones eléctricas de un parque eólico. (material docente)[10] 112
Figura 53 Esquema simplificado del sistema eléctrico de un aerogenerador y su conexión a red. [9] 112
Figura 54 Funciones modulares y compactas del sistema de celdas cgm.3. (Ormazabal.)[11] 116
Figura 55 Evolución de los costes de explotación durante la vida útil del parque eólico . 157
Figura 56 . Evolución del precio mínimo, medio y máximo del mercado diario español durante el periodo 2007-2025 (OMIE)[24] 158
Figura 57. Evolución de los flujos de caja libres (FCF) del proyecto 160
Figura 58 Evolución de los flujos de caja para el accionista 160
Figura 59 Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas. (Naciones Unidas.)[25] 171
Figura 60 Emplazamiento (Gándia-O Ramos) y delimitación del área de estudio. (Google Earth Pro) 181

Figura 61 Emplazamiento (Borchicayada Neguillas) y delimitación del área de estudio. (Google Earth Pro). 183
Figura 62 Emplazamiento Setenil Bodegas y delimitación del área de estudio. (Google Earth Pro.) 184
Figura 63 Recurso eólico medio anual y rosa de vientos a 100 m de altura en el emplazamiento de Gándia-O Ramos. (Global Wind Atlas) 186
Figura 64 Cartografía geológica del emplazamiento Gándia-O Ramos. (IGME)..... 187
Figura 65 Distancia del emplazamiento Gándia-O Ramos a la subestación eléctrica de Carba. (Google Earth Pro) 188
Figura 66 Infraestructura eléctrica de la red de transporte en el entorno del emplazamiento Gándia-O Ramos. (REE)[2] 189
Figura 67 Relación del emplazamiento Gándia-O Ramos con espacios protegidos (ZEPA/ZEC)[29] 189
Figura 68 Mapa de velocidad media anual del viento a 100 m y rosa de vientos en el emplazamiento Borchicayada Neguillas.(GWA)[26]..... 191
Figura 69 Cartografía geológica del emplazamiento Borchicayada Neguillas. (IGME) [27] 193
Figura 70 Distancia del emplazamiento Borchicayada Neguillas a la subestación eléctrica más cercana. (Google Earth Pro)..... 194
Figura 71 Infraestructura eléctrica de la red de transporte en el entorno del emplazamiento Borchicayada Neguillas.(REE)..... 194
Figura 72 Visor ambiental mostrando la localización del emplazamiento respecto a zonas ZEPA y ZEC. (ZEPA/ZEC)[29]..... 195
Figura 73Mapa de velocidad media anual del viento a 100 m y rosa de vientos en el emplazamiento 3. (Global Wind Atlas)[27] 197
Figura 74 Cartografía geológica del emplazamiento 3. (IGME)..... 198
Figura 75 Distancia entre el emplazamiento 3 y la línea de transporte de 220 kV del eje Ronda–Campillos–Teba. (MIEA)(REE) 199
Figura 76 Relación del emplazamiento 3 con espacios protegidos ZEPA y ZEC(ZEPA/ZEC) 200

Figura 77 Criterios de evaluación del recurso eólico (Material Docente)..... 203
Figura 78. Criterios de evaluación de la pendiente media del terreno(Material docente). 204
Figura 79 Mapa geológico de España (IGME)..... 205
Figura 80 Criterios de evaluación del tipo de terreno (Material Docente)..... 205
Figura 81 Criterios de evaluación de la vegetación (material docente) 206
Figura 82 Criterios de evaluación de la interconexión eléctrica 207
Figura 83 . Criterios de evaluación de la accesibilidad (material docente)..... 208
Figura 84 Criterios de evaluación ambiental (material docente)..... 210
Figura 85 Criterios de evaluación de la potencia instalada aproximada (material docente) 211

Índice de tablas

Tabla 1 Características principales del parque eólico Borchicayada 9
Tabla 2 Principales resultados energéticos del parque eólico 10
Tabla 3 Resumen de la inversión del proyecto 11
Tabla 4 Indicadores de rentabilidad del proyecto y del accionista 11
Table 5 Main characteristics of the Borchicayada wind farm. 14
Table 6 Main energy results of the wind farm. 15
Table 7 Summary of the project investment. 16
Table 8 Profitability indicators of the project and the shareholder. 16
Tabla 9 Resumen de la valoración multicriterio de los emplazamientos 41
Tabla 10 Coordenadas UTM de los aerogeneradores del parque eólico.[5] 45
Tabla 11 Estadísticos mensuales de la velocidad del viento a 160 m.(Windographer) 48
Tabla 12 Estadísticos 160 m obtenidos a partir del diagrama de caja.(Windographer) 62
Tabla 13 Escenario de pérdidas considerado 83
Tabla 14 Producción energética por aerogenerador. Modelo Nordex N163[4] 85
Tabla 15 Balance energético final. Modelo Nordex N163 86
Tabla 16 Producción energética por aerogenerador. Modelo Vestas V172 87
Tabla 17 Balance energético final. Modelo Vestas V172 88
Tabla 18 Producción energética por aerogenerador. Modelo Siemens Gamesa SG 6.6-170 89
Tabla 19 Balance energético final. Modelo Siemens Gamesa SG 6.6-170. 90
Tabla 20 Comparativa de resultados entre tecnologías 90
Tabla 21 Resumen comparativo de indicadores clave 91
Tabla 22 Especificaciones técnicas del aerogenerador Siemens Gamesa SG 6.6-170 (SG)[9] 94
Tabla 23 Parámetros constructivos adoptados para la sección tipo de vial interior[10] ... 105
Tabla 24 Especificaciones técnicas del transformador BT/MT del aerogenerador)[9] 113
Tabla 25 Equivalencia de funciones de celda 115
Tabla 26 Características adoptadas para las celdas de media tensión[11] 117

Tabla 27 Distribución de aerogeneradores por circuitos y tipos de celda 119
Tabla 28 Elección de la tensión nominal del cable 123
Tabla 29 Configuración de los circuitos de media tensión e intensidad máxima prevista 123
Tabla 30 Temperaturas máximas de servicio permanente y cortocircuito de conductores 126
Tabla 31 Factor de corrección (F) para temperatura del terreno distinta 25ºC 127
Tabla 32 Factor de corrección por temperatura del terreno adoptado en el proyecto 127
Tabla 33 Factores de corrección para profundidades de la instalación distinta de 1m 128
Tabla 34 Factor de corrección por profundidad de enterramiento adoptado para el proyecto 128
Tabla 35 Resistividad térmica del terreno 129
Tabla 36 Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5Km/W 129
Tabla 37 Factor de corrección por resistividad térmica del terreno adaptado para el proyecto 130
Tabla 38 Factor de corrección por distancia entre ternas o cables tripolares 131
Tabla 39 Factor de corrección por distancia entre ternas o cables tripolares adoptado para el proyecto 131
Tabla 40. Resumen de factores de corrección 132
Tabla 41 Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y corriente alterna para cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados 133
Tabla 42 Características eléctricas del cable VULPREN® Class HEPRZ1 AL 18/30 (36) kV según catálogo Prysmian / General Cable [12] 134
Tabla 43 Selección final de sección del cable de media tensión 135
Tabla 44 Cálculo de caída de tensión por tramos 136
Tabla 45 Características principales de la fibra óptica[18] 142
Tabla 46. Configuración de las líneas de generación 143
Tabla 47 Características principales del transformador de potencia de la subestación 145
Tabla 48 Características principales del interruptor automático Hitachi Energy LTB D[19] 146
Tabla 49 Características principales del seccionador Hitachi Energy GW56[20] 147

Tabla 50 Características principales del transformador de intensidad PFIFFNER JOF[21] 148
Tabla 51Características principales del transformador de tensión PFIFFNER EOF[22].. 149
Tabla 52 Características principales de la autoválvula Hitachi Energy PEXLIM R108-YV145[23] 149
Tabla 53 Características principales del proyecto 154
Tabla 54 Hipótesis económicas y financieras utilizadas en el análisis 155
Tabla 55. Desglose de la inversión inicial del parque eólico Borchicayada 156
Tabla 56 Precio medio anual del mercado diario español durante el periodo 2007-2025 (OMIE)[24] 157
Tabla 57 Evolución del precio de venta de la energía y de los ingresos de explotación durante la vida útil del proyecto 159
Tabla 58 Estructura financiera 161
Tabla 59 Parámetros utilizados para el cálculo del WACC 162
Tabla 60 Resumen de indicadores económicos 164
Tabla 61 Cronograma de ejecución del parque eólico Borchicayada. 166
Tabla 62 Estimación de emisiones de CO_2eq evitadas por el parque eólico Borchicayada(REE)[26] 169
Tabla 63 Coordenadas UTM de los aerogeneradores del emplazamiento (Gándia-O Ramos) 182
Tabla 64 Coordenadas UTM de los aerogeneradores del emplazamiento (Borchicayada-Neguillas) 183
Tabla 65 Coordenadas UTM de los aerogenadores del emplazamiento (Setenil de las Bodegas) 185
Tabla 66 Estudio de Alternativas: Selección Emplazamiento Resumen de Características 201
Tabla 67 Puntuación de los emplazamientos según el criterio de recurso eólico 203
Tabla 68Puntuación de los emplazamientos según el criterio de pendiente media del terreno 204
Tabla 69 Puntuación de los emplazamientos según el criterio de tipo de terreno 206

Tabla 70 Puntuación de los emplazamientos según el criterio de vegetación 207
Tabla 71 Puntuación de los emplazamientos según el criterio de interconexión eléctrica 208
Tabla 72 Puntuación de los emplazamientos según el criterio de accesibilidad 209
Tabla 73 Puntuación de los emplazamientos según el criterio ambiental 210
Tabla 74 Puntuación de los emplazamientos según el criterio de potencia instalada 211
Tabla 75 Resumen de la valoración multicriterio de los emplazamientos 212
Tabla 76 Presupuesto de suministro de aerogeneradores. 215
Tabla 77 Presupuesto detallado de obra civil. 216
Tabla 78Presupuesto detallado de infraestructuras eléctricas 217
Tabla 79 Presupuesto de la línea aérea de evacuación de 132 kV. 218
Tabla 80 Resumen general del presupuesto 218
Tabla 81 Resumen general del presupuesto del proyecto. 219

Glosario

Acrónimo	Significado
AE	Aerogenerador
AEP	Producción anual de energía
AT	Alta tensión
BT	Baja tensión
BT/MT	Baja tensión / Media tensión
CAPEX	Costes de inversión en activos
CNIG	Centro Nacional de Información Geográfica
DEVEX	Costes de desarrollo del proyecto
DFIG	Generador de inducción doblemente alimentado
ETS	Escuela Técnica Superior
FO	Fibra óptica
GWEC	Global Wind Energy Council
HEPR	Aislamiento de etileno-propileno de alto módulo empleado en cables de media tensión
HEq	Horas equivalentes de funcionamiento
ICAI	Instituto Católico de Artes e Industrias
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
IGME	Instituto Geológico y Minero de España
IRR	Internal Rate of Return

MITECO	Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
MT	Media tensión
NPV	Net Present Value
O&M	Operación y mantenimiento
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de Energía
PAT	Puesta a tierra
P.M.	Proctor Modificado
REE	Red Eléctrica de España
SCADA	Sistema de supervisión, control y adquisición de datos
SE	Subestación eléctrica
SET	Subestación eléctrica transformadora
TFG	Trabajo Fin de Grado
TIR	Tasa Interna de Retorno
UNE	Una Norma Española
UTM	Universal Transverse Mercator
VAN	Valor Actual Neto
WACC	Coste medio ponderado del capital
WAsP	Wind Atlas Analysis and Application Program
XLPE	Polietileno reticulado
ZEC	Zona Especial de Conservación
ZEPA	Zona de Especial Protección para las Aves

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El presente Trabajo Fin de Grado tiene como objetivo desarrollar el proyecto del parque eólico Borchicayada, ubicado en el término municipal de Almazán, en la provincia de Soria. El proyecto se enmarca en el contexto actual de transición energética, en el que la generación eléctrica a partir de fuentes renovables adquiere un papel cada vez más relevante para reducir la dependencia de combustibles fósiles y avanzar hacia un sistema energético más sostenible.

Dentro de las energías renovables, la energía eólica terrestre es una de las tecnologías más consolidadas. Su madurez técnica, competitividad y experiencia acumulada en el diseño y operación de parques eólicos la convierten en una alternativa especialmente adecuada para la generación eléctrica a gran escala.

No obstante, el desarrollo de nuevos parques eólicos terrestres se encuentra cada vez más condicionado por la disponibilidad de capacidad de acceso y conexión, la aceptación territorial, las restricciones ambientales y la competencia por emplazamientos con recurso suficiente. Por ello, la viabilidad de un parque eólico no depende únicamente de la existencia de velocidades medias de viento favorables, sino también de la posibilidad real de evacuar la energía generada, de su compatibilidad con el entorno y de su integración en el territorio.

En este trabajo se propone un parque eólico formado por siete aerogeneradores Siemens Gamesa SG 6.6-170, con una potencia total instalada de 46,2 MW. A lo largo de la memoria se analiza el proceso de desarrollo del proyecto, desde la elección del emplazamiento hasta la estimación de la producción energética, el diseño de las infraestructuras principales y el estudio económico final.

1.1 ESTADO DE LA CUESTIÓN

1.1.1 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA A NIVEL MUNDIAL

La energía eólica se ha consolidado en los últimos años como una de las tecnologías renovables de referencia en el mix energético global. Este despliegue responde directamente a los objetivos de descarbonización del sector eléctrico, la diversificación de la matriz energética y la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles.

A nivel de mercado, el *Global Wind Energy Council* señala que en 2025 se instalaron aproximadamente 165 GW de nueva potencia eólica en todo el mundo, marcando el máximo registro histórico del sector hasta la fecha. Con esta aportación, la capacidad eólica acumulada a nivel mundial escaló hasta los 1.299 GW .[1] Estas cifras reflejan la importancia creciente de esta tecnología y confirman que la energía eólica constituye ya una parte esencial de la transición energética global.

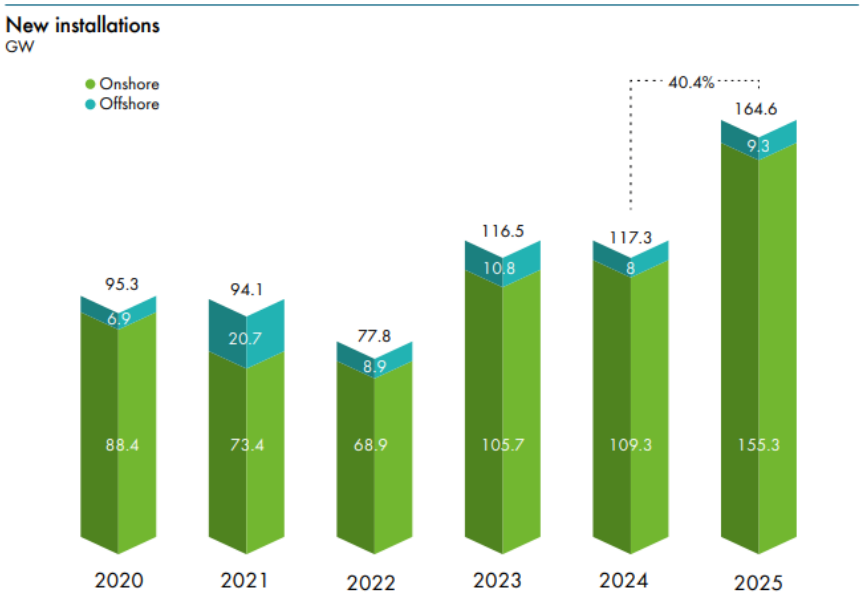


Figura 3 Evolución de la nueva potencia eólica instalada a nivel mundial entre 2020-2025.[1]

La mayor parte de la nueva potencia instalada en 2025 provino de la eólica terrestre, que superó por primera vez la barrera de los 150 GW anuales al registrar unos 155 GW

conectados a red. Por su parte, la eólica marina sumó unos 9 GW adicionales; aunque mantiene una tendencia positiva, su peso dentro del cómputo global sigue siendo minoritario. Geográficamente, la región de Asia-Pacífico lideró el mercado mundial al concentrar cerca del 80 % de las nuevas instalaciones, con China e India como los principales motores de este crecimiento. Europa, por otro lado, se posicionó como el segundo mercado regional en volumen de potencia añadida.

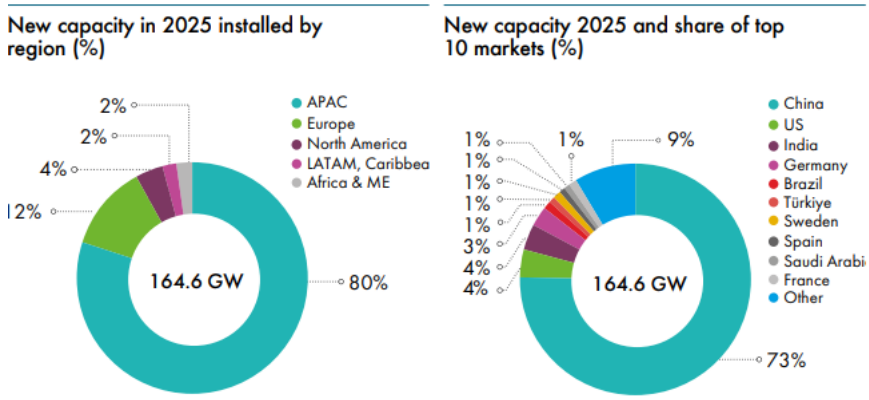


Figura 4. Distribución regional y por países de la nueva potencia eólica instalada en 2025.[1]

A pesar de esta tendencia, la tramitación y el despliegue de nuevos proyectos eólicos se enfrentan a varias barreras técnicas y regulatorias. Los principales cuellos de botella se concentran en los plazos de la gestión administrativa, la saturación en los nudos de evacuación, la necesidad de ampliar las redes de transporte y distribución, y la declaración de impacto ambiental y territorial. Por ello, la ingeniería de diseño preliminar y la optimización en la selección del emplazamiento resultan críticas para asegurar que el proyecto sea viable antes de iniciar las inversiones.

1.1.2 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA

A nivel nacional, la energía eólica es uno de los pilares del sistema eléctrico. El despliegue de esta tecnología en España se ha apoyado tanto en el potencial del recurso eólico en diversas regiones como en la experiencia técnica adquirida por el sector en las fases de diseño, construcción y operación de activos.

Según el balance de Red Eléctrica, la potencia eólica instalada en España cerró 2025 en 33.274 MW, tras registrar un crecimiento del 3,6 % interanual con la puesta en marcha de

1.146 MW nuevos. Estos indicadores reflejan que, si bien el sector nacional se encuentra en una etapa de madurez, el mercado mantiene un recorrido al alza enfocado en aquellos emplazamientos que reúnan condiciones óptimas de recurso, viabilidad ambiental y capacidad de conexión a la red.[2]



Figura 5. Evolución de la potencia eólica instalada en España entre 2019 y 2025. [2]

En términos de generación, la energía eólica alcanzó en 2025 una producción anual de 58.801 GWh, representando el 21,6 % de la generación eléctrica nacional. Aunque esta producción fue ligeramente inferior a la del año anterior, la eólica volvió a situarse como una de las tecnologías principales del mix eléctrico español.

El desarrollo de nuevos parques eólicos en España depende cada vez más de factores como la disponibilidad de emplazamientos adecuados, la compatibilidad con el entorno, la accesibilidad y las condiciones de conexión a la red eléctrica. Por ello, no basta con disponer de un recurso eólico favorable, sino que resulta necesario realizar un análisis completo del terreno, de las infraestructuras existentes y de la viabilidad económica del proyecto

1.2 OBJETIVOS

El objetivo principal del presente Trabajo Fin de Grado es desarrollar el proyecto de ejecución de un parque eólico terrestre, analizando su viabilidad técnica, energética y económica.

Para alcanzar este objetivo general, se plantean los siguientes objetivos específicos:

Seleccionar el emplazamiento idóneo para el parque eólico mediante un análisis comparativo de diferentes alternativas, ponderando criterios técnicos, restricciones territoriales y condicionantes ambientales.

Caracterizar el recurso eólico de la zona elegida procesando los datos de viento disponibles a través del software Windographer[3].

Estimar la producción energética anual del parque mediante simulaciones con WAsP.[4]

Evaluar diferentes modelos de aerogenerador y seleccionar la tecnología que mejor se adapte a las condiciones de viento y topografía del emplazamiento.

Dimensionar las infraestructuras civiles principales necesarias para la fase de construcción y la posterior operación de la instalación, tales como accesos, viales internos y cimentaciones.

Diseñar la configuración básica del sistema eléctrico del parque, definiendo la red interna de media tensión, los parámetros de la subestación transformadora y la línea de evacuación de potencia.

Analizar la viabilidad financiera del activo mediante el cálculo de la estructura de costes (CAPEX y OPEX), la estimación de ingresos y el análisis de los principales indicadores de rentabilidad.

1.3 ALCANCE DEL PROYECTO

El alcance de este trabajo se centra en el diseño técnico-económico de un parque eólico terrestre desarrollado a nivel académico. El estudio cubre la selección del emplazamiento, la caracterización del recurso eólico disponible, el cálculo de la producción energética, el dimensionamiento conceptual de las principales infraestructuras civiles y eléctricas, y un análisis preliminar de la rentabilidad financiera. Por tanto, quedan fuera de este documento los estudios específicos de fases de ingeniería de detalle o ejecución, tales como la campaña geotécnica completa, el estudio de impacto ambiental oficial, el cálculo estructural definitivo de las cimentaciones, la tramitación administrativa y los estudios detallados de acceso y conexión frente al operador de la red.

1.4 MOTIVACIÓN

La motivación de este Trabajo Fin de Grado surge del interés por aplicar los conocimientos adquiridos a lo largo del grado en un proyecto práctico y representativo del sector de la generación renovable. El diseño de un parque eólico requiere un enfoque multidisciplinar que obliga a integrar disciplinas como el análisis de recurso, la obra civil, la ingeniería eléctrica, la ordenación del territorio y la evaluación financiera.

Asimismo, el desarrollo del trabajo permite analizar la interacción entre las diferentes variables que condicionan un activo energético real. De este modo, se constata que la viabilidad del proyecto no responde únicamente al potencial de viento disponible, sino que está directamente supeditada a factores como la accesibilidad logística, la capacidad de evacuación eléctrica, las pérdidas del sistema, la estructura de costes de inversión y las restricciones ambientales del entorno.

1.5 METODOLOGÍA

El procedimiento metodológico se ha estructurado para avanzar de forma secuencial desde la fase de prospección inicial hasta la definición de la solución técnica final. En primer lugar,

se evalúan diferentes alternativas de emplazamiento ponderando factores como la calidad del recurso, las facilidades de acceso, la complejidad orográfica, la distancia a los puntos de conexión eléctrica y los condicionantes de protección ambiental.

Tras seleccionar la ubicación óptima, se procesan los datos eólicos mediante el software Windographer para caracterizar el comportamiento del viento, y posteriormente se modeliza la producción energética con WAsP. A partir de los resultados de producción, se selecciona la tecnología de aerogenerador más adecuada para el emplazamiento, se definen los elementos de obra civil y eléctrica esenciales del parque y, finalmente, se calcula la viabilidad económica mediante los principales indicadores de inversión

Capítulo 2. ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

2.1 OBJETIVO Y ALCANCE

La selección del emplazamiento es una de las fases críticas en la ingeniería de un parque eólico, ya que determina de forma directa la producción de energía, la complejidad de la obra civil, los costes de conexión a la red y el impacto ambiental.

Para este proyecto se ha utilizado un análisis multicriterio que evalúa de forma conjunta variables como el recurso eólico, la orografía, las características del terreno, los accesos logísticos, la distancia a la infraestructura eléctrica existente y las restricciones ambientales. Este procedimiento asegura que la ubicación elegida responda a una viabilidad global y no solo a la velocidad del viento.

Aunque el desarrollo detallado del análisis de alternativas se incluye en el Anexo I, en este apartado se sintetizan los factores clave que justifican la selección de Borchicayada-Neguillas como el emplazamiento óptimo, al presentar el mejor compromiso entre potencial energético, facilidad constructiva y menores afecciones técnicas y ambientales.

2.2 EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO

El emplazamiento seleccionado se ubica en el entorno de Borchicayada-Neguillas, dentro del término municipal de Almazán (Soria, Castilla y León). La zona presenta un carácter rural dominado por terrenos agrícolas de secano y se encuentra alejada de núcleos urbanos significativos, lo que minimiza el impacto social y facilita la compatibilidad territorial para la implantación del parque.

Topográficamente, el terreno se caracteriza por una orografía suave y pendientes moderadas, sin accidentes geográficos complejos. Esta baja complejidad orográfica simplifica el movimiento de tierras y optimiza el diseño de la obra civil, especialmente en lo que respecta

al trazado de los viales internos y al dimensionamiento de las plataformas de montaje para los aerogeneradores.

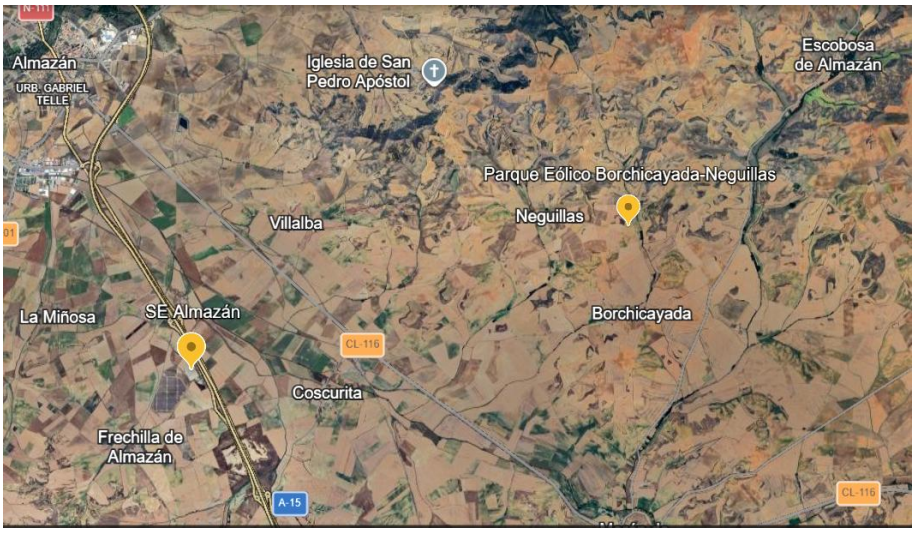


Figura 6 Localización del emplazamiento seleccionado (Google Earth Pro)[5]

Emplazamiento	Recurso eólico	Orografía	Terreno	Vegetación	Interconexión	Accesibilidad	Ambiental	Potencia	Total
1 – Gándia- O Ramos	1	3	3	2	3	2	3	2	**19**
2 – Borchicayada-Neguillas	2	3	3	3	3	2	3	2	**21**
3 – Setenil / Alcalá del Valle	2	2	2	2	3	2	3	2	**18**

Tabla 9 Resumen de la valoración multicriterio de los emplazamientos

Como se observa en la tabla, Borchicayada-Neguillas obtiene la mayor puntuación global. La elección no se debe a un único criterio, sino al equilibrio entre un recurso eólico adecuado, una orografía favorable, una buena compatibilidad del terreno, una interconexión eléctrica viable y una afección ambiental preliminar reducida.

2.3 JUSTIFICACIÓN DE LA ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

La selección de Borchicayada-Neguillas se justifica a partir del análisis multicriterio detallado en el Anexo I y sintetizado en la tabla anterior, destacando los siguientes factores clave:

Recurso eólico: El emplazamiento registra una velocidad media anual de viento adecuada para el desarrollo de un parque eólico de potencia media-alta. El régimen de vientos dominante presenta una dirección clara y definida, lo que facilita la distribución espacial de las turbinas y minimiza las pérdidas por efecto estela. Frente a las otras alternativas estudiadas, Borchicayada ofrece un buen potencial energético combinado con una baja complejidad orográfica, lo que reduce la incertidumbre en los modelos de producción y asegura una generación interanual más estable.

Orografía y características del terreno: Al tratarse de una topografía poco accidentada y con pendientes moderadas, las condiciones son óptimas para la ejecución de la obra civil. Este relieve suavizado simplifica el trazado de los accesos y el diseño de las plataformas, limitando el volumen de movimiento de tierras y rebajando los costes de construcción en comparación con los emplazamientos de montaña descartados.

Interconexión eléctrica: La proximidad a la subestación eléctrica de Almazán viabiliza técnicamente la evacuación de la potencia generada. Al reducirse la distancia al punto de conexión, la línea de alta tensión proyectada tendrá una longitud moderada, lo que disminuye tanto las pérdidas eléctricas por transporte como el presupuesto de inversión y la afección ambiental de la infraestructura de evacuación.

Accesibilidad: La logística y el transporte de componentes pesados se ven favorecidos por la cercanía a la autovía A-15 y a la red de carreteras autonómicas de la zona. El acceso definitivo al polígono del parque aprovecha la red de caminos rurales existentes, los cuales solo requerirán un reacondicionamiento puntual para el paso de los transportes especiales, evitando la apertura de grandes viales nuevos que penalizarían económicamente el proyecto.



Figura 7 Acceso principal al emplazamiento desde la red viaria existente.[5]

Condicionantes ambientales: El emplazamiento seleccionado se encuentra fuera de los límites de espacios naturales protegidos. Las zonas ambientalmente sensibles más cercanas corresponden a las ZEPA de Altos de Barahona y Monteagudo de las Vicarías, situadas a distancias suficientes como para no prever afecciones directas desde un punto de vista preliminar. En comparación con otras alternativas evaluadas, Borchicayada-Neguillas presenta una menor interacción con áreas protegidas. lo que reduce los riesgos ambientales identificados en esta fase preliminar. Aun así esta valoración deberá completarse en fases posteriores mediante el correspondiente estudio ambiental reglamentario.

2.4 LOCALIZACIÓN Y DISPOSICIÓN DE LOS AEROGENERADORES

La implantación de las turbinas sobre el terreno se ha diseñado optimizando la captación del recurso eólico y respetando las restricciones técnicas y ambientales del entorno. Las alineaciones de los aerogeneradores se han dispuesto de forma perpendicular a la dirección componente del viento dominante (sector oeste–noroeste), estrategia que maximiza el rendimiento energético global y mitiga las turbulencias originadas por el efecto estela entre máquinas.

Para garantizar la integridad estructural y la viabilidad del proyecto, el micro-siting respeta las distancias de seguridad normativas respecto a líneas eléctricas, carreteras, caminos y

límites parcelarios. Asimismo, la separación interna entre los aerogeneradores se ha dimensionado conforme a los estándares de ingeniería del sector, manteniendo márgenes que evitan penalizaciones severas en la producción.

La distribución definitiva del parque se detalla en la siguiente figura, mientras que las coordenadas UTM de cada posición se tabulan a continuación:

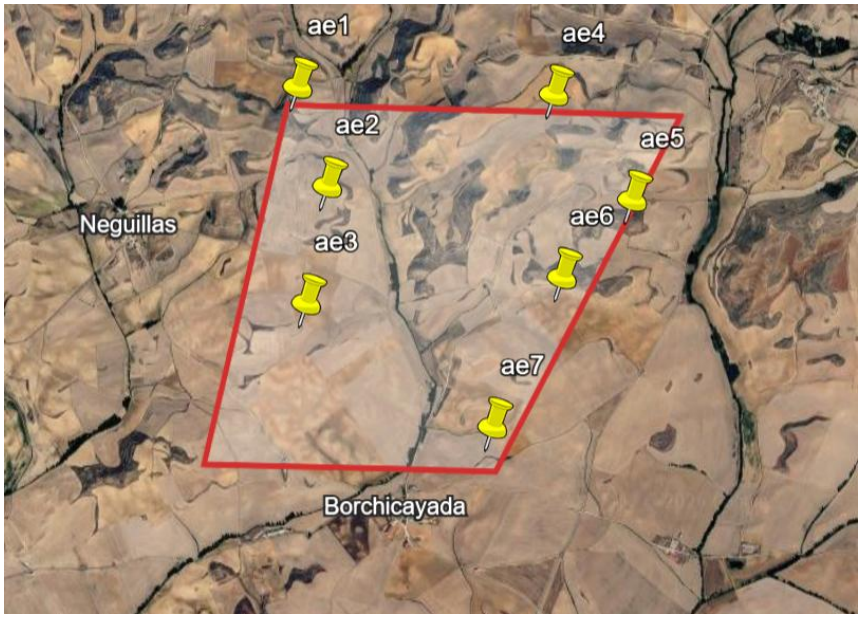


Figura 8 Disposición y localización de los aerogeneradores en el emplazamiento de Borchicayada.

Aerogenerador	Coordenada X UTM (m E)	Coordenada Y UTM (m N)
AE1	548553,16	4590946,93
AE2	548731,05	4590366,79
AE3	548611,09	4589679,79
AE4	550055,15	4590910,92
AE5	550521,05	4590298,90
AE6	550112,21	4589841,78
AE7	549712,03	4588961,00

Tabla 10 Coordenadas UTM de los aerogeneradores del parque eólico.[5]

2.5 CONCLUSIONES

El análisis multicriterio del Anexo I y la caracterización desarrollada en este capítulo confirman que el emplazamiento de Borchicayada-Neguillas presenta el mejor balance técnico, económico y ambiental para el desarrollo del parque eólico.

La ubicación destaca por integrar un recurso eólico con potencial comercial, una orografía de baja complejidad, accesos logísticos viables y un punto de conexión cercano en el entorno de Almazán. Al mismo tiempo, el nivel de afección ambiental preliminar es inferior al de las otras alternativas estudiadas. Esta confluencia de factores mitiga los riesgos técnicos del proyecto, optimiza el presupuesto de inversión en obra civil y líneas de transporte, y asegura una implantación territorial compatible con el entorno.

La persistencia de la dirección dominante del viento y la uniformidad del relieve permiten un micro-siting eficiente de los aerogeneradores, maximizando la eficiencia aerodinámica del conjunto al controlar las pérdidas por estela.

Este análisis se circunscribe al alcance de un estudio técnico preliminar. En el desarrollo real de un proyecto comercial, la viabilidad definitiva queda supeditada a la negociación de la propiedad del suelo, la compatibilidad urbanística municipal, la obtención de servidumbres, la concesión en firme de los derechos de acceso y conexión por parte del operador de red, y la correspondiente Declaración de Impacto Ambiental.

Capítulo 3. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO

3.1 OBJETIVO Y ALCANCE

El objetivo de este capítulo es caracterizar estadísticamente el recurso eólico del emplazamiento para verificar que la velocidad, la variabilidad temporal y la dirección del viento son óptimas para la explotación comercial mediante aerogeneradores.

Para el análisis se utiliza una serie temporal horaria con un histórico de diez años (comprendido entre enero de 2015 y enero de 2025), vinculada a las coordenadas representativas del emplazamiento definidas en el capítulo anterior. Los datos provienen de la plataforma de modelización meteorológica Vortex (desarrollada por Vortex FDC)[6]. Esta plataforma genera datos meteorológicos mediante modelos numéricos de predicción y simulaciones, siendo un estándar en la industria eólica para la evaluación preliminar del recurso. La serie de datos contiene registros de velocidad, dirección del viento y variables termodinámicas auxiliares, medidas a dos alturas sobre el nivel del suelo: 120 m y 160 m. El procesamiento de la información se ha ejecutado con el software Windographer, aplicando estadística descriptiva y análisis gráfico para estructurar la caracterización del emplazamiento.

3.2 DATOS DE VIENTO Y METODOLOGÍA

Los registros eólicos se extrajeron para las coordenadas centrales del polígono, alineadas con la posición del aerogenerador de referencia. La serie horaria cubre el periodo de diez años que va desde enero de 2015 hasta enero de 2025.

Column ID	Label	Units	Color	Height	Mean	Min	Max
M(m/s)	160 vel	m/s		160 m	7,169	0	27,332
D(deg)	160 dir	°		160 m	280	0	360
T(C)	160 temp	°C		160 m	10.9	-8	33.2
De(k/m3)	De(k/m3)	m			1.09	1.01	1.16
PRE	160 pres	hPa		160 m	885	852	908
RiNumber	RiNumber				-3.83	-196,...	21,541
RH(%)	160 hum	%		160 m	70.0	4	100
RMOL(1/m)	RMOL(1/m)	m			0.535	-0.0853	17,067
Air Density	160 densidad	kg/m³		160 m	1.08	1	1.16
M(m/s) WPD	160 vel WPD	W/m²		160 m	384,5...	0	10,84...

Figura 9 Resumen de los datos de viento importados (Windographer)[3]

3.3 VELOCIDAD DEL VIENTO

3.3.1 SERIE TEMPORAL COMPLETA

Se muestra la evolución temporal de la velocidad del viento registrada a 120 m y 160 m de altura durante el periodo analizado. Ambas series presentan una evolución similar a lo largo del tiempo, con tendencias coincidentes de aumento y disminución de la velocidad.



Figura 10 Serie temporal completa de la velocidad del viento a 120m y 160m(Windographer)

3.3.2 VARIACIÓN DEL VIENTO

Variación estacional

El análisis de la velocidad media mensual permite identificar un comportamiento marcadamente estacional en el emplazamiento. Los valores máximos de recurso se concentran durante el periodo invernal, mientras que los mínimos se registran en los meses de verano. Este patrón responde de manera coherente a la dinámica atmosférica de la zona, lo que anticipa una mayor capacidad de generación eléctrica en el primer y cuarto trimestre.

Estación	Meses	Velocidad media (m/s)
Invierno	Dic – Ene – Feb	8.45
Primavera	Mar – Abr – May	7.47
Verano	Jun – Jul – Ago	5.66
Otoño	Sep – Oct – Nov	7.18
Media anual		7.16

Tabla 11 Estadísticos mensuales de la velocidad del viento a 160 m.(Windographer)

Variación diaria

La Figura 11 representa la velocidad media del viento en función de la hora del día. El análisis refleja un mínimo durante las horas centrales del día y valores máximos durante la noche y primeras horas de la mañana, especialmente a mayor altura.

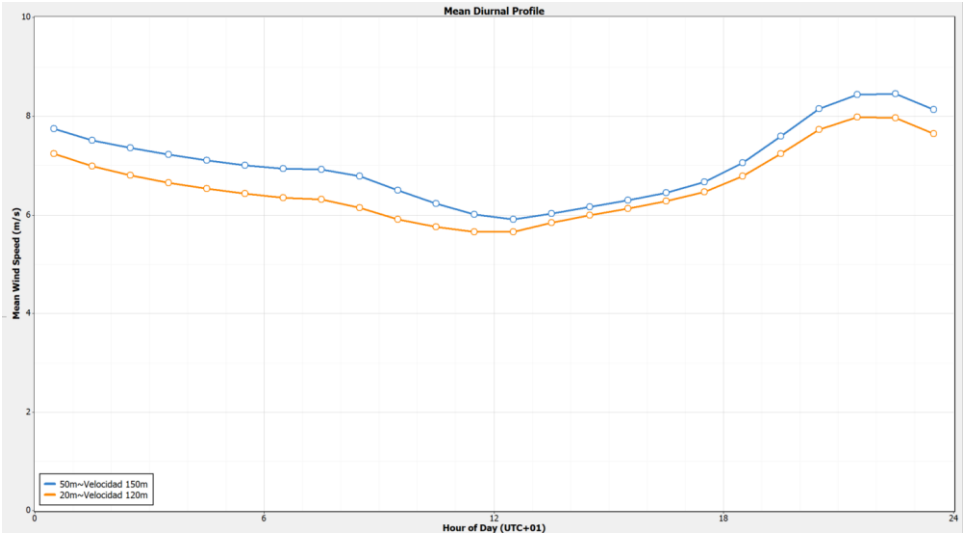


Figura 11 Velocidad media del viento para cada hora del día a 120 m y 160 m. (Windographer)

Variación conjunta mes–hora

En este apartado se muestra la distribución horaria de la velocidad media del viento para cada mes del año. Este análisis permite identificar un comportamiento claramente estacional, con mayor constancia horaria durante los meses de invierno y mayor variabilidad diaria durante el verano.

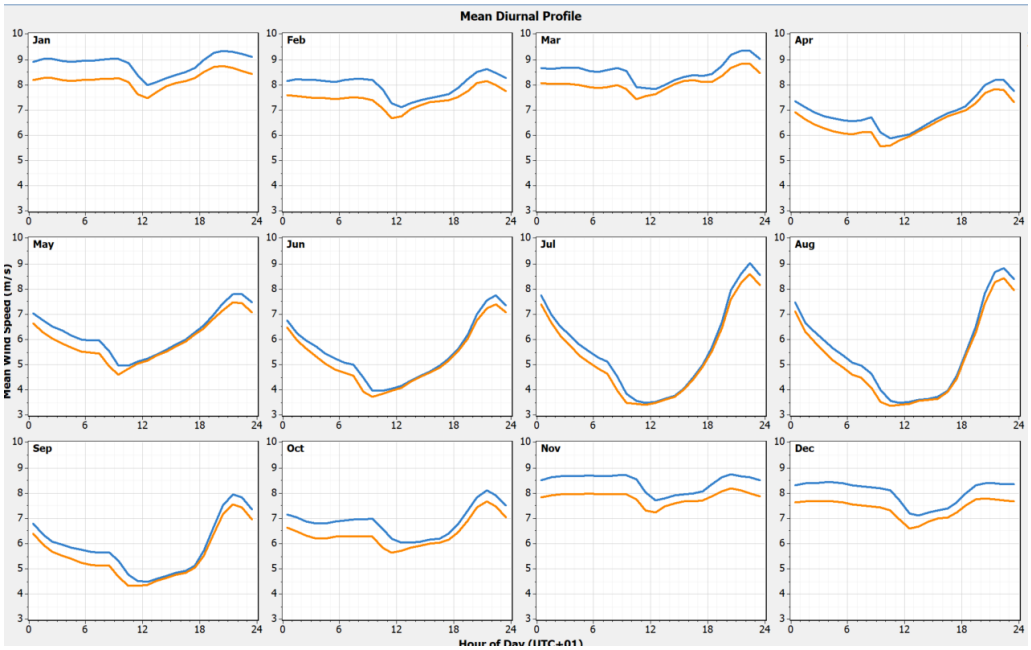


Figura 12 Distribución horaria de la velocidad media del viento por mes a 120 m y 160 m(Windographer)

Variación del viento con la altura (cizalladura)

El incremento de la velocidad del viento con la altura se genera por la reducción del rozamiento aerodinámico superficial, un factor gobernado por la rugosidad del terreno y la estabilidad atmosférica. La caracterización de esta cizalladura es fundamental en la ingeniería de proyectos eólicos para extrapolar el recurso desde las cotas de medición hasta la altura de buje de la turbina seleccionada.

A partir de los registros a 120 m y 160 m, se modelizó el perfil vertical de velocidades aplicando los ajustes matemáticos de la ley potencial y la ley logarítmica:

- **Ley potencial:** El ajuste directo proporciona un exponente de cizalladura $\alpha = 0{,}270$. Este valor indica un gradiente vertical pronunciado, propio de terrenos con obstáculos o cobertura vegetal que frenan el flujo en capas bajas.

- **Ley logarítmica:** El modelo arroja una longitud de rugosidad equivalente de $z_0 = 3{,}30$ m, un parámetro consistente con la presencia de zonas boscosas dispersas o variaciones topográficas en la periferia del polígono.

Ambos modelos matemáticos reproducen con precisión la tendencia de los datos medidos (Figura 13), lo que valida las ecuaciones de extrapolación vertical para el diseño del aerogenerador.

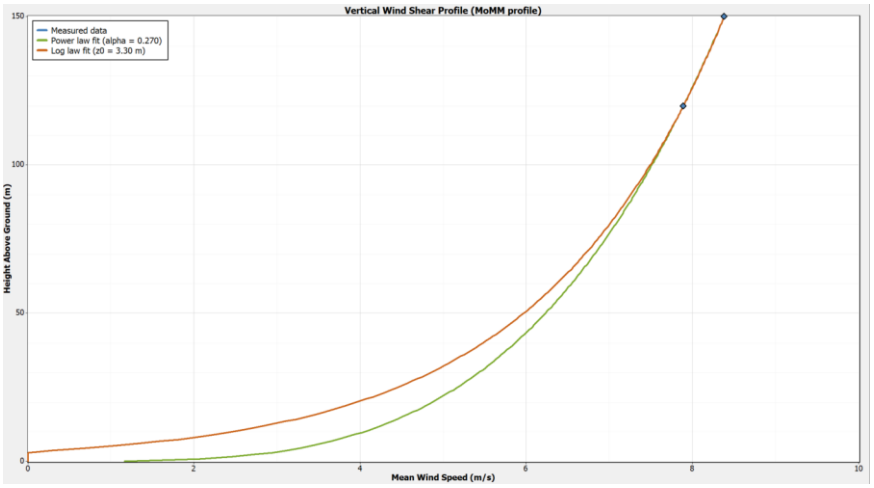


Figura 13 Variación de la velocidad media del viento con la altura y ajuste mediante ley potencial y ley logarítmica (Windographer)

Dado que el exponente de cizalladura no es constante en el tiempo, se ha analizado también su variación estacional. En la Figura 14 se representa la evolución mensual del exponente α, observándose diferencias claras a lo largo del año.

Durante el invierno, predomina una atmósfera estable con menor mezcla vertical, lo que eleva el valor de α e intensifica el incremento de velocidad con la cota. En verano, la fuerte insolación induce inestabilidad convectiva y mezcla las capas de aire, reduciendo el valor de α y homogeneizando temporalmente el perfil de velocidades.

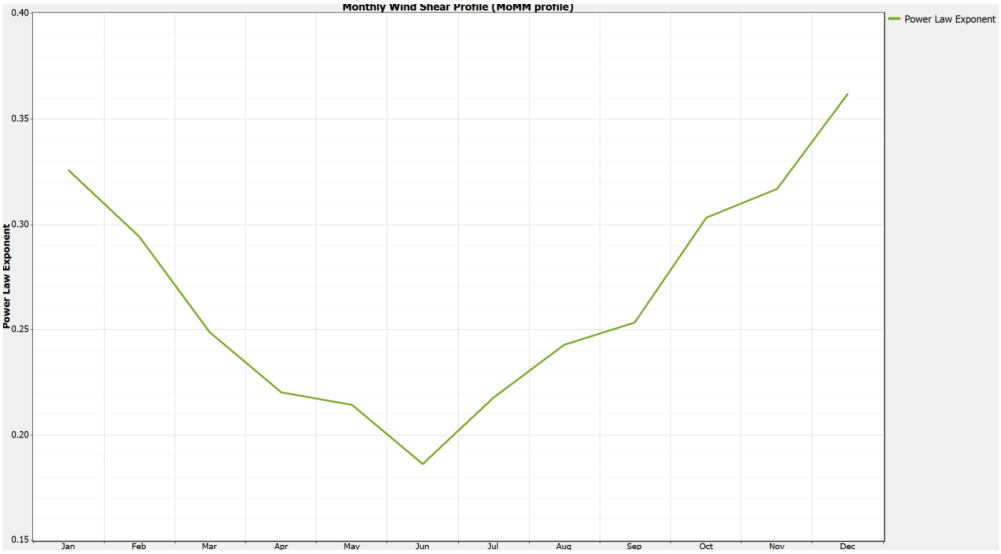


Figura 14 Variación mensual del exponente de cizalladura α.(Windographer)

El estudio de la cizalladura confirma que elevar la altura de buje incrementa significativamente el recurso eólico neto capturado, justificando técnicamente la selección de torres de gran altura para maximizar la producción energética del parque.

3.3.3 DIRECCIÓN DEL VIENTO Y ROSAS DE VIENTO

El estudio de la dirección del viento es un factor determinante en la caracterización del recurso, ya que identifica los sectores predominantes de procedencia del flujo y mide la estabilidad direccional del emplazamiento.

Para este análisis se utilizan rosas de viento generadas a partir de los registros a 160 m de altura. Se toma esta cota como referencia porque se sitúa en la zona central del rotor de las turbinas evaluadas y ofrece una serie estadística más estable, libre de los efectos del relieve y la micro-rugosidad del suelo. Los patrones detectados a 160 m coinciden plenamente con los observados a 120 m, lo que demuestra que el análisis de una única altura es suficiente para definir la direccionalidad del polígono.

Rosa de frecuencia

La rosa de frecuencias a 160 m de altura para el periodo histórico completo permite evaluar la distribución temporal del viento. Este gráfico representa el porcentaje de tiempo en el que el flujo proviene de cada sector compasivo.

A partir de estos registros, se observa un componente claramente dominante concentrado en el cuadrante oeste–noroeste (comprendido entre los 280° y 300°), lo que demuestra una elevada persistencia direccional.

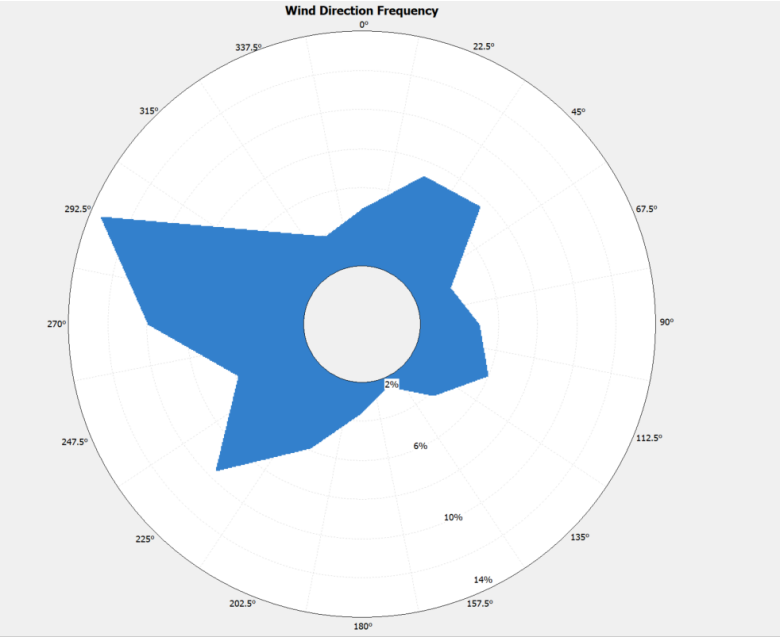


Figura 15 Rosa de frecuencia de la dirección del viento a 160 m(Windographer)

Para profundizar en la variabilidad estacional de la dirección del viento, la Figura 16 representa las rosas de frecuencia desagregadas por meses. Se aprecia que, aunque existen ligeras variaciones a lo largo del año, la dirección dominante se mantiene de forma consistente, especialmente durante los meses de invierno, cuando el recurso eólico es más intenso.

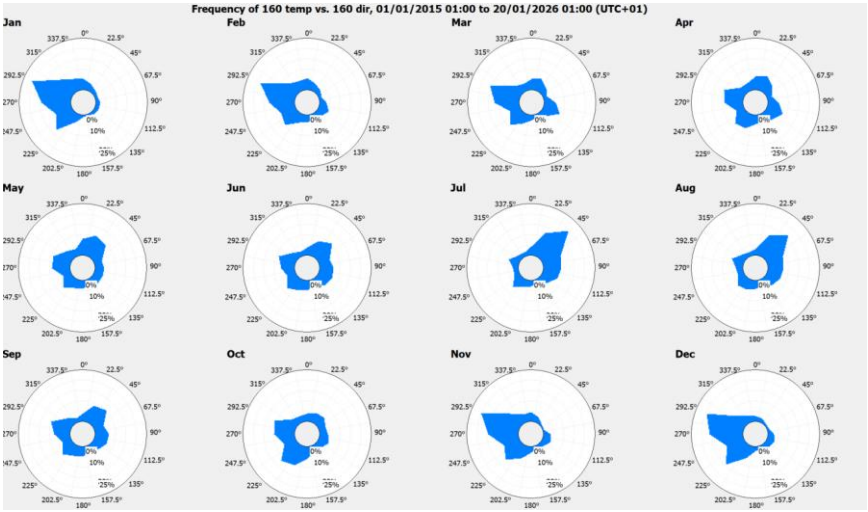


Figura 16 Rosas de frecuencia mensuales de la dirección del viento a 160 m.(Windographer)

Adicionalmente, la Figura 17 muestra la distribución direccional por franjas horarias, lo que permite comprobar que no se producen cambios significativos de dirección a lo largo del día, reforzando la idea de un régimen de viento estable desde el punto de vista direccional.

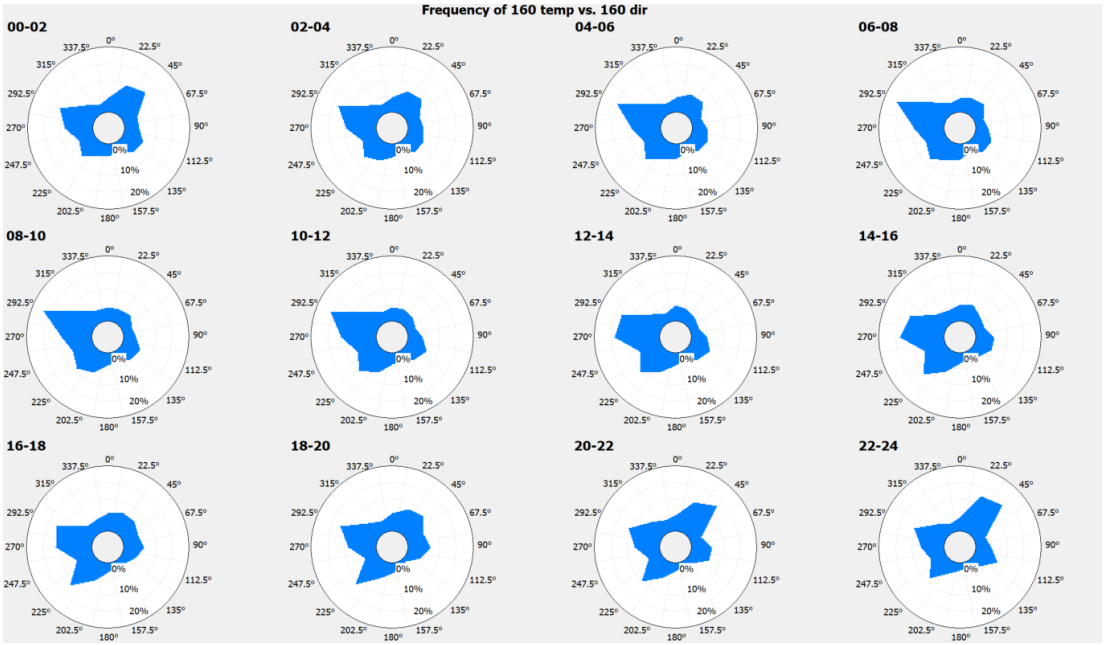


Figura 17 Rosas de frecuencia horaria de la dirección del viento a 160 m.(Windographer)

Rosa de velocidad

Además de la frecuencia, resulta de interés analizar cómo varía la velocidad media del viento en función de la dirección. La siguiente figura presenta la rosa de velocidad media a 160 m, donde se observa que las direcciones dominantes no solo concentran una mayor frecuencia, sino que también están asociadas a las mayores velocidades medias.

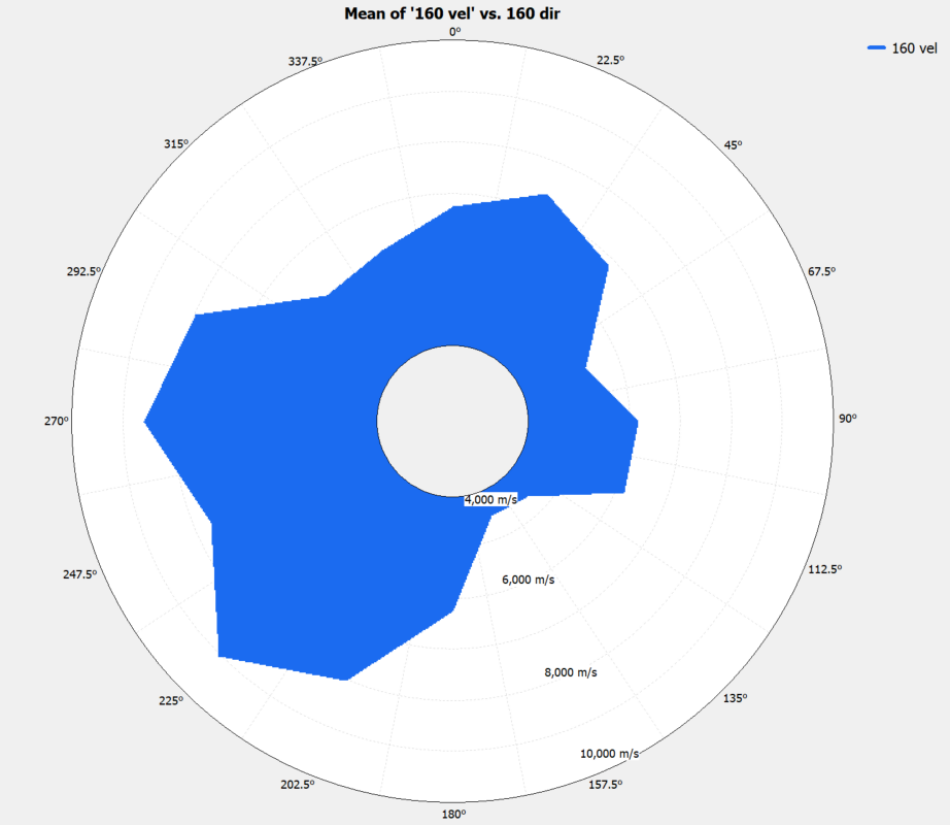


Figura 18 Rosa de velocidad media del viento por dirección a 160 m.(Windographer)

Este comportamiento es especialmente relevante desde el punto de vista energético, ya que confirma que los sectores direccionales predominantes son también los más productivos.

Esta correlación es clave desde la perspectiva del rendimiento energético, ya que asegura que los vientos predominantes son también los de mayor intensidad técnica. Al analizar la evolución mensual en la Figura 19, se observa que durante el invierno las velocidades en el sector dominante se incrementan de forma notable, mientras que en la época estival el patrón geométrico permanece idéntico pero atenuando sus magnitudes medias.

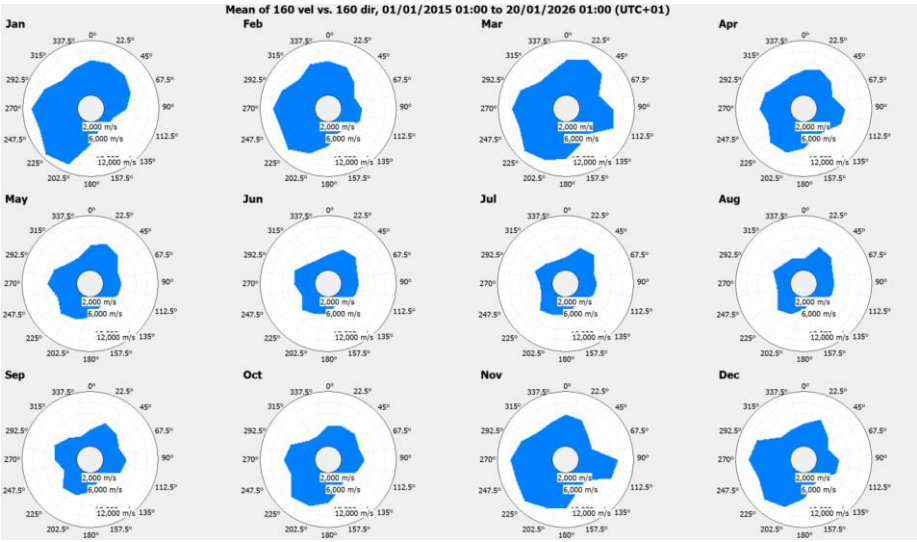


Figura 19 Rosas de velocidad media por mes a 160 m.(Windographer)

Por último, la Figura 20 recoge la rosa de velocidad media por franjas horarias, en la que se aprecia que las direcciones principales se mantienen constantes a lo largo del día, con ligeros incrementos de velocidad durante las horas nocturnas.

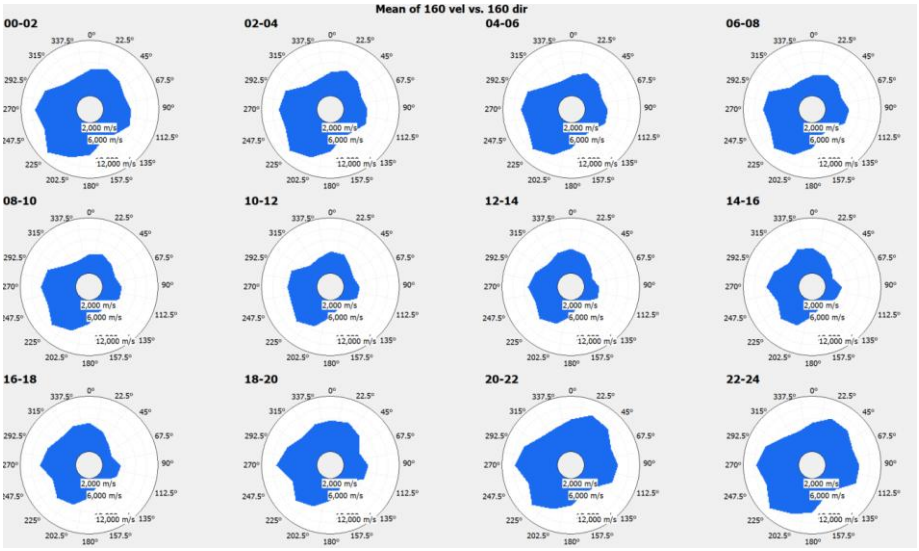


Figura 20 Rosas de velocidad media por hora del día a 160 m.(Windographer)

Rosa de energía

Dado que la potencia disponible en el viento es proporcional al cubo de su velocidad, la distribución de la energía neta difiere de la de frecuencia y velocidad. La Figura 21 integra

estos parámetros en la rosa de energía total a 160 m, confirmando de manera explícita que la mayor densidad de potencia del emplazamiento se concentra estrictamente en los sectores oeste-noroeste previamente identificados.

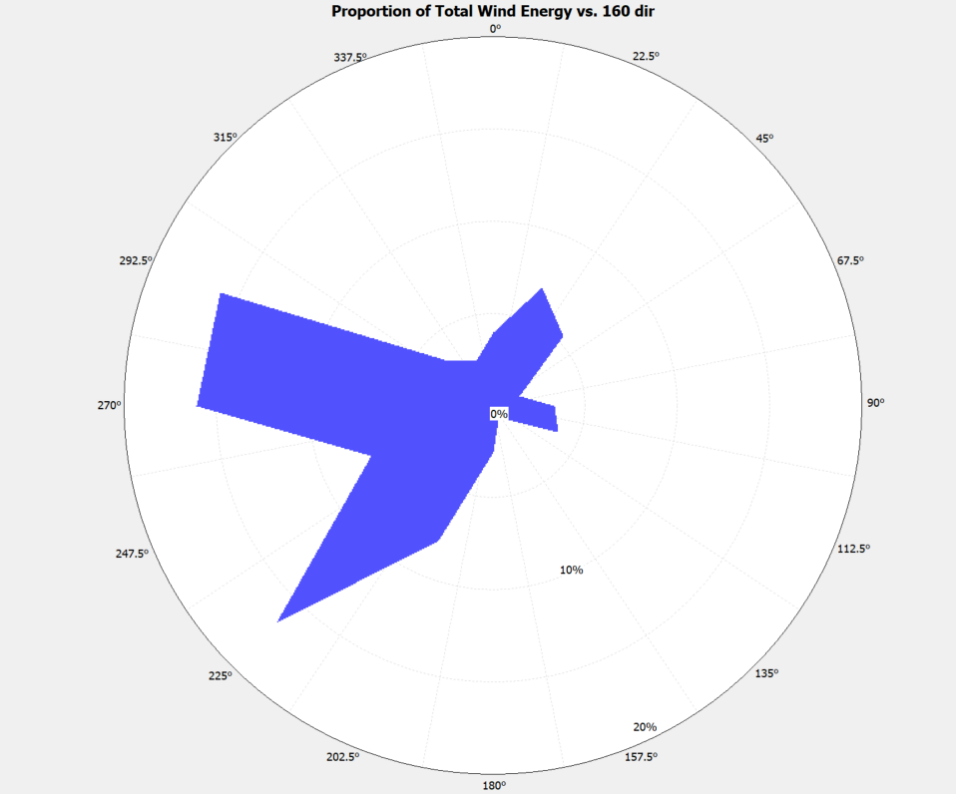


Figura 21 Rosa de energía del viento a 160 m.(Windographer)

Las rosas de energía mensuales, representadas en la Figura 22, muestran una mayor concentración energética durante los meses de invierno, manteniendo una coherencia direccional elevada a lo largo de todo el año.

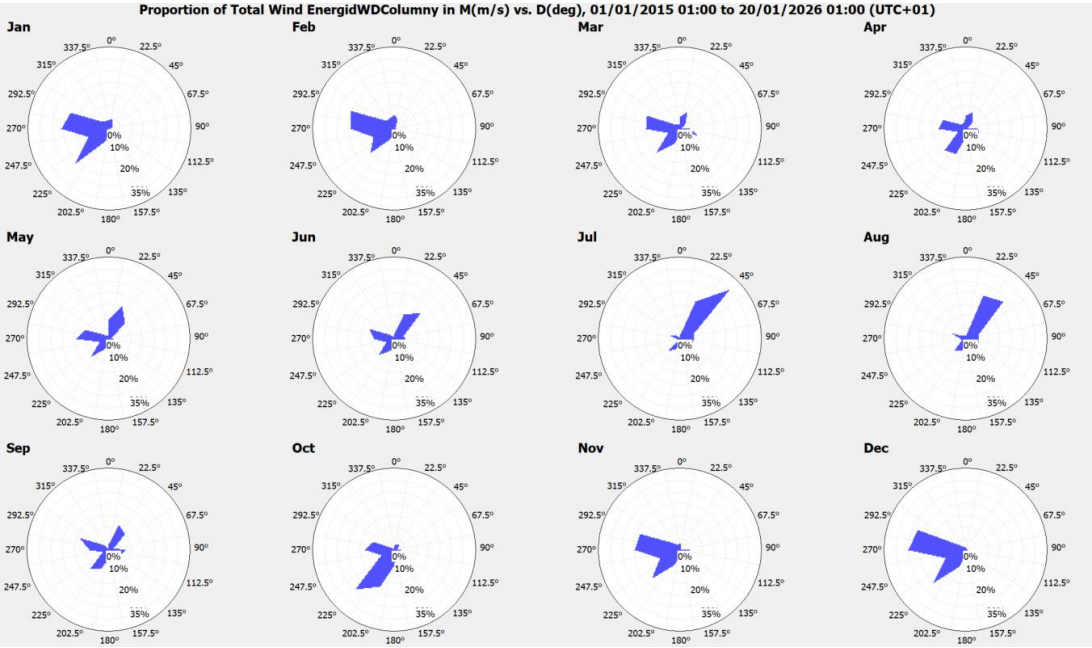


Figura 22 Rosas de energía del viento por mes a 160 m.(Windographer)

Este bloque de análisis concluye que el emplazamiento de Borchicayada-Neguillas posee un recurso eólico frecuente, direccionalmente predecible y concentrado en un único frente energético. Estas propiedades mecánicas son ideales para el proyecto, ya que reducen las cargas estructurales por fatiga en las máquinas y optimizan la viabilidad técnica de la instalación.

3.3.4 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

El histograma de frecuencias de la velocidad del viento a 160 m se modela junto con su ajuste mediante la distribución de Weibull. La gran correspondencia gráfica y matemática de este modelo permite definir el recurso eólico a través de sus dos variables clave: el parámetro de forma (k) y el de escala (c), esenciales para proyectar la producción de energía del parque.

Para este emplazamiento, los valores de Weibull se estabilizan en un rango de k entre 1,9 y 2,1, con un parámetro de escala c de 8,0 m/s. Estos registros describen un régimen de viento moderadamente variable, un comportamiento típico de zonas con un potencial eólico atractivo para la inversión. Que el factor de forma se sitúe tan próximo a 2 indica una

distribución equilibrada y predecible, mientras que el valor de escala concuerda con la velocidad media anual calculada de 7,169 m/s.

Al comparar los diferentes métodos de cálculo matemáticos (máxima verosimilitud, mínimos cuadrados y algoritmos específicos de WAsP), las desviaciones son mínimas. Esta coincidencia demuestra la solidez del análisis estadístico, respaldada por un coeficiente de determinación excelente ($R^2 \approx 0{,}99$), lo que garantiza que la curva de Weibull representa con total fidelidad el comportamiento real del viento medido en la zona.

Por último, los datos muestran que la velocidad del viento supera la media anual (7,169 m/s) durante el 46,8% del tiempo. Este porcentaje de persistencia consolida las buenas perspectivas energéticas del proyecto, asegurando que las turbinas operarán en rangos de rendimiento eficientes durante gran parte del año.

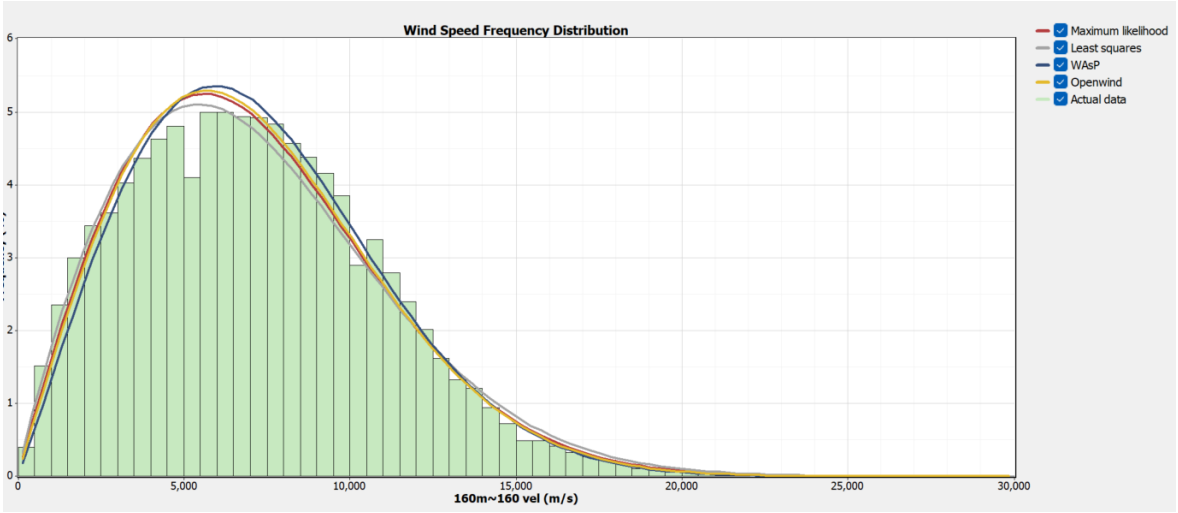


Figura 23 Histograma de velocidad del viento y ajuste Weibull a 160 m.(Windographer)

Variación estacional de la distribución de Weibull

El análisis estacional revela cómo fluctúa el recurso eólico a lo largo del año. Durante el invierno (de diciembre a febrero), el emplazamiento alcanza su rendimiento máximo con velocidades medias de unos 8,47 m/s y densidades de potencia elevadas, situadas entre 620

y 660 W/m². Estas cifras confirman que el invierno es el periodo con mayor potencial energético del ciclo anual.

Al observar la curva de Weibull para estos meses, se aprecia un claro desplazamiento del gráfico hacia el rango de velocidades altas, acompañado de una mayor dispersión en los registros de viento.[3]

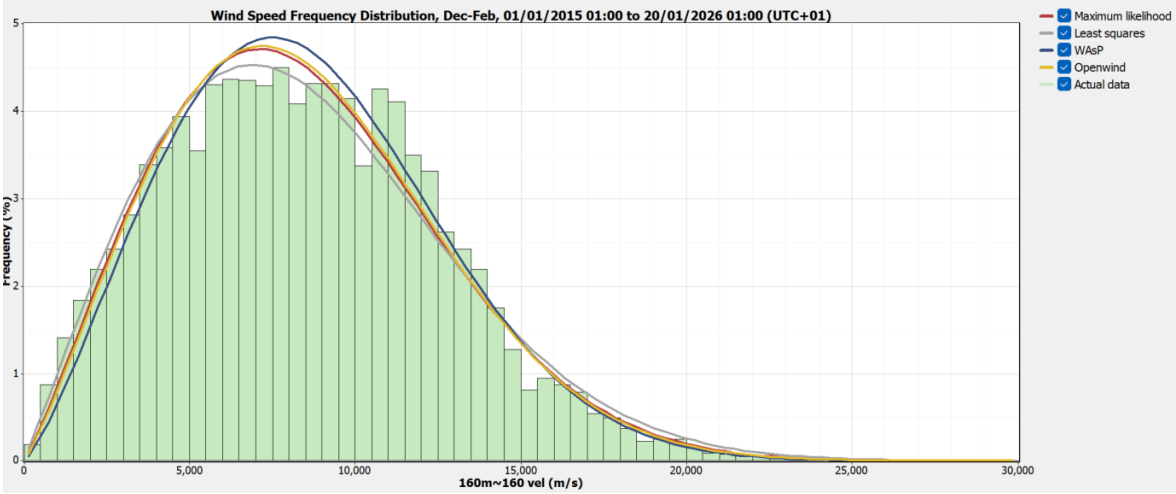


Figura 24 Distribución de Weibull de la velocidad del viento a 160 m durante el periodo invernal (diciembre–febrero).

En primavera (marzo–mayo), la velocidad media desciende ligeramente hasta valores cercanos a 7.37 m/s, con densidades de potencia en torno a 400–450 W/m², manteniéndose un recurso todavía favorable.

En verano (junio–agosto), se alcanzan los valores mínimos, con velocidades medias próximas a 5.66 m/s y densidades de potencia de alrededor 200 W/m², reflejando un régimen de viento más débil.

Finalmente, en otoño (septiembre–noviembre), el recurso se recupera progresivamente, con velocidades medias de 7.18 y densidades de potencia con valores cerca de 330–365 W/m².

En conjunto, se observa una marcada estacionalidad, con máximos en invierno y mínimos en verano, lo que implica una mayor contribución energética en los meses invernales.

3.3.5 FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN ACUMULADA Y PROBABILIDAD DE EXCEDENCIA

Con el objetivo de complementar el análisis estadístico, se ha representado la función de distribución acumulada (CDF) de la velocidad del viento a 120 m y 160 m. Esta función permite conocer la probabilidad de que la velocidad del viento sea inferior a un determinado valor.

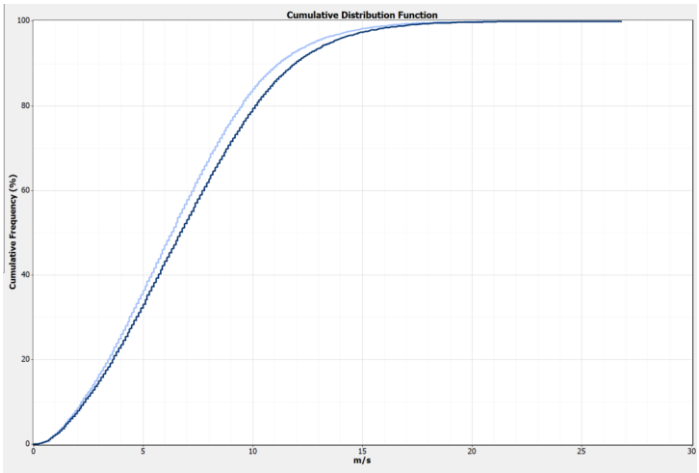


Figura 25 Función (CDF) de la velocidad del viento a 120 m y 160 m .(Windographer)

Al comparar los registros, la curva a 160 m aparece desplazada hacia rangos de mayor velocidad, una evidencia visual de cómo beneficia la altura a la calidad del viento. En las franjas de velocidad que realmente importan para la producción de energía, la ganancia entre ambas cotas es notable y encaja perfectamente con el cálculo de cizalladura hecho en los apartados anteriores.

Para completar esta radiografía del viento, el gráfico de probabilidad de excedencia detallado a continuación muestra qué tan probable es superar un umbral de velocidad concreto. Esta información es una herramienta clave en ingeniería eólica, ya que ayuda a estimar las horas equivalentes de funcionamiento de las turbinas y a proyectar con mayor realismo la producción del parque.

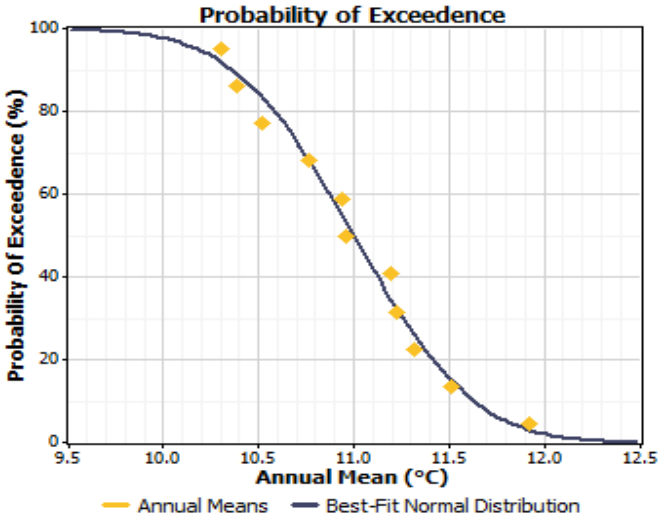


Figura 26 Curva de probabilidad de excedencia de la velocidad del viento. (Windographer)

Las curvas obtenidas indican que una fracción significativa del tiempo el viento supera velocidades moderadas, lo que resulta favorable para el aprovechamiento energético del emplazamiento.

3.3.6 DIAGRAMA DE CAJA

El diagrama de caja (*boxplot*) mensual de la velocidad del viento a 160 m sintetiza visualmente cómo se dispersan los datos, la posición de la mediana y la frecuencia de los valores extremos a lo largo del año.

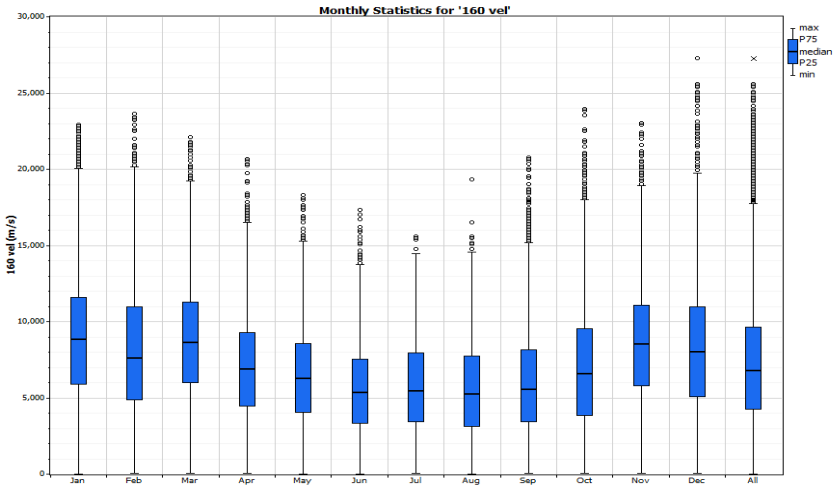


Figura 27 Diagrama de caja mensual de la velocidad del viento a 160 m.(Windographer)

Los gráficos confirman el marcado comportamiento estacional del recurso eólico. En los meses de invierno, las cajas se desplazan hacia la parte alta de la escala, mostrando medianas

elevadas y un rango intercuartílico más amplio. Esto indica que el viento en esta época no solo es más intenso, sino también más variable, registrando valores en torno a los 8,5 y 8,9 m/s en meses como enero, marzo o noviembre.

En el extremo opuesto se sitúa el verano. Durante la época estival, las cajas se comprimen y bajan en la gráfica, estabilizándose en velocidades de entre 5,3 y 5,5 m/s. Este patrón refleja un recurso más modesto, pero notablemente más constante y predecible. Además, el gráfico registra valores máximos atípicos (*outliers*) en todos los meses del año, especialmente en invierno, causados por episodios puntuales de borrascas o vientos muy intensos.

Para respaldar estas observaciones visuales, la siguiente tabla reúne las métricas estadísticas clave derivadas de este análisis:

Estadístico	**Valor**
Velocidad mínima (m/s)	4.3
Percentil 25 – P25 (m/s)	5.9
Mediana – P50 (m/s)	6.8
Percentil 75 – P75 (m/s)	9.7
Velocidad media (m/s)	6.8
Velocidad máxima (m/s)	17.7

Tabla 12 Estadísticos 160 m obtenidos a partir del diagrama de caja.(Windographer)

Estas cifras permiten interpretar la distribución mensual del viento de forma complementaria al análisis anual realizado anteriormente. La mediana del diagrama de caja se sitúa en 6,8 m/s, mientras que el rango intercuartílico principal queda comprendido entre 5,9 m/s y 9,7 m/s. Estos valores muestran que la mayor parte de los registros se concentra en un intervalo favorable para la explotación eólica, aunque con una dispersión apreciable asociada a la estacionalidad del recurso.

La diferencia entre este valor representativo del boxplot y la velocidad media anual obtenida mediante el tratamiento global de la serie, próxima a 7,17 m/s, se debe a que ambas métricas resumen la información de forma distinta. El boxplot describe la distribución estadística mediante percentiles y valores centrales, mientras que la media anual global se calcula a partir del conjunto completo de registros horarios. Por tanto, ambos resultados son

compatibles y confirman que el emplazamiento dispone de un recurso eólico adecuado para el desarrollo del parque.

3.4 CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS

El estudio estadístico confirma que el emplazamiento reúne unas condiciones óptimas para albergar el parque eólico, destacando tanto por la intensidad del viento como por su estabilidad temporal y geométrica.

La velocidad media anual a 160 m se consolida en torno a los 7,17 m/s. Este valor está respaldado por el cruce de diferentes metodologías, desde el análisis directo de la serie histórica (7,17 m/s) hasta el filtrado por percentiles del diagrama de caja (6,8 m/s). Además, el modelado probabilístico de Weibull arroja un factor de forma (k) de entre 1,9 y 2,1 junto a un parámetro de escala (c) de 7,9 a 8,0 m/s, métricas que definen un régimen eólico predecible y con un potencial comercial atractivo.

El comportamiento del viento sigue un ciclo estacional idóneo para la producción, alcanzando sus máximos durante el invierno (8,47 m/s) y sus mínimos en la época estival (5,66 m/s). A escala diaria, el recurso muestra una fluctuación moderada y gana estabilidad durante las horas nocturnas, reduciendo las turbulencias térmicas.

Por otro lado, el estudio del perfil vertical demuestra cómo el viento se intensifica notablemente con la cota. El exponente de cizalladura calculado ($\alpha = 0{,}27$) valida la estrategia de utilizar torres de gran altura para captar flujos más rápidos y limpios.

En el plano direccional, el emplazamiento cuenta con una rosa de vientos muy definida. El flujo dominante proviene principalmente del sector oeste–noroeste, localizándose los vectores de mayor frecuencia, energía y velocidad en torno a los 280°–300° a la cota de 160 m. Esta clara tendencia direccional supone una ventaja para el diseño definitivo del parque,

ya que permite orientar la disposición de los aerogeneradores de forma que se reduzcan las pérdidas por efecto estela.

Por último, las curvas de distribución y probabilidad de excedencia indican que el viento sopla en rangos de alta eficiencia energética entre el 45% y el 47% del tiempo.

Todos estos indicadores certifican la viabilidad técnica de la zona elegida y sientan una base de datos fiable para abordar los cálculos de producción y el diseño de ingeniería en las siguientes fases del proyecto

Capítulo 4. ESTIMACIÓN DEL RECURSO ENERGÉTICO

4.1 OBJETO Y ALCANCE

La evaluación del potencial eólico y la posterior simulación de la producción de energía del parque se han desarrollado con el programa informático WAsP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*))[4], desarrollado por la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU). Esta herramienta es ampliamente utilizada en la industria eólica para la evaluación del recurso y la optimización del diseño de parques eólicos.

El funcionamiento de WAsP se basa en la transformación del viento medido en un emplazamiento en un viento regional o geostrófico, eliminando los efectos locales del terreno (rugosidad, topografía y obstáculos). Posteriormente, este viento regional se reintroduce en el modelo para estimar el comportamiento del viento en otros puntos del terreno, teniendo en cuenta nuevamente dichos efectos locales.

- El modelado global de la instalación ha requerido la integración de las siguientes variables y fuentes de información:
- **Registros climatológicos:** Series temporales de viento suministradas por Vortex y tratadas mediante la plataforma Windographer.
- **Cartografía digital:** Un modelo del terreno que define la topografía del área y los coeficientes de rugosidad del suelo.
- **Parámetros tecnológicos:** Las curvas de potencia eléctrica y los coeficientes de empuje aerodinámicos suministrados por los fabricantes de las turbinas.
- **Diseño geométrico:** Las coordenadas exactas proyectadas para el posicionamiento de cada aerogenerador.

Una vez integrados todos estos elementos, WAsP permite estimar la producción energética del parque, así como analizar las pérdidas debidas a efectos de estela y optimizar la disposición de los aerogeneradores.

4.2 WASP CLIMATE ANALYST

Para el análisis del régimen de viento del emplazamiento se ha utilizado el módulo WAsP Climate Analyst,[4] que permite importar, validar y procesar series temporales de velocidad y dirección del viento.

Para este proyecto, el módulo procesó la información meteorológica a 160 metros de altura provista por Vortex, la cual ya había sido sometida a un control de calidad previo en Windographer. Este procedimiento es fundamental para trazar el perfil climático de la zona, aislar los rumbos con mayor frecuencia de ocurrencia y determinar los cuadrantes con mayor capacidad de generación.

Finalmente, los resultados derivados de esta modelización ratifican los diagnósticos preliminares. Se constata un régimen de vientos estable y estructurado, con métricas propias de un emplazamiento catalogado con un recurso eólico de rango medio-alto.

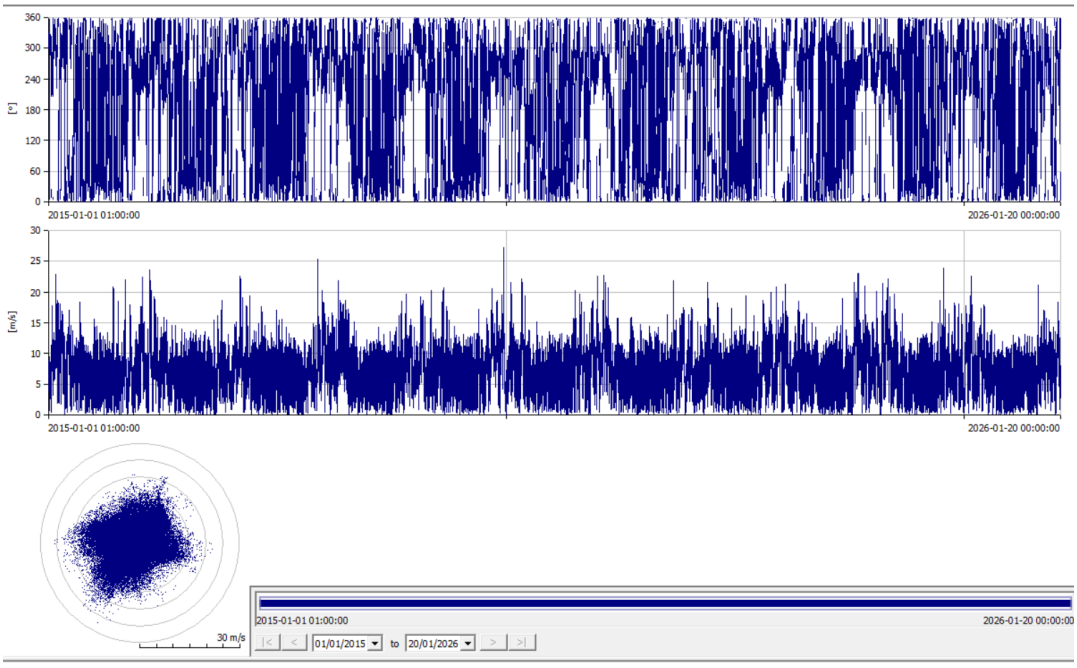


Figura 28 Serie temporal de velocidad y dirección del viento a 160 m(WAsP)[4]

Los registros reflejan la variabilidad propia del recurso eólico de la zona, caracterizada por oscilaciones normales en velocidad y rumbo. Al no detectarse anomalías ni discontinuidades atípicas en las series temporales, los datos confirman un régimen moderadamente variable donde se alternan periodos de alta y baja intensidad.

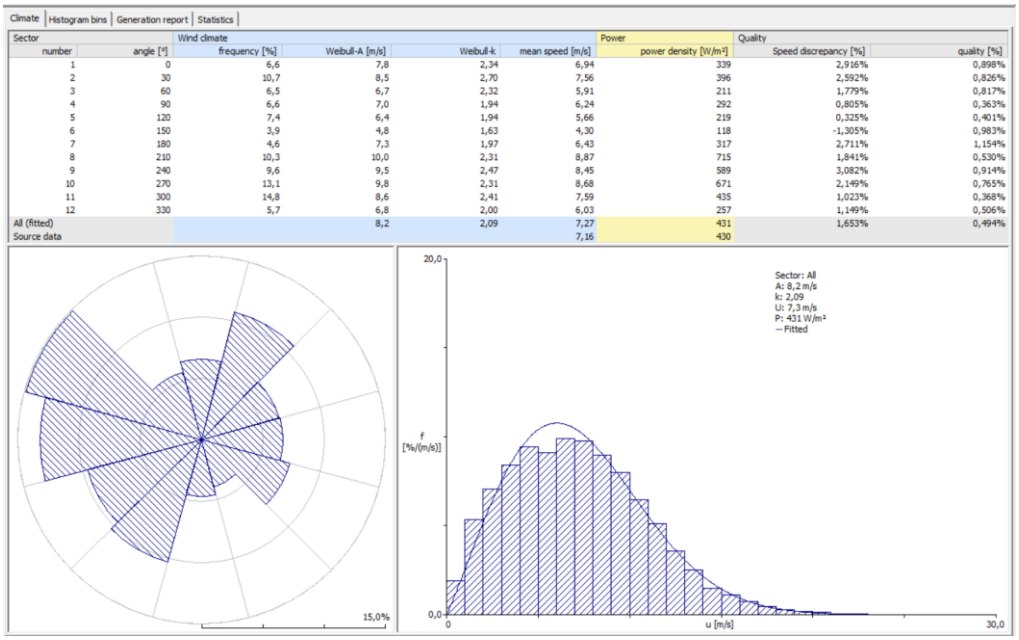


Figura 29 Distribución de Weibull y rosa de vientos del emplazamiento en WAsP Climate Analyst.

La caracterización estadística de estas velocidades se realizó mediante el ajuste de una función probabilística de Weibull, obteniéndose un parámetro de forma $k \approx 2{,}09$ y un parámetro de escala $c \approx 8{,}2$ m/s. Estos valores describen un régimen de viento estable con un potencial energético favorable. La velocidad media resultante a la altura de buje se sitúa en torno a los 7,3 m/s, un incremento respecto a las mediciones de cotas inferiores que constata el efecto positivo del gradiente vertical del viento sobre el recurso disponible.

Por su parte, la rosa de los vientos evidencia una componente direccional definida, concentrando el flujo principalmente en sectores específicos. Esta marcada direccionalidad es un factor clave para la distribución geométrica del parque, ya que orienta el alineamiento de las filas de aerogeneradores con el fin de atenuar las pérdidas por el efecto estela de las

estelas aguas abajo. Los resultados del procesamiento en WAsP Climate Analyst ratifican la viabilidad del emplazamiento para la explotación comercial de la energía eólica.

4.3 WAsP Map Editor

El módulo WAsP Map Editor[4] se ha utilizado para definir el modelo del terreno del emplazamiento, incorporando tanto la topografía como la rugosidad, elementos fundamentales en la modelización del flujo de viento.

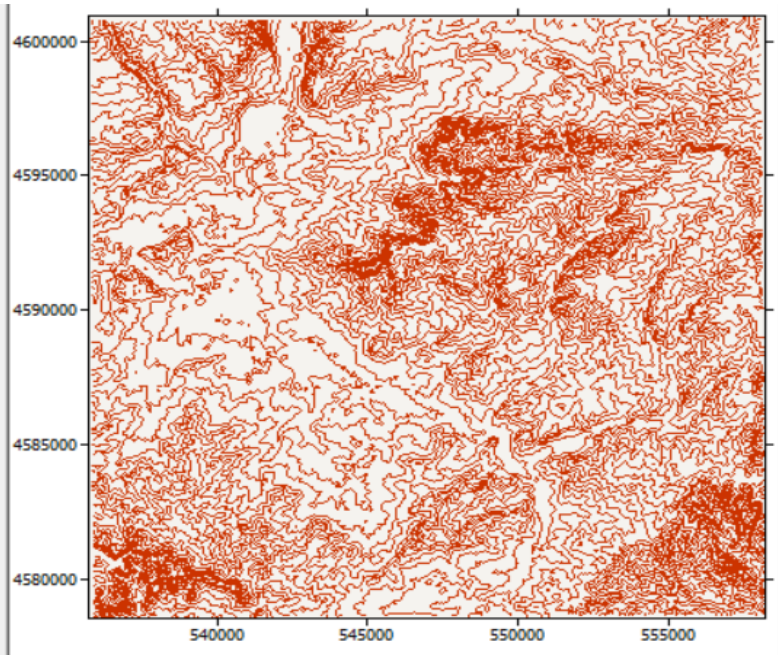


Figura 30 Mapa topográfico del emplazamiento (WAsP)

El mapa topográfico representa las curvas de nivel obtenidas. Estas permiten representar la orografía, incluyendo pendientes y variaciones de elevación, que influyen directamente en la aceleración y desaceleración del viento. La correcta definición de la topografía resulta esencial para una adecuada simulación del recurso eólico.

Para modelar la rugosidad del terreno, se clasificaron los usos del suelo del entorno asignando a cada tipología una longitud de rugosidad característica (z_0):

- **Áreas agrícolas o campo abierto:** $z_0 = 0{,}03$ m
- **Vegetación baja o matorral:** $z_0 = 0{,}1$ a $0{,}25$ m
- **Masas forestales:** $z_0 = 0{,}5$ a $0{,}8$ m
- **Zonas urbanas o edificaciones:** $z_0 = 1{,}0$ m

La demarcación de estas superficies se introdujo en WAsP Map Editor mediante vectores de cambio de rugosidad. El modelo digital definitivo consolida tanto la información altimétrica como las fronteras poligonales de fricción superficial, completando la base geométrica necesaria para la simulación del viento.

Estas zonas han sido digitalizadas mediante líneas de cambio de rugosidad en WAsP Map Editor.

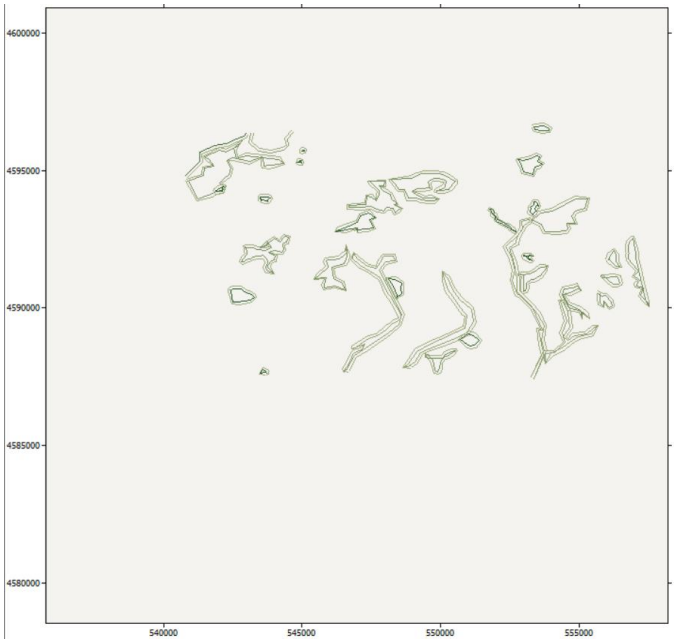


Figura 31 Mapa de rugosidad del emplazamiento (WAsP)

La figura 31 representa la distribución espacial de la rugosidad del terreno. Cada zona se ha diferenciado mediante colores, permitiendo identificar los distintos tipos de superficie

presentes en el emplazamiento. Esta información es clave para modelizar correctamente la interacción del viento con el terreno.

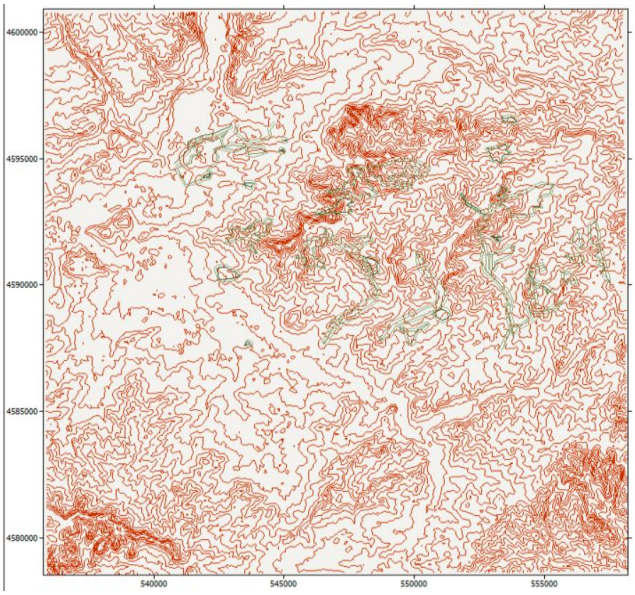


Figura 32 Modelo digital del terreno en WAsP(WAsP)

El modelo final del terreno implementado en WAsP Map Editor, donde se integran tanto las curvas de nivel como las líneas de cambio de rugosidad.

4.4 CONFIGURACIÓN DE LA MALLA DE CÁLCULO

La evaluación espacial del potencial eólico requirió la definición de una cuadrícula o malla de cálculo dentro del entorno WAsP. Este elemento discretiza el dominio de estudio en una matriz de puntos nodales donde el software estima de manera individual el comportamiento del vector viento, aplicando las perturbaciones topográficas y de fricción superficial previamente estructuradas.

La configuración de esta malla proporciona una representación espacial continua del recurso en toda la poligonal, facilitando el análisis cartográfico de la variabilidad del viento y su repercusión directa en la productividad de las turbinas. La resolución de paso de la malla se dimensionó específicamente para capturar con precisión los gradientes de velocidad inducidos por el relieve local, asegurando un equilibrio óptimo entre la resolución matemática del modelo y el coste computacional de las simulaciones.

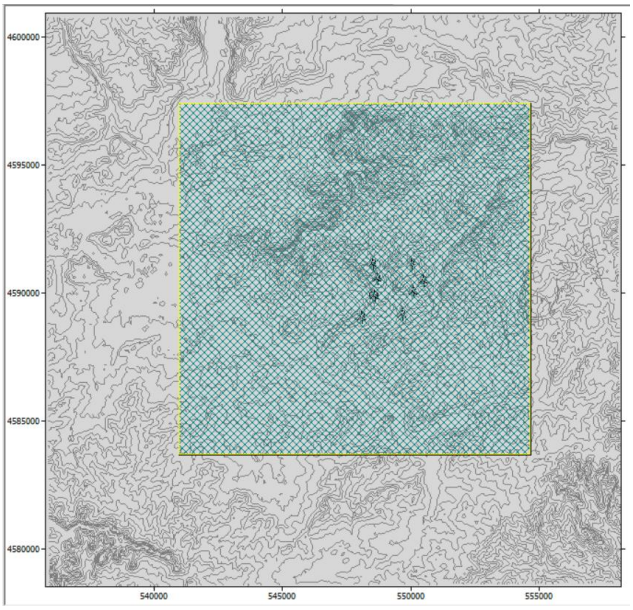


Figura 33 Malla de cálculo del recurso eólico (WAsP)

4.5 CÁLCULO DE DENSIDAD DEL AIRE

La densidad del aire constituye una variable crítica en la evaluación del potencial eólico, puesto que determina de forma proporcional la energía cinética disponible en el flujo y, por ende, la potencia eléctrica extraída por las turbinas.

Desde el punto de vista de la física de la atmósfera, este parámetro se calcula mediante la ecuación de estado de los gases ideales en función de la presión y la temperatura local. Alternativamente, puede determinarse correlacionando la temperatura con la altitud del emplazamiento, asumiendo el gradiente vertical de presión estándar.

Para este estudio, la temperatura media de referencia se extrajo del análisis estadístico en Windographer a partir de las series climáticas de Vortex, fijándose en:

$$T = 10{,}9\ C$$

Por otro lado, la altura del emplazamiento se ha definido como la suma de la altitud del terreno y la altura de buje del aerogenerador. En este caso, se ha considerado:

  - Altura sobre el nivel del mar: 1045 m
- Altura de buje del aerogenerador: 160 m

Por tanto, la altura total utilizada para el cálculo es:

$$z = 1205 \text{ m}$$

Con estos dos datos de entrada, la determinación final de la densidad del aire se realizó mediante el módulo especializado *Air Density Calculator* integrado en la suite WAsP, el cual automatiza el cálculo analítico y ajusta el parámetro de manera precisa para las condiciones específicas de operación del parque.

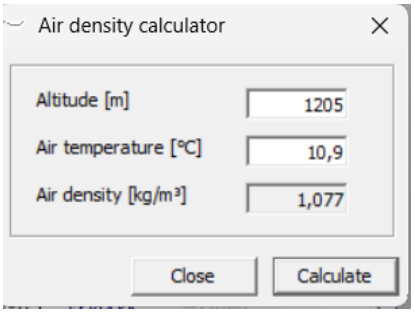


Figura 34 Cálculo de la densidad del aire mediante Air Density Calculator (WAsP)

A partir de las variables anteriores, el cálculo determina una densidad del aire de:

$$\rho = 1{,}077 \text{ kg/m}^3$$

Este resultado es menor que el valor estándar medido a nivel del mar ($1{,}225 \text{ kg/m}^3$), lo cual concuerda con la cota altimétrica del proyecto. Como la pérdida de densidad reduce de forma directa la energía cinética disponible en el flujo de aire, este valor corregido es imprescindible para adaptar las curvas de potencia de los aerogeneradores a las condiciones reales de operación del emplazamiento.

.

4.6 CURVAS DE POTENCIA Y COEFICIENTE DE EMPUJE

4.6.1 NORDEX N163/6.X - 6.8 MW (MODE 0)

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_H [m/s]	Power P_{el} [kW] at air density ρ [kg/m³]							
	1.125	1.150	1.175	1.200	1.225	1.250	1.275	1.300
3.0	36	38	40	42	45	47	49	51
3.5	132	137	141	145	150	154	158	163
4.0	262	269	276	283	291	298	305	312
4.5	422	433	444	454	465	476	487	497
5.0	614	629	644	659	674	689	704	719
5.5	841	861	881	901	921	941	961	981
6.0	1111	1137	1163	1189	1214	1240	1266	1292
6.5	1427	1460	1493	1526	1559	1592	1625	1658
7.0	1796	1837	1878	1919	1960	2001	2042	2083
7.5	2220	2270	2320	2370	2420	2470	2520	2571
8.0	2701	2762	2823	2883	2944	3005	3065	3125
8.5	3236	3308	3380	3452	3524	3591	3658	3722
9.0	3792	3876	3960	4044	4125	4194	4261	4325
9.5	4344	4440	4536	4632	4721	4788	4851	4911
10.0	4876	4983	5090	5199	5297	5359	5418	5472
10.5	5378	5498	5617	5726	5823	5875	5924	5968
11.0	5836	5952	6066	6156	6235	6273	6308	6341
11.5	6212	6307	6401	6474	6537	6565	6590	6614
12.0	6495	6572	6649	6703	6751	6770	6788	6804
12.5	6705	6763	6822	6859	6892	6904	6915	6926
13.0	6850	6892	6932	6953	6971	6978	6983	6989
13.5	6943	6967	6990	6994	6998	6999	7000	7000
14.0	6990	6996	7000	7000	7000	7000	7000	7000
14.5	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
15.0	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
15.5	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
16.0	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
16.5	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
17.0	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
17.5	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
18.0	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
18.5	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
19.0	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
19.5	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
20.0*	6882	6882	6882	6882	6882	6882	6882	6882
20.5*	6603	6603	6603	6603	6603	6603	6603	6603
21.0*	6331	6331	6331	6331	6331	6331	6331	6331
21.5*	6059	6059	6059	6059	6059	6059	6059	6059
22.0*	5794	5794	5794	5794	5794	5794	5794	5794
22.5*	5528	5528	5528	5528	5528	5528	5528	5528
23.0*	5270	5270	5270	5270	5270	5270	5270	5270
23.5*	5012	5012	5012	5012	5012	5012	5012	5012
24.0*	4760	4760	4760	4760	4760	4760	4760	4760
24.5*	4508	4508	4508	4508	4508	4508	4508	4508
25.0*	4264	4264	4264	4264	4264	4264	4264	4264
25.5*	4019	4019	4019	4019	4019	4019	4019	4019
26.0*	3774	3774	3774	3774	3774	3774	3774	3774

* These values are based on a yield and load optimized operation that is not feasible at all sites.

Figura 35 Curvas de potencia del modelo Nordex N163 para distintas densidades del aire[7]

Se puede apreciar las curvas de potencia proporcionadas por el fabricante para el aerogenerador Nordex N163/6.X(mode 0)[7], parametrizadas en función de diferentes densidades del aire. Los perfiles confirman la dependencia directa de la potencia respecto a esta variable física.

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 ρ [kg/m³]								
	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	0.575	0.574	0.573	0.571	0.570
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

* These values are based on a yield and load optimized operation that is not feasible at all sites.

Figura 36 Coeficiente de empuje (Ct) del modelo Nordex N163 para distintas densidades

El modelo Nordex N163 presenta una potencia nominal de 6,8 MW, alcanzada a velocidades de viento elevadas. Se trata de un aerogenerador diseñado para emplazamientos de recurso eólico medio-alto, con un buen comportamiento en un amplio rango de velocidades.

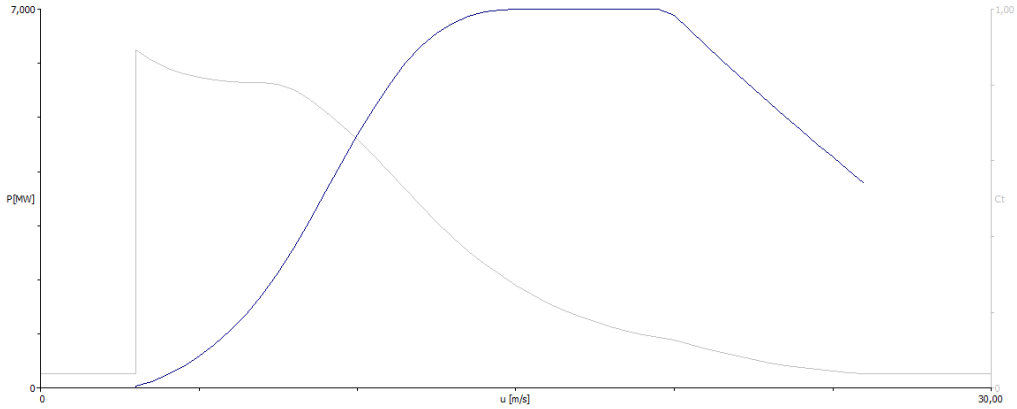


Figura 37 Curva de potencia y coeficiente de empuje adaptados a ρ = 1,077 kg/m³ NORDEX (WAsP)

A partir de las curvas del fabricante, se han interpolado los valores correspondientes a la densidad del emplazamiento (ρ = 1,077 kg/m³), generando las curvas de potencia y coeficiente de empuje utilizadas en WAsP. Estas curvas representan el comportamiento real esperado del aerogenerador bajo las condiciones específicas del emplazamiento

4.6.2 VESTAS V172 DE 7,2 MW

6.1 Power Curves, Mode PO7200

Wind speed [m/s]	Air density [kg/m³]													
	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 38 Curvas de potencia del modelo Vestas V172 para distintas densidades del aire[8]

Esta figura representa las curvas de potencia del aerogenerador Vestas V172 de 7,2 MW [8]para distintos valores de densidad del aire, evidenciando la influencia de este parámetro en la producción energética.

6.2 Ct Values, Mode PO7200

Air density kg/m³														
Wind speed [m/s]	**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	0.814	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	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	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 39 Coeficiente de empuje (Ct) del modelo Vestas V172 para distintas densidades

El modelo Vestas V172 presenta una potencia nominal de 7,2 MW, siendo uno de los aerogeneradores de mayor capacidad dentro del estudio. Su diseño está orientado a maximizar la producción energética en emplazamientos con buenas condiciones de viento.

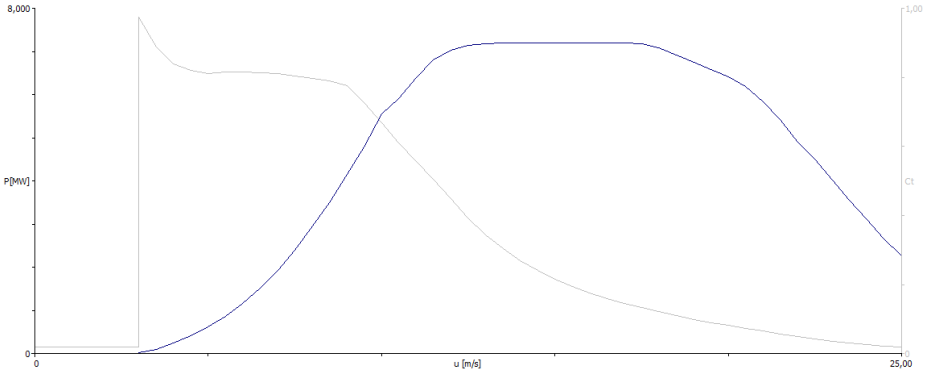


Figura 40 Curva de potencia y coeficiente de empuje adaptados a ρ = 1,077 kg/m³ VESTAS (WAsP)

Las curvas del fabricante han sido interpoladas para la densidad del emplazamiento (ρ = 1,077 kg/m³), obteniéndose las curvas de potencia y Ct utilizadas en la simulación en WAsP.

4.6.3 SIEMENS GAMESA SG 6.6-170

SG 6.6 - 170 Mode AM 0 Power curves [kW]										
Ws hub [m/s]	Air density [kg/m3]									
	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 41 Curvas de potencia del modelo Siemens Gamesa SG 6.6-170 para distintas densidades del aire.

SG 6.6 - 170 Mode AM 0 Ct curves [-]										
Ws hub [m/s]	Air density [kg/m3]									
	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 42 Coeficiente de empuje (Ct) del modelo Siemens Gamesa SG 6.6-170 para distintas densidades

El modelo SG 6.6-170[9] presenta una potencia nominal de 6,6 MW, destacando por su buen comportamiento en rangos de velocidad medios, lo que lo convierte en una opción adecuada para emplazamientos con régimen de viento como el analizado.

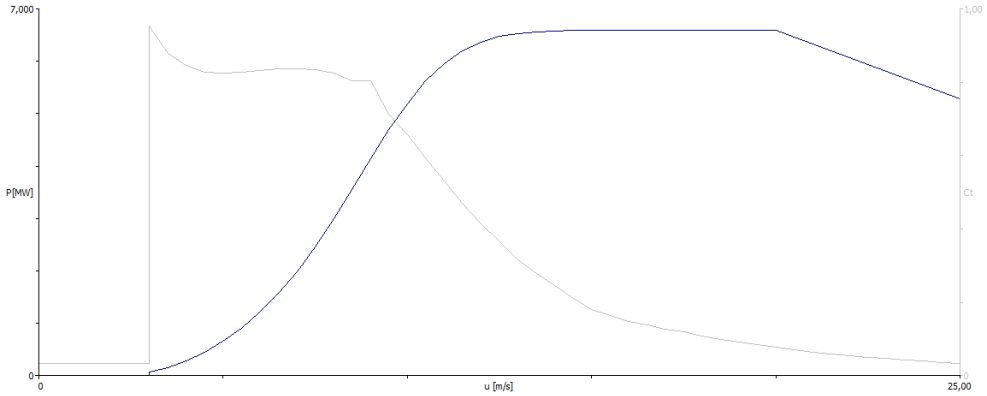


Figura 43 Curva de potencia y coeficiente de empuje adaptados a ρ = 1,077 kg/m³ SIEMENS (WAsP)

A partir de las curvas del fabricante, se han interpolado los valores correspondientes a la densidad del emplazamiento (ρ = 1,077 kg/m³), generando las curvas finales empleadas en WAsP para la simulación del parque.

4.7 VALIDACIÓN Y COHERENCIA DEL MODELO

Para verificar la consistencia del modelado en WAsP, se contrastó la velocidad media del viento calculada por este software con los registros métricos procedentes del análisis estadístico previo en Windographer.

En concreto, la velocidad media derivada del procesamiento de series temporales en Windographer se sitúa en 7,157 m/s, mientras que la simulación espacial de WAsP arroja un valor de 7,31 m/s en un nodo representativo del emplazamiento.

La desviación relativa entre ambas metodologías se determinó mediante la siguiente expresión:

$$\text{Desviación} = \frac{V_{\text{WAsP}} - V_{\text{Windographer}}}{V_{\text{Windographer}}} \times 100$$

Al sustituir las variables en la ecuación, se obtiene:

$$\text{Desviación} = \frac{7{,}31 - 7{,}157}{7{,}157} \times 100 \approx 2{,}1\%$$

Esta diferencia representa un margen del 2,1%, lo que refleja una tendencia marginal a la sobreestimación del recurso por parte del algoritmo de WAsP. Este tipo de variaciones numéricas es recurrente en la ingeniería eólica debido a las simplificaciones matemáticas de los modelos matemáticos de flujo y a los distintos criterios de ponderación de datos de entrada que aplica cada software.

Este porcentaje de desviación se considera plenamente aceptable y calibrado dentro de los estándares de diseño de la industria, por lo que valida los resultados del modelo. A pesar de su bajo impacto, este margen se ha integrado en la interpretación de los escenarios de producción para asegurar el conservadurismo y la fiabilidad del balance energético final.

.

4.8 ESCENARIO DE PÉRDIDAS

La producción calculada mediante WAsP determina la energía bruta disponible en los bornes de cada aerogenerador, descontando únicamente las mermas aerodinámicas causadas por las interferencias mutuas del efecto estela. Esta magnitud difiere de la energía neta finalmente inyectada a la red de transporte, dado que los sistemas de transformación, conducción y operación introducen ineficiencias consecutivas a lo largo de la infraestructura de evacuación.

Para realizar un balance energético realista, se estructuró un escenario de cálculo que clasifica los factores de penalización energética en cuatro categorías independientes:

- **Pérdidas eléctricas:** Engloban la disipación térmica por efecto Joule en los conductores de la red de media tensión a 30 kV y en la línea de alta tensión de evacuación, junto con las mermas por histéresis y corrientes de Foucault en los transformadores de potencia de la subestación. Para este diseño se fija un valor de pérdidas del 3%.[10]

- **Indisponibilidad operativa (O&M):** Cuantifica el cese temporal de la actividad de las turbinas debido a paradas programadas para el mantenimiento preventivo o a desconexiones imprevistas por fallos mecánicos o eléctricos. Este factor reduce la ventana anual de producción en un 2%.
- **Desviación de la curva de potencia:** Considera la discrepancia entre el rendimiento teórico garantizado por el fabricante y el comportamiento aerodinámico real de la máquina. Este margen absorbe el impacto de fenómenos como el ensuciamiento o degradación superficial de los álabes, la turbulencia local no estacionaria y las limitaciones del sistema de control del *pitch* y el *yaw*. Se asume un coeficiente conservador del 3%.

- **Pérdidas misceláneas u otras pérdidas:** Recoge un margen del 1% para eventos no integrados en las variables anteriores, tales como pérdidas en los transitorios de arranque y parada, penalizaciones por condiciones climatológicas extremas (como la acumulación de hielo en las palas) y perturbaciones geomorfológicas del entorno.

El coeficiente de pérdidas global del complejo eólico se calcula mediante el producto de los rendimientos individuales de cada una de estas categorías:

Tipo de pérdida	Pérdidas (%)	Rendimiento (%)
Eléctricas	3	97
Indisponibilidad O&M	2	98
Incumplimiento curva de potencia	3	97
Otras pérdidas	1	99
Factor total	**8,7**	**91,3**

Tabla 13 Escenario de pérdidas considerado

El coeficiente de rendimiento global se determina mediante la siguiente expresión:

$$\eta = 0{,}97 \times 0{,}98 \times 0{,}97 \times 0{,}99 = 0{,}913$$

Este factor de corrección del 91,3% se aplica de forma multiplicativa sobre la producción neta anual calculada por WAsP (*Total net AEP*) para cada una de las tecnologías evaluadas, deduciendo así la energía neta final inyectada en la red eléctrica. A partir de esta magnitud corregida, se deducen las horas equivalentes de funcionamiento y el factor de capacidad del parque, parámetros fundamentales para la evaluación del rendimiento termo-fluido-dinámico y financiero de la instalación.

4.9 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Una vez consolidado el modelo digital en el entorno WAsP reuniendo las series climáticas de viento, la cartografía de elevaciones y rugosidades, la geometría de implantación de las turbinas y las curvas de potencia corregidas para la densidad atmosférica local

($\rho = 1{,}077$ kg/m^3), se ejecutó la simulación de producción energética para cada una de las tres tecnologías en estudio.

Las métricas e indicadores de salida analizados se definen bajo los siguientes criterios de ingeniería:

- ***Total gross AEP* (Producción anual bruta):** Representa el potencial energético teórico del parque en condiciones ideales de flujo libre, es decir, asumiendo que cada aerogenerador opera de forma aislada y sin interferencias mutuas.

- ***Total net AEP* (Producción anual neta):** Define la energía real disponible en los bornes de salida tras cuantificar y descontar las pérdidas aerodinámicas por el efecto estela. Es el indicador base de la eficiencia fluidodinámica interna del diseño.

- ***Proportional wake loss* (Pérdidas relativas por estela):** Expresa en términos porcentuales la fracción de energía disipada por las turbulencias e interacciones de estelas aguas abajo entre las máquinas. En los estándares de diseño de la industria, valores inferiores al 5% reflejan una distribución espacial óptima, mientras que los márgenes situados entre el 5% y el 10% se catalogan dentro del rango de aceptación técnica.

La energía neta calculada por el software cuantifica exclusivamente el rendimiento cinético al pie de las máquinas, sin integrar las ineficiencias externas detalladas en el apartado de pérdidas adicionales. Por consiguiente, para obtener la energía anual vertida a la red, se aplica el factor de pérdidas global ($\eta = 0{,}913$) sobre el *Total net AEP* de cada alternativa tecnológica. Este valor depurado permite calcular las horas equivalentes y el factor de capacidad, esenciales para el diagnóstico del rendimiento global del activo.

Los balances energéticos de cada tecnología se exponen en las secciones posteriores. Todas las simulaciones se han referenciado a una altura de buje de 160 metros, cota obtenida mediante la extrapolación del perfil vertical de velocidades de la serie de viento original.

.

4.9.1 RESULTADOS NORDEX N163 – 6,8 MW

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	150,433	21,490	20,867	22,481
Total net AEP [GWh]	143,755	20,536	19,750	21,777
Proportional wake loss [%]	4,44	-	2,01	7,40
Capacity factor [%]	33,5	-	32,2	35,5
Mean speed [m/s]	-	7,08	6,97	7,27
Mean speed (wake-reduced) [m/s]	-	6,93	6,79	7,15
Air density [kg/m³]	-	1,076	1,072	1,079
Power density [W/m²]	-	349	331	375
RIX [%]	-	-	0,0	0,1

Figura 44 Energía producida por el modelo Nordex N163 (WAsP)

La Figura 44 muestra los resultados obtenidos mediante WAsP para el modelo Nordex N163 de 6,8 MW. La Tabla recoge de forma detallada la producción bruta, la producción neta y el rendimiento individual de cada aerogenerador del parque, permitiendo identificar las máquinas más afectadas por el efecto estela.

Aerogenerador	**Coordenadas UTM (m)**	**AEP bruto (GWh)**	**AEP neto (GWh)**	**Rendimiento (%)**
001	(548.553, 4.590.947)	21,719	21,283	97,99
002	(548.731, 4.590.367)	21,492	20,662	96,14
003	(548.611, 4.589.680)	21,387	20,585	96,25
004	(550.055, 4.590.911)	22,481	21,777	96,87
005	(550.521, 4.590.299)	21,136	19,750	93,44
006	(550.112, 4.589.842)	21,351	19,772	92,60
007	(549.712, 4.588.961)	20,867	19,926	95,49
Total parque	—	**150,433**	**143,755**	**95,56**

Tabla 14 Producción energética por aerogenerador. Modelo Nordex N163[4]

Se recoge la producción energética individual de cada aerogenerador del parque para el modelo Nordex N163. Se observa una distribución relativamente homogénea de la

producción, con valores de AEP bruto comprendidos entre aproximadamente 20,9 y 22,5 GWh por aerogenerador.

Las pérdidas por efecto estela ascienden a un 4,44 %, valor ligeramente inferior al umbral de referencia del 5 %, lo que indica una disposición espacial adecuada de los aerogeneradores. En cualquier caso, se identifican diferencias a nivel individual, destacando los aerogeneradores AE5 y AE6, que presentan los mayores porcentajes de pérdida, con valores del 6,56 % y 7,40 %, respectivamente.

Aplicando el factor de pérdidas externas $\eta = 0{,}913$, se obtiene el balance energético final

Indicador	Valor
Total gross AEP	150,433 GWh
Total net AEP (WAsP)	143,755 GWh
Proportional wake loss	4,44 %
Factor de pérdidas (η)	0,913
Energía vertida a red	131,228 GWh/año
Horas equivalentes	2.757 h
Factor de capacidad final	31,5 %

Tabla 15 Balance energético final. Modelo Nordex N163

4.9.2 RESULTADOS VESTAS V172 – 7,2 MW

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	158,991	22,713	22,060	23,753
Total net AEP [GWh]	151,146	21,592	20,715	22,918
Proportional wake loss [%]	4,93	-	2,23	8,20
Capacity factor [%]	34,2	-	32,8	36,3
Mean speed [m/s]	-	7,08	6,97	7,27
Mean speed (wake-reduced) [m/s]	-	6,92	6,77	7,14
Air density [kg/m³]	-	1,076	1,072	1,079
Power density [W/m²]	-	349	331	375
RIX [%]	-	-	0,0	0,1

Figura 45 Balance energético final. Modelo Vestas 172 (WASP)

La Figura 45 muestra los resultados obtenidos mediante WAsP para el modelo Vestas V172 de 7,2 MW. La tabla recoge la producción bruta, la producción neta y el rendimiento individual de cada aerogenerador

Aerogenerador	**Coordenadas UTM (m)**	**AEP bruto (GWh)**	**AEP neto (GWh)**	**Rendimiento (%)**
001	(548.553, 4.590.947)	22,956	22,443	97,77
002	(548.731, 4.590.367)	22,712	21,736	95,70
003	(548.611, 4.589.680)	22,605	21,661	95,82
004	(550.055, 4.590.911)	23,753	22,918	96,49
005	(550.521, 4.590.299)	22,341	20,723	92,76
006	(550.112, 4.589.842)	22,564	20,715	91,80
007	(549.712, 4.588.961)	22,060	20,950	94,97
Total parque	—	**158,991**	**151,146**	**95,07**

Tabla 16 Producción energética por aerogenerador. Modelo Vestas V172

Se recoge la producción energética individual de cada aerogenerador para el modelo Vestas V172. Se observa una distribución homogénea de la producción, con valores de AEP bruto

comprendidos entre aproximadamente 22,1 y 23,8 GWh por aerogenerador. Las pérdidas por efecto estela ascienden a un 4,93 %, que indica una configuración adecuada , sin embargo se identifican mayores pérdidas en los aerogeneradores 005 y 006, con valores del 7,24 % y 8,20 %, respectivamente

Indicador	Valor
Total gross AEP	158,991 GWh
Total net AEP (WAsP)	151,146 GWh
Proportional wake loss	4,93%
Factor de pérdidas (η)	0,913
Energía vertida a red	137,970 GWh/año
Horas equivalentes	2.738 h
Factor de capacidad final	31,3 %

Tabla 17 Balance energético final. Modelo Vestas V172

4.9.3 RESULTADOS SIEMENS GAMESA SG 6.6-170

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	153,498	21,928	21,331	22,881
Total net AEP [GWh]	146,158	20,880	20,070	22,110
Proportional wake loss [%]	4,78	-	2,21	7,90
Capacity factor [%]	36,1	-	34,7	38,2
Mean speed [m/s]	-	7,08	6,97	7,27
Mean speed (wake-reduced) [m/s]	-	6,92	6,78	7,15
Air density [kg/m³]	-	1,076	1,072	1,079
Power density [W/m²]	-	349	331	375
RIX [%]	-	-	0,0	0,1

Figura 46 Energía producida por el modelo Siemens Gamesa SG 6.6-170 (WAsP)

Los resultados obtenidos mediante WAsP para el modelo Siemens Gamesa SG 6.6-170

Aerogenerador	Coordenadas UTM (m)	AEP bruto (GWh)	AEP neto (GWh)	Rendimiento (%)
001	(548.553, 4.590.947)	22,152	21,662	97,79
002	(548.731, 4.590.367)	21,927	21,001	95,78
003	(548.611, 4.589.680)	21,831	20,934	95,89
004	(550.055, 4.590.911)	22,881	22,110	96,63
005	(550.521, 4.590.299)	21,586	20,092	93,07
006	(550.112, 4.589.842)	21,791	20,070	92,10
007	(549.712, 4.588.961)	21,331	20,291	95,12
Total parque	—	**153,498**	**146,158**	**95,22**

Tabla 18 Producción energética por aerogenerador. Modelo Siemens Gamesa SG 6.6-170

Se observa una distribución homogénea de la producción, con valores de AEP bruto comprendidos entre aproximadamente 21,3 y 22,9 GWh por aerogenerador. Las pérdidas por efecto estela ascienden a un 4,78 %, valor inferior al 5 %, lo que indica una configuración

adecuada del parque. Al igual que en los modelos anteriores, los aerogeneradores 005 y 006 presentan las mayores pérdidas, con valores del 6,92 % y 7,90 %, respectivamente.

Indicador	Valor
Total gross AEP	153,498 GWh
Total net AEP (WAsP)	146,158 GWh
Proportional wake loss	4,78 %
Factor de pérdidas (η)	0,913
Energía vertida a red	133,460 GWh/año
Horas equivalentes	2.889 h
Factor de capacidad	33 %

Tabla 19 Balance energético final. Modelo Siemens Gamesa SG 6.6-170.

4.10 COMPARATIVA DE TECNOLOGÍAS

A partir de los resultados obtenidos en la simulación energética, la Tabla recoge los principales indicadores de producción y rendimiento para cada modelo, permitiendo evaluar de forma conjunta su comportamiento en el emplazamiento.

Indicador	Nordex N163	Vestas V172	SG 6.6-170
Potencia unitaria (MW)	6,8	7,2	6,6
Potencia total instalada (MW)	47,6	50,4	46,2
Total gross AEP (GWh)	150,433	158,991	153,498
Total net AEP (WAsP) (GWh)	143,755	151,146	146,158
Proportional wake loss (%)	4,44	4,93	4,78
Energía vertida a red (GWh/año)	131,228	137,970	133,460
Horas equivalentes (h)	2.757	2.738	2.889
Factor de capacidad (%)	31,6	31,3	33,0

Tabla 20 Comparativa de resultados entre tecnologías

Modelo	Energía a red (GWh/año)	Wake loss (%)	Horas equiv. (h)	Factor capacidad (%)
Nordex N163	131,228	4,44	2.757	31,5
Vestas V172	137,970	4,93	2.738	31,3
SG 6.6-170	133,460	4,78	2.889	33,0

Tabla 21 Resumen comparativo de indicadores clave

Análisis de resultados

En términos de energía anual vertida a la red eléctrica, el modelo Vestas V172 presenta el mayor valor absoluto, con 137,970 GWh/año, seguido por el Siemens Gamesa SG 6.6-170, con 133,460 GWh/año, y por el Nordex N163, con 131,228 GWh/año. Esta diferencia se debe principalmente a la mayor potencia nominal del aerogenerador Vestas, que permite una mayor producción total en términos absolutos.

Por su parte, las pérdidas relativas por efecto estela se mantienen estables en las tres alternativas, oscilando entre el 4,4 % y el 4,9 %. Al situarse todos los valores por debajo del umbral del 5 %, se valida la disposición geométrica del parque desde el punto de vista aerodinámico. Esto demuestra que las distintas tecnologías evaluadas no introducen diferencias significativas en la eficiencia interna del parque por efecto estela.

En el análisis de las horas equivalentes de funcionamiento, el modelo Siemens Gamesa SG 6.6-170 ofrece el comportamiento más eficiente, alcanzando 2.889 h/año, frente a las 2.738 h/año del modelo Vestas V172 y las 2.757 h/año del Nordex N163. Este indicador muestra que la turbina de Siemens Gamesa aprovecha mejor la potencia instalada en relación con el recurso eólico disponible en el emplazamiento.

En consonancia con lo anterior, el modelo Siemens Gamesa SG 6.6-170 también presenta el mayor factor de capacidad, con un 33,0 %, superando el 31,5 % del Nordex N163 y el 31,3 % del Vestas V172. Este parámetro confirma una mayor eficiencia relativa en la explotación

de la potencia nominal instalada, lo que resulta especialmente relevante en emplazamientos caracterizados por velocidades medias moderadas..

4.11 SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

A partir del análisis comparativo, se selecciona el modelo Siemens Gamesa SG 6.6-170 como la opción idónea para el parque. La decisión no responde únicamente al volumen absoluto de producción eléctrica, sino a los índices de aprovechamiento del recurso y a la eficiencia relativa de la máquina.

Aunque la turbina Vestas V172 inyecta una mayor energía neta a la red (137,970 GWh/año frente a los 133,460 GWh/año de Siemens), el modelo de Siemens Gamesa registra un comportamiento superior en horas equivalentes y factor de capacidad. Sus 2.889 horas de operación anual y su factor de capacidad del 33,0% demuestran una mejor adaptación aerodinámica al régimen de vientos de la zona.

Esta diferencia técnica radica en la configuración de diseño de la máquina de Siemens, que asocia una potencia nominal moderada con un rotor de gran diámetro, optimizando la captura energética en emplazamientos clasificados con vientos medios. Por otra parte, dado que las pérdidas por efecto estela se mantienen estables en todas las alternativas (entre el 4,4% y el 4,9%), esta variable no ha sido determinante para el desempate tecnológico.

En consecuencia, el modelo Siemens Gamesa SG 6.6-170 garantiza el mejor equilibrio entre eficiencia termofluidodinámica, explotación del recurso disponible y regularidad operativa, consolidándose como la solución de ingeniería más adecuada para el proyecto

.



Figura 47 Aerogenerador Siemens Gamesa SG 6.6-170 (Siemens Gamesa)

El aerogenerador seleccionado para el parque eólico es el Siemens Gamesa SG 6.6-170, con una potencia nominal de 6,6 MW y un diámetro de rotor de 170 m.[9]

Su elección resulta adecuada para el emplazamiento, ya que combina un rotor de gran tamaño con una potencia moderada, lo que favorece la captación de energía en rangos de velocidad bajos y medios y mejora el rendimiento global del parque.

4.11.1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL AEROGENERADOR

Las especificaciones técnicas del aerogenerador seleccionado se recogen en la Tabla 22. Estos parámetros corresponden a las características principales del modelo Siemens Gamesa SG 6.6-170 y son relevantes tanto para la estimación de la producción energética como para su integración en el modelo de simulación desarrollado en WAsP.

Categoría	Parámetro	Valor
Rotor	Tipo	3 palas, eje horizontal
	Posición	A barlovento
	Diámetro	170 m
	Área barrida	22.698 m²
	Regulación de potencia	Pitch y velocidad variable
	Inclinación del rotor	6°
Generador	Tipo	Asíncrono, DFIG
	Potencia nominal	6,6 MW
	Tensión	690 V
	Frecuencia	50 / 60 Hz
Torre	Tipo	Acero tubular / híbrida
	Altura de buje	115 – 165 m
Datos operativos	Velocidad de conexión	3 m/s
	Velocidad nominal	11,5 m/s
	Velocidad de desconexión	25 m/s
	Velocidad de reconexión	22 m/s

Tabla 22 Especificaciones técnicas del aerogenerador Siemens Gamesa SG 6.6-170 (SG)[9]

A partir de las especificaciones anteriores, se describen a continuación las características más relevantes de los principales componentes del aerogenerador Siemens Gamesa SG 6.6-170:

- **Rotor:** constituye el elemento principal de captación de energía. El diámetro de 170 m proporciona un área barrida de 22.698 m², lo que permite interceptar una gran cantidad de viento. La relación entre la potencia nominal de 6,6 MW y el área barrida da lugar a una potencia específica aproximada de 291 W/m², valor adecuado para emplazamientos de viento medio como Borchicayada-Neguillas.

- **Palas:** tienen una longitud aproximada de 83,5 m y están fabricadas con materiales compuestos, principalmente fibra de vidrio y refuerzos de carbono. Esta solución permite obtener una estructura ligera y resistente, capaz de soportar las cargas aerodinámicas asociadas a un rotor de gran diámetro. Su diseño aerodinámico favorece la captación de energía en un amplio rango de velocidades de viento.

- **Buje y sistema de pitch:** el buje conecta las tres palas con el eje principal y aloja los mecanismos de regulación del ángulo de paso. El sistema de pitch permite modificar la orientación de las palas para optimizar la producción en vientos moderados y limitar las cargas cuando la velocidad del viento aumenta. Esta regulación es fundamental para mantener una operación eficiente y segura.

- **Tren de potencia:** transmite el par mecánico desde el rotor hasta el generador. Está formado por el eje principal, los rodamientos principales, la multiplicadora y los elementos de acoplamiento. En este modelo, el eje principal trabaja apoyado sobre dos rodamientos, lo que mejora la transmisión de esfuerzos y contribuye a la estabilidad del conjunto.

- **Multiplicadora:** el aerogenerador incorpora una multiplicadora de tres etapas, formada por dos etapas planetarias y una etapa paralela. Su función es elevar la velocidad de giro desde el eje lento del rotor hasta el régimen adecuado para el funcionamiento del generador. Este componente resulta esencial en una máquina de gran potencia y rotor de gran diámetro.

- **Generador:** se emplea un generador asíncrono de doble alimentación, tipo DFIG, con tensión de generación de 690 V. Esta tecnología permite trabajar con velocidad variable y mejora la adaptación del aerogenerador a las variaciones del viento. Además, facilita el control de potencia activa y reactiva mediante el convertidor de frecuencia.

- **Convertidor de frecuencia:** permite desacoplar parcialmente la velocidad mecánica del rotor de la frecuencia eléctrica de la red. De esta forma, el aerogenerador puede operar con velocidad variable manteniendo una entrega eléctrica estable. Esta característica mejora la eficiencia energética y reduce esfuerzos mecánicos en condiciones variables de viento

- **Góndola:** aloja los principales equipos mecánicos y eléctricos del aerogenerador, entre ellos el tren de potencia, la multiplicadora, el generador, el convertidor y los sistemas auxiliares. Su diseño está orientado a facilitar el acceso a los equipos durante las operaciones de mantenimiento, mejorando la disponibilidad de la máquina

- **Sistema de orientación:** permite girar la góndola para mantener el rotor alineado con la dirección del viento. Este sistema se acciona mediante motores eléctricos y trabaja de forma coordinada con los sensores de viento y el sistema de control. Una correcta orientación reduce pérdidas aerodinámicas y mejora la producción anual.

- **Torre:** el modelo SG 6.6-170 admite alturas de buje entre 115 m y 165 m, mediante torre tubular de acero o solución híbrida. En el proyecto se adopta una altura de buje de 160 m, dentro del rango disponible para este modelo. Esta elección permite aprovechar un recurso eólico más intenso y regular que el existente a cotas inferiores.
- **Sistema de control y SCADA:** el aerogenerador dispone de un sistema de control encargado de gestionar el arranque, parada, orientación, regulación de pitch, producción eléctrica y protección de la máquina. Además, se integra en un sistema SCADA, que permite supervisar el funcionamiento del parque, registrar datos de operación, recibir alarmas y realizar control remoto.

- **Transformador y aparamenta de media tensión:** la energía generada a 690 V se eleva posteriormente a media tensión mediante el transformador asociado al aerogenerador. La aparamenta de media tensión situada en la base de torre permite

la conexión del aerogenerador con la red interna del parque, incorporando funciones de maniobra, protección y puesta a tierra.

En conjunto, el Siemens Gamesa SG 6.6-170 no se selecciona únicamente por su potencia nominal, sino por la combinación entre gran diámetro de rotor, baja potencia específica, regulación avanzada, altura de buje elevada y capacidad de integración eléctrica. Estas características justifican su adecuación al régimen de viento de Borchicayada-Neguillas y explican los resultados obtenidos en la simulación energética del parque.

Capítulo 5. OBRA CIVIL

5.1 OBJETO Y ALCANCE

El desarrollo del parque eólico Borchicayada exige la proyección de las infraestructuras de obra civil indispensables para garantizar las fases de construcción, explotación y mantenimiento. Las principales actuaciones contempladas comprenden las cimentaciones de las turbinas, las plataformas de montaje, los viales de acceso e interiores, la red de zanjas eléctricas para media tensión y comunicaciones, así como las explanadas destinadas al edificio de control y la subestación de transformación. El diseño aprovecha las condiciones de la zona, un entorno agrícola de topografía suavemente ondulada dotado de caminos rurales, lo que optimiza la integración de la red viaria existente, minimiza los movimientos de tierras y reduce la ocupación permanente de suelo.

La definición de estas infraestructuras parte de la caracterización previa del terreno mediante datos topográficos y geotécnicos. La cartografía permite analizar la geometría, pendientes y curvas de nivel del terreno, mientras que el estudio geotécnico determina parámetros clave como la capacidad portante del sustrato, la profundidad del nivel freático y las propiedades mecánicas del suelo. La integración de ambos estudios asegura el correcto dimensionamiento estructural, optimiza los balances de excavación y terraplenado, y garantiza la estabilidad a largo plazo de las instalaciones.

Dado el carácter académico de este proyecto, los componentes civiles se definen a nivel de predimensionamiento constructivo. Las secciones definitivas de firmes, plataformas y cimentaciones deberán ratificarse en fases ejecutivas posteriores mediante ensayos geotécnicos en cada posición, levantamientos topográficos de alta resolución y el correspondiente cálculo estructural de detalle.

5.2 CIMENTACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

La cimentación constituye el elemento estructural crítico de la obra civil, ya que se encarga de transferir las cargas estáticas y dinámicas de la estructura al terreno portante. Su diseño debe contrarrestar de forma segura el peso propio del aerogenerador, el momento de vuelco inducido por el viento en el rotor, las fuerzas sísmicas y las fatigas por vibración a lo largo de la vida útil del activo.

Para este emplazamiento se proyecta una solución de cimentación superficial mediante zapata circular de hormigón armado, una tipología estándar en aerogeneradores terrestres cuando las capas superficiales del suelo ofrecen una resistencia mecánica adecuada. Este diseño distribuye las cargas sobre un área extensa para mantener las tensiones del terreno por debajo de los límites admisibles. Estructuralmente, consta de una losa o zapata de gran diámetro que aporta el momento estabilizador y un pedestal central cilíndrico donde se realiza el anclaje de la base de la torre.

Debido a las dimensiones del modelo Siemens Gamesa SG 6.6-170, esta partida representa un volumen significativo en el balance del proyecto, tanto por los movimientos de tierras como por los volúmenes de hormigón y acero estructural requeridos. El proceso constructivo se inicia con la excavación hasta la cota de apoyo, seguido del extendido de una capa de hormigón de limpieza. Posteriormente, se realiza el montaje de la armadura pasiva y la colocación de la virola o pernos de anclaje. El proceso concluye con el vertido continuo del hormigón, el posterior curado controlado para evitar fisuraciones térmicas y el relleno perimetral compactado con tierras seleccionadas.

5.3 PLATAFORMAS DE MONTAJE

Las plataformas de montaje son áreas logísticas e industriales adyacentes a cada cimentación, diseñadas para soportar las operaciones de las grúas de gran tonelaje, el movimiento de maquinaria pesada y el acopio temporal de los componentes del aerogenerador (tramos de torre, góndola, buje y palas).

Estas superficies requieren una elevada capacidad portante y un diseño prácticamente horizontal con pendientes mínimas para garantizar la seguridad durante el izado de los componentes. El predimensionamiento establece una geometría tipo de $40\ \text{m} \times 50\ \text{m}$. Su ejecución requiere el desbroce previo de la parcela, la retirada y acopio de la capa de tierra vegetal, el nivelado de la explanada y la compactación del suelo natural. Sobre esta base, se extiende y compacta una capa de material granular (zahorra artificial) que aporta la rigidez estructural necesaria.

Asimismo, se dota a la plataforma de una pendiente transversal del 2% para asegurar la evacuación de las aguas pluviales y prevenir encharcamientos que comprometan la estabilidad del firme. Una vez concluida la fase de construcción y montaje, las superficies periféricas que no sean críticas para las tareas de mantenimiento podrán ser restauradas morfológicamente, reduciendo el impacto del proyecto sobre el suelo agrícola.

5.4 VIALES DE ACCESO E INTERIORES DE AEROGENERADORES

La red de caminos internos es un eje vertebrador en el diseño del parque, concebida para absorber el tráfico pesado durante la fase constructiva y asegurar el tránsito logístico a lo largo de la vida útil del complejo. El trazado geométrico se ha proyectado para cumplir con las exigencias de los vehículos especiales que transportan componentes críticos de gran longitud y peso, tales como las palas, los tramos de la torre, la góndola y el buje. Con el fin de reducir los movimientos de tierra y suavizar el impacto ambiental, el diseño se acopla a la topografía local integrando, en la medida de lo posible, la infraestructura viaria existente en la zona.

5.4.1 ACCESOS EXTERIORES AL PARQUE

La estrategia logística para el suministro de componentes pesados se apoya en las infraestructuras de transporte del entorno, con un protagonismo directo de la carretera SO-P-3106. Aunque esta vía discurre fuera del límite del parque y no forma parte de la red de

titularidad privada del proyecto, su cercanía es clave para aproximar las plataformas de transporte especial hasta los puntos de acceso al recinto.

El esquema de distribución de cargas arranca en esta red pública. A partir de este eje, la conexión hasta cada aerogenerador se resuelve combinando el trazado de los caminos rurales actuales con nuevos ramales interiores de enlace. Este planteamiento minimiza la apertura de viales de gran longitud desde zonas remotas. Por ejemplo, la proximidad de la carretera SO-P-3106 en la franja oriental del parque recorta de forma notable la longitud de los viales de nueva planta necesarios para enlazar las posiciones de las turbinas AE5, AE6 y AE7.

Es importante señalar que los entronques entre la carretera pública y la red interior del parque requerirán un diseño geométrico específico. En estos puntos se deben validar de forma rigurosa los radios de giro, las pendientes longitudinales y los anchos útiles requeridos por los camiones de transporte especial.

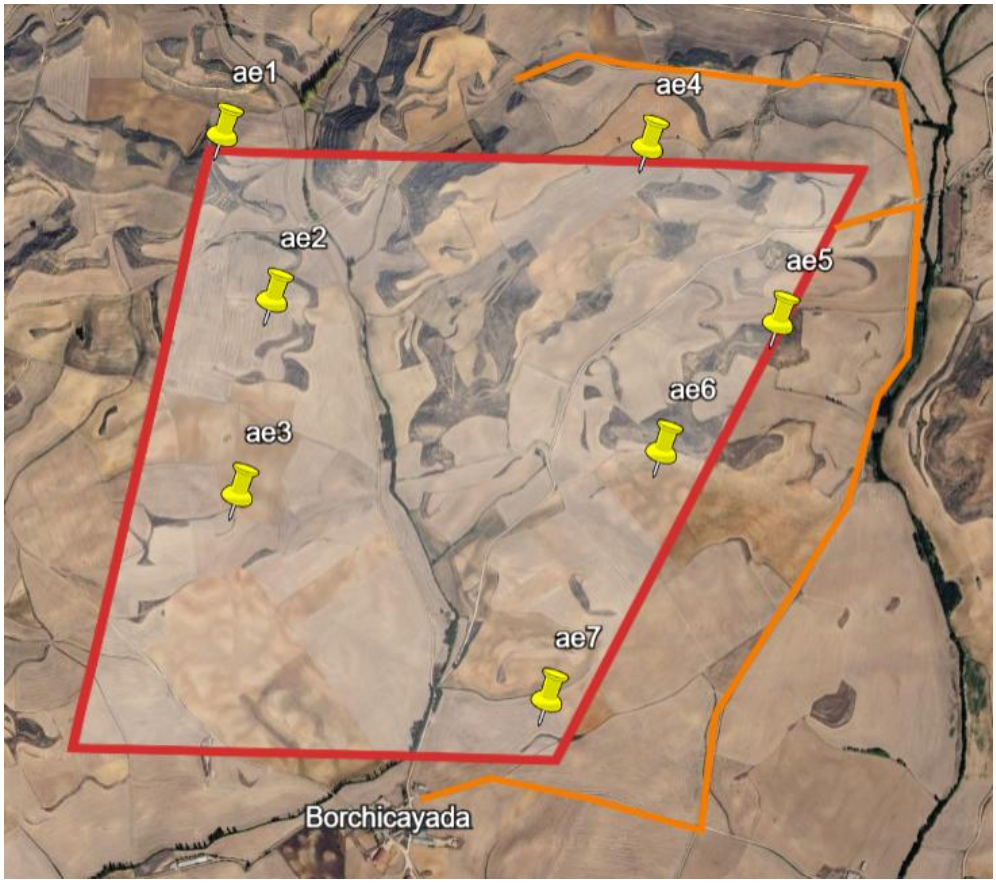


Figura 48 Red de carreteras exteriores existentes en el entorno del parque eólico. (Google Earth)



Figura 49 Vista del acceso exterior al parque desde la carretera SO-P-3106. (Google Earth)

5.4.2 CAMINOS EXISTENTES Y RED DE APOYO

El interior de la poligonal cuenta con una red de caminos rurales e itinerarios agrícolas que permiten desplazarse por el emplazamiento sin necesidad de ejecutar desmontes ni terraplenes adicionales desde el exterior.

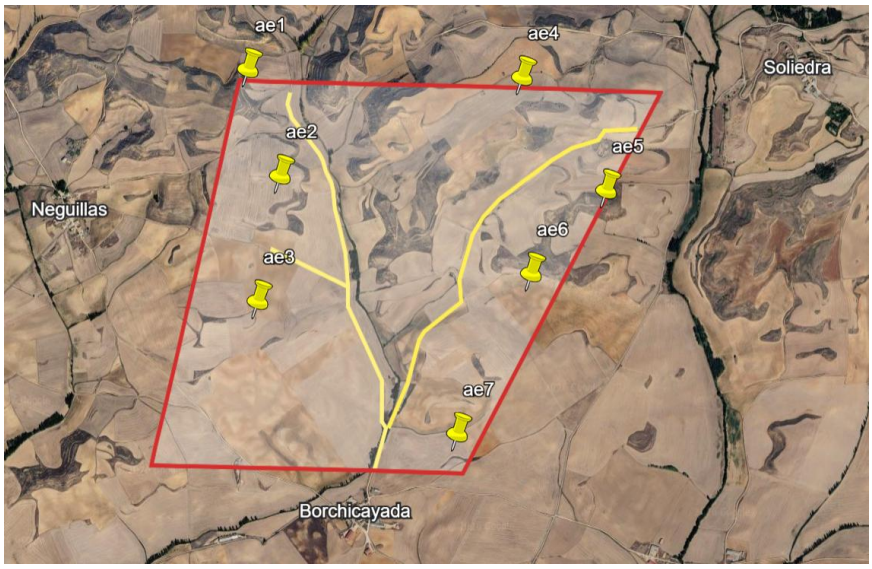


Figura 50 Red de caminos existentes en el emplazamiento (trazado en color amarillo). (Google Earth Pro)

Dentro de la solución técnica adoptada, estos caminos no asumen el papel de vías principales para el transporte pesado. Su función principal es la de servir como plataformas de apoyo durante la obra y el posterior periodo de explotación, facilitando el movimiento de la maquinaria auxiliar, los vehículos ligeros de inspección y los equipos de mantenimiento.

El motivo de no utilizarlos como red principal es que su trazado actual no enlaza las posiciones de los aerogeneradores con la subestación de manera directa ni ordenada. Además, las secciones transversales y las condiciones de los firmes existentes no cumplen con los requisitos mínimos de capacidad portante, pendientes máximas ni radios de curvatura necesarios para el paso de los transportes de los componentes del aerogenerador.

Por esta razón, estos caminos se preservan como viales secundarios, delegando la conectividad principal en una red de nueva planta. Esto simplifica la ordenación del tráfico y permite hacer coincidir el trazado de los viales con las zanjas de media tensión, las redes de puesta a tierra y el cableado de fibra óptica. Para aquellos tramos de la red agrícola que sí vayan a registrar tráfico durante la obra, se prevén actuaciones puntuales de acondicionamiento que consistirán en el bacheo del firme, el desbroce de márgenes o sobreanchos localizados.

5.4.3 NUEVOS VIALES INTERNOS PROYECTADOS

A partir del análisis de los caminos existentes y de la disposición final de los aerogeneradores, se proyecta una nueva red de viales interiores que permite conectar de forma directa las posiciones de las máquinas con la subestación del parque. Estos nuevos tramos, representados en color verde en la Figura 52, constituyen la red principal de acceso a los aerogeneradores durante las fases de construcción, operación y mantenimiento.

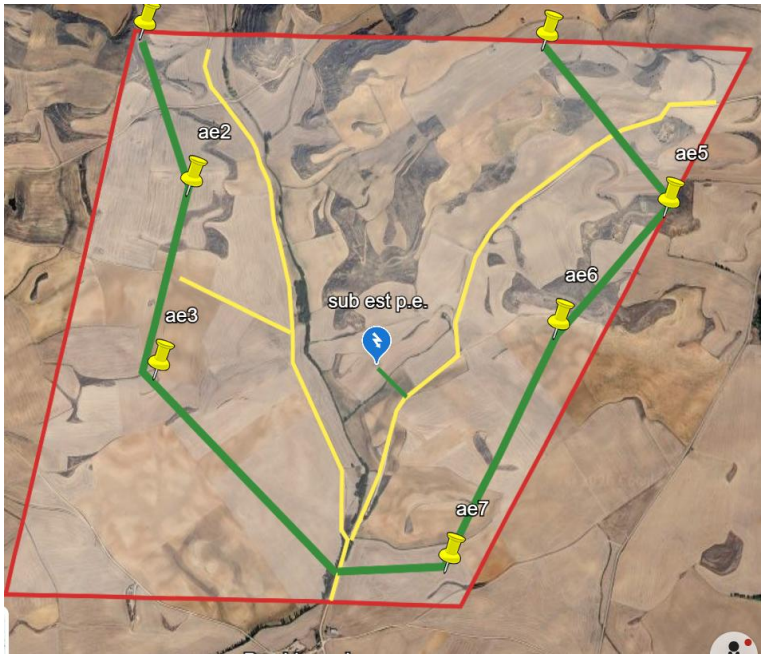


Figura 51 Red de viales existentes y nuevos accesos proyectados (amarillo, verdes).

La solución adoptada no se basa únicamente en prolongar los caminos rurales existentes mediante pequeños ramales, sino en definir un trazado interior más ordenado y funcional. De esta forma, los nuevos viales conectan los aerogeneradores siguiendo recorridos más directos, reduciendo giros innecesarios y facilitando el tránsito de vehículos pesados y maquinaria de montaje.

5.4.4 COMPOSICIÓN ESTRUCTURAL DEL VIAL

Desde el punto de vista constructivo, los viales interiores del parque eólico Borchicayada se plantean como caminos de acceso reforzados, adaptados al tránsito de vehículos pesados durante la fase de obra y al mantenimiento posterior de los aerogeneradores. El diseño parte del aprovechamiento de caminos rurales existentes siempre que sea posible, completándolos con nuevos tramos de conexión hasta las posiciones finales de las máquinas y la subestación.

La sección tipo adoptada se basa en una solución granular compactada, adecuada para soportar el paso de camiones, grúas auxiliares y transportes especiales asociados al montaje del aerogenerador Siemens Gamesa SG 6.6-170. Los principales parámetros constructivos se resumen.

Elemento	Valor adoptado	Función
Anchura útil del vial	6 m	Paso de vehículos pesados y transporte especial
Base de zahorra artificial	20 cm	Capa de rodadura y reparto de cargas
Relleno compactado	Mínimo 30 cm	Mejora de la capacidad portante
Compactación de zahorra	98 % P.M.	Garantizar la resistencia del firme
Compactación del relleno	95 % P.M.	Estabilización de la explanada
Pendiente transversal	0,8 %	Evacuación superficial del agua
Cunetas laterales	No revestidas	Drenaje longitudinal del vial

Tabla 23 Parámetros constructivos adoptados para la sección tipo de vial interior[10]

Esta configuración estructural combina un núcleo inferior de suelo seleccionado compactado sobre la explanada natural. Al consolidar una superficie estable y de alta resistencia al corte, el diseño prescinde de pavimentos rígidos o aglomerados de asfalto, optimizando costes sin penalizar los requisitos mecánicos del parque.

En puntos singulares del trazado, como las curvas cerradas, los accesos a las plataformas y las inmediaciones de las turbinas, la sección transversal se ampliará con sobreanchos y refuerzos estructurales. Estas geometrías especiales son indispensables para absorber las trayectorias de barrido y los radios de giro de los remolques articulados que transportan componentes críticos como las palas o las secciones inferiores de la torre.

Para la evacuación de las aguas pluviales, los viales disponen de un bombeo o pendiente transversal sutil combinada con cunetas laterales de tierra no revestidas. Esta red de drenaje longitudinal dirige la escorrentía hacia los márgenes naturales de las parcelas, impidiendo la acumulación de agua sobre la calzada, fenómeno que degradaría las propiedades mecánicas del firme por saturación de finos. Las geometrías constructivas detalladas de estas secciones, las plataformas y las transiciones bajo los caminos se recogen en el Anexo de Planos.

5.4.5 INTEGRACIÓN CON EL ENTORNO

El desarrollo de la red viaria equilibra la funcionalidad logística con la minimización del impacto sobre el territorio. Al asignar un papel secundario de apoyo a los caminos rurales existentes y concentrar el tráfico pesado en los nuevos viales, se logra una ordenación del espacio interior del parque más limpia y eficiente.

Esta sectorización acorta las rutas operativas entre los aerogeneradores y la subestación, agilizando tanto la fase constructiva como el mantenimiento preventivo diario. Además, la apertura de estos viales de nueva planta ofrece una ventaja estratégica: actúan como corredores de servicios unificados. De este modo, las canalizaciones de media tensión, las redes de tierras y las líneas de fibra óptica se instalan en paralelo a los caminos, lo que acota las afecciones al suelo a una única franja perimetral y facilita las labores de inspección.

Las infraestructuras agrícolas del entorno que sufran desgaste por el tráfico auxiliar serán reacondicionadas mediante desbroces o aportes de material granular fino. Al concluir las obras, los terrenos colindantes ocupados de forma temporal para el acopio de materiales o maniobras secundarias se someterán a un proceso de restauración morfológica y ambiental, revirtiendo el suelo a su estado original para mitigar el impacto ambiental del complejo.

5.5 CANALIZACIONES EN ZANJA

La red de zanjas subterráneas constituye el sistema de interconexión del parque, agrupando en un mismo prisma enterrado los conductores de potencia en media tensión, la red de puesta a tierra y el cableado de fibra óptica para el control y la transmisión de datos hacia la subestación.

Hacer coincidir el trazado de estas zanjas con el contorno de los nuevos viales internos optimiza los trabajos de excavación del proyecto. Esta solución integrada mitiga el riesgo de interferencias con redes externas y reduce de forma drástica los movimientos de tierra en parcelas agrícolas que deben permanecer libres de afecciones.

Los conductores de media tensión se tenderán directamente enterrados sin canalización tubular auxiliar, una disposición que mejora las condiciones de disipación térmica del cableado y maximiza su intensidad admisible de operación. Los cables se asentarán sobre una capa de arena de río o material granular cribado exento de cantos vivos para evitar punzonamientos mecánicos.

El diseño estructural se divide en dos tipologías constructivas según la carga de circuitos:

- **Zanja Tipo 1a (Tramos generales):** Diseñada para los ramales que interconectan los aerogeneradores pertenecientes a un mismo circuito. Aloja una única terna de media tensión junto con el cable de tierra y la línea de comunicaciones.
- **Zanja Tipo 2a (Aproximación a subestación):** Se ejecuta en los tramos finales de acceso a la subestación, donde confluyen los circuitos de generación del parque. Su

sección transversal se amplía para albergar dos ternas en paralelo, manteniendo la distancia crítica de separación entre circuitos para evitar factores de reducción por agrupamiento térmico.

Las cotas de excavación se sitúan en una franja de profundidad de 1,00 a 1,25 m, garantizando una cobertura suficiente frente a las cargas mecánicas superficiales y las actividades agrícolas de arado. En el fondo de la zanja, el conductor de protección de puesta a tierra se instala en la cota más baja para mejorar la resistencia de contacto con el terreno, mientras que la fibra óptica discurre segregada de los cables de potencia para evitar interferencias electromagnéticas y facilitar su mantenimiento independiente.

Sobre la capa de arena de protección de los cables se dispone un relleno de material seleccionado y una malla de señalización de alta visibilidad que advierte de la presencia de infraestructura eléctrica ante futuras excavaciones. Finalmente, los cruces bajo los viales o zonas expuestas al paso de maquinaria pesada se refuerzan mediante protecciones mecánicas de hormigón para anular las tensiones de compresión sobre los conductores, tal y como se detalla en el plano de secciones del proyecto.

5.6 EDIFICIO DE CONTROL Y SUBESTACIÓN

El núcleo operativo y de gestión del parque eólico Borchicayada se consolida mediante el edificio de control y la subestación de transformación. Ambas infraestructuras se proyectan en áreas contiguas para optimizar los tendidos de cableado de potencia, simplificar las redes de comunicación y unificar los sistemas de protección, maniobra y evacuación energética.

La construcción de este complejo requiere el acondicionamiento geotécnico previo de la parcela mediante labores de desbroce, nivelación topográfica y compactación mecánica. La explanada resultante debe certificar un módulo de deformación adecuado para soportar el peso estático de las máquinas eléctricas pesadas y garantizar viales interiores estables para el paso de vehículos de mantenimiento.

5.6.1 EDIFICIO DE CONTROL

Esta edificación centraliza la monitorización activa de las turbinas, la gestión del sistema SCADA, el registro de alarmas operativas y la coordinación de los planes de mantenimiento.

El inmueble se plantea como una construcción industrial de planta única apoyada sobre cimentación de hormigón armado. Su distribución interior compartimenta zonas de trabajo técnico, salas de servicios auxiliares, almacén de repuestos esenciales, vestuarios y módulos destinados específicamente a los armarios de telecomunicaciones y control.

El diseño arquitectónico prioriza la protección frente a las inclemencias climáticas, sistemas de ventilación forzada que disipen el calor de los equipos electrónicos y un esquema de accesos limpio para el personal de operación. La urbanización del perímetro exterior incluye un área de aparcamiento y las canalizaciones soterradas de interconexión con la subestación.

5.6.2 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

La subestación adecúa los niveles de tensión para posibilitar la inyección de la energía a la red de transporte nacional. Su función principal es elevar el potencial del sistema de distribución interna, que opera en media tensión a 30 kV, hasta el umbral de alta tensión fijado en 132 kV a través del transformador principal de potencia.

La instalación a la intemperie agrupa el transformador de potencia, los interruptores de cabecera, los seccionadores de maniobra, los transformadores de medida (de tensión y corriente) y las celdas de servicios auxiliares. Cada equipo pesado se asienta sobre bancadas independientes de hormigón armado, dimensionadas según las cargas de diseño y los requisitos de contención de aceite.

La superficie libre de la subestación se cubre con una capa de rodadura de grava sobre el terreno compactado, una solución que estabiliza el suelo, reduce las tensiones de paso y contacto en caso de defecto y facilita el drenaje pluvial. El cableado de control y potencia se canaliza de forma ordenada a través de una red de zanjas y cunetas de hormigón accesibles.

El cálculo definitivo de las distancias de aislamiento, la malla de puesta a tierra y la coordinación de relés de protección se derivará del estudio eléctrico de detalle.

5.6.3 FUNCIONAMIENTO E INTEGRACIÓN DEL SISTEMA

Ambas instalaciones operan como un único sistema integrado. La proximidad física entre el centro de control y la planta de transformación minimiza las caídas de tensión en los lazos de control, recorta las longitudes de los cables apantallados de señal y reduce las canalizaciones civiles necesarias, abaratando los costes de ejecución y simplificando las inspecciones reglamentarias del parque.

Capítulo 6. INSTALACIONES ELÉCTRICAS

6.1 PRINCIPALES INSTALACIONES ELÉCTRICAS DEL PARQUE

6.1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El esquema eléctrico del parque se estructura de forma escalonada a través de tres niveles de tensión bien definidos. El primer nivel se sitúa en los bornes de generación de los aerogeneradores, donde la energía se produce en baja tensión a 690 V. Acto seguido, esta tensión se eleva a 30 kV mediante un transformador BT/MT alojado en la propia máquina, permitiendo la inyección de la corriente en la red colectora interna del parque. Finalmente, una vez que el flujo eléctrico confluye en la subestación transformadora del complejo, el potencial se eleva nuevamente hasta los 132 kV para su posterior evacuación hacia el nudo de la subestación de Almazán.

Esta topología minimiza las pérdidas por efecto Joule durante el transporte interno de la energía, viabiliza la agrupación de las turbinas en circuitos independientes de media tensión y simplifica el acoplamiento final con la infraestructura de transporte de alta tensión existente en la zona.

6.1.2 ELEMENTOS PRINCIPALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Las principales instalaciones eléctricas del parque eólico son las siguientes:

- Red de baja tensión del aerogenerador
- Centros de transformación de los aerogeneradores
- Red de cables de media tensión(30kV)
- Subestación eléctrica MT/AT del parque (30/132 kV)
- Línea eléctrica aérea de evacuación

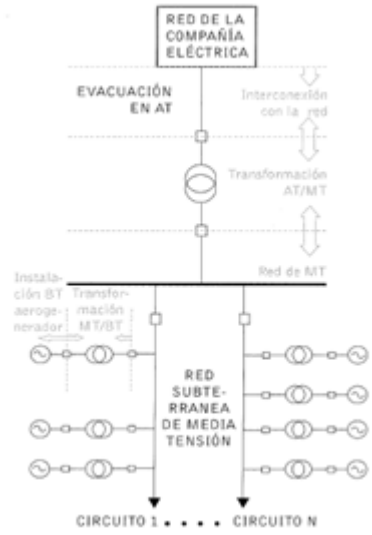


Figura 52 Principales instalaciones eléctricas de un parque eólico. (material docente)[10]

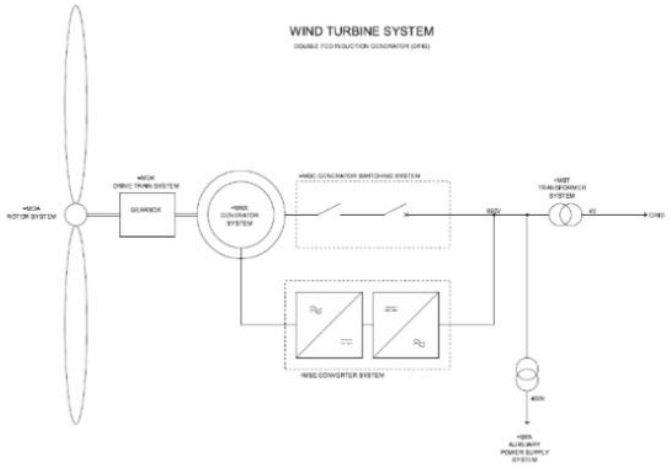


Figura 53 Esquema simplificado del sistema eléctrico de un aerogenerador y su conexión a red. [9]

Este escalonamiento de las tensiones persigue como objetivo prioritario viabilizar una evacuación ordenada y de alto rendimiento del recurso captado. Al subdividir y aislar cada fase de la transformación, se optimizan los balances térmicos y se simplifican de forma drástica las operaciones de control, maniobra y protección de la red interna del parque.

6.2 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN INTERIOR DE AEROGENERADORES

6.2.1 FUNCIÓN Y CARACTERÍSTICAS GENERALES

El centro de transformación interno se compone esencialmente del transformador BT/MT y de sus respectivas celdas de media tensión. Su cometido principal consiste en adecuar el nivel de tensión de la energía generada (690 V) al potencial de distribución del parque (30 kV). Asimismo, este bloque integra la aparamenta de protección y corte necesaria para aislar la turbina de forma selectiva ante eventuales anomalías eléctricas, salvaguardando así la integridad de la red colectora.

6.2.2 TRANSFORMADOR BT/MT

El transformador BT/MT es el elemento encargado de elevar la tensión. Para el modelo de aerogenerador Siemens Gamesa SG 6.6-170.

Tipo	**Transformador trifásico sumergido en líquido**
Potencia nominal	6.5 MVA
Tensión nominal	30 / 0.69 kV
Frecuencia	50 Hz
Intensidad máxima	7.11 kA
Tensión de cortocircuito	9.5 %
Grupo de conexión	Dyn11
Regulación	±2 × 2.5 %
Pérdidas en vacío (P_0)	4.77 kW
Pérdidas en carga (Pk)	84.24 kW
Norma	IEC 60076
Refrigeración	KFWF
Fluido dieléctrico	Líquido clase K
Monitorización	PT100, nivel de aceite, relé de sobrepresión
Puesta a tierra	Neutro conectado a tierra

Tabla 24 Especificaciones técnicas del transformador BT/MT del aerogenerador)[9]

La potencia aparente de diseño de 6,5 MVA se adopta directamente de los datos del fabricante para la turbina Siemens Gamesa SG 6.6-170. En lo referente a la corriente máxima

de 7,11 kA, este valor se computa en el devanado secundario de baja tensión (0,69 kV), asumiendo márgenes de tolerancia frente a distorsiones armónicas y fluctuaciones de la tensión nominal de operación.

Para el cálculo y dimensionamiento de la red interna a 30 kV, se toma como base esta potencia de referencia, lo que arroja una corriente nominal por aerogenerador de aproximadamente 125,1 A, magnitud empleada para determinar las corrientes de diseño de los circuitos colectores.

6.2.3 INTEGRACIÓN DEL TRANSFORMADOR EN EL AEROGENERADOR

En la turbina Siemens Gamesa SG 6.6-170, la unidad de transformación BT/MT se ubica de forma compacta en el interior de la propia estructura. Mediante esta disposición, la elevación del potencial eléctrico se ejecuta de manera adyacente a la generación, antes del acoplamiento con las celdas de distribución.

Esta configuración acorta la longitud de los conductores de baja tensión, mitigando caídas de tensión elevadas y simplificando el conexionado eléctrico. A partir del transformador, la potencia se gestiona mediante celdas de maniobra que canalizan la energía directamente hacia su respectivo circuito colector.

6.2.4 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

Las celdas de media tensión se conectan al transformador del aerogenerador y permiten realizar las funciones de maniobra, seccionamiento y protección en el lado de 30 kV. Su cometido prioritario es la extinción de arcos y el aislamiento del aerogenerador ante faltas internas o externas, protegiendo la cuba del transformador.

Para este desarrollo se toma como referencia de la solución modular con aislamiento integral en gas SF_6 tipo Ormazabal cgm.3 [11], con aislamiento integral en gas. Esta gama permite configurar distintas funciones de celda en media tensión, entre ellas funciones de línea y funciones de protección mediante interruptor automático. Con una tensión de servicio de 30 kV, se seleccionan equipos con una tensión asignada de 36 kV e intensidad nominal de

630 A. El esquema modular de la aparamenta se adapta a la posición que ocupa cada aerogenerador dentro del anillo colector. Para estandarizar el diseño, se emplean las funciones de catálogo L (celda de línea para entrada o salida de conductores) y V (celda de protección mediante interruptor automático asociada a la cuba del transformador), estructurándose según la siguiente manera.

Nomenclatura	Equivalencia en catálogo	Función principal
0L	Función de línea	Salida o conexión del circuito de media tensión
1L	Función de línea adicional	Entrada o continuidad del circuito hacia el siguiente aerogenerador
1V	Protección con interruptor automático	Protección y maniobra del transformador BT/MT
0L + 1V	Línea + protección	Aerogenerador inicial o extremo del circuito
0L + 1L + 1V	Doble función de línea + protección	Aerogenerador intermedio o punto de confluencia

Tabla 25 Equivalencia de funciones de celda

Como se observa en la tabla anterior, la configuración de cada aerogenerador se define en función de si únicamente necesita conectarse al circuito o si, además, debe permitir la continuidad de la línea hacia otro aerogenerador. De esta forma, los aerogeneradores iniciales emplean una configuración más sencilla, mientras que los aerogeneradores intermedios requieren una posición adicional de línea.



Figura 54 Funciones modulares y compactas del sistema de celdas cgm.3. (Ormazabal.)[11]

De este modo, las unidades situadas en posición inicial (punta de línea) montan el esquema simplificado 0L + 1V, al requerir únicamente una salida de cables y el módulo de protección. Por el contrario, los aerogeneradores intermedios o situados en puntos de bifurcación integran el conjunto 0L + 1L + 1V. Esta posición adicional de línea (1L) resulta indispensable para dar continuidad física al circuito colector y enlazar secuencialmente la siguiente máquina.

Debido a la elevada potencia unitaria del modelo Siemens Gamesa SG 6.6-170, equipada con un transformador de 6,5 MVA, se descarta el uso de fusibles tradicionales para la protección del devanado de media tensión. En su lugar, se prescribe de forma sistemática el uso de celdas de protección por interruptor automático (función V), garantizando una extinción del arco segura y una protección selectiva ante cortocircuitos.

Para la asignación de la corriente nominal de las celdas, el diseño toma como referencia el ramal eléctricamente más cargado del parque (Circuito 2). Sabiendo que cada aerogenerador inyecta una intensidad nominal de aproximadamente 125,1 A a 30 kV, el tramo final de este circuito, que agrupa cuatro máquinas, alcanza una corriente de régimen permanente de 500,4 A. Este valor confirma que las celdas comerciales de 400 A resultarían insuficientes

por subdimensionamiento térmico, validando la selección de módulos de 630 A al proporcionar un margen de seguridad óptimo frente a sobrecargas.

Las características principales adoptadas para las celdas de media tensión se resumen:

Parámetro	Valor adoptado
Tipo de celda	Modular de media tensión
Referencia comercial	Ormazabal cgm.3
Tipo de aislamiento	Integral en gas
Tensión de servicio de la red	30 kV
Tensión asignada de la celda	36 kV
Intensidad nominal	630 A
Corriente de cortocircuito admisible	25 kA, 1 s
Función de línea	Entrada/salida de cables MT
Función de protección	Interruptor automático
Aplicación	Red interna del parque eólico

Tabla 26 Características adoptadas para las celdas de media tensión[11]

Los valores de diseño consolidados en la tabla confirman la plena compatibilidad de la aparamenta seleccionada con los requerimientos operativos del parque. El aislamiento asignado de 36 kV ofrece un umbral de seguridad óptimo frente a los 30 kV de operación nominal, mientras que la capacidad de corriente de 630 A absorbe sin penalizaciones térmicas el régimen permanente del ramal más cargado. Asimismo, el poder de corte ante cortocircuitos establecido en 25 kA durante 1 s cubre con holgura las solicitaciones mecánicas y térmicas derivadas de las hipótesis de falta consideradas en el proyecto.

Esta selección de componentes dota al sistema de una arquitectura modular, normalizada y de alta fiabilidad, alineada con los estándares comerciales del sector eléctrico. Con ello se simplifican las tareas de explotación, asegurando un entorno seguro para las maniobras de operación y una respuesta ágil y selectiva ante fallos en la red interna

.

6.3 RED DE CABLES CANALIZADOS EN ZANJA

6.3.1 CONFIGURACIÓN GENERAL DE LA RED

La red interna de media tensión tiene la función de recoger la energía generada por los aerogeneradores y transportarla hasta la subestación del parque. Cada máquina genera energía en baja tensión y posteriormente la eleva a 30 kV mediante el transformador integrado en el aerogenerador.

La red se divide en dos circuitos de generación. El circuito 1 conecta los aerogeneradores AE1, AE2 y AE3 con la subestación, mientras que el circuito 2 conecta los aerogeneradores AE4, AE5, AE6 y AE7. Ambos circuitos discurren de forma independiente hasta un punto medio próximo a la subestación. Desde este punto hasta la SET, los dos circuitos comparten un mismo corredor de acceso, por lo que en este tramo se proyecta una zanja con dos ternas de media tensión.

En los tramos generales de cada circuito se emplea una zanja tipo 1, formada por una única terna de media tensión, junto con el conductor de puesta a tierra y la fibra óptica de comunicaciones. En el tramo común de llegada a la subestación se emplea una zanja tipo 2, capaz de alojar las dos ternas correspondientes a los dos circuitos de generación.

El circuito 1 se dimensiona con cable VULPREN® Class HEPRZ1 AL 18/30 (36) kV[12] de aluminio de 400 mm², al agrupar tres aerogeneradores. El circuito 2 se dimensiona con cable del mismo tipo, pero con sección de 500 mm², debido a que agrupa cuatro aerogeneradores y transporta una intensidad superior.

Circuito	Tramo	Longitud(m)	Tipo de zanja	Tipo de celda asociada
1	AE1 – AE2	627	Zanja 1, una terna	AE1: 0L + 1V
1	AE2 – AE3	681	Zanja 1, una terna	AE2: 0L + 1L + 1V
1	AE3 – Punto medio	1.000	Zanja 1, una terna	AE3: 0L + 1L + 1V
1	Punto medio – SET	875	Zanja 2, dos ternas	Entrada SET
Total	—	**3.183**	—	—
2	AE4 – AE5	770	Zanja 1, una terna	AE4: 0L + 1V
2	AE5 – AE6	602	Zanja 1, una terna	AE5: 0L + 1L + 1V
2	AE6 – AE7	968	Zanja 1, una terna	AE6: 0L + 1L + 1V
2	AE7 – Punto medio	393	Zanja 1, una terna	AE7: 0L + 1L + 1V
2	Punto medio – SET	875	Zanja 2, dos ternas	Entrada SET
Total	—	**3.608**	—	—

Tabla 27 Distribución de aerogeneradores por circuitos y tipos de celda

La longitud total del circuito 1 es de 3.183 m, mientras que la longitud total del circuito 2 asciende a 3.608 m. Sin embargo, desde el punto de vista de obra civil, el tramo Punto medio–SET, de 875 m, es común a ambos circuitos y se ejecuta mediante una zanja tipo 2 con dos ternas. Por este motivo, la longitud total de zanja a ejecutar no coincide con la suma directa de ambos circuitos.

El circuito más cargado corresponde al formado por los aerogeneradores AE4, AE5, AE6 y AE7, cuya intensidad máxima alcanza 500,4 A en el tramo final hacia la subestación. Por este motivo, se adoptan celdas de media tensión de 630 A, valor normalizado superior a la corriente máxima prevista y adecuado para garantizar un margen de seguridad frente al régimen permanente de funcionamiento.

6.3.2 CANALIZACIONES EN ZANJA

Los cables de media tensión se entierran en zanjas junto con el conductor de puesta a tierra y la fibra óptica de comunicaciones. Esta solución es habitual en parques eólicos, ya que permite combinar el recorrido eléctrico con los viales interiores y reducir el impacto visual de la instalación.

En este proyecto, el trazado de las zanjas se plantea preferentemente paralelo a los nuevos viales interiores proyectados. Esta solución facilita la ejecución de la obra, simplifica las

labores de mantenimiento y permite coordinar la infraestructura civil con la red eléctrica interna del parque.

Para el dimensionamiento de los cables se considera una instalación directamente enterrada en zanja, sin tubo. Los cables se dispondrán sobre una cama de arena o material granular fino, que permite proteger mecánicamente el conductor y favorecer la disipación térmica hacia el terreno. La temperatura del terreno considerada es de 15 ºC, valor empleado posteriormente en la aplicación de los factores de corrección.

Se distinguen dos tipologías principales de zanja. La zanja tipo 1a corresponde a los tramos generales de la red interna, en los que discurre una única terna de media tensión junto con el conductor de puesta a tierra y la fibra óptica de comunicaciones. Esta zanja se emplea en la mayor parte del trazado, especialmente en los tramos que conectan los aerogeneradores dentro de cada circuito.

La zanja tipo 2a se emplea en el tramo común de conexión con la subestación, desde el punto medio hasta la SET. En este tramo confluyen los dos circuitos de generación del parque, por lo que la zanja debe alojar dos ternas de media tensión, manteniendo la separación necesaria entre circuitos. Esta configuración permite ordenar la llegada de los dos circuitos a la subestación y facilita su conexión con las celdas de media tensión.

Las zanjas se ejecutarán con una profundidad aproximada de 1,00–1,25 m, en función de las condiciones del terreno y de los requisitos de protección mecánica de los cables. La anchura dependerá del número de ternas alojadas en cada tramo y de la separación necesaria entre los conductores de potencia, la fibra óptica y el conductor de puesta a tierra.

La zanja contará con una capa inferior de arena fina o arena de río para proteger los conductores. Sobre los cables se dispondrá una capa de protección mecánica y una cinta de señalización, con el fin de advertir de la presencia de cables enterrados en futuras intervenciones. El conductor de puesta a tierra se situará en la parte inferior de la zanja, mientras que la fibra óptica se colocará separada de los cables de potencia.

Una vez instalados los cables, la zanja se rellenará con material seleccionado y se compactará por tongadas hasta recuperar la rasante del terreno. Las secciones tipo de zanja 1a, zanja 2a y el detalle de paso bajo vial se recogen en el Anexo de Planos.

6.3.3 TIPOLOGÍA DE CABLES

La red de cables en zanja del parque eólico se compone de tres partes principales: los cables de media tensión, el conductor de puesta a tierra y la fibra óptica de comunicaciones. Cada uno de ellos tiene una función específica dentro del sistema eléctrico y de control.

Los cables de media tensión llevan la energía generada por los aerogeneradores hasta la subestación. En este caso, se usan cables de aluminio unipolares con aislamiento HEPR y una tensión de 18/30 kV. El tipo de cable utilizado es VULPREN® Class HEPRZ1 AL 18/30 (36) kV[12] , adecuado para la red interna de 30 kV del parque. Se elige aluminio en lugar de cobre por su menor peso y costo, aunque manteniendo suficiente capacidad para las intensidades esperadas. La sección final del conductor se determinará más adelante según criterios de intensidad admisible, caída de tensión y cortocircuito.

El conductor de puesta a tierra será de cobre puro de 95 mm^2. Su función es conectar a tierra los aerogeneradores con la red general del parque y la subestación, asegurando que todo el sistema esté al mismo potencial.

Además, se instalará fibra óptica para la comunicación entre los aerogeneradores, el sistema SCADA y el edificio de control. Este cable permitirá la transmisión de datos en tiempo real para supervisar y operar el parque, manteniendo la distancia necesaria con los cables de potencia.

6.4 CABLES DE MEDIA TENSIÓN

6.4.1 NORMATIVA APLICABLE

El diseño de los cables de media tensión del parque eólico se hace siguiendo el Real Decreto 223/2008. Este decreto establece las condiciones técnicas y garantías de seguridad para las líneas eléctricas de alta tensión. Como los cables están bajo tierra, también se aplica la ITC-LAT 06, que se refiere a las líneas subterráneas con cables aislados.[13]

El objetivo aquí es encontrar la sección adecuada para los cables que conectan los aerogeneradores con la subestación del parque. Para hacer esto, se consideran tres cosas importantes: la intensidad máxima que se puede admitir sin problemas, la caída de tensión y la capacidad del cable para soportar el calor en caso de cortocircuito.

Primero, se verifica que el cable pueda llevar la corriente de servicio sin calentarse demasiado. Luego, se comprueba que la caída de tensión sea baja y que el cable pueda soportar la corriente en caso de un cortocircuito.

Para comprobar la capacidad del cable en caso de cortocircuito, se utiliza la norma IEC 60909-0. Esta norma explica cómo calcular las corrientes de cortocircuito en sistemas de corriente alterna. Sin embargo, como no se tienen todos los datos de la red, se supone que la corriente de cortocircuito es de 20 kA durante 1 segundo. Además, se siguen las normas UNE para cables de media tensión y la norma IEC 60502-2, que se refiere a cables de energía con aislamiento extruido hasta 30 kV.[14]

6.4.2 ELECCIÓN TENSIÓN NOMINAL DEL CABLE

La red interna del parque eólico utiliza una tensión de 30 kV. La tensión más alta que puede soportar es de 36 kV. Al elegir el cable, se considera la tensión más alta y el tipo de red. Se sigue la norma IEC 60502-2 para cables de energía.

En este caso, la red es de categoría A-B. Esto significa que, si hay un problema con la conexión a tierra, el sistema puede seguir funcionando por un tiempo antes de apagarse.

Tensión nominal de red U (kV)	Tensión más elevada Um (kV)	Categoría de red	Cable seleccionado Uo/U (kV)
30	36	A-B	18/30

Tabla 28 Elección de la tensión nominal del cable

Por tanto, se adopta un cable de media tensión de 18/30 kV, adecuado para el nivel de tensión de la red interna del parque eólico y conforme a la normativa aplicable.

6.4.3 INTENSIDAD NOMINAL POR AEROGENERADOR

La intensidad que aporta cada aerogenerador se obtiene a partir de la potencia aparente del transformador BT/MT del aerogenerador y de la tensión nominal de la red de media tensión.

Se considera una potencia aparente de referencia de: S = 6,5 MVA y una tensión nominal de media tensión de: U = 30 kV

La intensidad en el lado de media tensión se calcula mediante:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{6.500}{\sqrt{3} \cdot 30} = 125{,}1\ A$$

Por tanto, cada aerogenerador aporta aproximadamente:

$$I_{AE} = 125{,}1\ A$$

La red interna se ha configurado en dos circuitos de generación. El circuito 1 agrupa tres aerogeneradores y el circuito 2 agrupa cuatro aerogeneradores. Por tanto, las intensidades máximas por circuito son:

Circuito	Configuración	Nº aerogeneradores	Intensidad máxima (A)
Circuito 1	AE1–AE2–AE3–SET	3	375,3
Circuito 2	AE4–AE5–AE6–AE7–SET	4	500,4

Tabla 29 Configuración de los circuitos de media tensión e intensidad máxima prevista

El circuito más desfavorable es el circuito 2, ya que agrupa cuatro aerogeneradores y alcanza una intensidad máxima de 500,4 A. Este valor justifica la elección de cabinas de media

tensión de 630 A, ya que las cabinas de 400 A no serían suficientes para la configuración de dos líneas.

6.4.4 CRITERIOS DE DIMENSIONAMIENTO DE LA SECCIÓN

El dimensionamiento térmico y mecánico de los conductores de media tensión se fundamenta en la validación de tres criterios normativos críticos: la intensidad máxima admisible en régimen permanente, la resistencia térmica ante corrientes de cortocircuito y la caída de tensión máxima permitida.

El primer paso del análisis consiste en evaluar la capacidad de transporte en régimen continuo. Este parámetro asegura que los conductores operen por debajo del umbral de temperatura crítico que degradaría de forma irreversible el aislamiento seco del cable unipolar de aluminio. Las capacidades de corriente tabuladas en las normativas de referencia se calculan bajo escenarios ambientales estandarizados; sin embargo, las variables geológicas y de diseño constructivo del parque alteran la disipación de calor hacia el sustrato, obligando a corregir los valores nominales mediante la aplicación de coeficientes de penalización térmica.

Para ajustar la capacidad de conducción a las condiciones reales de la zanja, se aplican de forma simultánea los siguientes factores de corrección:

- F_t: Factor por desviación de la temperatura base del terreno.
- F_p: Factor por variación en la profundidad de enterramiento.
- F_r: Factor por resistividad térmica específica del suelo.
- F_a: Factor por agrupamiento o proximidad de ternas en un mismo prisma.

La formulación general empleada para determinar la corriente de cálculo corregida se define como:

$$I_{corregida} = \frac{I_{máx}}{F_t \cdot F_p \cdot F_r \cdot F_a}$$

Donde:

- $I_{corregida}$ es la intensidad de diseño equivalente para la selección del conductor en las tablas normativas.
- $I_{máx}$ es la carga de corriente real y efectiva que circulará por el ramal en el escenario de máxima generación.

El cálculo estructural toma como base el comportamiento del Circuito 2 por ser el ramal eléctricamente más exigente de la instalación ($I_{máx} = 500{,}4$ A). Una vez determinada y validada la sección transversal del conductor para este escenario crítico, se verificará analíticamente su idoneidad y sobredimensionamiento de seguridad en los tramos restantes de la red colectora del parque.

6.4.5 FACTORES DE CORRECCIÓN Y SELECCIÓN DE LA SECCIÓN

Antes de aplicar los factores de corrección, es necesario definir la temperatura máxima admisible del conductor, ya que este valor condiciona la capacidad de transporte del cable. Para ello se toma como referencia la ITC-LAT 06[13], correspondiente a líneas subterráneas con cables aislados, recogida en el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión.

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente θs	Cortocircuito θcc (t ≤ 5 s)
Policloruro de vinilo (PVC)* S ≤ 300 mm² S > 300 mm²	 70 70	 160 140
Polietileno reticulado(XLPE)	90	250
Etileno – Propileno (EPR)	90	250
Etileno - Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para Uo/U ≤ 18/30 kV 90 para Uo/U > 18/30 kV	250

* Solo para instalaciones de tensión asignada hasta 6 kV.

Tabla 30 Temperaturas máximas de servicio permanente y cortocircuito de conductores

De acuerdo con la tabla, para conductores con aislamiento HEPR la temperatura máxima admisible es de 90 ºC en servicio permanente y de 250 ºC en condiciones de cortocircuito. Estos valores establecen los límites térmicos que no deben superarse durante la operación normal del cable ni ante una falta de corta duración.

Durante el funcionamiento del parque, la corriente que circula por el conductor genera calor por efecto Joule. La capacidad del cable para disipar este calor depende de las condiciones de instalación, como la temperatura del terreno, la profundidad de enterramiento, la resistividad térmica del suelo y el posible agrupamiento de ternas en una misma zanja.

Por este motivo, la intensidad admisible obtenida en catálogo o en tablas normalizadas debe corregirse mediante una serie de factores que permiten adaptar el cálculo a las condiciones reales de instalación del parque. A continuación, se analizan los factores considerados para el dimensionamiento de la red interna de media tensión.

Factor de corrección por temperatura del terreno

El primer factor considerado es el factor de corrección por temperatura del terreno. La capacidad de transporte de corriente de un cable depende de la capacidad del terreno para evacuar el calor generado por efecto Joule. Si la temperatura del terreno es inferior a la temperatura de referencia, el cable disipa mejor el calor y puede transportar una corriente algo mayor. Por el contrario, si la temperatura del terreno es superior, la intensidad admisible disminuye.

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

Tabla 31 Factor de corrección (F) para temperatura del terreno distinta 25ºC

En este proyecto se considera una temperatura del terreno de 15 ºC. Según la tabla de factores de corrección para cables directamente enterrados, para aislamiento con temperatura máxima de servicio de 90 ºC y terreno a 15 ºC se obtiene:

Temperatura máxima de servicio del conductor	**Temperatura del terreno adoptada**	**Factor seleccionado**
90 ºC	15 ºC	1,07

Tabla 32 Factor de corrección por temperatura del terreno adoptado en el proyecto

Se adopta este valor porque el terreno del emplazamiento presenta temperaturas moderadas y el valor de 15 ºC es representativo de las condiciones consideradas para el cálculo.

Factor de corrección por profundidad de enterramiento

El segundo factor considerado es el factor de corrección por profundidad de enterramiento. La profundidad de instalación influye directamente en la capacidad de disipación térmica del cable hacia el terreno circundante. A medida que aumenta la profundidad, la evacuación del calor generado por efecto Joule se dificulta, lo que puede reducir la intensidad máxima admisible del conductor.

En el presente proyecto, la zanja tipo prevista para la red interna de media tensión presenta una profundidad total aproximada de 1,0 m. No obstante, la profundidad efectiva considerada para el cable de media tensión es de 0,8 m, correspondiente a la posición del tubo por el que discurre el conductor dentro de la zanja.

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm²	>185 mm²	≤185 mm²	>185 mm²
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 33 Factores de corrección para profundidades de la instalación distinta de 1m

De acuerdo con la tabla de factores de corrección aplicable a cables directamente enterrado y para secciones superiores a 185 mm², el factor correspondiente a una profundidad de 0,8 m es 1,03.

Profundidad efectiva del cable	**Tipo de instalación**	**Sección del cable**	**Factor seleccionado**
0,8 m	Cable directamente enterrado	>185 mm²	1,03

Tabla 34 Factor de corrección por profundidad de enterramiento adoptado para el proyecto

Se adopta este valor porque, aunque la zanja tenga una profundidad total de 1,0 m, el cable de media tensión se sitúa aproximadamente a 0,8 m de profundidad. Esta disposición permite mantener una instalación suficientemente protegida desde el punto de vista mecánico, sin penalizar térmicamente la capacidad de transporte del cable.

Factor de corrección por resistividad térmica del terreno

El tercer factor considerado es el factor de corrección por resistividad térmica del terreno. La resistividad térmica mide la dificultad del terreno para evacuar el calor generado por el cable. Un terreno seco y poco conductor térmicamente penaliza la intensidad admisible, mientras que un terreno húmedo favorece la disipación.

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 35 Resistividad térmica del terreno

En el caso del emplazamiento, el terreno se caracteriza como agrícola de secano, con relleno de arena fina de río en la zanja. Se adopta una resistividad térmica de:

$$\rho = 1{,}5\ K \cdot m/W$$

Este valor coincide con la condición de referencia de las tablas de intensidades admisibles, por lo que no introduce penalización adicional:

Tipo de instalación	Sección del conductor mm²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Tabla 36 Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5Km/W

Tipo de terreno considerado	Resistividad adoptada	Factor seleccionado
Terreno agrícola seco / arena fina de río	1,5 K·m/W	1,00

Tabla 37 Factor de corrección por resistividad térmica del terreno adaptado para el proyecto

Se adopta este valor porque el entorno de Borchicayada corresponde a una zona agrícola de secano, por lo que resulta razonable considerar una resistividad térmica intermedia de 1,5 K·m/W.

Factor de corrección por agrupamiento de ternas

El cuarto factor considerado es el factor de corrección por agrupamiento. Cuando varias ternas trifásicas discurren próximas en una misma zanja, el calor generado por cada una afecta a las demás, reduciendo la capacidad de disipación térmica del terreno. En estos casos debe aplicarse un factor de corrección inferior a la unidad.

En la mayor parte del trazado del parque se dispone una única terna por zanja, por lo que no existe agrupamiento térmico entre circuitos y no se aplica penalización por este concepto. Sin embargo, en el tramo de entrada a la subestación confluyen los dos circuitos de generación del parque, por lo que se considera una zanja tipo Z-2A con dos ternas.

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

Tabla 38 Factor de corrección por distancia entre ternas o cables tripolares

De acuerdo con la tabla de factores de corrección por agrupamiento, para dos ternas y una separación entre ternas de 0,4 m, se adopta un factor de corrección de 0,86. Este valor se aplica en la comprobación térmica del tramo de entrada a la subestación, al ser el caso más desfavorable desde el punto de vista del agrupamiento.

Disposición considerada	**Número de ternas**	**Tipo de instalación**	**Separación entre ternas**	**Factor seleccionado**
Tramos generales del parque	1	Una terna por zanja	Sin agrupamiento	1,00
Entrada a subestación	2	Zanja tipo Z-2A,	0,4 m	0,86

Tabla 39 Factor de corrección por distancia entre ternas o cables tripolares adoptado para el proyecto

Factor total de corrección

Una vez definidos todos los factores, el factor total de corrección resulta:

Disposición considerada	**Separación agrupamiento**	**Factor seleccionado**
Temperatura del terreno	15 ºC	1,07
Profundidad de enterramiento (según zanja)	0,8	1.03
Resistividad térmica	1,5 K·m/W	1,00
Agrupamiento de ternas	Agrupado	0,86
Factor total	—	0,95

Tabla 40. Resumen de factores de corrección

Selección de la sección por intensidad admisible

Una vez aplicados los factores de corrección, se obtiene la intensidad corregida que debe soportar el cable en las condiciones reales de instalación. En este caso, la selección de la sección se realiza de forma independiente para cada circuito de generación, ya que ambos transportan intensidades diferentes.

La intensidad corregida se calcula mediante la siguiente expresión:

$$I_{corregida} = \frac{I_{circuito}}{F_{total\ de\ correccion}}$$

Para el circuito 1, formado por tres aerogeneradores, la intensidad máxima prevista es de 375,3 A. Considerando un factor total de corrección de 0,95, se obtiene:

$$I_{corregidaC1} = \frac{375{,}3}{0{,}95} = 395.1\ A$$

Para el circuito 2, formado por cuatro aerogeneradores, la intensidad máxima prevista es de 500,4 A. Aplicando el mismo factor total de corrección, resulta:

$$I_{corregidaC2} = \frac{500,4}{0,95} = 526,7\ A$$

Estos valores representan la intensidad mínima que debe admitir el cable en servicio permanente para cada circuito. En primer lugar, se consulta la tabla de intensidades máximas admisibles para cables unipolares de media tensión hasta 18/30 kV directamente enterrados.

Sección (mm²)	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 41 Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y corriente alterna para cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados

Cómo puede observarse en la tabla, para el circuito 1 la intensidad corregida es de 395,1 A. La sección de 400 mm² presenta una intensidad admisible superior a este valor, por lo que resulta suficiente para el circuito formado por los aerogeneradores AE1, AE2 y AE3.

En el circuito 2, la intensidad corregida asciende a 526,7 A. En este caso, la sección de 400 mm² no resulta suficiente, por lo que se adopta la sección inmediatamente superior de 500 mm². Según el catálogo técnico consultado, esta sección presenta una intensidad admisible de 540 A en instalación directamente enterrada, valor superior a la intensidad corregida requerida para el circuito más cargado.

Estos valores representan la intensidad mínima que debe admitir el cable en servicio permanente para cada circuito. Para la selección se consulta el catálogo técnico de cables de

baja y media tensión de Prysmian / General Cable, en concreto el modelo VULPREN® Class HEPRZ1 AL 18/30 (36) kV.

18/30 (36) kV

Sección conductor Al / pantalla Cu (mm²)	Diámetro sobre aislamiento (mm) (1)	Diámetro exterior (mm) (1)	Peso aprox. (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad máxima admisible al aire (40 °C) (A) (2)	Intensidad máxima admisible directamente enterrado (A) (2)	Intensidad máxima admisible bajo tubo enterrado (A) (2)	Resistencia máxima en corriente continua a 20 °C (Ω /km)	Resistencia máxima en corriente alterna a 105 °C (Ω /km)	Reactancia a 50 Hz (Ω /km)	Capacidad (μ F/km)	Emisiones de CO_2 t/km (3)
1X50/16 *	25,0	33,0	1205	495	180	145	135	0,641	0,847	0,155	0,147	-
1X95/16	25,6	35,8	1344	537	275	215	200	0,320	0,430	0,128	0,202	5,771
1X150/25 *	27,2	37,4	1517	561	360	275	255	0,206	0,277	0,120	0,247	6,690
1X240/25 *	31,4	41,1	1882	617	495	365	345	0,125	0,168	0,110	0,299	8,077
1X400/25 *	36,4	46,5	2477	698	660	470	450	0,0778	0,105	0,103	0,360	11,041
1X500/25	40,0	50,1	2913	752	775	540	515	0,0605	0,089	0,099	0,400	13,689
1X630/25 *	44,7	54,1	3525	812	905	615	590	0,0469	0,066	0,096	0,446	-

Tabla 42 Características eléctricas del cable VULPREN® Class HEPRZ1 AL 18/30 (36) kV según catálogo Prysmian / General Cable [12]

El cable considerado es un cable unipolar de media tensión con conductor de aluminio, aislamiento de etileno-propileno de alto módulo, pantalla metálica de cobre y cubierta exterior de poliolefina. Esta solución es adecuada para redes subterráneas de media tensión y puede instalarse directamente enterrada, condición adoptada para la comprobación de intensidad admisible en este proyecto.

Para el circuito 1, la intensidad corregida es de 395,1 A. Según el catálogo técnico, la sección de 400 mm² presenta una intensidad admisible de 470 A en instalación directamente enterrada, por lo que resulta suficiente para el circuito formado por los aerogeneradores AE1, AE2 y AE3.

Para el circuito 2, la intensidad corregida asciende a 526,7 A. En este caso, la sección de 400 mm² no resulta suficiente, ya que su intensidad admisible es inferior a la requerida para el circuito más cargado. Por este motivo, se adopta la sección inmediatamente superior, correspondiente a 500 mm². Según el catálogo técnico, esta sección presenta una intensidad admisible de 540 A en instalación directamente enterrada, valor superior a los 526,7 A requeridos.

La elección de conductor de aluminio se considera adecuada para la red interna del parque eólico, ya que este material se emplea habitualmente en redes subterráneas de media tensión por su menor coste y peso frente al cobre. Aunque el cobre permitiría reducir la sección, el aluminio ofrece una solución equilibrada desde el punto de vista técnico y económico, siempre que se adopte una sección suficiente.

Circuito	Intensidad máxima (A)	Factor total	Intensidad corregida (A)	Sección adoptada
Circuito 1	375,3	0,95	395,1	400 mm²
Circuito 2	500,4	0,95	526,7	500 mm²

Tabla 43 Selección final de sección del cable de media tensión

Por tanto, se adoptan las siguientes secciones para la red interna de media tensión::

Circuito 1: VULPREN® Class HEPRZ1 AL 18/30 (36) kV Al 3 × (1 × 400 mm²)

Circuito 2: VULPREN® Class HEPRZ1 AL 18/30 (36) kV Al 3 × (1 × 500 mm²)

La adopción de secciones diferenciadas por circuito permite ajustar el dimensionamiento a la intensidad real transportada en cada línea de generación. De esta forma, el circuito 1 se dimensiona con una sección menor, al agrupar únicamente tres aerogeneradores, mientras que el circuito 2 requiere una sección superior al concentrar cuatro aerogeneradores y constituir el caso más desfavorable de la red interna.

6.4.6 COMPROBACIÓN DE CAÍDA DE TENSIÓN

Una vez seleccionadas las secciones por intensidad admisible, se comprueba la caída de tensión en los dos circuitos de generación. Esta verificación se realiza tramo a tramo, teniendo en cuenta la longitud real de cada tramo de zanja, la intensidad que circula por él y la sección de cable adoptada en cada circuito.

Para ello se emplea la siguiente expresión:

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

donde: ΔU: caída de tensión en V, L: longitud del tramo en m, I: intensidad del tramo en A, $cos\varphi$: factor de potencia, S: sección del conductor en mm², γ: conductividad del aluminio. $cos\varphi = 0{,}8$

Para el aluminio se considera: $\gamma = \frac{27{,}3\ m}{\Omega \cdot mm^2}$

En el circuito 1 se considera una sección de 400 mm², mientras que en el circuito 2 se considera una sección de 500 mm². Aunque el tramo Punto medio–SET discurre por una zanja común con dos ternas, la caída de tensión se calcula de forma independiente para cada circuito, ya que cada uno mantiene su propia sección e intensidad.

Circuito	Tramo	Longitud (m)	Intensidad (A)	Sección (mm²)	ΔU (V)
1	AE1 – AE2	627	125,1	400	9,95
1	AE2 – AE3	681	250,2	400	21,62
1	AE3–Punto medio	1.000	375,3	400	47,62
1	Punto medio– SET	875	375,3	400	41,67
Total	—	—	—	—	**120,86**
2	AE4 – AE5	770	125,1	500	9,78
2	AE5 – AE6	602	250,2	500	15,29
2	AE6 – AE7	968	375,3	500	36,88
2	AE7 – Punto medio	393	500,4	500	19,96
2	Punto medio – SET	875	500,4	500	44,45
Total	—	—	—	—	**126,36**

Tabla 44 Cálculo de caída de tensión por tramos

La caída de tensión relativa se calcula respecto a la tensión nominal de la red:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{30.000} \cdot 100$$

Para el circuito 1:

$$\Delta U_1(\%) = \frac{120{,}86}{30.000} \cdot 100 = 0{,}4\%$$

Para el circuito 2:

$$\Delta U_2(\%) = \frac{126{,}26}{30.000} \cdot 100 = 0{,}42\%$$

Ambas caídas de tensión son inferiores al 1 %, por lo que las secciones seleccionadas cumplen holgadamente este criterio. El circuito 2 presenta una caída ligeramente superior debido a su mayor longitud total y a que agrupa cuatro aerogeneradores, aunque el valor obtenido sigue siendo reducido respecto a la tensión nominal de 30 kV.

6.4.7 COMPROBACIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITO

Además de la intensidad admisible y la caída de tensión, es necesario comprobar que la sección seleccionada soporta térmicamente una corriente de cortocircuito. Esta verificación permite asegurar que el conductor resiste el fallo durante el tiempo necesario hasta la actuación de las protecciones.

La norma IEC 60909-0[15] establece el procedimiento general para el cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. En este proyecto no se dispone de todos los datos del punto de conexión para realizar un cálculo detallado según dicha norma. Por ello, se adopta como hipótesis de diseño una corriente de cortocircuito de 20 kA durante 1 s, valor habitual en redes de media tensión.

La corriente de cortocircuito de 20 kA se adopta como hipótesis de diseño para la red interna de media tensión, al no disponerse en esta fase de los datos completos del punto de conexión ni de la impedancia equivalente de la red aguas arriba. Esta hipótesis permite realizar una comprobación térmica conservadora de los conductores y seleccionar una aparamenta de media tensión con poder de corte suficiente. En fase de ingeniería de detalle, este valor

deberá verificarse mediante un estudio de cortocircuito completo conforme a los datos facilitados por el gestor de red.

La comprobación térmica del conductor se realiza mediante la siguiente expresión:

$$I_{cc} \cdot \sqrt{t} \leq K \cdot S$$

Donde: I_{cc}es la corriente de cortocircuito en A, $t$es el tiempo de despeje del cortocircuito en s, K es el coeficiente del conductor, S es la sección del conductor en mm².

Para un conductor de aluminio con aislamiento HEPR se adopta: K= 93
La sección mínima necesaria se obtiene despejando la expresión anterior:

$$Smin = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K} = \frac{20000 \cdot \sqrt{1}}{93} = 215{,}1\ mm^2$$

Por tanto, se cumple la condición térmica frente a cortocircuito:

400 mm² > 215,1 mm²

500 mm² > 215,1 mm²

En consecuencia, el cable seleccionado soporta térmicamente una corriente de cortocircuito de 20 kA durante 1 s. Además, los equipos de media tensión se seleccionarán con un poder de corte superior al valor considerado, con poder de corte no inferior a 25 kA, con el fin de disponer de un margen adecuado de seguridad

6.4.8 VERIFICACIÓN FINAL

La selección final de los cables de media tensión se realiza diferenciando los dos circuitos de generación. El circuito 1 agrupa tres aerogeneradores y alcanza una intensidad máxima de servicio de 375,3 A, mientras que el circuito 2 agrupa cuatro aerogeneradores y alcanza una intensidad máxima de 500,4 A.

Tras aplicar el factor total de corrección de 0,95, las intensidades corregidas resultan 395,1 A para el circuito 1 y 526,7 A para el circuito 2. A partir del catálogo técnico del cable

VULPREN® Class HEPRZ1 AL 18/30 (36) kV, se adopta una sección de 400 mm² para el circuito 1 y una sección de 500 mm² para el circuito 2.

La caída de tensión máxima obtenida corresponde al circuito 2, con un valor aproximado de 0,38 %, inferior al límite adoptado del 1 %. Además, ambas secciones cumplen la comprobación térmica frente a una corriente de cortocircuito de 20 kA durante 1 s.

Por tanto, las secciones finalmente adoptadas para la red interna de media tensión son:

Circuito 1: VULPREN® Class HEPRZ1 AL 18/30 (36) kV Al 3 × (1 × 400 mm²)

Circuito 2: VULPREN® Class HEPRZ1 AL 18/30 (36) kV Al 3 × (1 × 500 mm²)

6.5 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

6.5.1 FUNCIÓN Y OBJETIVOS

El sistema de puesta a tierra (PAT) constituye una infraestructura de seguridad crítica dentro del esquema eléctrico del parque eólico, diseñada para cumplir de forma simultánea con tres objetivos fundamentales:

- **Salvaguarda de la integridad humana:** Minimizar el riesgo eléctrico mediante el control y la mitigación de las tensiones de paso y de contacto que puedan originarse en la superficie del suelo ante una falta o derivación franca a tierra.
- **Protección de activos e infraestructuras:** Proporcionar un camino de baja impedancia que facilite el retorno de las corrientes de defecto, asegurando la actuación rápida y selectiva de los relés de protección y blindando los equipos electrónicos sensibles (convertidores, inversores y automatismos del sistema SCADA) frente a transitorios y sobretensiones.
- **Disipación de descargas atmosféricas:** Canalizar y dispersar de manera segura en el sustrato la energía procedente de los rayos captados por los sistemas de pararrayos de las palas y la góndola de los aerogeneradores.

6.5.2 CONFIGURACIÓN DE LA RED DE TIERRAS

Para garantizar la equipotencialidad galvánica de todo el complejo, el sistema se proyecta como una red global interconectada a través de tres subsistemas principales:

- **Línea de interconexión en zanja:** Conductor de cobre desnudo dispuesto longitudinalmente en el fondo de los prismas de media tensión, encargado de enlazar eléctricamente los anillos de tierras de todos los aerogeneradores con la malla general de la subestación.

- **Electrodos de puesta a tierra del aerogenerador:** Anillo perimetral de cobre desnudo enterrado que circunda la cimentación de cada turbina. Este anillo se conecta directamente a la brida metálica de la base de la torre y a la armadura de acero estructural del hormigón, aprovechando la propia cimentación como electrodo de tierra de cimiento.

- **Malla de tierra de la subestación:** Cuadrícula de conductores enterrados en forma de retícula mallada en el recinto de la subestación (SET), dimensionada específicamente para disipar las elevadas corrientes de defecto del nudo de alta tensión.

La instalación del conductor general de interconexión se realiza en la cota inferior de la zanja, a una profundidad constante de entre 1,00 y 1,25 m. Esta ubicación asegura un grado de humedad del terreno más estable, reduciendo la resistencia de contacto del electrodo.

6.5.3 DIMENSIONAMIENTO DEL CONDUCTOR DE TIERRA

Dado el alcance constructivo de este documento, los parámetros definitivos de resistencia de difusión y el mapa de tensiones superficiales reales se postergan a la fase ejecutiva, al requerir campañas analíticas previas de medición de la resistividad aparente del terreno mediante el método de Wenner en cada posición. Por consiguiente, el dimensionamiento se establece mediante criterios basados en la norma IEEE-80[16] y las recomendaciones de la dirección del proyecto:

- Sección adoptada: Se selecciona un conductor de cobre desnudo de 95 mm².
- Justificación: Esta sección es suficiente para soportar el calor generado por una corriente de cortocircuito de 20 kA durante 1 s sin que el cable se dañe, siguiendo la fórmula de Onderdonk de la norma IEEE-80. Además, los 95 mm² aseguran que el cable sea resistente a la rotura mecánica y a la corrosión en los suelos agrícolas de Soria.
- Resistencia de tierra: Como criterio preliminar de diseño, se fija una resistencia global objetivo inferior a 5 Ω, valor que deberá verificarse mediante mediciones de resistividad del terreno y cálculo específico de la red de tierras conforme a la ITC-RAT 13[17] y a los criterios de seguridad frente a tensiones de paso y contacto. Todas las uniones bajo tierra se harán mediante soldadura aluminotérmica para que la conexión sea permanente y no se degrade.

6.6 SISTEMA DE COMUNICACIONES

6.6.1 FUNCIÓN DEL SISTEMA SCADA

El parque eólico contará con un sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) para supervisar, controlar y monitorizar en tiempo real tanto los aerogeneradores como las principales instalaciones eléctricas. Desde el edificio de control, esta plataforma permite visualizar el estado de cada turbina, registrar las variables de operación, gestionar las alarmas del sistema y ejecutar maniobras de mando. Además, el SCADA se encargará de regular la potencia generada y coordinar el funcionamiento conjunto de los equipos, asegurando una operación segura y eficiente de toda la instalación.

6.6.2 RED DE FIBRA ÓPTICA

La comunicación entre los aerogeneradores, la subestación eléctrica y el sistema SCADA se resolverá mediante una red de fibra óptica. Los cables se desplegarán aprovechando las mismas zanjas de la red eléctrica interna de media tensión, aunque se canalizarán por conductos independientes para facilitar los trabajos de operación y mantenimiento.

Como la distancia entre la subestación y los aerogeneradores más lejanos supera los dos kilómetros, se ha seleccionado fibra óptica monomodo tipo G.652.D. Esta opción destaca por su baja atenuación de señal y su alta capacidad de transmisión, lo que la hace idónea para la estructura distribuida del parque. De este modo, la red garantiza el envío continuo de los datos de control, protección, medida y supervisión necesarios para el correcto funcionamiento del SCADA.

Las especificaciones clave de esta infraestructura de comunicaciones se detallan a continuación en la Tabla 45.

Parámetro	**Valor**
Tipo de fibra	Monomodo G.652.D
Diámetro núcleo/revestimiento	9/125 µm
Número de fibras	8
Instalación	Enterrada en zanja
Aplicación	Sistema SCADA y comunicaciones
Conexión	Aerogeneradores – SET del parque
Canalización	Tubo independiente dentro de la zanja

Tabla 45 Características principales de la fibra óptica[18]

6.7 ESQUEMA UNIFILAR DE MEDIA TENSIÓN DEL PARQUE

El esquema unifilar de media tensión representa la configuración eléctrica adoptada para la evacuación de la energía generada por los aerogeneradores hasta la subestación transformadora del parque.

La red de media tensión opera a una tensión nominal de 30 kV y está formada por dos circuitos radiales de generación que conectan los siete aerogeneradores con el embarrado de media tensión de la subestación.

La configuración seleccionada se ha definido buscando minimizar la longitud total de cableado y el número de posiciones de línea necesarias en la subestación, manteniendo intensidades compatibles con equipos comerciales de media tensión.

6.7.1 CONFIGURACIÓN DE LAS LÍNEAS DE GENERACIÓN

La evacuación de la energía se organiza a través de dos circuitos independientes. El primero agrupa los aerogeneradores AE1, AE2 y AE3, mientras que el segundo conecta los equipos AE4, AE5, AE6 y AE7. Las magnitudes principales de ambos trazados se resumen en la siguiente Tabla 46:

Circuito	Aerogeneradores conectados	Longitud total (m)	Intensidad máxima (A)
Circuito 1	AE1 – AE2 – AE3 – SET	3.183	375,3
Circuito 2	AE4 – AE5 – AE6 – AE7 – SET	3.608	500,4

Tabla 46. Configuración de las líneas de generación

La corriente máxima de cada circuito se registra en el tramo inmediatamente anterior a la subestación, donde se acumula la potencia de todos los aerogeneradores situados aguas arriba. El escenario más exigente se produce en el circuito 2, con una intensidad de 500,4 A. Por ello, las posiciones de línea de la subestación utilizarán cabinas con una corriente nominal normalizada de 630 A, garantizando un margen de seguridad adecuado. Esta distribución radial reduce el volumen de cable frente a configuraciones con más ramales y simplifica el despliegue de la red interna.

6.7.2 CONEXIÓN A BARRAS DE SUBESTACIÓN

Las posiciones de línea en la subestación se equiparán con celdas de 30 kV y 630 A de intensidad nominal. Cada una de estas posiciones contará con interruptor automático, seccionador y transformadores de medida para las funciones de protección y control. Este equipamiento permite operar y aislar cada circuito de forma independiente ante cualquier maniobra o anomalía.

Finalmente, la energía acumulada en el embarrado de media tensión se transfiere al transformador principal de la subestación. Este equipo eleva la tensión para su posterior evacuación mediante la línea aérea de alta tensión hasta el punto de conexión con la red general, completando el proceso reflejado en el esquema unifilar del proyecto.

6.8 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA MT/AT

6.8.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

La subestación eléctrica MT/AT conecta la red colectora de media tensión del parque eólico con la red de distribución general. Su función principal es agrupar la energía producida por los aerogeneradores a 30 kV y elevar su tensión hasta 132 kV para permitir su transporte mediante la línea de evacuación hasta la subestación de Almazán.

Dado que la potencia instalada del parque es de 46,2 MW (correspondiente a siete aerogeneradores Siemens Gamesa SG 6.6-170), se ha seleccionado un transformador principal de 55 MVA con una relación de transformación de 30/132 kV. Esta capacidad ofrece un margen óptimo de operación frente a la potencia nominal del parque. Si se considera un factor de potencia de referencia de 0,95, la potencia aparente máxima estimada se sitúa en 48,6 MVA, por lo que el transformador de 55 MVA garantiza que el equipo trabaje holgadamente durante el funcionamiento normal de la instalación.

La infraestructura se divide en una zona de media tensión en el interior del edificio, encargada de recibir las líneas de generación de 30 kV, y una zona de alta tensión a la intemperie, donde se ubican la posición de 132 kV y la salida de la línea de evacuación. Ambas secciones se vinculan eléctricamente a través del transformador de potencia

6.8.2 SISTEMA DE MEDIA TENSIÓN

El sistema de media tensión opera a 30 kV y recibe la energía de los dos circuitos radiales del parque para canalizarla hacia el transformador principal.

A la subestación llegan dos ternas independientes de media tensión. Cada circuito cuenta con su propia posición de entrada, maniobra y protección, lo que permite conectar, desconectar o aislar cualquier ramal de forma individual sin interrumpir el funcionamiento general del parque.

Los equipos de esta sección están constituidos por celdas blindadas de 30 kV configuradas para la recepción de las líneas de generación, la protección del transformador, la medición de parámetros eléctricos y el suministro a los servicios auxiliares. Todas las celdas se conectan a un embarrado común de 30 kV que centraliza la energía de los aerogeneradores antes de su transformación.

6.8.3 TRANSFORMADOR PRINCIPAL

El Este equipo trifásico eleva la tensión de la red interna de 30 kV a 132 kV para posibilitar la evacuación de la energía hacia Almazán. Se instalará en el parque de intemperie sobre una cimentación de hormigón que incluye un cubeto de retención de aceite, diseñado para confinar el fluido dieléctrico en caso de fuga accidental.

Parámetro	Valor adoptado
Tipo	Transformador trifásico de potencia
Potencia nominal	55 MVA
Relación de transformación	30/132 kV
Frecuencia	50 Hz
Instalación	Intemperie
Conexión lado MT	Embarrado de 30 kV
Conexión lado AT	Posición de 132 kV / línea de evacuación

Tabla 47 Características principales del transformador de potencia de la subestación

6.8.4 SISTEMA DE ALTA TENSIÓN

El módulo de alta tensión comprende la posición de 132 kV asociada al transformador principal y la salida hacia la línea aérea de evacuación. Para esta área se han proyectado

equipos con una tensión asignada de 145 kV, un valor normalizado estándar para redes de 132 kV. Los modelos indicados a continuación sirven como referencia técnica y pueden sustituirse por equivalentes homologados.

Interruptor automático

Este dispositivo realiza la apertura y el cierre del circuito de alta tensión tanto en maniobras ordinarias como ante fallos detectados por las protecciones. Se toma como referencia el modelo Hitachi Energy LTB D[19], adecuado para aplicaciones de alta tensión hasta 170 kV.

Las características principales adoptadas para este equipo son:

Característica	Valor adoptado
Modelo de referencia	Hitachi Energy LTB D
Tensión asignada	Hasta 170 kV
Corriente nominal	Hasta 3.150 A
Poder de corte de cortocircuito	Hasta 40 kA
Frecuencia	50/60 Hz
Instalación	Intemperie
Medio de aislamiento	SF_6
Norma de referencia	IEC 62271-100

Tabla 48 Características principales del interruptor automático Hitachi Energy LTB D[19]

Este interruptor resulta adecuado para la posición de evacuación del parque, ya que sus valores nominales son superiores a los requeridos por la instalación. Aunque la corriente de servicio en el lado de 132 kV es reducida respecto a la capacidad del equipo, se adopta este valor por tratarse de una gama normalizada de alta tensión.

Seccionador

Su función es establecer un corte visible y un aislamiento eléctrico seguro en la instalación durante tareas de mantenimiento o maniobras. Al no tener capacidad de interrupción de

faltas, se opera siempre sin carga una vez abierto el interruptor automático. Se adopta como referencia el modelo de doble apertura horizontal Hitachi Energy GW56[20].

Característica	Valor adoptado
Modelo de referencia	Hitachi Energy GW56
Tipo	Seccionador de doble apertura horizontal
Tensión asignada	145 kV
Corriente nominal	Hasta 3.150 A
Corriente admisible de corta duración	40 kA durante 3 s
Frecuencia	50/60 Hz
Instalación	Intemperie
Función	Aislamiento visible y maniobra sin carga

Tabla 49 Características principales del seccionador Hitachi Energy GW56[20]

Este equipo permite aislar la posición de alta tensión y facilitar las operaciones de mantenimiento en condiciones seguras. Además, podrá incorporar seccionador de puesta a tierra cuando sea necesario para descargar y poner a tierra la parte de la instalación aislada.

Transformador de intensidad

Este componente reduce las corrientes elevadas del circuito de alta tensión a valores normalizados y proporcionales para los relés de protección, control y los contadores de medida. Se toma como referencia el modelo para intemperie PFIFFNER JOF[21].

Característica	Valor adoptado
Modelo de referencia	PFIFFNER JOF
Tipo	Transformador de intensidad
Rango de tensión del equipo	24–550 kV
Tensión asignada adoptada	145 kV
Corriente secundaria	1 A / 5 A
Corriente primaria admisible	Hasta 5.000 A
Corriente térmica de corta duración	Hasta 80 kA durante 1 s
Instalación	Intemperie
Aislamiento	Aceite-papel
Aplicación	Protección, medida y control

Tabla 50 Características principales del transformador de intensidad PFIFFNER JOF [21]

Su función será proporcionar señales de corriente a los relés de protección, equipos de medida y sistema de control de la subestación. De esta forma, permitirá detectar sobreintensidades, defectos a tierra y otras condiciones anómalas de funcionamiento.

Transformador de tensión

Este equipo transforma las magnitudes de tensión del sistema de 132 kV a niveles reducidos compatibles con los sistemas de control y protección. Se adopta como referencia el transformador inductivo PFIFFNER EOF[22], adecuado para instalación exterior y para niveles de tensión de hasta 245 kV.

Característica	Valor adoptado
Modelo de referencia	PFIFFNER EOF
Tipo	Transformador inductivo de tensión
Rango de tensión del equipo	24–245 kV
Tensión asignada adoptada	145 kV
Frecuencia	50/60 Hz
Clase de precisión	0,1–3; 3P; 6P
Instalación	Intemperie
Aislamiento	Aceite-papel
Aplicación	Protección, medida y control

Tabla 51Características principales del transformador de tensión PFIFFNER EOF[22]

Este equipo permitirá obtener señales de tensión representativas del sistema de alta tensión. Estas señales se emplearán para la medida de energía, la supervisión de la red, la actuación de protecciones y el control de la posición de evacuación.

Autoválvulas

La posición de alta tensión contará con autoválvulas o descargadores de sobretensión para proteger el transformador principal y la aparamenta frente a sobretensiones transitorias. Estas sobretensiones pueden estar originadas por descargas atmosféricas, maniobras en la red o fenómenos transitorios asociados a la línea de evacuación.Como modelo de referencia se adopta la autoválvula Hitachi Energy PEXLIM R108-YV145.

Característica	Valor adoptado
Modelo de referencia	Hitachi Energy PEXLIM R108-YV145
Tipo	Descargador de sobretensión
Tensión máxima del sistema	145 kV
Tensión asignada	108 kV
Corriente nominal de descarga	10 kA
Aplicación	Protección de transformador y aparamenta
Tipo de sobretensiones	Atmosféricas y de maniobra

Tabla 52 Características principales de la autoválvula Hitachi Energy PEXLIM R108-YV145[23]

La instalación de estas autoválvulas permitirá limitar las sobretensiones que puedan aparecer en la posición de 132 kV, protegiendo especialmente el transformador principal y los equipos de medida y maniobra.

Embarrado de alta tensión

El conjunto de barras conductoras a la intemperie asegura la interconexión eléctrica entre los bornes de alta tensión del transformador, los equipos de medida, la aparamenta de maniobra y la salida física hacia la línea aérea. Su dimensionamiento mecánico y eléctrico garantiza las distancias dieléctricas de seguridad y la capacidad de transporte requeridas para 132 kV.

6.8.5 SISTEMA DE PROTECCIONES

La subestación dispone de un sistema de protecciones automatizado para detectar anomalías e interrumpir fallas eléctricas de manera selectiva. Las líneas de media tensión cuentan con protecciones frente a sobreintensidades y defectos a tierra, mientras que el transformador de potencia dispone de relés específicos para sobrecargas y defectos internos.

Al recibir las señales analógicas de los transformadores de medida (intensidad y tensión), los relés evalúan los parámetros de la red. Si detectan una condición de fallo, ordenan la apertura inmediata del interruptor automático correspondiente, aislando el sector afectado para evitar que el defecto se extienda al resto del parque o a la red externa.

6.8.6 SERVICIOS AUXILIARES Y CONTROL

Los servicios auxiliares proporcionan alimentación eléctrica en corriente continua y alterna a los sistemas de protección, control, comunicaciones, motorización de aparamenta, alumbrado y sistemas de emergencia. De este modo se asegura el funcionamiento crítico de la planta incluso ante una pérdida general de tensión.

La gestión e integración de todas estas variables se realiza a través del sistema SCADA central. Desde el edificio de control, esta plataforma monitoriza en tiempo real las lecturas eléctricas, el estado de los interruptores y seccionadores, las alarmas y el comportamiento del transformador, optimizando las actividades de operación y mantenimiento del parque eólico.

6.9 LÍNEA ELÉCTRICA AÉREA DE ALTA TENSIÓN

6.9.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

La evacuación de la energía del parque eólico se realizará mediante una línea eléctrica aérea de alta tensión que conectará la subestación elevadora de la planta con la subestación de Almazán.

El flujo energético comienza en la red colectora interna de 30 kV, desde donde se eleva a 132 kV a través del transformador principal de la subestación. A partir de este punto, la línea aérea transporta la corriente a dicha tensión hasta la subestación de Almazán, instalación donde se integrará en la red de transporte o distribución de la zona. El despliegue aéreo representa la solución estándar para este tipo de proyectos debido a su alta fiabilidad, la simplicidad en las tareas de mantenimiento y su viabilidad económica frente a las alternativas subterráneas en distancias equivalentes.

6.9.2 ELEMENTOS PRINCIPALES

Conductores

Se utilizarán cables de aluminio con alma de acero (ACSR). Este tipo de conductor es el más común en alta tensión ya que combina una excelente capacidad de conducción eléctrica (aportada por las capas externas de aluminio) con una elevada resistencia estructural frente a esfuerzos de tracción mecánico (proporcionada por el núcleo central de acero).

Apoyos

Los conductores se suspenderán sobre torres metálicas de celosía. Estas estructuras están calculadas para soportar los esfuerzos mecánicos derivados del peso propio de los cables, las acciones del viento y las sobrecargas por hielo o condiciones climáticas severas de la zona.

Aisladores

Se dispondrán cadenas de aisladores con el objetivo de aislar eléctricamente los conductores bajo tensión de la estructura metálica de los apoyos, salvaguardando la seguridad operativa y la continuidad del suministro.

6.9.3 CRITERIOS DE DISEÑO

El dimensionamiento de la línea aérea asegura el transporte seguro de la potencia máxima del parque, cumpliendo estrictamente con los requisitos del Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión[13]. Asimismo, para garantizar la perfecta integración y coordinación del tendido con los sistemas de maniobra y embarrados de la planta, se han tenido en cuenta las exigencias del Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.[17] Con base en este marco normativo, los cálculos eléctricos, mecánicos y de aislamiento se han desarrollado considerando la tensión nominal de 132 kV, la capacidad térmica límite de los conductores y las sobrecargas derivadas de los factores ambientales específicos del emplazamiento.

6.10 ALTERNATIVAS DE INTERCONEXIÓN DEL PARQUE

La integración de una instalación de generación en la red eléctrica suele plantearse mediante dos soluciones principales: la conexión directa a una subestación receptora cercana a través de una línea dedicada, o la interceptación de una línea de transporte existente mediante una subestación de entrada-salida.

En este proyecto se opta por la conexión directa desde la subestación del parque hasta la subestación de Almazán mediante la línea aérea de 132 kV descrita. Esta alternativa

simplifica sensiblemente la operación, reduce la complejidad constructiva y aporta una mayor fiabilidad que los esquemas de entrada-salida.

De este modo, se consolida una topología de evacuación clara y directa: red de captación interna a 30 kV, transformación elevadora a 30/132 kV y transporte dedicado en alta tensión. La configuración definitiva se ratificará en las fases posteriores del proyecto mediante la obtención de los correspondientes permisos de acceso y conexión, el desarrollo de la ingeniería de detalle de la línea y la coordinación con el operador de la red.

Capítulo 7. ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA

7.1 DATOS DE PARTIDA E HIPÓTESIS DE CÁLCULO

El objeto de este capítulo es evaluar la viabilidad económica del parque eólico Borchicayada. Para ello, se analiza el volumen de inversión inicial requerido, los costes operativos de explotación y la previsión de ingresos derivados de la venta de energía eléctrica a la red. Todo este escenario se integra en un modelo financiero de flujos de caja proyectados a lo largo de la vida útil de la planta, lo que permite calcular los indicadores financieros esenciales en la valoración de proyectos energéticos.

Las especificaciones técnicas base del parque eólico que estructuran este estudio se detallan en la siguiente tabla:

NOMBRE PROYECTO	P.E BORCHICAYADA
Nº aerogeneradores	7
Potencia aerog. (MW)	6,6
Potencia total (MW)	46,20
Energía neta entregada a red (MWh/año)	133.460,00
Horas equivalentes/año (h)	2.889,00
Factor de capacidad (%)	32,98

Tabla 53 Características principales del proyecto

La energía neta inyectada a la red es la variable más crítica del modelo, ya que determina el potencial de facturación y condiciona la evolución del flujo de caja. Con el fin de proyectar estos flujos y obtener magnitudes como el VAN, la TIR, el WACC y el periodo de recuperación (*Payback*), se han adoptado las siguientes hipótesis económicas y financieras:

Parámetro	Valor
Vida útil del proyecto	25 años
Periodo de amortización	20 años
Tipo impositivo	25 %
Coste de la deuda (Kd)	5 %
Rentabilidad exigida por el accionista (Ke)	8 %
Fondos propios (Equity)	20 %
Deuda bancaria	80 %
Crecimiento anual ingresos	1,5 %
Crecimiento anual OPEX	1,5 %

Tabla 54 Hipótesis económicas y financieras utilizadas en el análisis

7.2 INVERSIÓN INICIAL

El capital necesario para la construcción y puesta en marcha de la instalación se estructura en tres bloques principales: CAPEX, DEVEX e interconexión. El CAPEX, o inversión principal del parque, agrupa los activos físicos necesarios para la ejecución de la instalación, incluyendo los aerogeneradores, la obra civil y la infraestructura eléctrica interna. El DEVEX recoge los costes asociados al desarrollo, la ingeniería, la dirección facultativa, la tramitación administrativa y otras gestiones previas a la construcción. Por último, el bloque de interconexión contempla la línea aérea de evacuación necesaria para enlazar el parque con la red general.

A partir de las mediciones y valoraciones detalladas en los capítulos previos, el desglose de la inversión inicial se establece de la siguiente manera:

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN	
Descripción	**Importe**
Aerogeneradores	39.270.000,00 €
Obra civil	1.788.990,78 €
Infraestructura eléctrica	2.613.373,17 €
CAPEX - Coste de construcción del parque	**43.672.363,95 €**
Desarrollo, ingeniería y tramitación del proyecto	1.000.000,00 €
DEVEX - Coste de desarrollo	**1.000.000,00 €**
Línea aérea de evacuación	1.625.500,00 €
Costes de Interconexión	**1.625.500,00 €**
INVERSIÓN ESTIMADA	**46.297.863,95 €**

Tabla 55. Desglose de la inversión inicial del parque eólico Borchicayada

Para el análisis económico del proyecto se ha considerado una inversión inicial total estimada de 46,30 millones de euros. Esta cifra incluye el CAPEX, asociado a la construcción principal del parque eólico, el DEVEX, correspondiente al desarrollo, ingeniería y tramitación del proyecto, y el coste de interconexión, asociado a la línea aérea de evacuación. El desglose detallado de las partidas consideradas se recoge en el Anexo II.

7.3 COSTES DE EXPLOTACIÓN

Durante la fase operativa del parque, es necesario asumir una serie de costes anuales recurrentes (OPEX) para asegurar el correcto mantenimiento de los activos. Estas partidas integran la operación técnica de los aerogeneradores, el arrendamiento de las parcelas de terreno y la conservación de la infraestructura eléctrica e instalaciones auxiliares.

La previsión del OPEX estimada para el primer año de actividad se distribuye de la siguiente forma:

Con el fin de reflejar el envejecimiento natural de los equipos y la inflación, el modelo aplica un incremento anual del 1,5% sobre los costes generales de operación y mantenimiento, además de una actualización progresiva en las cuotas de los contratos de mantenimiento de los aerogeneradores.

AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
O&M aerogeneradore	700	706	712	718	724	730	736	742	748	754	760	766	772
Terrenos	42	42,55	43,10	43,66	44,23	44,80	45,38	45,97	46,57	47,18	47,79	48,41	49,04
Resto	211,944	215,12	218,35	221,62	224,95	228,32	231,75	235,22	238,75	242,33	245,97	249,66	253,40
TOTAL	**953,94**	**963,67**	**973,45**	**983,28**	**993,18**	**1003,13**	**1013,13**	**1023,20**	**1033,32**	**1043,51**	**1053,76**	**1064,07**	**1074,45**

14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
778	784	790	796	802	808	814	820	826	832	838	844
49,68	50,32	50,98	51,64	52,31	52,99	53,68	54,38	55,09	55,80	56,53	57,26
257,20	261,06	264,98	268,95	272,99	277,08	281,24	285,46	289,74	294,09	298,50	302,97
1084,88	**1095,39**	**1105,96**	**1116,60**	**1127,30**	**1138,08**	**1148,92**	**1159,84**	**1170,83**	**1181,89**	**1193,02**	**1204,24**

Figura 55 Evolución de los costes de explotación durante la vida útil del parque eólico

7.4 ESTIMACIÓN DE INGRESOS

La facturación del parque eólico proviene íntegramente de colocar la energía generada en el mercado eléctrico mayorista. El precio de venta de referencia se ha estimado mediante el análisis de la serie histórica de precios medios anuales del mercado diario español publicados por OMIE entre los años 2007 y 2025[24]

PRECIO MEDIO ANUAL	
Año	**EUR/MWh**
2007	42,19
2008	64,43
2009	36,96
2010	37,01
2011	49,93
2012	47,23
2013	44,26
2014	42,13
2015	50,32
2016	39,67
2017	52,24
2018	57,29
2019	47,68
2020	33,96
2021	**111,993**
2022	**167,52**
2023	**87,1**
2024	63,04
2025	65,28

Tabla 56 Precio medio anual del mercado diario español durante el periodo 2007-2025 (OMIE)[24]

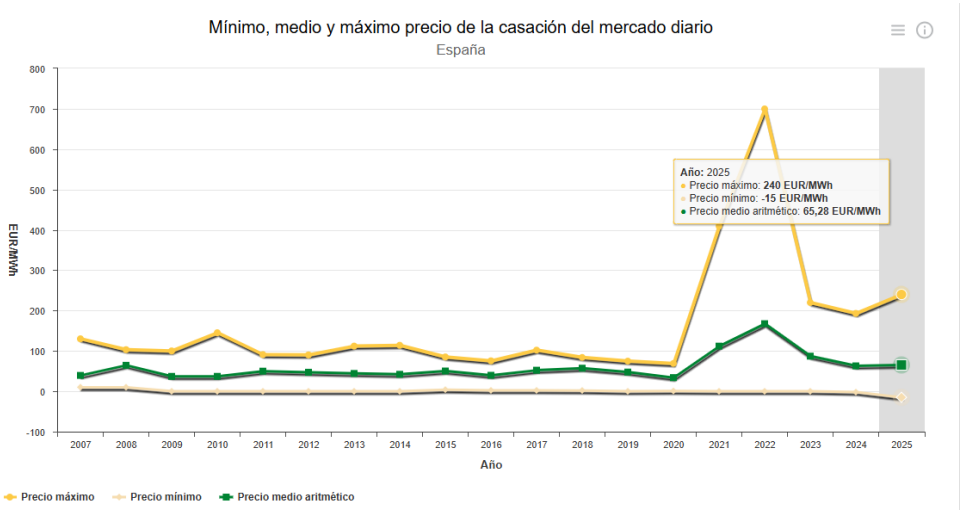


Figura 56 . Evolución del precio mínimo, medio y máximo del mercado diario español durante el periodo 2007-2025 (OMIE)[24]

Para formular una proyección representativa y prudente a largo plazo, se ha calculado la media aritmética de este periodo histórico, pero excluyendo los ejercicios 2021, 2022 y 2023 por tratarse de años con distorsiones excepcionales en los mercados energéticos. Igualmente se han dejado fuera los datos de 2024 y 2025 al estar condicionados por una fuerte inestabilidad geopolítica internacional. Tras aplicar estos criterios de depuración, se obtiene un precio base de 46,09 €/MWh para el primer año de explotación.

Los ingresos anuales se determinan multiplicando la producción neta por el precio de la energía mediante la siguiente expresión:

$$\text{Ingresos}_t = E_{\text{neta}} \cdot P_t$$

Donde:

- Ingresos_t: Ingresos de explotación estimados para el año t (€).
- E_{neta}: Energía neta anual inyectada a la red (133.460 MWh/año).
- P_t: Precio de venta de la energía fijado para el año t (€/MWh).

A partir del segundo año, el modelo financiero aplica un incremento anual constante del 1,5% sobre el precio de la energía, lo que repercute proporcionalmente en la facturación al mantenerse estable la producción física del parque. La evolución de las variables durante los primeros compases del proyecto se resume a continuación:

AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
TASA	0%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
Precio de venta de energía (€/MWh)	46,09	46,78	47,49	48,20	48,92	49,66	50,40	51,16	51,92	52,70	53,49
Ingresos de explotación (k€)	6.151,55	6.243,83	6.337,48	6.432,55	6.529,03	6.626,97	6.726,37	6.827,27	6.929,68	7.033,62	7.139,13

12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
54,30	55,11	55,94	56,78	57,63	58,49	59,37	60,26	61,16	62,08	63,01	63,96	64,92	65,89
7.246,21	7.354,91	7.465,23	7.577,21	7.690,87	7.806,23	7.923,32	8.042,17	8.162,81	8.285,25	8.409,53	8.535,67	8.663,71	8.793,66

Tabla 57 Evolución del precio de venta de la energía y de los ingresos de explotación durante la vida útil del proyecto

Siguiendo esta progresión, los ingresos del parque eólico evolucionan de forma creciente desde los 6,15 millones de euros al inicio de la operación hasta alcanzar los 8,79 millones de euros en el año 25, garantizando la predictibilidad financiera de la instalación..

7.5 FLUJOS DE CAJA Y ESTRUCTURA FINANCIERA

El análisis económico del parque eólico se ha desarrollado mediante la construcción de los flujos de caja libres del proyecto (Free Cash Flow, FCF), los cuales representan el efectivo generado por la explotación de la instalación una vez considerados los ingresos obtenidos por la venta de energía, los costes de explotación, los impuestos y las necesidades operativas del proyecto.

Los flujos de caja constituyen la base para la evaluación económica de la inversión, ya que permiten determinar la capacidad del parque para generar rentabilidad a lo largo de su vida útil. A partir de ellos se calcularán posteriormente los principales indicadores financieros empleados en la valoración de proyectos energéticos, tales como el Valor Actual Neto

(VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Periodo de Recuperación de la Inversión (Payback).

Se recoge la evolución de los flujos de caja libres generados por el proyecto durante el periodo de análisis considerado.

Free Cash Flow (Flujo de Caja Libres)(kEUR)		Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Beneficio Antes de Impuestos				2.452,00	2.528,09	2.605,41	2.683,98	2.763,82	2.844,95	2.927,39	3.011,15	3.096,26	3.182,74
Impuesto de sociedades (-25%)				613,00	632,02	651,35	670,99	690,95	711,24	731,85	752,79	774,07	795,69
Amortización				2.314,89	2.314,89	2.314,89	2.314,89	2.314,89	2.314,89	2.314,89	2.314,89	2.314,89	2.314,89
Inversión Inmobilizado			46.297,86										
Inversión en NOF (7% ingresos)				430,60	437,06	443,62	450,27	457,02	463,88	470,84	477,90	485,07	492,34
Free Cash Flow (FCF)			-46.297,86	3.723,29	3.773,90	3.825,33	3.877,61	3.930,73	3.984,73	4.039,59	4.095,36	4.152,02	4.209,61

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
3.270,61	3.359,89	3.450,60	3.542,76	3.636,39	3.731,52	3.828,17	3.926,36	4.026,11	4.127,46	4.230,41	4.335,00	4.441,25	4.549,18	4.658,82
817,65	839,97	862,65	885,69	909,10	932,88	957,04	981,59	1.006,53	1.031,86	1.057,60	1.083,75	1.110,31	1.137,29	1.164,71
2.314,89	2.314,89	2.314,89	2.314,89	2.314,89	2.314,89	2.314,89	2.314,89	2.314,89	2.314,89	2.314,89	2.314,89	2.314,89	2.314,89	2.314,89
499,73	507,23	514,83	522,56	530,39	538,35	546,43	554,62	562,94	571,39	579,96	588,66	597,49	606,45	615,54
4.268,12	4.327,59	4.388,01	4.449,41	4.511,79	4.575,19	4.639,60	4.705,04	4.771,54	4.839,10	4.907,74	4.977,48	5.048,34	5.120,33	5.193,47

Figura 57. Evolución de los flujos de caja libres (FCF) del proyecto

Con el fin de analizar la rentabilidad obtenida por los inversores, se han calculado adicionalmente los flujos de caja para el accionista, considerando la estructura de financiación adoptada y los pagos asociados a la deuda. Estos flujos representan el efectivo disponible para los propietarios del proyecto una vez atendidas las obligaciones financieras derivadas del préstamo.

Flujo de Caja para la Deuda (kEUR)		Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Prestamo			37.038,29										
Intereses				1.851,91	1.777,84	1.703,76	1.629,68	1.555,61	1.481,53	1.407,46	1.333,38	1.259,30	1.185,23
Amortización prestamo				1.481,53	1.481,53	1.481,53	1.481,53	1.481,53	1.481,53	1.481,53	1.481,53	1.481,53	1.481,53
Ahorro Fiscal				462,98	444,46	425,94	407,42	388,90	370,38	351,86	333,34	314,83	296,31
Flujo de Caja Para la Deuda			37.038,29	-2.870,47	-2.814,91	-2.759,35	-2.703,80	-2.648,24	-2.592,68	-2.537,12	-2.481,57	-2.426,01	-2.370,45

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1.111,15	1.037,07	963,00	888,92	814,84	740,77	666,69	592,61	518,54	444,46	370,38	296,31	222,23	148,15	74,08
1.481,53	1.481,53	1.481,53	1.481,53	1.481,53	1.481,53	1.481,53	1.481,53	1.481,53	1.481,53	1.481,53	1.481,53	1.481,53	1.481,53	1.481,53
277,79	259,27	240,75	222,23	203,71	185,19	166,67	148,15	129,63	111,11	92,60	74,08	55,56	37,04	18,52
-2.314,89	-2.259,34	-2.203,78	-2.148,22	-2.092,66	-2.037,11	-1.981,55	-1.925,99	-1.870,43	-1.814,88	-1.759,32	-1.703,76	-1.648,20	-1.592,65	-1.537,09

Figura 58 Evolución de los flujos de caja para el accionista

La financiación del proyecto se ha planteado mediante una combinación de fondos propios y deuda bancaria a largo plazo.

Estructura Financiera	
Fondos Propios- Equity (%)	20%
Financiación Ajena -Deuda (%)	80%
Equity (kEUR)	9.529,57
Deuda (kEUR)	37.038,29

Tabla 58 Estructura financiera

La financiación del proyecto se ha planteado mediante una combinación de fondos propios y deuda bancaria a largo plazo. En concreto, se considera una estructura con un 20 % de capital propio y un 80 % de financiación ajena, aplicada sobre la inversión inicial considerada en el análisis económico. Este reparto es habitual ya que permite reducir el desembolso inicial del promotor y mejorar la rentabilidad del capital propio, aunque introduce obligaciones financieras asociadas al servicio de la deuda.

Para la actualización de los flujos futuros se emplea el Coste Medio Ponderado del Capital o WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), que determina la tasa de descuento mixta basándose en la siguiente expresión:

$$WACC = \frac{E}{V} \times Ke + \frac{D}{V} \times Kd \times (1 - T)$$

Donde:

- E: Fondos propios o *equity* (€).
- D: Financiación ajena o deuda (€).
- V: Valor total de la inversión ($E + D$) (€).
- K_e: Rentabilidad exigida por el accionista (%).
- K_d: Coste nominal de la deuda (%).
- T: Tipo impositivo del Impuesto de Sociedades (%).

Los valores específicos adoptados para el cálculo del WACC se resumen a continuación:

Cálculo de WACC	
Ke (%)	8%
Kd (%)	5%
WACC (%)	4,60

Tabla 59 Parámetros utilizados para el cálculo del WACC

El resultado del 4,60% se fija como la tasa de descuento oficial para la valoración del Valor Actual Neto (VAN) del parque eólico.

7.6 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Con los flujos de caja consolidados y la tasa de descuento definida, se calculan los indicadores clave de rentabilidad para dictaminar la viabilidad de la inversión: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Periodo de Recuperación (*Payback*).

7.6.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El VAN determina el valor económico neto creado por el proyecto a día de hoy, descontando la inversión inicial del sumatorio de los flujos de caja futuros actualizados. Su cálculo matemático responde a la siguiente ecuación:

$$\text{VAN} = -C_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{C_t}{(1 + \text{WACC})^t}$$

Donde:

- C_0: Inversión inicial total (€).
- C_t: Flujo de caja libre generado en el año t (€).
- WACC: Tasa de descuento (4,60%).
- n: Vida útil del análisis (25 años).

Bajo esta metodología, el VAN del proyecto alcanza los 15,713 M€. Al ser una magnitud positiva, se demuestra que la planta es viable bajo las hipótesis planteadas, logrando recuperar todo el capital invertido y generar un superávit económico.

Si se analiza exclusivamente el VAN del accionista, este asciende a 8,941 M€. Este incremento se debe al efecto del apalancamiento financiero: al financiar el 80% del proyecto con una deuda cuyo coste neto es inferior a la rentabilidad del activo, el remanente de valor se traslada directamente hacia el capital propio, aumentando el valor creado para el promotor.

7.6.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La TIR representa la tasa de rendimiento anual interna de la inversión, definida matemáticamente como el tipo de descuento que reduce el VAN a cero.

En el escenario base, la TIR del proyecto se sitúa en el 7,61%. Al contrastar este valor con el WACC (4,60%), se constata que la rentabilidad de la instalación supera holgadamente el coste de los recursos financieros utilizados para montarla, validando la propuesta técnica.

Desde la perspectiva del inversor, la TIR del accionista se eleva hasta el 15,61 %, reflejando nuevamente el impacto positivo del apalancamiento. Cabe destacar que este incremento de la rentabilidad propia lleva asociado un aumento del riesgo financiero, ya que el proyecto queda obligado a cubrir de forma prioritaria el servicio de la deuda durante los primeros 20 años de amortización.

7.6.3 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PAYBACK)

Este indicador establece el tiempo necesario para que el proyecto recupere la inversión inicial mediante la acumulación de sus flujos de caja netos.

- A nivel de proyecto: El *payback* se estima en 11,6 años, lo que sitúa el retorno total de la inversión al inicio del decimosegundo año de operación. Frente a los 25 años

de vida útil proyectados, la planta dispone de casi 13 años adicionales de explotación para generar beneficios una vez recuperada la inversión inicial.

- A nivel de accionista: El *payback* disminuye a 7,6 años. Esta reducción responde a que el desembolso inicial de fondos propios es sensiblemente menor gracias al crédito bancario, acelerando la velocidad de recuperación del capital aportado directamente por los socios.

7.7 RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Los principales resultados obtenidos en el análisis económico se resumen;

RESULTADOS		
Indicador	Proyecto	Accionista
WACC(%)	4,60	-
VAN(M€)	15,713	8,941
TIR(%)	7,61	15,61
PAYBACK(años)	11,6	7,6

Tabla 60 Resumen de indicadores económicos

A partir de los resultados obtenidos, puede concluirse que el parque eólico Borchicayada presenta una rentabilidad positiva bajo las hipótesis consideradas. El Valor Actual Neto del proyecto alcanza los 15,713 M€, por lo que la inversión permite recuperar el capital desembolsado y generar valor adicional durante la vida útil analizada. Del mismo modo, la TIR del proyecto, situada en el 7,61 %, supera al WACC considerado, lo que confirma que la rentabilidad esperada es superior al coste medio de los recursos financieros empleados.

Desde el punto de vista del accionista, los resultados también son favorables. El VAN del capital propio asciende a 8,941 M€ y la TIR del accionista alcanza el 15,61 %, valores que reflejan el efecto positivo del apalancamiento financiero. La financiación mediante deuda permite reducir el desembolso inicial de fondos propios y aumentar la rentabilidad del capital aportado, aunque también implica una mayor exposición al riesgo financiero durante el periodo de amortización.

El periodo de recuperación de la inversión se sitúa en 11,6 años a nivel de proyecto y en 7,6 años desde la perspectiva del accionista. En ambos casos, el plazo de retorno es inferior a la vida útil considerada de 25 años, por lo que el parque dispone de un margen suficiente de años de explotación para generar beneficios una vez recuperada la inversión inicial.

En conjunto, los indicadores económicos calculados muestran que el proyecto es viable desde el punto de vista financiero. La combinación de un VAN positivo, una TIR superior a la tasa de descuento y un periodo de recuperación razonable permite concluir que el parque eólico Borchicayada constituye una inversión económicamente atractiva dentro del escenario base planteado.

Capítulo 8. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

En este capítulo se presenta la planificación prevista para el desarrollo, construcción y puesta en marcha del parque eólico Borchicayada. El cronograma resume las principales fases del proyecto a lo largo de un periodo aproximado de doce meses.

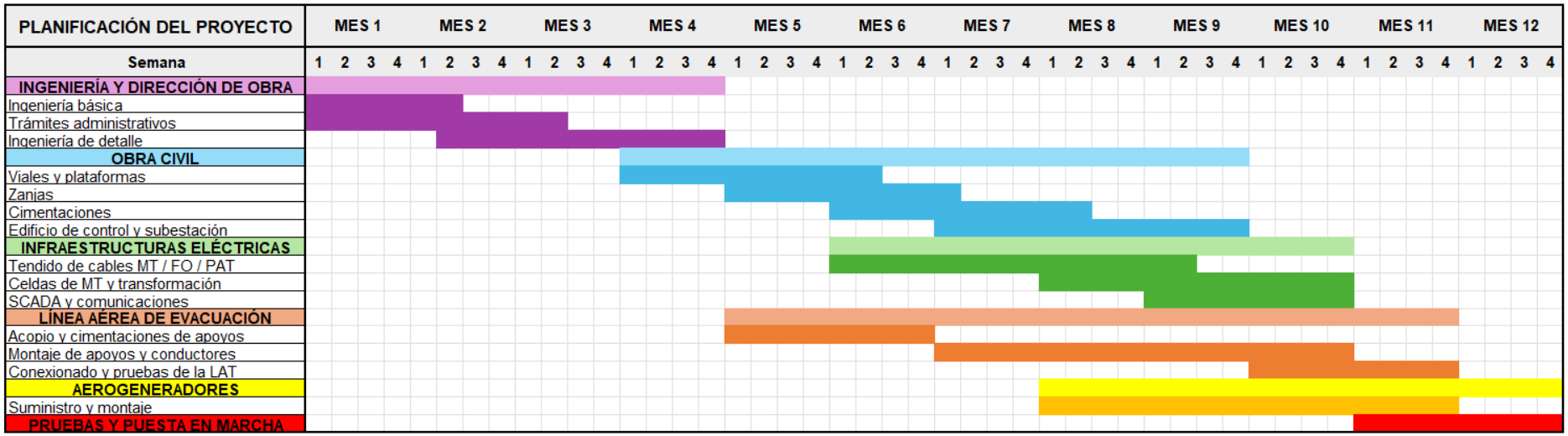


Tabla 61 Cronograma de ejecución del parque eólico Borchicayada.

La planificación del proyecto puede resumirse de la siguiente forma:

- **Meses 1 a 4: ingeniería y dirección de obra.** En esta fase se desarrollan la ingeniería básica, los trámites administrativos y la ingeniería de detalle. Estas tareas son necesarias para definir el parque y preparar el inicio de la ejecución.

- **Meses 4 a 9: obra civil.** Incluye la ejecución de viales y plataformas, zanjas, cimentaciones y edificio de control con subestación. Esta fase condiciona buena parte de los trabajos posteriores.

- **Meses 6 a 10: infraestructuras eléctricas.** Se ejecutan en paralelo con la obra civil e incluyen el tendido de cables de media tensión, fibra óptica, puesta a tierra, celdas, transformación y sistemas de comunicación.

- **Meses 5 a 11: línea aérea de evacuación.** Comprende el acopio y cimentación de apoyos, el montaje de apoyos y conductores y las pruebas de la línea. Parte de estos trabajos se solapan con la obra civil y con las instalaciones eléctricas.

- **Meses 8 a 11: suministro y montaje de aerogeneradores.** Esta fase se sitúa en la parte final del cronograma y depende de que los accesos, plataformas y cimentaciones estén ya preparados.

- **Meses 11 y 12: pruebas y puesta en marcha.** En esta etapa final se realizan las comprobaciones necesarias previas a la entrada en operación del parque.

En conjunto, el cronograma muestra que varias actividades se desarrollan de forma simultánea para reducir la duración total del proyecto. Los principales solapes se producen entre la obra civil, las infraestructuras eléctricas y la línea de evacuación. Las actividades más sensibles desde el punto de vista del plazo son la tramitación administrativa, las cimentaciones, la línea de evacuación, el montaje de aerogeneradores y la puesta en marcha final.

Capítulo 9. SOSTENIBILIDAD, EMISIONES EVITADAS E IMPACTO SOCIOECONÓMICO

9.1 ESTIMACIÓN DE EMISIONES DE CO_2 EVITADAS

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible forman parte de la Agenda 2030 de Naciones Unidas[25] y buscan orientar el desarrollo económico, social y ambiental hacia modelos más sostenibles. En este Trabajo Fin de Grado, la contribución a estos objetivos se vincula de forma directa con la producción de electricidad limpia y la consecuente descarbonización del mix eléctrico nacional.

El parque eólico Borchicayada, con una potencia instalada de 46,2 MW, inyectará a la red una energía estimada de 133.460 MWh/año. Al tratarse de una tecnología de generación madura y renovable, la fase de operación presenta un balance de emisiones directas de CO_2 completamente nulo.

Para cuantificar el impacto ambiental positivo del proyecto, es necesario calcular el volumen de gases de efecto invernadero que se evita emitir a la atmósfera. Dado que la energía volcada se integra en el sistema eléctrico peninsular y desplaza a diferentes fuentes según la casuística del mercado, no es posible determinar con absoluta exactitud qué tecnología resulta sustituida en cada instante. Por ello, se evalúa un escenario comparativo frente a las principales tecnologías fósiles del parque de generación (ciclo combinado, cogeneración, fuel-gas y carbón), aplicando para el cálculo los factores de emisión oficiales publicados por Red Eléctrica de España (REE).[26]

Las emisiones evitadas se calculan mediante la siguiente expresión:

$$\textit{Emisiones evitadas} = \textit{Energía anual vertida a red} \times \textit{Factor de emisión}$$

Aplicando esta expresión a la energía anual del parque, se obtienen los resultados recogidos.

Escenario de referencia	Factor de emisión (tCO_2eq/MWh)	Emisiones evitadas (tCO_2eq/año)	Emisiones evitadas en 25 años (tCO_2eq)
Sustitución de ciclo combinado	0,370	49.380	1.234.505
Sustitución de cogeneración	0,380	50.715	1.267.870
Sustitución de fuel-gas	0,770	102.764	2.569.105
Sustitución de carbón	0,950	126.787	3.169.675

Tabla 62 Estimación de emisiones de CO_2eq evitadas por el parque eólico Borchicayada(REE)[26]

Como escenario base y prudente, se toma como referencia la sustitución de energía generada mediante ciclo combinado de gas natural, al ser la tecnología fósil con mayor peso en la cobertura de la demanda y en el respaldo del sistema actual. Bajo esta premisa, el parque eólico Borchicayada evitaría la liberación de aproximadamente 49.380 tCO_2eq al año, lo que se traduce en un ahorro acumulado de 1.234.505 tCO_2eq a lo largo de sus 25 años de vida útil.

Por otro lado, los escenarios que comparan el proyecto con plantas de fuel-gas o carbón arrojan cifras de emisiones evitadas notablemente más altas debido a los elevados factores de emisión de estos combustibles. Aunque estas últimas tecnologías tienen una presencia cada vez más residual, sirven como un excelente marco de comparación para entender el impacto potencial del parque.

Estos resultados demuestran el valor ambiental del proyecto y consolidan su alineación con los objetivos nacionales de transición energética y mitigación del cambio climático.

9.2 RELACIÓN DEL PROYECTO CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

El diseño y planteamiento técnico del parque eólico Borchicayada se alinea con la Agenda 2030, incidiendo de manera directa en la consecución de varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) mediante la aportación de magnitudes concretas del proyecto:

ODS 7. Energía asequible y no contaminante: La infraestructura aprovecha un recurso eólico autóctono mediante tecnología madura y competitiva. Con una producción anual estimada en 133.460 MWh/año, el proyecto inyecta energía limpia directamente al mix peninsular, minorando la dependencia de los combustibles fósiles importados.

ODS 8. Trabajo decente y crecimiento económico: El parque actúa como un dinamizador económico local durante todas sus etapas. Las fases de construcción, operación y mantenimiento reactivan el tejido industrial rural a través de la contratación de servicios de ingeniería, obra civil, logística pesada y servicios auxiliares. Esto impulsa el empleo directo e indirecto y genera rentas estables mediante el arrendamiento de terrenos (cuyos detalles específicos se desarrollan en el apartado 9.3).

ODS 9. Industria, innovación e infraestructura: El proyecto conlleva el despliegue de una red técnica moderna orientada a la transición energética. Esto incluye la implantación de los siete aerogeneradores, la red interna de media tensión a 30 kV, tendidos de fibra óptica, una subestación elevadora de 30/132 kV y la línea de alta tensión proyectada para la evacuación del flujo hasta la subestación de Almazán.

ODS 12. Producción y consumo responsables: El diseño del parque prioriza la optimización del espacio y la mínima alteración del entorno. La estrategia de micro-siting aprovecha al máximo el trazado de los caminos rurales preexistentes, restringiendo la apertura de nuevos viales a los tramos estrictamente necesarios. Esta medida reduce el movimiento de tierras, mitiga la compactación del suelo y asegura una implantación territorial integrada y ordenada.

ODS 13. Acción por el clima: El beneficio ambiental principal radica en la descarbonización del sistema eléctrico. Al desplazar la generación equivalente de una central de ciclo combinado, el parque eólico evita la emisión de unas 49.380 tCO_2eq anuales. Computando una vida útil estimada de 25 años, el ahorro global asciende a 1.234.505 tCO_2eq, mitigando activamente el cambio climático.

ODS 15. Vida de ecosistemas terrestres: La sostenibilidad ecológica se integró desde la fase de selección de alternativas. El polígono se ubica por completo fuera de espacios naturales protegidos o de la Red Natura 2000. Al tratarse de una valoración preliminar, la viabilidad biológica final quedará supeditada al estudio de impacto ambiental reglamentario, el cual definirá los planes de restauración del terreno, los calendarios de obra y las medidas de seguimiento para proteger la avifauna local.



Figura 59 Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas. (Naciones Unidas.)[25]

En definitiva, el parque eólico Borchicayada no se limita a un planteamiento genérico de sostenibilidad, sino que consolida su compromiso medioambiental y socioeconómico a través de indicadores medibles de inversión, generación de energía y reducción efectiva de emisiones contaminantes

9.3 GENERACIÓN DE EMPLEO E IMPACTO SOCIOECONÓMICO LOCAL

Tal como se ha indicado en la relación del proyecto con el ODS 8, el parque eólico Borchicayada puede generar un impacto socioeconómico positivo en su entorno próximo. Este efecto no se limitaría únicamente a la propia localidad de Borchicayada, sino que también podría beneficiar a otros núcleos cercanos como Soliedra, Morón de Almazán, Neguillas y Almazán, que constituyen las principales referencias territoriales y de servicios de la zona.

Durante la fase de construcción se requerirá la participación de empresas y trabajadores relacionados con la obra civil, el transporte de componentes, la ejecución de viales, las cimentaciones, el montaje de aerogeneradores, las instalaciones eléctricas y la puesta en servicio de la subestación y la línea de evacuación. Estas actividades pueden favorecer la contratación de servicios auxiliares en el entorno, así como la demanda de alojamiento, restauración, suministros, maquinaria y transporte.

Una vez el parque entre en funcionamiento, la generación de empleo será menor que durante la fase de obra, pero tendrá un carácter más estable. Las principales necesidades estarán relacionadas con el mantenimiento preventivo y correctivo de los aerogeneradores, la supervisión de las instalaciones eléctricas, el control de la subestación, la vigilancia y la conservación de los accesos.

Además, el proyecto puede generar ingresos complementarios para propietarios de terrenos y administraciones locales mediante arrendamientos, tasas e impuestos asociados a la explotación del parque. Por tanto, más allá de la producción de energía renovable, la instalación puede contribuir a dinamizar la actividad económica de Borchicayada y de las localidades próximas, reforzando la actividad en un entorno rural y favoreciendo la fijación de actividad económica en el territorio.

9.4 CONCLUSIÓN

El parque eólico Borchicayada ofrece un balance positivo en sus tres vertientes: ambiental, energética y socioeconómica.

Con una producción estimada de 133.460 MWh/año, la planta evitará la emisión de 49.380 tCO_2eq anuales al sustituir la generación por ciclo combinado. A lo largo de sus 25 años de vida útil, este ahorro energético sumará 1.234.505 tCO_2eq menos en la atmósfera. Esta aportación valida la alineación del proyecto con la Agenda 2030, cumpliendo los objetivos de energía limpia (ODS 7), infraestructuras modernas (ODS 9) y acción climática (ODS 13).

El diseño minimiza el impacto sobre el terreno al integrar de forma ordenada los siete aerogeneradores y priorizar el uso de los caminos rurales preexistentes, limitando la apertura de nuevos viales a los tramos imprescindibles para el mantenimiento (ODS 12 y ODS 15).

Socioeconómicamente, el proyecto dinamiza un entorno rural. La fase de construcción impulsará sectores como la obra civil, la logística y los montajes eléctricos, mientras que la fase de operación asegurará empleo técnico estable en tareas de mantenimiento y vigilancia. Asimismo, los cánones de arrendamiento y los impuestos municipales derivados de la explotación supondrán una inyección económica directa para los propietarios locales y los ayuntamientos de la comarca.

Los indicadores obtenidos confirman que el parque eólico Borchicayada es una instalación técnicamente viable, integrada en el territorio y eficaz para avanzar en la transición energética.

Capítulo 10. CONCLUSIONES

Este Trabajo Fin de Grado desarrolla el proyecto de ejecución del parque eólico Borchicayada, ubicado en la provincia de Soria, y demuestra su viabilidad técnica, energética, civil, eléctrica y financiera. Tras analizar distintas alternativas, se seleccionó el emplazamiento de Borchicayada-Neguillas por su excelente recurso eólico, una orografía moderada, accesos viales viables y una baja afección ambiental preliminar. Los estudios de viento realizados con las herramientas Windographer y WAsP confirmaron un régimen favorable y una dirección dominante clara, lo que garantiza una distribución muy eficiente de los aerogeneradores sobre el terreno.

En cuanto a la tecnología, se optó por el modelo Siemens Gamesa SG 6.6-170 debido a su gran aprovechamiento relativo del recurso, registrando más horas equivalentes y un mejor factor de capacidad que otras alternativas evaluadas. El diseño definitivo consta de siete aerogeneradores que suman una potencia total instalada de 46,2 MW, con una producción anual estimada de 133,460 GWh vertidos a la red. Toda la infraestructura civil, como viales, plataformas y cimentaciones, se planteó aprovechando al máximo los caminos existentes, minimizando así los movimientos de tierra, el impacto ambiental y los costes de ejecución.

Por el lado eléctrico, se proyectó una red interna de media tensión a 30 kV distribuida en dos circuitos de generación, utilizando cableado de aluminio de 400 y 500 mm² que cumple con todos los criterios técnicos de seguridad. El sistema de evacuación se completa con una subestación elevadora de 30/132 kV, red de fibra óptica y una línea aérea conectada a la subestación de Almazán. Finalmente, el análisis financiero confirma la rentabilidad del parque mediante un VAN positivo y una TIR que supera el coste de capital. Además de ser económicamente viable, el proyecto contribuye directamente a los Objetivos de Desarrollo Sostenible relacionados con la energía limpia y el clima, quedando pendientes para fases futuras el estudio geotécnico definitivo, el trámite ambiental completo y el cierre de las condiciones de conexión.

Capítulo 11. BIBLIOGRAFÍA

[1] Global Wind Energy Council, «Global Wind Report 2026», 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.gwec.net/reports/globalwindreport

[2] Red Eléctrica, «Potencia instalada: viento. Informe de energías renovables 2025», 2026. [En línea]. Disponible en: https://www.sistemaelectrico-ree.es/es/informe-de-energias-renovables/viento/potencia-instalada-viento

[3] UL Solutions, «Windographer | Wind Data Analytics and Visualization Solution». [En línea]. Disponible en: https://www.ul.com/software/windographer-wind-data-analytics-and-visualization-solution

[4] DTU Wind and Energy Systems, «WAsP – Wind Atlas Analysis and Application Program». [En línea]. Disponible en: https://wasp.dtu.dk/en/

[5] Google LLC, «Google Earth Pro». [Software]. Disponible en: https://www.google.com/earth/about/versions/

[6] VORTEX, «Wind Resource Data | Vortex FDC». [En línea]. Disponible en: https://vortexfdc.com/

[7] Nordex SE, «N163/6.X». [En línea]. Disponible en: https://www.nordex-online.com/es/product/n163-6-x/

[8] Vestas, «V172-7.2 MW». [En línea]. Disponible en: https://www.vestas.com/en/energy-solutions/onshore-wind-turbines/enventus-platform/V172-7-2-MW

[9] Siemens Gamesa Renewable Energy, «Developer Package SG 6.6-170, Document ID: D2830475/016», 2022.

[10] C. Alonso Alonso, «Material docente energía eólica», 2025.

[11] Ormazabal, «CGM.3». [En línea]. Disponible en: https://www.ormazabal.com/product/cgm-3/

[12] Prysmian Group, «Nueva edición del catálogo de cables para BT y MT de General Cable», p. 99. [En línea]. Disponible en: https://es.prysmian.com/general-cable/articulos-tecnicos/Nueva-edicion-catalogo-cables-BT-MT-General-Cable

[13] Boletín Oficial del Estado, «Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09». [En línea]. Disponible en: https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2008-5269

[14] International Electrotechnical Commission, «IEC 60502-2:2014+AMD1:2024 CSV». [En línea]. Disponible en: https://webstore.iec.ch/en/publication/9539

[15] International Electrotechnical Commission, «IEC 60909-0:2016». [En línea]. Disponible en: https://webstore.iec.ch/en/publication/24100

[16] IEEE Standards Association, «IEEE Std 80». [En línea]. Disponible en: https://standards.ieee.org/ieee/80/4089/

[17] Boletín Oficial del Estado, «Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23». [En línea]. Disponible en: https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2014-6084

[18] International Telecommunication Union, «G.652: Characteristics of a single-mode optical fibre and cable». [En línea]. Disponible en: https://www.itu.int/rec/T-REC-G.652/en

[19] Hitachi Energy, «Live Tank Circuit Breaker LTB D 72.5–170 kV». [En línea]. Disponible en: https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/high-voltage-switchgear-and-breakers/air-insulated-switchgear/live-tank-circuit-breaker-ltb-d-72-5-170-kv

[20] Hitachi Energy, «Horizontal double break disconnector type GW56, up to 245 kV». [En línea]. Disponible en: https://publisher.hitachienergy.com/documents?cid=9AAF403802

[21] Pfiffner Group, «Inductive Current Transformer JOF». [En línea]. Disponible en: https://www.pfiffner-group.com/products-solutions/details/inductive-current-transformer-jo

[22] Pfiffner Group, «Inductive Voltage Transformer EOF». [En línea]. Disponible en: https://www.pfiffner-group.com/de/produkte-loesungen/details/inductive-voltage-transformer-eof

[23] Hitachi Energy, «PEXLIM R108-YV145». [En línea]. Disponible en: https://guide.arrestersonline.com/product/r108-yv145/

[24] OMIE, «Precio del mercado diario». [En línea]. Disponible en: https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/day-ahead-price

[25] Naciones Unidas, «Objetivos y metas de desarrollo sostenible», Desarrollo Sostenible. [En línea]. Disponible en: https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-development-goals/

[26] Red Eléctrica, «CO2 emissions of electricity generation in Spain», 2021. [En línea]. Disponible en: https://api.esios.ree.es/documents/591/download?locale=es

[27] Global Wind Atlas, «Global Wind Atlas». [En línea]. Disponible en: https://globalwindatlas.info

[28] Instituto Geológico y Minero de España, «Mapa de litologías de España 1:1.000.000». [En línea]. Disponible en: https://igme.maps.arcgis.com/apps/mapviewer/index.html?webmap=8a1e19ac1f9e4df594c9b99b427947f5

[29] ArcGIS, «Zonas ZEPA de España v2022». [En línea]. Disponible en: https://www.arcgis.com/apps/mapviewer/index.html?layers=3dba19cc65144789bd0b6cfb3f32b8ab

[30] CYPE Ingenieros, «Generador de precios. Instalaciones eléctricas de media tensión». [En línea]. Disponible en: https://generadordeprecios.info

ANEXOS

ANEXO I: ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO 180

1. Objeto 180
2. Localización de los emplazamientos 180
3. Descripción de las características de emplazamientos 185
4. Metodología para la selección de los emplazamientos 202
   4.1 Criterios de selección 202
   4.2 Puntuación de Características 203
   4.3 Selección emplazamiento 212
5. Conclusiones 212

ANEXO II: PRESUPUESTO 214

1. Objeto y Alcance 214
2. Criterios de valoración 214
3. Aerogeneradores 215
4. Obra civil 216
5. Infraestructuras eléctricas 217
6. Línea aérea de evacuación 218
7. Ingeniería y dirección de obra 218
8. Conclusiones 219

ANEXO III PLANOS 220

Plano 01 - Localización del parque eólico Borchicayada 221
Plano 02 - Viales y zanjas 222
Plano 03 - Perfil tipo de viales 223
Plano 04 - Perfil tipo de zanjas 224
Plano 05 - Perfil preliminar de cimentación de aerogenerador 225
Plano 06 - Plataforma de montaje 226
Plano 07 - Edificio de control tipo 227
Plano 08 - Subestación eléctrica tipo 228
Plano 09 – Esquema Unifilar MT 229

Plano 10-Esquema Interconexión Fibra Óptica 230
Plano 11-Esquema de la Red de Tierras 231
Plano 12- Esquema Unifilar Simplificado de Subestación Eléctrica 232

ANEXO I: ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO

1. OBJETO

Este documento tiene como finalidad analizar y comparar distintas ubicaciones potenciales para la implantación de un parque eólico terrestre. Para ello, se estudian las principales características técnicas, ambientales y de infraestructura que pueden condicionar la viabilidad del proyecto y su rentabilidad.

El análisis se apoya en una serie de criterios comunes y en una metodología de valoración multicriterio. Este enfoque permite evaluar cada emplazamiento de forma ordenada, considerando aspectos como el recurso eólico disponible, la topografía, las características del terreno, la accesibilidad, la conexión a la red eléctrica y las posibles afecciones ambientales.

A partir de esta metodología, se valoran las distintas alternativas de ubicación y se comparan los resultados obtenidos. Con ello, se busca justificar la selección del emplazamiento que presenta, en conjunto, las condiciones más favorables para el desarrollo del parque eólico, atendiendo tanto a criterios técnicos como a la normativa vigente.

2. LOCALIZACIÓN DE LOS EMPLAZAMIENTOS

En este apartado se describe la localización geográfica y la delimitación espacial de los emplazamientos analizados, con el fin de situarlos en su contexto territorial.

Opción 1 – Gándia O Ramos, Germade, Lugo, Galicia

Localización geográfica

La Opción 1 se localiza en el entorno de Gandía-O Ramos, dentro del término municipal de Germade, en la provincia de Lugo y en la Comunidad Autónoma de Galicia. Se trata de una zona de carácter rural, con baja densidad de población y sin núcleos urbanos relevantes en el entorno inmediato. Estas condiciones reducen las posibles afecciones sobre áreas habitadas y permiten considerar el emplazamiento como una alternativa viable desde el punto de vista territorial.

Delimitación del área de estudio

El área de estudio correspondiente a la Opción 1 se ha delimitado mediante un polígono cerrado, que engloba la superficie considerada potencialmente apta para la implantación del parque eólico.

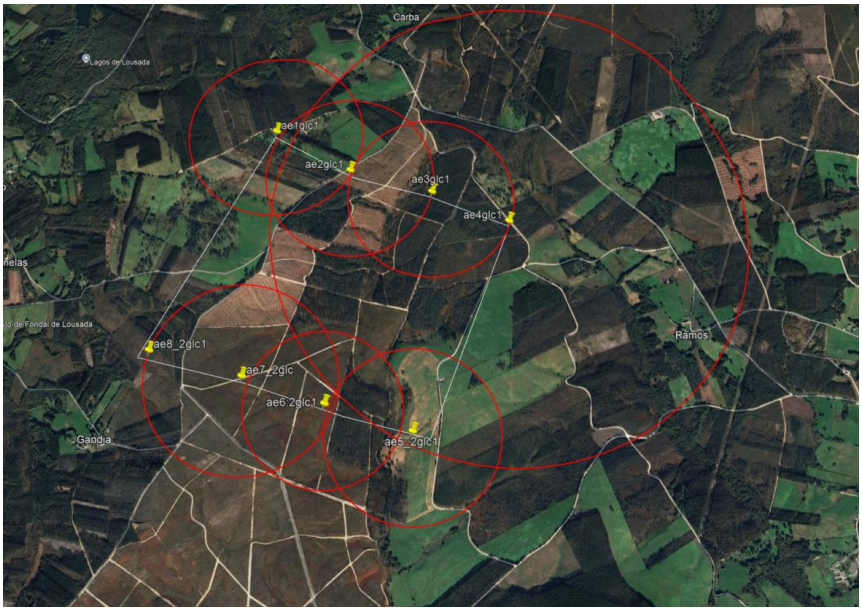


Figura 60 Emplazamiento (Gándia-O Ramos) y delimitación del área de estudio. (Google Earth Pro).

Coordenadas del emplazamiento

Las coordenadas UTM 29 N preliminares de los aerogeneradores del emplazamiento

Aerogenerador	Coordenada X UTM (m E)	Coordenada Y UTM (m N)
1	603 957	4 806 291
2	604 406	4 806 037
3	604 889	4 805 918
4	605 339	4 805 742
5	604 791	4 804 512
6	604 300	4 804 653
7	603 836	4 804 796
8	603 310	4 804 933

Tabla 63 Coordenadas UTM de los aerogeneradores del emplazamiento (Gándia-O Ramos)

Opción 2 – Borchicayada Neguillas, Almazán, Soria, Castilla y León

Localización geográfica

La Opción 2 se sitúa en el entorno de Borchicayada-Neguillas, dentro del término municipal de Almazán, en la provincia de Soria y en la Comunidad Autónoma de Castilla y León. El área presenta un carácter rural, con predominio de terrenos agrícolas de secano y ausencia de núcleos urbanos cercanos. La presencia de otros parques eólicos en la comarca confirma la adecuación general del entorno para este tipo de instalaciones.

Delimitación del área de estudio

El ámbito de la Opción 2 ha sido delimitado mediante un polígono cerrado definido sobre ortofoto, que representa el área potencialmente disponible para la implantación del parque eólico.

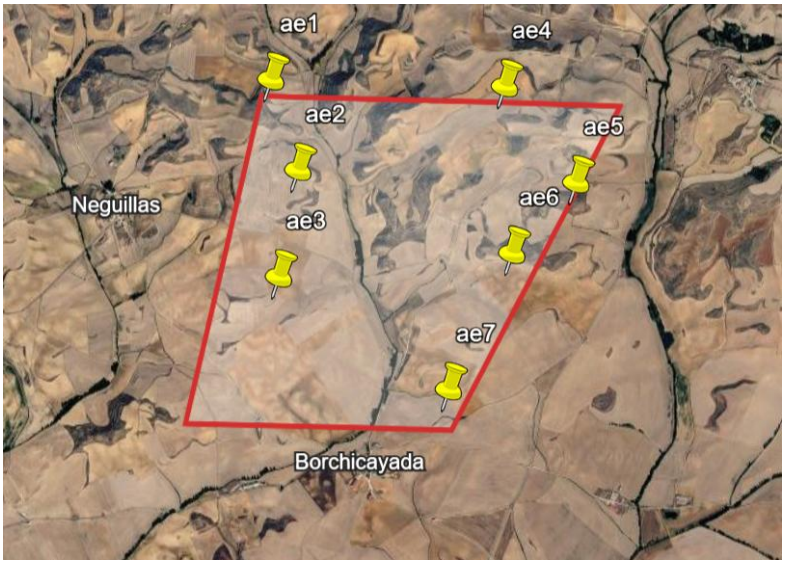


Figura 61 Emplazamiento (Borchicayada Neguillas) y delimitación del área de estudio. (Google Earth Pro).

Coordenadas del emplazamiento

Las coordenadas UTM 30 N de las posiciones de los aerogeneradores del emplazamiento se recogen:

Aerogenerador	Coordenada X UTM (m E)	Coordenada Y UTM (m N)
1	548 553	4 590 946
2	548 731	4 590 366
3	548 611	4 589 679
4	550 055	4 590 910
5	550 521	4 590 298
6	550 112	4 589 841
7	549 712	4 588 961

Tabla 64 Coordenadas UTM de los aerogeneradores del emplazamiento (Borchicayada-Neguillas)

Opción 3 – Setenil de las Bodegas -Alcalá del Valle (Sierra de Cádiz), Andalucia

Localización geográfica

La Opción 3 se localiza en el entorno de Setenil de las Bodegas y Alcalá del Valle, en la comarca de la Sierra de Cádiz, dentro de la Comunidad Autónoma de Andalucía. Se trata de una zona de carácter rural, con baja densidad de población y predominio de terrenos agrícolas de secano. La ausencia de núcleos urbanos relevantes en el entorno inmediato reduce las posibles afecciones sobre áreas habitadas y permite considerar el emplazamiento como una alternativa viable desde el punto de vista territorial.

Delimitación del área de estudio

El área de estudio correspondiente a la Opción 3 se ha delimitado mediante un polígono cerrado definido sobre ortofoto, que recoge la superficie considerada apta para la implantación del parque eólico.

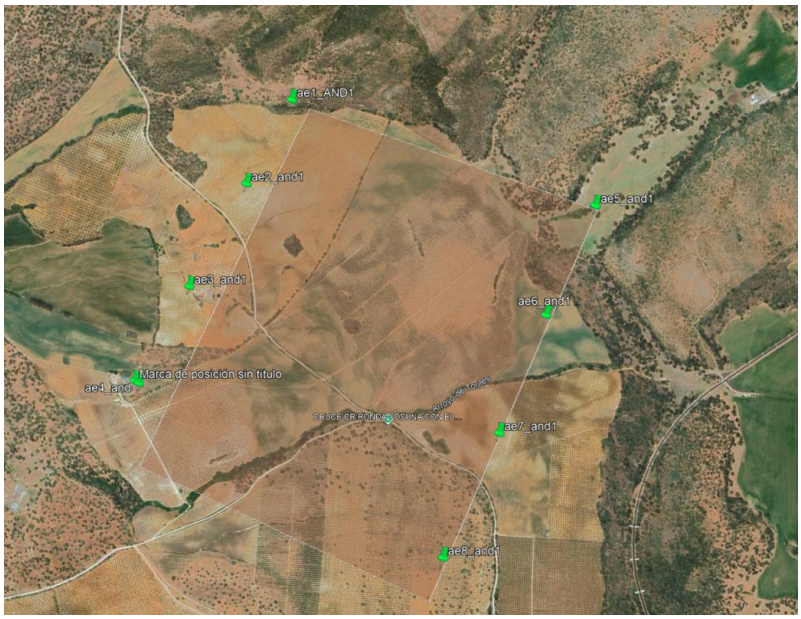


Figura 62 Emplazamiento Setenil Bodegas y delimitación del área de estudio. (Google Earth Pro.)

Coordenadas del emplazamiento

Las coordenadas UTM de las posiciones iniciales de los aerogeneradores se muestra en la siguiente tabla:

Aerogenerador	Coordenada X UTM (m E)	Coordenada Y UTM (m N)
1	309 205	4 085 209
2	309 025	4 084 899
3	308 792	4 084 520
4	308 589	4 084 158
5	310 337	4 084 783
6	310 144	4 084 380
7	309 958	4 083 943
8	309 736	4 083 482

Tabla 65 Coordenadas UTM de los aerogenadores del emplazamiento (Setenil de las Bodegas)

3. DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE EMPLAZAMIENTOS

En este apartado se describen las principales características de los emplazamientos seleccionados para su análisis, atendiendo a criterios técnicos, territoriales y ambientales. El objetivo es caracterizar cada alternativa de forma individual, sin realizar todavía una comparación cuantitativa entre ellas, que se abordará en el capítulo siguiente mediante una metodología de valoración multicriterio.

Emplazamiento 1: Gándia-O Ramos, Galicia

El emplazamiento denominado Gándia-O Ramos se sitúa en el interior de Galicia, en un entorno claramente rural, con baja densidad de población y predominio de usos forestales y agroganaderos. En las inmediaciones no existen núcleos urbanos de entidad, lo que resulta favorable desde el punto de vista de compatibilidad territorial para la implantación de un parque eólico terrestre.

Recurso eólico

El recurso eólico se ha analizado de forma preliminar a partir de la información

proporcionada por el Global Wind Atlas[27], considerando una altura de referencia de 100 m. Los resultados obtenidos indican una velocidad media anual del viento en torno a 6,63 m/s, valor acorde con el régimen eólico característico de la zona.

La rosa de vientos muestra una clara predominancia de vientos procedentes del cuadrante noreste, con direcciones principales comprendidas entre 40° y 60°.

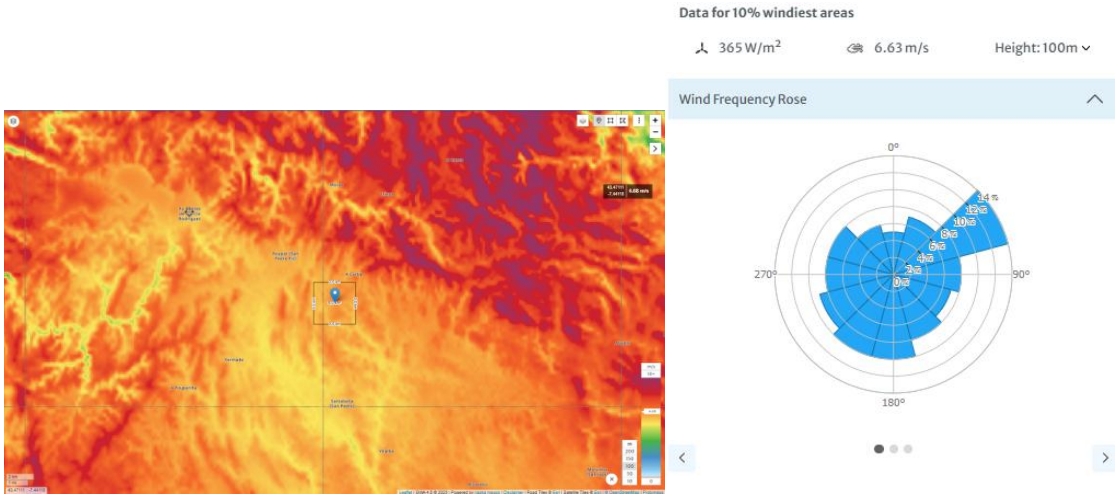


Figura 63 Recurso eólico medio anual y rosa de vientos a 100 m de altura en el emplazamiento de Gándia-O Ramos. (Global Wind Atlas)

Orografía

La configuración topográfica del emplazamiento se ha estudiado a partir de los datos de elevación disponibles en Google Earth Pro[5], analizando el relieve general dentro del área seleccionada para el emplazamiento. Para esta evaluación se han tomado como referencia puntos aproximados situados en el interior del área delimitada.

Las cotas del terreno varían aproximadamente entre 520 m y 566 m, con una distancia en planta cercana a 1,5 km entre los puntos considerados. A partir de estos valores, la pendiente media del terreno se calcula como:

$$pendiente = \frac{h_{max} - h_{min}}{distancia\ aproximada} \cdot 100 = \frac{566 - 520}{1500} \cdot 100 = 3{,}1\%$$

Este resultado refleja un relieve suavemente ondulado, que no supone una limitación para la implantación de aerogeneradores ni para la ejecución de plataformas y caminos internos, siendo compatible con el desarrollo del parque eólico desde el punto de vista de la obra civil.

Tipo de terreno

El tipo de terreno del emplazamiento se ha analizado a partir de la cartografía geológica del Instituto Geológico y Minero de España (IGME).[28] En la zona de estudio predominan materiales litológicos como cuarcitas, pizarras, areniscas y calizas.



Figura 64 Cartografía geológica del emplazamiento Gándia-O Ramos. (IGME)

Vegetación

La cubierta vegetal del emplazamiento está formada principalmente por monte bajo y masas forestales discontinuas, con la existencia de áreas parcialmente despejadas. Este tipo de vegetación presenta una rugosidad media, compatible con el aprovechamiento del recurso eólico.

La implantación del parque eólico podría realizarse con afecciones ambientales moderadas, siempre que se lleve a cabo una adecuada selección de las plataformas de los aerogeneradores y de los accesos durante la fase de diseño.

Interconexión eléctrica

La proximidad del emplazamiento de Gándia-O Ramos a las infraestructuras eléctricas se ha analizado mediante Google Earth Pro y la cartografía de la Red Eléctrica de España. La distancia hasta la subestación eléctrica de Carba es de aproximadamente 5,3 km.

Esta distancia permite plantear una línea de evacuación de longitud reducida, lo que limita tanto los costes asociados como el impacto ambiental de la infraestructura. La cercanía a dicha subestación constituye, por tanto, un factor favorable para la viabilidad técnica del emplazamiento.



Figura 65 Distancia del emplazamiento Gándia-O Ramos a la subestación eléctrica de Carba. (Google Earth Pro)

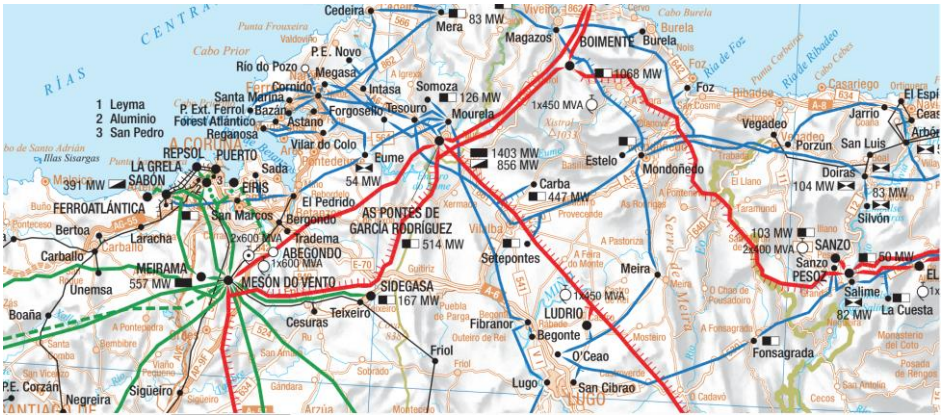


Figura 66 Infraestructura eléctrica de la red de transporte en el entorno del emplazamiento Gándia-O Ramos. (REE)[2]

Medio ambiente

El emplazamiento de Gándia-O Ramos no se encuentra incluido dentro de ningún espacio natural protegido. El espacio protegido más cercano corresponde a la ZEPA/ZEC Veiga de Rengos, situada a una distancia aproximada de 20–22 km en línea recta del área de estudio.

Asimismo, la ZEPA/ZEC de Moldes se localiza a una distancia superior, en torno a 25–28 km. Por tanto, no se prevén afecciones directas sobre espacios protegidos, cumpliéndose los criterios de exclusión ambiental considerados.

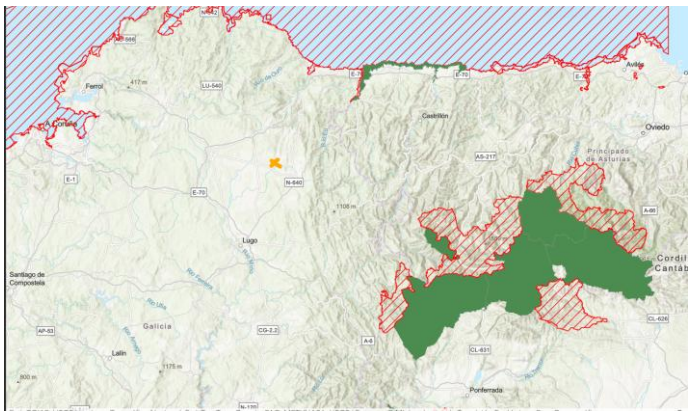


Figura 67 Relación del emplazamiento Gándia-O Ramos con espacios protegidos (ZEPA/ZEC)[29]

Potencia

La potencia instalada del parque eólico se ha definido de forma preliminar a partir del número de aerogeneradores considerado en la fase inicial de estudio y de la potencia unitaria

prevista para cada máquina. En esta primera aproximación se plantea la instalación de 8 aerogeneradores, con el objetivo de analizar si esta configuración permite alcanzar una potencia total próxima a 50 MW. Posteriormente, a partir del estudio del recurso, la producción estimada y las restricciones técnicas del emplazamiento, se valorará si resulta necesario mantener los 8 aerogeneradores o si una configuración con 7 unidades permite cumplir adecuadamente los objetivos del proyecto.

Emplazamiento 2: Borchicayada-Neguillas(Soria)

Recurso eólico

El recurso eólico del emplazamiento se ha analizado a partir de la información proporcionada por el Global Wind Atlas, tomando como referencia una altura de 100 m. Los resultados obtenidos muestran una velocidad media anual del viento de 7,4 m/s, valor que permite considerar la zona como favorable para el aprovechamiento eólico en una primera fase de análisis.

La rosa de vientos refleja una clara predominancia de vientos procedentes del entorno de los 300°, dirección asociada al sector oeste-noroeste. De manera secundaria, también se observan aportaciones desde direcciones próximas, aunque con menor frecuencia e intensidad. Este comportamiento del viento resulta relevante para la futura disposición de los aerogeneradores, ya que permite orientar la implantación de forma que se aproveche mejor la dirección dominante y se reduzcan, en la medida de lo posible, los efectos de estela entre máquinas.

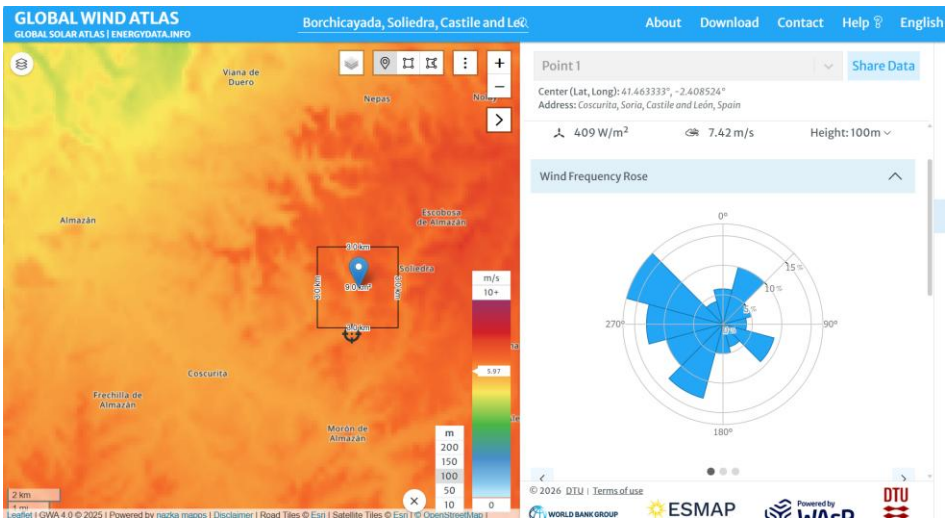


Figura 68 Mapa de velocidad media anual del viento a 100 m y rosa de vientos en el emplazamiento Borchicayada Neguillas.(GWA)[26]

Orografía

El relieve del emplazamiento se ha evaluado a partir de la información altimétrica disponible en Google Earth Pro, analizando la variación de cotas dentro del ámbito delimitado para el estudio. Para ello, se han seleccionado varios puntos interiores del área definida, representativos del comportamiento general del terreno.

Las cotas consideradas oscilan entre 1015 m y 1046 m, con una separación aproximada de 1,5 km entre los puntos extremos analizados. A partir de estos valores se obtiene una pendiente media estimada de:

$$pendiente = \frac{h_{max} - h_{min}}{distancia\ aproximada} \cdot 100 = \frac{1046 - 1015}{1500} \cdot 100 = 2{,}1\%$$

Este valor confirma la existencia de un terreno poco accidentado, adecuado para la implantación del parque eólico, sin que se prevean condicionantes relevantes para la ejecución de plataformas, accesos y viales internos.

Tipo de terreno

El análisis del tipo de terreno se ha realizado a partir de la cartografía geológica del Instituto Geológico y Minero de España (IGME). En el emplazamiento predominan areniscas, conglomerados y arcillas, con presencia puntual de calizas y evaporitas.

Desde el punto de vista geotécnico, estos materiales presentan una capacidad portante adecuada para la ejecución de cimentaciones de aerogeneradores.

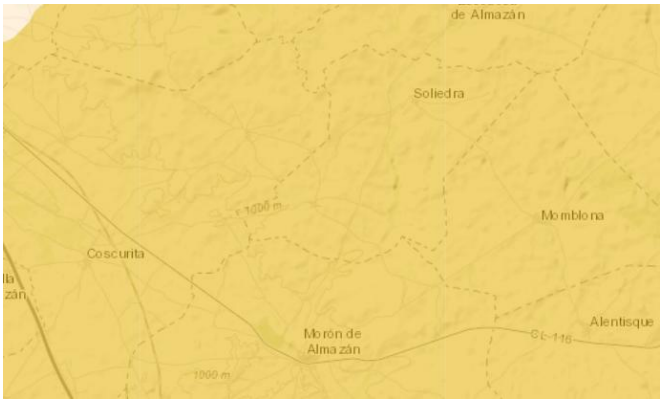


Figura 69 Cartografía geológica del emplazamiento Borchicayada Neguillas. (IGME) [27]

Vegetación

La cubierta vegetal del emplazamiento está formada mayoritariamente por terrenos agrícolas de secano, con parcelas de cultivo extensivo y escasa presencia de masas forestales continuas. Este tipo de ocupación del suelo presenta una rugosidad baja, compatible con el aprovechamiento del recurso eólico y con una implantación del parque con afecciones limitadas.

Interconexión eléctrica

El análisis de la interconexión eléctrica se ha realizado mediante Google Earth Pro, identificándose una subestación eléctrica en el entorno de Almazán situada a una distancia aproximada de 8 km del perímetro del emplazamiento.

Esta proximidad permite prever una línea de evacuación de longitud reducida, con impacto económico y ambiental moderado. La cercanía a infraestructuras eléctricas existentes constituye un factor claramente favorable para la viabilidad técnica del emplazamiento.

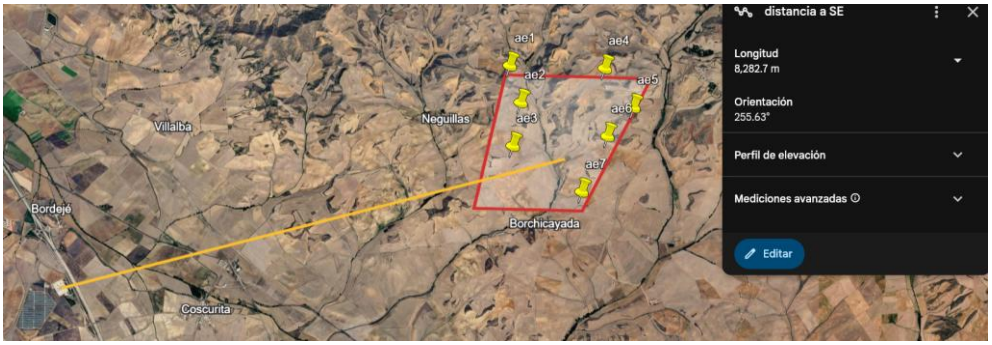


Figura 70 Distancia del emplazamiento Borchicayada Neguillas a la subestación eléctrica más cercana. (Google Earth Pro)

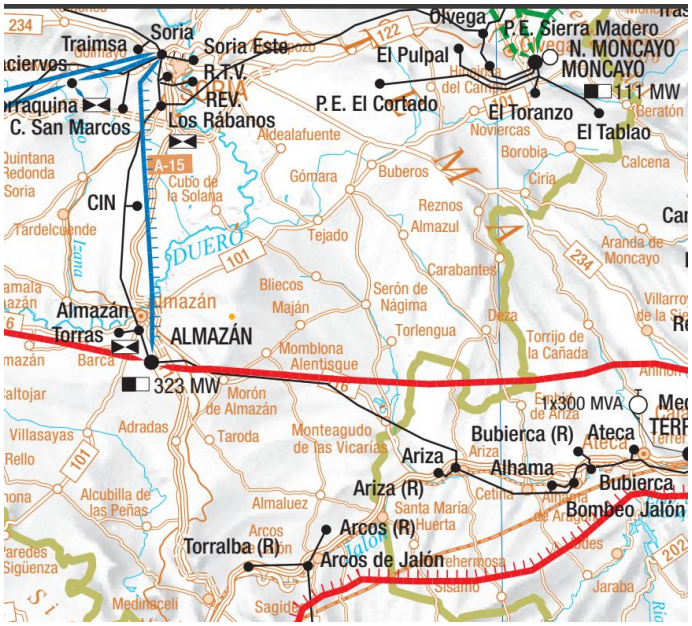


Figura 71 Infraestructura eléctrica de la red de transporte en el entorno del emplazamiento Borchicayada Neguillas.(REE)

Accesibilidad

El emplazamiento presenta buenas condiciones de accesibilidad, al encontrarse próximo a infraestructuras viarias de distinto rango. Destaca su cercanía a la autovía A-15, así como a carreteras autonómicas y provinciales que permiten el acceso hasta el entorno inmediato.

La red viaria existente, junto con caminos rurales ya implantados, facilita el transporte de componentes y maquinaria pesada durante la fase de construcción, siendo necesarias únicamente actuaciones de acondicionamiento puntuales.

Medio ambiente

El análisis ambiental se ha realizado mediante el visor ambiental oficial, evaluando la relación del emplazamiento con espacios protegidos de tipo ZEPA. En el entorno regional se localizan áreas como Altos de Barahona y Monteagudo de las Vicarías, situadas a distancias del orden de 16–17 km.

El emplazamiento de Borchicayada-Neguillas se encuentra fuera de los límites de estas zonas protegidas y no presenta afecciones directas sobre las mismas. A nivel preliminar, el emplazamiento puede considerarse ambientalmente compatible, si bien la proximidad a estos espacios deberá tenerse en cuenta en fases posteriores del proyecto.

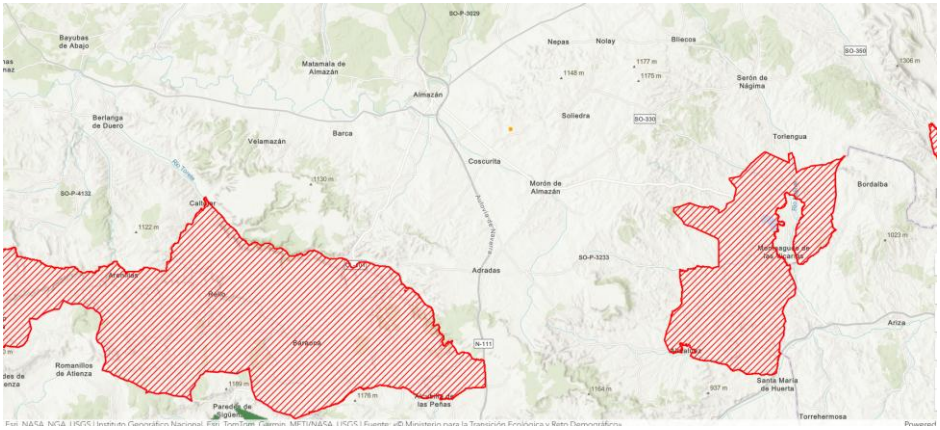


Figura 72 Visor ambiental mostrando la localización del emplazamiento respecto a zonas ZEPA y ZEC. (ZEPA/ZEC)[29]

Potencia instalada

Para el emplazamiento de Borchicayada-Neguillas, la configuración final adoptada en el proyecto se basa en 7 aerogeneradores, debido a las limitaciones de espacio disponible, las

distancias mínimas entre máquinas y la necesidad de garantizar una implantación ordenada en el entorno. Durante la fase inicial de análisis se consideró también la posibilidad de una configuración de hasta 8 aerogeneradores, con el fin de aproximarse a una potencia total cercana a 50 MW. No obstante, dicha opción se mantiene únicamente como alternativa preliminar o posible ampliación futura, quedando el diseño definitivo del presente proyecto definido por 7 máquinas y una potencia instalada de 46,2 MW.

Emplazamiento 3: Setenil de las Bodegas - Alcalá del Valle

Recurso eólico

El recurso eólico del emplazamiento se ha analizado a partir de la información proporcionada por el Global Wind Atlas, considerando una altura de referencia de 100 m. Los resultados indican una velocidad media anual del viento en a 7,37 m/s, lo que pone de manifiesto un recurso eólico elevado y adecuado para el aprovechamiento eólico en parques terrestres.

La rosa de vientos muestra una clara predominancia de vientos procedentes del sector este–sureste. Este régimen direccional permite plantear una disposición de los aerogeneradores orientada perpendicularmente a la dirección dominante, optimizando la captación del recurso y reduciendo los efectos de estela.

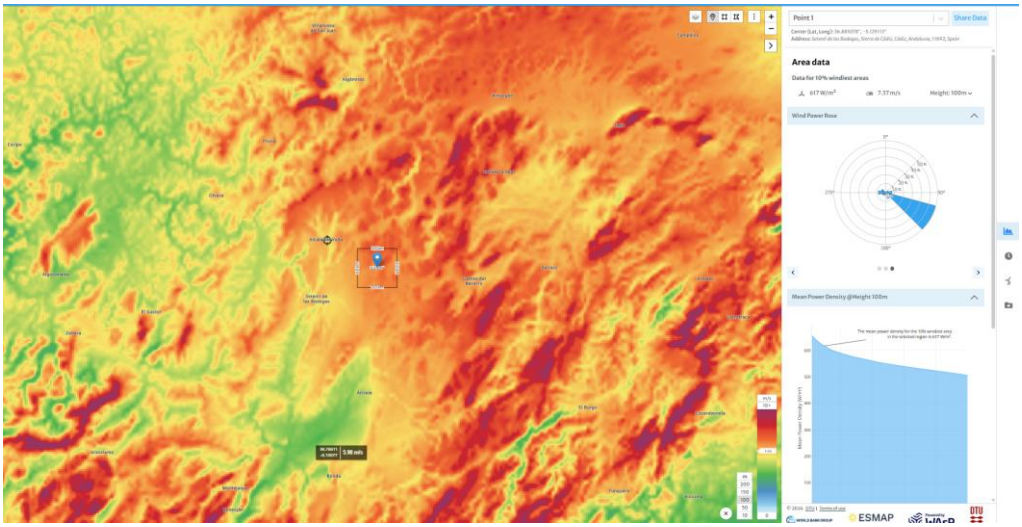


Figura 73Mapa de velocidad media anual del viento a 100 m y rosa de vientos en el emplazamiento 3. (Global Wind Atlas)[27]

Orografía

La orografía del emplazamiento se ha analizado mediante Google Earth Pro, evaluando las diferencias de cota existentes dentro del área de estudio delimitada. Para ello, se han considerado distintos puntos representativos del terreno incluidos en el recuadro de análisis del emplazamiento.

La cota máxima identificada es de 786 m y la cota mínima de 705 m, con una distancia aproximada entre ambos puntos de 1,5 km. A partir de estos valores, la pendiente media del terreno se ha estimado como:

$$pendiente = \frac{h_{max} - h_{min}}{distancia\ aproximada} \cdot 100 = \frac{786 - 705}{1500} \cdot 100 = 5{,}4\%$$

Este valor indica que el terreno presenta una pendiente moderada, compatible con la implantación de aerogeneradores y la ejecución de plataformas y viales internos, sin que se prevean dificultades significativas desde el punto de vista de la obra civil.

Tipo de terreno

En el emplazamiento predominan materiales sedimentarios, principalmente calizas, dolomías, areniscas y conglomerados, con presencia puntual de margas, arcillas y evaporitas.

Desde el punto de vista geotécnico, estos materiales presentan en general una capacidad portante adecuada para la ejecución de las cimentaciones de los aerogeneradores.

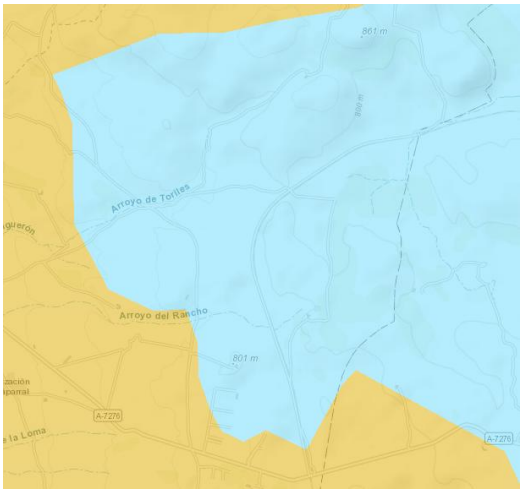


Figura 74 Cartografía geológica del emplazamiento 3. (IGME)

Vegetación

La cubierta vegetal del emplazamiento está formada mayoritariamente por terrenos agrícolas de secano y pastizales, con presencia puntual de monte bajo y manchas arbustivas dispersas. Este tipo de vegetación presenta una rugosidad baja a media, compatible con el aprovechamiento del recurso eólico y con una implantación del parque con afecciones ambientales moderadas.

Interconexión eléctrica

La interconexión eléctrica del emplazamiento se ha analizado a partir de la cartografía oficial del Mapa de Infraestructuras Energéticas de Andalucía y de la información proporcionada por Red Eléctrica de España. En el entorno regional se identifican líneas de transporte de 220 kV pertenecientes al eje Ronda–Campillos–Teba.

El emplazamiento se sitúa a una distancia aproximada de 13 km de la línea de transporte de 220 kV más cercana, lo que permite plantear una línea de evacuación de longitud moderada. Esta solución resulta técnicamente viable y permite limitar tanto los costes económicos como el impacto ambiental asociados a la infraestructura de evacuación.



Figura 75 Distancia entre el emplazamiento 3 y la línea de transporte de 220 kV del eje Ronda–Campillos–Teba. (MIEA)(REE)

Accesibilidad

El emplazamiento presenta condiciones de accesibilidad adecuadas, al encontrarse próximo a una red de carreteras autonómicas y locales. Destaca la presencia de la carretera A-7276, que discurre al sur del área de estudio y conecta con los núcleos de Setenil de las Bodegas y Alcalá del Valle.

Desde estas vías principales se accede al interior del emplazamiento mediante caminos rurales y pistas agrícolas existentes. Esta red viaria permite prever el acceso de maquinaria y el transporte de componentes durante la fase de construcción, siendo necesarias únicamente actuaciones puntuales de acondicionamiento.

Medio ambiente

En el entorno regional se localizan espacios de elevado valor ambiental, como el Parque Natural Sierra de Grazalema, situado a una distancia aproximada de 25 km, y el Parque Nacional Sierra de las Nieves, a unos 22 km del emplazamiento. Dadas estas distancias, no se prevén afecciones directas sobre dichos espacios.

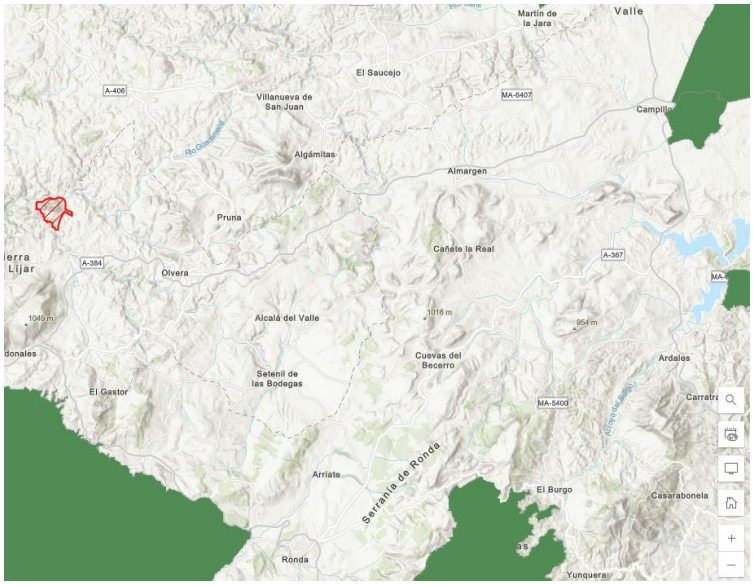


Figura 76 Relación del emplazamiento 3 con espacios protegidos ZEPA y ZEC(ZEPA/ZEC)

Potencia instalada

La potencia instalada del parque se ha definido de forma preliminar a partir del número de aerogeneradores que podrían implantarse en el emplazamiento. En esta fase de análisis se considera una configuración orientativa de entre 7 y 8 aerogeneradores, lo que permitiría alcanzar una potencia total próxima a 50 MW. La elección definitiva del número de máquinas dependerá del diseño final del parque, teniendo en cuenta la disponibilidad real de terreno, las distancias entre aerogeneradores, las pérdidas por efecto estela, la accesibilidad, la evacuación eléctrica y la integración ambiental.

Resumen de Características

Criterio	Opción 1: Gándia-O Ramos (Galicia)	Opción 2: Borchicayada-Neguillas (Soria)	Opción 3: Setenil-Alcalá del Valle (Cádiz)
Recurso eólico	6,63 m/s a 100 m. Vientos dominantes del NE.	7,4 m/s a 100 m. Vientos dominantes del O-NO.	7,37 m/s a 100 m. Vientos dominantes del E-SE.
Orografía	Pendiente media del 3,1%. Relieve suave.	Pendiente media del 2,1%. Terreno poco accidentado.	Pendiente media del 5,4%. Relieve moderado.
Tipo de terreno	Cuarcitas, pizarras, areniscas y calizas.	Areniscas, conglomerados y arcillas, con calizas puntuales.	Calizas, dolomías, areniscas y conglomerados.
Vegetación / uso del suelo	Monte bajo y masas forestales discontinuas.	Terrenos agrícolas de secano y escasa masa forestal.	Secano, pastizales y monte bajo disperso.
Interconexión eléctrica	Subestación de Carba a unos 5,3 km.	Subestación en el entorno de Almazán a unos 8 km.	Línea de 220 kV Ronda-Campillos-Teba a unos 13 km.
Accesibilidad	Caminos locales y pistas forestales.	Buena accesibilidad desde la A-15 y carreteras autonómicas y provinciales.	Acceso desde la A-7276 y caminos rurales interiores.
Medio ambiente	Fuera de ZEPA/ZEC. Espacios protegidos a más de 20 km.	Fuera de ZEPA/ZEC. Zonas protegidas a unos 16-17 km.	Fuera de espacios protegidos. Grazalema a unos 25 km y Sierra de las Nieves a unos 22 km.
Potencia estimada	50 MW.	50 MW.	50 MW.

Tabla 66 Estudio de Alternativas: Selección Emplazamiento Resumen de Características

La Tabla 66 resume las principales características técnicas, territoriales y ambientales de los tres emplazamientos analizados. Esta comparación permite identificar de forma clara las ventajas y limitaciones de cada alternativa, sirviendo como base para la posterior valoración multicriterio y para la selección del emplazamiento más adecuado para el desarrollo del parque eólico.

4. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE LOS EMPLAZAMIENTOS

4.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN

La elección de los emplazamientos se ha llevado a cabo a partir de un conjunto de criterios técnicos, ambientales y de infraestructura, con el propósito de identificar áreas potencialmente adecuadas para la implantación de un parque eólico terrestre de potencia igual o superior a 50 MW. Una vez identificadas varias alternativas viables, se procede a su análisis comparativo con el fin de determinar cuál de ellas presenta las condiciones más favorables desde un punto de vista global.

• **Accesibilidad al emplazamiento**: existencia de carreteras y caminos próximos que permitan el acceso de maquinaria y componentes durante la fase de construcción, con necesidad de acondicionamientos puntuales.

• **Condicionantes ambientales**: exclusión de emplazamientos situados dentro de espacios naturales protegidos, con el fin de evitar afecciones ambientales significativas.

• **Interconexión eléctrica**: proximidad a subestaciones o líneas de la red de transporte, con una distancia inferior a 20km y un nivel de tensión mínimo de 220 kV.

• **Tipo de vegetación**: preferencia por áreas con baja rugosidad, como terrenos agrícolas o monte bajo.

• **Tipo del terreno:** adecuación geotécnica del suelo para la ejecución de cimentaciones, evitando terrenos con condiciones desfavorables.

• **Orografía:** topografía suave o moderadamente ondulada, descartando zonas con pendientes elevadas.

• **Recurso eólico:** disponibilidad de un recurso eólico suficiente, considerando la velocidad media anual del viento a 100 m de altura.

4.2 PUNTUACIÓN DE CARACTERÍSTICAS

4.2.1 Recurso eólico

El recurso eólico se evalúa a partir de la velocidad media anual del viento en el emplazamiento. Este parámetro es determinante para la producción energética del parque, por lo que se asignan mayores puntuaciones a las ubicaciones con mayores velocidades medias.

Recurso Eólico	Velocidad Viento (m/s)	Puntuación
	< 6	0
	6 < V< 7	1
	7 < V <8	2
	V > 8	3

Figura 77 Criterios de evaluación del recurso eólico (Material Docente)

Los datos de velocidad del viento se obtienen a partir de la información disponible en plataformas de referencia como el *Global Wind Atlas*.

Opción	**Velocidad media anual del viento**	**Rango considerado**	**Puntuación**
Opción 1 – Gándia-O Ramos	6,63 m/s	6 < V < 7 m/s	1
Opción 2 – Borchicayada-Neguillas	7,40 m/s	7 < V < 8 m/s	2
Opción 3 – Setenil / Alcalá del Valle	7,38 m/s	7 < V < 8 m/s	2

Tabla 67 Puntuación de los emplazamientos según el criterio de recurso eólico

La Opción 1 obtiene una puntuación inferior al presentar una velocidad media anual situada en el intervalo de recurso eólico moderado. En cambio, las Opciones 2 y 3 alcanzan una puntuación de 2, al encontrarse ambas dentro del rango de 7 < V < 8 m/s, considerado más favorable para el aprovechamiento eólico.

4.2.2 Orografía

La orografía se evalúa a partir de la pendiente media del emplazamiento, ya que pendientes elevadas dificultan la ejecución de plataformas y viales, incrementando los costes de obra civil. La pendiente media se calcula como la relación entre la diferencia de cota y la distancia horizontal entre los puntos considerados dentro del área de estudio.

Orografía	Pendiente Media del Tereno (%)	Puntuación
	< 5	3
	5 < P< 10	2
	10 < P <1 5	1
	P > 15	0

Figura 78. Criterios de evaluación de la pendiente media del terreno(Material docente)

Según los criterios definidos se obtiene la siguiente valoración:

Opción	Pendiente media estimada	Rango considerado	Puntuación
Opción 1 – Gándia-O Ramos	3,1 %	P < 5 %	3
Opción 2 – Borchicayada-Neguillas	2,1 %	P < 5 %	3
Opción 3 – Setenil / Alcalá del Valle	5,4 %	5 < P < 10 %	2

Tabla 68Puntuación de los emplazamientos según el criterio de pendiente media del terreno

La Opción 1 y la Opción 2 obtienen la máxima puntuación al presentar pendientes medias inferiores al 5 %, lo que indica una topografía suave y favorable para la ejecución de plataformas, accesos y viales internos. La Opción 3 presenta una pendiente media del 5,4 %, por lo que se sitúa en el intervalo de pendiente moderada y recibe una puntuación inferior, aunque sigue siendo compatible con la implantación de un parque eólico terrestre.

4.2.3 Tipo de terreno

Este criterio evalúa la naturaleza geotécnica del suelo, considerando su idoneidad para la ejecución de cimentaciones de aerogeneradores. Para ello, se emplea información procedente de mapas litológicos de ámbito nacional.



Figura 79 Mapa geológico de España (IGME)

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

Figura 80 Criterios de evaluación del tipo de terreno (Material Docente)

El tipo de terreno se valora en función de su consistencia y de la capacidad portante prevista para la ejecución de las cimentaciones. Este criterio es relevante porque condiciona la complejidad geotécnica de la obra, los movimientos de tierra necesarios y el diseño de las cimentaciones de los aerogeneradores.

Opción	Tipo de terreno identificado	Clasificación considerada	Puntuación
Opción 1– Gándia-O Ramos	Cuarcitas, pizarras, areniscas y calizas, con buena capacidad portante.	Consistencia normal	**3**
Opción 2 – Borchicayada-Neguillas	Areniscas, conglomerados y arcillas, adecuados para cimentaciones.	Consistencia normal	**3**
Opción 3 – Setenil / Alcalá del Valle	Calizas, dolomías, areniscas y conglomerados, con presencia puntual de roca.	Consistencia normal con roca puntual	**2**

Tabla 69 Puntuación de los emplazamientos según el criterio de tipo de terreno

La Opción 1 y la Opción 2 obtienen la máxima puntuación al presentar terrenos de consistencia normal y condiciones adecuadas para la ejecución de cimentaciones. La Opción 3 recibe una puntuación ligeramente inferior debido a la presencia puntual de roca, lo que puede aumentar la complejidad de algunos trabajos de excavación o cimentación, aunque no supone una limitación relevante para la implantación del parque eólico.

4.2.4 Vegetación

La vegetación se evalúa en función del tipo de cubierta vegetal predominante, ya que influye tanto en la rugosidad del terreno como en el impacto ambiental del proyecto.

Vegetación	Tipo Cubierta Vegetal	Puntuación
	Monte Bajo	3
	Monte Bajo con arboles puntuales	2
	Bosque	1

Figura 81 Criterios de evaluación de la vegetación (material docente)

Opción	Cubierta vegetal identificado	Clasificación considerada	Puntuación
Opción 1 – Gándia-O Ramos	Monte bajo con presencia de masas forestales discontinuas.	Monte bajo con árboles puntuales	2
Opción 2 – Borchicayada-Neguillas	Terrenos agrícolas de secano, con baja rugosidad y escasa presencia forestal.	Monte bajo	3
Opción 3 – Setenil / Alcalá del Valle	Terrenos agrícolas, pastizales y monte bajo disperso.	Monte bajo con árboles puntuales	2

Tabla 70 Puntuación de los emplazamientos según el criterio de vegetación

La Opción 2 obtiene la puntuación más alta al presentar una cubierta vegetal de baja rugosidad y escasa presencia de masas forestales, lo que favorece la implantación del parque eólico. Las Opciones 1 y 3 reciben una puntuación inferior debido a la presencia de monte bajo y vegetación dispersa, aunque estas condiciones siguen siendo compatibles con el desarrollo del proyecto.

4.2.5 Interconexión eléctrica

La interconexión eléctrica del emplazamiento se ha evaluado a partir de la distancia al punto de conexión más cercano y del nivel de tensión disponible, utilizando la cartografía oficial de la Red Eléctrica de España y mediciones realizadas en Google Earth Pro.

Iterconexión eléctrica	Distancia y Nivel tensión (potencia < 100 MW)	Puntuación
	Mas de 50 Km para mas de 220 kV	0
	Entre 25 y 50 km para menos de 220 kV	2
	Menos 25 kV para menos de 220 kV	3

Figura 82 Criterios de evaluación de la interconexión eléctrica

Opción	Punto de conexión identificado	Distancia aproximada	Clasificación considerada	Puntuación
Opción 1 – Gándia-O Ramos	Subestación de Carba	5,3 km	Menos de 25 km	3
Opción 2 – Borchicayada-Neguillas	Subestación en el entorno de Almazán	8,5 km	Menos de 25 km	3
Opción 3 – Setenil / Alcalá del Valle	Línea de transporte de 220 kV Ronda-Campillos-Teba	13 km	Menos de 25 km	3

Tabla 71 Puntuación de los emplazamientos según el criterio de interconexión eléctrica

Las tres alternativas obtienen la máxima puntuación en este criterio, ya que se sitúan a distancias inferiores a 25 km respecto a infraestructuras eléctricas existentes. Esta condición permite plantear soluciones de evacuación de longitud reducida o moderada, limitando los costes asociados y el impacto territorial de la interconexión.

4.2.6 Accesibilidad

La accesibilidad se valora a partir de la calidad de las infraestructuras viarias existentes y de la viabilidad del transporte de aerogeneradores, palas, torres y otros componentes de gran tamaño. Este criterio resulta importante, ya que una red de acceso adecuada reduce la necesidad de reformas importantes en carreteras y caminos durante la fase de construcción.

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

Figura 83 . Criterios de evaluación de la accesibilidad (material docente)

Opción	Condiciones de accesibilidad identificadas	Clasificación considerada	Puntuación
Opción 1 – Gándia-O Ramos	Acceso mediante carreteras locales, pistas forestales y caminos existentes, con necesidad de acondicionamientos puntuales.	Reformas puntuales en carreteras y accesos	**2**
Opción 2 – Borchicayada-Neguillas	Buena conexión con carreteras principales y red viaria local, aunque con posibles actuaciones puntuales en caminos interiores.	Reformas puntuales en carreteras y accesos	**2**
Opción 3 – Setenil / Alcalá del Valle	Acceso mediante carreteras autonómicas y caminos rurales, con mejoras puntuales necesarias para transporte pesado.	Reformas puntuales en carreteras y accesos	**2**

Tabla 72 Puntuación de los emplazamientos según el criterio de accesibilidad

Las tres alternativas obtienen la misma puntuación en este criterio, ya que todas disponen de accesos viarios existentes, aunque requieren actuaciones puntuales de acondicionamiento. Estas intervenciones se consideran habituales en proyectos eólicos terrestres y no suponen una limitación significativa para la viabilidad de los emplazamientos analizados

4.2.7 Medio ambiente

El criterio ambiental evalúa la proximidad del emplazamiento a espacios naturales protegidos, teniendo en cuenta las posibles restricciones normativas y administrativas. Para ello, se ha analizado la localización del emplazamiento mediante el visor cartográfico oficial de zonas ZEPA (v22), así como la cartografía de LIC y ZEC.

Del análisis realizado se desprende que el emplazamiento no se encuentra incluido dentro de ninguna zona ZEPA, LIC o ZEC. Los espacios protegidos más cercanos se localizan a una distancia suficiente del área de estudio, no existiendo afección directa sobre el emplazamiento.

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

Figura 84 Criterios de evaluación ambiental (material docente)

Opción	Espacios protegidos más próximos	Distancia aproximada	Afección directa	Puntuación
Opción 1 – Gándia-O Ramos	ZEPA/ZEC Veiga de Rengos	21 km	No	**3**
Opción 2 – Borchicayada-Neguillas	ZEPA Altos de Barahona y Monteagudo de las Vicarías	>15 km	No	**3**
Opción 3 – Setenil / Alcalá del Valle	Parque Natural Sierra de Grazalema y Parque Nacional Sierra de las Nieves	25 km y 22 km	No	**3**

Tabla 73 Puntuación de los emplazamientos según el criterio ambiental

Las tres alternativas obtienen la máxima puntuación en el criterio ambiental, al situarse fuera de espacios protegidos y no presentar afecciones directas sobre zonas ZEPA, LIC o ZEC. Aunque existen espacios naturales relevantes en el entorno regional, las distancias identificadas permiten considerar que los emplazamientos son compatibles desde el punto de vista ambiental en esta fase preliminar del análisis.

4.2.8 Potencia

La potencia del proyecto se evalúa en función de la potencia total prevista del parque.

Capacidad Proyecto	Potencia	Puntuación
	< 20 MW	0
	30 y 50 MW	1
	50 y 100 MW	2
	Mas de 100 MW	3

Figura 85 Criterios de evaluación de la potencia instalada aproximada (material docente)

Opción	Potencia instalada prevista	Rango considerado	Puntuación
Opción 1 – Gándia-O Ramos	50 MW	50–100 MW	**2**
Opción 2 – Borchicayada-Neguillas	50 MW	50–100 MW	**2**
Opción 3 – Setenil / Alcalá del Valle	50 MW	50–100 MW	**2**

Tabla 74 Puntuación de los emplazamientos según el criterio de potencia instalada

Los tres emplazamientos obtienen la misma puntuación en el criterio de potencia instalada, ya que en todos los casos se plantea una potencia aproximada de 50 MW. Este valor se sitúa dentro del intervalo 50–100 MW, por lo que la puntuación asignada es de 2 puntos para cada alternativa.

4.3 SELECCIÓN EMPLAZAMIENTO

La selección del emplazamiento se realiza a partir de la suma de las puntuaciones obtenidas en cada uno de los criterios analizados. De esta forma, se obtiene una valoración global que permite comparar las tres alternativas de manera homogénea.

Emplazamiento	Recurso eólico	Orografía	Terreno	Vegetación	Interconexión	Accesibilidad	Ambiental	Potencia	Total
1 – Gándia-O Ramos	1	3	3	2	3	2	3	2	**19**
2 – Borchicayada-Neguillas	2	3	3	3	3	2	3	2	**21**
3 – Setenil / Alcalá del Valle	2	2	2	2	3	2	3	2	**18**

Tabla 75 Resumen de la valoración multicriterio de los emplazamientos

A partir de la valoración multicriterio, la Opción 2, correspondiente al emplazamiento de Borchicayada-Neguillas, obtiene la mayor puntuación total, con 21 puntos. Este resultado se debe a su comportamiento equilibrado en la mayoría de los criterios evaluados, especialmente en recurso eólico, orografía, tipo de terreno, vegetación, interconexión eléctrica y compatibilidad ambiental. Por ello, se considera la alternativa más adecuada para la implantación del parque eólico terrestre.

5. CONCLUSIONES

El análisis de emplazamientos ha permitido comparar tres alternativas potenciales para la implantación del parque eólico, considerando de forma conjunta criterios técnicos, territoriales, ambientales y de infraestructura. Esta valoración ofrece una visión global de la idoneidad de cada ubicación y facilita la selección de la alternativa más favorable.

Los resultados obtenidos muestran que el emplazamiento de Borchicayada-Neguillas alcanza la mayor puntuación total. Esta opción presenta un comportamiento equilibrado en la mayoría de los criterios evaluados, con un recurso eólico adecuado, una orografía favorable, un terreno compatible con la ejecución de cimentaciones y unas condiciones correctas de accesibilidad e interconexión eléctrica. Todo ello contribuye a reducir la complejidad técnica del proyecto y mejora su viabilidad general.

El emplazamiento de Gándia-O Ramos también presenta aspectos positivos, especialmente por su relieve suave y su proximidad a infraestructuras eléctricas existentes. Sin embargo, su menor recurso eólico penaliza la valoración final frente a las otras alternativas. En el caso de Setenil de las Bodegas-Alcalá del Valle, el recurso eólico es elevado, pero la orografía más exigente y algunos condicionantes territoriales reducen su puntuación global.

A la vista de los resultados obtenidos, se selecciona el emplazamiento de Borchicayada-Neguillas como la alternativa más adecuada para el desarrollo del parque eólico. Su elección se justifica por presentar el mejor equilibrio entre recurso disponible, facilidad constructiva, compatibilidad territorial, accesibilidad, conexión eléctrica y viabilidad ambiental.

ANEXO II: PRESUPUESTO

1. OBJETO Y ALCANCE

El presente anexo tiene por objeto desarrollar el presupuesto del Parque Eólico Borchicayada, incluyendo el desglose de las principales unidades de obra necesarias para su construcción, puesta en servicio y conexión a la red eléctrica.

El presupuesto elaborado constituye la base económica utilizada para el análisis de viabilidad financiera desarrollado en el Capítulo 7 de la memoria.

El presupuesto comprende la totalidad de las actuaciones necesarias para la ejecución del parque eólico, incluyendo las siguientes partidas principales:

- Suministro de aerogeneradores.
- Obra civil.
- Infraestructuras eléctricas interiores.
- Línea aérea de evacuación.
- Ingeniería y dirección de obra.

2. CRITERIOS DE VALORACIÓN

La valoración económica se ha realizado a partir de las mediciones obtenidas durante el desarrollo del proyecto y de las soluciones técnicas adoptadas en los diferentes capítulos de la memoria.

Los precios unitarios empleados se han obtenido mediante la consulta de documentación técnica de fabricantes, bases de precios de referencia para obra civil e instalaciones eléctricas, catálogos comerciales, presupuestos de proyectos eólicos de características similares y documentación técnica especializada del sector.[30]

La metodología seguida consiste en descomponer el proyecto en sus principales capítulos constructivos y valorar individualmente cada una de las unidades de obra que los integran, obteniendo posteriormente el presupuesto global del parque.

3. AEROGENERADORES

La principal partida económica del proyecto corresponde al suministro de los siete aerogeneradores Siemens Gamesa SG 6.6-170 seleccionados para el parque eólico.

La valoración se ha realizado considerando un coste específico de 850.000 €/MW instalado, incluyendo el suministro de los equipos principales.

1. AEROGENERADORES				
Descripcion	**Cantidad**	**Unidad Obra**	**€/unidad**	**importe**
	46,2	MW	850.000,00	39.270.000,00
Total				**39.270.000,00**

Tabla 76 Presupuesto de suministro de aerogeneradores.

4. OBRA CIVIL

Las obras civiles comprenden todas las actuaciones necesarias para la implantación del parque eólico sobre el terreno.

Esta partida incluye los trabajos de limpieza y desbroce, movimientos de tierras, excavaciones, ejecución de viales, plataformas de montaje, cimentaciones de aerogeneradores, zanjas para canalizaciones eléctricas y cimentación de la torre meteorológica.

2. OBRA CIVIL							
Desc	**UNIDAD**	**Profundidad**	**Longitud [m]**	**Ancho [m]**	**Cantidad**	**Precio/UNIDAD**	**IMPORTE (€)**
MOVIMIENTO DE TIERRAS - LIMPIEZA Y DESBROCE							
Limpieza y desbroce del terreno, retirada de vegetación superficial y restos orgánicos, con medios mecánicos y carga manual para transporte a vertedero.							
Viales exteriores de acceso	m2		4.504,25	6,00	1,00	1,10 €	29.728,05 €
Viales internos	m2		2.612,20	6,00	1,00	1,10 €	17.240,52 €
Plataformas de montaje de aerogenadores (50x40 m)	m2		50,00	40,00	7,00	1,10 €	15.400,00 €
Cimentación aerogeneradores (Ø 20m)				20,00	7,00	1,10 €	2.419,03 €
Cimentación de torre meteorológica	m2		3,00	3,00	1,00	1,10 €	9,90 €
							64.797,50 €
MOVIMIENTO DE TIERRAS - EXCAVACIÓN							
Excavación en terreno natural con medios mecánicos, sin presencia de roca, incluyendo carga y transporte del material sobrante a vertedero autorizado.							
Viales exteriores de acceso	m3	0,55	4.504,25	6,00	1,00	3,80 €	56.483,30 €
Viales internos	m3	0,55	2.612,20	6,00	1,00	3,80 €	32.756,99 €
Zanjas	m3	1,25	5.229,00	0,50	1,00	7,25 €	23.693,91 €
Plataformas de montaje aerogeneradores	m3	2,00	50,00	40,00	7,00	7,20 €	201.600,00 €
Cimentación aerogeneradores Ø20 m	m3	3,00		20,00	7,00	3,80 €	25.069,91 €
Cimentación estación meteorológica	m3	1,00	3,00	3,00	1,00	3,80 €	34,20 €
							339.638,30 €
RELLENOS							
Relleno de viales exteriores de acceso con zahorra artificial 0,25 m y tierra compactada 0,35 m al 95%	m3	0,55	4.504,25	6,00	1,00	9,50 €	141.208,24 €
Relleno de viales internos con zahorra artificial 0,25 m y tierra compactada 0,35 m al 95%	m3	0,55	5.041,00	6,00	1,00	9,50 €	158.035,35 €
Relleno de zanjas con tierra compactada, arena arcillosa y arena fina de río	m3	1,20	5.916,00	0,50	1,00	42,00 €	149.083,20 €
Elementos auxiliares de señalización de zanjas (bandas de señalización, planchas PVC 0,5 m)	m		5.916,00		1,00	2,55 €	15.085,80 €
Relleno de plataformas de montaje aerogeneradores, material granular y 30 cm de zahorra artificial al 95%	m3	2,00	50,00	40,00	7,00	3,45 €	96.600,00 €
Hormigón de limpieza HA-10 para cimentación de aerogeneradores	m3	0,10		20,00	7,00	82,40 €	18.120,71 €
Hormigón armado HA-30 y acero B500S para cimentación de aerogeneradores	m3	2,50		20,00	7,00	130,00 €	714.712,33 €
Sistema de pernos de anclaje de cimentación de aerogeneradores	ud				7,00	5.500,00 €	38.500,00 €
Hormigón de limpieza HA-10 para cimentación de estación meteorológica	m3	0,10	3,00	3,00	1,00	82,40 €	74,16 €
Hormigón armado para cimentación de estación	m3	1,00	3,00	3,00	1,00	115,00 €	1.035,00 €
Sistema de anclaje de cimentación de estación meteorológica	ud				1,00	2.500,00 €	2.500,00 €
							1.334.954,78 €
TOTAL SECCIÓN 2: OBRA CIVIL							**1.788.990,78 €**

Tabla 77 Presupuesto detallado de obra civil.

5. INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS

Las infraestructuras eléctricas comprenden la red subterránea de media tensión, el sistema general de puesta a tierra, la red de fibra óptica para comunicaciones, las cabinas de media tensión instaladas en los aerogeneradores, la subestación elevadora 30/132 kV y el edificio de control.

3. INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS					
Desc	**Cantidad**	**Longitud [m]**	**Cantidad Total**	**Precio unitario (€/ud.)**	**Importe (€)**
CONDUCTORES Y P.A.T.					
Cable unipolar VULPREN® Class HEPRZ1 AL 18/30 (36) kV Al 1×400 mm² HEPR	3,00	3.183,00	9.549,00	24,50 €	233.950,50 €
Cable unipolar VULPREN® Class HEPRZ1 AL 18/30 (36) kV Al 1×500 mm² HEPR	3,00	3.608,00	10.824,00	28,30 €	306.319,20 €
Terminales/conectores separables MT 36 kV 630 A	42,00	-	42,00	179,81 €	7.552,02 €
Fibra óptica monomodo G.652.D 8 fibras	1,00	3.183,00	3.183,00	1,66 €	5.283,78 €
Conductor de cobre desnudo 95 mm² para red de puesta a tierra	1,00	3.183,00	3.183,00	10,60 €	33.739,80 €
Picas de tierra 1,5 m	56,00	-	56,00	6,77 €	379,12 €
Elementos auxiliares de conexión para red de tierras	56,00	-	56,00	1,13 €	63,28 €
Soldaduras aluminotérmicas, bornes y conectores de red de tierra	1,00	-	1,00	9.000,00 €	9.000,00 €
Tendido, conexionado, identificación y pruebas de cableado MT, fibra óptica y red de	1,00	-	1,00	129.000,00 €	129.000,00 €
					725.287,70 €
CABINAS MT					
Cabina compacta 30 kV 630 A tipo 0L+1V	2,00	-	2,00	14.146,80 €	28.293,60 €
Cabina compacta 30 kV 630 A tipo 0L+1L+1V	5,00	-	5,00	18.960,00 €	94.800,00 €
					123.093,60 €
SUBESTACIÓN 30/132 kV					
Obra civil subestación intemperie	1,00	-	1,00	150.000,00 €	150.000,00 €
Estructuras metálicas y soportes galvanizados para aparamenta	1,00	-	1,00	40.000,00 €	40.000,00 €
Celda de acometida de línea 30 kV	1,00	-	1,00	23.981,77 €	23.981,77 €
Celdas de salida de línea 30 kV	2,00	-	2,00	23.981,77 €	47.963,54 €
Celda de servicios auxiliares 30 kV	1,00	-	1,00	11.050,15 €	11.050,15 €
Equipo rectificador-batería 125 Vcc	1,00	-	1,00	11.660,80 €	11.660,80 €
Armario de servicios auxiliares	1,00	-	1,00	7.285,90 €	7.285,90 €
Transformador de servicios auxiliares 30/0,4 kV	1,00	-	1,00	3.150,00 €	3.150,00 €
Descargadores de sobretensión (autoválvulas) 30 kV	3,00	-	3,00	770,00 €	2.310,00 €
Alumbrado y fuerza edificio SET	1,00	-	1,00	9.054,85 €	9.054,85 €
Alumbrado y fuerza subestación intemperie	1,00	-	1,00	4.000,00 €	4.000,00 €
Elementos de seguridad	1,00	-	1,00	4.500,00 €	4.500,00 €
SAI sistema de control del parque	1,00	-	1,00	2.884,86 €	2.884,86 €
Transformador principal 30/132 kV 55 MVA	1,00	-	1,00	825.000,00 €	825.000,00 €
Seccionador 132 kV con puesta a tierra	1,00	-	1,00	11.750,00 €	11.750,00 €
Interruptor automático 132 kV	1,00	-	1,00	33.000,00 €	33.000,00 €
Descargadores de sobretensión (autoválvulas) 132 kV	6,00	-	6,00	1.600,00 €	9.600,00 €
Sistema de control y protecciones	2,00	-	2,00	35.600,00 €	71.200,00 €
Tubos y piezas de conexión	1,00	-	1,00	10.000,00 €	10.000,00 €
Armario de medida de facturación	1,00	-	1,00	30.000,00 €	30.000,00 €
Equipo de comunicaciones	1,00	-	1,00	60.000,00 €	60.000,00 €
Transformadores de intensidad 132 kV	3,00	-	3,00	5.900,00 €	17.700,00 €
Transformadores de tensión 132 kV	3,00	-	3,00	5.300,00 €	15.900,00 €
Cable de control, protección, medida y fuerza	1,00	-	1,00	18.000,00 €	18.000,00 €
Montaje electromecánico aparellaje 30/132 kV	1,00	-	1,00	150.000,00 €	150.000,00 €
Supervisión, pruebas y puesta en marcha	1,00	-	1,00	45.000,00 €	45.000,00 €
					1.614.991,87 €
EDIFICIO DE CONTROL					
Obra civil edificio de control	1,00	-	1,00	150.000,00 €	150.000,00 €
					150.000,00 €
					2.613.373,17 €

Tabla 78Presupuesto detallado de infraestructuras eléctricas

6. LÍNEA AÉREA DE EVACUACIÓN

La evacuación de la energía producida por el parque se realiza mediante una línea aérea de alta tensión de 132 kV que conecta la subestación elevadora con el punto de conexión previsto.La valoración económica contempla el suministro del conductor, apoyos metálicos, cimentaciones, aisladores, herrajes, montaje electromecánico, puesta en servicio e ingeniería asociada.

4. LINEA AEREA DE EVACUACION					
Desc	**Cantidad**	**Longitud km**	**Cantidad Total**	**Precio unitario (€/ud.)**	**Importe (€)**
LÍNEA AÉREA 132 kV					
Posicion llegada a Subestacion				400.000,00 €	400.000,00 €
Montaje, izado, tendido, medios auxiliares, pruebas y puesta en servicio de la línea aérea de evacuació	1	8,17	8,17	150.000,00 €	1.225.500,00 €
					1.625.500,00 €

Tabla 79 Presupuesto de la línea aérea de evacuación de 132 kV.

7. INGENIERÍA Y DIRECCIÓN DE OBRA

Esta partida recoge los costes asociados al desarrollo técnico y administrativo del proyecto, incluyendo la ingeniería básica y de detalle, la dirección facultativa, la asistencia técnica, los estudios específicos, así como la tramitación administrativa y legalización.

5. DESARROLLO, INGENIERÍA Y TRAMITACIÓN DEL PROYECTO					
Desc	**Cantidad**	**Longitud [m]**	**Cantidad final**	**Precio unitario (€/ud.)**	**Importe (€)**
DESARROLLO, INGENIERÍA Y TRAMITACIÓN DEL PROYECTO					
Ingeniería básica y de detalle del parque eólico	1	-	1	150.000,00 €	150.000,00 €
Dirección facultativa de obra	1	-	1	90.000,00 €	90.000,00 €
Gestión y coordinación del desarrollo del proyecto	1	-	1	120.000,00 €	120.000,00 €
Estudios técnicos, ambientales y arqueológicos	1	-	1	160.000,00 €	160.000,00 €
Campaña de recurso eólico y validación energética	1	-	1	90.000,00 €	90.000,00 €
Estudios topográficos, geotécnicos y cartográficos	1	-	1	75.000,00 €	75.000,00 €
Permisos, licencias y legalización administrativa	1	-	1	130.000,00 €	130.000,00 €
Gestión de terrenos, servidumbres y afecciones	1	-	1	60.000,00 €	60.000,00 €
Estudios eléctricos, acceso y conexión a red	1	-	1	75.000,00 €	75.000,00 €
Control de calidad, seguridad y asistencia técnica externa	1	-	1	50.000,00 €	50.000,00 €
					1.000.000,00 €

Tabla 80 Resumen general del presupuesto

A partir de las partidas descritas anteriormente se obtiene el presupuesto global del Parque Eólico Borchicayada.

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN	
Descripción	**Importe**
Aerogeneradores	39.270.000,00 €
Obra civil	1.788.990,78 €
Infraestructura eléctrica	2.613.373,17 €
CAPEX - Coste de construcción del parque	**43.672.363,95 €**
Desarrollo, ingeniería y tramitación del proyecto	1.000.000,00 €
DEVEX - Coste de desarrollo	**1.000.000,00 €**
Línea aérea de evacuación	1.625.500,00 €
Costes de Interconexión	**1.625.500,00 €**
INVERSIÓN ESTIMADA	**46.297.863,95 €**

Tabla 81 Resumen general del presupuesto del proyecto.

8. CONCLUSIONES

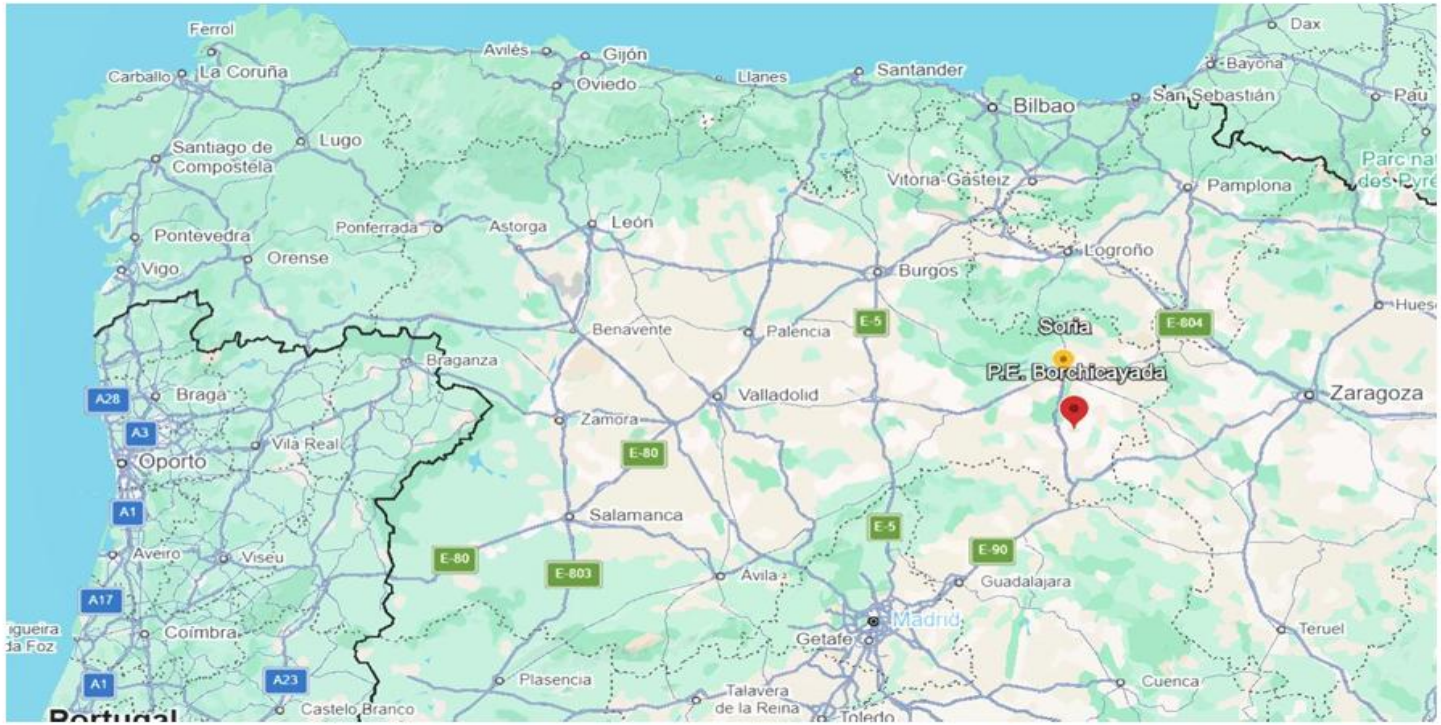
El presupuesto desarrollado recoge las principales unidades de obra necesarias para la ejecución del Parque Eólico Borchicayada, incluyendo el suministro de aerogeneradores, la obra civil, las infraestructuras eléctricas, la línea aérea de evacuación y los trabajos de ingeniería y dirección de obra.

Las mediciones y valoraciones económicas realizadas permiten obtener una estimación coherente de la inversión necesaria para la construcción del parque, constituyendo la base empleada para el análisis de viabilidad económica desarrollado en el Capítulo 7 de la memoria.

El Presupuesto de Ejecución obtenido representa el coste estimado para la ejecución completa del proyecto y proporciona una referencia económica adecuada para la evaluación técnico-económica de la instalación.

ANEXO III PLANOS

1. Plano 01 - Localización del parque eólico Borchicayada
2. Plano 02 - Viales y zanjas
3. Plano 03 - Perfil tipo de viales
4. Plano 04 - Perfil tipo de zanjas
5. Plano 05 - Perfil preliminar de cimentación de aerogenerador
6. Plano 06 - Plataforma de montaje
7. Plano 07 - Edificio de control tipo
8. Plano 08 - Subestación eléctrica tipo
9. Plano 09 - Esquema unifilar MT
10. Plano 10 - Esquema de interconexión de fibra óptica
11. Plano 11 - Esquema de la red de tierras
12. Plano 12 - Esquema unifilar simplificado de subestación eléctrica



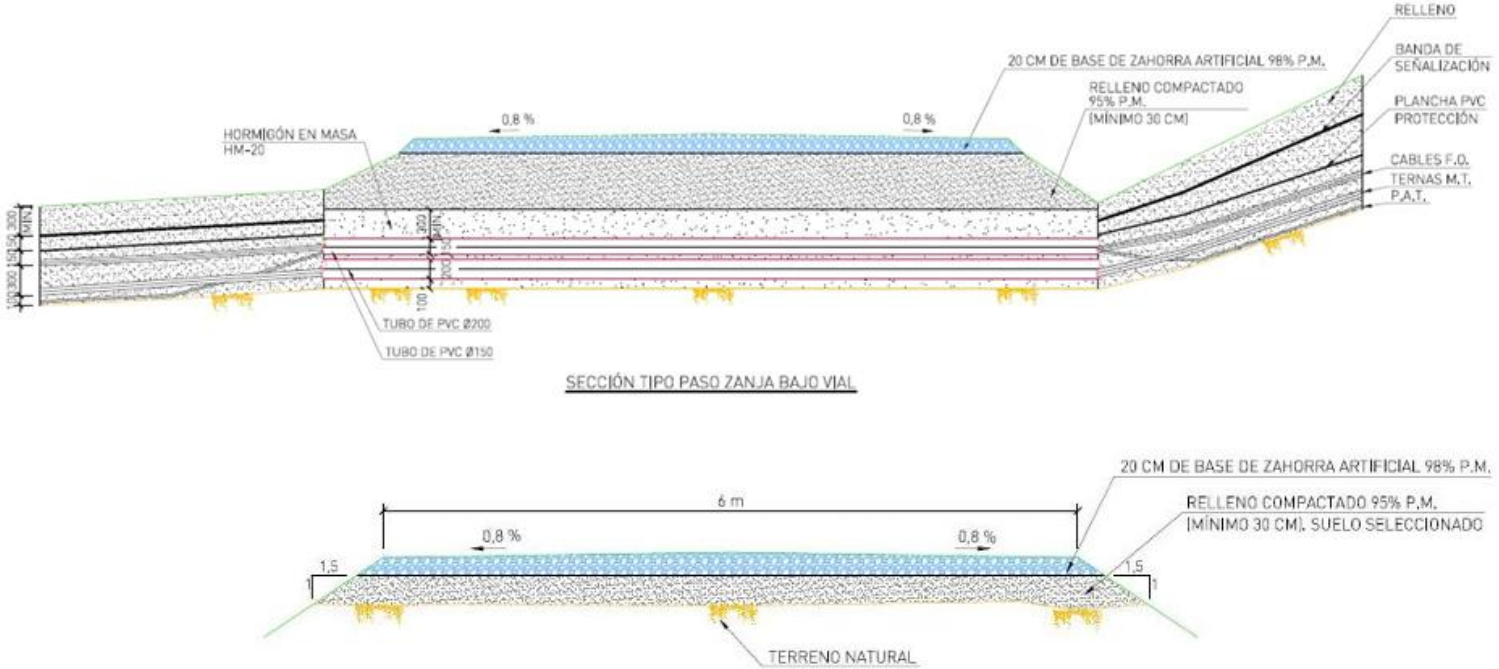
ESCALA	S/E	PARQUE EÓLICO BORCHICAYADA
NOMBRE	FECHA	LOCALIZACIÓN DEL PARQUE EÓLICO BORCHICAYADA
Juan Manuel Calvo de las Heras	03/07/2026	
FIRMA J.M. Calvo de las Heras	I.C.A.I.	Nº Plano 1



LEYENDA

- Aerogenerador
- SET parque
- Camino existente
- Vial nuevo proyectado
- Zanja tipo Z1-a
- Zanja tipo Z2-a

ESCALA	S/E	PARQUE EÓLICO BORCHICAYADA
NOMBRE	FECHA	VIALES Y ZANJAS
Juan Manuel Calvo de las Heras	03/07/2026	
FIRMA J.M. Calvo de las Heras	I.C.A.I.	Nº Plano 2

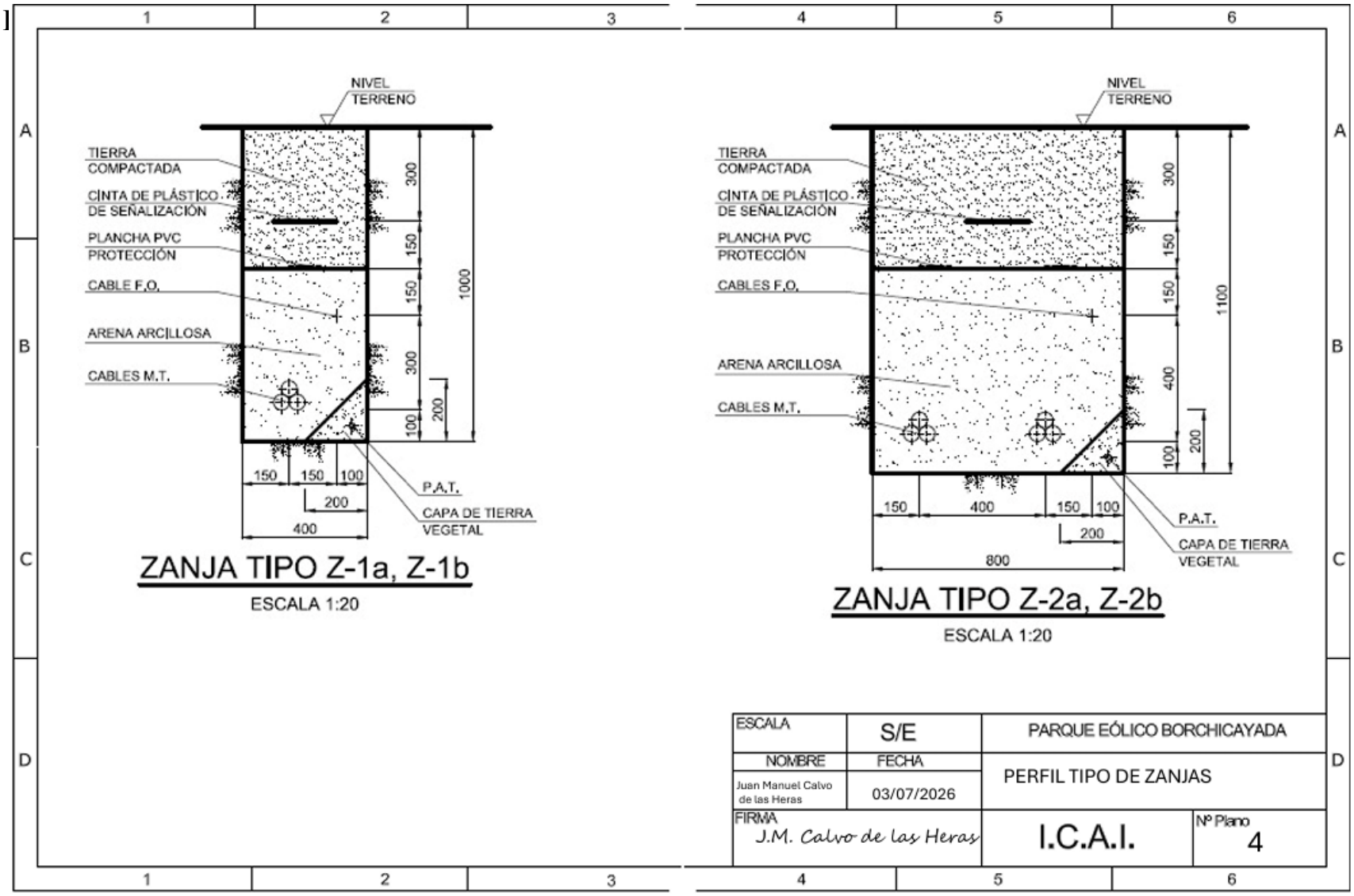


SECCIÓN TIPO PASO ZANJA BAJO VIAL

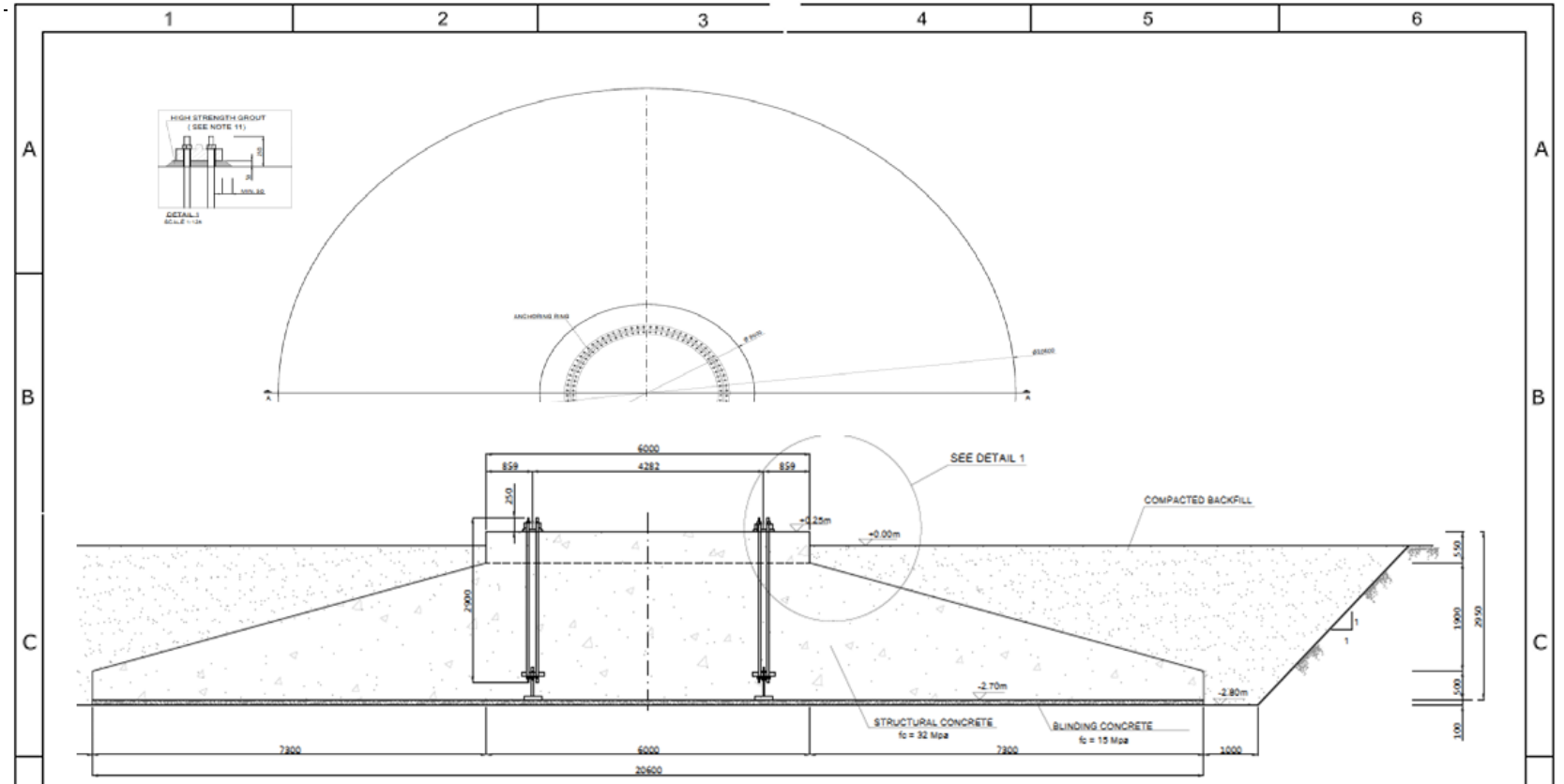
SECCIÓN TIPO TERRAPLÉN
VIAL INTERNO DE PE

ESCALA	S/E	PARQUE EÓLICO BORCHICAYADA
NOMBRE	FECHA	PERFIL TIPO DE VIALES
Juan Manuel Calvo de las Heras	03/07/2026	
FIRMA J.M. Calvo de las Heras	I.C.A.I.	Nº Plano 3

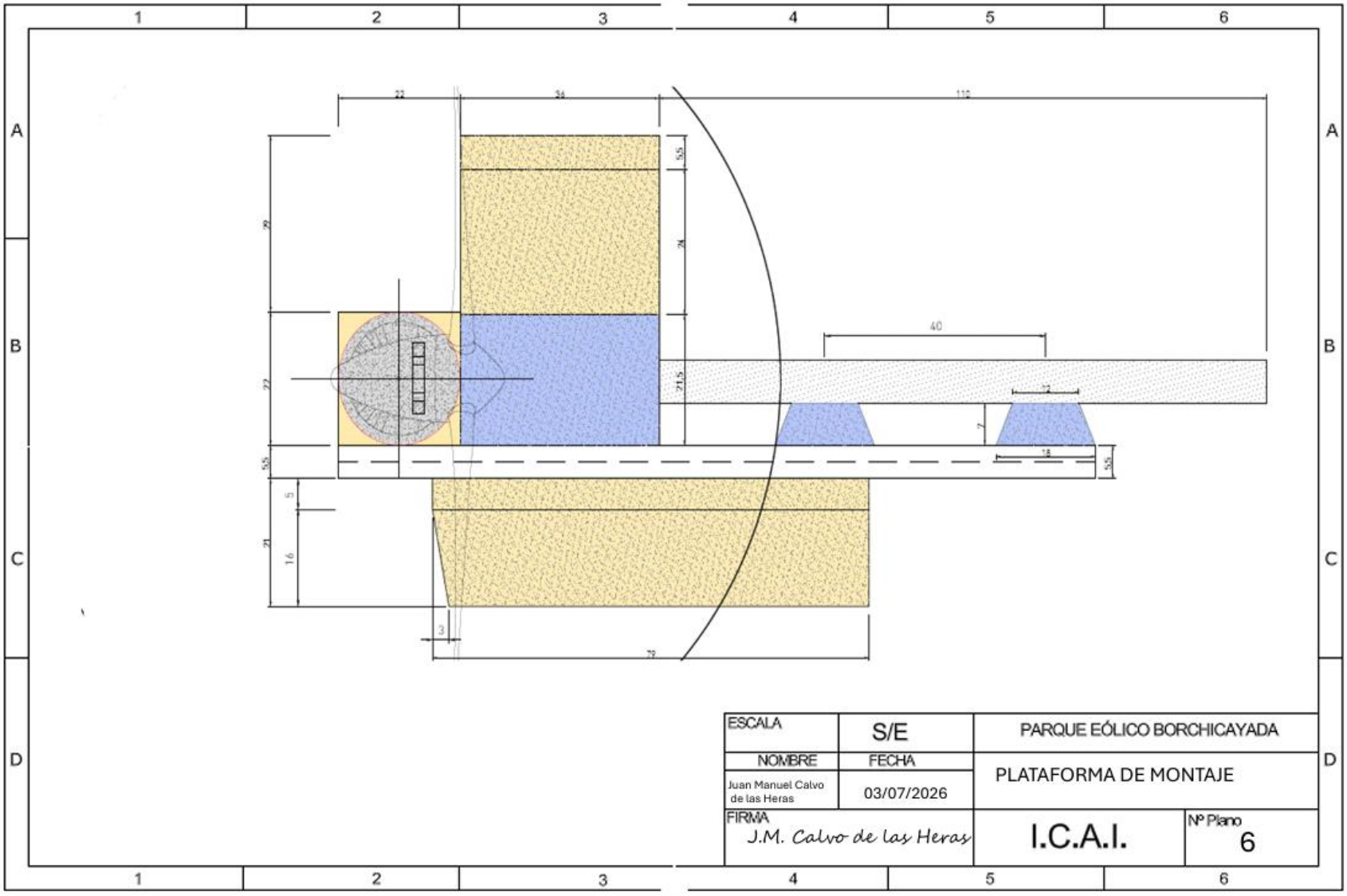
]

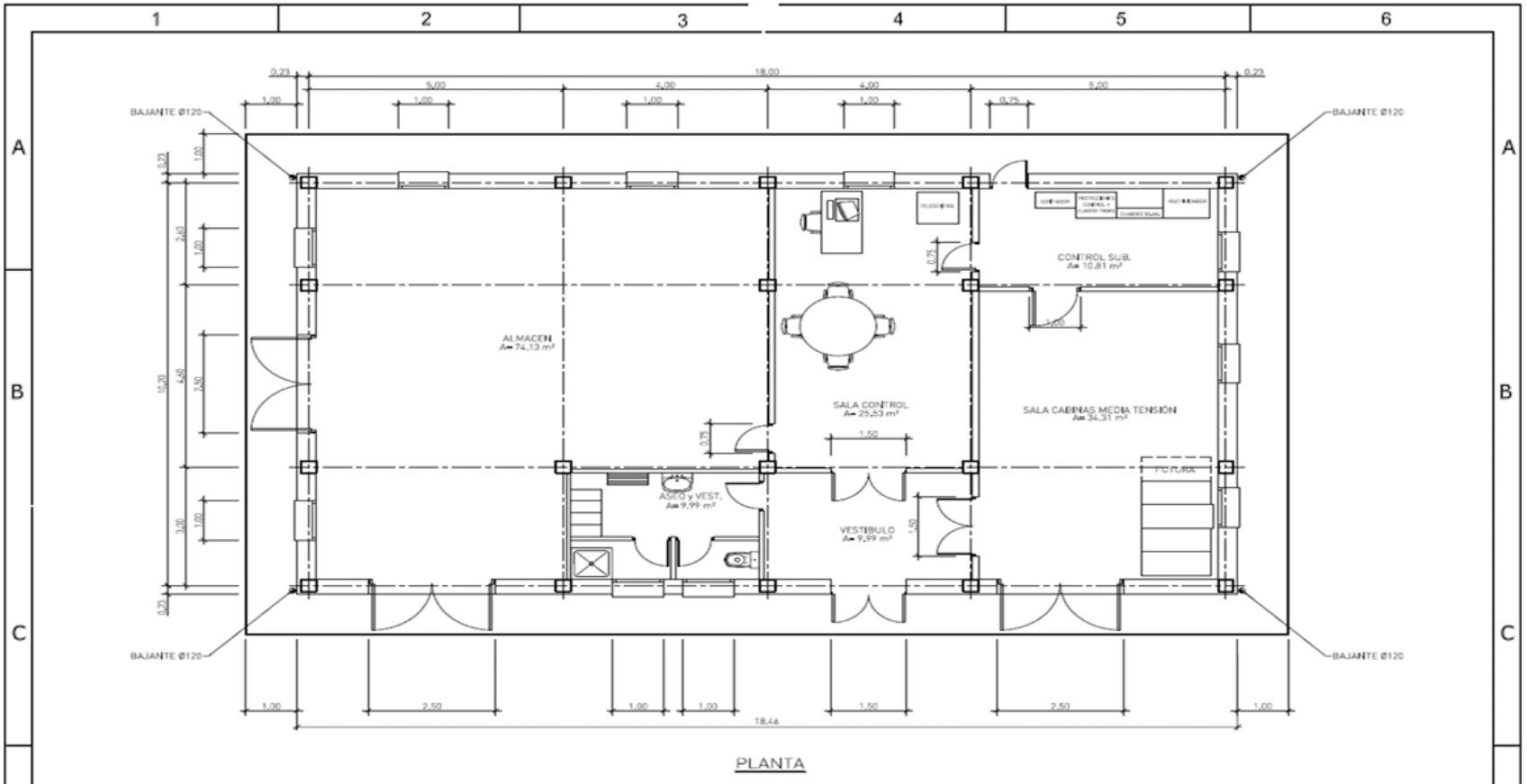

NIVEL TERRENO
TIERRA COMPACTADA
CINTA DE PLÁSTICO DE SEÑALIZACIÓN
PLANCHA PVC PROTECCIÓN
CABLE F.O.
ARENA ARCILLOSA
CABLES M.T.
300
150
150
300
100
200
1000
150
150
100
200
400
P.A.T.
CAPA DE TIERRA VEGETAL
ZANJA TIPO Z-1a, Z-1b
ESCALA 1:20
NIVEL TERRENO
TIERRA COMPACTADA
CINTA DE PLÁSTICO DE SEÑALIZACIÓN
PLANCHA PVC PROTECCIÓN
CABLES F.O.
ARENA ARCILLOSA
CABLES M.T.
300
150
150
400
100
200
1100
150
400
150
100
200
800
P.A.T.
CAPA DE TIERRA VEGETAL
ZANJA TIPO Z-2a, Z-2b
ESCALA 1:20
ESCALA
S/E
PARQUE EÓLICO BORCHICAYADA
NOMBRE
FECHA
Juan Manuel Calvo de las Heras
03/07/2026
PERFIL TIPO DE ZANJAS
FIRMA
J.M. Calvo de las Heras
I.C.A.I.
Nº Plano
4

ANEXO III PLANOS



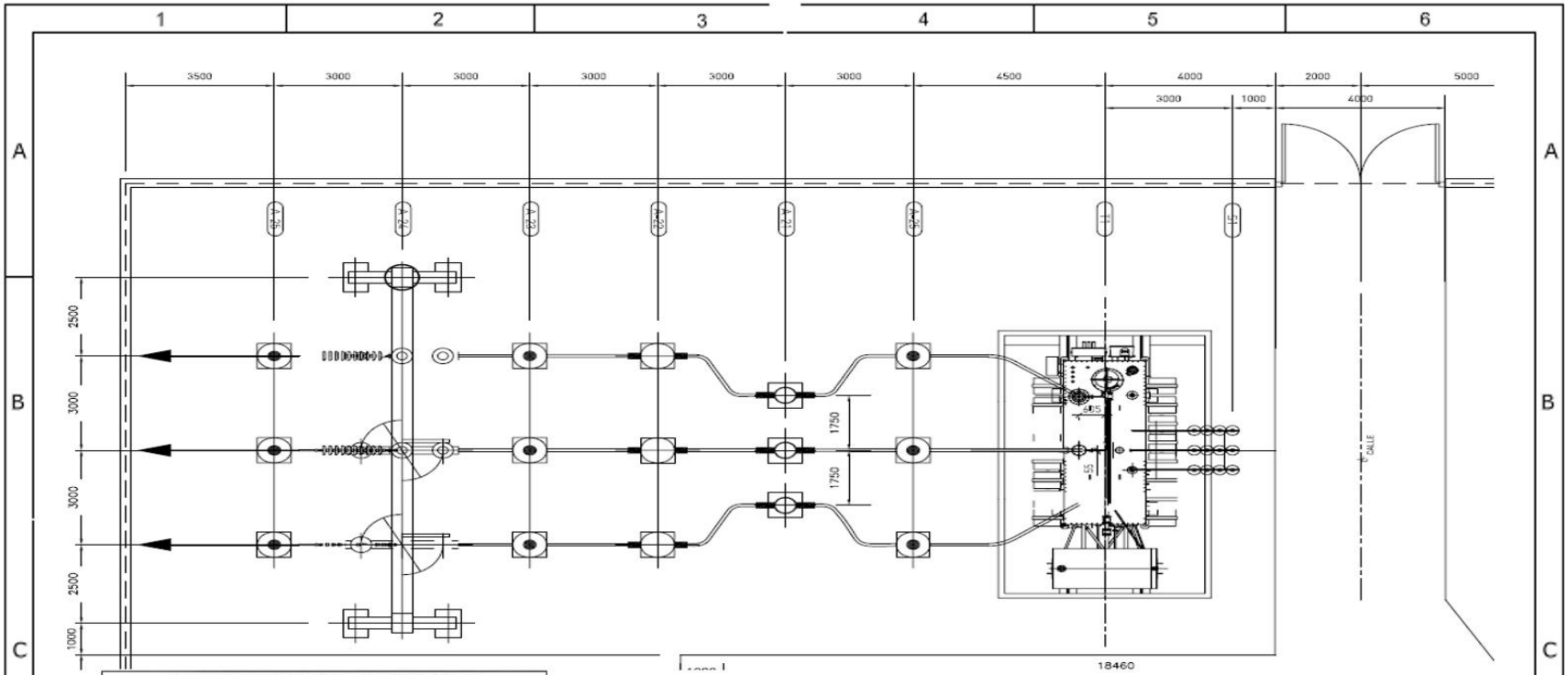
ESCALA	S/E	PARQUE EÓLICO BORCHICAYADA
NOMBRE	FECHA	PERFIL TIPO DE CIMENTACIÓN DE AEROGENERADOR
Juan Manuel Calvo de las Heras	03/07/2026	
FIRMA *J.M. Calvo de las Heras*	I.C.A.I.	Nº Plano 5


1
2
3
4
5
6
A
B
C
D
22
34
112
55
29
24
40
21,5
12
7
18
5,5
5
21
16
3
72
ESCALA
S/E
PARQUE EÓLICO BORCHICAYADA
NOMBRE
FECHA
Juan Manuel Calvo de las Heras
03/07/2026
PLATAFORMA DE MONTAJE
FIRMA
J.M. Calvo de las Heras
I.C.A.I.
Nº Plano
6



PLANTA

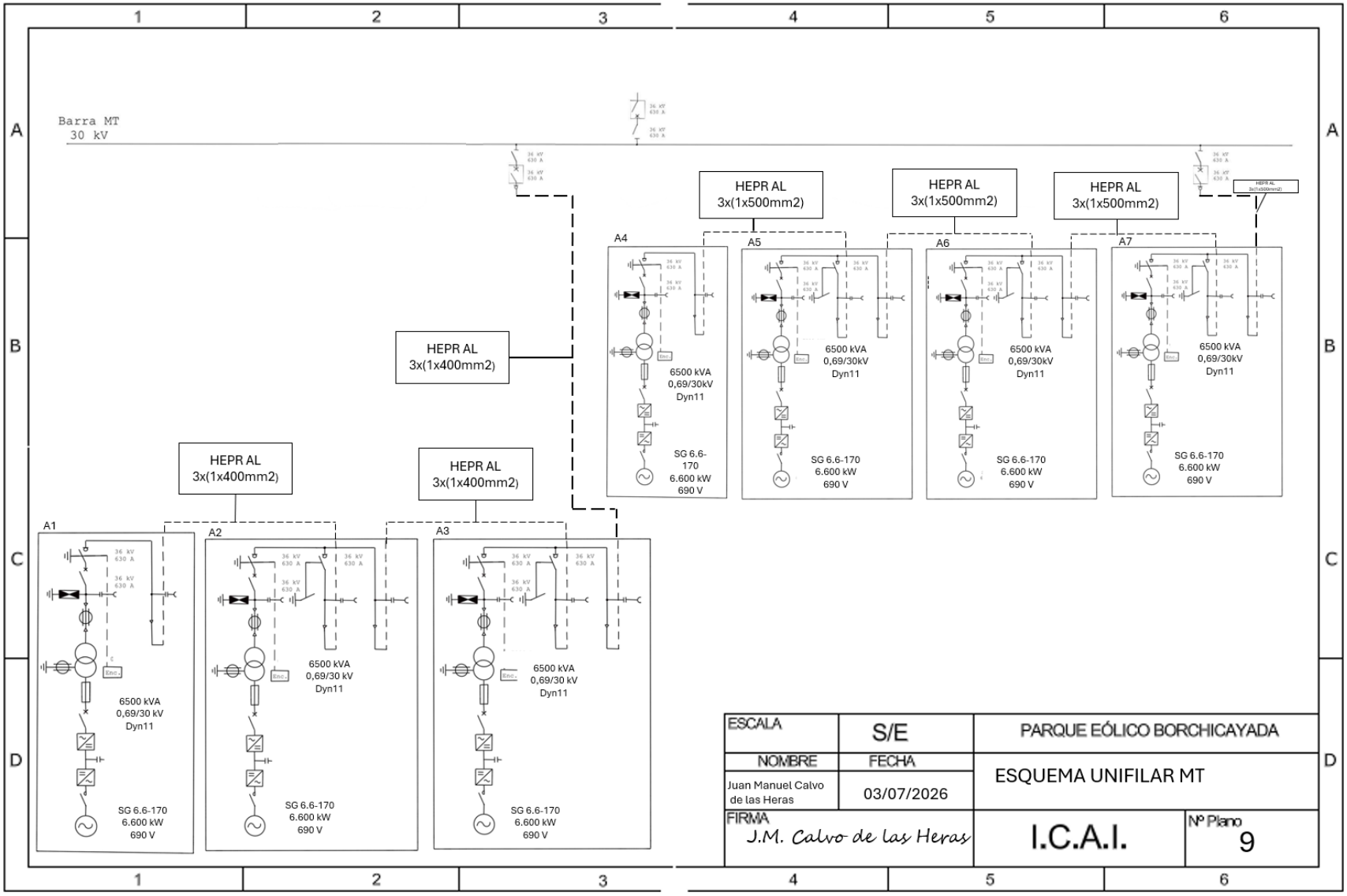
ESCALA	S/E	PARQUE EÓLICO BORCHICAYADA
NOMBRE	FECHA	EDIFICIO DE CONTROL TIPO
Juan Manuel Calvo de las Heras	03/07/2026	
FIRMA J.M. Calvo de las Heras	I.C.A.I.	Nº Plano 7

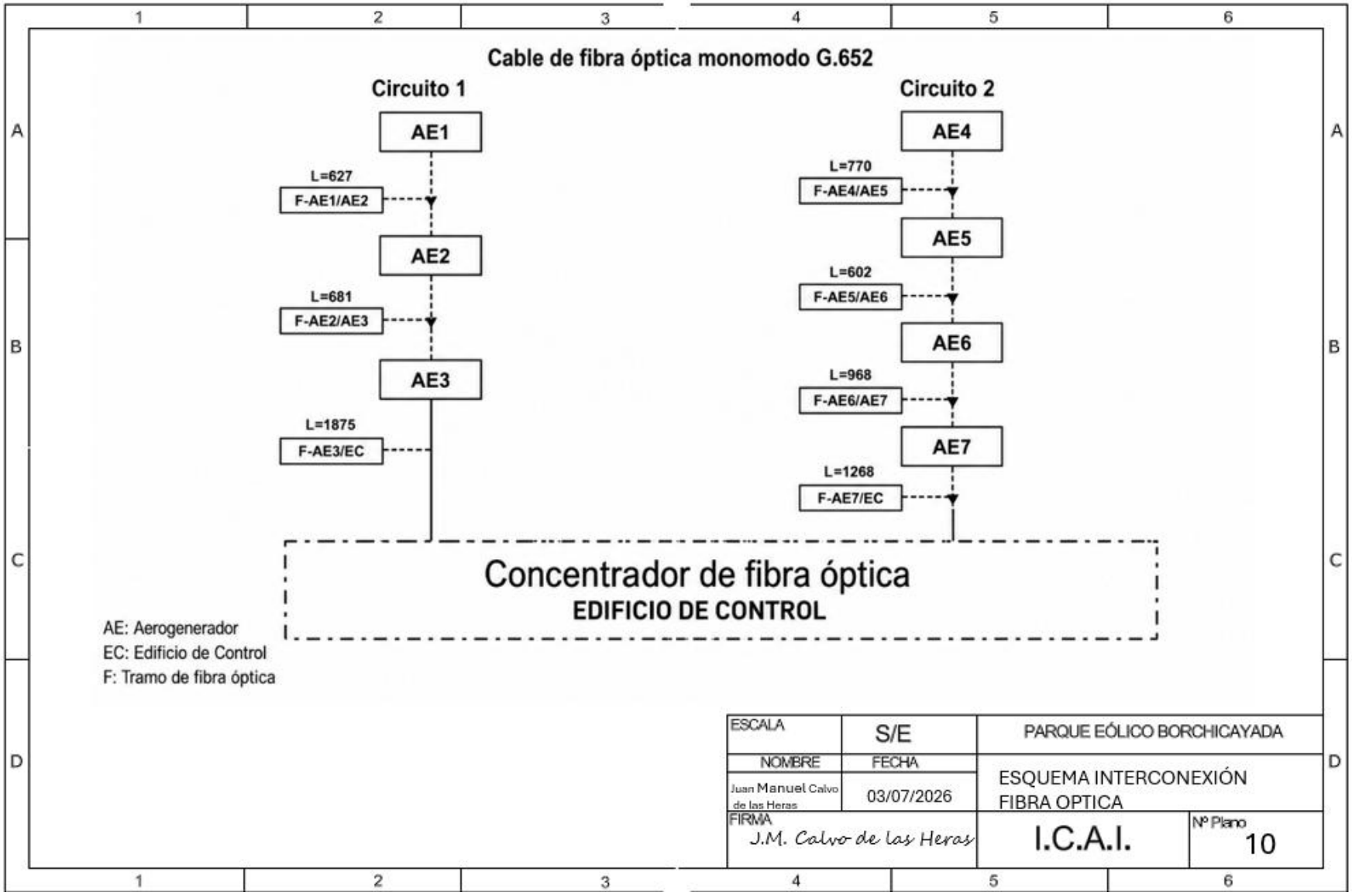


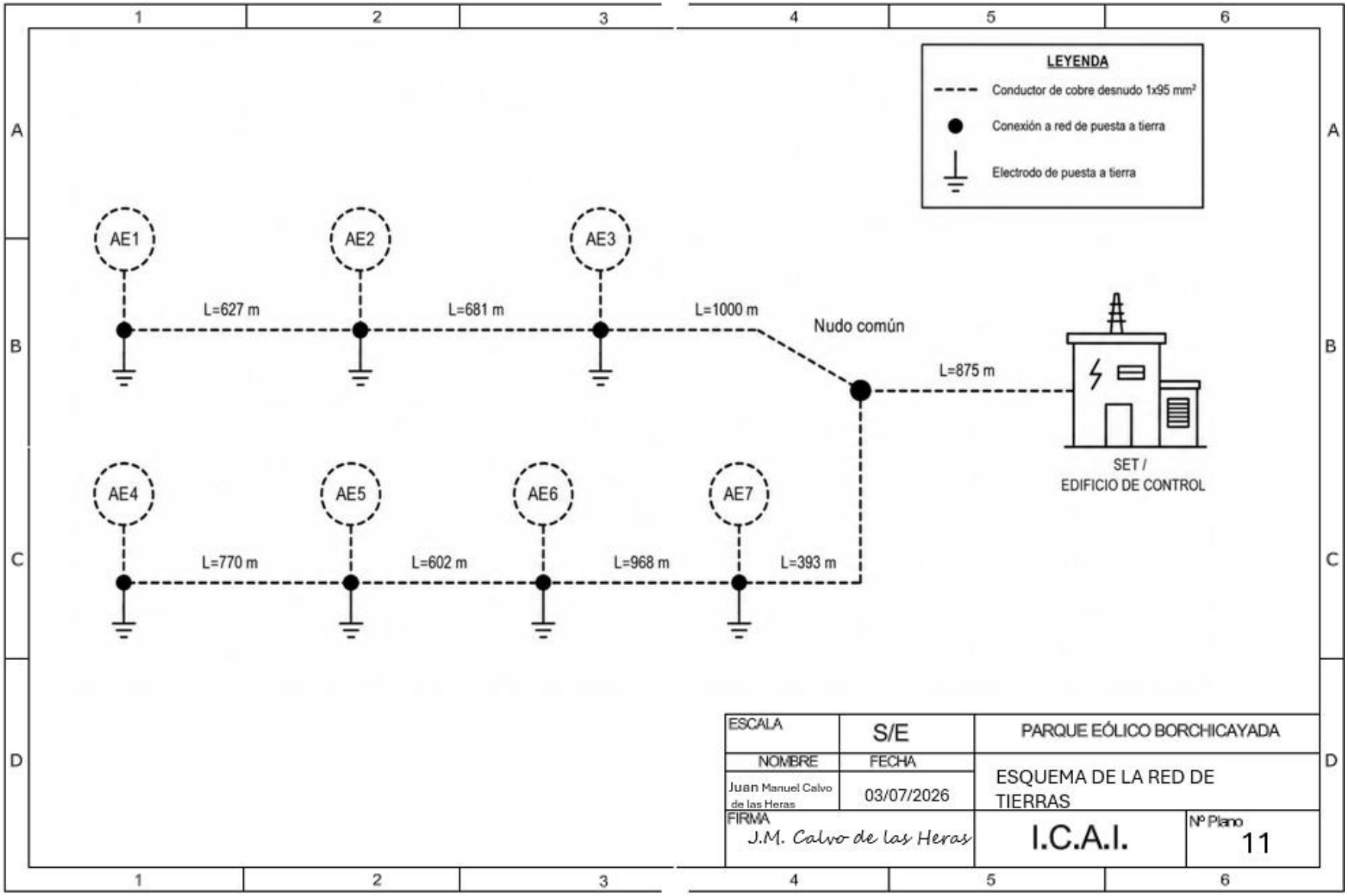
RELACIÓN DE LA NUEVA APARAMENTA A INSTALAR

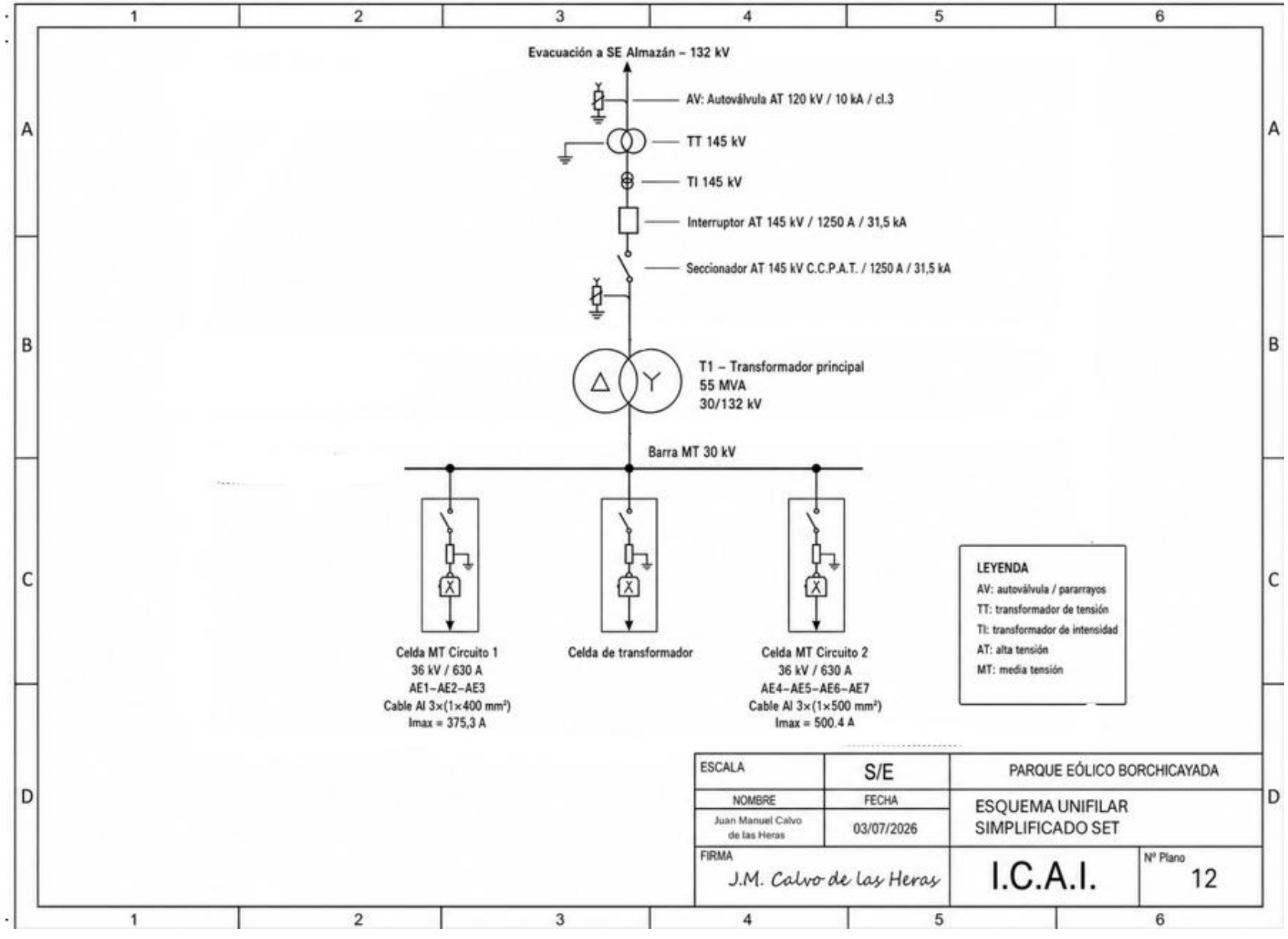
POS.	CANT.	DENOMINACIÓN
		APARAMENTA
A-21	1	INTERRUPTOR 145 kV; 1250 A; 31,5 kA
A-22	3	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD 145 kV, 200-400/5-5-5-5 A 15 VA cl 0,2s; 30 VA 5P20; 30 VA 5P20; 30 VA 5P20
A-23	3	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN INDUCTIVO 145 kV, 132/√3 / 0,11/√3 - 0,11/√3 - 0,11/√3 kV 20 VA cl 0,2; 30 VA cl 0,5; 30 VA 3P
A-24	1	SECCIONADOR 145 kV C.C.P.A.T.; 1250 A; 31,5 kA
A-25	6	AUTOVÁLVULA 120 kV; 10 kA; cl.3
S1	1	SALIDA DE CABLES 30 kV CON AISLADOR SOPORTE 36 kV Y AUTOVÁLVULA 30 kV
		TRANSFORMADORES
T-1	1	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 132/30 kV; 55 MVA

ESCALA	S/E	PARQUE EÓLICO BORCHICAYADA
NOMBRE	FECHA	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA TIPO
Juan Manuel Calvo de las Heras	03/07/2026	
FIRMA J.M. Calvo de las Heras	I.C.A.I.	Nº Plano 8


Barra MT
30 kV
HEPR AL
3x(1x400mm2)
HEPR AL
3x(1x400mm2)
HEPR AL
3x(1x400mm2)
HEPR AL
3x(1x500mm2)
HEPR AL
3x(1x500mm2)
HEPR AL
3x(1x500mm2)
A1
A2
A3
A4
A5
A6
A7
6500 kVA
0,69/30 kV
Dyn11
SG 6.6-170
6.600 kW
690 V
ESCALA
S/E
PARQUE EÓLICO BORCHICAYADA
NOMBRE
FECHA
Juan Manuel Calvo de las Heras
03/07/2026
ESQUEMA UNIFILAR MT
FIRMA
J.M. Calvo de las Heras
I.C.A.I.
Nº Plano
9


Cable de fibra óptica monomodo G.652
Circuito 1
AE1
L=627
F-AE1/AE2
AE2
L=681
F-AE2/AE3
AE3
L=1875
F-AE3/EC
Circuito 2
AE4
L=770
F-AE4/AE5
AE5
L=602
F-AE5/AE6
AE6
L=968
F-AE6/AE7
AE7
L=1268
F-AE7/EC
Concentrador de fibra óptica
EDIFICIO DE CONTROL
AE: Aerogenerador
EC: Edificio de Control
F: Tramo de fibra óptica
ESCALA
S/E
PARQUE EÓLICO BORCHICAYADA
NOMBRE
FECHA
Juan Manuel Calvo de las Heras
03/07/2026
ESQUEMA INTERCONEXIÓN FIBRA OPTICA
FIRMA
J.M. Calvo de las Heras
I.C.A.I.
Nº Plano
10


LEYENDA
Conductor de cobre desnudo 1x95 mm²
Conexión a red de puesta a tierra
Electrodo de puesta a tierra
AE1
AE2
AE3
AE4
AE5
AE6
AE7
L=627 m
L=681 m
L=1000 m
L=875 m
L=770 m
L=602 m
L=968 m
L=393 m
Nudo común
SET / EDIFICIO DE CONTROL
ESCALA
S/E
PARQUE EÓLICO BORCHICAYADA
NOMBRE
FECHA
Juan Manuel Calvo de las Heras
03/07/2026
ESQUEMA DE LA RED DE TIERRAS
FIRMA
J.M. Calvo de las Heras
I.C.A.I.
Nº Plano
11


Evacuación a SE Almazán – 132 kV
AV: Autoválvula AT 120 kV / 10 kA / cl.3
TT 145 kV
TI 145 kV
Interruptor AT 145 kV / 1250 A / 31,5 kA
Seccionador AT 145 kV C.C.P.A.T. / 1250 A / 31,5 kA
T1 – Transformador principal
55 MVA
30/132 kV
Barra MT 30 kV
Celda MT Circuito 1
36 kV / 630 A
AE1–AE2–AE3
Cable Al 3×(1×400 mm²)
Imax = 375,3 A
Celda de transformador
Celda MT Circuito 2
36 kV / 630 A
AE4–AE5–AE6–AE7
Cable Al 3×(1×500 mm²)
Imax = 500,4 A
LEYENDA
AV: autoválvula / pararrayos
TT: transformador de tensión
TI: transformador de intensidad
AT: alta tensión
MT: media tensión
ESCALA
S/E
PARQUE EÓLICO BORCHICAYADA
NOMBRE
Juan Manuel Calvo de las Heras
FECHA
03/07/2026
ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO SET
FIRMA
J.M. Calvo de las Heras
I.C.A.I.
Nº Plano
12