



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER PROYECTO DE EJECUCIÓN DEL PARQUE EÓLICO DE VALDEGARÓN (Palencia)

Autor: Alba Carrodegua Rodríguez

Director: Consolación Alonso Alonso

Curso 2024-2025

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“PROYECTO DE EJECUCIÓN DEL PARQUE EÓLICO DE VALDEGARÓN
(Palencia)”

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

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

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

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

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Alba Carrodegua Rodríguez

Fecha: 04/ 06/ 2025



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha: 04/ 06/ 2025



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER PROYECTO DE EJECUCIÓN DEL PARQUE EÓLICO DE VALDEGARÓN (Palencia)

Autor: Alba Carrodegua Rodríguez

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agradecimientos

A mi familia por ser mi apoyo siempre,

A mis amigos y compañeros por estar en todo el camino conmigo,

A mi tutora Consuelo Alonso por su ayuda durante todo el proyecto y la motivación para la realización de este,

A la empresa Vortex por su aportación de datos para la correcta evaluación del recurso eólico necesario para la realización del proyecto.

PROYECTO DE EJECUCIÓN DEL PARQUE EÓLICO DE VALDEGARÓN (PALENCIA)

Autor: Carrodegua Rodríguez, Alba

Director: Alonso Alonso, Consolación

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto recoge el diseño de un parque eólico en tierra, en concreto en Palencia. Se ha diseñado teniendo en cuenta la selección del emplazamiento, aerogeneradores y tipos de cables. Para ello se ha tenido que estudiar el recurso eólico utilizando el programa Windographer y la estimación de la energía eléctrica producida utilizando WASp. Se integran en el proyecto memoria descriptiva, planos, cálculos justificativos, el presupuesto y viabilidad del proyecto.

Palabras clave: Energías renovables, aerogenerador, viabilidad económica, ODS

1. Introducción

En un contexto global marcado por el crecimiento de la demanda energética, la transición hacia fuentes sostenibles se ha vuelto prioritaria. España, gracias a sus condiciones climáticas favorables, se ha posicionado como líder en energías renovables, especialmente en la solar y la eólica. La electrificación de sectores como la movilidad, el almacenamiento de datos o la climatización refuerza aún más la necesidad de ampliar la capacidad de generación renovable para alcanzar los objetivos energéticos y ambientales marcados por las autoridades.

Este compromiso se alinea con las metas del Pacto Verde Europeo y la Agenda 2030, que exigen una reducción de emisiones y un aumento sustancial de las energías limpias. En este sentido, la energía eólica destaca por su eficiencia, bajo coste y reducido impacto ambiental, lo que la convierte en una tecnología clave para reducir la dependencia de fuentes convencionales. La inversión en parques eólicos no solo ayuda a cumplir estos compromisos, sino que también supone un ahorro a largo plazo para consumidores y empresas.

Además, el desarrollo eólico genera un impacto socioeconómico positivo en el entorno donde se implanta. La creación de empleo, tanto directo como indirecto, dinamiza sectores industriales y de servicios, especialmente en áreas rurales. A ello se suma el refuerzo de la seguridad energética: frente a la volatilidad de los combustibles fósiles y la dependencia exterior, como se evidenció con la guerra en Ucrania, España puede aprovechar su autonomía renovable para garantizar un suministro estable, competitivo y sostenible.

2. Definición del Proyecto

En una primera fase del proyecto, se evaluaron cuatro alternativas de emplazamiento teniendo en cuenta criterios técnicos, ambientales y logísticos como el potencial eólico, la orografía, la presencia de zonas protegidas, la accesibilidad y la cercanía a infraestructuras eléctricas. Mediante un sistema de puntuación, se seleccionó finalmente el emplazamiento situado en Castilla y León, a 35 km de Palencia, que presentó las mejores condiciones globales. Este lugar, denominado Parque Eólico de Valdegarón, se caracteriza por un terreno llano, buena accesibilidad desde la carretera regional P-143 y proximidad a la subestación

de Páramo de Sardón (132 kV), situada a 16 km. El análisis completo puede consultarse en el Anexo I.

Para la caracterización del viento, se solicitaron a la empresa Vortex datos de 10 años de duración para las alturas de 120 m y 150 m. Estos datos fueron procesados mediante el software Windographer, permitiendo obtener información sobre la velocidad del viento, distribución de Weibull y las rosas de viento. El análisis confirmó una media de 9 m/s a 150 m de altura, con una clara estacionalidad favorable en los meses de invierno y direcciones predominantes a 45° y 225°.

Posteriormente, los datos se integraron en el software WAsP, lo cual permitió estimar la producción energética para varias tecnologías de aerogeneradores. Tras simular distintos modelos (Vestas V162, V172, GE Cypress y Nordex N163), se seleccionó el modelo General Electric Cypress 5.8-164 por su mejor rendimiento: 173.688 MWh anuales y un factor de capacidad del 42,73 % con una potencia total instalada de 46,4 MW. El detalle técnico del análisis se presenta en el Anexo II.

Concluido el estudio energético, se abordó el diseño de la obra civil y la infraestructura eléctrica. Se planificaron 3.700 m de caminos reacondicionados, plataformas de montaje, cimentaciones estándar, así como las zanjas eléctricas para media tensión, fibra óptica y tierra.

El presupuesto total del parque asciende a 49,17 millones de euros, incluyendo aerogeneradores, obra civil, ingeniería y control. Se evaluaron tres escenarios de ingresos: mercado diario (precio medio 42 €/MWh), PPA fijo (47 €/MWh) e indexado. El análisis de flujos de caja mostró que todos los escenarios son viables ($VAN > 0$), siendo el más rentable el PPA indexado con un VAN de 22,7 M€ y un TIR del 9,23 %. Este escenario permite una recuperación de la inversión en 11 años. El estudio económico completo se encuentra desarrollado en el Anexo IV.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

A lo largo del desarrollo del proyecto del Parque Eólico de Valdegarón se han utilizado diversas herramientas técnicas y de software que han permitido realizar un estudio completo, preciso y profesional en todas las fases del trabajo, desde la caracterización del recurso eólico hasta el análisis de viabilidad económica y la planificación de la ejecución.

En primer lugar, para la obtención de datos meteorológicos se recurrió a la plataforma Vortex, que proporciona series temporales de viento mediante torres meteorológicas virtuales. Una vez obtenidos los datos, se empleó el software Windographer para su procesamiento.

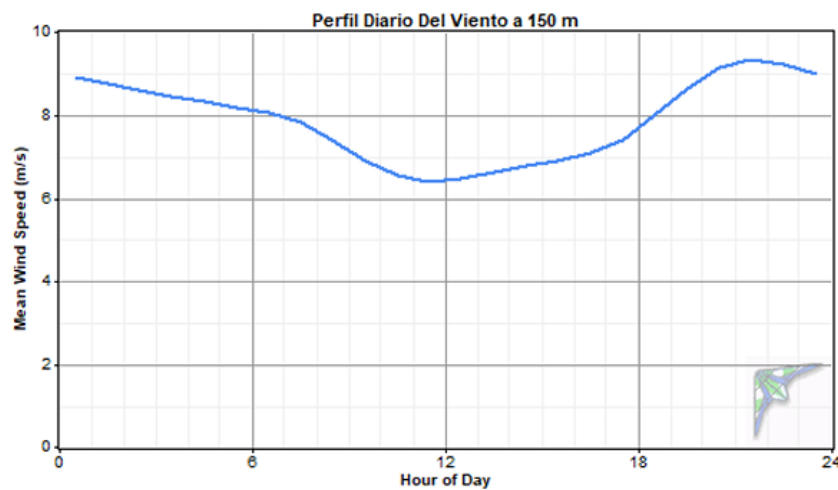
Con los datos analizados, se pasó a la fase de modelado energético mediante el programa WAsP. Esta herramienta permite estimar la producción energética de un parque eólico considerando la orografía del terreno, la rugosidad superficial, los obstáculos cercanos y la curva de potencia de cada modelo de aerogenerador. Para alimentar el modelo, se generaron archivos .map con ayuda del software WAsP Map Editor, utilizando como base imágenes obtenidas con Google Earth Pro. A través de WAsP se compararon diferentes tecnologías (Vestas, GE y Nordex), seleccionándose finalmente el modelo General Electric Cypress por sus altas prestaciones y su excelente factor de capacidad.

El diseño técnico y la elaboración de planos se realizó con software CAD, concretamente AutoCAD, para representar gráficamente los caminos de acceso, las plataformas de montaje, las cimentaciones, las zanjas eléctricas y el esquema unifilar de la instalación eléctrica. Estos planos forman parte de la documentación técnica del proyecto y se incluyen como anexos fundamentales.

4. Resultados

Se decide que el parque eólico se ubique en el municipio de Palencia, en la comunidad autónoma de Castilla y León. Una vez realizado el análisis de la serie temporal de datos con el programa Windographer, se concluye que el recurso eólico en el emplazamiento de Valdegarón presenta una calidad favorable, con velocidades medias que alcanzan los 9 m/s a 150 metros de altura, como se observa en la Table 1, lo que lo convierte en un emplazamiento adecuado desde el punto de vista energético.

Table 1. Velocidad media a 150 msns.



En relación con la simulación realizada en WAsP, el modelo de aerogenerador seleccionado como óptimo es el General Electric Cypress 5.8-164, con una potencia nominal de 5,8 MW. Se opta por instalar 8 aerogeneradores, lo que supone una potencia total de 46,4 MW. Considerando un rendimiento neto del 90,3% (tras aplicar pérdidas por estela, eléctricas y disponibilidad), la producción energética neta anual estimada es de 173.688 MWh, con 3.743 horas equivalentes y un factor de capacidad del 42,73%.

Table 2. Resultados de todas las tecnologías.

TECNOLOGÍA	ENERGÍA RED (MW/año)	Nº TURBINAS	PE (MW)	HORAS EQUIVALENTES (h)	FACTOR DE CAPACIDAD (%)
VESTAS V162	172.145,99	8	49,6	3.471	39,62
VESTAS V172	169.157,61	7	50,4	3.356	38,31
GE CYPRESS	173.688,45	8	46,4	3.743	42,73
NORDEX N163 (0)	154.633,94	7	39,9	3.876	44,24
NORDEX N163 (4)	160.277,89	8	40	4.007	45,74

Con respecto al dimensionamiento eléctrico, se han calculado los conductores de media tensión considerando tanto la intensidad máxima admisible como la caída de tensión. Teniendo en cuenta el tramo más exigente se ha seleccionado una sección de 400 mm² de aluminio XLPE.

En cuanto al presupuesto, la suma total de materiales y ejecución por contrata asciende a 49.167.300,25 €, incluyendo la obra civil, aerogeneradores, subestación, red de media tensión, edificio de control, ingeniería y dirección de obra. A esto se añaden los costes de desarrollo estimados en 1.060.000 €, lo que lleva el CAPEX total del proyecto a 50.227.300,25 €. El análisis de viabilidad económica, considerando una tasa de descuento del 5,4%, arroja un VAN de 22 millones de euros, una TIR del 9,23% y un periodo de recuperación (payback) de 11 años, en el escenario de venta mediante PPA con precio indexado. Estos resultados confirman la rentabilidad y la robustez financiera del parque eólico de Valdegarón.

5. Conclusiones

El proyecto se localiza en Antigüedad (Palencia) y contempla un parque eólico de 46,4 MW con 8 aerogeneradores GE Cypress. Tras analizar cuatro ubicaciones, se eligió la óptima considerando criterios ambientales, económicos y de acceso, en las coordenadas 42.6112° N, 4.4918° W. El recurso eólico fue evaluado con Windographer, estimando una energía neta anual de 173.688,45 MWh. La inversión total alcanza un CAPEX de 50,2 M€ y OPEX anual de 1,92 M€, optando por un PPA indexado. El proyecto resulta viable con un VAN de 22,79 M€, TIR del 9,23 % y retorno en 11 años.

Para la ejecución del proyecto se han tenido en cuenta los ODS y como estos impactan en el parque eólico, así como la contaminación evitada con la energía eólica obtenida del proyecto.

VALDEGARÓN'S WIND FARM PROJECT EXECUTION (PALENCIA)

Author: Carrodegua Rodríguez, Alba

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project presents the design of an onshore wind farm, specifically located in Palencia. The design process has taken into account the site selection, wind turbines, and types of cables. To achieve this, the wind resource was analyzed using the Windographer software, and the estimated electricity production was calculated using WASP. The project includes a descriptive report, technical drawings, supporting calculations, as well as the project's budget and feasibility analysis.

Keywords: Renewable energy, wind turbine, economic viability, SDGs

1. Introduction

In a global context marked by growing energy demand, the transition toward sustainable sources has become a priority. Spain, thanks to its favorable climate conditions, has positioned itself as a leader in renewable energy, particularly in solar and wind power. The electrification of sectors such as mobility, data storage, and heating/cooling further reinforces the need to expand renewable generation capacity in order to meet the energy and environmental goals set by authorities.

This commitment aligns with the objectives of the European Green Deal and the 2030 Agenda, which call for emission reductions and a substantial increase in clean energy. In this regard, wind energy stands out for its efficiency, low cost, and minimal environmental impact, making it a key technology to reduce dependence on conventional sources. Investing in wind farms not only helps meet these goals but also represents long-term savings for consumers and businesses.

Furthermore, wind power development has a positive socioeconomic impact on the surrounding area. Job creation stimulates industrial and service sectors, especially in rural regions. Additionally, it strengthens energy security: in contrast to the volatility of fossil fuel markets and external dependence, as made clear during the war in Ukraine, Spain can leverage its renewable autonomy to ensure a stable, competitive, and sustainable supply.

2. Project definition

In the initial phase of the project, four potential sites were evaluated based on technical, environmental, and logistical criteria such as wind potential, terrain, presence of protected areas, accessibility, and proximity to electrical infrastructure. A scoring system was used to select the optimal location in Castilla y León, 35 km from the city of Palencia. This site, named Valdegarón Wind Farm, features flat terrain, good access via the P-143 regional road, and proximity to the 132 kV Páramo de Sardón substation, located 16 km away. Full analysis is available in Annex I.

For wind characterization, 10 years of data at heights of 120 m and 150 m were requested from Vortex. These datasets were processed with Windographer, yielding information on wind speed, Weibull distribution, and wind roses. The analysis confirmed an average wind speed of 9 m/s at 150 m, with favorable seasonality in winter months and prevailing wind directions from 45° and 225°.

The data were then imported into WAsP, allowing energy production estimates for various wind turbine technologies. After simulating different models (Vestas V162, V172, GE Cypress, and Nordex N163), the General Electric Cypress 5.8-164 was selected due to its superior performance: 173,688 MWh/year and a capacity factor of 42.73%, with a total installed capacity of 46.4 MW. Technical details are presented in Annex II.

Once the energy study was completed, civil works and electrical infrastructure design were addressed. This included the refurbishment of 3,700 meters of access roads, assembly platforms, standard foundations, and trenches for medium-voltage cables, fiber optics, and grounding.

The total project cost amounts to €49.17 million, including wind turbines, civil works, engineering, and control systems. Three revenue scenarios were evaluated: spot market (average price €42/MWh), fixed PPA (€47/MWh), and indexed PPA. The cash flow analysis showed that all scenarios are viable ($NPV > 0$), with the indexed PPA being the most profitable, yielding an NPV of €22.7 million and IRR of 9.23%, enabling investment payback in 11 years. The full financial study is detailed in Annex IV.

3. Description of the Model/System/Tool

Throughout the development of the Valdegarón Wind Farm project, various technical tools and software were used to carry out a complete, precise, and professional study in all stages—from wind resource characterization to financial viability analysis and construction planning.

Firstly, meteorological data were obtained from Vortex, which provides wind time series using virtual met masts. This data was then processed using Windographer, confirming a daily average wind speed of 9 m/s at 150 m.

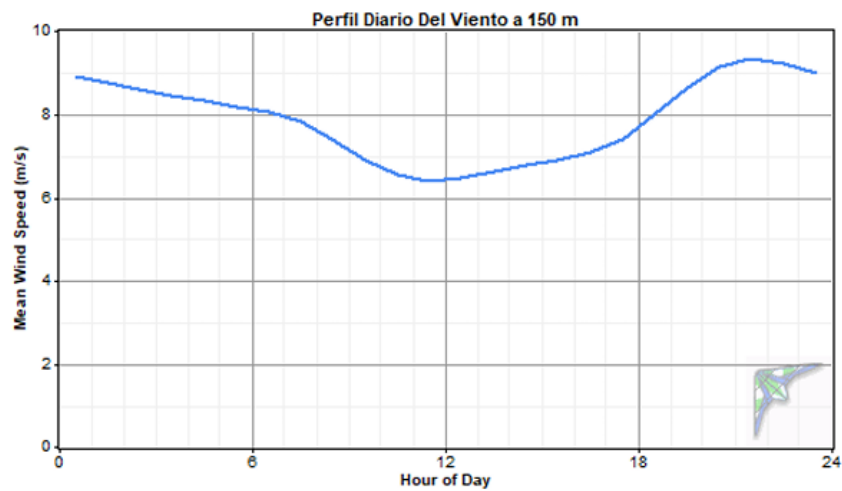
With the processed data, energy modeling was carried out using WAsP. This tool estimates wind farm energy production considering terrain orography, surface roughness, nearby obstacles, and the power curve of each wind turbine model. Input files in .map format were created using WAsP Map Editor, based on images sourced from Google Earth Pro. Various turbine technologies (Vestas, GE, and Nordex) were compared, with the GE Cypress ultimately chosen for its high performance and excellent capacity factor.

Technical design and drawing preparation were done with CAD software, specifically AutoCAD, to graphically represent access roads, assembly platforms, foundations, cable trenches, and the single-line diagram of the electrical installation. These drawings form part of the project's technical documentation and are included as essential annexes.

4. Results

It was decided to locate the wind farm in the province of Palencia, within the autonomous community of Castilla y León. After analyzing the wind time series data using

Windographer, it was concluded that the wind resource at Valdegarón is of high quality, with average speeds reaching 9 m/s at 150 m height, making it an ideal site from an energy production standpoint.



Based on the WAsP simulation, the optimal turbine model selected is the General Electric Cypress 5.8-164, with a rated capacity of 5.8 MW. A total of 8 turbines will be installed, amounting to 46.4 MW of installed power. Considering a net performance of 90.3% (after wake, electrical, and availability losses), the estimated net annual energy output is 173,688 MWh, with 3,743 equivalent hours and a capacity factor of 42.73%.

TECNOLOGÍA	ENERGÍA RED (MW/año)	Nº TURBINAS	PE (MW)	HORAS EQUIVALENTES (h)	FACTOR DE CAPACIDAD (%)
VESTAS V162	172.145,99	8	49,6	3.471	39,62
VESTAS V172	169.157,61	7	50,4	3.356	38,31
GE CYPRESS	173.688,45	8	46,4	3.743	42,73
NORDEX N163 (0)	154.633,94	7	39,9	3.876	44,24
NORDEX N163 (4)	160.277,89	8	40	4.007	45,74

Regarding the electrical sizing, the medium-voltage conductors were calculated considering both the maximum admissible current and the voltage drop. Based on the most demanding segment, a 400 mm² XLPE aluminum cable was selected.

As for the budget, the total cost of materials and contracted execution amounts to €49,167,300.25, including civil works, wind turbines, substation, medium-voltage network, control building, engineering, and project management. In addition, estimated development

costs of €1,060,000 bring the total project CAPEX to €50,227,300.25. The economic feasibility analysis, using a discount rate of 5.4%, yields a Net Present Value (NPV) of €22 million, an Internal Rate of Return (IRR) of 9.23%, and a payback period of 11 years under the indexed-price PPA sale scenario. These results confirm the profitability and financial robustness of the Valdegarón wind farm.

5. Conclusions

The project is located in Antigüedad (Palencia) and involves a 46.4 MW onshore wind farm with 8 GE Cypress turbines. After evaluating four potential sites, the optimal location was chosen based on environmental, economic, and accessibility criteria, at coordinates 42.6112° N, 4.4918° W. Wind resource analysis using Windographer estimated an annual net energy production of 173,688.45 MWh. The total investment includes a CAPEX of €50.2 million and annual OPEX of €1.92 million, with an indexed-price PPA selected. The project is economically viable, with an NPV of €22.79 million, an IRR of 9.23%, and a payback period of 11 years. The whole project was made taking into account the ESG principles and the amount of contamination saved was also calculated.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	10
1.1 Motivación del proyecto.....	11
1.2 Estado de la cuestión	12
1.3 Objetivos	16
1.4 Metodología.....	17
Capítulo 2. La Energía Eólica	18
2.1 El Viento	18
2.2 El Potencial Eólico	20
Capítulo 3. Tecnologías De Aerogeneradores	23
3.1 Partes De Un Aerogenerador.....	23
3.1.1 Palas	23
3.1.2 Buje y Rotor.....	23
3.1.3 Eje lento Y Multiplicadora	24
3.1.4 Generador Eléctrico.....	24
3.1.5 Sistema De Control.....	25
3.1.6 Góndola	25
3.1.7 Torre.....	25
3.1.8 Cimentaciones	26
3.2 Funcionamiento De Un Aerogenerador.....	26
Capítulo 4. Emplazamiento	28
Capítulo 5. Recurso Eólico.....	31
5.1 Recurso Eólico A 120 MSNS.....	33
5.1.1 Velocidad Del Viento.....	33
5.1.2 Rosa De Los Vientos.....	35
5.1.3 Distribución Diaria	41
5.1.4 Distribución De Weibull.....	43
5.1.5 Diagrama De Cajas.....	45
5.2 Recurso Eólico A 150 MSNS.....	46

5.2.1 Velocidad Del Viento.....	47
5.2.2 Rosa De Los Vientos.....	48
5.2.3 Distribución Diaria	51
5.2.4 Distribución De Weibull.....	52
5.2.5 Diagrama De Cajas.....	54
5.3 Cizalladura	54
5.4 Comparación final	55
Capítulo 6. Recurso Energético	56
6.1 WAsP Climate Analyst	56
6.2 Rugosidad Y Orografía	58
6.3 Densidad Del Aire	61
6.4 Curva De Potencia Y Coeficientes De Empuje.....	64
6.4.1 Curva de potencia Vestas V 162.....	65
6.4.2 Curva de potencia Vestas V 172.....	66
6.4.3 Curva de potencia General Electric.....	67
6.4.4 Curva de potencia Nordex N163	68
6.5 Posiciones De Los Aerogeneradores	70
6.6 Comparación de tecnologías	71
6.6.1 Comparativa Final	79
Capítulo 7. Instalación Eléctrica	82
7.1 Transformador De Baja-Media Tensión Del Aerogenerador	82
7.2 Cabinas De Interconexión	83
7.3 Cables De Media Tensión	87
7.4 Zanjas	88
7.5 Subestación Eléctrica	89
7.5.1 Sistema De Media Tensión	89
7.5.2 Transformador De Potencia.....	90
7.5.3 Transformador De Protección	91
7.5.4 Interruptor Automático.....	91
7.5.5 Seccionador	92
7.5.6 Puesta A Tierra.....	93
7.5.7 Cables De Fibra Óptica Y Comunicaciones.....	93

7.5.8 Autoválvula Y Pararrayos	94
Capítulo 8. Obra Civil.....	96
8.1 Descripción Del Emplazamiento.....	96
8.2 Viales Y Caminos De Acceso	97
8.3 Cimentaciones	99
8.4 Plataformas De Montaje.....	100
8.5 Zanjas Para Los Cables	101
8.6 Edificio De Control	101
8.7 Subestación Eléctrica	102
8.7.1 Movimiento De Tierras.....	102
8.7.2 Cimentaciones	102
8.7.3 Canalizaciones Y Drenajes.....	102
Capítulo 9. Presupuesto.....	104
9.1 Obra Civil Del Parque Eólico.....	104
9.2 Conductores Y Cabinas de media tensión	109
9.3 Aerogeneradores.....	111
9.4 Subestación 33/132 kV	112
9.5 Edificio De Control	116
9.6 Ingeniería Y Dirección De Obra.....	117
9.7 Varios	117
9.8 Presupuesto Total	119
Capítulo 10. Viabilidad Económica	120
10.1 Datos De Partida.....	120
10.2 Ingresos	121
10.2.1 Ingresos Por Precio De Mercado Diario.....	121
10.2.2 Power Purchase Agreement- PPA.....	124
10.3 Costes	125
10.3.1 Costes De Desarrollo	126
10.3.2 Costes De Operación.....	127
10.4 Flujos De Caja.....	129
10.4.1 WACC.....	131
10.5 Indicadores Económicos.....	132

10.5.1 VAN	133
10.5.2 TIR	133
10.5.3 Payback	134
10.6 Flujos De Caja Del Accionista Y Deuda	135
10.7 Conclusiones Finales	137
Capítulo 11. Planificación.....	139
Capítulo 12. Contaminación Evitada Y Ahorros.....	140
Capítulo 13. Alineación Con Los Objetivos De Desarrollo Sostenible.....	142
Capítulo 14. Conclusiones.....	145
Capítulo 15. Bibliografía.....	146
PLANOS.....	147
ANEXOS.....	148
ANEXO I: Selección de emplazamiento.....	172
ANEXO II: Cálculos eléctricos.....	195
ANEXO III: Viabilidad económica.....	210

Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Cambios en la producción de energía.....	13
Ilustración 2. Capacidad de recurso eólico en el mundo. Fuente: GWEC.	13
Ilustración 3. Capacidad instalada en los principales países. Fuente: Our World In Data. .	14
Ilustración 4. Previsiones de capacidad eólica en 5 años	15
Ilustración 5. Capacidad de producción en 2023	16
Ilustración 6. Mapa de vientos en la península ibérica.....	19
Ilustración 7. Ejemplo de curva de potencia para aerogenerador de 2 MW.....	22
Ilustración 8. Caja Multiplicadora.	24
Ilustración 9. Elementos de la góndola.....	25
Ilustración 10. Obtención de la energía eléctrica desde el viento.	27
Ilustración 11. Parque eólico Valdegarón.....	28
Ilustración 12. Zonas protegidas cercanas al parque.	30
Ilustración 13. Punto de obtención datos de recurso eólico.	33
Ilustración 14. Velocidades a 120 m.	34
Ilustración 15. Perfil estacional a 120 m.	34
Ilustración 16. Correlación con la temperatura a 120 m.	35
Ilustración 17. Rosa de frecuencia a 120 m.....	37
Ilustración 18. Rosa de vientos de velocidad a 120 m.....	39
Ilustración 19. Rosa de vientos de energía a 120 m.	41
Ilustración 20. Distribución diaria del viento a 120 m.	42
Ilustración 21. Variación diaria mensual a 120 m.	42
Ilustración 22. Distribuciones de Weibull a 120 m.	44
Ilustración 23. Diagrama de cajas a 120 m.....	46
Ilustración 24. Velocidad del viento a 150 m.....	47
Ilustración 25. Variación estacional a 150 m.	47
Ilustración 26. Correlación de la velocidad del viento con la temperatura a 150 m.	48
Ilustración 27. Rosa de vientos de frecuencia a 150 m.	49
Ilustración 28. Rosa de vientos de velocidad a 150 m.....	50

Ilustración 29. Rosa de vientos de energía a 150 m.	51
Ilustración 30. Distribución diaria del viento a 150 m.	52
Ilustración 31. Distribución de Weibull a 150 m.	53
Ilustración 32. Diagrama de cajas a 150 m.....	54
Ilustración 33. Recurso eólico a 150 m en WAsP.	57
Ilustración 34. Orografía del emplazamiento.	58
Ilustración 35. Mapa para la rugosidad de Google Earth Pro.....	59
Ilustración 36. Valores de rugosidad para un pueblo.	60
Ilustración 37. Rugosidad en el emplazamiento.	60
Ilustración 38. Topografía y rugosidad del emplazamiento.	61
Ilustración 39. Temperatura media anual. (windographer)	62
Ilustración 40. Densidad del aire con temperatura media.	63
Ilustración 41. Densidad del aire con aproximación de temperatura media.....	63
Ilustración 42. Curva de potencia Vestas V162.	66
Ilustración 43. Curva de potencia Vestas V172.	67
Ilustración 44. Curva de potencia General Electric Cypress.	68
Ilustración 45. Curva de potencia Nordex N163-modo 0.....	69
Ilustración 46. Curva de potencia Nordex N163-modo 4.....	69
Ilustración 47. Distribución de los aerogeneradores en el emplazamiento.	71
Ilustración 48. Mapa de velocidades en el emplazamiento.	73
Ilustración 49. Esquema conexión celda 0L+1V.....	84
Ilustración 50. Esquema conexión 0L+1L+1V.	85
Ilustración 51. Protección según la potencia del transformador.....	85
Ilustración 52. Acceso por la carretera P-143.....	97
Ilustración 53. Caminos al emplazamiento.....	98
Ilustración 54. Cimentación con pedestal.....	100
Ilustración 55. Variación de precios del OMIE.....	122
Ilustración 56. Flujo de caja del proyecto precio de mercado.	130
Ilustración 57. Flujo de caja PPA precio fijo.	130
Ilustración 58. Flujo de caja PPA con precio indexado.....	131

Ilustración 59. Payback del proyecto.....	135
Ilustración 60. FCF deuda.	136
Ilustración 61. FCF accionista mercado diario.....	136
Ilustración 62. FCF accionista PPA precio fijo.	137
Ilustración 63. FCF accionista de PPA precio indexado.	137
Ilustración 64. ODS.	142

Índice de tablas

Tabla 1. Coordenadas de los aerogeneradores.....	28
Tabla 2. Coordenadas de los aerogeneradores.....	70
Tabla 3. Producción Vestas V162.	74
Tabla 4. Producción total Vestas V162.	75
Tabla 5. Producción Vestas V172.	75
Tabla 6. Producción total Vestas V172.	76
Tabla 7. Producción General Electric Cypress.....	76
Tabla 8. Producción total General Electric Cypress.....	77
Tabla 9. Producción Nordex N163-modo0.	77
Tabla 10. Producción total NOrdex N163-modo0.	78
Tabla 11. Producción Nordex N163-modo4.....	78
Tabla 12. Producción total Nordex N163-modo4.	78
Tabla 13. Comparativa final.	79
Tabla 14. Características cabinas de interconexión.....	83
Tabla 15. Distribución de celdas de línea.....	86
Tabla 16. Factores de corrección.....	86
Tabla 17. Tipos de zanjas.	88
Tabla 18. Características generales de la subestación.	89
Tabla 19. Características del transformador de potencia.....	90
Tabla 20. Desglose de presupuesto total.	119
Tabla 21. Datos de partida.....	120
Tabla 22. Escenarios de precio de la electricidad.....	123
Tabla 23. Costes de desarrollo.....	126
Tabla 24. Costes de operación y mantenimiento.....	127
Tabla 25. Emisiones típicas según combustible.	140
Tabla 26. Cantidad de CO ₂ ahorrado.....	141

Índice de acrónimos

MSNS Metros Sobre el Nivel del Suelo

WAsP Wind Atlas Analysis and Application Program

SCADA Supervisory Control And Data Acquisition

GPS Global Positioning System

IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

REE Red Eléctrica de España

GIS Geographic Information System

PPA Power Purchase Agreement

IEE Informe de Evaluación Energética

EIA Environmental Impact Assessment (Evaluación de Impacto Ambiental)

LIDAR Light Detection and Ranging

I+D+i Investigación, Desarrollo e Innovación

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

Actualmente la demanda de energía eléctrica ha aumentado considerablemente en todo el mundo, teniendo que buscar alternativas a los combustibles fósiles. Esto es debido a las políticas energéticas establecidas por la Unión Europea como puede ser el Acuerdo de París, y a una necesidad urgente de reducir el avance del cambio climático. Las diferentes medidas establecidas por las autoridades favorecen a la producción de una energía más limpia reduciendo el uso de combustibles y por tanto de sus emisiones lo cual ayuda a lograr un avance hacia un mundo más sostenible y eficiente. Una de las principales alternativas son las energías renovables que contribuyen a las medidas establecidas por los gobiernos, creando un suministro energético seguro y sostenible.

Las energías renovables son un tipo de energía obtenida a partir de recursos naturales que se pueden llegar a considerar inagotables, como por ejemplo el viento, la radiación solar, el movimiento de una corriente de agua... no como los combustibles fósiles que tardan millones de años en formarse y con un uso excesivo se vuelven escasos. Las energías renovables se consideran inagotables ya que se pueden regenerar a partir de recursos naturales continuamente. La implementación de este tipo de energías en sustitución a los combustibles fósiles depende principalmente del desarrollo económico de cada país, ya que las energías renovables conllevan un coste más elevado que las formas tradicionales. Es por todo ello que se están llevando a cabo muchos proyectos de parques eólicos cuya finalidad es conseguir aumentar la cantidad de energía renovable producida. Este proyecto también fomenta al nacimiento de nuevas oportunidades laborales para la fabricación, instalación y mantenimiento de los aerogeneradores, así como cumplir con los compromisos climáticos internacionales.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Siguiendo la línea de lo presentado en la introducción, la demanda energética continúa aumentando y la búsqueda de soluciones sostenibles se ha convertido en una prioridad global. España gracias a sus condiciones climáticas, se ha convertido en uno de los líderes en la generación de energía renovable, destacando la eólica y la solar. Además, con el creciente aumento de la electrificación, los data centers, coches eléctricos etc. Se espera que la demanda eléctrica aumente y con ello la necesidad de contar con más energía renovable que se alinee con los objetivos establecidos por las autoridades.

España se ha comprometido con los objetivos del Pacto Verde Europeo y la Agenda 2030 de Naciones Unidas, lo que implica una reducción progresiva de las emisiones de gases de efecto invernadero y un incremento en la producción de energías renovables. La construcción de un parque eólico contribuye directamente a estos compromisos, reduciendo la huella de carbono del país y posicionándolo como un referente en la transición energética. Además, la energía eólica no solo es limpia, sino que también es una de las tecnologías más eficientes y competitivas, con costos de generación cada vez más bajos en comparación con las fuentes convencionales. Esto significa que, a largo plazo, la inversión en parques eólicos permitirá una reducción en la factura energética tanto para los consumidores como para las empresas, impulsando la competitividad de la economía española.

Desde una perspectiva económica, el desarrollo de un parque eólico genera importantes beneficios para las comunidades locales. La inversión en este tipo de infraestructuras crea empleo directo e indirecto durante las fases de construcción, operación y mantenimiento. En España, el sector eólico ya emplea a más de 30.000 personas y se espera que esta cifra siga en aumento con la expansión de nuevos proyectos. [1] Además, la presencia de parques eólicos impulsa la actividad en sectores como la fabricación de componentes, el transporte, la ingeniería y los servicios asociados, dinamizando la economía de las regiones en las que se instalan. En muchas ocasiones, estas instalaciones se ubican en zonas rurales, lo que contribuye a la fijación de población.

Otra de las principales motivaciones del presente proyecto es el desarrollo de una seguridad energética, ya que en un contexto en el cual los precios de los combustibles fósiles son muy volátiles, se observa en la situación al estallar la guerra de Ucrania, y la dependencia del gas natural genera una elevada incertidumbre, España puede aprovechar su autonomía gracias a los recursos renovables.

1.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN

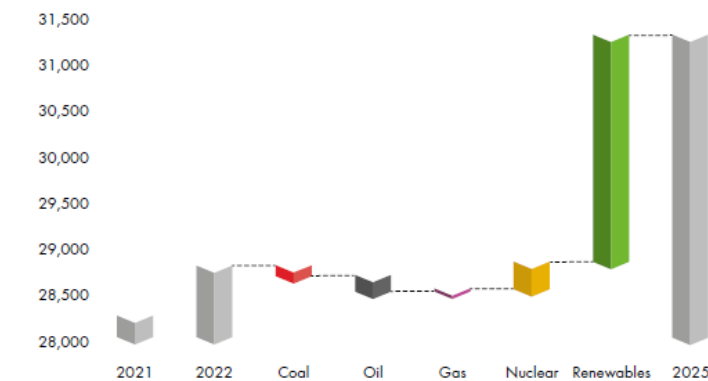
Tras la primera crisis del petróleo en 1973, se comenzaron a buscar alternativas a los combustibles fósiles ya que se veía la posibilidad de que se organizase un monopolio y solo los más privilegiados tuviesen acceso a ellos.

Desde el 1980 se comenzaron a implantar los primeros parques eólicos y hasta la actualidad la potencia eólica instalada ha ido aumentando hasta alcanzar los 1020 GW. [2] En el último informe de GWEC, Global Wind Report 2025 se destaca la incorporación de países como Japón, Corea del Sur, Australia, Vietnam y Kenia los cuales ayudarán a potenciar la energía eólica a nivel global alcanzando 300 GW al año en 2030, con el último dato de 2025 de 117 GW introducidos. Así como lograr en 2030 que el 61% de la electricidad provenga de fuentes renovables.

Siguiendo con los objetivos marcados, se muestra en la Ilustración 1 la previsión para las fuentes de obtención de electricidad. Se observa que desde el 2022 se prevé una reducción en el uso del carbón y el aceite, una pequeña reducción en el gas y una considerable bajada para la producción con nucleares, esto en mayor medida por las iniciativas de los gobiernos para intentar cerrar todas las plantas de nuclear por sus posibles efectos secundarios.

También se aprecia el incremento de las renovables respecto del resto de fuentes, teniendo un incremento de 1 GW en simplemente dos años. Esto muestra la necesidad de reducir la dependencia a combustibles fósiles y potenciar el uso de renovables.

Projected changes in global electricity generation (TWh) by source



Source: IEA, 2023

Ilustración 1. Cambios en la producción de energía.

[3] En la Ilustración 2 se observa la evolución de los GW instalados a nivel mundial de energía eólica, en los últimos 5 años las inversiones en energías renovables han destacado de entre otros sectores, alcanzando cerca de \$700 billones, sin embargo esta cifra debería incrementar hasta \$2 trillones al año para alcanzar el objetivo marcado para 2030.

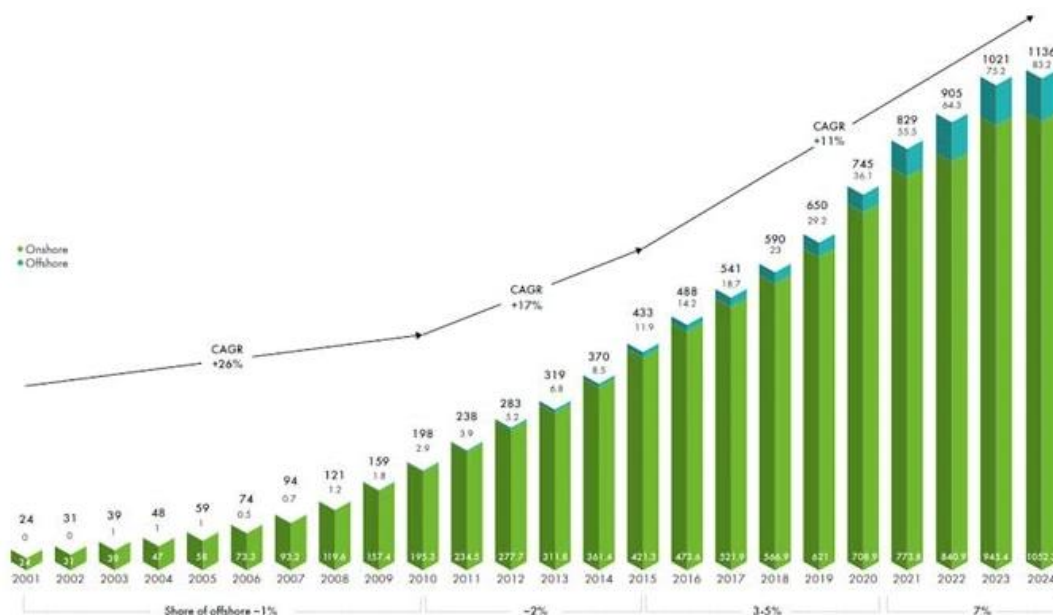


Ilustración 2. Capacidad de recurso eólico en el mundo. Fuente: GWEC.

Entre los GW instalados a nivel mundial caben destacar los principales países productores de esta energía eólica, con China en cabeza con una capacidad total de 441 GW desde el 2000, y una producción de casi 100 GW en el último año.

Estados Unidos también destaca por su producción fotovoltaica la cual tiene una capacidad de 150 GW y que en los últimos 9 años ha incrementado considerablemente comparada con el resto de los países. En la actualidad por debajo de la Estados Unidos se encuentra Alemania, el primer país europeo en la lista con capacidad de 70 GW.

Installed wind energy capacity

Cumulative installed wind energy capacity including both onshore and offshore wind sources, measured in gigawatts (GW).

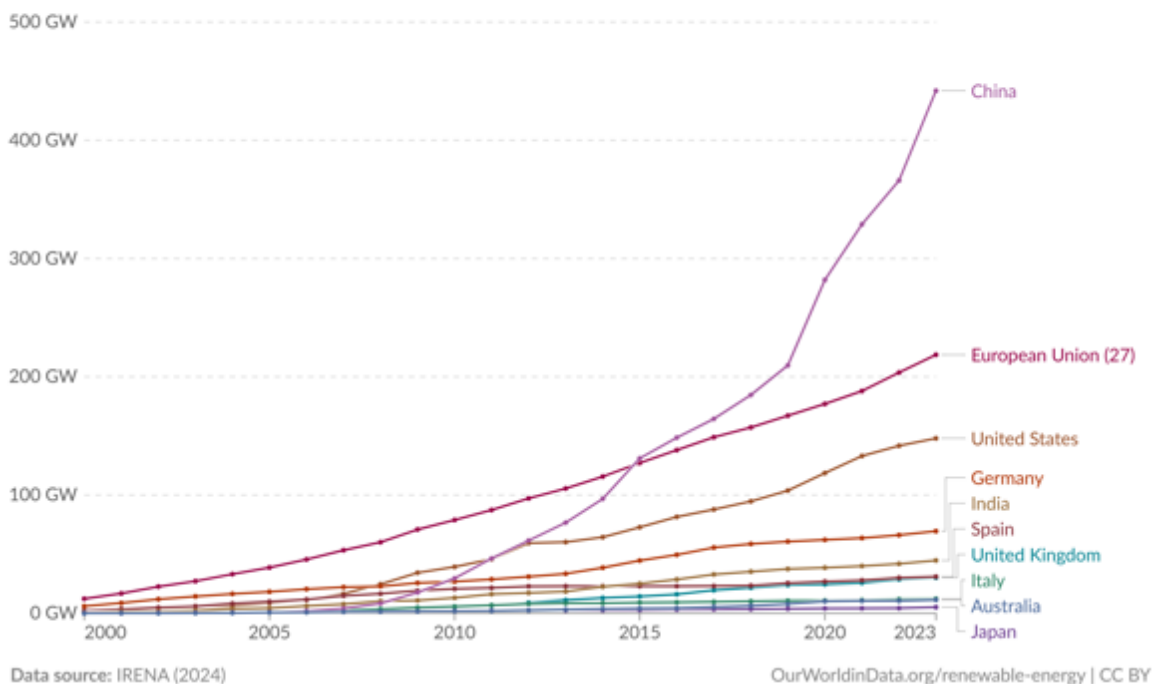


Ilustración 3. Capacidad instalada en los principales países. Fuente: Our World In Data.

En la Ilustración 4 se analizan las previsiones de capacidad eólica a nivel mundial hasta el 2027. Se tiene en consideración que desde la pandemia del COVID-19 y la guerra entre Rusia y Ucrania, el sector energético se ha visto sumido en una gran crisis económica, ya

que los mercados eran muy dependientes de los combustibles fósiles y por esta razón se han visto obligados a evolucionar hacia energías más renovables.

GWEC espera que entre 2023 y 2027 se alcance una capacidad de 680 GW y que 130 GW sean Offshore, capacidad que se espera que incremente año a año hasta conseguir que se iguale lo mayor posible a la capacidad en tierra.

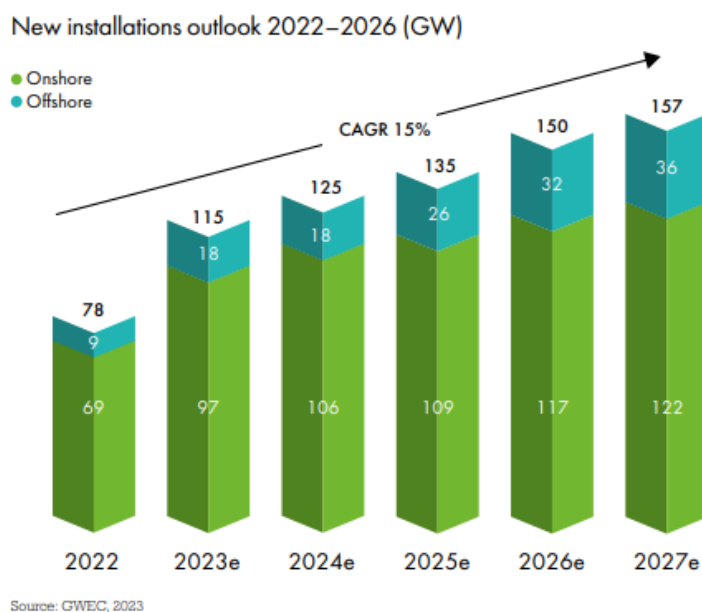


Ilustración 4. Previsiones de capacidad eólica en 5 años. Fuente: GWEC.

El principal problema planteado es el de conocer si hay suficiente capacidad de fabricación de molinos eólicos para alcanzar los objetivos establecidos. En la actualidad hay 153 plantas de fabricación de turbinas eólicas en el mundo, con aún 74 en proceso de construcción.

Como se observa en Ilustración 5 la capacidad de producción de turbinas de China es la mayor, con el 60% sobre el mercado global. Europa estaría en segundo puesto con plantas principalmente en Alemania, Dinamarca, España, Francia, Portugal y Turquía.

[2] Con la siguiente imagen se podría asumir que la capacidad para alcanzar los objetivos de 2030 es suficiente, sin embargo hay que tener en cuenta las diferencias entre Onshore y Offshore y todos los problemas que esto puede conllevar.

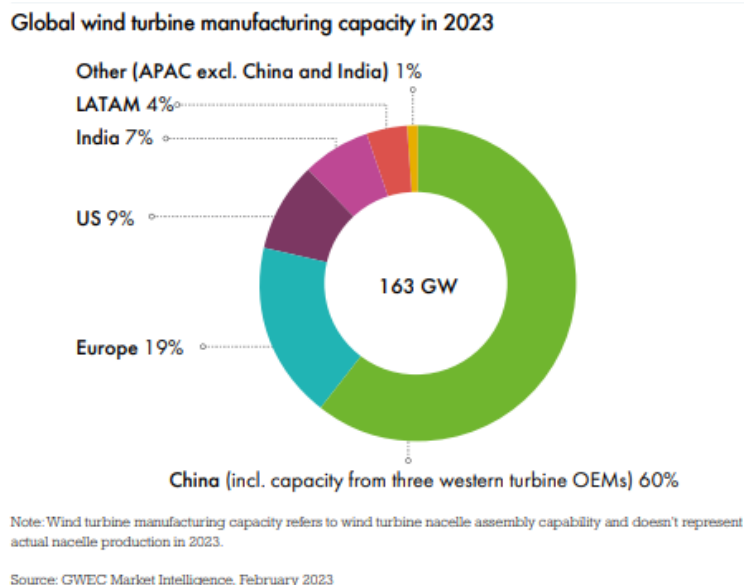


Ilustración 5. Capacidad de producción en 2023.

1.3 OBJETIVOS

Los objetivos principales del siguiente proyecto son: • Estudio de la normativa vigente para establecer zonas aptas para la construcción del parque, siguiendo la normativa vigente en España.

- Conocer el potencial eólico presente en el emplazamiento escogido.
- Determinar la energía eléctrica que se obtiene en el emplazamiento para diferentes tecnologías.
- Elección de los aerogeneradores que mayor rendimiento y rentabilidad produzcan.
- Estudio de la presencia de subestaciones cerca del emplazamiento.
- Estudio económico de los costes e ingresos para determinar la rentabilidad del proyecto.
- Diseño básico de la instalación eléctrica y obra civil del proyecto.
- Elaboración de resultados obtenidos y conclusiones.
- Evaluación de posibles impactos sociales y medioambientales en la ubicación del parque eólico.

1.4 METODOLOGÍA

Para el desarrollo del presente proyecto, el primer paso es la selección del emplazamiento en el cual se situará el parque eólico. Para ello se estudiarán 3 alternativas diferentes, analizando recurso eólico, orografía, vegetación, subestaciones cercanas y accesibilidad. Con un sistema de puntuación se otorgarán calificaciones para cada característica y finalmente el emplazamiento con mayor puntuación será el elegido para el parque eólico.

Una vez seleccionado el emplazamiento se solicitarán a la empresa Vortex los datos de viento relativos a la ubicación. Estos datos aportarán velocidad, temperatura y dirección que posteriormente serán introducidos en el programa Windographer para obtener el recurso eólico y sacar métricas para determinar si el emplazamiento es correcto o no. Algunos de los resultados obtenidos serán las velocidades de viento, tanto anuales como estacionales, la distribución de Weibull y la rosa de vientos de frecuencia y energía.

Una vez obtenidos los datos se seleccionarán diferentes turbinas para su simulación en el programa Wasp, el cual dará una aproximación de la energía producida en diferentes condiciones. Con estas pruebas se seleccionará la turbina que tenga mejor rendimiento en las simulaciones.

Cuando se haya determinado el tipo de turbina, se realizarán cálculos eléctricos para determinar los tipos de cable hasta la subestación, así como protecciones. También se llevará a cabo un pequeño estudio de obra civil con su correspondiente presupuesto, incluyendo cimentaciones, zanjas para cableado y el edificio de control.

Finalmente se analizará la viabilidad económica del parque, teniendo en cuenta la venta de energía en el mercado o con PPAs.

Capítulo 2. LA ENERGÍA EÓLICA

En el presente capítulo se detallan las características de la energía eólica, desde su base situada en el viento hasta su caracterización para comprender los criterios de selección de los aerogeneradores.

La energía eólica es la energía obtenida del viento. Se genera mediante aerogeneradores, que convierten la energía cinética del viento en energía mecánica y, posteriormente, en electricidad. Es una fuente de energía renovable, limpia y sostenible, ya que no produce emisiones contaminantes ni consume combustibles fósiles.

2.1 EL VIENTO

[5] El viento es el principio fundamental que hace que las palas de los aerogeneradores se muevan, generando así la electricidad. Se produce el movimiento del rotor del motor que se encarga de generar corriente alterna.

El viento es generado por un calentamiento desigual de la tierra que es consecuencia de la variación de la radiación solar con la latitud, ya que esta es más intensa en el ecuador que en los polos, hay un transporte de calor desde el ecuador hasta los polos. El viento se forma como consecuencia del desequilibrio entre las fuerzas de presión atmosférica y las de coriolis y se puede clasificar según su origen en: térmico, de laderas de montañas y de montaña y valle.

Hay que tener en cuenta a la hora de analizar el viento del emplazamiento que se pueden presentar efectos del relieve que podrían modificar su comportamiento, entre ellos el efecto barrera, al encontrarse con cadenas montañosas, el efecto de encauzamiento, cuando la dirección del viento es paralela a los accidentes geográficos y el efecto esquina que se da cuando el viento bordea elementos topográficos elevados, como podría ser un cabo. Otro de los factores a tener en cuenta es la rugosidad del terreno, la cual es evaluada a partir de un parámetro llamado longitud de rugosidad (Z_0) el cual relaciona la velocidad del viento con

la altura a la que nos encontremos. A mayor altura, el viento será menos turbulento y por tanto de mayor calidad, sin embargo a una altura más baja este será más turbulento.

$$Z_o = \frac{1}{2} * \frac{h * S}{A_H}$$

h-Altura

S-Sección hacia el viento de los elementos de rugosidad

A_H -Área horizontal media correspondiente a cada elemento

En la Ilustración 6 se puede observar cómo estos factores afectan al comportamiento del viento en la península ibérica, influyendo en la dirección de este, así como de sus características, frío y seco o cálido y fresco.

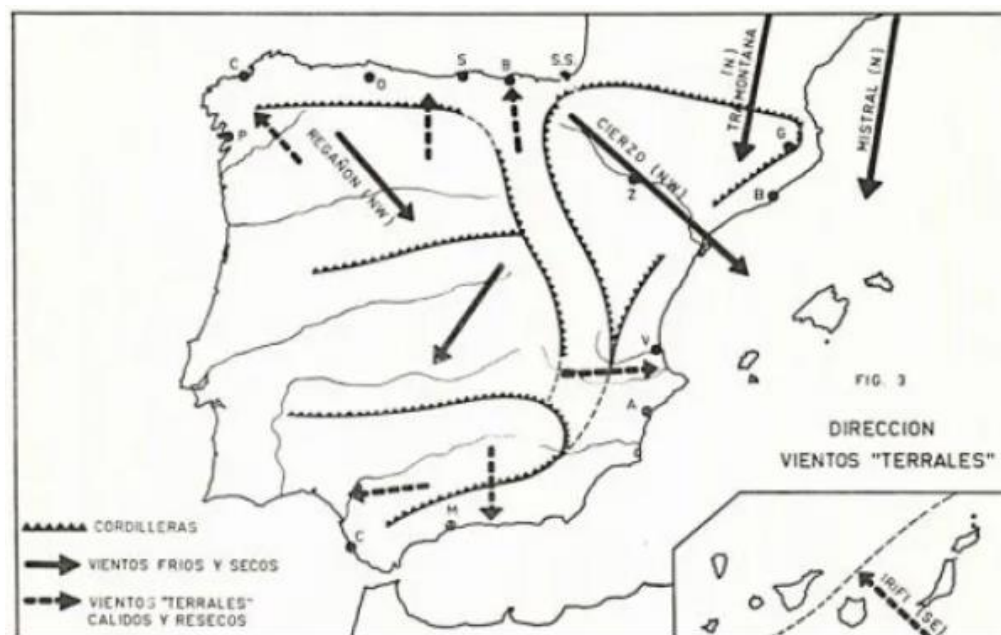


Ilustración 6. Mapa de vientos en la península ibérica.

2.2 EL POTENCIAL EÓLICO

[4] El potencial eólico se define como la cantidad de energía que puede extraerse del viento en un área determinada, y dependerá de factores como la velocidad, frecuencia y dirección del viento. Se suele medir en potencia del viento (W/m^2) o capacidad de los aerogeneradores. Este factor es clave para el diseño de un parque eólico ya que permite seleccionar la mejor ubicación para optimizar la disposición de las turbinas y estimar la producción de energía.

La fórmula que lo define es la siguiente:

$$\text{Potencial eólico} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot C_p \cdot v^3$$

En dónde:

Potencial eólico – se mide en vatios

ρ – densidad del aire que se mide en kilogramos por metro cúbico

A – área barrida en metros cuadrados

C_p – es el coeficiente de potencial, adimensional. Tiene un rango típico entre 0,25 y 0,45.

V – velocidad del viento en metros por segundo

[6] Dentro de estas variables podemos destacar la velocidad como el factor más crítico que afecta a la potencia de salida de un aerogenerador, ya que se eleva a la tercera potencia en la fórmula. Aunque la velocidad del viento es impredecible y variable, por lo que es necesario que sea medida con precisión y utilizar métodos estadísticos para estimar los valores. Se puede destacar también el área de barrido que es el área cubierta por las palas del rotor a medida que giran. Cuanto mayor sea el área de barrido, más energía eólica podrá capturar la turbina y por consiguiente, convertirla en energía.

El coeficiente de potencia es una medida de cómo de bien se transforma la energía eólica en energía en la turbina. Dependerá de varios factores, entre ellos el diseño y rendimiento de la turbina, la forma, el número y paso de las palas, el generador y la caja de engranajes. El valor teórico máximo para el coeficiente de potencia es de 0,59, también conocido como el límite de Betz, pero siempre es menor por pérdidas e ineficiencias.

Existe también, una curva de potencia que evalúa como cambia la potencia eléctrica generada en función del viento. [7]. Su principal utilidad es estimar la producción de energía de un aerogenerador en un emplazamiento determinado, ya que permite relacionar el recurso eólico local con el rendimiento del aerogenerador. Además, es clave a la hora de seleccionar el modelo más adecuado, ya que facilita la comparación entre diferentes máquinas en función del perfil de viento del lugar. También se utiliza en el diseño de parques eólicos, en los estudios de viabilidad técnica y económica, y en tareas de monitoreo para detectar posibles fallos o pérdidas de rendimiento comparando el comportamiento real con la curva teórica.

La curva suele incluir varios tramos característicos. La velocidad de corte inicial, también llamada cut-in, es la velocidad mínima a la que el aerogenerador empieza a generar energía, y suele estar entre los 3 y 4 m/s. A medida que el viento aumenta, la potencia generada crece hasta alcanzar un valor máximo llamado potencia nominal, que se mantiene constante en un tramo de la curva. Esta se alcanza a la velocidad nominal, que suele rondar los 12 o 13 m/s. Por encima de una determinada velocidad, conocida como velocidad de corte final o cut-out (usualmente entre 20 y 25 m/s), el aerogenerador se detiene automáticamente para evitar daños, por lo que la generación cae a cero. Se puede observar un claro ejemplo de este comportamiento en la Ilustración 7.

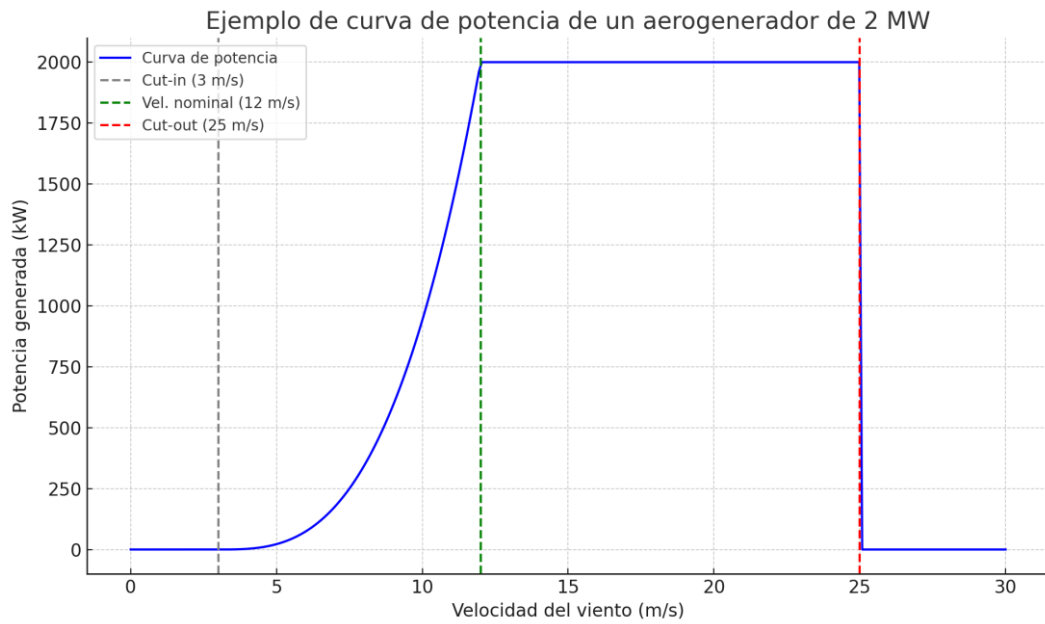


Ilustración 7. Ejemplo de curva de potencia para aerogenerador de 2 MW.

Capítulo 3. TECNOLOGÍAS DE AEROGENERADORES

Este capítulo pretende tratar en detalle las diferentes tecnologías que integran un parque eólico y para ello se centrará en los aerogeneradores, explicando sus partes y como se consigue generar la energía a partir de la energía eólica.

3.1 PARTES DE UN AEROGENERADOR

En el siguiente capítulo se detallan las partes que componen un aerogenerador y su funcionamiento:

3.1.1 PALAS

[9] Las palas son los elementos más visibles y una de las piezas clave del aerogenerador. Su función es capturar la energía cinética del viento y transformarla en energía mecánica rotacional. Están diseñadas aerodinámicamente (como alas de avión) y funcionan por sustentación, no por empuje: el viento genera una diferencia de presión entre la cara superior e inferior, lo que hace girar el rotor. Suelen estar hechas de materiales compuestos ligeros y resistentes, como fibra de vidrio o carbono, y tienen longitudes de hasta 100 metros en aerogeneradores modernos offshore. El número más habitual es tres palas, para un compromiso entre eficiencia, estabilidad y ruido.

3.1.2 BUJE Y ROTOR

Los rotores es el conjunto compuesto por las palas y el buje y captura la energía cinética del viento.

[8] El buje es el elemento central del rotor, donde se conectan las palas y transmite la energía mecánica generada por el movimiento de las palas. En aerogeneradores modernos, el buje incluye el sistema de paso (pitch), que permite ajustar el ángulo de las palas

automáticamente. Esto permite optimizar la captura de energía según la velocidad del viento y también frenar el rotor si es necesario.

3.1.3 EJE LENTO Y MULTIPLICADORA

El eje lento gira junto con el rotor a velocidades bajas (10–20 rpm). Esta rotación no es suficiente para generar electricidad eficientemente. Por eso, muchos aerogeneradores incluyen una multiplicadora, Ilustración 8, que es una caja de engranajes que aumenta la velocidad de rotación (hasta 1500–1800 rpm en algunos modelos). Este eje de alta velocidad se conecta al generador. Algunos aerogeneradores modernos, llamados "direct drive", prescinden del multiplicador y usan generadores especiales de baja velocidad.

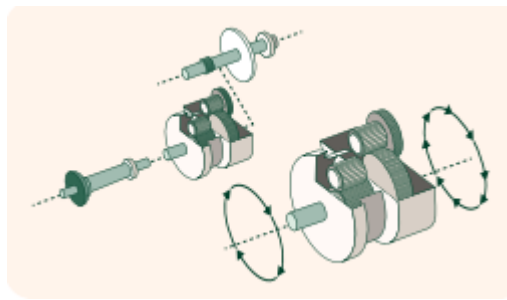


Ilustración 8. Caja Multiplicadora.

3.1.4 GENERADOR ELÉCTRICO

El generador transforma la energía mecánica del eje en energía eléctrica.

Puede ser de dos tipos dependiendo de las necesidades de diseño:

- **Asíncronos:** más baratos, pero menos eficientes.
- **Síncronos con imanes permanentes:** más caros, pero más eficientes, comunes en "direct drive". Generan corriente alterna, que suele necesitar modificación de frecuencia y tensión para adaptarse a la red eléctrica.

3.1.5 SISTEMA DE CONTROL

Permite monitorizar y regular el aerogenerador para optimizar la producción de energía eléctrica y garantizar la seguridad. Suele incluir elementos como: anemómetro y veleta, controladores electrónicos y sistemas de protección. Estos últimos serían capaces de parar el aerogenerador en caso de sobrecargas, turbulencias, vibraciones o fallos.

3.1.6 GÓNDOLA

Es la estructura que contiene todos los elementos ya mencionados anteriormente. Tiene que estar fabricada de materiales resistentes y aislantes y muchas veces suele contar con un acceso para facilitar el mantenimiento. Se detalla en la Ilustración 9.

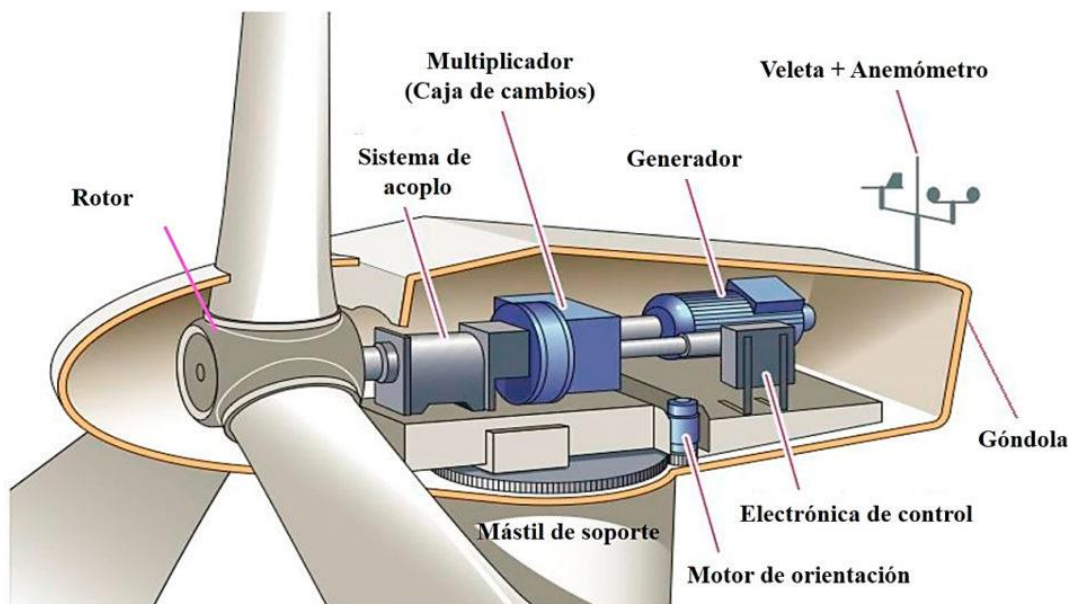


Ilustración 9. Elementos de la góndola.

3.1.7 TORRE

[8] Su función principal es soportar el rotor y la góndola, manteniendo una altura suficiente para captar vientos más fuertes y estables. Puede tener entre 60 y más de 160 metros, los materiales habituales para su construcción son acero, celosía o combinaciones de hormigón. En el interior suele contar con escaleras de acceso y cableado.

3.1.8 CIMENTACIONES

Es la base que soporta toda la estructura del aerogenerador y esencial para mantenerlo en pie. Suele estar hecha de hormigón armado, absorbiendo las cargas transmitidas por el viento y el giro del rotor.

3.2 FUNCIONAMIENTO DE UN AEROGENERADOR

[9] El proceso es bastante sencillo comenzando por el accionamiento del rotor por el movimiento de las aspas por el viento. Su rotación se transmite directamente a un eje y es en este momento dónde se transforma la energía cinética en energía mecánica. Como ya se ha comentado anteriormente, en muchos aerogeneradores existe la caja multiplicadora cuya función es aumentar la velocidad de rotación en de pocas revoluciones por minuto (rpm) a cientos o miles de rpm para lograr que el generador eléctrico funcione. El eje de alta velocidad va a la multiplicadora y gira en el generador eléctrico que induce una corriente alterna en las bobinas del estator. En este punto la energía mecánica ya se ha transformado en energía eléctrica.

Ya que la corriente alterna generada suele tener una frecuencia variable, no se puede enviar directamente a la red eléctrica y por ello hay un sistema de electrónica de potencia que rectifica e invierte la corriente para asegurar una conexión estable. Una vez la corriente está estabilizada, se pasa a un transformador situado en la góndola o en la base que tendrá como función principal la de elevar la tensión para reducir pérdidas en el transporte. Desde el transformador hasta la subestación la electricidad fluye por cables subterráneos o submarinos, y una vez ha llegado se vuelve a elevar la tensión para que se pueda inyectar la energía a la red de alta tensión y posteriormente distribuirla.



Ilustración 10. Obtención de la energía eléctrica desde el viento.

En el ejemplo de la Ilustración 10, se observa un esquema de un parque eólico con sus transformador y cables de media tensión, antes de entrar en la subestación del parque. Posteriormente la energía será transportada a través de las líneas hasta la subestación de la compañía.

Capítulo 4. EMPLAZAMIENTO

En el Anexo 1 se presenta un análisis de emplazamientos para la localización del parque eólico, se han tenido en cuenta 4 alternativas y teniendo en cuenta criterios medioambientales, de accesibilidad, económicos y de diseño se ha seleccionado el óptimo. La elección final de emplazamiento para el parque eólico ha sido la opción 4, situada en Castilla-León cerca de Palencia, en el municipio de Antigüedad. El nombre que se le ha dado es el: Parque Eólico de Valdegarón, al ser este el nombre de un arroyo que pasa por la zona.



Ilustración 11. Parque eólico Valdegarón.

Como se observa en la Ilustración 11, el parque cuenta con 8 aerogeneradores separados entre ellos a 250 m y todos ellos orientados en la dirección del viento para aprovechar el máximo potencial del recurso eólico. En el PLANO 1 se muestra la distribución de los aerogeneradores, así como características del terreno. Cada aerogenerador es representado con una chincheta amarilla y las coordenadas UTM en el huso 30T correspondientes son:

Tabla 1. Coordenadas de los aerogeneradores.

AEROGENERADOR	X UTM	Y UTM
1	413.757	4.648.176
2	414.214	4.647.850
3	414.579	4.647.458
4	412.370	4.647.551
5	412.952	4.647.183
6	413.422	4.646.904
7	411.731	4.646.725
8	412.216	4.646.262

Utilizando el Mapa Eólico Ibérico Español se han obtenido los datos de viento aproximados a 100 m de altura, para simular la altura del buje, y han sido de 7,14 m/s. Este valor no se considera muy elevado, ya que podría llegar a ser de 10 m/s en un lugar de alta altitud. Posteriormente se detallará la justificación de la elección de este emplazamiento, ya que se han debido tener en cuenta otros aspectos, como puede ser la accesibilidad.

La interconexión eléctrica se realizará a la subestación de Páramo de Sardón, la cual se encuentra a 15 km de distancia del parque. Esta subestación está a 132 kV, que será la tensión a la que habrá que adaptar la potencia para que la electricidad pueda ser transportada.

El emplazamiento se encuentra en una zona de fácil acceso y a gran distancia de núcleos urbanos. En cuanto a espacios protegidos, se encuentra a 60 km del más cercano, el Parque Natural Sabinas de Arlanza, como se observa en la Ilustración 12.



Ilustración 12. Zonas protegidas cercanas al parque.

Las características del suelo son aceptables para posteriormente llevar a cabo las cimentaciones y excavaciones.

Capítulo 5. RECURSO EÓLICO

La evaluación del recurso eólico es un paso crucial en el desarrollo de un parque eólico, ya que determina la viabilidad del proyecto y su rentabilidad. Consiste en analizar la cantidad, calidad y variabilidad del viento en un emplazamiento específico a lo largo del tiempo. Esto permite estimar la producción de energía, optimizar el diseño del parque y seleccionar las turbinas más adecuadas.

El recurso eólico se mide mediante datos de velocidad y dirección del viento, obtenidos de estaciones meteorológicas, torres de medición o modelos numéricos. Se analiza la distribución del viento (como la distribución de Weibull), la variación estacional o las rosas de viento. Una evaluación precisa ayuda a reducir riesgos económicos y técnicos, asegurando que el parque eólico genere la energía esperada y sea rentable a largo plazo.

El proceso que se ha seguido comienza con la obtención de los datos de viento del emplazamiento correspondiente. En este caso se ha solicitado a la empresa Vortex una serie de datos de 10 años en el punto central del emplazamiento, que se encuentra concretamente en la ubicación del aerogenerador 5. La serie contiene los datos de velocidad (m/s), dirección (deg), temperatura (°C) y densidad del aire (k/m³) para alturas de buje a 120 msns y 150 msns. Posteriormente estos datos se han procesado y analizado utilizando el programa Windographer, el cual permite obtener información detallada sobre las velocidades, direcciones y estacionalidades del viento. Con los resultados se podrá conocer con exactitud la dirección y distribución del viento, lo cual ayudará a determinar el potencial eólico del emplazamiento.

Los datos suministrados por Vortex proceden de diferentes fuentes, entre las que se encuentran CFSR, ERA5 y MERRA2.

- **CFSR (Climate Forecast System Reanalysis):** procede del Centro Nacional de Predicción Ambiental de Estados Unidos (NCEP). Es un modelo de reanálisis

meteorológico que combina observaciones históricas con simulaciones numéricas avanzadas. Sus datos abarcan desde el año 1979 hasta la actualidad, ofreciendo una resolución espacial global aproximada de unos 30 kilómetros y una resolución temporal horaria.

- **ERA5 (ECMWF Reanalysis 5):** es producido por el Centro Europeo de Previsiones Meteorológicas a Plazo Medio (ECMWF), considerado uno de los conjuntos más completos y precisos disponibles actualmente.
- **MERRA 2 (Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, versión 2):** es proporcionado por la NASA. Constituye un modelo avanzado de reanálisis atmosférico que integra información satelital, observaciones terrestres y simulaciones numéricas. Sus registros abarcan desde 1980 hasta la actualidad, con una resolución espacial aproximada de 50 kilómetros y resolución temporal horaria.

Con un simple análisis de variación estacional de velocidades medias en un año, se obtiene que la base de valores más favorables serán las de ERA5, por tanto serán las utilizadas para el análisis de recurso eólico. El punto de obtención de los datos es el especificado en la Ilustración 13, a partir del cual se obtendrán los datos para alturas de 120 msns y 150 msns.

Location

☒ Degrees/minutes/seconds
☐ Decimal degrees

Latitude ° ' "

Longitude ° ' "

Elevation m



Ilustración 13. Punto de obtención datos de recurso eólico.

5.1 RECURSO EÓLICO A 120 MSNS

Como se ha comentado anteriormente el recurso eólico será evaluado tanto a una altura de 120 m como a 150 m, y así posteriormente escoger la altura de buje más adecuada para la implantación del parque eólico. Los resultados para 120 m son los siguientes:

5.1.1 VELOCIDAD DEL VIENTO

La principal característica que debe de ser analizada es la velocidad del viento en el punto seleccionado. Los datos aportados por Vortex, contienen datos de un poco más de 10 años, desde el 1 de enero de 2014 hasta el 1 de marzo de 2025 con resolución horaria. Como se observa en la Ilustración 14, las velocidades desde los últimos 11 años, rondan la media de 9 m/s sin embargo, se necesita conocer con mayor exactitud la variabilidad de los datos en las diferentes estaciones y horas del día.

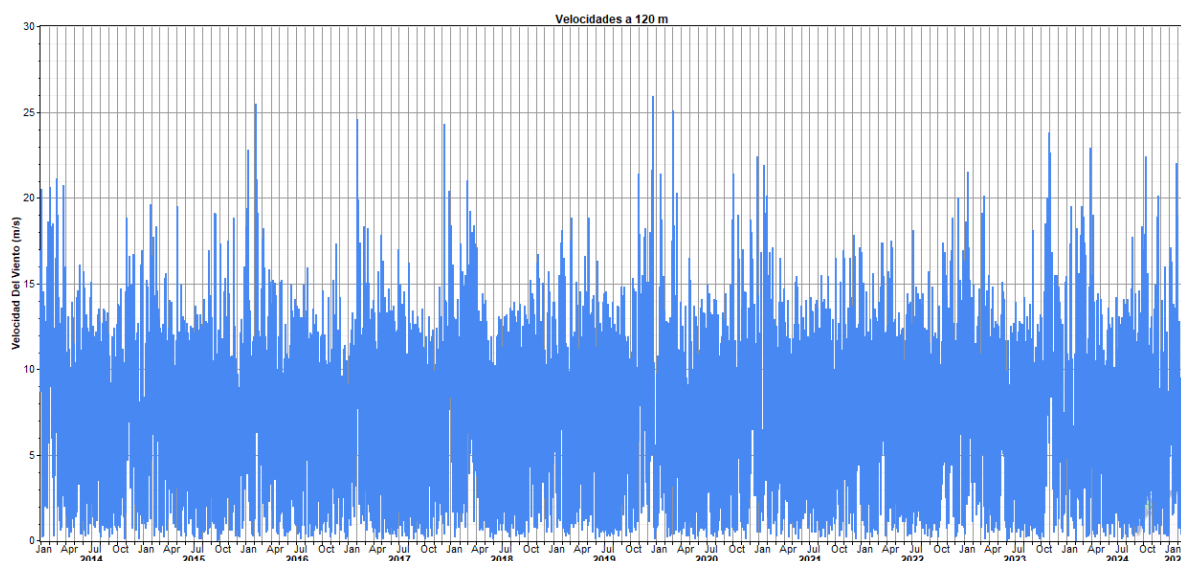


Ilustración 14. Velocidades a 120 m.

Para ello se observa también la gráfica de variabilidad estacional de la velocidad media del viento en todos los meses del año. Al observar la Ilustración 15, se ve que durante los meses de verano la velocidad media del viento disminuye considerablemente estando sobre los 7 m/s sin embargo, en los meses de invierno la velocidad aumenta hasta los 8,5 m/s incluso llegándose a situar en 9 m/s en meses como febrero o marzo.

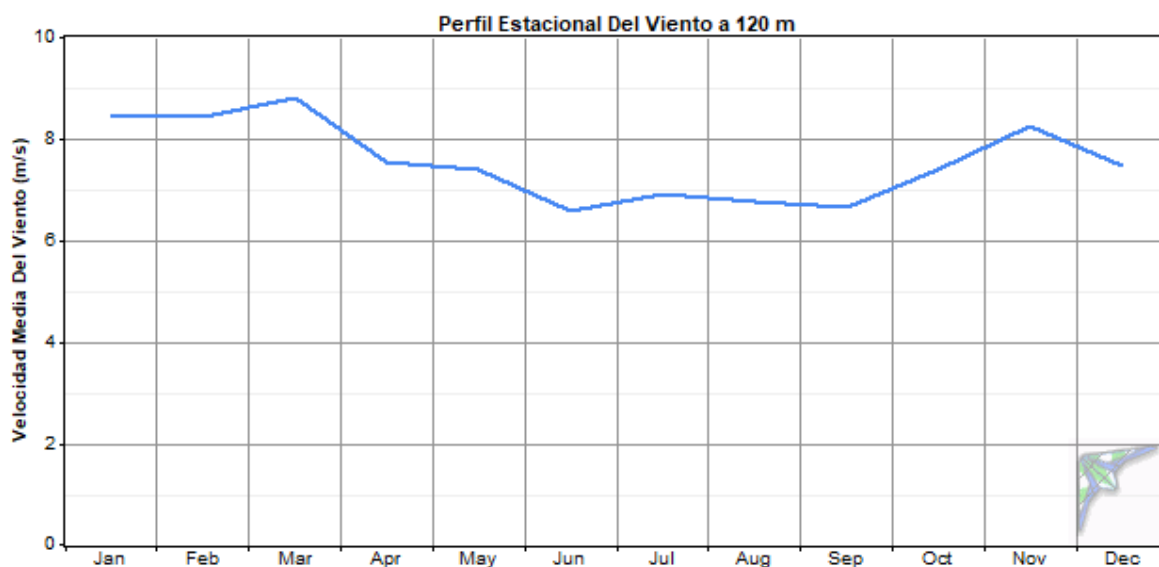


Ilustración 15. Perfil estacional a 120 m.

Para analizar el comportamiento del viento se ha decidido ver la correlación de este con la temperatura, y ver si está influenciado por el aumento o disminución de los grados. Como se observa en la Ilustración 16, a medida que aumenta la temperatura la velocidad del viento disminuye. Se muestra una clara tendencia durante todos los años que en los meses de verano la velocidad disminuye y en invierno, a bajas temperaturas, la velocidad aumenta considerablemente, alcanzándose los picos anuales durante estos meses.

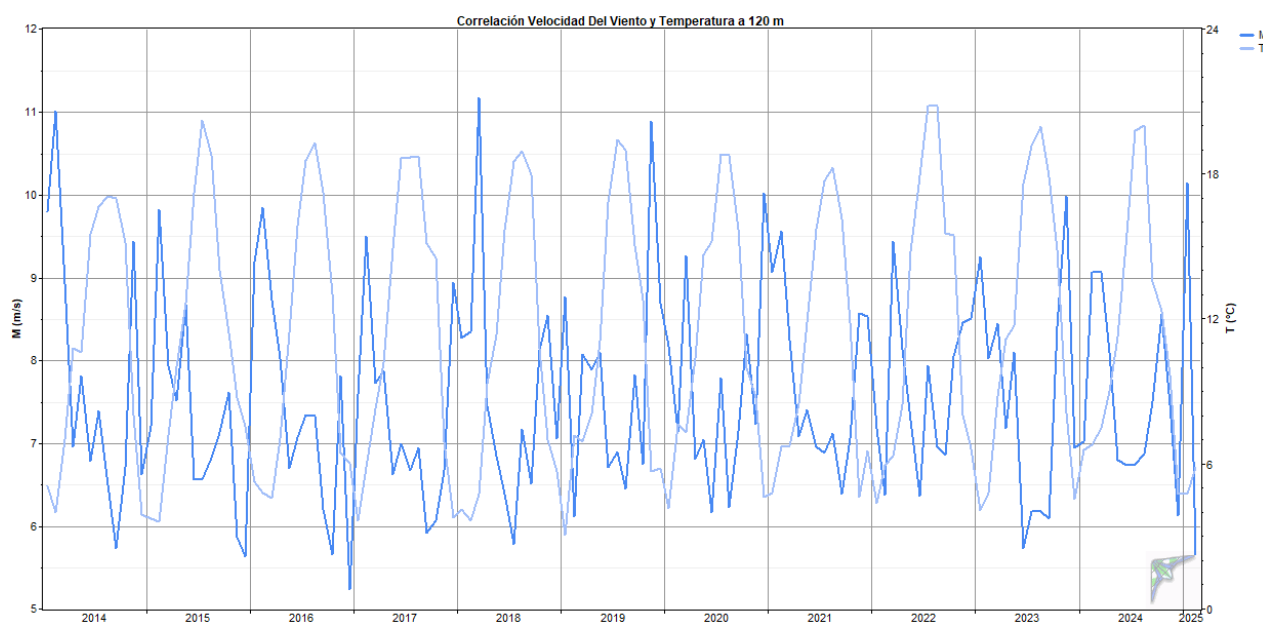


Ilustración 16. Correlación con la temperatura a 120 m.

5.1.2 ROSA DE LOS VIENTOS

La rosa de los vientos es una herramienta gráfica que muestra la distribución de la dirección y velocidad del viento en un lugar específico durante un período determinado. Esta representación es útil para conocer las direcciones predominantes del viento y su intensidad, información clave para el diseño y la ubicación de parques eólicos. Existen principalmente tres tipos de rosas de viento:

Rosa de frecuencia: Indica la frecuencia con la que el viento sopla desde cada dirección, mostrando la dirección predominante del viento.

Rosa de velocidad: Representa las velocidades medias del viento asociadas a cada dirección, indicando en qué dirección los vientos tienden a ser más fuertes.

Rosa de energía: Muestra la cantidad de energía que el viento puede proporcionar desde cada dirección, siendo especialmente útil para identificar la dirección más favorable para la generación eólica.

Para la altura de 120 m los resultados de las diferentes rosas de viento son los siguientes:

5.1.2.1 Rosa De Viento De Frecuencia

La rosa de vientos de frecuencia es un gráfico que muestra la frecuencia con la que el viento sopla desde cada dirección durante un período de tiempo determinado en un emplazamiento concreto, en este caso durante un periodo de 11 años.

Cada dirección del viento se representa mediante sectores radiales, cuya longitud indica el porcentaje del tiempo total en que el viento ha soplado desde esa dirección. De este modo, es posible identificar visualmente las direcciones predominantes del viento y así poder orientar los aerogeneradores en la dirección más favorable.

Este tipo de rosa del viento no tiene en cuenta directamente la intensidad o velocidad del viento, sino solo la frecuencia con la que ocurre en cada dirección. Es especialmente útil en estudios iniciales para conocer la dirección predominante.

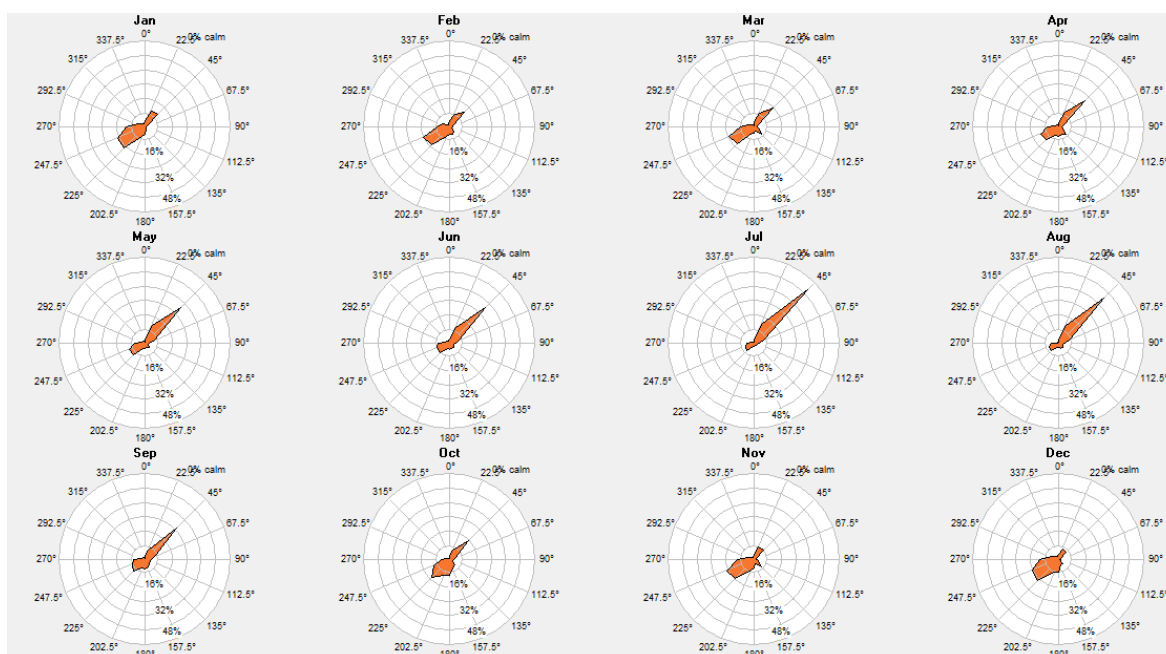
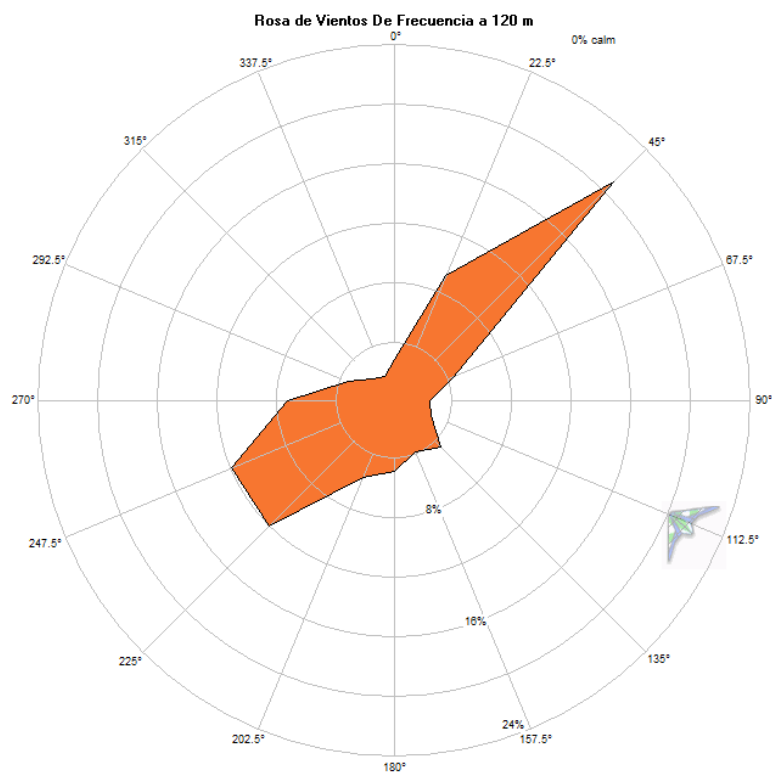


Ilustración 17. Rosa de frecuencia a 120 m.

Como se observa en la Ilustración 17, la dirección predominante es 45° y su complementario a 225° . También se hace el mismo estudio a nivel mensual para identificar en que meses predomina cada dirección, y se observa que es en el mes de junio, julio y agosto cuando la dirección predominante es a 45° .

5.1.2.2 Rosa De Los Vientos De Velocidad

La rosa de vientos de velocidad es un gráfico que muestra cómo varía la velocidad media del viento según la dirección desde la cual sopla, en un determinado lugar y durante un periodo de tiempo específico.

En este tipo de rosa, cada dirección del viento se representa con sectores radiales cuya longitud indica la velocidad media del viento cuando sopla desde dicha dirección. De esta forma, permite identificar rápidamente en qué dirección los vientos son más intensos, facilitando decisiones sobre la orientación y posicionamiento de aerogeneradores, ya que velocidades más altas se traducen generalmente en un mayor potencial energético.

Este gráfico complementa la información obtenida en la rosa de frecuencia, ofreciendo una visión más detallada del recurso eólico en el emplazamiento, ayudando así a optimizar el aprovechamiento energético del viento.



39

mayor velocidad del viento y por tanto hará que la energía será más alta. Se deberán de colocar los aerogeneradores a 90° de esta dirección para aprovechar al máximo el potencial eólico, de todas formas será detallado más adelante en el proyecto.

5.1.2.3 Rosa De Los Vientos De Energía

La rosa de vientos de energía es un gráfico que muestra cómo se distribuye la energía disponible en el viento según la dirección desde la que proviene.

Este gráfico se construye representando cada dirección del viento mediante sectores radiales cuya longitud o tamaño es proporcional a la energía potencial que se puede obtener del viento desde esa dirección. Esto depende tanto de la frecuencia como de la intensidad del viento. Por ello, la rosa de energía refleja simultáneamente la influencia de la velocidad (más velocidad significa más energía) y la frecuencia con la que ocurren los vientos en cada dirección.

Como se observa en la Ilustración 19, la dirección predominante en la cual el viento proporciona más energía es a 45° y 225° por tanto será la dirección a tener en cuenta a la hora de diseñar el parque eólico.

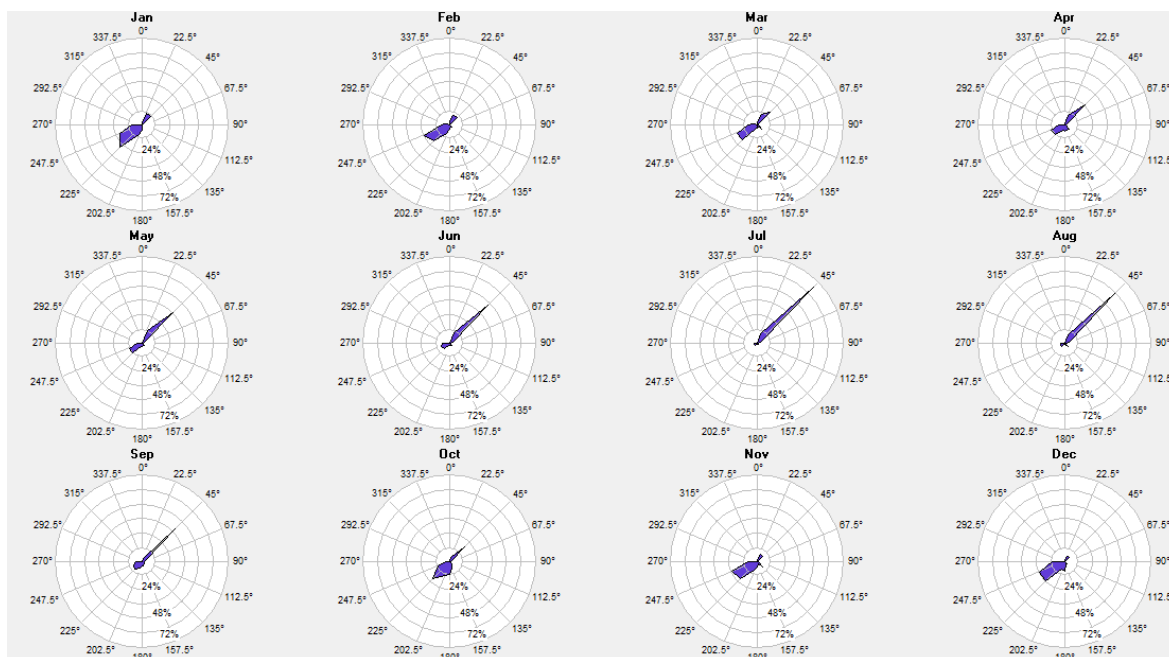
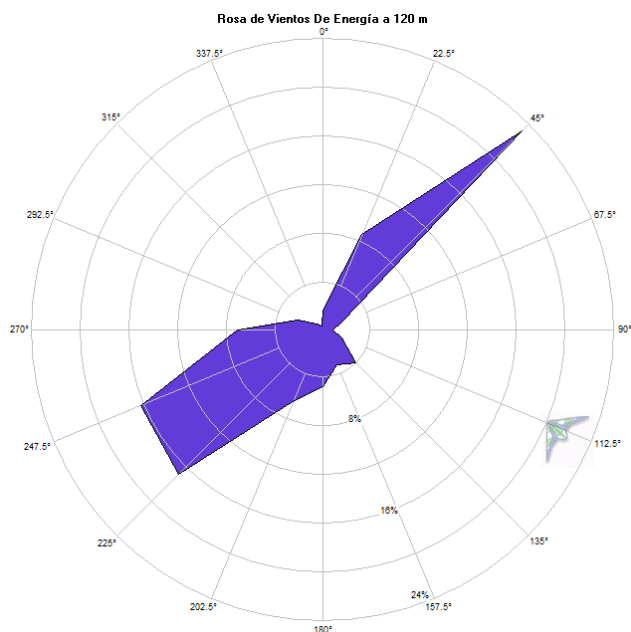


Ilustración 19. Rosa de vientos de energía a 120 m.

5.1.3 DISTRIBUCIÓN DIARIA

La distribución del viento se puede considerar también teniendo en cuenta las horas del día y como la velocidad media va variando. En la Ilustración 20 se puede ver que la velocidad

entre las 19:00 y las 5:00 es superior a 8 m/s mientras que en las horas centrales del día la velocidad se mantiene entre los 6 m/s y los 7,5 m/s.

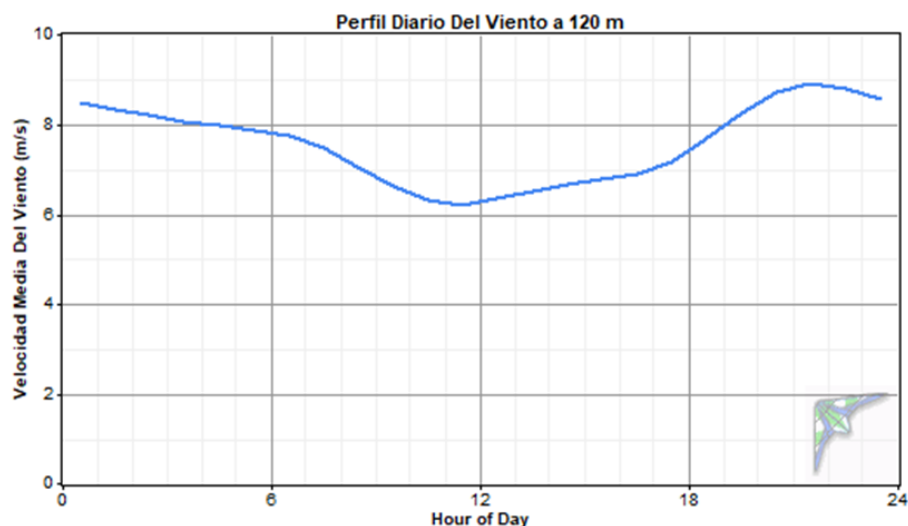


Ilustración 20. Distribución diaria del viento a 120 m.

También se ha querido analizar este comportamiento en los diferentes meses del año y se observa que en los meses de verano es cuando hay una mayor variabilidad entre la noche y el día en cuanto a las velocidades del viento.

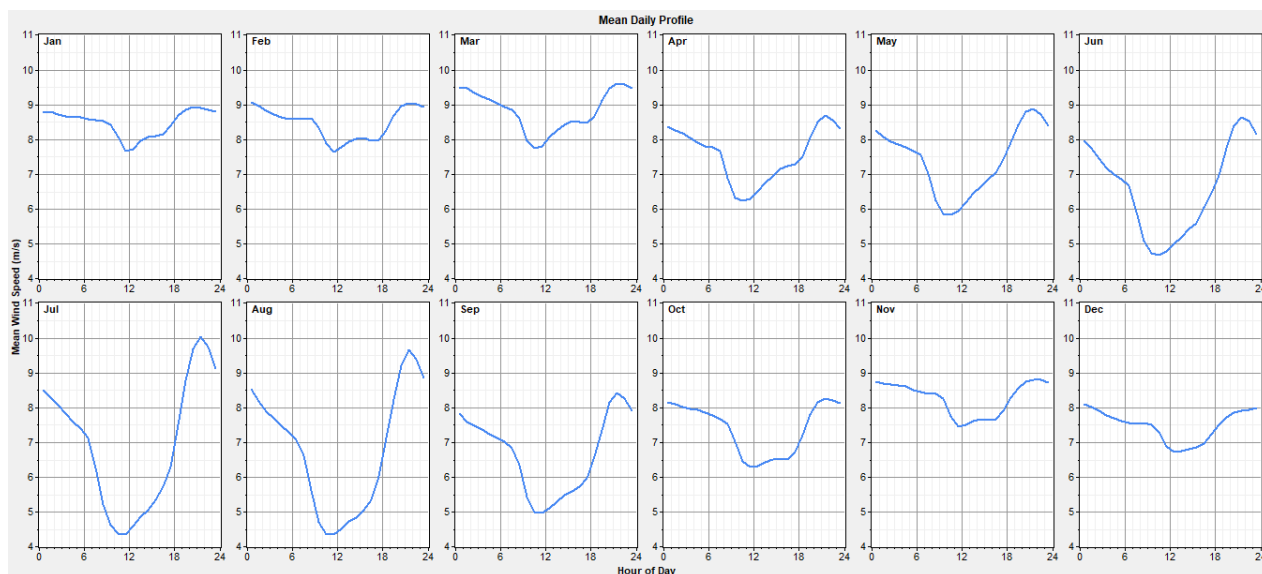


Ilustración 21. Variación diaria mensual a 120 m.

5.1.4 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

La distribución de Weibull es una herramienta que se base en la representación de la variabilidad y patrones de velocidad del viento en un periodo determinado. En el eje horizontal se representan las velocidades del viento, y en el eje vertical la probabilidad acumulada de que el viento alcance una velocidad específica. La curva resultante tiene una forma característica, generalmente asimétrica, con un pico correspondiente a la velocidad del viento más frecuente. La altura del pico indica la probabilidad máxima con la que ocurre una determinada velocidad del viento.

La función está definida principalmente por dos parámetros:

Parámetro de forma (k): Determina la forma de la curva de distribución, indicando cómo varían las velocidades del viento alrededor de la velocidad media. Valores bajos indican mayor variabilidad, mientras que valores altos indican menor variabilidad, velocidades más constantes.

Parámetro de escala (c): Relacionado con la velocidad media del viento en el emplazamiento, determina la magnitud o escala de la distribución.

La forma de la curva permite visualizar claramente qué velocidades son más frecuentes y cómo se distribuyen las velocidades alrededor de la media. Esto facilita la elección del tipo de aerogenerador y la predicción de la producción energética del parque eólico.

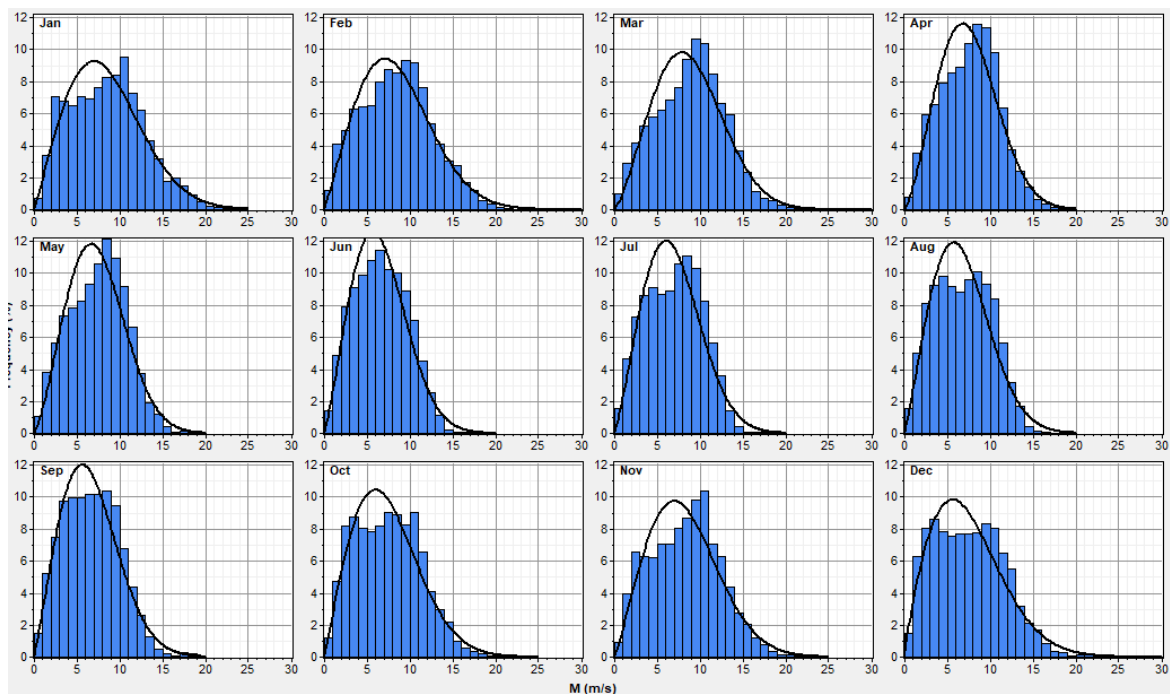
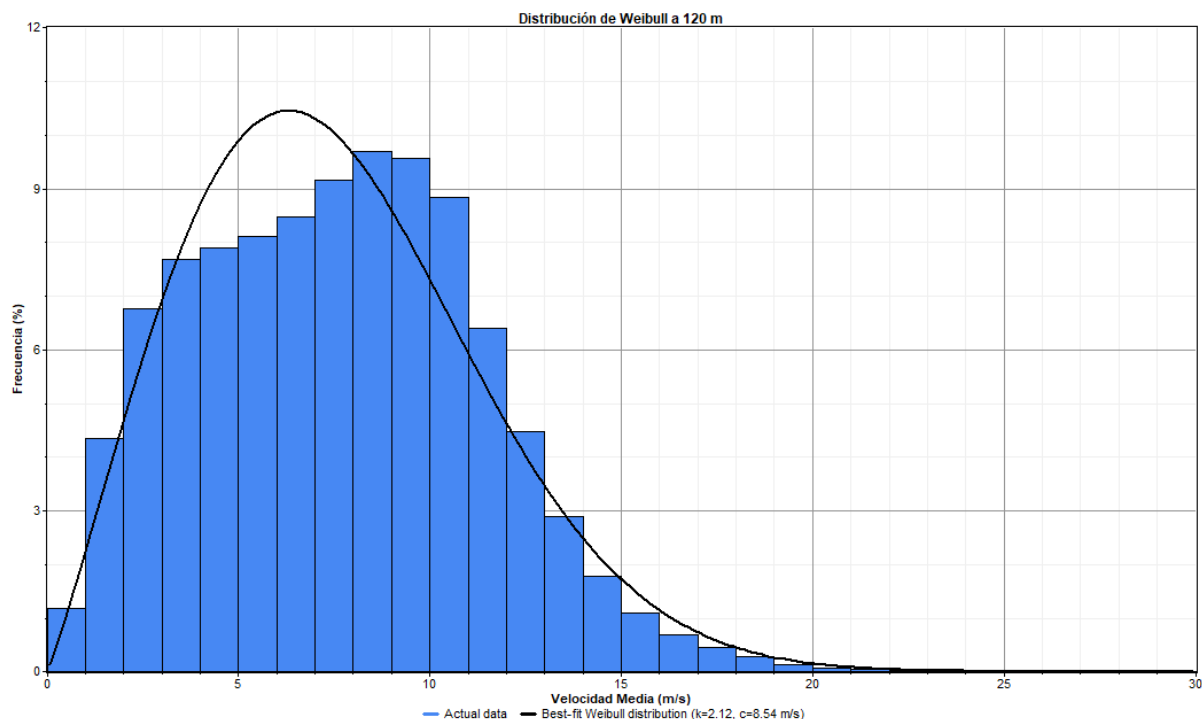


Ilustración 22. Distribuciones de Weibull a 120 m.

Como se observa en la Ilustración 22, la $k=2,12$ indica que los valores se concentran en un rango intermedio y con pocas observaciones de vientos muy altos o bajos. La $C=8,54$ m/s, que determina la velocidad media predominante en el emplazamiento.

5.1.5 DIAGRAMA DE CAJAS

El diagrama de cajas en un análisis de recurso eólico es una representación gráfica que muestra la distribución estadística de las velocidades del viento registradas en un emplazamiento determinado durante un período específico. Contiene aspectos importantes como:

- **La mediana:** la línea central dentro de la caja, que indica la velocidad central del conjunto de datos.
- **El rango intercuartil (IQR):** representado por la caja, que incluye el 50% central de los datos.
- **Bigotes:** líneas que se extienden desde la caja, mostrando el rango general de los datos, excluyendo valores extremos.
- **Valores extremos:** puntos aislados fuera de los bigotes, indicando velocidades del viento extremadamente altas o bajas.

En la Ilustración 23 se observa la variabilidad de los datos a 120 m en los diferentes meses y cuando hay más valores extremos es durante los meses de invierno, lo cual se corresponde con el análisis llevado a cabo anteriormente.

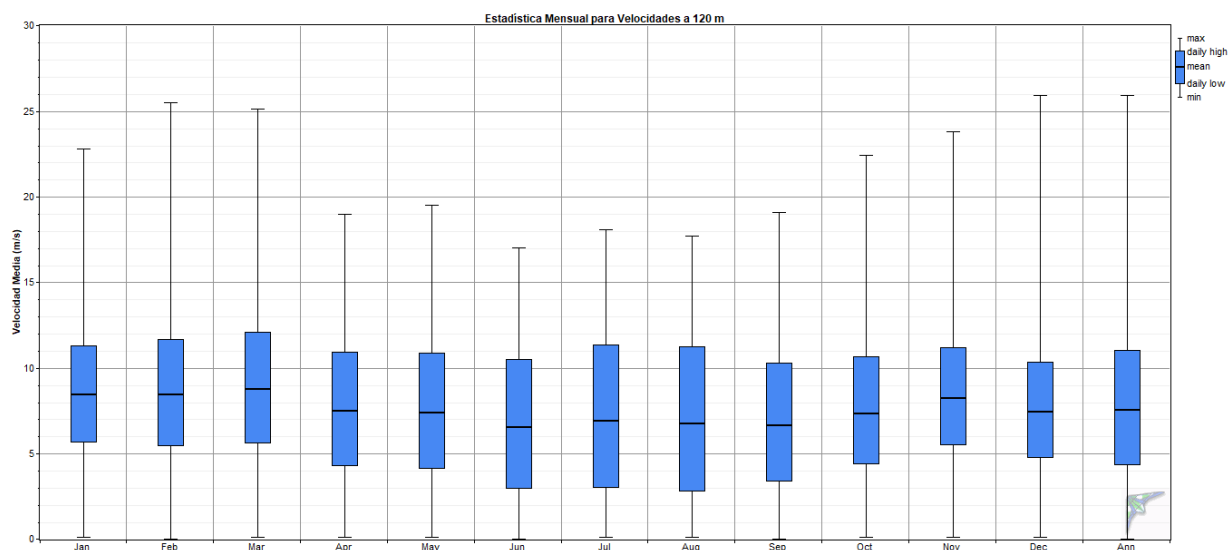


Ilustración 23. Diagrama de cajas a 120 m.

5.2 RECURSO EÓLICO A 150 MSNS

El objetivo de este apartado es realizar el mismo análisis ya mostrado, pero a 10 metros más. La velocidad del viento será mayor pero las distribuciones de dirección y frecuencia tendrán que ser similares. Todos los análisis realizados en el apartado 5.1 se obviarán en el presente estudio para evitar la redundancia, se mostrarán los datos relevantes con el fin de poder compararlos posteriormente.

5.2.1 VELOCIDAD DEL VIENTO

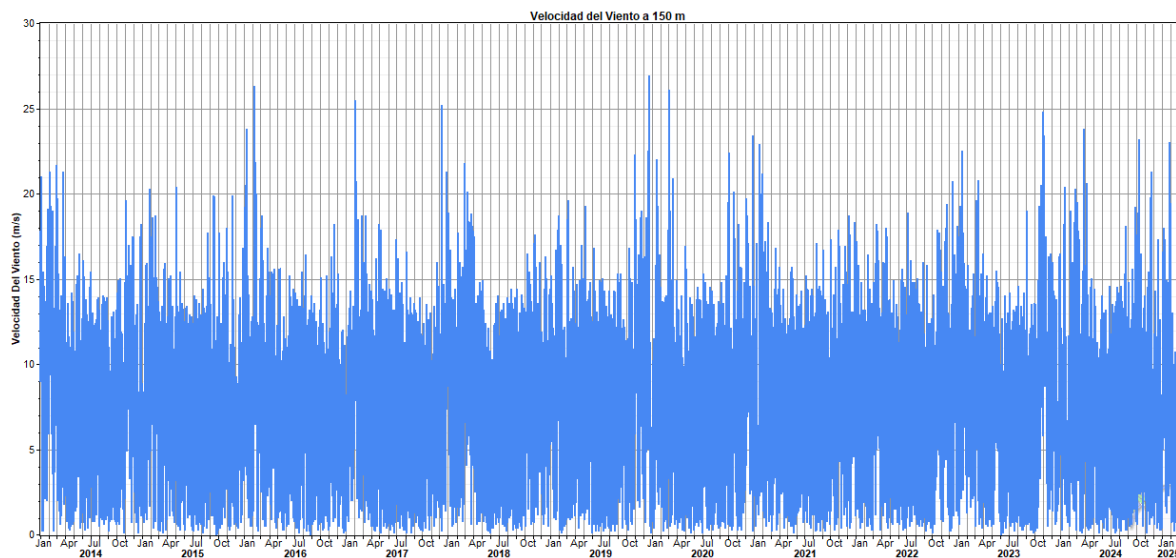


Ilustración 24. Velocidad del viento a 150 m.

El perfil estacional muestra que la velocidad media durante los meses de invierno es relativamente mayor que a 120 m, lo cual tiene sentido ya que al alejarse más de la superficie el viento tendrá menos obstáculos y por tanto mayor velocidad.

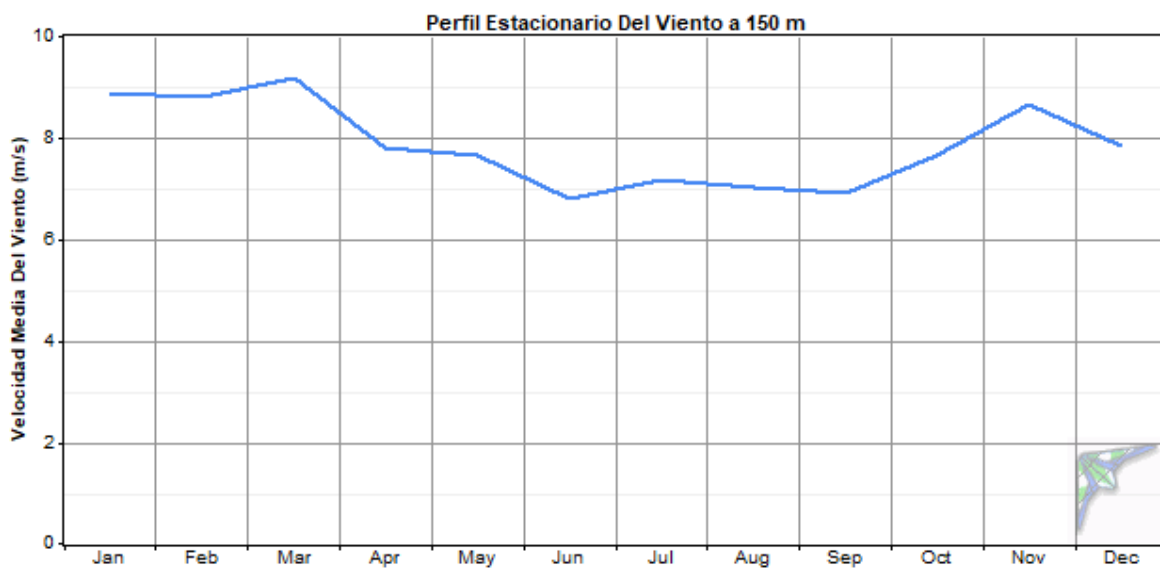


Ilustración 25. Variación estacional a 150 m.

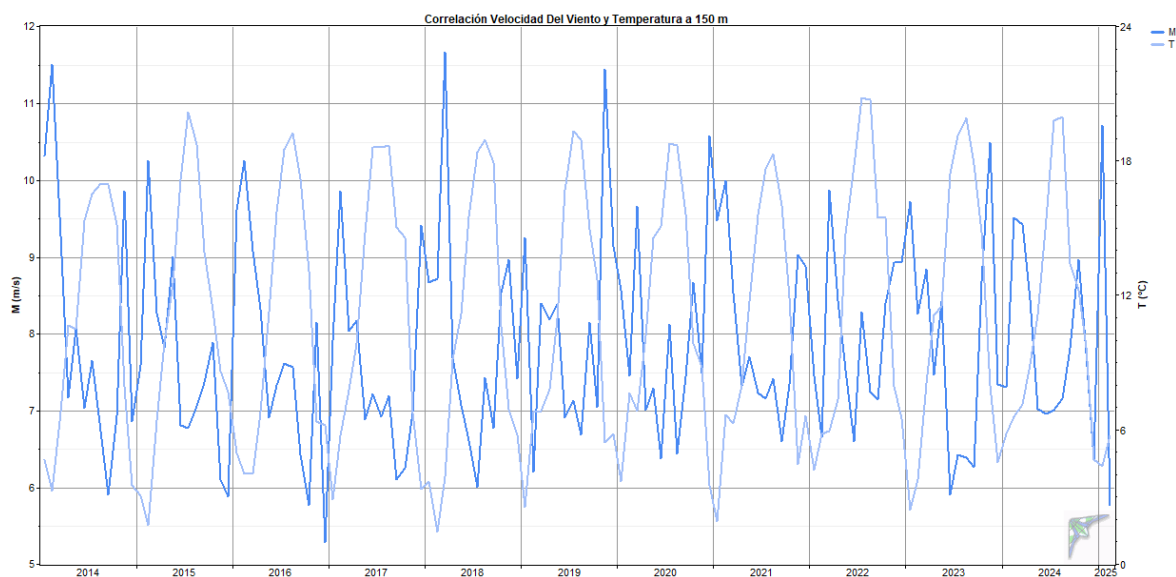
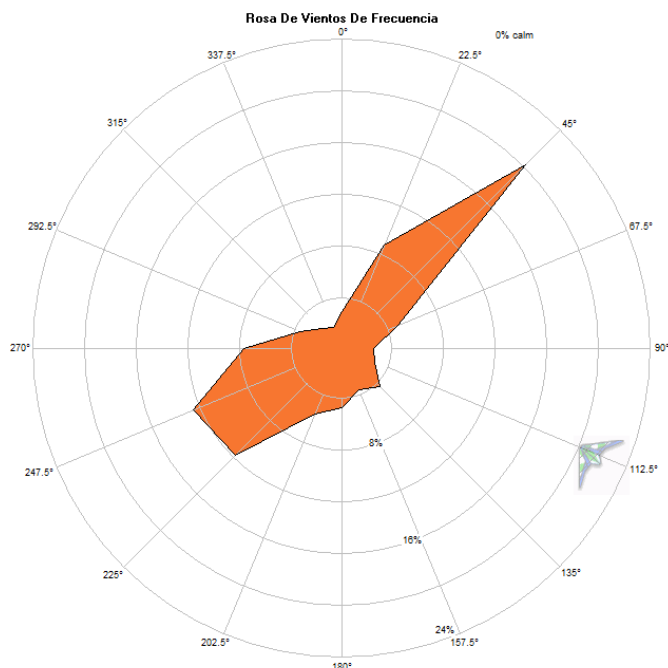


Ilustración 26. Correlación de la velocidad del viento con la temperatura a 150 m.

5.2.2 ROSA DE LOS VIENTOS

Las rosas de los vientos que se detallan a esta altura serán las mismas que se han analizado a 120 m.

5.2.2.1 Rosa De Vientos De Frecuencia



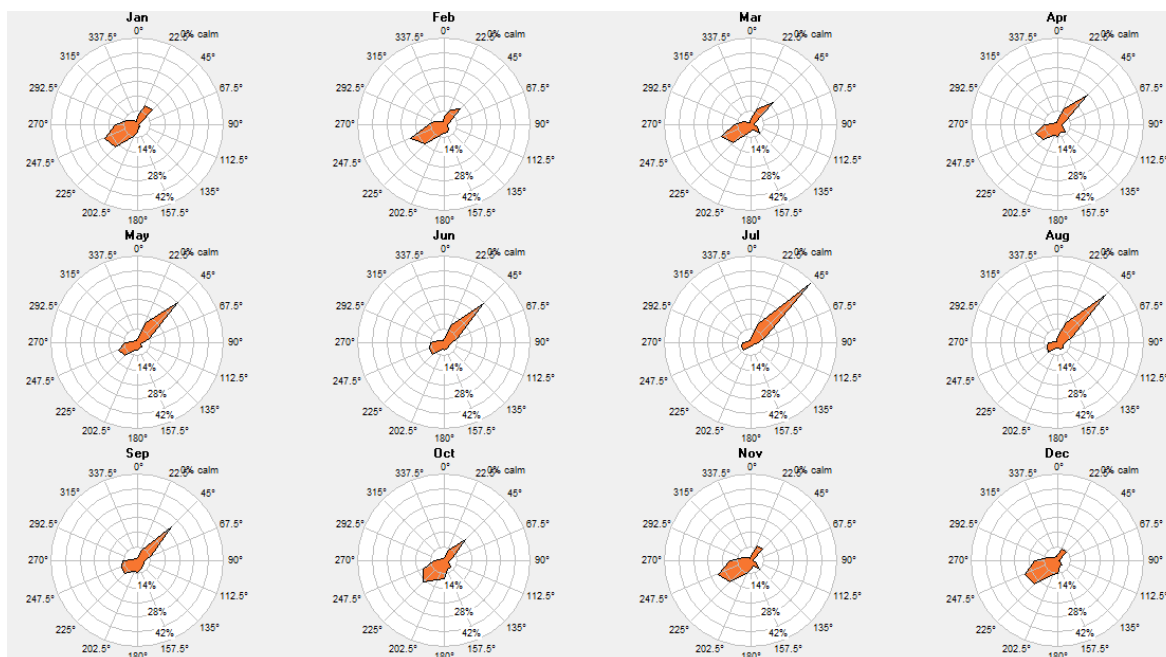


Ilustración 27. Rosa de vientos de frecuencia a 150 m.

Se observa que la rosa de frecuencias tiene la misma dirección que a 120 m, centrándose en 45° y 225°.

5.2.2.2 Rosa De Los Vientos De Velocidad

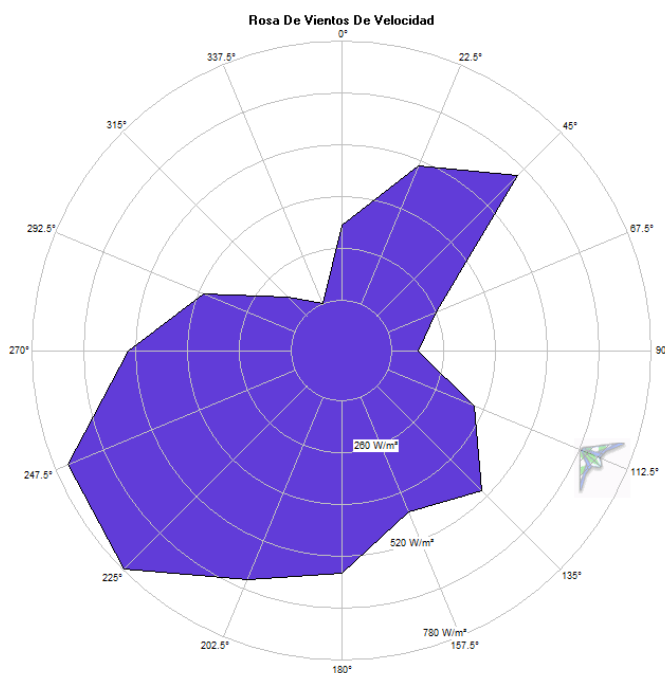
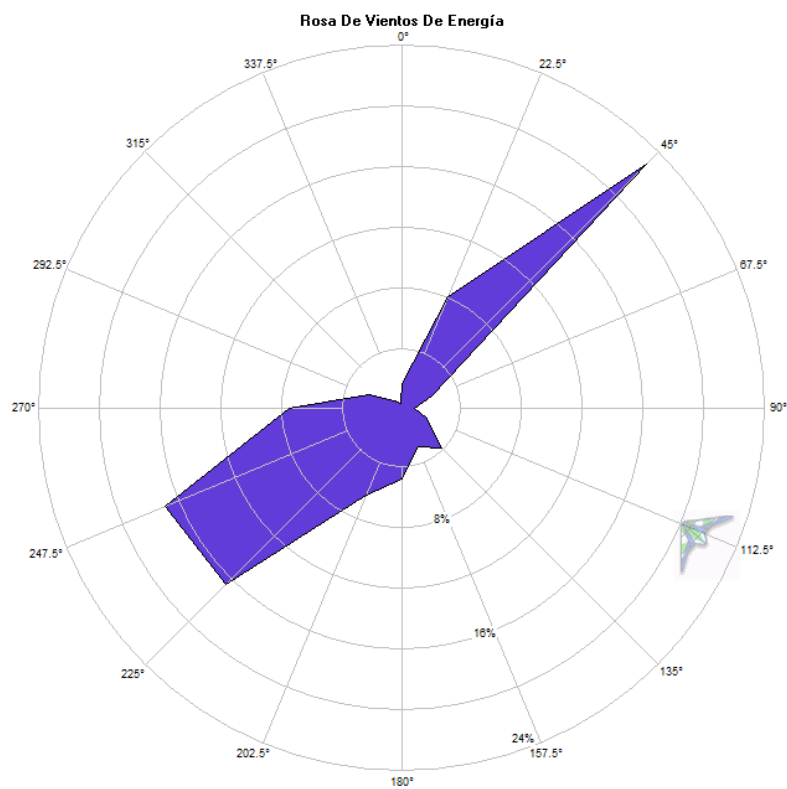




Ilustración 28. Rosa de vientos de velocidad a 150 m.

5.2.2.3 Rosa De Los Vientos De Energía



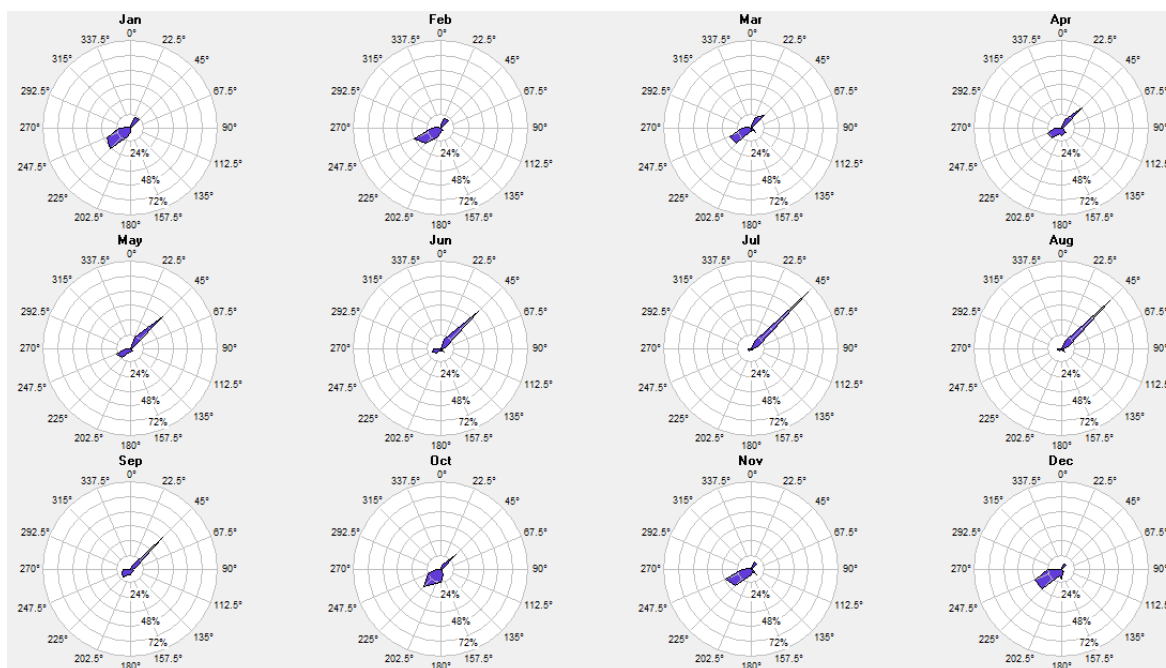
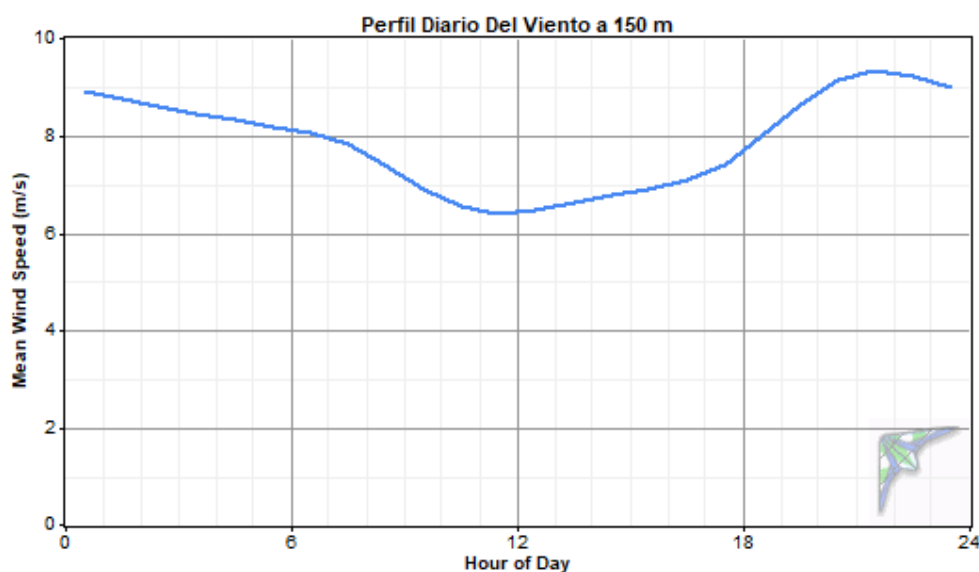


Ilustración 29. Rosa de vientos de energía a 150 m.

5.2.3 DISTRIBUCIÓN DIARIA

La distribución diaria se muestra similar a los datos a 120 m, a excepción de que las velocidades son mayores. Sin embargo, las horas de más velocidad coinciden siendo estas entre las 18:00 y las 5:00.



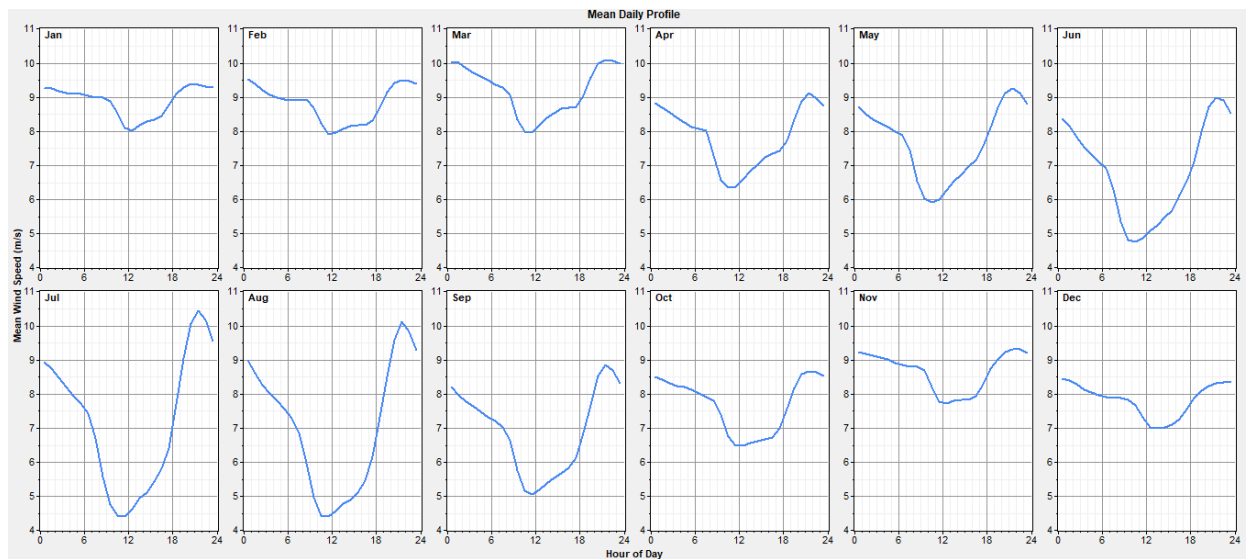
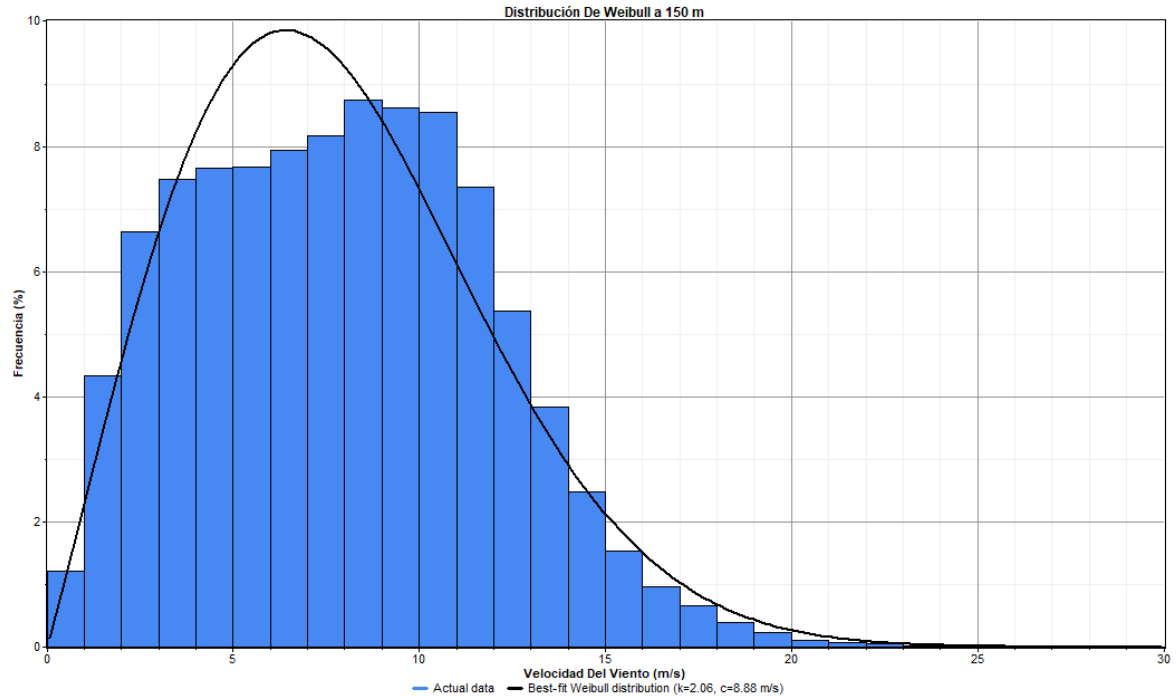


Ilustración 30. Distribución diaria del viento a 150 m.

5.2.4 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL



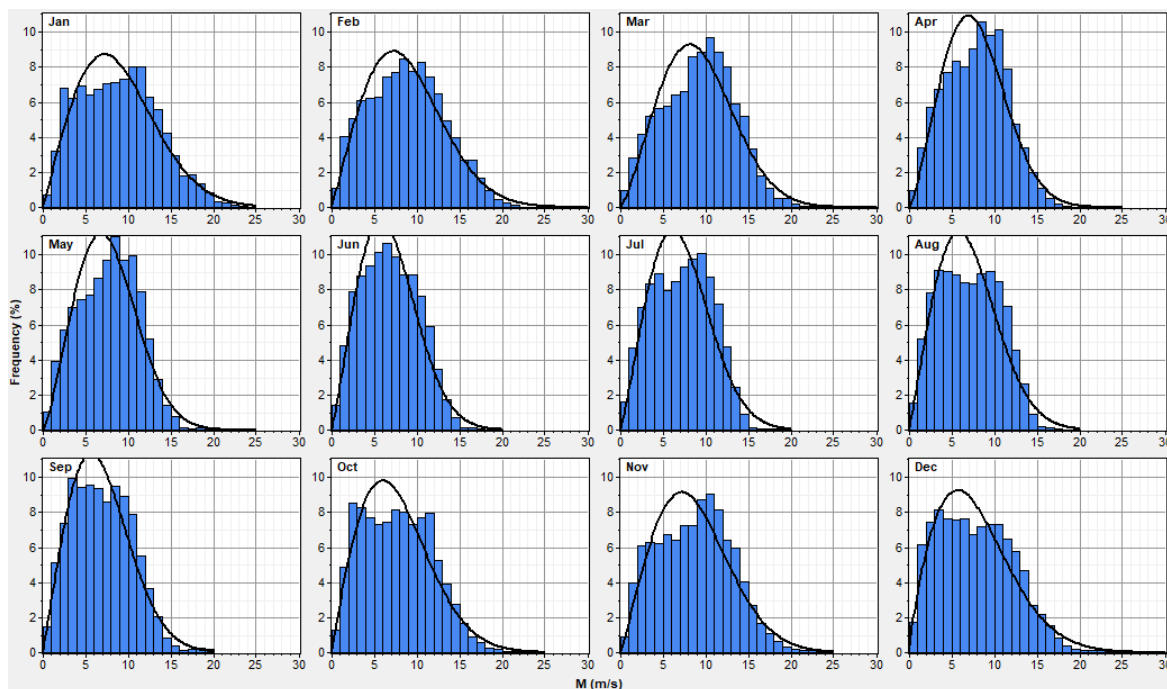


Ilustración 31. Distribución de Weibull a 150 m.

Como se observa en la Ilustración 31, el valor de k ha disminuido a 2,06 lo que muestra una menor variabilidad y el valor de c ha aumentado a 8,88 m/s, por tanto la velocidad media es mayor y más favorable que a 120 m.

5.2.5 DIAGRAMA DE CAJAS

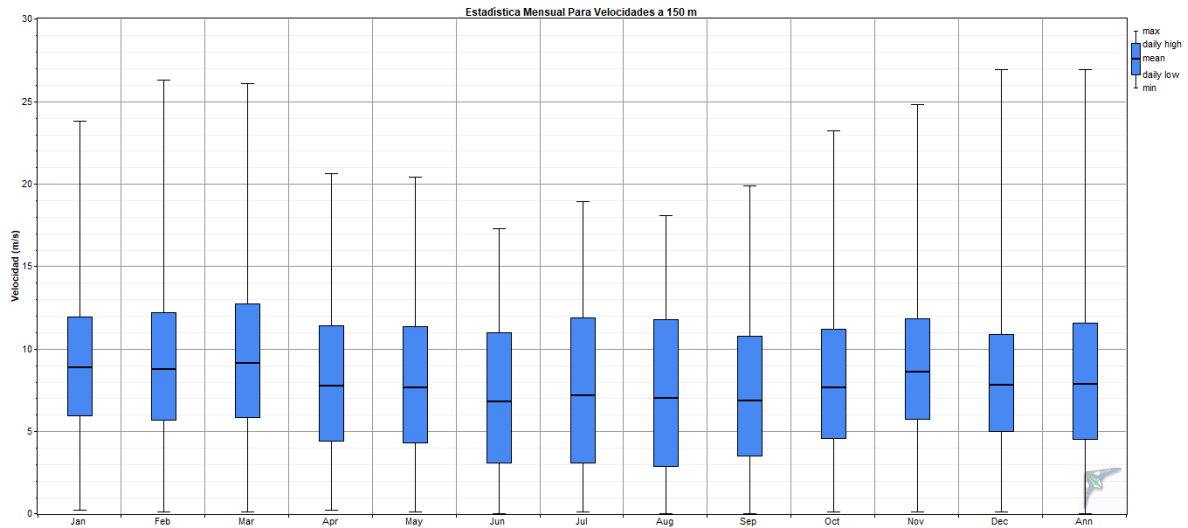


Ilustración 32. Diagrama de cajas a 150 m.

5.3 CIZALLADURA

La cizalladura del viento en el contexto del recurso eólico hace referencia al cambio de velocidad o dirección del viento con respecto a la altura sobre el terreno. En el presente proyecto se estudiará el coeficiente de cizalladura (α), que es un valor numérico que cuantifica cómo cambia la velocidad del viento con la altura sobre el terreno. Indica la tasa con la que aumenta o disminuye dicha velocidad conforme nos alejamos de la superficie terrestre.

- **Valores más altos de α (0,3-0,4 o más)** indican que la velocidad del viento aumenta rápidamente con la altura, lo que es típico en zonas con alta rugosidad (por ejemplo, bosques, ciudades, zonas con obstáculos significativos).
- **Valores más bajos de α (0,3 o menos)** indican que la velocidad del viento cambia poco con la altura, típico en zonas llanas, mar abierto o áreas despejadas.

La fórmula para calcularlo es:

$$\alpha = \frac{\ln \left(\frac{V_{150}}{V_{120}} \right)}{\ln \left(\frac{150}{120} \right)} = \frac{\ln \left(\frac{9}{8,5} \right)}{0,22314} = 0,25615$$

En este caso se han tomado valores de velocidad diarios a las 24:00h para que ambas alturas estén en las mismas condiciones. Con un valor de 0,25 asumimos que estamos en una zona llana en la cual no hay accidentes geográficos que hagan variar mucho la velocidad con la altura.

5.4 COMPARACIÓN FINAL

Tras el análisis realizado en Windographer se ha podido concluir que las velocidades a una mayor altura son mayores, por tanto el lugar óptimo para el posicionamiento del buje es a 150 metros. Haciendo una comparación de la velocidad media diaria a las 24:00 h observamos como a 150 metros esta velocidad es de 9 m/s y a 120 metros se reduce a 8,5 m/s.

La distribución de Weibull y la gráfica de velocidades medias diarias muestran las mejores condiciones a mayor altura. Además, las rosas de vientos se mantienen similares en los dos análisis permitiendo conocer la ubicación de los aerogeneradores para que sean perpendiculares a la dirección del viento y se pueda aprovechar al máximo el recurso eólico. Estas direcciones son a 45° y 225°.

Como se ha analizado también, cabe destacar el valor de la cizalladura, siendo este de 0,25 y corroborando la orografía de la zona que es llana y sin muchos obstáculos significativos.

En resumen, con el análisis se confirma que el emplazamiento cuenta con un recurso eólico favorable para la implementación del parque y que se podrán seguir tomando decisiones relativas al diseño de los aerogeneradores.

Capítulo 6. RECURSO ENERGÉTICO

En este capítulo se hará un estudio sobre el recurso energético presente en el Parque Eólico de Valdegarón. Se analizarán 3 tecnologías diferentes y con los resultados se valorará la óptima para el desarrollo del proyecto. El resultado esperado es la cantidad de energía generada en un año en GWh/año y para ello se utilizará el programa “WAsP”.

WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) es un software desarrollado por DTU Wind Energy, departamento de energía eólica de la Universidad Técnica de Dinamarca, destinado al análisis del recurso eólico y a la evaluación de parques eólicos. Su función principal consiste en realizar estudios detallados para estimar la producción energética potencial de los emplazamientos, basándose en datos reales del viento.

Para ello, utiliza datos meteorológicos previamente obtenidos, como la velocidad y la dirección del viento a distintas alturas, así como información detallada sobre la orografía, la rugosidad superficial (tipo de vegetación, edificios, agua, etc.) y obstáculos cercanos que puedan interferir en el flujo de viento. También se añadirán las curvas de potencia para cada tecnología y con ello simular la energía producida con las condiciones establecidas.

El software genera resultados detallados como mapas de velocidad media anual del viento, distribuciones estadísticas del recurso y reportes específicos sobre pérdidas por obstáculos y rugosidades del terreno.

6.1 WASP CLIMATE ANALYST

WAsP Climate Analyst es un software complementario de WAsP que se utiliza específicamente para procesar, analizar y preparar datos meteorológicos medidos en campo, que posteriormente se emplearán en el estudio detallado del recurso eólico.

Esta aplicación permite importar datos brutos registrados por estaciones meteorológicas, en este caso los datos aportados por Vortex, que incluyen series temporales con valores de velocidad y dirección del viento, así como otros parámetros meteorológicos complementarios como temperatura y presión atmosférica. Una vez importados estos datos, WAsP Climate Analyst realiza análisis estadísticos y correcciones necesarias, tales como la identificación y eliminación de valores erróneos o inconsistentes, asegurando así la calidad y fiabilidad de los registros utilizados.

Ya que los valores más favorables se han obtenido a una altura de buje de 150 metros, se muestran los resultados obtenidos una vez se ha aportado el fichero con los datos, .tab.

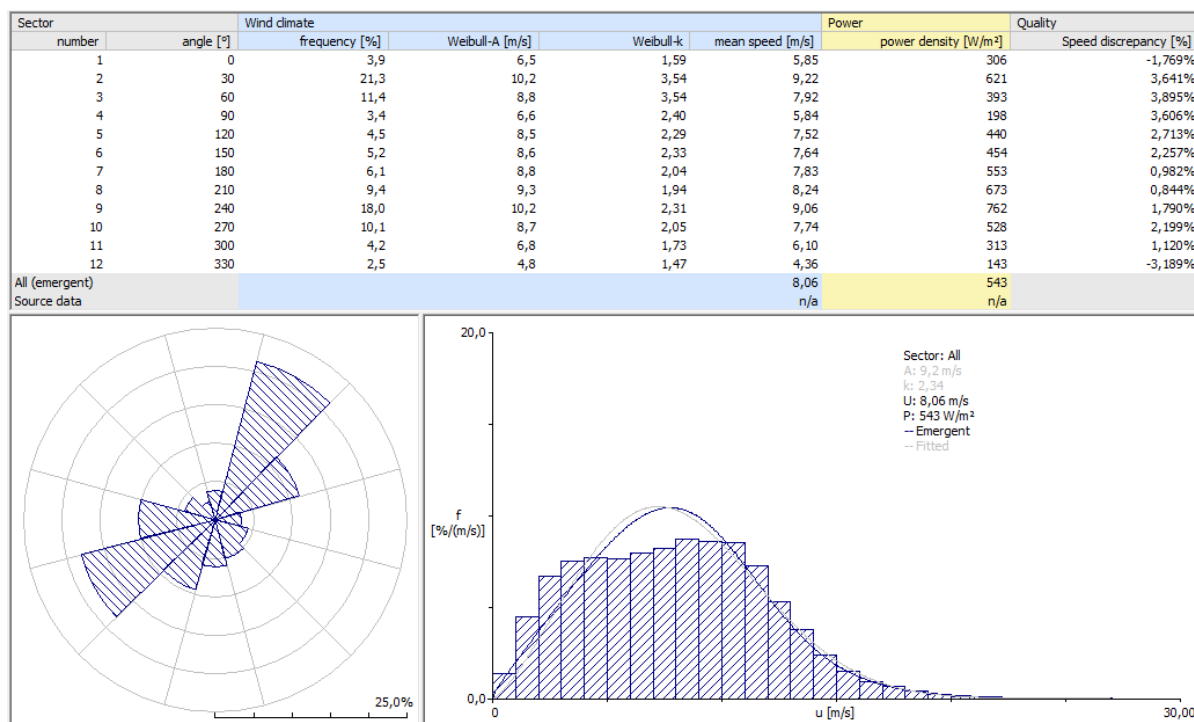


Ilustración 33. Recurso eólico a 150 m en WAsP.

6.2 RUGOSIDAD Y OROGRAFÍA

Para realizar un análisis más preciso es necesario conocer la orografía y rugosidad del emplazamiento. El primer paso es obtener el fichero .map que contiene la orografía del terreno, como se observa en la Ilustración 34.

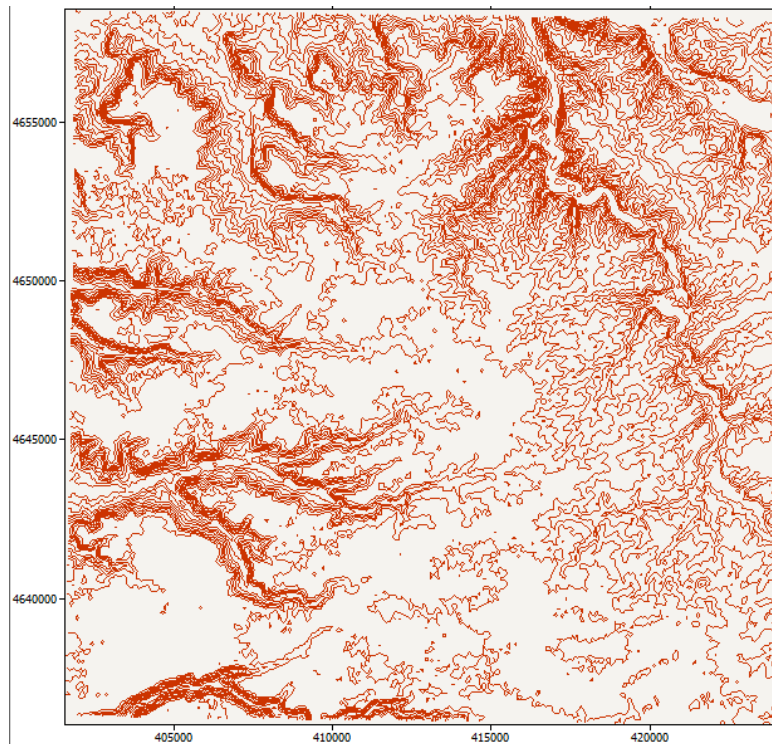


Ilustración 34. Orografía del emplazamiento.

Con este mapa y gracias a la herramienta WAsP Map Editor se usarán las coordenadas para establecer la zona a estudiar y con ello determinar la rugosidad. El primer paso es obtener un .jpg de la ubicación en Google Earth pro, estableciendo los límites presentados en la Ilustración 34, tal como se observa en la Ilustración 35.



Ilustración 35. Mapa para la rugosidad de Google Earth Pro.

Esta imagen es introducida en el software con el objetivo de señalar las zonas de montes con árboles, puntos de vegetación frondosa y pueblos. Para ello se establecen valores de rugosidad externa e interna, la rugosidad externa se corresponde a la resistencia que ejerce la superficie del terreno sobre el viento, condicionando su perfil vertical. Se cuantifica mediante la longitud de rugosidad superficial (z_0), cuyos valores típicos son:

- Mar abierto: 0,0002 m
- Terreno llano o pradera: 0,03 a 0,1 m
- Bosques o áreas urbanas densas: 0,5 a 1,5 m

Como se observa en la Ilustración 36, para una zona poblada el valor de la rugosidad externa es de 0,03 m al tratarse de un terreno completamente llano y el de la rugosidad interna es de 1 m al ser un área urbana densa. Sin embargo, para los casos de zonas frondosas, este último valor sería de 0,5 m.

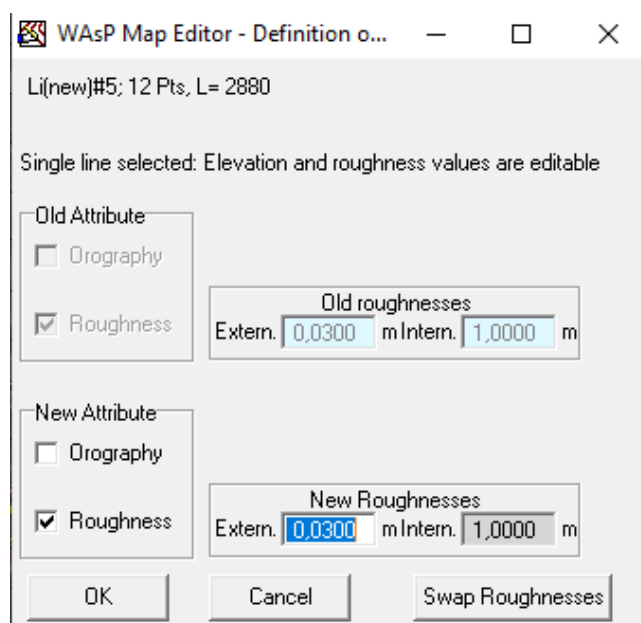


Ilustración 36. Valores de rugosidad para un pueblo.

En el mapa se han ubicado 6 pueblos y 2 zona de árboles con vegetación frondosa dentro de los límites establecidos por el mapa de orografía. Estos puntos de rugosidad se pueden apreciar en la Ilustración 37.

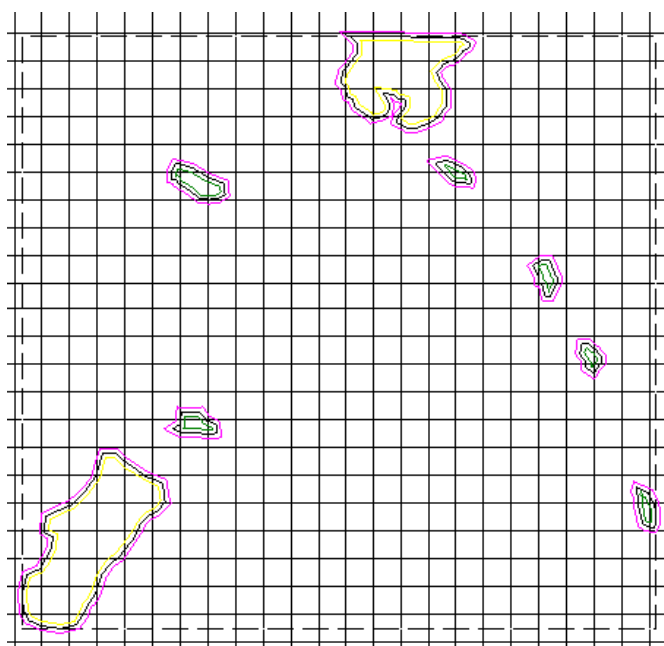


Ilustración 37. Rugosidad en el emplazamiento.

Una vez realizada la diferenciación de los puntos, la imagen de la rugosidad se guarda en .map y se combina con el de la orografía que habíamos obtenido inicialmente para poder obtener el mapa completo como se observa en la Ilustración 38.

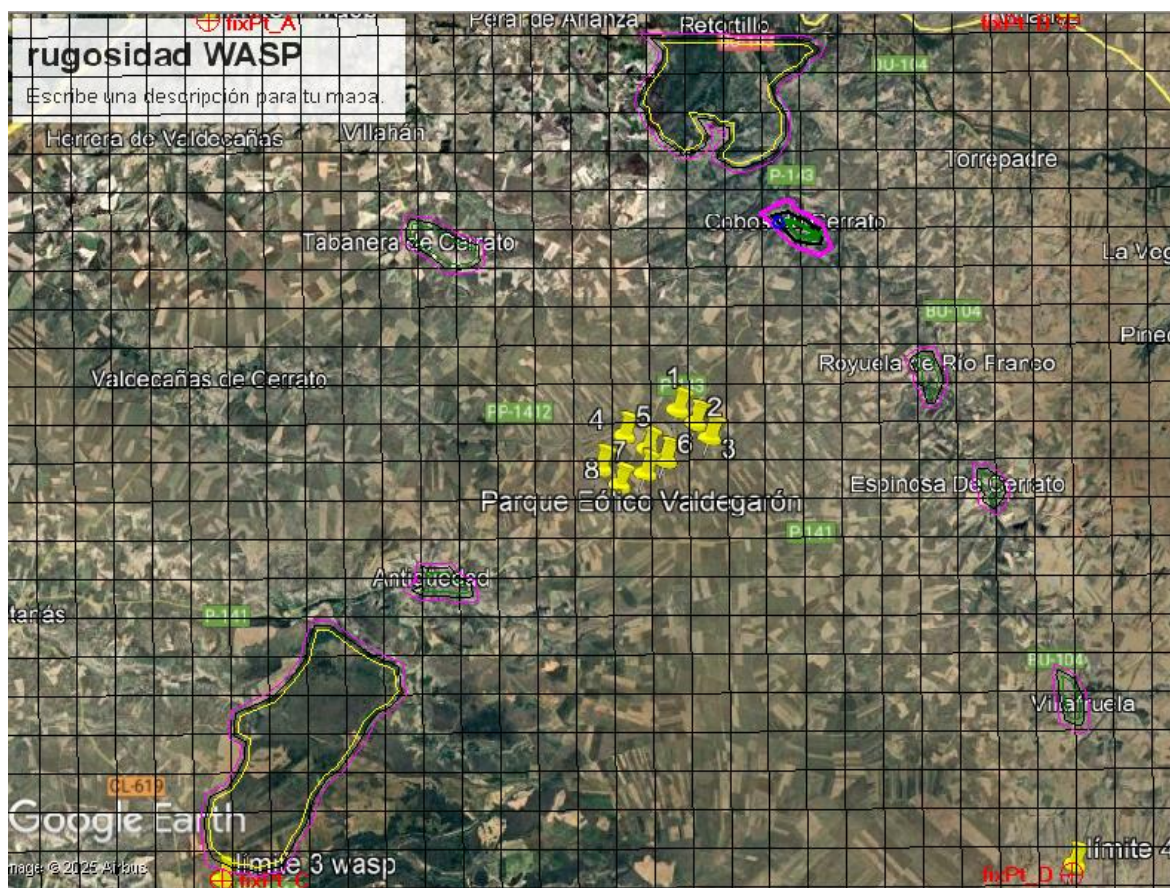


Ilustración 38. Topografía y rugosidad del emplazamiento.

6.3 DENSIDAD DEL AIRE

La densidad del aire es una magnitud física que expresa la cantidad de masa de aire por unidad de volumen, medida normalmente en kilogramos por metro cúbico (kg/m^3). Depende principalmente de factores como la presión atmosférica, la temperatura y la humedad relativa. Cuanto más frío y seco sea el aire, mayor será su densidad, y viceversa, cuanto más caliente o húmedo sea, menor densidad presentará.

La densidad del aire es crucial en un análisis del recurso eólico porque influye directamente en la potencia energética que el viento puede entregar a las turbinas eólicas. La potencia disponible en el viento es proporcional a la densidad del aire, a la superficie de barrido del rotor, y al cubo de la velocidad del viento. Por tanto, aunque la velocidad del viento es el factor más determinante, la densidad juega un papel clave en la eficiencia y rendimiento energético del parque eólico.

Gracias al programa ya mencionado, WAsP, se puede obtener el valor de la densidad del aire directamente, con los valores de la altura media, asumiendo la altura de buje y la elevación del terreno y la temperatura media en el emplazamiento.

Altura total=altitud del terreno + altura de buje= 924 m +150 m= 1074 metros

Temperatura media (calculada como la media de los 11 años) =
 $(10,6+11+10,6+11,4+10,3+10,6+11+10,5+11,8+11,4+11,3)/11 = 10,9\text{ }^{\circ}\text{C}$

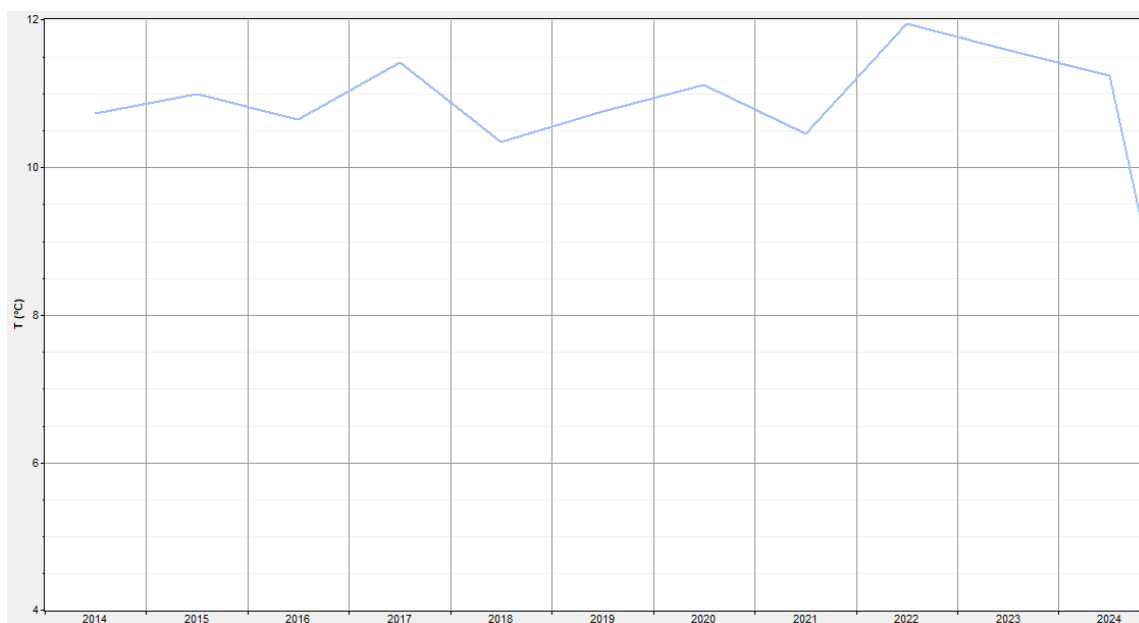
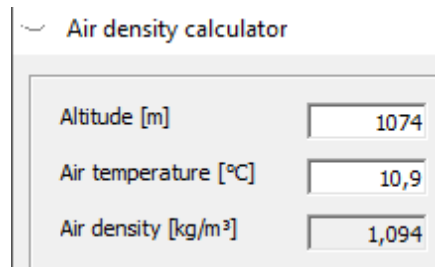


Ilustración 39. Temperatura media anual. (windographer)



Air density calculator	
Altitude [m]	1074
Air temperature [°C]	10,9
Air density [kg/m³]	1,094

Ilustración 40. Densidad del aire con temperatura media.

De todas formas, a modo de comprobación se realiza una aproximación de la temperatura media, partiendo de la base que la de Palencia es conocida. Gracias a esta ecuación se puede obtener un valor aproximado para el valor de la temperatura media:

$$T(Z_2) = T(Z_1) - \frac{1^{\circ}\text{C}}{154 \text{ m}} \cdot (Z_2 - Z_1) \quad [^{\circ}\text{C}]$$

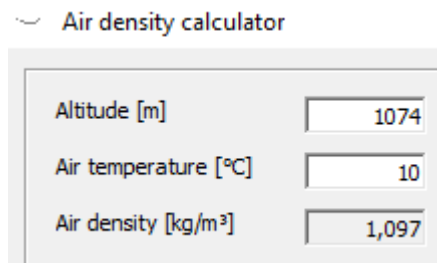
$$T(Z_1) = 11,19^{\circ}\text{C}$$

$$Z_1(\text{altitud del punto con temp. conocida}) = 740 \text{ metros}$$

$$Z_2(\text{altitud de nuestro punto}) = 924 \text{ metros}$$

$$T(Z_2) = 11,19 - \frac{1^{\circ}\text{C}}{154 \text{ m}} \cdot (924 - 740) = 10^{\circ}\text{C}$$

Con esta aproximación la temperatura sale ligeramente inferior, pero una vez se realiza el cálculo el valor de la densidad del aire no varía tanto.



Air density calculator	
Altitude [m]	1074
Air temperature [°C]	10
Air density [kg/m³]	1,097

Ilustración 41. Densidad del aire con aproximación de temperatura media.

Tras esta comparación se obtiene un valor de 1,097 kg/m³ para la densidad del aire, que será necesaria a la hora de analizar las curvas de potencia de las diferentes tecnologías. Sin embargo, ya que las curvas proporcionadas tienen los datos para valores de 1,1 kg/m³, se aproximará a este ya que el error será mínimo.

6.4 CURVA DE POTENCIA Y COEFICIENTES DE EMPUJE

Con el objetivo de maximizar la energía obtenida en el parque eólico se analizarán las curvas de potencia de varias tecnologías, Vestas V162, Vestas V172, General Electric y Nordex Acciona.

La curva de potencia de un aerogenerador es una representación gráfica que relaciona la velocidad del viento y coeficiente de empuje (en el eje horizontal) con la potencia eléctrica generada por el aerogenerador (en el eje vertical).

Esta curva describe cómo se comporta el aerogenerador ante diferentes condiciones de viento, y permite determinar cuánta energía eléctrica puede producirse a distintas velocidades.

La curva generalmente presenta tres zonas claras:

1. Zona inicial (velocidad por debajo de la velocidad de arranque o cut-in):

A velocidades bajas, típicamente menores a 3-4 m/s, el rotor no gira o gira lentamente y no genera potencia significativa.

2. Zona de operación normal:

Al superar la velocidad de arranque (cut-in), el aerogenerador empieza a producir energía, incrementando rápidamente la potencia generada conforme aumenta la velocidad del viento.

En esta zona, un incremento leve en la velocidad del viento puede provocar un gran aumento en la potencia generada, ya que esta depende del cubo de la velocidad del viento.

3. Zona de potencia nominal y regulación:

A cierta velocidad del viento (generalmente alrededor de 12-15 m/s), el aerogenerador alcanza su potencia máxima (potencia nominal). A partir de este punto, aunque aumente la velocidad del viento, la potencia entregada permanece constante.

A velocidades muy altas (generalmente superiores a 25 m/s, denominadas velocidad de corte o cut-out), el aerogenerador se detiene automáticamente por seguridad, reduciendo la potencia generada a cero para evitar daños.

Estas curvas para cada tecnología ayudarán a seleccionar el modelo más eficiente según las condiciones específicas del emplazamiento, estimar con precisión la producción anual de energía del parque eólico y realizar análisis técnicos y económicos detallados que aseguren la rentabilidad y viabilidad del proyecto.

Para introducir los datos de las curvas de empuje se utiliza la herramienta WAsP Turbine Editor, que permite introducir a mano los datos de cada aerogenerador para posteriormente crear la gráfica y el documento .wtg que servirá para compararlas entre ellas. A continuación, se detallan las curvas para las 3 tecnologías;

6.4.1 CURVA DE POTENCIA VESTAS V 162

La primera tecnología que se considera es Vestas V162, la cual pertenece a la plataforma EnVentus y tiene como características principales:

- **Potencia nominal:** 6.2 MW
- **Diámetro del rotor:** 162 metros
- **Área barrida:** 20,612 m²
- **Alturas de torre disponibles:** Variables, típicamente desde 119 m hasta 166 m (puede personalizarse según el sitio)
- **Aplicación:** Onshore (terrestre), especialmente en zonas con vientos moderados
- **Velocidad de corte (cut-in):** ~3 m/s
- **Velocidad de corte (cut-out):** ~25 m/s

La curva de potencia de Vestas V162 se muestra en la siguiente imagen y será utilizada posteriormente para analizar el recurso energético:

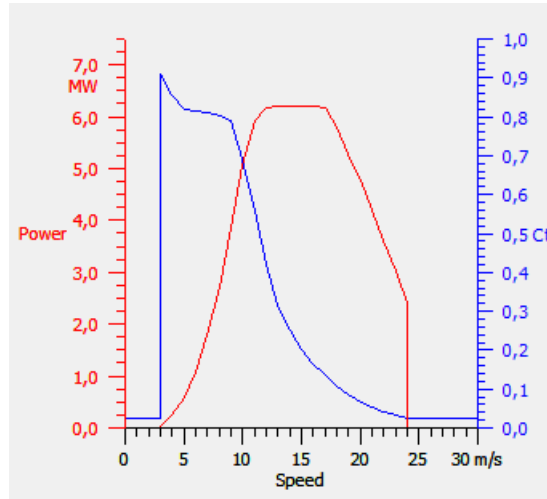


Ilustración 42. Curva de potencia Vestas V162.

6.4.2 CURVA DE POTENCIA VESTAS V 172

El aerogenerador Vestas V172-7.2 MW también pertenece a la plataforma EnVentus y está optimizado para obtener la máxima producción en emplazamientos de viento bajo o moderado, con aún mayor capacidad que el V162.

Las características principales son:

- **Potencia nominal:** 7.2 MW
- **Diámetro del rotor:** 172 metros
- **Área barrida:** 23,235 m²
- **Alturas de torre disponibles:** Desde aproximadamente 120 m hasta 175 m (según sitio y configuración)
- **Velocidad de corte (cut-in):** ~3 m/s
- **Velocidad de corte (cut-out):** ~25 m/s
- **Aplicación:** Onshore, ideal para maximizar la producción donde el recurso eólico no es muy alto.

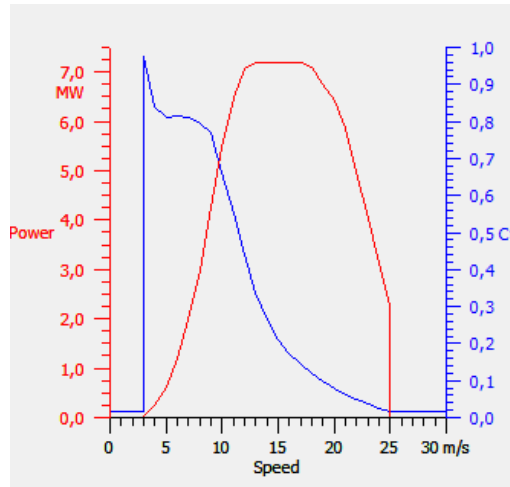


Ilustración 43. Curva de potencia Vestas V172.

6.4.3 CURVA DE POTENCIA GENERAL ELECTRIC

La tecnología General Electric Cypress 5.8-164 es uno de los modelos más potentes de GE para uso terrestre, y las principales características son:

- **Potencia nominal:** 5.8 MW
- **Diámetro del rotor:** 164 metros
- **Área barrida:** 21,124 m²
- **Alturas de torre disponibles:** Desde 125 m hasta 160 m (puede variar según el emplazamiento)
- **Velocidad de corte (cut-in):** ~3 m/s
- **Velocidad nominal:** ~11-12 m/s
- **Velocidad de corte (cut-out):** ~25 m/s
- **Aplicación:** Onshore, diseñado para sitios con recurso eólico medio a bajo.

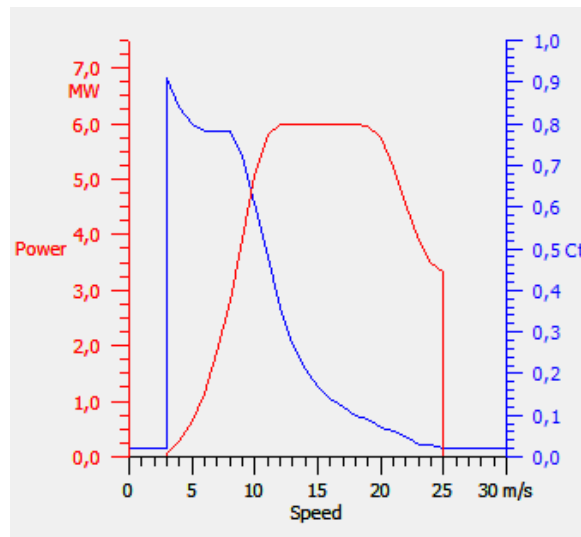


Ilustración 44. Curva de potencia General Electric Cypress.

6.4.4 CURVA DE POTENCIA NORDEX N163

El Nordex N163/5.X es un aerogenerador de alta capacidad diseñado para zonas con viento medio a bajo y forma parte de la plataforma Delta4000.

Sus características son las siguientes:

- **Potencia nominal:** entre 5.0 MW y 5.7 MW, según el modo de funcionamiento
- **Diámetro del rotor:** 163 metros
- **Área barrida:** 20,867 m²
- **Alturas de torre disponibles:** 118 m, 148 m, 164 m, entre otras
- **Velocidad de corte (cut-in):** ~3 m/s
- **Velocidad de corte (cut-out):** ~25 m/s
- **Aplicación:** Onshore, optimizado para terrenos con recurso eólico moderado o bajo.

MODO DE FUNCIONAMIENTO 0

Como ya se ha comentado, el aerogenerador puede variar su potencia dependiendo del modo de funcionamiento y por ello se cuenta con 2 curvas de potencia diferentes. En este caso, para el modo de funcionamiento 0, la potencia máxima del aerogenerador es de 5,7 MW.

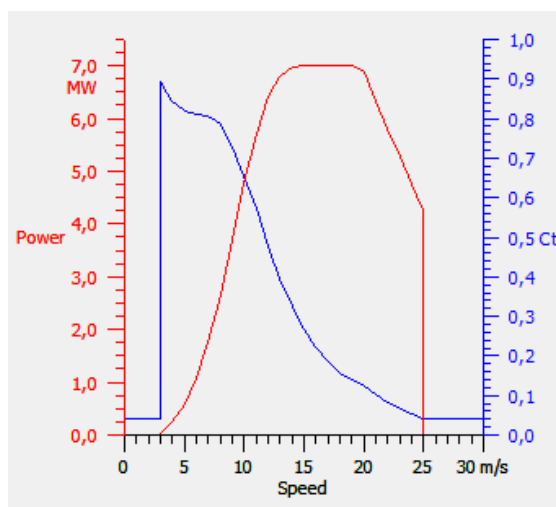


Ilustración 45. Curva de potencia Nordex N163-modo 0.

MODO DE FUNCIONAMIENTO 4

En este modo de funcionamiento la potencia se ve reducida a 5 MW.

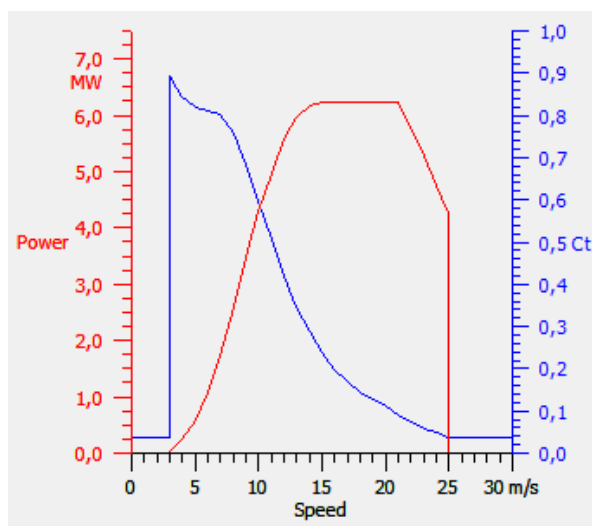


Ilustración 46. Curva de potencia Nordex N163-modo 4.

6.5 POSICIONES DE LOS AEROGENERADORES

Para poder llevar a cabo el análisis energético, se necesita conocer la posición de los aerogeneradores. A continuación, se especifican las coordenadas UTM de cada uno de los 8 aerogeneradores, correspondientes al huso 30T:

Tabla 2. Coordenadas de los aerogeneradores.

	X UTM	Y UTM
AEROGENERADOR 1	413.757	4.648.176
AEROGENERADOR 2	414.214	4.647.850
AEROGENERADOR 3	414.579	4.647.458
AEROGENERADOR 4	412.370	4.647.551
AEROGENERADOR 5	412.952	4.647.183
AEROGENERADOR 6	413.422	4.646.904
AEROGENERADOR 7	411.731	4.646.725
AEROGENERADOR 8	412.216	4.646.262

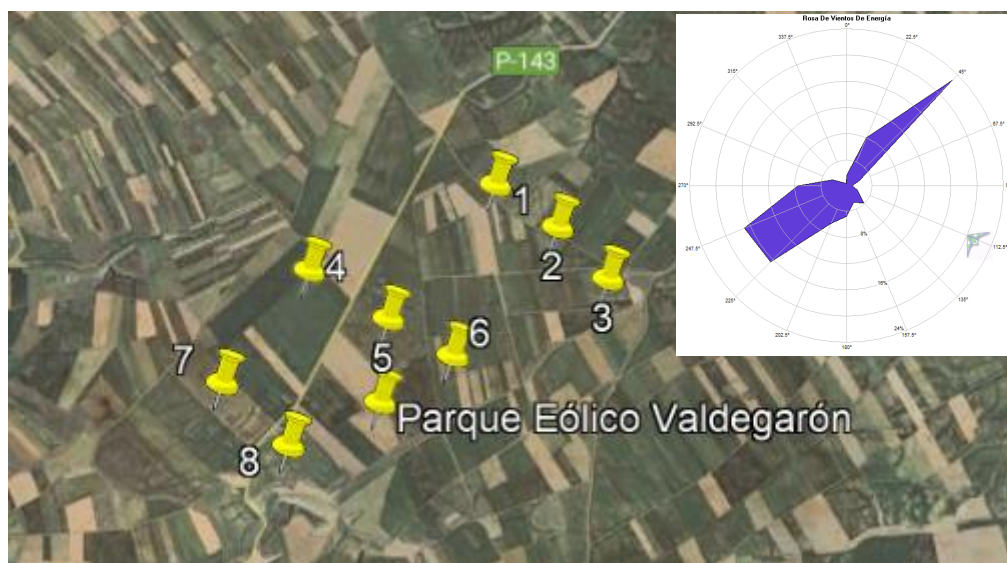


Ilustración 47. Distribución de los aerogeneradores en el emplazamiento.

Cuando se detalla el posicionamiento de los aerogeneradores se deben tener en cuenta varios factores, y entre ellos el más importante que es la distribución de la rosa de vientos de energía. Tal como se observa en la Ilustración 47, la ubicación de los aerogeneradores debe de ser perpendicular a la dirección predominante para así poder maximizar el recurso eólico. Además, se ha decidido realizar tres hileras para así aprovechar más el espacio en el emplazamiento, dejando una distancia de aproximadamente 1.000 metros entre ellas y entre los aerogeneradores en cada fila una distancia de alrededor de 500 metros para evitar interferencias entre ellos.

6.6 COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS

Los pasos a realizar para todas las tecnologías tienen la misma metodología, en la cual se iniciará estudiando los datos de viento atendiendo a la rugosidad y orografía del terreno. WAsP hará directamente el cálculo una vez se han introducido los mapas y los datos del viento, y con ello se obtiene el valor del viento regional.

El siguiente paso es añadir nuestro parque eólico con la distribución de las turbinas y las curvas de potencia para cada tecnología a estudiar. Además, se realiza un paso importante

que es el de la calibración del modelo, el valor que obteníamos a 150 m en la estación era de 7,878 m/s pero en la simulación de WAsP obtenemos 8,12 m/s y por ello es necesaria la calibración para obtener unos resultados más precisos. El factor que aplicar en la estación para que la velocidad sea correcta se calcula con la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \text{Factor de corrección} &= \frac{\text{Velocidad WAsP} - \text{Velocidad Real}}{\text{Velocidad WAsP}} \cdot 100 \\ &= \frac{8,12 - 7,878}{8,12} \cdot 100 = 2,96 \end{aligned}$$

Además, se ha de tener en cuenta que no toda la energía eléctrica que se produce alcanza la red, debido a pérdidas entre las cuales se van a destacar:

- **Pérdidas eléctricas:** 3%, rendimiento de 97%.
- **Indisponibilidades de los aerogeneradores por labores de mantenimiento:** 2%, por tener un rendimiento de 98%
- **Incumplimiento de la curva de potencia:** 5%, al considerarse un rendimiento del 95%.

Las pérdidas totales se obtienen de forma multiplicativa y posteriormente se aplicarán a la energía neta para obtener un valor real;

$$\text{Pérdidas totales} = 0,97 \cdot 0,98 \cdot 0,95 = 0,90307$$

Adicionalmente, se ha realizado un estudio sobre las velocidades del viento, con la simulación de isoventas, en el emplazamiento a modo justificativo sobre la posición de los aerogeneradores.

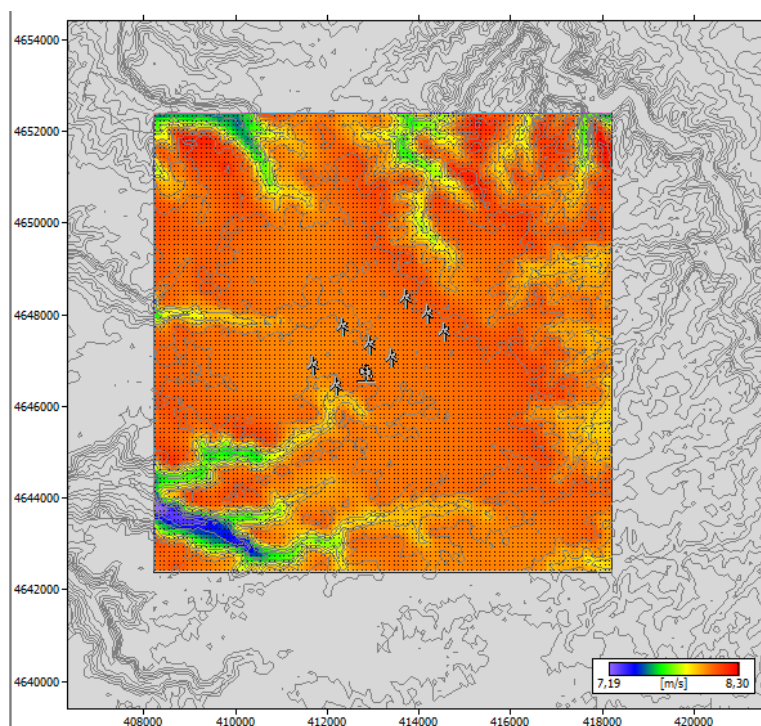


Ilustración 48. Mapa de velocidades en el emplazamiento.

Como se observa en la Ilustración 48, la posición de los aerogeneradores es correcta ya que nos encontramos en una zona con gran recurso eólico, representado por el color naranja-rojo y en una zona llana que facilitará las labores de ejecución del proyecto.

Una vez introducidos los datos de orografía y rugosidad, el recurso eólico y la distribución de los aerogeneradores en WAsP se puede obtener ya la producción de energía para cada tecnología. Para cada una se detallará la producción bruta, la producción neta, el factor estela y el RX.

- **Producción Bruta:** Es la cantidad total de energía que podría producirse teóricamente a partir del recurso eólico disponible y la curva de potencia de la turbina, sin tener en cuenta ningún tipo de pérdida. Es una estimación del potencial máximo de generación, basada únicamente en las condiciones del viento y el rendimiento ideal de la máquina.
- **Producción Neta:** Es la energía real que finalmente se entrega a la red eléctrica, una vez descontadas todas las pérdidas que se producen en el proceso de generación.

- **Factor estela:** El factor estela afecta directamente a la producción bruta, logrando obtener el factor de producción neta. Se produce cuando el viento pasa por una turbina y llega más lento y turbulento a otra situada detrás. Esto reduce la producción de energía de la turbina afectada, ya que recibe un viento de menor calidad. Un valor razonable para estas pérdidas estaría situado en el 5%, más de 10% debería de requerir un rediseño del parque.
- **Índice RX:** ayuda a entender cómo las irregularidades del terreno, como colinas, árboles o edificaciones, afectan al viento cuando se propaga desde el entorno hacia el aerogenerador. Cuanto mayor es el valor de Rx, más complejo y turbulento es el flujo del viento en ese punto, lo que puede afectar negativamente al rendimiento de los aerogeneradores y aumentar su desgaste. En este caso debido a la llanura del terreno, el valor de RX en todos los casos es de 0, por ello no se detallará en los resultados obtenidos.

Cada tecnología cuenta con una potencia nominal diferente y como el objetivo es obtener un parque con una capacidad de alrededor de 50 MW se harán las simulaciones variando el número de aerogeneradores para satisfacer esta condición.

VESTAS V162

Para el primer aerogenerador de Vestas V162 se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 3. Producción Vestas V162.

Aerogenerador	Coordenadas UTM [m]	Energía Bruta [MWh]	Energía Neta [MWh]	Rendimiento [%]
Aerogenerador 1	(413.757,2, 4.648.177,0)	25.276,877	24.191,232	95,7
Aerogenerador 2	(414.214,6, 4.647.850,0)	25.336,771	24.109,556	95,16
Aerogenerador 3	(414.579,5, 4.647.459,0)	25.319,449	24.500,969	96,77
Aerogenerador 4	(412.370,0, 4.647.552,0)	25.094,16	24.116,615	96,1
Aerogenerador 5	(412.952,2, 4.647.184,0)	25.127,903	23.299,67	92,72
Aerogenerador 6	(413.422,1, 4.646.905,0)	25.167,17	23.303,993	92,6
Aerogenerador 7	(411.731,8, 4.646.726,0)	25.039,251	23.618,66	94,33
Aerogenerador 8	(412.216,9, 4.646.263,0)	24.798,771	23.482,393	94,69

TOTAL	-	201.160,36	190.623,089	94,76
--------------	----------	-------------------	--------------------	--------------

Adicionalmente se realizan los cálculos teniendo en cuenta las pérdidas por factores eléctricos, indisposición por labores de mantenimiento y operación e incumplimiento de la curva de potencia.

Tabla 4. Producción total Vestas V162.

Número de aerogeneradores	8
Potencia nominal unitaria (MW)	6,2
Potencia Total (MW)	49,6
Energía vertida a la red (MWh/año)	172.145,99
Horas equivalentes anuales (h)	3.471
Factor de capacidad (%)	39,62

Como se observa en la Tabla 4, la energía vertida a la red al año es la energía neta multiplicada por el factor de pérdidas especificado anteriormente, 0,903. Las horas equivalentes son calculadas siguiendo la siguiente ecuación:

$$\text{horas equivalentes} = \frac{\text{Energía vertida a la red}}{N^{\circ} \text{ aerogeneradores} \cdot \text{Potencia nominal unitaria}}$$

Un valor entre 3000-3500h indica que el parque está bien dimensionado, incluso si a plena carga supera las 3500h indica que es un muy buen parque. En este caso contamos con un factor de capacidad de 39,62%, que indica el porcentaje de tiempo funcionando a plena carga durante un año (8760 h).

VESTAS V172

Para el aerogenerador Vestas V172 se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 5. Producción Vestas V172.

Aerogenerador	Coordenadas UTM [m]	Energía Bruta [MWh]	Energía Neta [MWh]	Rendimiento [%]
Aerogenerador 1	(413.757,2, 4.648.177,0)	28.198,695	27.045,448	95,91
Aerogenerador 2	(414.214,6, 4.647.850,0)	28.266,83	27.007,441	95,54

Aerogenerador 3	(414.579,5, 4.647.459,0)	28.245,303	27.592,477	97,69
Aerogenerador 4	(412.370,0, 4.647.552,0)	27.980,245	26.905,491	96,16
Aerogenerador 5	(412.952,2, 4.647.184,0)	28.019,608	26.181,855	93,44
Aerogenerador 6	(413.422,1, 4.646.905,0)	27.914,775	26.272,774	94,12
Aerogenerador 7	(411.731,8, 4.646.726,0)	27.633,258	26.308,463	95,21
TOTAL	-	196.258,71	187.313,947	95,44

En este caso se reducen los aerogeneradores a 7, eliminando el que menos produce, para lograr la limitación del parque a 50 MW y poder comparar las tecnologías en las mismas condiciones. Adicionalmente, se muestra el ajuste de la energía vertida, atendiendo a las pérdidas.

Tabla 6. Producción total Vestas V172.

Número de aerogeneradores	7
Potencia nominal unitaria (MW)	7,2
Potencia Total (MW)	50,4
Energía vertida a la red (MWh/año)	169.157,61
Horas equivalentes anuales (h)	3.356
Factor de capacidad (%)	38,31

En este caso se obtiene un valor de energía vertida a la red de 169.157 MW/año y con el factor de capacidad ligeramente inferior, de un 38%.

GENERAL ELECTRIC CYPRESS

Para el aerogenerador de General Electric se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 7. Producción General Electric Cypress.

Aerogenerador	Coordenadas UTM [m]	Energía Bruta [MWh]	Energía Neta [MWh]	Rendimiento [%]
Aerogenerador 1	(413.757,2, 4.648.177,0)	25.353,161	24.372,199	96,13
Aerogenerador 2	(414.214,6, 4.647.850,0)	25.410,152	24.303,124	95,64
Aerogenerador 3	(414.579,5, 4.647.459,0)	25.392,898	24.651,389	97,08
Aerogenerador 4	(412.370,0, 4.647.552,0)	25.175,329	24.290,122	96,48
Aerogenerador 5	(412.952,2, 4.647.184,0)	25.206,766	23.571,866	93,51
Aerogenerador 6	(413.422,1, 4.646.905,0)	25.244,563	23.580,34	93,41
Aerogenerador 7	(411.731,8, 4.646.726,0)	25.120,653	23.857,525	94,97
Aerogenerador 8	(412.216,9, 4.646.263,0)	24.884,435	23.704,529	95,26

TOTAL	-	201.787,949	192.331,104	95,31
--------------	----------	--------------------	--------------------	--------------

Adicionalmente se realizan los cálculos teniendo en cuenta las pérdidas por factores eléctricos, indisposición por labores de mantenimiento y operación e incumplimiento de la curva de potencia.

Tabla 8. Producción total General Electric Cypress.

Número de aerogeneradores	8
Potencia nominal unitaria (MW)	5,8
Potencia Total (MW)	46,4
Energía vertida a la red (MWh/año)	173.688,45
Horas equivalentes anuales (h)	3.743
Factor de capacidad (%)	42,73

En este caso la cantidad de energía vertida a la red es elevada, de 173.688 MWh/año y una cantidad de horas equivalentes anuales altas también. Esto indica que el parque estará funcionando gran parte del tiempo a plena carga.

NORDEX N163-modo 0

Para el aerogenerador Nordex N163, funcionando en modo 0, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 9. Producción Nordex N163-modo0.

Aerogenerador	Coordenadas UTM [m]	Energía Bruta [MWh]	Energía Neta [MWh]	Rendimiento [%]
Aerogenerador 1	(413.757,2, 4.648.177,0)	25.629,129	24.686,137	96,32
Aerogenerador 2	(414.214,6, 4.647.850,0)	25.691,871	24.675,344	96,04
Aerogenerador 3	(414.579,5, 4.647.459,0)	25.669,816	24.940,634	97,16
Aerogenerador 4	(412.370,0, 4.647.552,0)	25.414,371	24.649,998	96,99
Aerogenerador 5	(412.952,2, 4.647.184,0)	25.497,072	23.838,298	93,49
Aerogenerador 6	(413.422,1, 4.646.905,0)	25.350,547	24.137,927	95,22
Aerogenerador 7	(411.731,8, 4.646.726,0)	25.081,672	24.303,055	96,9
TOTAL	-	178.334,482	171.231,396	96,02

Adicionalmente se realizan los cálculos teniendo en cuenta las pérdidas por factores eléctricos, indisposición por labores de mantenimiento y operación e incumplimiento de la curva de potencia.

Tabla 10. Producción total Nordex N163-modo0.

Número de aerogeneradores	7
Potencia nominal unitaria (MW)	5,7
Potencia Total (MW)	39,9
Energía vertida a la red (MWh/año)	154.633,94
Horas equivalentes anuales (h)	3.876
Factor de capacidad (%)	44,24

En este caso la cantidad de energía obtenida es favorable, así como el factor de capacidad que asciende al 44,24%.

NORDEX N163-modo 4

Por último para el aerogenerador Nordex N163 en modo de funcionamiento 4, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 11. Producción Nordex N163-modo4.

Aerogenerador	Coordenadas UTM [m]	Energía Bruta [MWh]	Energía Neta [MWh]	Rendimiento [%]
Aerogenerador 1	(413.757,2, 4.648.177,0)	23.395,467	22.488,66	96,12
Aerogenerador 2	(414.214,6, 4.647.850,0)	23.449,227	22.428,443	95,65
Aerogenerador 3	(414.579,5, 4.647.459,0)	23.430,214	22.743,863	97,07
Aerogenerador 4	(412.370,0, 4.647.552,0)	23.209,769	22.407,465	96,54
Aerogenerador 5	(412.952,2, 4.647.184,0)	23.241,478	21.757,047	93,61
Aerogenerador 6	(413.422,1, 4.646.905,0)	23.280,239	21.771,928	93,52
Aerogenerador 7	(411.731,8, 4.646.726,0)	23.153,988	22.020,893	95,11
Aerogenerador 8	(412.216,9, 4.646.263,0)	22.918,859	21.862,828	95,39
TOTAL	-	186.079,232	177.481,138	95,38

Adicionalmente se realizan los cálculos teniendo en cuenta las pérdidas por factores eléctricos, indisposición por labores de mantenimiento y operación e incumplimiento de la curva de potencia.

Tabla 12. Producción total Nordex N163-modo4.

Número de aerogeneradores	8
Potencia nominal unitaria (MW)	5
Potencia Total (MW)	40
Energía vertida a la red (MWh/año)	160.277,89

Horas equivalentes anuales (h)	4.007
Factor de capacidad (%)	45,74

En este último caso la energía vertida a la red es simplemente de 160.277 MWh/año sin embargo, el factor de capacidad es el más elevado de todos siendo este de 45,74%.

6.6.1 COMPARATIVA FINAL

Tabla 13. Comparativa final.

TECNOLOGÍA	ENERGÍA RED (MW/año)	Nº TURBINAS	PE (MW)	HORAS EQUIVALENTES (h)	FACTOR DE CAPACIDAD (%)
VESTAS V162	172.145,99	8	49,6	3.471	39,62
VESTAS V172	169.157,61	7	50,4	3.356	38,31
GE CYPRESS	173.688,45	8	46,4	3.743	42,73
NORDEX N163 (0)	154.633,94	7	39,9	3.876	44,24
NORDEX N163 (4)	160.277,89	8	40	4.007	45,74

Tal y como se observa en la Tabla 13, la tecnología que aporta una mayor cantidad de energía a la red es General Electric Cypress, proporcionando 173.688,65 MW/año y con un factor de capacidad elevado, lo cual indica que las horas de funcionamiento a plena carga serán elevadas. Esta será la tecnología utilizada para dimensionar el parque eólico y con ello determinar la viabilidad del proyecto.

Ficha Técnica – GE Cypress

Categoría	Especificación
Fabricante	GE Vernova
Modelo	Cypress 5.8-164
Tipo	Aerogenerador terrestre (onshore)
Clase de viento (IEC)	S (sitios especiales)
Normativa de diseño	IEC 61400-5:2020
Aplicación	Zonas de viento medio a bajo
Potencia nominal	5.800 kW
Velocidad de arranque	3 m/s
Velocidad nominal	11 m/s
Velocidad de parada	25 m/s
Velocidad de supervivencia	56,8 m/s
Frecuencia	50 Hz
Altura de buje	167 m
Altura total	Hasta 250 m
Nivel sonoro	107 dBA
Temperatura operativa	-15 °C a +40 °C
Diámetro del rotor	164 m

Área barrida	21.124 m ²
Número de palas	3
Longitud de pala	80,4 m
Material de pala	Fibra de vidrio y carbono (E-glass y CFRP)
Tecnología de pala	Pala segmentada opcional
Velocidad de giro del rotor	9,7 rpm
Velocidad en punta de pala	83 m/s
Tipo de generador	Generador de inducción doblemente alimentado (DFIG)
Velocidad máx. del generador	2.234 rpm
Tensión de salida	6.485 V
Sistema eléctrico	Convertidor de IGBT, sistema en góndola
Frecuencia de red	50 Hz
Tipo de caja de engranajes	Planetaria/helicoidal
Relación de transmisión	1:188
Fabricante caja de engranajes	ZF Wind Power
Alturas de buje disponibles	112 m, 166 m, 167 m

Capítulo 7. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

En el presente capítulo se detallará la instalación eléctrica que va desde que la energía sale de los aerogeneradores hasta que llega a la subestación eléctrica del parque, así como el diseño de esta subestación y el tramo de línea hasta la subestación de la compañía distribuidora.

La energía se genera en baja tensión en los aerogeneradores y para evitar pérdidas en el transporte se necesita elevar la tensión hasta la subestación eléctrica.

7.1 TRANSFORMADOR DE BAJA-MEDIA TENSIÓN DEL AEROGENERADOR

Para poder agrupar varios aerogeneradores y llevarlos todos a media tensión, hará falta la presencia de cabinas de interconexión. Los aerogeneradores seleccionados en el anterior capítulo son los General Electric 5.8-164 que generan energía en baja tensión (BT) a 690 V y que posteriormente podrá ser elevada a niveles de media tensión, comúnmente 20 kV, 30 kV y 33 kV.

El transformador se suele ubicar en la parte superior del aerogenerador, en la góndola al lado del generador eléctrico, para evitar pérdidas mayores si se tuviese que transportar hasta otro transformador situado a mayor distancia.

Los transformadores de General Electric situados en las góndolas de cada aerogenerador cuentan con las siguientes especificaciones:

- Potencia Nominal: 6.300 kVA (6,3 MVA)
- Transformador: 690 V/33 kV
- Frecuencia: 50 Hz
- Grupo de Conexión: Dyn11

- Tipo de Refrigeración: Seco solo resina encapsulada

En el lado de media tensión se conectarán las celdas de media tensión que se encargarán de aislar y proteger el lado de media tensión y la línea de generación.

7.2 CABINAS DE INTERCONEXIÓN

Las cabinas o celdas de interconexión se suelen ubicar fuera, al pie del aerogenerador, y su función es la de aislar o proteger el lado de media tensión del transformador y la línea de generación en caso de algún problema aguas abajo del transformador. Contienen un conjunto de interruptores, seccionadores, relés de protección y transformadores de intensidad aislados habitualmente en SF6, que es un tipo de aislamiento. Se muestra la distribución de los circuitos en el “PLANO II”.

Tabla 14. Características cabinas de interconexión.

<i>CABINAS DE INTERCONEXIÓN</i>	
Tipo	GIS (Subestación Aislada en Gas)
Tensión nominal [KV]	30
Tensión máxima [KV]	33
Frecuencia [HZ]	50
Aislamiento	SF6

Dependiendo de la posición y distribución de los aerogeneradores, se utilizarán dos tipos de celdas, que denominaremos A y B.

Las primeras de **tipo A o posición final de línea**, son las que se encuentran al inicio del circuito y solamente provienen de un único aerogenerador. Cuentan con salida de cables con pasatapas a bornes de conexión e indicadores capacitivos de presencia de tensión. Para el presente caso, se trata de los aerogeneradores 1, 4 y 7 que se encuentran más alejados de la subestación del parque y por ello no cuentan con ninguna línea de entrada. La configuración se conoce como **0L + 1V**, en donde 0L representa la celda de remonte y 1V la celda de protección.

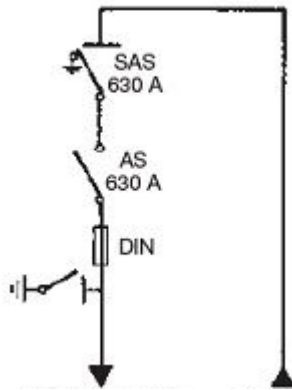


Ilustración 49. Esquema conexión celda 0L+1V.

El segundo tipo de celda, **tipo B o posición intermedia**, son aquellas que se encuentran entre las de tipo A y la subestación del parque. Cuentan con interruptor-seccionador de corte en carga en SF6, salida de cables con pasatapas a bornes de conexión e indicadores capacitivos en presencia de tensión. La configuración se representa como **0L + 1L + 1V**, en donde 1L representa la celda de entrada de la otra línea. Estas celdas serán las presentes en los aerogeneradores 2, 3, 5, 6 y 8.

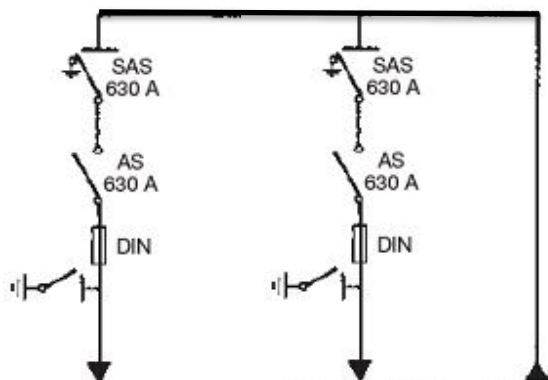


Ilustración 50. Esquema conexión 0L+1L+1V.

Las celdas de interconexión cuentan también con protección y dado que la potencia de los transformadores es de 6.300kVA y la tensión nominal de 33kV, la protección será por interruptor automático. Como se observa en la Ilustración 51, hasta una potencia de 630 kVA se utilizará un fusible sin embargo, al superar este valor se protegerá con **interruptor automático**.

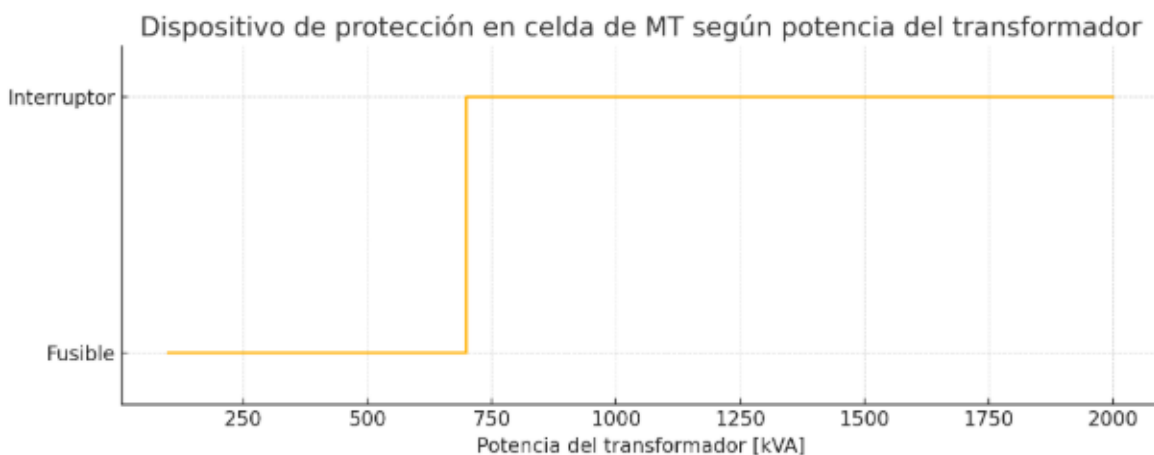


Ilustración 51. Protección según la potencia del transformador.

El interruptor automático será en SF6 con tres posiciones; abierto, cerrado y puesta a tierra. Con una tensión de aislamiento de 36 kV, intensidad nominal de 400 A y poder de corte de 20 kA.

Tabla 15. Distribución de celdas de línea.

	Aerogeneradores	Tipo de celda	Distancia
Línea 1	1-2-3	1: 0L + 1V 2-3: 0L + 1L + 1V	1.900 metros
Línea 2	4-5-6	4: 0L + 1V 5-6: 0L + 1L + 1V	600 metros
Línea 3	7-8	7: 0L + 1V 8: 0L + 1L + 1V	750 metros

Se calculará la sección del cable de media tensión para el caso más desfavorable, que sería el que está más alejado, en este caso el aerogenerador 1. Los cálculos se detallan en el Anexo II, en dónde se calcula la sección de los cables siguiendo dos criterios diferentes: el de intensidad máxima admisible y la caída de tensión.

Tras los cálculos realizados se obtiene un valor para la intensidad de los circuitos 1 y 2:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 33} = 110,22 \text{ A} \cdot 3 = 330,66 \text{ A}$$

Sin embargo, para el circuito 3 que solo cuenta con 2 líneas, será: 220,44 A

Después de realizar las hipótesis de condiciones ambientales y del terreno, se obtienen una serie de factores a aplicar para poder determinar la sección final del cable:

Tabla 16. Factores de corrección.

FACTOR DE CORRECCIÓN	VALOR
Factor de temperatura	0,96

Factor de resistividad del terreno	1
Factor de distancia entre ternos	0,82
TOTAL	0,7872

Con ello la intensidad que circula por el cable en el caso de los circuitos 1 y 2 es de:

$$I = \frac{I}{FC} = \frac{330,66}{0,7872} = 420,05 \text{ A}$$

Y gracias a la tabla de intensidades máximas admisible, disponible en el Anexo II, se obtiene el valor de la sección para un cable XLPE de aluminio con **sección 400 mm²**. Esta será la sección utilizada para todos los cables ya que es la más desfavorable.

7.3 CABLES DE MEDIA TENSIÓN

En este apartado se detalla el cable de media tensión de interconexión entre la celda de protección y el bobinado de media tensión del transformador.

- Denominación: XLPE
- Tipo de conductor: Unipolar-Campo Radial
- Nivel de aislamiento: 18/30 KV
- Secciones: 3x (1x400) mm²
- Material conductor: Aluminio
- Material de aislamiento: VPE

Todos los conductores deben de contar con un grabado en el cual se especifica la identificación del conductor y nombre del fabricante. Están identificados en los extremos con una codificación numérica de borna y equipo receptor, que después se especificará en los planos del cableado.

El aislamiento será reconstruido a base de cinta semiconductora interior, cinta autovulcanizable, cinta semiconductora capa exterior, cinta metálica de reconstrucción, trenza de tierra y encintado de compactación final.

7.4 ZANJAS

La zanja de cables tiene como objetivo principal alojar y proteger los cables eléctricos que conectan diferentes equipos de la instalación. Los mantiene enterrados y protegidos frente a daños mecánicos, permiten la disipación de calor generado por la circulación de corriente, garantiza la seguridad eléctrica y organiza los cables de forma accesible.

Se han definido las zanjas para el tendido de los cables de media tensión, en la siguiente tabla se muestran los diferentes tipos de zanjas atendiendo al número de cables que llevan incorporados.

Tabla 17. Tipos de zanjas.

Tipo de zanja	Nº ternas M.T	Nº cables de fibra óptica	Cable de tierra
Z-1a	1	1	1
Z-2b	2	2	1
Z-3b	3	1	1

Para el presente caso se utilizarán zanjas a 1 metro de profundidad y de ancho 80 cm para agrupar los cables de potencia, de comunicación y puesta a tierra.

En el fondo de la zanja se situará el conductor de tierra cubierto con una capa de arena de alrededor de 100 mm de espesor. Sobre esta se situarán hasta tres ternas de cables de potencia (media tensión) separadas horizontalmente. Se extenderá otra capa de arena fina de unos 300

mm de espesor y después de compactarla se colocarán sobre ellas los cables de fibra óptica. Una vez se han situado todos los cables se vuelve a poner una capa de arena fina de 150 mm de espesor y se coloca una protección mecánica a base de placas de PVC. Finalmente se extenderá una capa de tierra debidamente compactada y limpia de piedras y ramas. En todo su recorrido se colocará una cinta de señalización que advierta de la existencia de cables eléctricos de media tensión por debajo de ellas.

Las zanjas que cuentan con 3 ternas están separadas entre ellas 0,6 metros, en las que también se incluirán los cables de fibra óptica y de tierra.

7.5 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

La subestación a la que se conectará el parque es la subestación de Páramo del Sardón a 16 km del parque eólico, para que sea posible la evacuación de la energía a esta subestación será necesario elevar la tensión a 132 kV. La subestación elevadora será de 33/132 kV y se detallan a continuación sus características:

Tabla 18. Características generales de la subestación.

Tecnología	AIS (Air Insulater Switchgear)
Instalación	Convencional Exterior
Nivel de tensión primario	33kV
Nivel de tensión secundario	132 KV

7.5.1 SISTEMA DE MEDIA TENSIÓN

El sistema de media tensión es de 33 kV y se alojará en el edificio de control en una habitación específicamente diseñada para ello. Se proyecta un embarrado en 33 kV para la interconexión de los circuitos del parque eólico, con la línea de 132 kV que conecta con la

subestación de la Compañía suministradora. La conexión se hace mediante el transformador 132/33 kV. Para la conexión de las cabinas de generación se utilizarán cabinas de protección con interruptores automáticos.

7.5.2 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Un transformador de potencia es una máquina eléctrica estática que intercambia energía entre dos o más circuitos de corriente alterna manteniendo la misma frecuencia y variando el nivel de tensión mediante inducción electromagnética.

El transformador de potencia será el encargado de elevar la tensión desde 33 kV hasta 132 kV. Para ello se utilizará un transformador con las siguientes características:

Tabla 19. Características del transformador de potencia.

<i>PARÁMETRO</i>	<i>VALOR</i>
Tensión primaria (AT)	132 kV (sistema de alta tensión)
Tensión secundaria (BT)	33 kV (conexión directa a red MT)
Potencia nominal (S)	50 MVA
Frecuencia nominal	50 Hz
Tipo de refrigeración	ONAN / ONAF (aceite mineral + aire natural/forzado)
Tipo de transformador	Trifásico, inmerso en aceite
Conexión típica	Dyn11 o YNd11 (Delta en AT, Estrella en BT)

La potencia vertida por los 8 aerogeneradores es de 46,4 MW y se decide hacer la subestación a 51,5 MVA asumiendo un factor de potencia de 0,9. Los elementos de esta

subestación serán el transformador de potencia que ya se ha detallado anteriormente, y un conjunto de elementos que la protegen entre ellos interruptores o seccionadores.

7.5.3 TRANSFORMADOR DE PROTECCIÓN

El transformador de protección se utiliza generalmente para controlar las tensiones y corrientes de los conductores presentes en el parque. Los **transformadores de intensidad** se encargan de transformar la corriente a niveles entorno a 5A para realizar medidas y comprobar el correcto funcionamiento sin necesidad de conectar un amperímetro.

También se cuenta con **transformadores de tensión** que tienen como función principal aislar eléctricamente los equipos de medida/protección de la red peligrosa además de, adaptar los niveles de tensión a los necesarios para que los aparatos de medida puedan leer valores.

En este caso se utilizarán transformadores de tensión de la marca Archete EMU-145 con tensión primaria 132 kV y tensión máxima de 145 kV.

7.5.4 INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

El interruptor de media tensión es un elemento esencial en la instalación eléctrica de un parque eólico. Su función básica es encender o apagar un equipo o parte de la instalación para realizar maniobras o trabajos de mantenimiento de forma segura. Cada aerogenerador, subestación o línea de media/alta tensión cuenta con interruptores para poder desconectarlos sin riesgo durante tareas de inspección, reparación o emergencia. Van combinados con otros elementos como relés y fusibles para proteger frente a sobrecargas, cortocircuitos o fallos eléctricos. Por ejemplo, si un aerogenerador sufre un problema, el interruptor puede aislarlo automáticamente sin afectar al resto del parque.

Permiten gestionar el flujo de energía generada: se puede conectar o desconectar un aerogenerador, o incluso todo el parque, de la red eléctrica según la demanda o condiciones climáticas.

Para el caso de este parque se selecciona un interruptor modelo Siemens 3AQ Vacuum Circuit Breaker con las siguientes características:

- Tensión nominal: 145 kV
- Corriente nominal: 2000–3150 A
- Capacidad de corte: 40 kA
- Tecnología: Aislado en aire (AIS)
- Vida útil: 10,000 operaciones
- Montaje: Interior/exterior
- Conmutación: Manual, motorizada y control remoto

7.5.5 SECCIONADOR

Es un elemento de seguridad que se utiliza para abrir un circuito vacío. Su función es separar/dividir físicamente el circuito. Actúa siempre después del interruptor. Algunas de sus características principales son:

- No interrumpe corriente bajo carga: a diferencia de un interruptor, no puede cortar la electricidad si está circulando, porque no está diseñado para soportar el arco eléctrico que se genera.
- Aislamiento visible: muchos seccionadores tienen una posición abierta que se puede ver físicamente, lo que da una verificación visual de que el circuito está desconectado.
- Alta tensión: se usan sobre todo en sistemas de media y alta tensión, como los de parques eólicos, subestaciones o líneas eléctricas.

En el caso de este parque se selecciona un seccionador de cuchilla exterior con las siguientes características:

- Tensión nominal: 145 kV
- Corriente nominal: 1600–2000 A
- Capacidad de cortocircuito térmico: 40 kA

- Configuración: Horizontal central break o pantógrafo
- Opción de seccionador con puesta a tierra integrada

7.5.6 PUESTA A TIERRA

Tiene como principal objetivo proteger a las personas de los posibles daños que pudiesen sufrir por incidencias con el contacto. Se calcula intensidad de cortocircuito para el cable sea capaz de soportarlo, en este caso es un cable de cobre desnudo de 60 mm^2 siguiendo la normativa REBT (ITC-BT-07 y ITC-BT-13). Se instalará en el fondo de las zanjas y se conecta con los demás cables de tierra de los aerogeneradores. Se crea la red de tierra interconectada, que a su vez está conectada con la red de tierra de la subestación del parque.

7.5.7 CABLES DE FIBRA ÓPTICA Y COMUNICACIONES

Los cables de fibra óptica se encargan de transmitir señales de comunicaciones de los aerogeneradores hasta el punto de control, que se encuentra en el edificio de control del parque.

Pueden clasificarse en monomodo, para transmisión de datos a largas distancias de más de 2 km, o multimodo para cortas distancias.

MONOMODO:

- Tipo de fibra: monomodo 10/125 μm
- Construcción: ajustada
- Número de fibras: 8
- Cubierta interna: polietileno
- Armadura: acero corrugado
- Cubierta externa: polietileno

MULTIMODO:

- Tipo de fibra: multimodo 50/125 μm
- Construcción: ajustada

- Número de fibras: 8
- Cubierta interna: polietileno
- Armadura: acero corrugado
- Cubierta externa: polietileno

Para el diseño de la red de comunicaciones del parque eólico, se ha considerado un total de 8 aerogeneradores y una subestación propia. Con el objetivo de garantizar la supervisión y control eficiente de todos los elementos del parque, se ha optado por una topología en anillo con redundancia, una configuración habitual en instalaciones de generación renovable por su capacidad de mantener la conectividad incluso en caso de fallo de uno de los tramos de la red.

Cada aerogenerador requiere una conexión en fibra óptica para transmisión de datos SCADA, telecontrol, comunicaciones internas del convertidor, sistemas de monitorización y, en su caso, cámaras de vigilancia. Además, la subestación se conecta también mediante fibra óptica al anillo, de forma que centraliza la información del sistema y permite su envío hacia el centro de control externo o despacho de operación.

Para garantizar una instalación robusta y segura, se usa un cable dieléctrico blindado, o ADSS (All-Dielectric Self-Supporting) si el tendido se realiza de forma aérea. Cada punto de conexión contará con su correspondiente caja de empalme o derivación, adecuadamente protegida frente a condiciones ambientales adversas.

7.5.8 AUTOVÁLVULA Y PARARRAYOS

Un pararrayos, también conocido como descargador de sobretensiones, es un dispositivo de protección utilizado en instalaciones eléctricas para desviar a tierra las sobretensiones transitorias que pueden dañar equipos sensibles como transformadores, inversores o celdas de media y alta tensión. Estas sobretensiones pueden ser causadas por descargas atmosféricas (rayos), maniobras de conexión o desconexión de líneas, o fallos en la red. El pararrayos actúa como un "filtro" de tensión: en condiciones normales permanece inactivo, con una resistencia muy alta que impide el paso de corriente, pero cuando se produce una

sobretensión peligrosa, su resistencia cae, permitiendo que la energía sobrante se derive de forma segura hacia tierra. Una vez eliminada la sobretensión, el pararrayos recupera su estado no conductor.

Dentro de los diferentes tipos de pararrayos, uno muy utilizado en parques eólicos es el tipo autoválvula. En este caso la tensión máxima será de 145 kV y tensión nominal de 132 kV. La duración de la falla será de 1 segundo con una corriente nominal de descarga que soporta 10kA.

Capítulo 8. OBRA CIVIL

En este capítulo se detallarán las infraestructuras que son esenciales para el correcto desarrollo del parque eólico. Se describirán los viales de acceso al parque, la cimentación de los aerogeneradores, las zanjas para el cableado y la construcción del edificio de control.

Una correcta ejecución de la obra civil no solo influye directamente en la seguridad y estabilidad de las turbinas, sino que también optimiza los costes del proyecto, reduce los tiempos de instalación y minimiza el impacto ambiental. Por ello, el diseño y planificación de estos trabajos requieren una estrecha coordinación entre ingenieros civiles, especialistas en energía eólica y responsables medioambientales, lo que subraya su relevancia dentro del conjunto del proyecto eólico.

8.1 DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

El parque eólico de Valdegarón está formado por 8 aerogeneradores que se encargan de transformar la energía del viento en energía eléctrica que será vertida a una subestación. Cada aerogenerador cuenta con una potencia unitaria de 5,8 MW y por tanto el parque tiene una potencia nominal de 46,4 MW.

El emplazamiento cuenta con una orografía llana y se ubica a 35 km de la ciudad de Palencia en Castilla-León. Ocupa un área de $5,3 \text{ m}^2$ y se sitúa a 923 metros sobre el nivel del mar. Los principales accesos están asfaltados al tratarse de carreteras regionales, la principal es la P-143, que como se observa en la Ilustración 52 cuenta con dos carriles y está perfectamente habilitada para el transporte de maquinaria pesada.



Ilustración 52. Acceso por la carretera P-143.

8.2 VIALES Y CAMINOS DE ACCESO

Los viales y caminos de acceso son una parte esencial de la obra civil en un parque eólico, ya que permiten el transporte de maquinaria pesada, materiales y componentes de gran dimensión (palas, torres o góndolas) hasta el emplazamiento de cada aerogenerador. Estos caminos deben ser diseñados para soportar cargas elevadas, garantizar una circulación segura y adaptarse a la orografía con pendientes y radios de giro adecuados.

Durante la fase de construcción, los viales permiten el paso de grúas de gran tonelaje y transportes especiales, mientras que durante la fase operativa facilitan el acceso para labores de mantenimiento preventivo o correctivo.

Como se ha comentado anteriormente, el acceso se podría realizar por la carretera P-143 sin embargo, para acceder a los puntos donde se ubican los aerogeneradores se necesitaría reacondicionar los caminos, ya que son de tierra. Se observa en la Ilustración 53 la situación actual de los caminos de acceso, en rojo representada la carretera existente y en verde los caminos que deben de ser acondicionados para garantizar el acceso.



- Camino existente
- Caminos nuevos
- Zanjas de cables de MT

Ilustración 53. Caminos al emplazamiento.

Los accesos al emplazamiento se diseñan a partir de las infraestructuras ya existentes. Considerando unas condiciones mínimas que se deben de cumplir, de cara a garantizar la viabilidad del acceso de los medios de transporte y montaje de los aerogeneradores.

Los caminos deben de tener mínimo 5 metros de anchura con una sección correctamente compactada al 98% y un radio de giro adecuado, que puede ir hasta los 55 metros, para el transporte de palas. Además, la pendiente no debe de superar el 14%, lo cual no es un problema en el emplazamiento al contar con una orografía completamente llana.

La sección de los viales está compuesta por dos capas; una sub-base de 30 cm de espesor de relleno de suelo compactado al 98% y otra base o capa superior de rodadura de zahorra artificial compactada al 98% y con 20 cm de espesor. En caso de ser un camino que cruce cercas para el ganado, se habilitarán “pasos” para el correcto tránsito de los animales.

La longitud total de caminos que deben de ser reacondicionados es de 3.700 metros, estos incluyen los necesarios para acceder a todas las localizaciones de los aerogeneradores.

8.3 CIMENTACIONES

La cimentación de un aerogenerador es el elemento estructural encargado de transmitir y distribuir al terreno las cargas estáticas y dinámicas generadas por la turbina, garantizando la estabilidad y seguridad de la estructura durante toda su vida útil. Dado que los aerogeneradores están sometidos a fuerzas importantes provocadas por el viento, el peso propio y la rotación del rotor, la cimentación debe estar cuidadosamente dimensionada según las características del terreno y el tipo de máquina.

Existen diferentes opciones de diseño, utilizándose habitualmente la de hormigón armado, que consiste en una base circular o poligonal que se construye directamente sobre terreno. Además, se puede utilizar también la cimentación con pernos de anclaje en la cual además del hormigón, se colocan grandes tornillos o barras de acero, llamados pernos de anclaje, empotrados en la base. Estos pernos sirven para fijar sobre la cimentación estructuras como aerogeneradores, torres eléctricas, postes metálicos, maquinaria pesada, etc.

Para el diseño de la cimentación se requerirá de un proyecto en detalle del diseño considerando el estudio geotécnico del suelo, sin embargo, a modo informativo se describe una cimentación estándar.

El diseño básico de la cimentación para el aerogenerador consiste en una zapata de tipo circular, de 22,00 m de diámetro y un canto variable entre 2,80 m en el arranque junto al pedestal y 0,50 en el borde exterior del mismo. El pedestal central tiene 6,60 m de diámetro y un canto total de 3,45 m. Se observa en la Ilustración 54, un esquema conceptual de la cimentación que se utilizará en el proyecto.

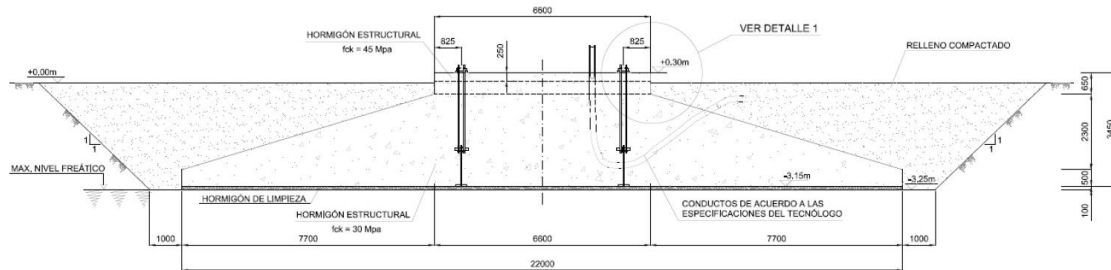


Ilustración 54. Cimentación con pedestal.

8.4 PLATAFORMAS DE MONTAJE

Las plataformas de montaje son un área que se encuentra alrededor de la cimentación del aerogenerador diseñada para permitir las maniobras de montaje, izado y ensamblaje de los distintos componentes de la turbina eólica, como la torre, el rotor, la góndola y las palas. Su función principal es ofrecer una zona de trabajo segura, estable y con el espacio suficiente para la operación de grúas de gran tonelaje y transporte especial.

Algunas de sus características clave son:

- Superficie de 800 m², con 40 m de largo y 40 m de ancho.
- Capacidad portante suficiente para grúas móviles de hasta 800 toneladas.
- Pendiente nula o mínima para facilitar la nivelación de grúas.
- Buen drenaje para evitar encharcamientos o lodo.

Suele contar con un área compactada de 0,20 m de espesor de zahorra artificial para una superficie determinada. Se utiliza este material ya que ofrece una elevada capacidad portante, lo que permite soportar sin deformaciones las cargas pesadas generadas por grúas móviles, vehículos especiales y los propios componentes del aerogenerador. Además, su estructura facilita una compactación homogénea, generando una base estable y resistente al paso repetido de maquinaria pesada. Otra ventaja importante es su comportamiento ante el agua. Aunque compacta, la zahorra artificial permite cierto drenaje, lo que evita la acumulación de agua o la formación de barro sobre la plataforma, condiciones que podrían poner en riesgo la seguridad de las maniobras de izado.

8.5 ZANJAS PARA LOS CABLES

Las zanjas para cables son excavaciones lineales que se realizan para alojar las redes subterráneas de media tensión, baja tensión, fibra óptica o sistema de puesta a tierra en un parque eólico. Estas zanjas permiten la conexión eléctrica entre los aerogeneradores y la subestación del parque, así como la comunicación entre los distintos elementos del sistema.

Generalmente, las zanjas se ejecutan con dimensiones adecuadas según las normativas eléctricas vigentes y el tipo de cable a instalar, pudiendo oscilar entre 0,6 y 1,2 metros de profundidad, y entre 0,4 y 0,8 metros de ancho aproximadamente. En el fondo de la zanja se suele colocar un lecho de arena o material granular fino que protege los cables contra posibles daños por piedras o aristas. Una vez colocados los cables, se añade nuevamente una capa protectora de arena y, en algunos casos, losas o cintas señalizadoras para identificar la presencia de conducciones eléctricas bajo el suelo.

8.6 EDIFICIO DE CONTROL

El edificio de control se diseña con la finalidad de albergar los sistemas y equipos necesarios para gestionar, supervisar y controlar la operación del parque. Este edificio funciona como el punto central desde donde se monitorizan las condiciones operativas de los aerogeneradores, se recopilan datos técnicos en tiempo real, se regulan parámetros de generación, y se gestionan incidencias o situaciones de mantenimiento.

Cuenta con un almacén para recoger todos los repuestos para mantenimiento, unos aseos, una sala de control, una parte de oficinas para controlar el funcionamiento del parque eólico, sala de cabinas que recogen los cables de media tensión, sala de contadores de energía y sala de protecciones.

Las dimensiones se tienen que adaptar a la zona en dónde se encuentra el parque eólico, así como el tipo de construcción para no destacar entre la armonía del resto de edificios. En este caso las dimensiones serán de $25 \times 20 \text{ m}^2$, con 3 metros de altura y al tratarse de un edificio modular la instalación será más sencilla.

8.7 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

La subestación eléctrica proyectada tendrá como función principal la elevación de la tensión de evacuación del parque eólico, permitiendo la conexión con la red de transporte. A continuación, se detalla la ejecución de la obra civil relativa a la misma.

8.7.1 MOVIMIENTO DE TIERRAS

Se contempla la ejecución de la explanación del terreno donde se ubicará la subestación, que incluirá:

- Desbroce y limpieza de la vegetación existente.
- Excavación y retirada de tierras hasta alcanzar la cota de implantación.
- Rellenos y compactación con material seleccionado.
- Formación de plataformas niveladas para las cimentaciones y edificaciones.

8.7.2 CIMENTACIONES

Se proyectan cimentaciones superficiales y profundas, según la naturaleza del terreno, para:

- Transformadores de potencia.
- Pórticos de seccionadores y embarrados.
- Celdas GIS o equipos de intemperie.
- Edificio de control.

Las zapatas se dimensionarán para soportar los esfuerzos mecánicos y eléctricos, cumpliendo con la norma UNE y recomendaciones de REE.

8.7.3 CANALIZACIONES Y DRENAJES

Incluye:

- Canalizaciones de hormigón armado para cables de potencia y control, con arquetas de registro.

- Sistema de drenaje perimetral y superficial para la evacuación de aguas pluviales.
- Pozos de bombeo si fuera necesario por cota freática alta.

Capítulo 9. PRESUPUESTO

Este capítulo presenta el desglose económico del parque eólico de Valdegarón. El presupuesto contempla todas las fases del proyecto, desde los estudios iniciales y la ingeniería hasta la construcción, suministro de equipos principales, operación y mantenimiento. Se ha considerado la implantación de aerogeneradores de gran potencia, así como la infraestructura necesaria para su instalación, incluyendo las cimentaciones, plataformas de montaje, caminos de acceso y red de media tensión interna. Además, se contempla la construcción de una subestación elevadora, el sistema de evacuación eléctrica, y el edificio de control.

El presupuesto también incluye las campañas de medición del recurso eólico, estudios geotécnicos y ambientales, así como la ingeniería básica y de detalle. Se incorporan igualmente los costes asociados a la gestión de permisos, tramitaciones administrativas y relación con propietarios.

Finalmente, se valoran los contratos de operación y mantenimiento, seguros y otros costes recurrentes a lo largo de la vida útil del parque. Todo ello permite disponer de una estimación económica coherente con los requerimientos técnicos y administrativos del proyecto, sirviendo como base para el análisis financiero posterior.

9.1 OBRA CIVIL DEL PARQUE EÓLICO

Cod.	Descripción	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio	Importe (€)
	CAPÍTULO 1: OBRA CIVIL PARQUE EÓLICO								
	Subcapítulo 1.01: Movimiento de tierras								
1.01.01	m² Limpieza y desbroce a máquina.								
	Desbroce y limpieza de terreno por medios mecánicos, con un espesor de 25 a 35 cm, incluso carga y transporte de los productos del desbroce a vertedero o a acopios intermedios para su posterior utilización								
	Viales nuevos	1	3984,00	7,00		27.888,00			
	Plataformas	8	40,00	40,00		12.800,00			
	Aerogeneradores	8		492,00		3.936,00			
	Ciment. Torre metereológica	1	2,50	2,50		6,25			
	Zanja línea 30 kV	1	5400,00	0,60		3.240,00			
							47.870,25	1,03	49.306,36
1.01.02	m³ Excav. DESMONTE terreno compacto.								
	Excavación en desmonte, a cielo abierto, por medios mecánicos, en terrenos de consistencia media dura, hasta una profundidad igual o menor de dos metros, incluso carga y transporte a vertedero de los productos procedentes de la excavación								
	Plataformas	8	40,00	40,00	2,50	32.000,00			
							32.000,00	3,62	115.840,00
1.01.03	m³ Excav. zanjas en terreno compacto.								

	Excavación en pozo o zanjas, por procedimientos mecánicos, en terreno de consistencia dura, hasta una profundidad igual o menor de dos metros, incluso carga y transporte a vertedero de los productos procedentes de la excavación								
	Zanja línea 30 kV	1	5.400,00	0,60	1,00	3.240,00			
							3.240,00	6,97	22.582,80
1.01.04	m³ Excav. Vaciado terreno compacto. Excavación en terrenos de consistencia dura, en vaciado para cimentación de grandes dimensiones, hasta 3 m de profundidad, incluso transporte de sobrantes a vertedero o acopios intermedios, para su posterior reutilización								
	Ciment. Aereogeneradores	8	17,90		2,80	5.636,95			
	Ciment. Torre metereológica	1	2,20	2,20	1,00	4,84			
							5.641,79	8,60	48.519,37
1.01.05	m³ Relleno firme de viales. Relleno en ejecución de firme de viales con zahorras artificiales de calidad sub-base del PG-3, tendido en capa de 20 cm, compactado y humectado, hasta el 98% del Proctor Modificado, medido sobre perfil.								
	Viales nuevos	1	3.984,00	6,00	0,20	4.780,80			
	Plataformas	8	40,00	40,00	0,10	1.280,00			
							6.060,80	10,46	63.395,97

1.01.06	m³ Relleno con arena en zanjas. Relleno con arena de río en zanjas, por medios manuales, en formación de lechos para tendidos de cables, incluso aporte de materiales, testigos y compactado, medido sobre perfil								
	Zanja linea 30 kV	1	5.400,00	0,60	0,55	1.782,00			
							1.782,00	21,04	37.485,12
TOTAL SUBCAPÍTULO 1.01									337.129,62
	Subcapítulo 1.02: Hormigones								
1.02.01	m³ Hormigón de Limpieza HM 10. Suministro y colocación de hormigón en masa HM 10, con una resistencia característica Fck de 10 N/mm², para limpieza y nivelación de fondos de excavación, incluso vertido, vibrado y nivelación del mismo								
	Ciment. Aerogenerador	8			25,00	200,00			
	Ciment. Torre metereológica	1			0,40	0,40			
							200,40	95,49	19.136,20
1.02.02	m2 Encofrado curvo en alzados Encofrado y desencofrado con madera suelta en zapatas de cimentación, considerando 8 posturas.								
	Cimentación Aerogeneradores	8	60,00			480,00			
							480,00	56,21	26.980,80
1.02.04	m2 Junta de hormigón								

	Junta entre fases de hormigonado con producto adhesivo adecuado, incluso limpieza y preparación de la superficie, suministro y colocación, entre la zapata y el pedestal								
	Cimentación Aerogeneradores	8				8,00			
							8,00	56,21	449,68
TOTAL SUBCAPÍTULO 1.02									46.566,68
	Subcapítulo 1.03: Aceros								
1.03.01	kg Acero Corrugado B 500 S o N.								
	Suministro y colocación de acero corrugado B 500 S o N, cortado, doblado, según dimensiones y formas indicadas en los planos, incluso p.p. de solapes, recortes y despuntes. Según EHE								
	Cimentaciones Aerogeneradores	8			34.950	279.600,00			
							279.600,00	0,84	234.864,00
1.03.02	Ud Sistema de anclaje de la torre del aerogenerador a la cimentación								
	Sistema de anclaje compuesto por Virola y accesorios, según las indicaciones del suministrador, para los aerogeneradores.								
	Cimentaciones Aerogeneradores	8				8,00			
							8,00	500,00	4.000,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 1.03									238.864,00
	Subcapítulo 1.04: Varios								
1.04.01	mL Cinta plástica señalizadora.								

	Cinta de plástico señalizadora normalizada, enterrada en zanja sobre cables eléctricos								
		1	5.400,00			5.400,00			
							5.400,00	0,50	2.700,00
1.04.02	ml Plancha PVC Plancha de PVC enterrada para protección de cables eléctricos en zanja enterrada								
		1	5.400,00			5.400,00			
							5.400,00	2,00	10.800,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 1.04									13.500,00
TOTAL CAPÍTULO 1									636.060,30

9.2 CONDUCTORES Y CABINAS DE MEDIA TENSIÓN

Cod.	Descripción	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio	Importe (€)
	CAPÍTULO 2: CONDUCTORES Y P.A.T.								
	CABINAS MEDIA TENSIÓN								
	Subcapítulo 2.01: Conductores y P.A.T.								
2.01.01	ML. Suministro de cable MT 1x400 mm ²								

	Conductor de enlace en M.T., entre aerogeneradores, tipo RHZ1 OL 18/30 kV, 1x400 mm ² , Al.								
		3	3.847				11.541	9,20	106.177,20
2.01.02	ML. Suministro de cable Fibra Óptica multimodo.								
	Cable de transmisión de señales y datos para control, maniobra y automatismos de fibra óptica 50/125, a base de 8 hilos multimodo, tipo DP06-ET 90.316/OM2								
		1	3.847				3.847	1,13	4.335,57
2.01.03	Ud. Puesta a Tierra Aerogenerador.								
	Instalación p.a.t. aerogenerador considerando cable de Cu desnudo de 50 mm ² , soldaduras aluminotérmicas, picas, etc.								
		1	8				8	739,00	5.911,97
2.01.04	ML. Suministro de cable de tierra de 1x95 mm ²								
	Conductor de p.a.t. para enlace entre aerogeneradores, CT y subestación, a base conductor Cu desnudo 95 mm ²								
		1	3.847				3.847	2,92	11.217,85
TOTAL SUBCAPÍTULO 2.01									127.642,59
	Subcapítulo 2.02: Tendido y Montaje								
2.02.01	Ud. Tendido y montaje.								

	Tendido, conexionado, e identificación de los cables anteriores, en zanja registrable o enterrados. Incluidos terminales y empalme.(No se incluye obra civil).								
		1	1					62.000,00	62.000,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 2.02									62.000,00
	Subcapítulo 2.03: Cabinas de Media Tensión								
2.03.01	Ud Cabinas compactas								
	Conjunto modular de cabinas de media tensión formado por cabinas de remonte, seccionamiento y protección general.								
	0L+1V	3	1					11.789,00	35.367,00
	0L+1L+1V	5	1					15.800,00	79.000,00
	0L+2L+1V	0	1					19.800,00	0,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 2.03									114.367,00
TOTAL CAPÍTULO 2									304.009,59

9.3 AEROGENERADORES

Cod.	Descripción	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio	Importe (€)
	CAPÍTULO 3: AEROGENERADORES								
	Subcapítulo 3.01: Unidades GE Cypress								
3.01.01	ud. Aerogenerador								

	Aerogenerador tipo General electric compuesto por rotor de 164 m de diámetro, góndola, multiplicador, sistema de frenado, generador eléctrico, grupos hidráulicos, sistemas automáticos de giro, orientación, cuadros control incluido el transporte, montaje y puesta en servicio del mismo								
		8						4.800.000	38.400.000
TOTAL SUBCAPITULO 3.01									38.400.000
TOTAL CAPITULO 3									38.400.000

9.4 SUBESTACIÓN 33/132 kV

Cod.	Descripción	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio	Importe (€)
	CAPÍTULO 4: SUBESTACION 33/132 kV								
	Subcapítulo 4.01: Obra Civil								
	-								
4.01.01	P.A. Obra civil subestación aérea intemperie incluyendo movimiento tierras, hormigones, aceros, albañilería, red de tierras, saneamiento y varios.								
		1					1	250.000,00	250.000,00

TOTAL SUBCAPÍTULO 4.01									250.000,00
	Subcapítulo 4.02: Estructuras metálicas								
4.02.01	ud. Incluye todos los apoyos soportes en perfiles de acero galvanizado laminado necesarios para el aparellaje a instalar	1					1	40.000,00	40.000,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 4.02									40.000,00
	Subcapítulo 4.03: Aparellaje y equipos Subestación 30 kV								
4.03.01	Ud. Suministro de celda de entrada de línea 33 kV.								
	Celda de acometida a barras de 33 kV, en armario metálico prefabricado, normalizado y homologado, , conteniendo básicamente en su interior, interruptor automático de corte en SF6, relés de protección, etc.								
		1	1					21.958,00	21.958,00
4.03.02	Ud. Suministro de celda de salida de línea 33 kV.								
	Celda para alimentación a parques, en armario metálico prefabricado, normalizado y homologado, conteniendo básicamente en su interior, interruptor automático de corte en SF6, seccionador de puesta a tierra, relés de protección, etc.								
		2	1					21.958,00	43.916,00

4.03.03	Ud. Suministro de celda servicios auxiliares 33 kV.								
	Celda para protección de transformador de SS.AA., en armario metálico prefabricado, normalizado y homologado, conteniendo básicamente en su interior interruptor-seccionador SF6 con fusibles asociados, etc.								
		1	1				1	11.050,15	11.050,15
4.03.04	Ud. Suministro de celda de medida barras de 33 kV								
	Celda de medida de tensión de barras, en armario metálico prefabricado, normalizado y homologado, conteniendo en su interior, transformadores de tensión.								
		1	1				1	11.050,15	11.050,15
4.03.05	Ud. Autoválvula								
	Pararrayos autoválvula unipolar para 33 kV y max. Tensión de servicio 40 kV								
		3					3	350,00	1.050,00
4.03.06	P/A. Suministro y montaje de alumbrado y fuerza								
	Suministro y montaje de todo el material necesario para el alumbrado normal, de emergencia y tomas de corriente de usos varios para el edificio de la Subestación.								
		1					1	9.000,00	9.000,00
4.03.7	Ud. Suministro de elementos de seguridad								

	Elementos de seguridad como guantes, banqueta, pertiga, etc..								
		1					1	4.500,00	4.500,00
4.03.8	Ud Suministro S.A.I.								
	Suministro para alimentación sistema control parque								
		1	1				1	2.884,86	2.884,86
TOTAL SUBCAPÍTULO 4.03									105.409,16
	Subcapítulo 4.04: Aparellaje 132 kV								
4.04.01	Ud trafo potencia 33/132 kV								
	Transformador de potencia trifásico en aceite con regulación de tensión en carga, grupo de conexión YNd11, 50 MVA								
		1					1	925.000,00	925.000,00
4.04.02	Ud. Autoválvula								
	Autoválvula para sistema de 132 kV, con neutro rígido a tierra								
		6					6	4.430,00	26.580,00
4.04.03	Ud. Equipo de comunicaciones de conexión a la red								
		1					1	50.000,00	50.000,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 4.04									1.001.580,00
	Subcapítulo 4.05: Montaje+ puesta marcha Subestación 132 kV								
4.05.01	Montaje Aparellaje Eléctrico 33/132 kV								
		1					1	180.000,00	180.000,00

4.05.02	Supervisión, pruebas y puesta en marcha								
		1					1	50.000,00	50.000,00
TOTAL SUBCAPÍTULO 4.05									230.000,00
TOTAL CAPÍTULO 4									1.626.989,16

9.5 EDIFICIO DE CONTROL

Cod.	Descripción	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio	Importe (€)
	CAPÍTULO 5: EDIFICIO DE CONTROL								
	Subcapítulo 5.01:Obra Civil Edificio de Control								
5.01.01	Ud. Obra Civil Edificio de Control								
	Edificio de Control de subestación y parque,según plantas de distribución recogidas en planos, a concretar con proyecto de ejecución, con acabados y características constructivas adecuadas a las normas vigentes, totalmente acabado, de acuerdo a la memoria								
		1						150000,00	150000
TOTAL SUBCAPITULO 5.01									150.000
TOTAL CAPÍTULO 5									150.000

9.6 INGENIERÍA Y DIRECCIÓN DE OBRA

Cod.	Descripción	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio	Importe (€)
	CAPÍTULO 6: INGENIERÍA Y DIRECCIÓN DE OBRA								
	Subcapítulo 6.01. Ingeniería del Parque Eólico								
6.01.01	Ud de Ingeniería del parque eólico incluyendo tanto la ingeniería básica como la de detalle	1						90.000	90.000
TOTAL SUBCAPÍTULO 6.01									90.000
	Subcapítulo 6.02. Dirección facultativa de la obra								
6.02.01	Ud. Dirección Facultativa de la obra	1						60.000	60.000
TOTAL SUBCAPÍTULO 6.02									60.000
TOTAL CAPÍTULO 6									150.000

9.7 VARIOS

Cod.	Descripción	Uds.	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio	Importe (€)
	CAPITULO 7: VARIOS								
	Subcapítulo 7.01: Control de Calidad								

7.01.01	Control de calidad en obra realizado por empresa especializada	1						50.000	50.000,00
TOTAL SUBCAPITULO 7.01									50.000,00
TOTAL CAPITULO 7									50.000,00
TOTAL MEDICIONES Y PRECIOS UNITARIOS P.E. VALDEGARÓN									41.317.059,04

9.8 PRESUPUESTO TOTAL

Se obtiene finalmente que el presupuesto material para el parque eólico Valdegarón asciende a los 41.317.059,14 €, después de haber tenido en cuenta los gastos relativos a la obra civil, los conductores, los aerogeneradores, la subestación 33/132 kV, el edificio de control y la ingeniería y dirección de obra. Y el presupuesto total después de tener en cuenta los gastos generales y el beneficio industrial es de 49.167.300,25 €.

Tabla 20. Desglose de presupuesto total.

PARTIDA	PRESUPUESTO
Obra civil	636.060,30
Conductores	304.009,59
Aerogeneradores	38.400.000,00
Subestación 33/132 kV	1.626.989,16
Edificio de control	150.000,00
Ingeniería y dirección de obra	150.000,00
Varios	50.000,00
TOTAL PRESUPUESTO MATERIAL	41.317.059,04
Gastos generales (16%)	6.610.729,44
Beneficio industrial (3%)	1.239.511,77
TOTAL EJECUCIÓN POR CONTRATA	49.167.300,25

Capítulo 10. VIABILIDAD ECONÓMICA

Una vez definido el diseño técnico del parque eólico y analizado su potencial energético, resulta imprescindible evaluar su viabilidad económica. Este análisis constituye un elemento clave para determinar si el proyecto no solo es técnicamente factible, sino también rentable y sostenible desde el punto de vista financiero.

En este capítulo se desarrolla un estudio económico-financiero completo del parque eólico de Valdegarón, que incluye la estimación de ingresos, costes de inversión y operación, así como la simulación de los flujos de caja generados a lo largo de la vida útil del proyecto. Asimismo, se han considerado diferentes escenarios de comercialización de la energía: venta en el mercado diario, contratos PPA con precio fijo y PPA indexado, a fin de valorar el comportamiento del proyecto ante distintas condiciones de mercado.

A partir de estos flujos de caja, se calculan indicadores clave como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión (Payback), tanto desde la perspectiva del proyecto global como desde el punto de vista del accionista. Estos resultados permiten contrastar la rentabilidad esperada con el coste de capital asumido (WACC), ofreciendo una visión clara de la viabilidad económica y el atractivo inversor del parque eólico.

10.1 DATOS DE PARTIDA

Tabla 21. Datos de partida.

DATOS DE PARTIDA

NÚMERO DE AEROGENERADORES	8
POTENCIA NOMINAL UNITARIA (MW)	5,8

POTENCIA TOTAL (MW)	46,4
ENERGÍA VERTIDA A LA RED (MWH/AÑO)	173688,4501
HORAS EQUIVALENTES ANUALES (H)	3743,285562
FACTOR DE CAPACIDAD (%)	42,73%

10.2 INGRESOS

El principal ingreso que se obtendrá del proyecto es el producido por la venta de la energía producida. Para obtener este dato se puede realizar de tres formas diferentes:

1. La tarifa media del mercado diario de España en el MIBEL, gestionado por la OMIE.
2. La tarifa asignada como consecuencia de un proyecto de concurrencia pública.
3. A través de un contrato de venta de energía con un consumidor privado el cual se denomina PPA-Power Purchase Agreement. Es mucho más seguro que a través de la tarifa media del mercado.

10.2.1 INGRESOS POR PRECIO DE MERCADO DIARIO

Se calcula el precio medio de la energía a partir de la variación en los últimos años, como se observa en la Ilustración 55 el incremento de los precios energéticos a partir de 2021 puede explicarse por una combinación de factores económicos, geopolíticos y estructurales del mercado eléctrico europeo.

En primer lugar, la guerra de Ucrania tuvo un papel determinante. La Unión Europea dependía en gran medida del gas natural ruso para la generación eléctrica mediante ciclos combinados. Durante los años 2021 y 2022, esta dependencia se vio comprometida, principalmente por tensiones geopolíticas y posteriormente por la invasión de Ucrania por parte de Rusia. Esta situación provocó una fuerte reducción de la oferta de gas y un aumento drástico de su precio en los mercados de referencia.

Además, el diseño del mercado eléctrico europeo, basado en un sistema marginalista, contribuyó a amplificar el efecto del alza del gas. En este sistema, el precio final de la electricidad se determina en función de la última tecnología necesaria para cubrir la demanda, que suele ser precisamente el gas. Como consecuencia, aunque las tecnologías renovables como la solar o la eólica tengan costes de generación bajos, el gas termina fijando el precio del conjunto del mercado cuando entra en funcionamiento.

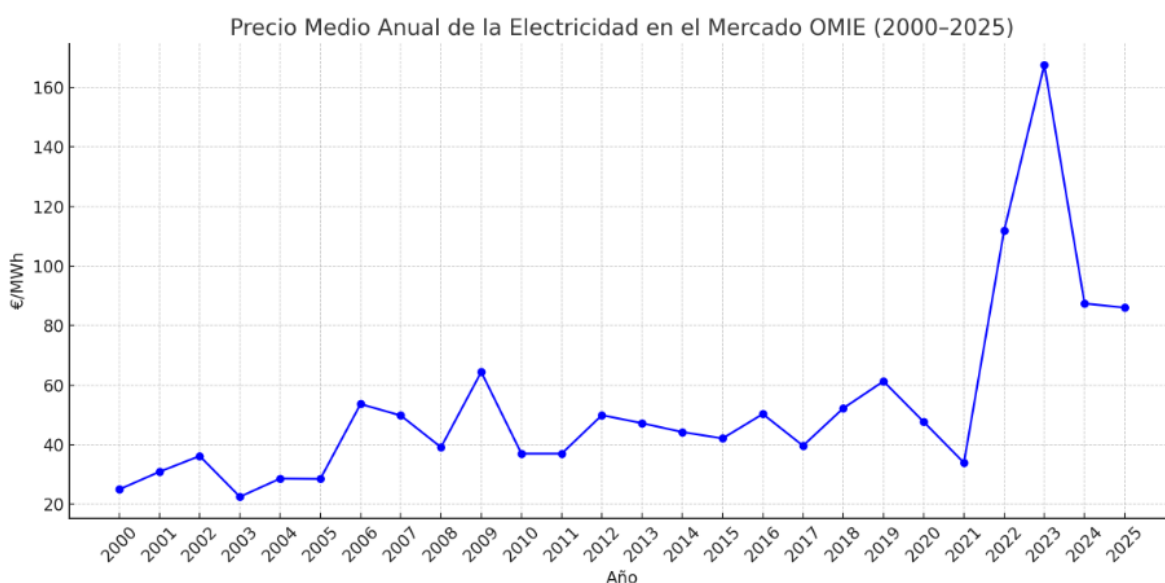


Ilustración 55. Variación de precios del OMIE.

Dada la volatilidad de los precios de la energía se han decidido realizar 3 posibles escenarios de evolución del precio de la electricidad en el mercado mayorista (OMIE) para estimar el coste en 25 años, la duración del proyecto, y poder determinar con mayor precisión los ingresos.

La base para establecer los tres escenarios ha sido:

- La evolución histórica del precio en el mercado OMIE, donde se observan valores medios anuales entre 30 €/MWh y picos de más de 160 €/MWh en años recientes. Sin embargo, estos serán despreciados al tratarse de condiciones excepcionales.

- Factores económicos y regulatorios, como el coste del gas, el precio del CO₂, la penetración de la energía renovable y las reformas del mercado energético europeo.
- Modelización financiera de activos energéticos, utilizando una tasa de crecimiento realista en función del entorno futuro.

Tabla 22. Escenarios de precio de la electricidad.

ESCENARIO	PRECIO INICIAL (€/MWH)	TASA DE CRECIMIENTO ANUAL	JUSTIFICACIÓN
Central	42	2 %	Refleja el precio medio de los últimos años, ajustado a una inflación energética moderada. Es el escenario base.
Pesimista	35	1 %	Supone una mayor penetración de renovables y estabilidad regulatoria, lo que mantendría los precios bajos y con poco crecimiento.
Optimista	50	3 %	Considera alta dependencia del gas, precios del CO ₂ elevados y retrasos en el despliegue renovable, con incremento constante de los precios.

Una vez se han obtenido los ingresos para los 3 resultados se establece que el optimista es en el que más ingresos se obtendrán, a pesar de ello se analizará el escenario central al ser el más realista y no se asumen condiciones ni muy favorables ni muy desfavorables.

10.2.2 POWER PURCHASE AGREEMENT- PPA

Un Power Purchase Agreement (PPA), o Contrato de Compra de Energía, es un acuerdo a largo plazo entre un productor de energía, en este caso el parque eólico, y un comprador (como una comercializadora, empresa industrial o agregador energético), en el que se establece:

- Duración del contrato (en este caso de 25 años).
- Cantidad de energía a suministrar (en este caso se simula con toda la energía generada).
- Precio fijo o indexado por cada MWh producido (€/MWh).
- Condiciones de entrega, penalizaciones y garantías.

Los PPA se utilizan principalmente para asegurar ingresos estables en proyectos renovables y facilitar su financiación, reduciendo la exposición al mercado.

10.2.2.1 PPA Precio Fijo

El PPA de precio fijo se diferencia porque el precio de MWh se mantiene constante a lo largo del tiempo que dura el contrato. La estabilidad es elevada debido a que los ingresos son predecibles y seguros, así como un riesgo bajo porque el precio no sufre volatilidad. Es ideal para facilitar la financiación y el método favorito por los bancos.

En este caso se ha asumido un valor de 47 €/MWh. Este precio ha sido seleccionado como representativo de las condiciones actuales del mercado para contratos a largo plazo, teniendo en cuenta diversas fuentes de referencia y la situación del sector renovable.

El precio de 47 €/MWh se justifica, en primer lugar, por las referencias de mercado recientes. En los últimos años, los contratos PPA firmados en España y otros países europeos para proyectos eólicos y fotovoltaicos se han cerrado en un rango comprendido entre 40 y 50 €/MWh, dependiendo de factores como la duración del contrato, el perfil del comprador, el nivel de riesgo asumido y la tecnología empleada.

Se trata de un precio que ofrece un buen equilibrio entre estabilidad y rentabilidad. No es tan bajo como para comprometer la viabilidad económica del proyecto, ni tan alto como para dificultar su aceptación por parte de compradores industriales o comercializadoras energéticas. Este tipo de precio resulta atractivo tanto para el productor como para el comprador, ya que permite prever ingresos constantes a lo largo del tiempo.

10.2.2.2 PPA Precio Indexado

El PPA con precio indexado cuenta con un precio que varía según un índice de referencia. La estabilidad es mucho más baja en comparación con los de precio fijo, ya que los ingresos varían según el mercado, aumentando por tanto el riesgo. La fórmula que se utilizará para esta simulación es la siguiente:

$$\text{Ingresos} = \text{Producción} \times (\text{OMIE} \times (1 + r)^{t-1} + \text{prima})$$

En donde:

- Producción: la cantidad de energía generada cada año
- OMIE: precio estimado del mercado mayorista del OMIE, en este caso 47€/MWh
- r: tasa de crecimiento anual del mercado, en este caso 2%
- t: número de años, de 1 a 25
- Prima: acordada en el contrato como incentivo adicional, en este caso + 2€/MWh

10.3 COSTES

Los costes se pueden clasificar en:

1. CAPEX, la estimación de los costes de inversión
2. DEVEX, los costes de desarrollo
3. OPEX, los costes de operación

Para la estimación total de los costes de inversión se tienen en cuenta los costes de desarrollo y los de operación, asumiendo un funcionamiento del parque de 25 años.

A continuación, se detallan todos los costes que se incluirán en el proyecto:

10.3.1 COSTES DE DESARROLLO

Dentro de estos costes se encuentran los estudios de recurso eólico y campañas de medición, estudios ambientales, de impacto y geotécnicos, la ingeniería básica, las tramitaciones y licencias y los costes legales relacionados con notaría o consultoría. Entre todos ellos la cifra de costes totales de desarrollo asciende a 1.060.000€, como se observa en la Tabla 23.

Tabla 23. Costes de desarrollo.

Categoría	Subcategoría	Coste (€)
1. Estudios técnicos y ambientales	Campaña de medición (torres, LiDAR, etc.)	80.000
	Estudio de recurso eólico y micrositing	30.000
	Estudio de impacto ambiental	50.000
	Estudio geotécnico e hidrogeológico	20.000
2. Ingeniería y diseño	Ingeniería básica y de detalle	90.000
	Diseño eléctrico y civil preliminar	30.000
3. Permisos y tramitaciones	Permisos sectoriales y licencia de obra	500.000
	Gestión administrativa y seguimiento	25.000
4. Consultoría legal y técnica	Asesoría legal y contractual	20.000
	Due diligence técnica	15.000
	Contratos de acceso, servidumbres, etc.	50.000

5. Relación con propietarios y ayuntamientos	Acuerdos con ayuntamientos y tasas	30.000
6. Supervisión de preconstrucción	Coordinación técnica y planificación	30.000
7. Contingencias y seguros previos	Riesgos y contingencias en desarrollo	60.000
8. Otros costes indirectos	Gastos generales de oficina y viajes	30.000
	TOTAL	1.060.000€

Dentro de estos costes cabe destacar la licencia de obra la cual tiene un coste estimado de 500.000€ y por tanto hace aumentar el valor de DEVEX hasta el millón de euros.

10.3.2 COSTES DE OPERACIÓN

Dentro de los costes de operación se encuentran principalmente los de operación y mantenimiento, pero se han incluido también todos los relativos a seguros, servicios externos, así como costes administrativos que puedan incluir auditorías y contabilidad. Estos costes se dividen en los costes al año, y asumiendo un funcionamiento del parque de 25 años, se calculan los costes para toda la vida útil del proyecto.

Tabla 24. Costes de operación y mantenimiento.

Categoría	Subcategoría	Coste anual (€)
1. Aerogeneradores	Año 1 y 2	74.822

	Año 3 a 5	79.964
	Año 6 a 10	85.366
	Año 11 a 18	92.572
	Año 19 a 25	101.658
2. Terrenos	Alquiler de terrenos con crecimiento de 1,5% anual	850.000
3. Costes de personal	Técnicos locales, guardias, oficina	150.000
	Coordinación remota y SCADA	70.000
4. Seguros y garantías	Seguro de aerogeneradores, responsabilidad civil	300.000
5. Servicios externos y suministros	Vigilancia, limpieza, suministros eléctricos	150.000
6. Tasas y cánones	IBI, tasas locales, canon eólico si aplica	50.000
7. Costes administrativos	Auditorías, gestoría, contabilidad	50.000
8. Contingencias y fondo de reserva	Imprevistos operativos (2 % anual)	230.000

Con estos datos se establece una inversión inicial de los costes del presupuesto establecido que es de 49.167.300,25 € y los costes de desarrollo que ascienden a 1.060.000,00 €.

$$Inversión\ inicial = 49.167.300,25 + 1.060.000 = 50.227.300,25\ €$$

En total la inversión inicial se estima en unos 50.227.300,25 €.

10.4 FLUJOS DE CAJA

Parámetros de estudio entre los cuales destacamos:

- Periodo de amortización: 25 años, sobre los costes de desarrollo del proyecto
- Impuesto de generación. 7% sobre los ingresos generados
- Tasa impositiva sobre beneficios: 25% del impuesto de sociedades
- La inversión en Necesidades Operativas de Fondos (NOF) es de un 7% sobre los ingresos de explotación.
- Inversión inicial: como se ha comentado en el apartado anterior, la inversión inicial para el proyecto, teniendo en cuenta costes de desarrollo y construcción, es de 50.227.300,25 €.

Para determinar los flujos de caja, se harán las simulaciones en los tres posibles escenarios, en los cuales estaban los ingresos dependiendo de la estimación del precio del mercado diario, el PPA con precio fijo y el PPA con precio indexado. Para cada uno de ellos se detallarán los indicadores económicos y finalmente se hará una evaluación de la opción más viable económicamente.

1. Mercado diario OMIE

Como se había mencionado anteriormente, en este escenario el precio de venta se ha simulado para los próximos 25 años con el fin de obtener unos valores realistas.

AÑOS	0	1	2	3	4	5	6	7
Producción (MWh)		173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501
Precio Venta (€/MWh)		42	42,84	43,6968	44,570736	45,46215072	46,37139373	47,29882161
Ingresos (€)		7294914,904	7440813,202	7589629,466	7741422,056	7896250,497	8054175,507	8215259,017
Costes O&M (€)		1924822	1937572	1955655,25	1968790,619	1982123,018	2001057,403	2014792,774
Impuesto generación (€)		510644,0433	520856,9242	531274,0626	541899,5439	552737,5348	563792,2855	575068,1312
Amortización (€)		2.009.092,01 €	2009092,01	2009092,01	2009092,01	2009092,01	2009092,01	2009092,01
EBIT		2.850.356,85 €	2.973.292,27 €	3.093.608,14 €	3.221.639,88 €	3.352.297,93 €	3.480.233,81 €	3.616.306,10 €
Inversión inicial	50.227.300,25 €							
Impuesto Sociedades (€)		712589,2127	743323,067	773402,0359	805409,9708	838074,4835	870058,452	904076,5253
Beneficio Neto (€)		2.137.767,64 €	2229969,201	2320206,108	2416229,912	2514223,45	2610175,356	2712229,576
Inversión NOF (€) (7%)		510644,0433	520856,9242	531274,0626	541899,5439	552737,5348	563792,2855	575068,1312
FCF Proyecto	-50.227.300,25 €	3.636.215,60 €	3.718.204,29 €	3.798.024,06 €	3.883.422,38 €	3.970.577,93 €	4.055.475,08 €	4.146.253,45 €

Ilustración 56. Flujo de caja del proyecto precio de mercado.

Como se observa en la Ilustración 56, el flujo de caja (FCF) se muestra para los primeros 7 años y se ha calculado para la totalidad del proyecto de 25 años. En este caso el precio de venta utilizado había sido el central simulado anteriormente, dejando el optimista y pesimista fuera ya que podrían favorecer o perjudicar de manera considerable el proyecto. En el caso del escenario central se simuló un precio de 42 €/MWh y un crecimiento anual del 2%.

2. PPA con precio fijo

Para el segundo escenario se ha simulado un PPA con precio fijo y este se ha establecido en 47 €/MWh, los resultados obtenidos son los siguientes:

AÑOS	0	1	2	3	4	5	6	7
Producción (MWh)		173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501
Precio Venta (€/MWh)		47	47	47	47	47	47	47
Ingresos (€)		8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155
Costes O&M (€)		1924822	1937572	1955655,25	1968790,619	1982123,018	2001057,403	2014792,774
Impuesto generación (€)		571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008
Amortización (€)		2.009.092,01 €	2009092,01	2009092,01	2009092,01	2009092,01	2009092,01	2009092,01
EBIT		3.658.008,14 €	3.645.258,14 €	3.627.174,89 €	3.614.039,53 €	3.600.707,13 €	3.581.772,74 €	3.568.037,37 €
Inversión inicial	50.227.300,25 €							
Impuesto Sociedades (€)		914502,036	911314,536	906793,7235	903509,8813	900176,7815	895443,1851	892009,3424
Beneficio Neto (€)		2743506,108	2733943,608	2720381,17	2710529,644	2700530,344	2686329,555	2676028,027
Inversión NOF (€) (7%)		571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008
FCF Proyecto	-50.227.300,25 €	4.181.163,12 €	4.171.600,62 €	4.158.038,18 €	4.148.186,65 €	4.138.187,35 €	4.123.986,56 €	4.113.685,04 €

Ilustración 57. Flujo de caja PPA precio fijo.

Como se observa en la Ilustración 57, el flujo de caja (FCF) es ligeramente superior al del mercado diario ya que el precio de firma del contrato de PPA es mayor. Además, este sería más seguro al mantenerse el precio durante toda la duración del proyecto, evitando fluctuaciones del mercado.

3. PPA con precio indexado

Para el tercer escenario se ha simulado un PPA con precio indexado, el cual varía siguiendo la ecuación establecida anteriormente. Se simula un precio de mercado OMIE y el precio va variando, dependiendo de este valor y con una tasa de mercado del 2% y una prima de 2€/MWh.

Los resultados del flujo de caja se observan en la Ilustración 58 y son ligeramente superiores a los dos escenarios presentados anteriormente.

AÑOS	0	1	2	3	4	5	6	7
Producción (MWh)		173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501
Precio Venta (€/MWh)		49	49,94	50,8988	51,876776	52,87431152	53,89179775	54,92963371
Ingresos (€)		8510734,055	8674001,198	8840533,684	9010396,82	9183657,218	9360382,824	9540642,943
Costes O&M (€)		1924822	1937572	1955655,25	1968790,619	1982123,018	2001057,403	2014792,774
Impuesto generación (€)		595751,3838	607180,0839	618837,3579	630727,7774	642856,0053	655226,7977	667845,006
Amortización (€)		2009092,01	2009092,01	2009092,01	2009092,01	2009092,01	2009092,01	2009092,01
EBIT		3.981.068,66 €	4.120.157,10 €	4.256.949,07 €	4.401.786,41 €	4.549.586,18 €	4.695.006,61 €	4.848.913,15 €
Inversión inicial	50.227.300,25 €							
Impuesto Sociedades (€)		995.267,17 €	1030039,276	1064237,267	1100446,603	1137396,546	1173751,653	1212228,288
Beneficio Neto (€)		2985801,496	3090117,828	3192711,8	3301339,81	3412189,639	3521254,96	3636684,864
Inversión NOF (€) (7%)		595751,3838	607180,0839	618837,3579	630727,7774	642856,0053	655226,7977	667845,006
FCF Proyecto	-50.227.300,25 €	4.399.142,12 €	4.492.029,75 €	4.582.966,45 €	4.679.704,04 €	4.778.425,64 €	4.875.120,17 €	4.977.931,87 €

Ilustración 58. Flujo de caja PPA con precio indexado.

10.4.1 WACC

El WACC (Weighted Average Cost of Capital, o Coste Medio Ponderado del Capital) es un indicador financiero que representa el coste promedio que una empresa o proyecto paga por utilizar fuentes de financiación externas (deuda) e internas (capital propio).

Es decir, es la tasa promedio que indica cuánto cuesta financiar la totalidad del proyecto, ponderando tanto los costes de la deuda como los del capital propio según la proporción que representan en la estructura financiera total. Las posibles opciones de financiación que se valoran son:

1. A través de socios explícitamente
2. A través de sus socios autofinanciándose por no distribuir los beneficios retenidos
3. Aportado por terceros con un coste explícito, obteniendo préstamos de entidades financieras o emitiendo obligaciones.
4. Aportada por terceros como consecuencia de operaciones.

La fórmula que se utiliza es la siguiente:

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

En donde:

- E: el valor de mercado de las acciones
- D: el valor de mercado de la deuda
- Ke: la rentabilidad exigida por las acciones (9%)
- Kd: coste de la deuda antes de impuestos (6%)
- t: tasa impositiva sobre los beneficios antes de impuestos, en el caso de España es del 25%
- La estructura financiera, accionista-deuda es un 20-80%

Con los valores mencionados anteriormente el valor del WACC es de un 5,4 %, lo cual indica que como mínimo se necesita una rentabilidad del 5,4 % anual sobre la inversión para crear valor.

10.5 INDICADORES ECONÓMICOS

Los indicadores económicos son métricas financieras que permiten evaluar la viabilidad, rentabilidad y sostenibilidad económica de un proyecto.

En el contexto del proyecto de un parque eólico, estos indicadores son útiles porque:

- Facilitan la toma de decisiones sobre inversión, financiación y ubicación del parque
- Permiten evaluar la rentabilidad esperada, determinando si el proyecto generará ganancias suficientes frente a los costes iniciales.
- Ayudan a identificar riesgos económicos, aportando datos clave sobre cuándo se recuperará la inversión y cuánto beneficio se obtendrá a largo plazo.
- Mejoran la presentación del proyecto a inversores o entidades financieras, al demostrar de manera clara y objetiva su viabilidad económica y competitividad frente a otras alternativas energéticas.

10.5.1 VAN

El Valor Actual Neto (VAN) mide la rentabilidad de un proyecto, midiendo la diferencia entre los cobros y pagos actualizados a una tasa de descuento. La fórmula que lo define es la siguiente:

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

F_t = flujos de caja (cobro-pago) en cada periodo de tiempo t

r = la tasa de descuento, calculada anteriormente un 5,4 %

n = número de períodos en el tiempo, 25 años

I_0 = inversión inicial, de 50.227.300,25€

1. Mercado diario OMIE

El valor del VAN con los datos suministrados es de 10.871.329,80 €.

2. PPA con precio fijo

El valor del VAN para el segundo caso es de 4.938.063,65 €.

3. PPA con precio indexado

El valor del VAN para el último caso es de 22.790.928,35 €.

10.5.2 TIR

La Tasa Interna De Retorno (TIR) es el tipo de descuento que iguala al valor actual neto (VAN) de los flujos de caja a cobrar y pagar, resultando en el valor del VAN igual a cero.

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

Los valores son los mismos que los mencionados anteriormente, incluyendo el TIR como una incógnita a despejar para obtener el valor actual neto igual a cero.

1. Mercado diario OMIE

En este caso el valor del TIR es de 7,3%, superior al calor del WACC de 5,4% y por ello se tiene una alta creación de valor en el proyecto.

2. PPA con precio fijo

Para este caso el valor del TIR se reduce a 6,39% que sigue siendo superior al WACC y por tanto seguiría haciendo el proyecto viable.

3. PPA con precio indexado

En el último caso el valor del TIR es el más elevado ascendiendo a 9,23%.

10.5.3 PAYBACK

El Payback o Periodo de Recuperación es un indicador económico que mide el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial realizada en un proyecto, considerando los flujos netos de efectivo generados por dicho proyecto.

1. Mercado diario OMIE

Se calcula determinando cuántos años (o períodos) se requieren para que la suma acumulada de los flujos netos iguale la inversión inicial y en este caso es de 13 años como se observa en la Ilustración 59, ya que la inversión inicial era de 50.227.300,25€.

8	9	10	11	12	13
173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501
48,24479804	49,209694	50,19388788	51,19776564	52,22172095	53,26615537
8379564,197	8547155,481	8718098,591	8892460,563	9070309,774	9251715,969
2028734,176	2042884,699	2057247,479	2079031,701	2093828,597	2108847,446
586569,4938	598300,8837	610266,9014	622472,2394	634921,6842	647620,1178
2009092,01	2009092,01	2009092,01	2009092,01	2009092,01	2009092,01
3.755.168,52 €	3.896.877,89 €	4.041.492,20 €	4.181.864,61 €	4.332.467,48 €	4.486.156,40 €
938792,1294	974219,4722	1010373,05	1045466,153	1083116,871	1121539,099
2816376,388	2922658,417	3031119,15	3136398,459	3249350,612	3364617,297
586569,4938	598300,8837	610266,9014	622472,2394	634921,6842	647620,1178
4.238.898,90 €	4.333.449,54 €	4.429.944,26 €	4.523.018,23 €	4.623.520,94 €	4.726.089,19 €
31.447.071,69 €	35.780.521,23 €	40.210.465,49 €	44.733.483,72 €	49.357.004,66 €	54.083.093,85 €

Ilustración 59. Payback del proyecto.

2. PPA con precio fijo

Para este caso el payback se mantiene en 13 años hasta que se consigue recuperar la inversión inicial.

3. PPA con precio indexado

En este caso el payback es el menor de todos y se reduce a 11 años.

10.6 FLUJOS DE CAJA DEL ACCIONISTA Y DEUDA

Para que el proyecto se pueda llevar a cabo, este es financiado un 80% por accionista y un 20% por deuda. En este caso se analizarán los flujos de caja para la deuda y para el accionista para los 3 escenarios presentados. El flujo de caja del accionista representa el dinero realmente disponible para el inversor una vez que se han atendido todas las obligaciones del proyecto, incluyendo el pago de intereses, la amortización de la deuda y los impuestos ajustados por el efecto fiscal de los intereses. Este flujo permite estimar la rentabilidad real del capital propio invertido. Además, es la base para calcular la TIR del accionista, que puede diferir significativamente de la TIR del proyecto. También ayuda a diseñar la estructura

2. PPA con precio fijo

	0	1	2	3	4	5	6	7
Free cash flow PPA precio fijo	-50.227.300,25 €	4.181.163,12 €	4.171.600,62 €	4.158.038,18 €	4.148.186,65 €	4.138.187,35 €	4.123.986,56 €	4.113.685,04 €
FCF accionista	-10.045.460,05 €	765.706,70 €	828.471,51 €	1.901.024,22 €	1.937.552,58 €	1.972.773,67 €	2.002.662,76 €	2.035.348,87 €
			VAN	15.705.620,51 €				
			TIR	16,73%				

Ilustración 62. FCF accionista PPA precio fijo.

Se obtiene un VAN de 15.705.620,51€ y un TIR de 16,73%.

3. PPA con precio indexado

	0	1	2	3	4	5	6	7
Free cash flow PPA precio indexado	-50.227.300,25 €	4.399.142,12 €	4.492.029,75 €	4.582.966,45 €	4.679.704,04 €	4.778.425,64 €	4.875.120,17 €	4.977.931,87 €
FCF accionista	-10.045.460,05 €	983.685,70 €	1.148.900,65 €	2.325.952,49 €	2.469.069,97 €	2.613.011,96 €	2.753.796,37 €	2.899.595,70 €
			VAN	34.406.588,72 €				
			TIR	22,78%				

Ilustración 63. FCF accionista de PPA precio indexado.

Se obtiene un VAN de 34.406.588,72€ y un TIR de 22,78%.

10.7 CONCLUSIONES FINALES

Tras el desarrollo técnico y energético del proyecto, el análisis de viabilidad económica confirma que el parque eólico de Valdegarón es rentable y financieramente sólido en todos los escenarios considerados. La evaluación se ha basado en la estimación de ingresos por venta de energía bajo tres escenarios distintos: mercado diario (OMIE), PPA con precio fijo y PPA con precio indexado.

El escenario más favorable en términos de rentabilidad corresponde al **PPA con precio indexado**, con un VAN de 22,7 millones de euros y un TIR del 9,23%, resultado del crecimiento progresivo del precio de la electricidad y de la prima adicional incluida en el contrato. No obstante, el escenario de mercado diario también presenta una elevada viabilidad, con un VAN de 10,8 millones de euros y un TIR del 7,3%, apoyado en un crecimiento estable del precio del OMIE. Por su parte, el escenario más conservador, correspondiente a PPA con precio fijo a 47 €/MWh, sigue siendo económicamente viable,

arrojando un VAN positivo de 4,94 millones de euros y un TIR del 6,39%, valores que, si bien son más moderados, destacan por la seguridad y estabilidad del flujo de ingresos.

En todos los casos, el coste de capital (WACC) asumido es del 5,4 %, por lo que las tres alternativas generan valor al superar dicho umbral. Además, el periodo de recuperación de la inversión (Payback) varía entre 11 y 13 años, un resultado razonable para proyectos renovables de esta envergadura.

Por último, la modelización del flujo de caja para el accionista revela un TIR del accionista significativamente superior, del 16,77% en el escenario de mercado diario, lo que evidencia un efecto positivo del apalancamiento financiero sobre el capital propio invertido. Este resultado es especialmente relevante para la toma de decisiones por parte de inversores privados o entidades de financiación.

En resumen, la estructura de ingresos, la optimización de costes y la configuración financiera propuesta garantizan la viabilidad del parque eólico de Valdegarón, con un perfil económico atractivo y una capacidad robusta para generar valor en el largo plazo.

Capítulo 11. PLANIFICACIÓN

AÑO	2026												2027		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3
Ingeniería de detalle y contratación															
Adquisición de equipos (aerogeneradores, cables, etc.)															
Obra civil (camino, plataformas, cimentaciones)															
Instalación eléctrica (cables MT, subestación)															
Montaje de aerogeneradores															
Puesta en marcha y pruebas															
Monitoreo y ajustes															
Inspecciones finales y auditorías															
Cierre del proyecto y puesta en marcha															

Capítulo 12. CONTAMINACIÓN EVITADA Y

AHORROS

El parque eólico de Valdegarón cuenta con 8 aerogeneradores de 5,8 MW de potencia unitaria y por tanto un total de 46,4 MW de potencia instalada. Las horas de producción anual son de 3.743 h con una cantidad de energía vertida a la red de 173.688,45 MWh, por tanto, su factor de capacidad es de 42,73%.

En este capítulo se pretenden detallar los ahorros que se obtienen por la realización de este proyecto, así como la contaminación evitada. La generación no renovable, es decir aquella que se obtiene a partir de combustibles fósiles, implica un uso de recursos escasos y más contaminantes.

Tabla 25. Emisiones típicas según combustible.

Combustible fósil sustituido	Emisiones típicas de CO ₂ (kg/kWh)
Carbón	1
Fuelóleo	0,8
Gas natural (ciclo combinado)	0,35

Teniendo en cuenta los datos de la Tabla 25, si la energía renovable sustituye al carbón el ahorro sería mucho mayor que si se sustituye a al gas natural. Por ello en la siguiente tabla se muestra la cantidad de CO₂ ahorrado dependiendo de la tecnología que se sustituya.

Tabla 26. Cantidad de CO₂ ahorrado.

Combustible fósil sustituido	Emisiones típicas de CO₂ (kg/kWh)
Carbón	173.688,45
Fuelóleo	138.950,76
Gas natural (ciclo combinado)	60.790,95

Es con ello que se obtienen cantidades de CO₂ ahorradas con el presente proyecto de parque eólico, siendo la más favorable en el caso de sustituir al carbón ya que se lograría un ahorro de 173.688,45 kg/kWh.

Capítulo 13. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

[11] Los objetivos de desarrollo sostenible, comúnmente conocidos como ODS, fueron adoptados por las Naciones Unidas en 2015 con el objetivo de poner fin a la pobreza, proteger la naturaleza y garantizar que en el año 2030 todo el mundo pueda gozar de paz y prosperidad. Son 17 ODS, como se observa en la Ilustración 64, que se encuentran perfectamente integrados reconociendo que la acción en un área afectará a los resultados en otras áreas y que el desarrollo debe de ser equilibrado con la sostenibilidad social, económica y ambiental.



Ilustración 64. ODS.

A nivel mundial, los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son impulsados principalmente por la Organización de las Naciones Unidas (ONU), pero su implementación

práctica depende de una red global de actores que colaboran desde distintos ámbitos. Los gobiernos, tanto nacionales como regionales y locales, tienen un papel fundamental, ya que adaptan los ODS a sus contextos específicos mediante políticas públicas, normativas ambientales, incentivos fiscales o marcos regulatorios, que impactan directamente sobre sectores como el de las energías renovables. [12]

Para el presente proyecto de un parque eólico se especifican los objetivos con los cuales está alineado:

7 ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE



• **ODS 7:** “Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos”. Intenta reducir los niveles de contaminación debido al uso de combustibles fósiles y asegurar una eficaz transición hacia las energías renovables.

8 TRABAJO DECENTE Y CRECIMIENTO ECONÓMICO



• **ODS 8:** “Promover el crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible, el empleo pleno y productivo y el trabajo decente para todos”. Tiene como objetivo principal mejorar la producción y el consumo de los recursos.

9 INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURA



• **ODS 9:** “Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sostenible y fomentar la innovación”. Se pretende reducir el efecto de los productos electrónicos sobre el medio ambiente para así no contaminar.

11 CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES



• **ODS 11:** “Lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles”. Con ciudades que incorporen medidas más sostenibles para sus ciudadanos, como transporte público eléctrico, se puede contribuir a reducir la contaminación y los gases de efecto invernadero.



- **ODS 12:** “Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles”. Fomentando entre la población medidas como puede ser el autoconsumo y el uso de vehículos eléctricos, se puede ayudar a desarrollar una cultura más a favor del ahorro energético.



- Implementando todos los ODS se puede contribuir al alcance de otros, como podría ser del ODS 13 ya que conlleva la reducción de la contaminación y gases de efecto invernadero.

Capítulo 14. CONCLUSIONES

El proyecto ubica el parque eólico en el municipio de Antigüedad, en la provincia de Palencia en Castilla y León. Se ha realizado un parque con una capacidad de potencia de 46,4 MW.

Después de analizar 4 posibles emplazamientos se decidió a la elección del óptimo, teniendo en cuenta condiciones ambientales, económicas y de accesibilidad. Tras el estudio se decidió ubicar el parque en las coordenadas UTM: 42.6112° N y 4.4918° W.

Tras el análisis de recurso eólico se decidió escoger el aerogenerador General Electric Cypress ya que es el que más energía produce en las condiciones especificadas. Gracias al software Windographer se pueden comparar las diferentes tecnologías y conocer la energía neta total producida después de aplicar los factores de pérdidas eléctricas, de indisponibilidad de los aerogeneradores por mantenimiento y de incumplimiento de la curva de potencia. Finalmente, la cantidad de energía vertida a red en un año es de 173.688,45 MW/año con un total de 8 turbinas y una potencia del parque eólico de 46,4 MW.

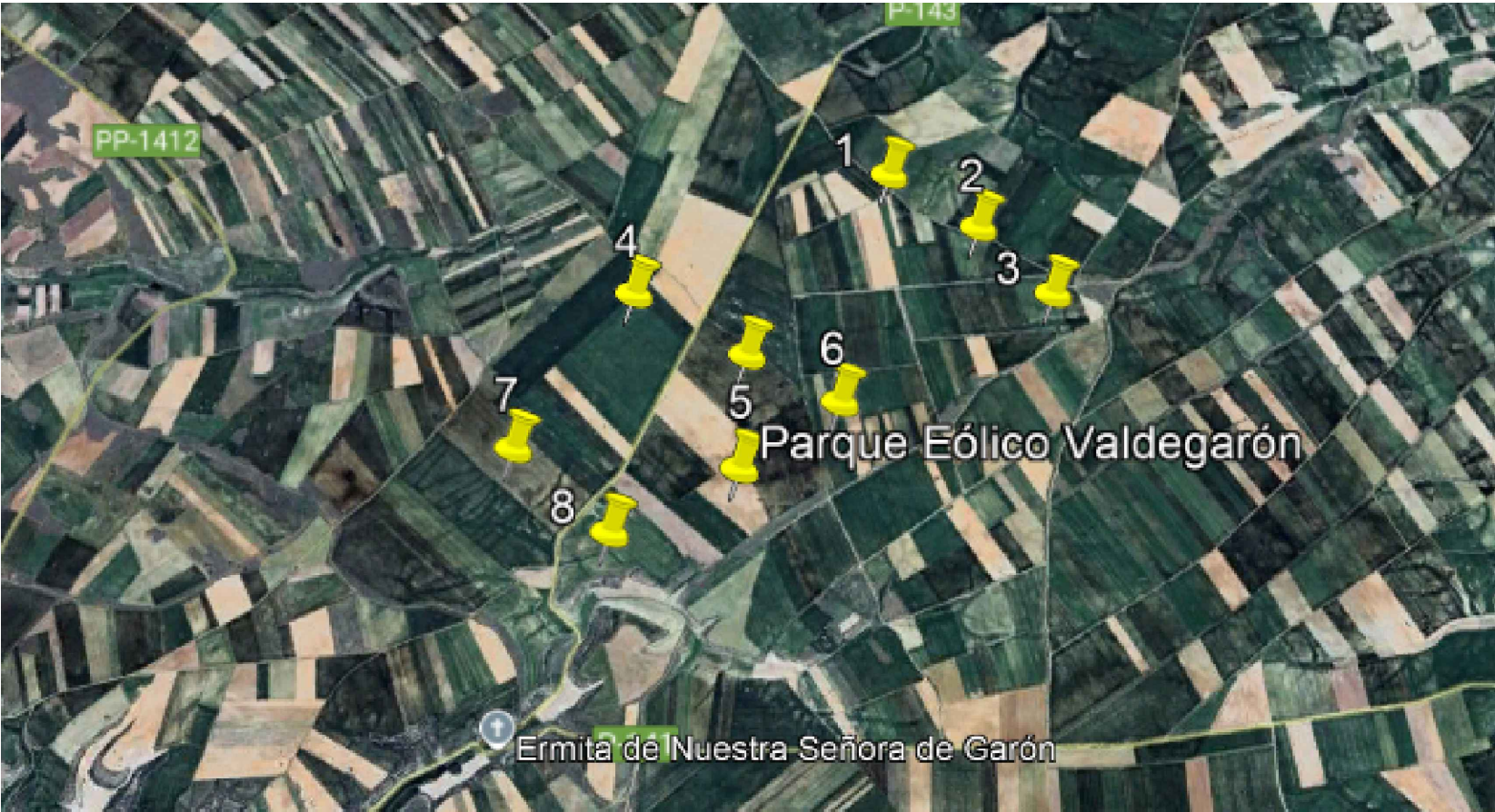
Se considera un proyecto económicamente viable tras desarrollar su presupuesto necesario y obtener un valor de OPEX de 1.924.822 € y CAPEX de 50.227.300,25 €. Se decide llevar a cabo un PPA con precio indexado que obtiene un valor de VAN de 22,79 M€ y TIR de 9,23 %. Se obtendrá un retorno de la inversión a los 11 años, favorable teniendo en cuenta que se podrán conseguir beneficios hasta los 25 años de explotación del parque.

Capítulo 15. BIBLIOGRAFÍA

- [1] *Potencia instalada (Viento) | Informes del sistema.* (s. f.). <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-de-energias-renovables/viento/potencia-instalada-viento#:~:text=La%20e%C3%B3lica%20representa%20la%20principal,en%20todo%20el%20territorio%20espa%C3%B1ol>.
- [2] Global Wind Report 2024. (2024). GWEC. https://img.saurenergy.com/2024/05/gwr-2024_digital-version_final-1-compressed.pdf
- [3] *GWEC's Global Wind Report 2023.* (s. f.). <https://www.gwec.net/reports/globalwindreport/2023>
- [4] Nelson, S. I. (2022, 13 enero). *El potencial eólico.* EADIC. <https://eadic.com/blog/entrada/potencial-eolico/>
- [5] (Consolación) Recurso Eólico, Tema 1: Conceptos meteorología.
- [6] *¿Cómo se puede calcular la potencia de salida de un aerogenerador?* (2024, 15 noviembre). <https://www.linkedin.com/advice/0/how-can-you-calculate-power-output-windturbineviidf?lang=es&originalSubdomain=es#:~:text=La%20f%C3%B3rmula%20de%20potencia%20es,viento%20en%20metros%20por%20segundo>.
- [7] *Medición de la Curva de Potencia de los aerogeneradores.* (s. f.). <https://www.dekra.es/es/curva-de-potencia-medicion-recurso-eolico/>
- [8] Infografía Aerogeneradores. Iberdrola. (s. f.). En www.Iberdrola.es. <https://www.iberdrola.com/documents/20125/4596621/infografia-aerogenerador-partes-ES.pdf>
- [9] *Aerogenerador.* (s. f.). <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-eolica/aerogenerador>
- [10] Ormazabal. (s. f.). *Ormazabal.* https://www.ormazabal.com/en-gb/transformers/?utm_source=chatgpt.com
- [11] *Objetivos de desarrollo sostenible.* (s. f.). UNDP. <https://www.undp.org/es/sustainable-development-goals>
- [12] Moran, M. (2023, 13 septiembre). *La Agenda para el Desarrollo Sostenible - Desarrollo Sostenible.* Desarrollo Sostenible. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/development-agenda/>

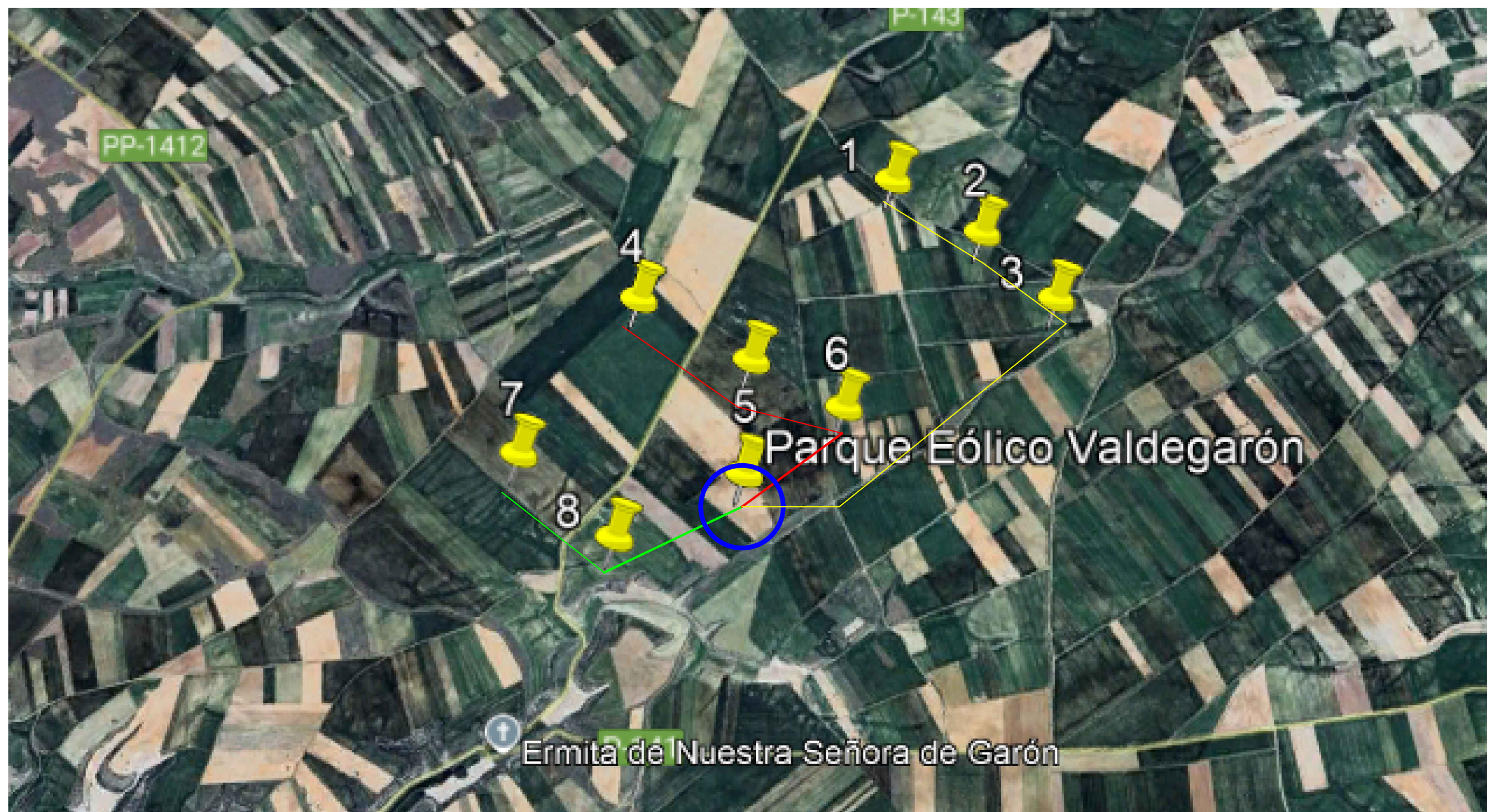
PLANOS

1. Localización del emplazamiento
2. Cableado de media tensión
3. Caminos en el emplazamiento
4. Sección de las zanjas
5. Sección de viales
6. Cimentaciones
7. Detalle celda de media tensión
8. Unifilar AT/MT
9. Unifilar AT/MT (subestación)



	X UTM	Y UTM
AEROGENERADOR 1	413.757 m O	4.648.176 m N
AEROGENERADOR 2	414.214 m O	4.647.850 m N
AEROGENERADOR 3	414.579 m O	4.647.458 m N
AEROGENERADOR 4	412.370 m O	4.647.551 m N
AEROGENERADOR 5	412.952 m O	4.647.183 m N
AEROGENERADOR 6	413.422 m O	4.646.904 m N
AEROGENERADOR 7	411.731 m O	4.646.725 m N
AEROGENERADOR 8	412.216 m O	4.646.262 m N

TÍTULO	Parque Eólico Valdegarón ICAI	PLANO N° 01
PROPIETARIO	Alba Carrodegua Rodríguez	FIRMA
SITUACIÓN	TFM	 COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA
FECHA	PLANO Localización del emplazamiento	
Mayo 2025		



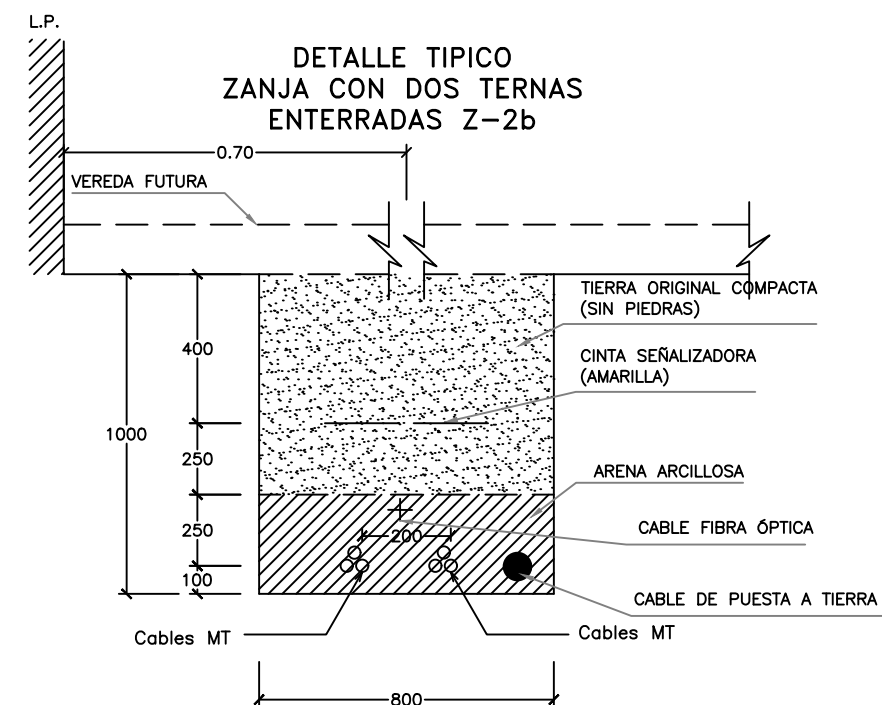
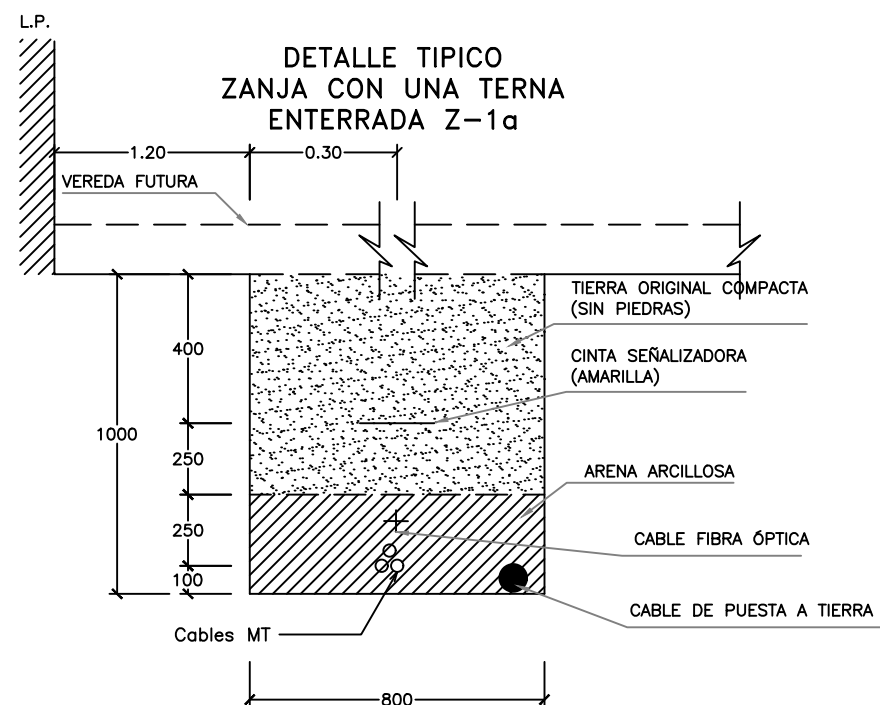
- Circuito 1
- Circuito 2
- Circuito 3

TÍTULO		Parque Eólico Valdegarón ICAI	PLANO N°	02
PROPIETARIO		Alba Carrodegas Rodríguez		
SITUACIÓN		TFM	FIRMA	
FECHA	PLANO		 COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA CEA FOTOMONTAJE 2025	
Mayo 2025	Cableado de media tensión			

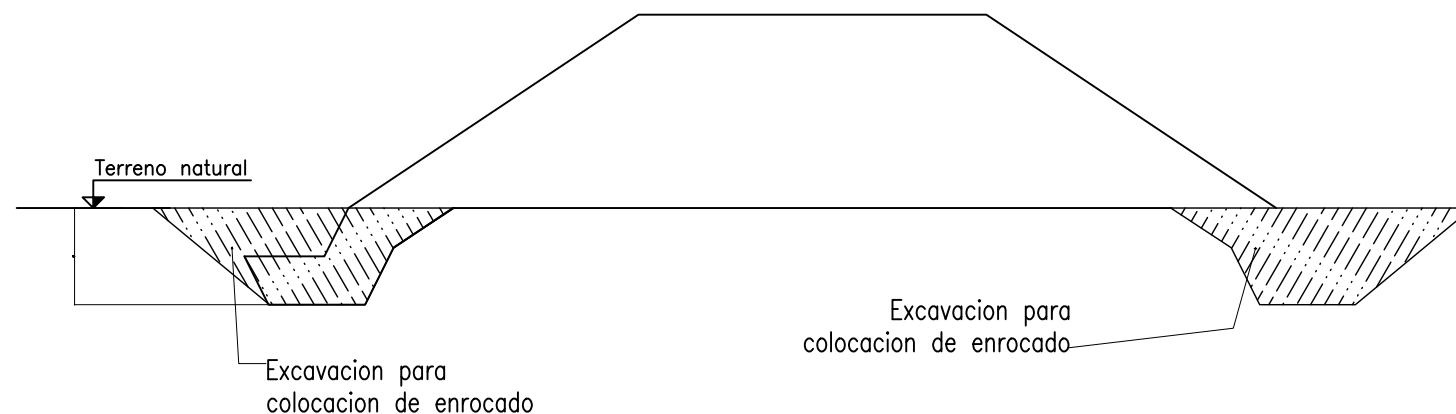


- Camino existente
- Caminos nuevos
- Zanjias de cables de MT

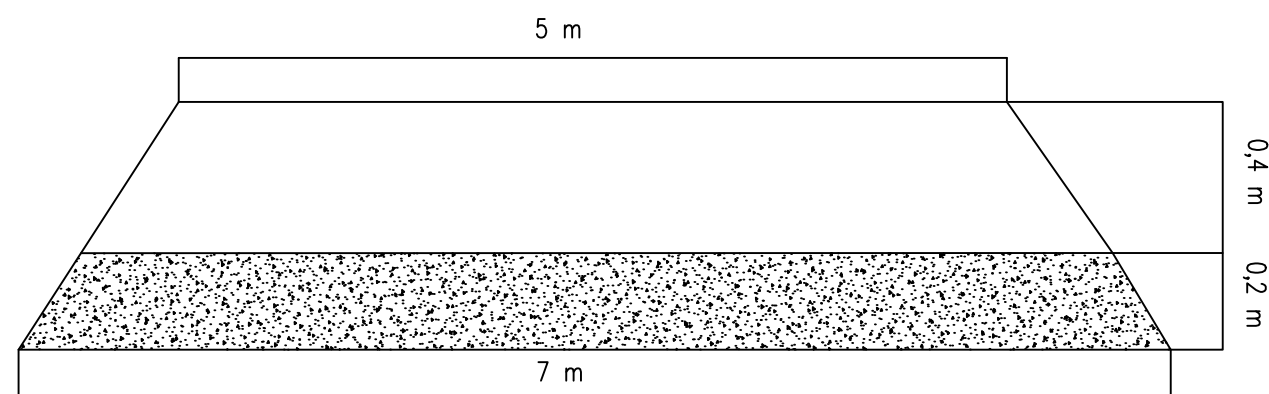
TÍTULO		Parque Eólico Valdegarón ICAI	PLANO N° 03
PROPIETARIO		Alba Carrodegua Rodríguez	
SITUACIÓN		TFM	FIRMA 
FECHA		PLANO Caminos en el emplazamiento	
Mayo 2025			



TÍTULO	Parque Eólico Valdegarón ICAI	PLANO N°	04
PROPIETARIO	Alba Carrodegas Rodríguez		
SITUACIÓN	TFM	FIRMA	 COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA
FECHA	Mayo 2025	PLANO	
		Sección de las zanjas	

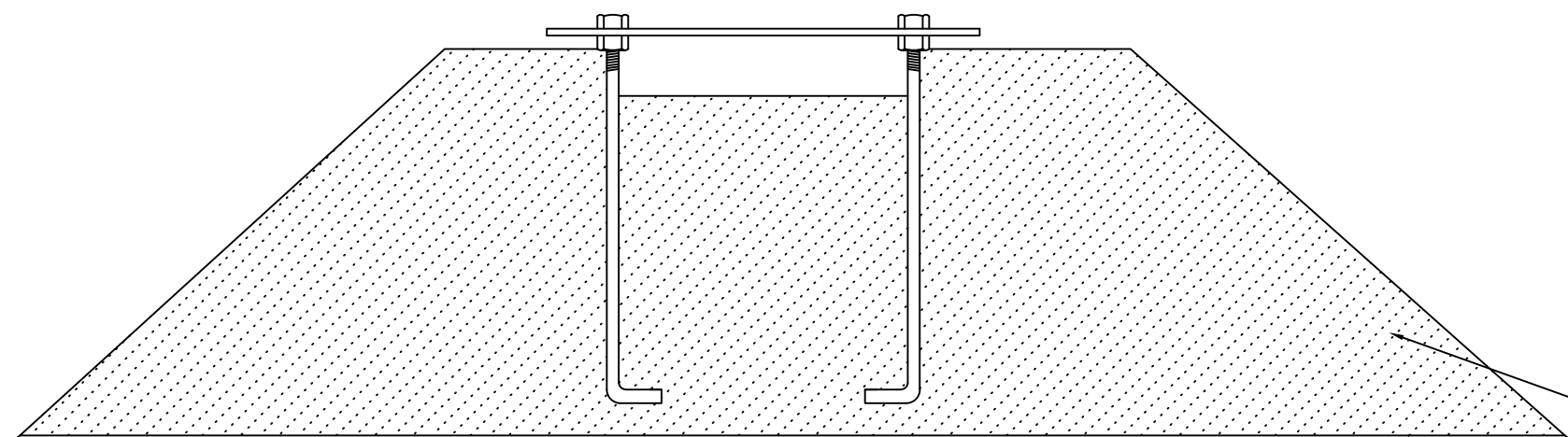


Viales tipo terraplén con protección lateral



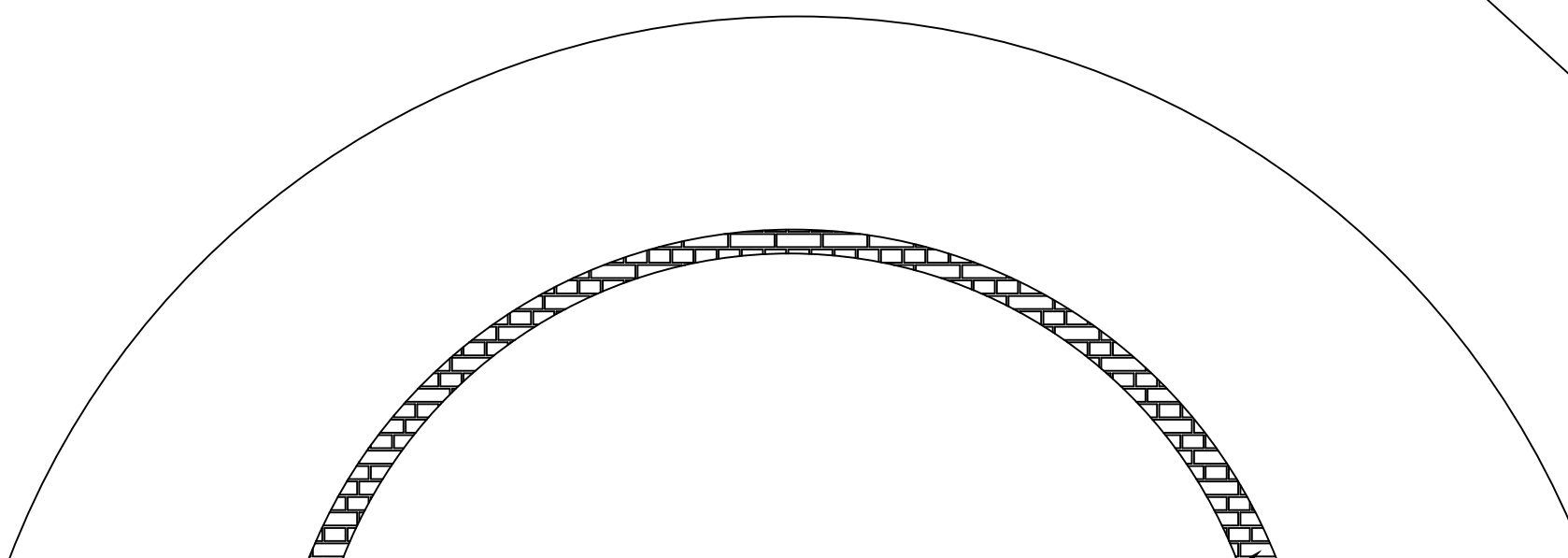
Viales tipo terraplén sin protección lateral

TÍTULO	Parque Eólico Valdegarón ICAI	PLANO N°	05
PROPIETARIO	Alba Carrodegua Rodríguez		
SITUACIÓN	TFM	FIRMA	 COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA
FECHA	PLANO		
Mayo 2025	Sección de viales		



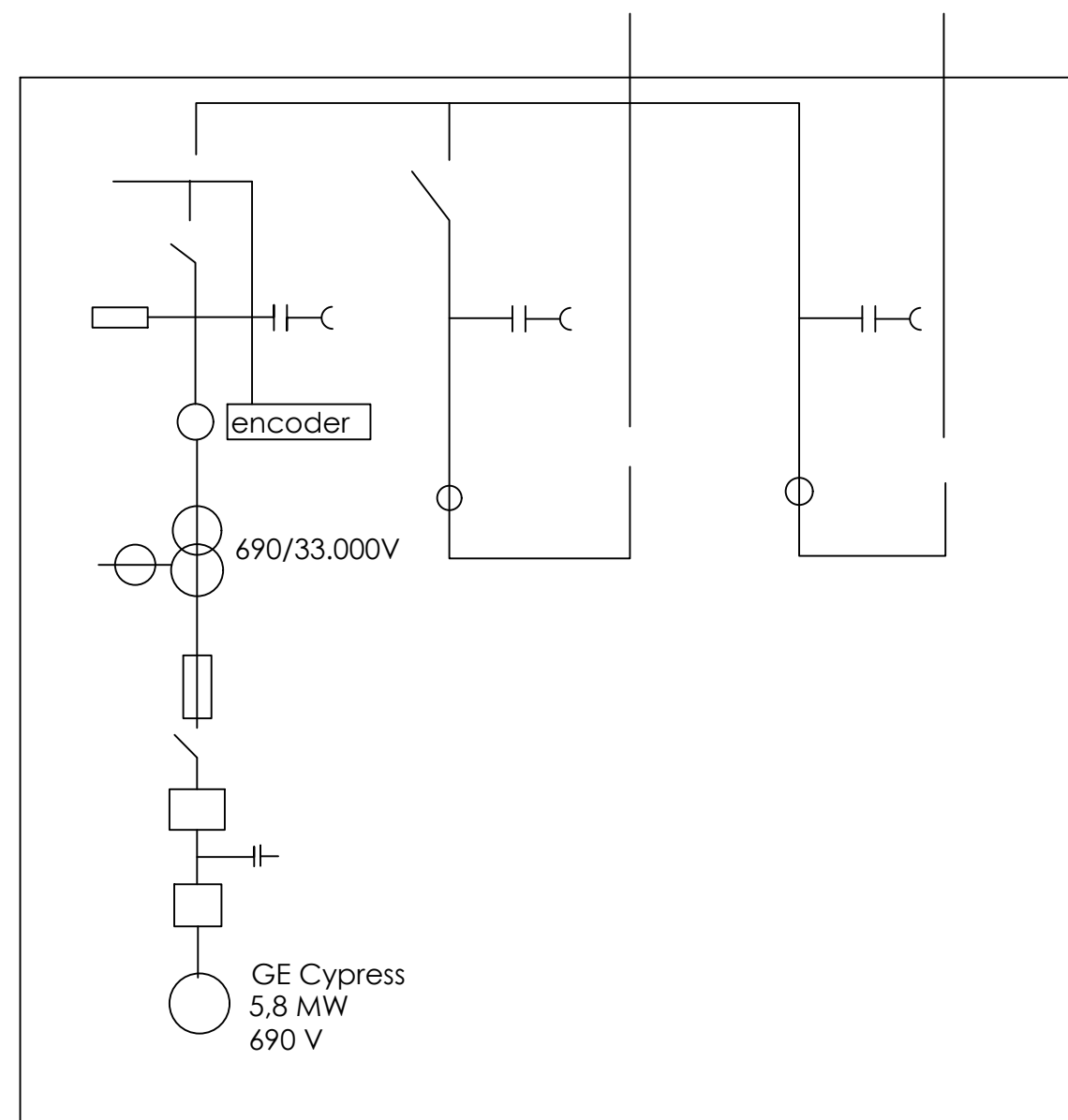
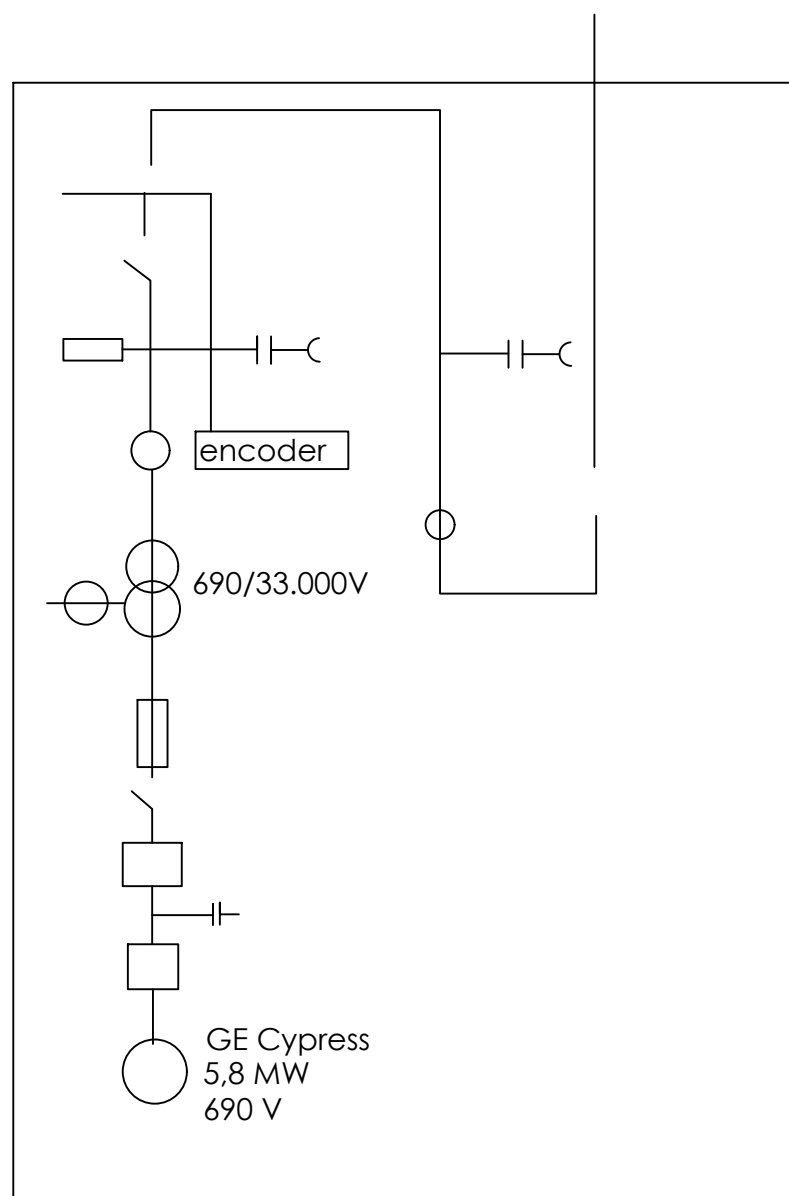
hormigón
armado

hormigón de
limpieza

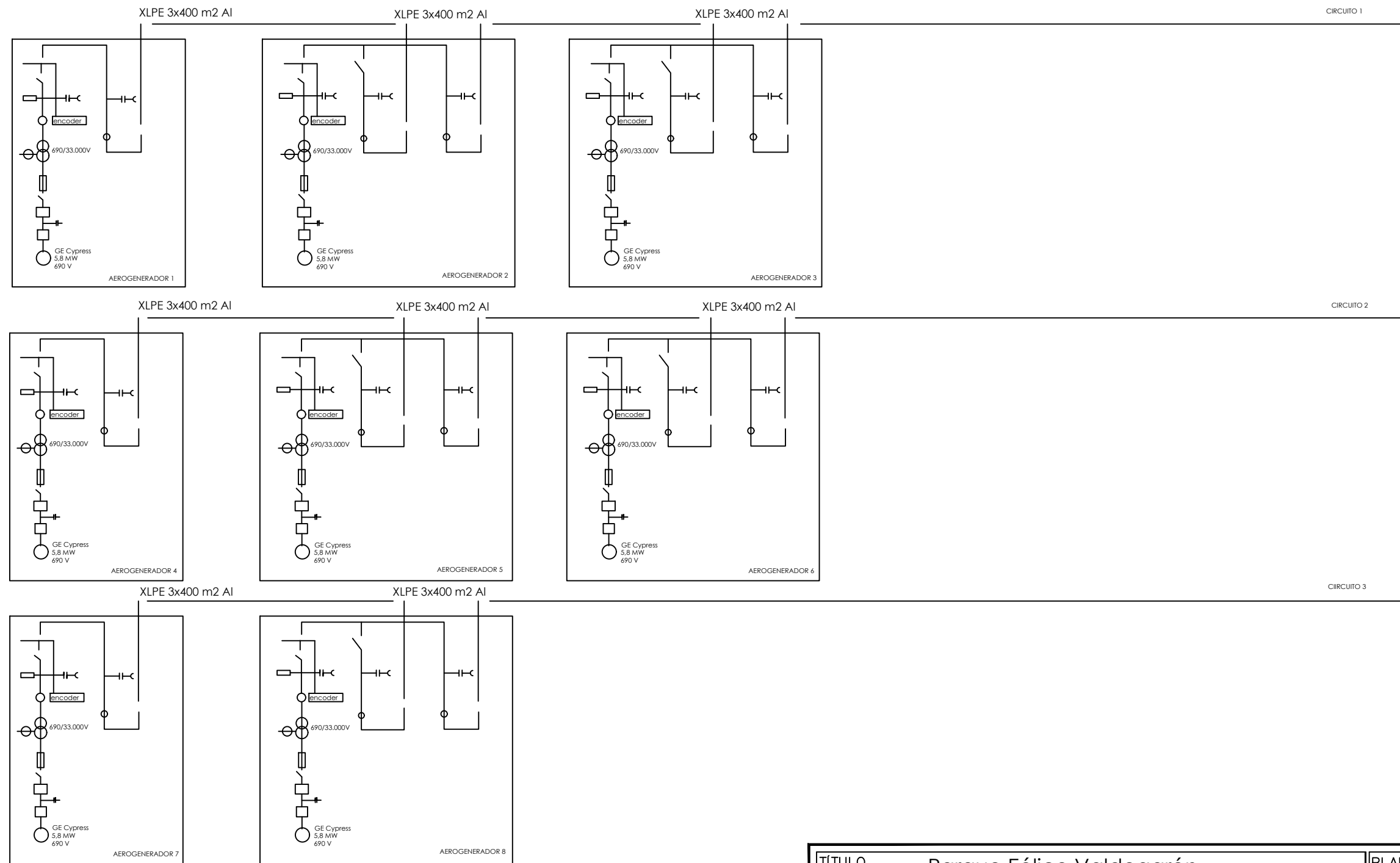


anillo de
anclaje

TÍTULO		Parque Eólico Valdegarón ICAI	PLANO N°	06
PROPIETARIO		Alba Carrodegas Rodríguez		
SITUACIÓN		TFM	FIRMA	 COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA 1863 1900 1929
FECHA	PLANO			
Mayo 2025	Cimentaciones			

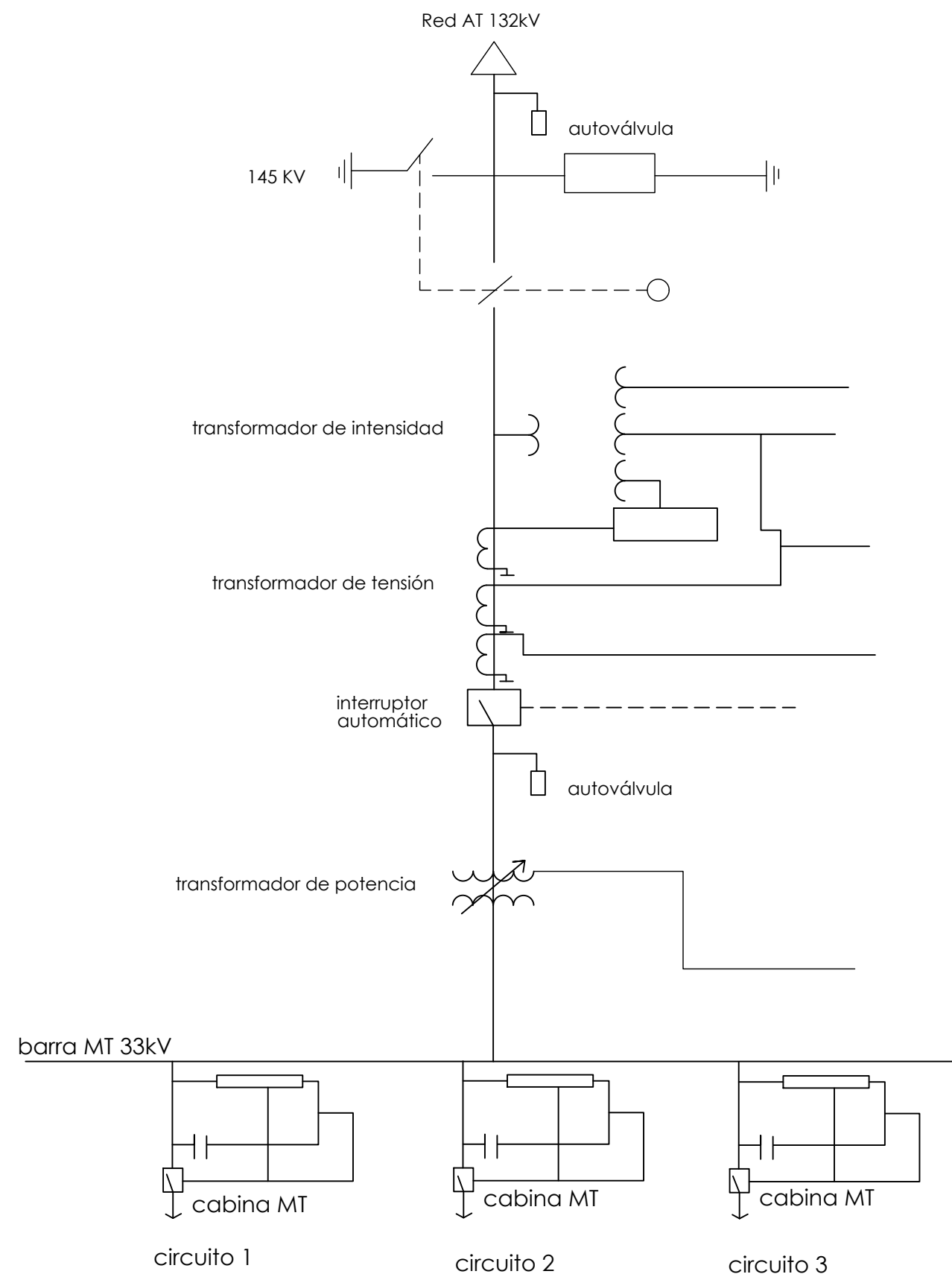


TÍTULO	Parque Eólico Valdegarón ICAI	PLANO N°	07
PROPIETARIO	Alba Carrodegua Rodríguez	FIRMA	
SITUACIÓN	TFM		
FECHA	Mayo 2025	PLANO	Detalle celda de media tensión
			COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA



TÍTULO	Parque Eólico Valdegarón ICAI	PLANO N°	08
PROPIETARIO	Alba Carrodegua Rodríguez	FIRMA	
SITUACIÓN	TFM		
FECHA	Mayo 2025	PLANO	Unifilar AT/MT





transformador de potencia — — — 33kV/132kV
YNd11
50MVA

interruptor automático — — — — 145 kV
40 kA
AIS

transformador de tensión — — — — 132 kV
EMU-145

transformador de intensidad — — — — 5A

TÍTULO	Parque Eólico Valdegarón ICAI	PLANO N°	09
PROPIETARIO	Alba Carrodegua Rodríguez	FIRMA	
SITUACIÓN	TFM		
FECHA	Mayo 2025	PLANO	Unifilar AT/MT (subestación)
			 COMILLAS UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ANEXOS

1. Anexo I: Selección de emplazamiento.
2. Anexo II: Cálculos eléctricos.
3. Anexo III: Viabilidad económica.



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANEXO 1: Selección del Emplazamiento

Autor: Alba Carrodegua Rodríguez

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid 2025

Índice de la memoria

<i>Índice de la memoria</i>	<i>II</i>
<i>Índice de figuras</i>	<i>III</i>
<i>Capítulo 1. Objeto</i>	<i>4</i>
<i>Capítulo 2. Emplazamiento 1</i>	<i>5</i>
2.1 Recurso eólico	6
2.2 Orografía Y Tipo De Terreno	7
2.3 Interconexión eléctrica	8
2.4 Accesibilidad	8
<i>Capítulo 3. Emplazamiento 2</i>	<i>10</i>
3.1 Recurso eólico	11
3.2 Orografía Y Tipo De Terreno	11
3.3 Interconexión eléctrica	12
3.4 Accesibilidad	13
<i>Capítulo 4. Emplazamiento 3</i>	<i>14</i>
4.1 Recurso eólico	15
4.2 Orografía Y Tipo De Terreno	15
4.3 Interconexión eléctrica	16
4.4 Accesibilidad	17
<i>Capítulo 5. Emplazamiento 4</i>	<i>18</i>
5.1 Recurso Eólico	19
5.2 Orografía Y Tipo De Terreno	19
5.3 Interconexión Eléctrica	20
5.4 Accesibilidad	20
<i>Capítulo 6. Método de Selección</i>	<i>21</i>

Índice de figuras

Ilustración 1. Localización emplazamiento 1	5
Ilustración 2. Delimitación emplazamiento 1	5
Ilustración 3. Datos Mapa Ibérico para emplazamiento 1	6
Ilustración 4. Rosas de vientos emplazamiento 1	7
Ilustración 5. Orografía emplazamiento 1	7
Ilustración 6. Subestación emplazamiento 1	8
Ilustración 7. Accesibilidad a emplazamiento 1	9
Ilustración 8. Emplazamiento 2	10
Ilustración 9. Delimitación emplazamiento 2	10
Ilustración 10. Recurso eólico emplazamiento 2	11
Ilustración 11. Zonas protegidas emplazamiento 2	12
Ilustración 12. Subestación emplazamiento 2	13
Ilustración 13. Emplazamiento 3	14
Ilustración 14. Delimitación emplazamiento 3	14
Ilustración 15. Recurso eólico emplazamiento 3	15
Ilustración 16. Zonas protegidas emplazamiento 3	16
Ilustración 17. Subestación eléctrica emplazamiento 3	16
Ilustración 18. Accesibilidad emplazamiento 3	17
Ilustración 19. Emplazamiento 4	18
Ilustración 20. Recurso eólico emplazamiento 4	19
Ilustración 21. Orografía emplazamiento 4	19
Ilustración 22. Subestación eléctrica emplazamiento 4	20

Capítulo 1. OBJETO

El objeto de este documento es detallar diferentes opciones para la ubicación del emplazamiento eólico y analizar el potencial de cada uno de ellos para escoger la mejor alternativa.

Se seleccionarán cuatro posibles localizaciones y dependiendo de determinados criterios se escogerá una para la construcción del parque eólico.

Los criterios mencionados son:

- **Recurso Eólico:** se obtiene de los mapas de viento de la península ibérica y debería tener una velocidad mínima de 6,5 m/s a 100 m de altura.
- **Orografía:** se estudia la orografía teniendo en cuenta que no deberá de ser muy abrupta, para facilitar la instalación de los aerogeneradores.
- **Tipo de terreno:** composición que se adapte para la construcción de las bases de los aerogeneradores.
- **Vegetación:** se determina la cantidad de vegetación presente en la ubicación y la posibilidad de llevar a cabo alguna corta de árboles si es necesario.
- **Interconexión eléctrica:** valoración de una conexión eléctrica cercana a 220V, con una distancia máxima de 50 km.
- **Accesibilidad:** estado de los caminos para acceder a la localización y dificultades que se puedan presentar al trasladar los aerogeneradores.

Se tendrá en cuenta que para todos los emplazamientos se considerarán las chinchetas a modo de referencia de los aerogeneradores, los cuales serán entre 7-8 y de potencia de 6 MW cada uno. Por tanto el objetivo es construir un parque eólico con una potencia de alrededor de 50 MW.

Capítulo 2. EMPLAZAMIENTO 1

El emplazamiento 1 se sitúa en el municipio de Cedeira, Galicia.



Ilustración 1. Localización emplazamiento 1



Ilustración 2. Delimitación emplazamiento 1

Las coordenadas de los puntos que forman el emplazamiento son:

1: 43°41'17.70"N 7°55'58.18"O

2: 43°41'8.04"N 7°56'2.55"O

3: 43°40'58.42"N 7°56'10.75"O

4: 43°40'47.96"N 7°56'17.65"O

5: 43°40'40.93"N 7°56'23.77"O

6: 43°40'31.66"N 7°56'28.44"O

7: 43°40'23.57"N 7°56'32.97"O

2.1 RECURSO EÓLICO

Con la ayuda del Mapa Eólico Ibérico se ha obtenido un valor para la velocidad del viento de 9,05 m/s asumiendo una altura del buje de 100 m. Este valor es aproximado ya que hará falta llevar a cabo un estudio más concreto sobre el recurso eólico en el emplazamiento, sin embargo, para la comparación con el resto el valor este valor es suficiente.

Latitud: 43.40124 °
Longitud: -7.56207 °
Velocidad del viento a 100 m: 9.0511 m/s

Ilustración 3. Datos Mapa Ibérico para emplazamiento 1.

Con la ayuda de Global Wind Atlas se obtienen los datos de la rosa de los vientos para poder determinar la direccionalidad predominante en el emplazamiento. En el orden de izquierda a derecha se muestra, en la Ilustración 4, la rosa de vientos de frecuencia, rosa de vientos de velocidad y rosa de vientos de potencia.

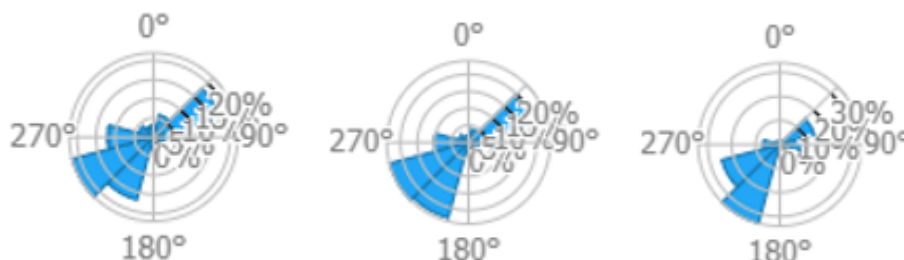


Ilustración 4. Rosas de vientos emplazamiento 1.

2.2 OROGRAFÍA Y TIPO DE TERRENO

La orografía es rocosa y abrupta ya que se encuentra en la cima de una montaña con mucha vegetación, la cual también tendría que ser eliminada para poder llevar a cabo la instalación del parque. Como se observa en la Ilustración 5 los aerogeneradores estarían situados en la cima de la montaña y el acceso a esta zona es complicada.



Ilustración 5. Orografía emplazamiento 1.

El terreno es estable con plantaciones que podrían ser eliminadas al no tratarse de zonas protegidas, en las cuales se podrían establecer los aerogeneradores.

2.3 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

El parque eólico se encuentra a 16 km de una subestación eléctrica, en concreto la subestación de Coriscada. Esta es de 20/132 kV en parque de intemperie con aparamenta convencional aislada al aire y con celdas compactas en el interior del edificio de control, conectada mediante una línea de alta tensión aérea, 132 kV, con la subestación de Magazos (Viveiro).

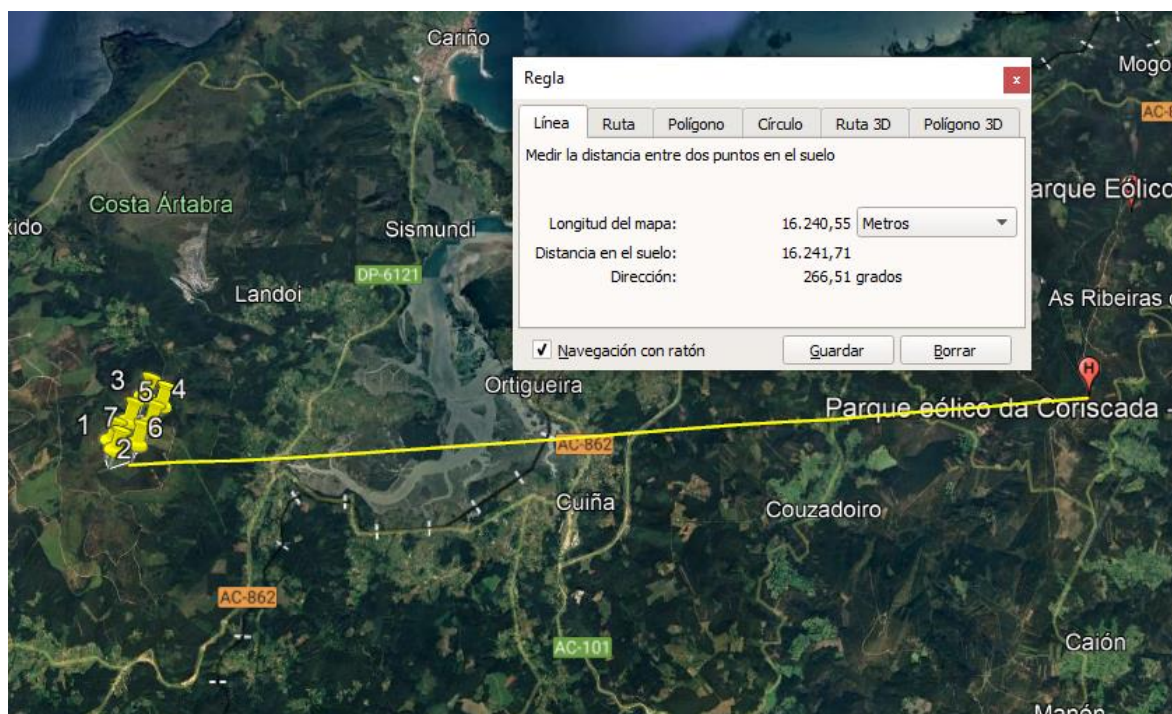


Ilustración 6. Subestación emplazamiento 1.

2.4 ACCESIBILIDAD

La carretera a través de la cual se puede obtener acceso a este emplazamiento es la M3 Soñín, A Coruña. Esta está perfectamente acondicionada para el paso de maquinaria pesada que transporte todo lo relevante para la construcción del parque, sin embargo en cuanto hay que acceder al emplazamiento la carretera desaparece y se trata de un camino de tierra muy mal acondicionado como se observa en Ilustración 7.



Ilustración 7. Accesibilidad a emplazamiento 1.

Capítulo 3. EMPLAZAMIENTO 2

El emplazamiento 2 se sitúa en Lanzarote en las Islas Canarias.



Ilustración 8. Emplazamiento 2.



Ilustración 9. Delimitación emplazamiento 2.

Las coordenadas de los puntos del emplazamiento 2 son:

1: 29° 6'32.15"N 13°30'14.89"O

2: 29° 6'32.71"N 13°30'11.15"O

3: 29° 6'32.26"N 13°30'7.92"O

4: 29° 6'31.84"N 13°30'4.73"O

5: 29° 6'30.10"N 13°30'1.82"O

6: 29° 6'27.68"N 13°29'59.05"O

7: 29° 6'26.16"N 13°29'56.36"O

8: 29° 6'26.55"N 13°29'53.33"O

3.1 RECURSO EÓLICO

Con la ayuda del Mapa Eólico Ibérico se ha obtenido un valor para la velocidad del viento de m/s asumiendo una altura del buje de 100 m. Este valor es aproximado ya que hará falta llevar a cabo un estudio más concreto sobre el recurso eólico en el emplazamiento, sin embargo, para la comparación con el resto, este valor es suficiente.

 1086 W/m²  10.73 m/s Height: 100m v

Ilustración 10. Recurso eólico emplazamiento 2.

3.2 OROGRAFÍA Y TIPO DE TERRENO

La orografía es relativamente plana a pesar de encontrarse a una elevación sobre el nivel del mar de 450m. Las características son adecuadas para la ubicación del parque eólico, ya que como se ve en zonas cercanas hay aerogeneradores en funcionamiento.

Al tratarse de la isla de Lanzarote en las Islas Canarias, el clima es seco pero húmedo por ello el terreno no cuenta con mucha vegetación que pueda dificultar la implementación del parque, aprovechando el tipo de terreno que a pesar de ser volcánico es favorable para la implementación de aerogeneradores.

Se han de tener en cuenta las zonas protegidas porque muchos sitios forman parte de reservas que se han de mantener para preservar la naturaleza local. Al observar la Ilustración 11, vemos que el emplazamiento se encuentra separado de las zonas protegidas, por tanto no habría problema en su implantación.

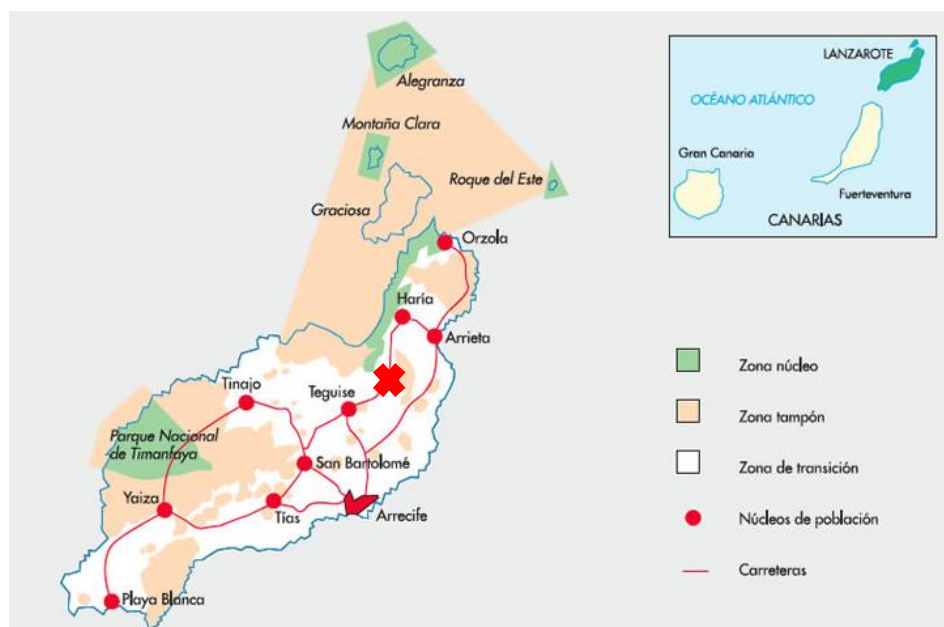


Ilustración 11. Zonas protegidas emplazamiento 2.

3.3 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

La subestación más cercana al parque es la Subestación de Callejones, la cual se encuentra a 15 km de la ubicación del emplazamiento y cuenta con una potencia de 220 kW.

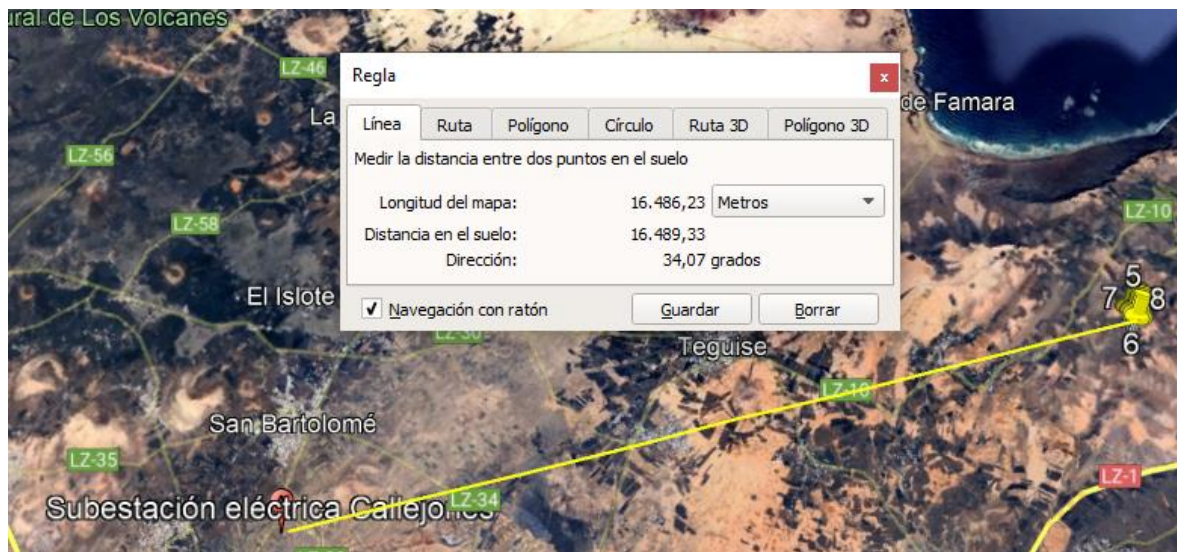


Ilustración 12. Subestación emplazamiento 2.

3.4 ACCESIBILIDAD

La carretera para acceder al emplazamiento es ctra. Diseminado-Mala, y su accesibilidad es bastante buena ya que cuenta con carreteras amplias para el transporte de los aerogeneradores y por tanto, no sería necesario realizar ningún tipo de obra civil.

Capítulo 4. EMPLAZAMIENTO 3

El emplazamiento 3 se encuentra en la comunidad de Castilla y León cerca de Ponferrada.



Ilustración 13. Emplazamiento 3.



Ilustración 14. Delimitación emplazamiento 3.

Las coordenadas de los puntos son:

1: 42°28'43.58"N 6°29'3.98"O

2: 42°28'35.03"N 6°29'5.97"O

3: 42°28'24.69"N 6°29'8.52"O

4: 42°28'16.91"N 6°29'11.24"O

5: 42°28'11.73"N 6°29'17.20"O

6: 42°28'5.58"N 6°29'22.26"O

7: 42°27'55.74"N 6°29'21.54"O

4.1 RECURSO EÓLICO

Con la ayuda del Mapa Eólico Ibérico se ha obtenido un valor para la velocidad del viento de 9,42m/s asumiendo una altura del buje de 100 m. Este valor es aproximado ya que hará falta llevar a cabo un estudio más concreto sobre el recurso eólico en el emplazamiento, sin embargo, para la comparación con el resto, este valor es suficiente.

Latitud: 42.43663 °
Longitud: -6.52321 °
Velocidad del viento a 100 m: 9.4157
m/s

Ilustración 15. Recurso eólico emplazamiento 3.

4.2 OROGRAFÍA Y TIPO DE TERRENO

Como se puede observar en la Ilustración 13 el emplazamiento se encuentra en una colina por lo que habría que transportar los aerogeneradores hasta la zona para poder llevar a cabo la ejecución del parque. A pesar de ello no hay ninguna plantación de árboles cerca que pudiese ser un impedimento y hay un camino por el cual se podría acceder.

Como se observa en Ilustración 16 la zona protegida más cercana es el Parque Natural Lago de Sanabria el cual se encuentra a 45 km, por tanto el parque se podría realizar sin interferir en ningún área protegida.



Ilustración 16. Zonas protegidas emplazamiento3.

4.3 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

La subestación eléctrica más cercana al emplazamiento 3 es la subestación La Lomba, con tensión 220 kV y a 16 km de la ubicación.

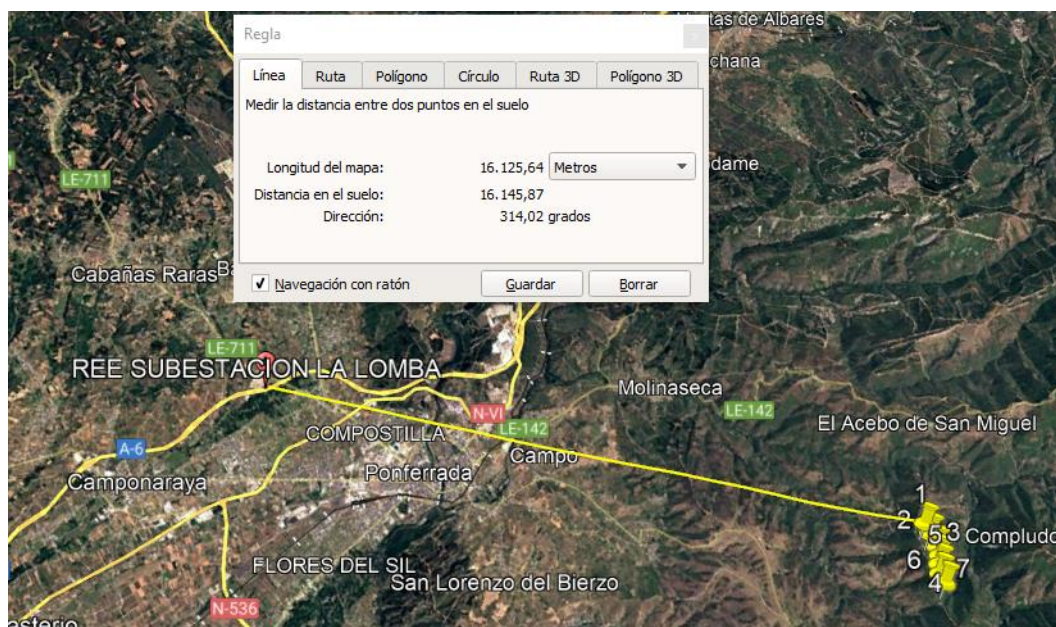


Ilustración 17. Subestación eléctrica emplazamiento 3.

4.4 ACCESIBILIDAD

La carretera que da acceso a la zona del emplazamiento es un camino de tierra el cual debería de ser ligeramente modificado para permitir el paso de gran maquinaria, incrementando por consecuente el presupuesto del proyecto. Además, la accesibilidad con maquinaria pesada sería muy compleja por el pequeño tamaño de los caminos y la gran pendiente, como se observa en la Ilustración 18.

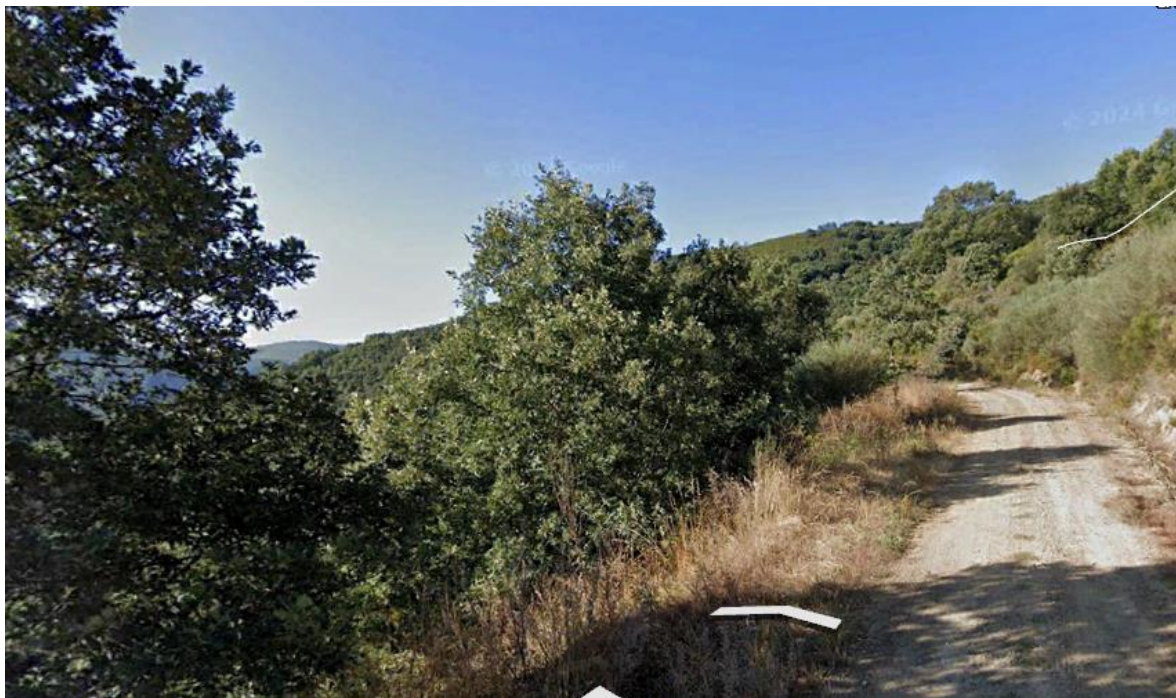


Ilustración 18. Accesibilidad emplazamiento 3.

Capítulo 5. EMPLAZAMIENTO 4

El emplazamiento 4 se encuentra en Castilla-León, en concreto cerca de la ciudad de Palencia.



Ilustración 19. Emplazamiento 4.

Las coordenadas de los puntos en donde se encuentran los aerogeneradores son:

1: 41°58'51.14"N 4° 2'27.74"O

2: 41°58'40.74"N 4° 2'7.70"O

3: 41°58'28.18"N 4° 1'51.64"O

4: 41°58'30.33"N 4° 3'27.68"O

5: 41°58'18.63"N 4° 3'2.19"O

6: 41°58'9.78"N 4° 2'41.63"O

7: 41°58'3.29"N 4° 3'54.96"O

8: 41°57'48.47"N 4° 3'33.64"O

5.1 RECURSO EÓLICO

Con el Mapa Eólico Ibérico se han obtenido los datos para la velocidad del viento en este caso para 100 metros sería de 7,15 m/s. Este valor es aproximado a falta de hacer un estudio más detallado sobre el recurso eólico en el emplazamiento.

Latitud: 41.97255 °
Longitud: -4.05968 °
Velocidad del viento a 100 m: 7.1498
m/s

Ilustración 20. Recurso eólico emplazamiento 4.

5.2 OROGRAFÍA Y TIPO DE TERRENO

El emplazamiento 4 se encuentra en un terreno llano lo cual no supondrá ningún impedimento a la hora de transportar los aerogeneradores y la maquinaria pesada. Como se observa en la Ilustración 21 no hay ninguna plantación de árboles y la zona protegida más cercana es el Parque Natural Sabinas de Arlanza a 60 km del emplazamiento.

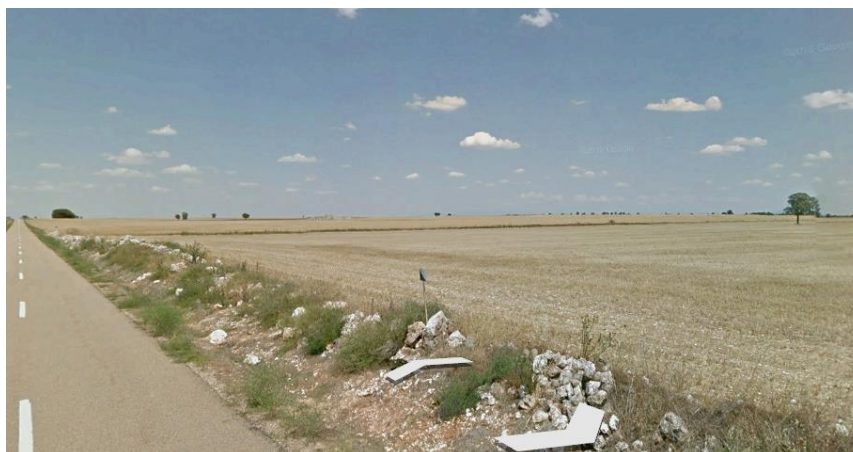


Ilustración 21. Orografía emplazamiento 4.

5.3 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

La subestación eléctrica más cercana al emplazamiento es la de Páramo de Sardón con conexión de línea subterránea a alta tensión 132 kV a 15 km del emplazamiento.

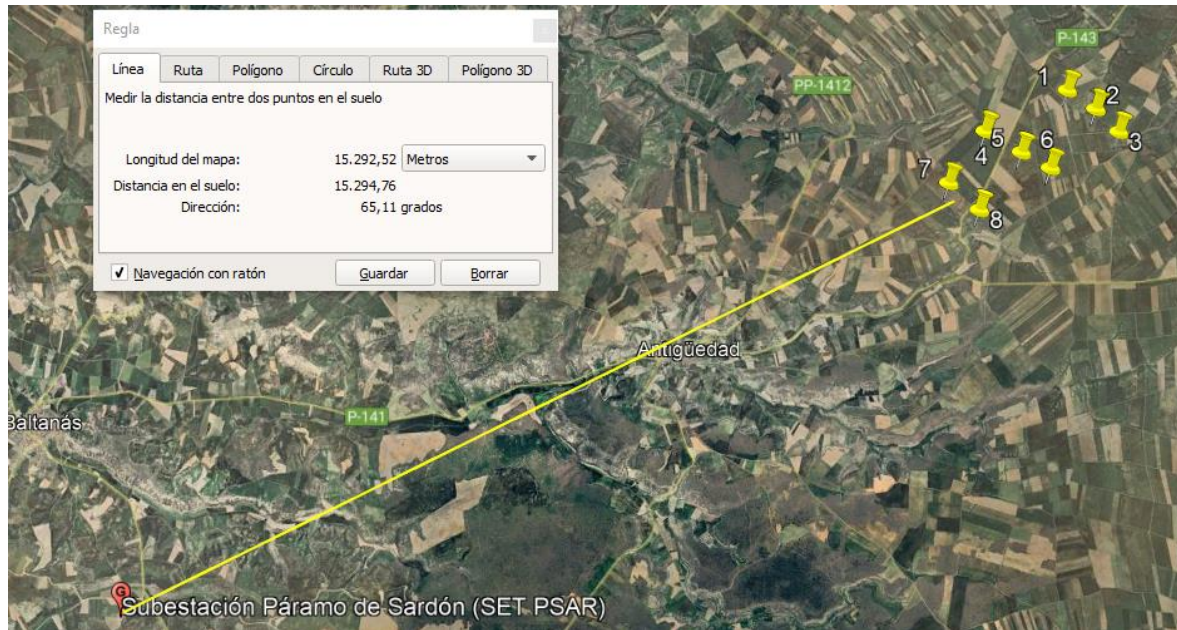


Ilustración 22. Subestación eléctrica emplazamiento 4.

5.4 ACCESIBILIDAD

La accesibilidad al emplazamiento es a través de la carretera P-143 la cual está perfectamente acondicionada para el paso de maquinaria pesada y al no encontrarse en una orografía abrupta, todas las labores de instalación serán más simples.

Capítulo 6. MÉTODO DE SELECCIÓN

Con el estudio de los 4 emplazamientos se lleva a cabo la selección del mejor para la ubicación del parque eólico. Para ello se analizarán diferentes características y con un método de evaluación se puntuarán para finalmente obtener el mejor emplazamiento.

Los criterios para seguir se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 1 Criterios de evaluación de los emplazamientos.

	CARACTERÍSTICAS	PUNTUACIÓN
RECURSO EÓLICO	Velocidad del viento a 100 menor de 6 m/s	1
	Velocidad del viento a 100 entre 6 m/s y 8 m/s	2
	Velocidad del viento a 100 mayor a 9 m/s	3
OROGRAFÍA	Pendiente más de 15	1
	Pendiente entre 15 y 5	2
	Pendiente menos de 5	3
TIPO DE TERRENO	Consistencia de roca o terreno blando	1
	Un poco rocoso	2
	Consistencia normal	3

VEGETACIÓN	Bosque frondoso	1
	Vegetación baja y árboles puntuales	2
	Monte bajo	3
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA	Más de 50 km hasta la subestación más cercana	1
	Entre 25km y 50 km hasta la subestación más cercana	2
	Menos de 25 km hasta la subestación más cercana	3
ACCESIBILIDAD	Reconstrucción de carreteras y mala accesibilidad	1
	Reconstrucción puntual de carreteras para mejorar accesibilidad	2
	Buen estado de carreteras sin necesidad de reconstrucción	3

Una vez establecido el sistema de puntuación para los diferentes aspectos, se hace un análisis de los 4 posibles emplazamientos:

Tabla 2 Puntuación de los emplazamientos.

	Recurso eólico	Orografía	Tipo de terreno	Vegetación	Interconexión eléctrica	Accesibilidad	Puntuación total
Emplazamiento 1	3	1	2	1	3	2	12
Emplazamiento 2	3	2	2	3	3	3	16
Emplazamiento 3	3	2	2	2	3	3	15
Emplazamiento 4	2	3	3	3	3	3	17

Con los datos proporcionados en la tabla se obtiene que el mejor emplazamiento sería el 4 al tratarse de una zona con una orografía muy favorable y datos de recurso eólico buenos. En este caso a la hora de valorar el emplazamiento 2 se ha tenido en cuenta el posible impacto visual que tendría desde la playa y por ello se ha decidido descartar. Tanto el emplazamiento 1 como el 3 cuentan con una orografía compleja y a pesar de contar con datos de recurso eólicos muy favorables, la instalación de los aerogeneradores incrementaría substancialmente la complejidad, así como el presupuesto del proyecto.



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANEXO 2: Cálculos Eléctricos

Autor: Alba Carrodegua Rodríguez

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid 2025

Índice de la memoria

<i>Índice de la memoria</i>	<i>II</i>
<i>Capítulo 1. Objeto.....</i>	<i>3</i>
<i>Capítulo 2. Selección Del Cable De Media Tensión</i>	<i>4</i>
2.1 Criterio De Máxima Intensidad Admisible	4
2.2 Criterio De Caída De Tensión	9
<i>Capítulo 3. Cálculo De Cortocircuito</i>	<i>12</i>
<i>Capítulo 4. Cable MT Entre Subestación Del Parque Y Compañía.....</i>	<i>14</i>
4.1 Criterio De Intensidad Máxima Admisible	14
4.2 Criterio De Caída De Tensión	14

Capítulo 1. OBJETO

En el presente Anexo se detallarán los cálculos realizados a modo de justificación para la instalación eléctrica del parque eólico. Desde los aerogeneradores hasta la subestación eléctrica de la compañía.

En los aerogeneradores se cuenta con una red de baja tensión, incorporada como un elemento más, cuya generación dependerá del fabricante. Después hay un transformador de baja a media tensión, que además incorporará también cabinas de interconexión y protección.

En el parque habrá una red de media tensión, habitualmente canalizada en zanja, que irá hasta la subestación eléctrica. En la Ilustración 1 se observa de forma detallada un esquema de todos los componentes necesarios en la instalación eléctrica del parque.

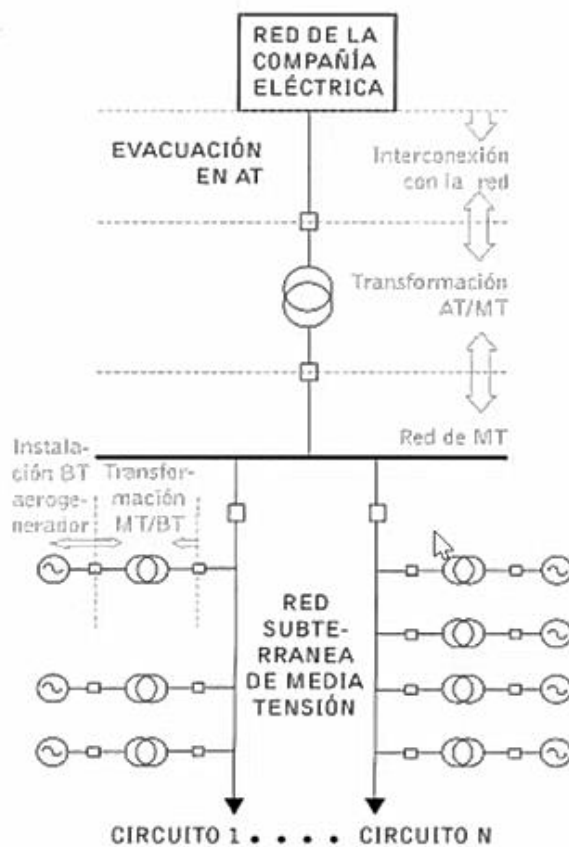


Ilustración 1. Esquema de los componentes eléctricos del parque.

Capítulo 2. SELECCIÓN DEL CABLE DE MEDIA

TENSIÓN

En la primera parte se detallará el cableado que va desde los aerogeneradores hasta la subestación del propio parque eólico. En este paso se ha de tener en cuenta el Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión, el tipo de transformador y los aerogeneradores seleccionados.

Para este cálculo se pueden utilizar dos aproximaciones diferentes siguiendo siempre el Reglamento de Líneas eléctricas de Alta Tensión, la primera de ellas será la de intensidad máxima en régimen permanente y la segunda la máxima caída de tensión permitida.

2.1 CRITERIO DE MÁXIMA INTENSIDAD ADMISIBLE

El primer criterio considera la intensidad máxima admisible en régimen permanente para determinar la sección del cable. Se asegura de que la sección elegida es capaz de transportar la intensidad requerida de forma segura.

El primer paso es calcular la intensidad de cada aerogenerador y se puede hacer en función del factor de potencia:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi}$$

O en función de la potencia aparente:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 33} = 110,22 \text{ A}$$

En dónde los valores significan:

$S = 6.300 \text{ kVA}$, dato del transformador

$V = 33 \text{ kV}$

Como se ha establecido en la memoria los aerogeneradores no tendrán circuitos únicos, sino que estarán agrupados de tres en tres y de dos en dos, para satisfacer la conexión a un interruptor automático de 400A en la subestación. Es por ello por lo que se especifica la intensidad que circulará por cada circuito:

Circuito 1 (3 aerogeneradores): 330,66 A

Circuito 2 (3 aerogeneradores): 330,66 A

Circuito 3 (2 aerogeneradores): 220,44 A

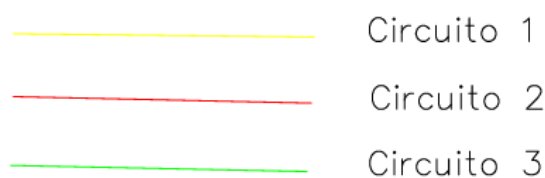


Ilustración 2. Distribución circuitos a la subestación del parque.

Para futuros cálculos se tiene en cuenta también la intensidad admisible de un único aerogenerador que en este caso sería 110,22 A y para el circuito con 2 aerogeneradores 220,40 A. Sin embargo, a modo de simplificación de costes y facilidad para la ejecución de la obra civil se utilizarán cables de la sección más desfavorable, en este caso los circuitos formados por 3 aerogeneradores.

El circuito más desfavorable es el circuito 1 y es para el que se realizarán los cálculos correspondientes. El primer paso es corregir este valor atendiendo a factores externos, para los cuales se realizan hipótesis entre ellas que la temperatura del terreno es 30°C y la resistividad de 1,5 k.m/W (arenoso y muy seco).

FACTOR POR TEMPERATURA

El factor de corrección por temperatura se usa porque los cables se calientan cuando conducen corriente y su capacidad para disipar ese calor depende de la temperatura del ambiente. Es por ello por lo que se debe de aplicar un factor de corrección para asegurarse que, aunque haga mucho calor fuera, el cable no sobrepase su temperatura máxima y no falle.

Tabla 1. Factor de corrección F, para temperatura diferente de 25°C.

Temperatura °C Servicio Permanente es	Temperatura del terreno, θ_s , 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

Según la Tabla 1, se utiliza un factor de corrección de 0,96 ya que la temperatura en servicio permanente es de 90°C y la del terreno 30°C, como ya se comentó anteriormente.

FACTOR POR RESISTIVIDAD DEL TERRENO

El terreno en el que se van a instalar los aerogeneradores es arenoso seco y por ello se cuenta con una resistividad equivalente a 1,5 K.m/W como se puede observar en la Ilustración 3.

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

Ilustración 3. Resistividad del terreno dependiendo del tipo de suelo.

En este caso el factor será 1, como se observa en la Tabla 2 por tanto, no hay que realizar ningún cálculo.

Tabla 2. Factor de corrección para la resistividad térmica del terreno diferente de 1,5 k.m/W.

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

FACTOR POR AGRUPACIÓN Y PROFUNDIDAD

Los cables estarán directamente enterrados a una distancia entre ternos de 0,6 metros y una profundidad de 1 metro y como ya se ha comentado antes, se utilizará el circuito más

desfavorable que en este caso cuenta con tres ternos en cada zanja. Siguiendo la Tabla 3 se utilizará un factor de corrección de 0,82.

Tabla 3. Factor de corrección por distancia entre ternos.

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

El factor de corrección total será:

Tabla 4. Factores de corrección.

FACTOR DE CORRECCIÓN	VALOR
Factor de temperatura	0,96
Factor de resistividad del terreno	1
Factor de distancia entre ternos	0,82
TOTAL	0,7872

Por tanto, la intensidad que debe de soportar el cable es de:

$$I = \frac{I}{FC} = \frac{330,66}{0,7872} = 420,05 \text{ A}$$

En donde FC es el factor de corrección calculado anteriormente.

Con este valor se obtiene la sección del conductor por el primer criterio de máxima intensidad admisible.

Tabla 5. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna.

Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados.

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

Con la Tabla 5 se seleccionan cables XLPE, al ser los más comunes en la industria. Con los datos obtenidos de la máxima intensidad admisible, obtenemos una **sección de 400 mm²**. En este caso esta sección es para el circuito más desfavorable formado por los tres aerogeneradores y la que se utilizarán para todos los cables de media tensión.

2.2 CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN

El segundo criterio calcula la caída de tensión máxima permitida en el cable. Esta caída de tensión está relacionada con las pérdidas en el cable que dependerán entre otros factores, de la distancia. Se seleccionará una sección que permita que la caída de tensión este entre los límites adecuados.

Para calcular la sección siguiendo este criterio se utilizará la siguiente fórmula:

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

S = sección del conductor en mm^2 .

$\cos \varphi$ = coseno del ángulo entre la tensión y la intensidad, en este caso 0,9

L = longitud de la línea en metros

I = intensidad de corriente en A.

γ = conductividad del conductor en $m/(\Omega \cdot mm^2)$ en este caso aluminio 27,3 $m/(\Omega \cdot mm^2)$

Ya que la distancia varía dependiendo del aerogenerador y el circuito, se lleva a cabo un análisis más detallado de cada tramo;

Tabla 6. Resultados de caídas de tensión.

	Circuito	I (A)	L (m)	Sección del conductor (mm^2)	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
Circuito 1	1 a 2	135,07	550	400	10,60	0,03
	2 a 3	270,09	550	400	21,20	0,06
	3 a CT	420,05	1.900	400	113,92	0,35
Circuito 2	4 a 5	135,07	550	400	10,60	0,03
	5 a 6	270,09	550	400	21,20	0,06
	6 a CT	420,05	600	400	35,97	0,10

Circuito 3	7 a 8	135,07	650	185	27,09	0,08
	8 a CT	270,09	750	185	62,52	0,19

Los valores de caída de tensión para todos los casos están dentro de los límites de un 1% por tanto el diseño se considera adecuado.

Los conductores que se utilizarán son RHZ1 18/30kV 3x400 mm^2 Al, nomenclatura seguida por la norma UNE211213.

Capítulo 3. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

El cálculo de cortocircuito es el estudio que determina la corriente que circulará cuando se produzca una falta (corto) en un punto de la red eléctrica.

Conocer la corriente de cortocircuito tiene varias utilidades esenciales. En primer lugar, permite dimensionar y seleccionar los equipos: interruptores, seccionadores, barras y aparataje deben soportar térmica y mecánicamente la intensidad calculada sin sufrir daños. Además, los resultados se utilizan para coordinar las protecciones; los relés y fusibles se ajustan de manera que despejen con rapidez la falta más cercana manteniendo la selectividad, es decir, evitando la desconexión innecesaria de partes sanas del sistema.

Para calcular la intensidad de cortocircuito se utiliza la siguiente ecuación:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_{ff}}$$

En donde:

S_{cc} es la potencia de cortocircuito en VA

U_{ff} es la tensión de línea a línea

En el primer caso para la línea **de media tensión** se utilizarían los siguientes valores:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_{ff}} = \frac{605 \times 10^6}{\sqrt{3} \cdot 33 \times 10^3} = 10.579 \text{ A}$$

Debido a que la intensidad es mayor que la obtenida se establece un tiempo de disparo de protecciones (t_{cc}) de 0.2 segundos y con ello se puede obtener la densidad de corriente con la siguiente tabla.

Tabla 7. Densidad máxima admisible de corriente de cortocircuito.

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, tcc, en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección $\leq 300 \text{ mm}^2$	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección $> 300 \text{ mm}^2$	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	39
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR $U_0/U \leq 18/30 \text{ kV}$	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

Por tanto se tiene $211 \times 400 = 84400 \text{ A}$, que es más elevada que la de cortocircuito y por ello es correcta la hipótesis de máxima intensidad admisible utilizando por tanto un cable de Al $3 \times 400 \text{ mm}^2$.

En el primer caso para la línea de **alta tensión** se utilizarían los siguientes valores:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_{ff}} = \frac{300 \times 10^6}{\sqrt{3} \cdot 132 \times 10^3} = 1.312,16 \text{ A}$$

Debido a que la intensidad es mayor que la obtenida se calcula como en el caso anterior con la duración de cortocircuito de 0,2 s y obteniendo el valor de $211 \cdot 80 = 16.880^a$ mayor que la intensidad de cortocircuito y por ello se establece como correcto el conductor seleccionado de $(3 \times 80) \text{ mm}^2$ 132/33 kV.

Capítulo 4. CABLE MT ENTRE SUBESTACIÓN DEL PARQUE Y COMPAÑÍA

Los siguientes cálculos hacen referencia al cableado a la salida de la subestación del parque hasta la subestación de la compañía. El proceso es el mismo, sin embargo, la compañía cuenta con 33/132 kV por lo que se calcula para que los cables soporten una tensión de 132 kV y será una única línea no tres.

4.1 CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE

Se obtiene la intensidad que circula por los conductores:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V} = \frac{51,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3} = 225,25A$$

En dónde se identifica:

P: potencia de la subestación

V: Tensión a la salida del transformador

$\cos \varphi$: factor de potencia

Ahora se cuenta con conductores desnudos de alta tensión que van sobre líneas aéreas y por ello según el reglamento el Alta Tensión del grupo Iberdrola para cables de aluminio/acero se obtiene un cable 67-AL1/11-ST1A con una sección de 80 mm^2 .

4.2 CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN

La fórmula que se debe de utilizar es la siguiente:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\gamma \cdot S} = \frac{\sqrt{3} \cdot 16000 \cdot 242,99 \cdot 0,9}{27,3 \cdot 80} = 3083,30 \text{ V} = 2,33\%$$

En donde:

ΔU : Caída de tensión

L: distancia entre la subestación del parque y la subestación de la compañía

I: Intensidad admisible

γ : conductancia del aluminio

El valor de la caída de tensión está dentro de los límites al ser de 2,33% por tanto se considera correcto el dimensionamiento de los cables para la instalación. Los cables serán 67-AL1/11-ST1A con una sección de 80 mm^2 , y como se encuentra a una gran distancia, de 16 km, los cables irán al aire en torres para no tener que enterrarlos y provocar un gran impacto en la zona.



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANEXO 3: Viabilidad Económica

Autor: Alba Carrodegua Rodríguez

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid 2025

mercado diario OMIE

AÑOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Producción (MWh)		173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501
Precio Venta (€/MWh)		42	42,84	43,8968	44,570736	45,46215072	46,37139373	47,29882161	48,24479804	49,209964	50,19388788	51,19776564	52,21272095	53,24314784	54,28110805	55,32647001	56,37961996	57,44139661	58,51139661	59,58963424	61,18600925	62,40079063	63,65798644	64,93114617	66,2297691	67,55436448
Ingresos (€)		7294914,904	7440813,202	7589629,657	774142259,07	7896250,497	8054175,507	8215259,017	8379564,197	8547155,967	8718098,591	8892460,563	9072033,774	9251715,969	9436750,289	9625485,294	9817995	10014354,9	10214642	10418934,84	10627313,54	10839589,11	11056567	11279911,14	11503345,94	11733412,86
Costes O&M (€)		1924822	1935752	195655,25	1968970,59	1982213,018	2001057,403	2014792,74	2028734,176	2042884,699	2057247,479	2079031,701	2093828,597	2108842,446	2124091,577	2139564,371	2155269,257	2171209,716	2187389,281	2212897,54	222956,314	224684,756	226365,157	228107,444	229877,581	231675,39
Impuesto extraordinario (€)		510644,0433	520856,9242	531274,0626	541890,5439	552737,5348	563792,2855	575068,1312	586569,9038	598300,8837	610266,9014	622472,2394	634921,6842	647620,1178	660572,5202	673783,9706	687259,65	701004,83	715024,9399	729325,4387	743911,9475	758690,1864	773659,9061	788845,3099	805234,2161	82138,9005
Amortización (€)		2.068.192,88 €	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88
EBIT		2.791.255,96 €	2.914.191,40 €	3.034.507,27 €	3.162.539,01 €	3.293.197,06 €	3.421.132,94 €	3.557.205,23 €	3.696.067,65 €	3.837.777,02 €	3.982.391,33 €	4.122.763,74 €	4.273.366,61 €	4.427.055,53 €	4.583.893,31 €	4.743.944,07 €	4.907.273,21 €	5.073.947,46 €	5.244.034,90 €	5.408.518,98 €	5.585.642,57 €	5.766.391,98 €	5.950.840,97 €	6.139.064,81 €	6.331.140,27 €	6.527.145,69 €
Inversión Inicial	51.704.822,00 €																									
Impuesto Sociedades (€)		697813,9952	728547,8495	758626,8184	790634,7533	823299,266	855283,2345	889301,3078	924016,9119	959444,2547	995597,8326	1030690,935	1068341,653	1106793,881	1145793,328	1185986,018	1226818,303	1268486,865	131008,724	1352129,745	1396410,644	1447710,244	1504766,202	1562785,067	1631786,423	
Beneficio Neto (€)		2.093.441,99 €	2.185643,549	2275880,455	2371904,26	2468997,798	2566849,703	2667930,923	2772050,736	2878332,764	2986793,498	3092072,806	3205024,96	3326291,644	3457913,983	3595798,055	3680454,91	3805400,596	3933026,173	4056389,234	4189231,931	4324793,988	4463130,731	4604298,006	4748355,2	4895359,27
Inversión NOR (€) (%)		510644,0433	520856,9242	531274,0626	541899,5439	552737,5348	563792,2855	575068,1312	586569,9038	598300,8837	610266,9014	622472,2394	634921,6842	647620,1178	660572,5202	673783,9706	687259,65	701004,83	715024,9399	729325,4387	743911,9475	758690,1864	773659,9061	788845,3099	805234,2161	82138,9005
FCF Proyecto	- 51.704.822,00 €	3.650.990,82 €	3.732.979,50 €	3.812.799,27 €	3.898.197,60 €	3.985.358,14 €	4.070.250,30 €	4.161.028,67 €	4.253.674,12 €	4.348.224,67 €	4.444.719,48 €	4.537.793,45 €	4.638.296,16 €	4.740.864,41 €	4.845.540,34 €	4.952.366,96 €	5.061.388,14 €	5.172.648,63 €	5.286.194,11 €	5.395.256,68 €	5.513.512,85 €	5.634.196,84 €	5.757.357,62 €	5.883.046,18 €	6.011.313,86 €	6.142.213,25 €
FCF Proyecto	3.650.990,82 €	7.383.970,33 €	11.196.769,60 €	15.094.967,20 €	19.080.320,34 €	23.150.570,64 €	27.311.599,31 €	31.565.273,43 €	35.913.498,19 €	40.358.217,67 €	44.896.011,11 €	49.534.307,27 €	54.275.171,68 €	59.120.712,02 €	64.073.078,98 €	69.134.467,12 €	74.307.115,76 €	79.593.309,87 €	84.988.566,55 €	90.502.079,41 €	96.136.276,09 €	101.893.673,31 €	107.776.679,89 €	113.787.993,75 €	119.930.207,00 €	
VAN	9.593.590,69 €																									
TIR	7,040%																									

PPA precio fijo

AÑOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Producción (MWh)		173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501
Precio Venta (€/MWh)		47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47
Ingresos (€)		8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155	8163357,155
Costes O&M (€)		1924822	1935752	195655,25	1968790,619	1982123,018	2001057,403	2014792,774	2028734,176	2042884,699	2057247,479	2079031,701	2093828,597	2108847,446	2124091,577	2139564,371	2155269,257	2171209,716	2187389,281	2212897,54	2229566,314	2246484,756	2263657,157	2281087,144	2298778,581	2316735,39
Impuesto generación (€)		571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008
Amortización (€)		2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88	2.068.192,88
EBIT		3.598.907,27 €	3.586.157,27 €	3.568.074,02 €	3.554.938,66 €	3.541.606,26 €	3.522.671,87 €	3.508.936,50 €	3.494.995,10 €	3.480.844,58 €	3.466.481,79 €	3.444.697,57 €	3.429.900,68 €	3.414.881,83 €	3.399.637,70 €	3.384.164,90 €	3.368.460,02 €	3.352.519,56 €	3.336.339,99 €	3.310.831,73 €	3.294.163,14 €	3.277.244,52 €	3.260.072,12 €	3.242.842,13 €	3.224.950,69 €	3.206.993,88 €
Inversión inicial	51.704.822,00 €																									
Impuesto Sociedades (€)		899726,8185	896539,3185	8920410,96	888734,6638	885401,564	880667,9676	877234,1249	873748,7745	870211,1438	866620,4487	863174,3931	859745,1693	856320,457	849909,4241	846041,2257	842115,0043	838129,8896	834084,9982	827707,9334	823540,7851	819311,1296	815018,0292	810960,5324	806237,6731	801748,4709
Beneficio Neto (€)		2699180,455	2689617,955	2676005,518	2666203,991	2656204,692	2646203,903	2631702,375	2621466,323	2610633,431	2599986,346	2589523,179	2579425,508	2569161,371	2549978,272	2538123,677	2526345,013	2514389,669	2502254,994	2489123,8	2476022,355	2462993,389	2450504,088	2438198,597	2418713,019	2405245,413
Inversión NOF (€) (7%)		571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008	571435,0008
FCF Proyecto	- 51.704.822,00 €	4.195.938,33 €	4.186.375,83 €	4.172.813,40 €	4.162.961,87 €	4.152.962,57 €	4.138.761,78 €	4.128.460,25 €	4.118.004,20 €	4.107.391,31 €	4.096.619,23 €	4.080.281,06 €	4.069.183,39 €	4.057.919,25 €	4.046.486,15 €	4.034.881,56 €	4.023.102,89 €	4.011.147,85 €	3.999.012,87 €	3.979.881,68 €	3.967.380,23 €	3.954.691,27 €	3.941.811,97 €	3.928.739,48 €	3.915.470,90 €	3.902.003,29 €
	4.195.938,33 €	8.382.314,17 €	12.555.127,57 €	16.718.089,44 €	20.871.052,01 €	25.009.813,79 €	29.138.274,04 €	33.256.278,25 €	37.363.669,56 €	41.460.288,78 €	45.540.569,84 €	49.609.753,23 €	53.667.672,48 €													
VAN		3.660.684,53 €																								
																			</							

PPA precio indexado

AÑOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Producción (MWh)		173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501	173688,4501
Precio Venta (€/MWh)		49	49,94	50,8988	51,877676	52,87431152	53,89177975	54,92863373	55,98822638	57,06790901	58,16835073	59,29273774	60,45382949	61,60736434	62,79951633	64,01550186	65,2558119	66,52092814	67,8113467	69,12757364	70,47012511	71,83952761	73,23631854	74,66104453	76,11626542	77,59650573
Ingresos (€)		8510734,055	8674001,198	8840533,684	9010396,824	9183657,218	9360382,824	9540662,943	9724508,264	9910345,891	10103475,491	10294863,72	10497485,46	10697485,46	10907549,84	11118753,43	11343180,83	11563206,92	11778047,31	11978047,31	12203864,12	12423864,12	12670302,59	12966711,9	13202168,79	13477624,63
Costes O&M (€)		1942822	1937572	195655,25	1968970,61	1982123,018	2001057,403	2014792,774	2028973,14	2042884,699	2057247,479	2073091,701	2093828,597	2108847,446	2124091,577	2139664,371	2155629,257	2171209,716	2187389,281	2212897,54	2229656,34	2246484,756	2263657,157	228087,144	2298778,581	2316735,39
Impuesto generación (€)		595751,3838	607180,988	618837,3579	630727,7774	642856,0053	655226,7977	667845,006	680715,5785	693843,5624	707234,139	720892,4604	734823,98	749034,1339	763528,489	778312,7311	793392,658	808774,1835	824643,3396	840466,2787	856789,2766	873438,7345	890421,1815	907743,2775	925411,8154	943433,724
Amortización (€)		2068192,88	2068192,88	2068192,88	2068192,88	2068192,88	2068192,88	2068192,88	2068192,88	2068192,88	2068192,88	2068192,88	2068192,88	2068192,88	2068192,88	2068192,88	2068192,88	2068192,88	2068192,88	2068192,88	2068192,88	2068192,88	2068192,88	2068192,88	2068192,88	2068192,88
EBIT		3.921.967,79 €	4.061.056,23 €	4.197.848,20 €	4.342.885,54 €	4.490.485,31 €	4.635.905,74 €	4.789.812,28 €	4.946.865,63 €	5.107.129,75 €	5.270.669,91 €	5.430.346,68 €	5.600.640,00 €	5.774.413,17 €	5.951.736,90 €	6.132.863,32 €	6.317.326,03 €	6.505.740,13 €	6.698.002,21 €	6.885.104,42 €	7.085.288,52 €	7.289.579,84 €	7.498.031,37 €	7.710.737,80 €	7.927.785,51 €	8.149.262,63 €
Inversión inicial	51.704.822,00 €																									
Impuesto Sociedades (€)		980.491,95 €	1015264,059	1049462,049	1085671,386	1122621,329	1158976,436	1197453,071	1236716,407	1276782,438	1317667,476	1357586,67	1400159,999	1443863,292	1487934,224	15333170,83	1579331,509	1626435,032	1674500,552	1721276,106	1771324,63	1822394,959	1874507,844	1928194,371	1983496,379	2037315,659
Beneficio Neto (€)		2941475,843	3045792,176	3143868,147	3257014,158	3367863,986	3476929,308	3593259,212	3710149,222	3830304,373	3953002,429	407760,009	4200479,998	4330809,876	44673802,672	4599512,489	4737994,526	4879305,097	5023501,655	5168328,319	5313973,889	5467184,877	5623523,531	5783053,354	5945839,136	6111946,976
Inversión NOF (€) (%)		595751,3838	607180,988	618837,3579	630727,7774	642856,0053	655226,7977	667845,006	680715,5785	693843,5624	707234,139	720892,4604	734823,98	749034,1339	763528,489	778312,7311	793392,658	808774,1835	824643,3396	840466,2787	856789,2766	873438,7345	890421,1815	907743,2775	925411,8154	943433,724
FCF Proyecto	- 51.704.822,00 €	4.413.917,34 €	4.506.804,97 €	4.597.741,67 €	4.694.479,26 €	4.793.200,86 €	4.889.895,39 €	4.992.707,08 €	5.097.626,52 €	5.204.696,63 €	5.313.961,20 €	5.420.060,43 €	5.533.848,99 €	5.649.968,62 €	5.768.467,08 €	5.889.392,46 €	6.012.794,76 €	6.138.723,79 €	6.267.231,20 €	6.391.554,27 €	6.525.377,94 €	6.661.939,02 €	6.801.295,23 €	6.943.502,96 €	7.088.620,20 €	7.236.706,13 €
		4.413.917,34 €	8.920.722,31 €	13.518.463,98 €	18.212.943,24 €	23.006.144,10 €	27.896.039,49 €	32.888.746,58 €	37.986.373,10 €	43.191.069,73 €	48.505.030,93 €	53.925.091,36 €	59.458.940,26 €	65.108.908,88 €	70.877.375,94 €	76.766.768,58 €	82.779.563,33 €	88.918.287,12 €	95.185.518,32 €	101.577.073,24 €	108.102.450,73 €	114.764.389,75 €	121.565.684,98 €	128.509.187,94 €	135.597.808,14 €	142.834.514,27 €
VAN	21.513.549,24 €																									
TIR																										

accionista-deuda

AÑOS		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Préstamos pendiente de amortizar		41.363.857,60 €																									
Cuota anual			4.136.385,76 €	4.037.112,50 €	2.546.359,07 €	2.482.700,10 €	2.420.632,59 €	2.360.116,78 €	2.301.113,86 €	2.243.586,01 €	2.187.496,36 €	2.132.808,95 €	2.079.488,73 €	2.027.501,51 €	1.976.813,97 €	1.927.393,63 €	1.879.208,78 €	1.832.228,56 €	1.786.422,85 €	1.741.762,28 €	1.698.218,22 €	1.655.762,77 €	1.614.368,70 €	1.574.009,48 €	1.534.659,24 €	1.496.292,76 €	1.458.885,44 €
Amortización anual			1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €
Deuda pendiente				39.709.303,30 €	35.672.190,79 €	33.125.831,72 €	30.643.131,62 €	28.222.493,03 €	25.862.382,25 €	23.561.268,39 €	21.317.682,38 €	19.130.186,01 €	16.997.377,06 €	14.917.888,33 €	12.890.386,81 €	10.913.727,84 €	8.986.179,22 €	7.106.970,43 €	5.274.741,87 €	3.488.319,02 €	1.746.556,74 €	48.338,51 €	- 1.607.424,25 €	- 3.221.792,95 €	- 4.795.802,43 €	- 6.330.461,67 €	- 7.826.754,44 €
Intereses			2.481.831,46 €	2.382.558,20 €	891.804,77 €	828.145,79 €	766.078,29 €	705.562,48 €	646.559,56 €	589.031,71 €	532.942,06 €	478.254,65 €	424.934,43 €	372.947,21 €	322.259,67 €	272.839,32 €	224.654,48 €	177.674,26 €	131.868,55 €	87.207,98 €	43.663,92 €	1.208,46 €	- 40.185,61 €	- 80.544,82 €	- 119.895,06 €	- 158.261,54 €	- 195.668,86 €
Préstamo		41.363.857,60 €																									
Intereses			2.481.831,46 €	2.382.558,20 €	891.804,77 €	828.145,79 €	766.078,29 €	705.562,48 €	646.559,56 €	589.031,71 €	532.942,06 €	478.254,65 €	424.934,43 €	372.947,21 €	322.259,67 €	272.839,32 €	224.654,48 €	177.674,26 €	131.868,55 €	87.207,98 €	43.663,92 €	1.208,46 €	- 40.185,61 €	- 80.544,82 €	- 119.895,06 €	- 158.261,54 €	- 195.668,86 €
Amortización deuda			1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €	1.654.554,30 €
Ahorro fiscal			620.457,86 €	595.639,55 €	222.951,19 €	207.036,45 €	191.519,57 €	176.390,62 €	161.534,89 €	147.257,93 €	133.235,51 €	119.563,66 €	106.233,61 €	93.236,80 €	80.564,92 €	68.209,83 €	56.163,62 €	44.418,57 €	32.967,14 €	21.801,99 €	10.915,98 €	302,12 €	- 10.046,40 €	- 20.136,21 €	- 29.973,77 €	- 39.565,39 €	- 48.917,22 €
FCF deuda		41.363.857,60 €	- 3.515.927,90 €	- 3.441.472,95 €	- 2.323.407,88 €	- 2.275.663,65 €	- 2.229.113,02 €	- 2.183.726,16 €	- 2.139.473,97 €	- 2.096.328,09 €	- 2.054.260,85 €	- 2.013.245,29 €	- 1.973.255,12 €	- 1.934.284,71 €	- 1.896.249,06 €	- 1.859.183,79 €	- 1.823.045,16 €	- 1.787.810,00 €	- 1.753.455,71 €	- 1.719.960,29 €	- 1.687.302,24 €	- 1.655.460,65 €	- 1.624.415,10 €	- 1.594.145,69 €	- 1.564.633,01 €	- 1.535.858,15 €	-