



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN BIOTA, ZARAGOZA

Autor: José Luis Alonso Rodríguez

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Septiembre de 2024

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Proyecto de ejecución de un parque eólico terrestre en Biota, Zaragoza”
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2023/24 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.: José Luis Alonso Rodríguez

Fecha: 24/09/2024

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha: 24/09/2024



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN BIOTA, ZARAGOZA

Autor: José Luis Alonso Rodríguez

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Septiembre de 2024

Agradecimientos

A Consuelo, directora del proyecto, por su gran ayuda y paciencia infinita.

A la empresa VORTEX, por la cesión de los datos de viento para realizar el proyecto.

A mi familia, por siempre darme su cariño y apoyo incondicional y estar a mi lado todos estos años.

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN BIOTA, ZARAGOZA

Autor: Alonso Rodríguez, José Luis.

Directora: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El proyecto de ejecución de un parque eólico terrestre en Biota, Zaragoza está formado por las siguientes fases: selección del emplazamiento, evaluación del potencial eólico, estudio energético, diseño de la instalación eléctrica y de la obra civil y viabilidad económica.

Palabras clave: Energía eólica, aerogenerador, emplazamiento, diseño, parque eólico.

1. Introducción

El proyecto se enmarca en la situación económica y climática actual en la que la exploración de alternativas renovables para las fuentes de energía convencionales se está viendo impulsada por organizaciones internacionales, gobiernos y corporaciones de toda consideración. En este marco de aumento de precios a todos los niveles, incremento de emisiones de gases de efecto invernadero, tensiones geopolíticas crecientes y un detrimento general del medio ambiente, países por todo el globo han encontrado la necesidad de dirigirse hacia el desarrollo y explotación de fuentes de energía renovables para tratar de revertir dichos efectos. Alineado con este propósito, se lleva a cabo este proyecto, que describe la implementación de un parque eólico de 46,2 MW de potencia compuesto por siete aerogeneradores de tecnología Siemens Gamesa de 6,6 MW de potencia nominal en la localidad de Biota, Zaragoza. Se elabora un estudio exhaustivo que abarca las principales fases necesarias para la realización de un parque eólico, desde los aspectos técnicos hasta el análisis de su viabilidad económica, pasando por el diseño de las instalaciones eléctricas e infraestructura.

2. Desarrollo del proyecto

El proyecto cubrirá todos los aspectos necesarios para su diseño e implementación y comprenderá las siguientes partes:

- En principio, se realiza un estudio de **selección de emplazamiento** que reúna las características necesarias para la implementación del parque. Se consideran criterios adecuados como el recurso eólico aprovechable, la orografía, desnivel y tipo de terreno, la rugosidad de la superficie, la distancia al punto de interconexión eléctrica más cercano, la accesibilidad, la presencia de otras instalaciones y el impacto en el medio ambiente. En este proyecto, se selecciona un terreno en la municipalidad de Biota, perteneciente a la provincia de Zaragoza. Además de cumplir con los criterios mencionados y respetar zonas naturales protegidas, mantiene la distancia suficiente con núcleos urbanos cercanos y permite la evacuación de la energía generada a la red.

- Seguidamente se efectúa una **evaluación del potencial eólico** en la zona por medio de un estudio analítico descriptivo. Esto se realiza a partir de una serie virtual de datos de viento de 10 años proporcionada por la empresa Vortex que incluye valores de velocidad, dirección, temperatura, presión y densidad a diferentes alturas. Empleando el software Windographer, que permite realizar cálculos estadísticos, obtiene medidas y resultados ilustrativos y ofrece información detallada de forma gráfica, se lleva a cabo el análisis en profundidad y se sacan conclusiones al respecto para la altura de buje de 120 metros.

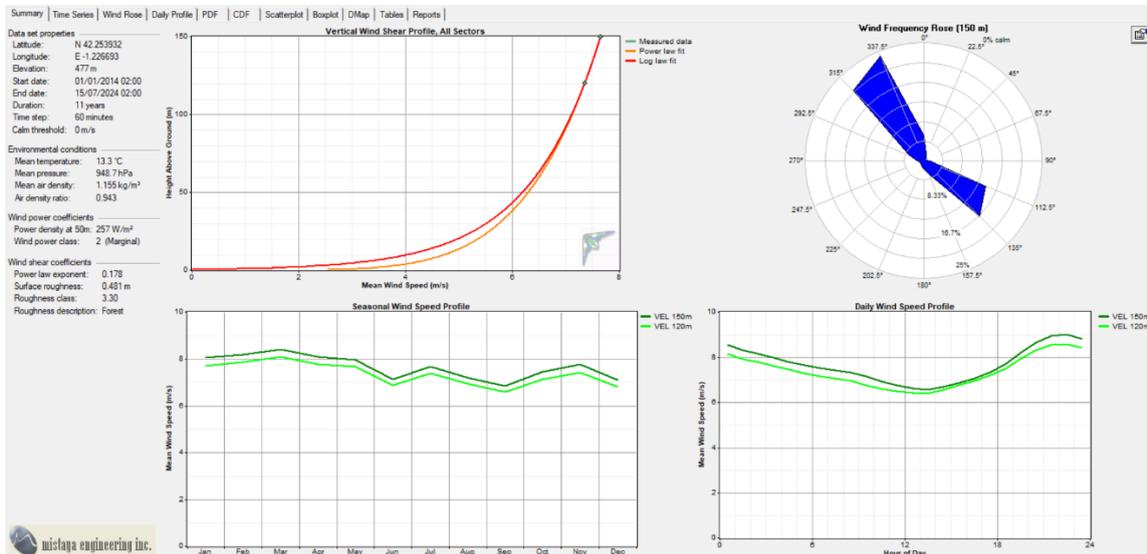


Ilustración 1: Vista preliminar de resultados de viento en Windographer. Dirección dominante en frecuencia de 337.5°, valor promedio de velocidad entre 7 y 8 m/s y variación considerable según meses del año y horas del día. [Windographer]

- Continúa un **estudio energético** por medio de la simulación de campo de vientos con el programa WASP. A partir de los datos de viento, la topografía y rugosidad del emplazamiento digitalizadas y las características técnicas de los aerogeneradores (todos ellos tratados con las herramientas del grupo WASP), el software genera una simulación que estima la energía generada por el parque eólico. Todo este proceso se realiza para comparar entre las tres tecnologías de generadores propuestas y seleccionar finalmente la opción más eficiente para el parque. La simulación estima una producción neta anual del parque de 158,940 GWh/año después de pérdidas y un factor de carga del 39,3% y concluye que el aerogenerador que proporciona un mejor rendimiento en el emplazamiento es el Siemens Gamesa 6.6-170 de 6,6 MW de potencia nominal. Además, se presenta una descripción en mayor profundidad de la tecnología escogida y sus especificaciones técnicas.
- Con esta información, se procede con el **diseño de la instalación eléctrica**. La producción de energía se realiza a baja tensión de 690 V dentro de la góndola del aerogenerador, donde también es elevada por un transformador hasta un nivel de media tensión de 30 kV. La red de MT está compuesta por tres líneas de generación que conectan los generadores entre sí y con la subestación elevadora de alta tensión, donde alcanza un nivel de 220 kV para poder ser transportada y conectada a la red. Dichos circuitos de generación estarán formados por cableado de aluminio con aislamiento XLPE de diferentes secciones. Se ofrece también una descripción detallada de la subestación eléctrica del parque y los sistemas que la forman, entre ellos el transformador de potencia de relación 30/220 kV de 60 MVA de potencia aparente. Se incluyen también una red comunicaciones mediante cables de fibra óptica multimodo y una red de puesta a tierra con cables de cobre desnudo de 95 mm² de sección.

- **En la obra civil**, se describen las infraestructuras necesarias para soportar la construcción y operación del parque, tales como los viales del parque para el acceso de maquinaria pesada, las cimentaciones de los aerogeneradores que asegurarán su estabilidad y seguridad, la red de zanjas de diferentes tipos que albergará el cableado, y el edificio de control para gestionar el funcionamiento del parque con sistemas de control y monitoreo. Se detallan igualmente todas las características de las instalaciones, especificaciones técnicas y procesos de construcción.

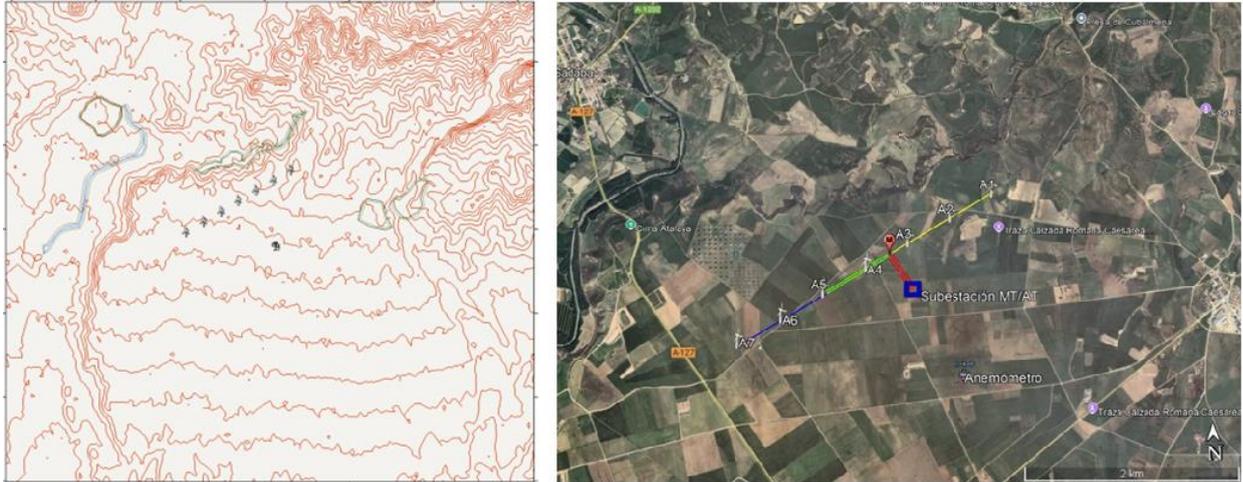


Ilustración 2: Posición del parque eólico sobre mapa digitalizado de topografía y rugosidad y detalle de infraestructura eléctrica y circuitos de generación en emplazamiento [WASP, Google Earth Pro]

- En la fase final del proyecto, se realiza un **estudio técnico de viabilidad económica**, en el que se estiman costes, se calculan ingresos y flujos de caja y se obtienen diversos índices que permiten analizar la rentabilidad del proyecto. Se elabora un presupuesto que resulta de 47.607.989,82 € y se calculan los indicadores de viabilidad VAN y TIR.
- Por último, se finaliza el trabajo con la **planificación del proyecto** para su construcción a lo largo del periodo de un año, una estimación del **ahorro económico y la contaminación evitada** que supone el parque eólico y una reflexión sobre la **alineación del proyecto con los objetivos de desarrollo sostenible**.

3. Resultados

La producción neta del parque se estima en 178,584 GWh/año tras unas pérdidas por efecto estela muy reducidas, lo que equivale a 3.440 h/año de funcionamiento a plena carga y por tanto un factor de capacidad de 39,3%. Teniendo en cuenta los diferentes escenarios de pérdidas eléctricas, de operación y mantenimiento e incumplimiento de la curva de potencia de los aerogeneradores, la energía vertida a la red por el parque resulta de 158,940 GWh/año.

Potencia Unitaria (MW)	6,6
Nº de aerogeneradores	7
Potencia Total (MW)	46,2
Energía Bruta (GWh/año)	179,327
Energía Neta (GWh/año)	178,584
Pérdidas Efecto Estela (%)	0,41
Energía a Red (GWh/año)	158,940
Tiempo a Plena Carga (h/año)	3.440
Factor de Capacidad (%)	39,3

Tabla 1: Resumen de resultados de generación del modelo Siemens Gamesa 6.6-170

En relación con la viabilidad económica, se confecciona un presupuesto que asciende a un total de **43.931.000 €**. Se ha considerado un precio medio de venta de energía a red de **46,09 €/MWh** y una tasa de descuento igual al WACC de **5,4%** y se observa que el proyecto es viable ya que se han alcanzado los siguientes resultados económicos:

- El Valor Actual Neto (VAN) del proyecto para un periodo de análisis de 20 años es de aproximadamente **14.117.933,71 €**, mientras que para el accionista es de **8.437.205,31 €**.
- La Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto es del **9,14%**, un valor significativamente superior al WACC. La TIR del accionista, calculada considerando los pagos de deuda y el flujo de caja disponible para los inversores, alcanzando el **18,23%**.

4. Conclusiones

Los numerosos estudios y análisis elaborados a lo largo del proyecto junto con los resultados de los indicadores financieros, como el VAN y la TIR, junto con un WACC competitivo, confirman que el parque eólico Biota es técnicamente viable y económicamente rentable. El proyecto no solo generará beneficios sustanciales para los inversores, sino que su ejecución proporcionará una fuente de energía limpia y renovable y contribuirá a la sostenibilidad ambiental, siendo positivo su impacto global.

Finalmente, y de acuerdo con el Anexo V de este proyecto se desarrolla y concluye que está alineado con siguientes objetivos de desarrollo sostenible.

- ODS 7: Energía asequible y no contaminante.
- ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico.
- ODS 9: Industria, innovación e infraestructuras.
- ODS 13: Acción por el clima.

BIOTA ONSHORE WIND FARM EXECUTION PROJECT

Author: Alonso Rodríguez, José Luis.

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Colaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The execution project for the construction of an onshore wind farm in Biota, Zaragoza, consists of the following phases: site selection, wind potential assessment, energy study, electrical installation and civil works design, and economic feasibility.

Keywords: wind energy, wind turbine, location, design, wind farm.

1. Introduction

The project is framed in the current economic and climatic situation in which the exploration of renewable alternatives to conventional energy sources is being driven by international organizations, governments and corporations. In this framework of rising prices at all levels, increasing greenhouse gas emissions, growing geopolitical tensions and a general detriment to the environment, countries around the globe have found the need to move towards the development and exploitation of renewable energy sources to try to reverse these effects. Aligned with this purpose, this project is carried out, which describes the implementation of a 46.2 MW wind farm composed of seven Siemens Gamesa wind turbines of 6.6 MW nominal power in the town of Biota, Zaragoza. An exhaustive study is elaborated covering the main phases necessary for the implementation of a wind farm, from the technical aspects to the analysis of its economic viability, including the design of the electrical installations and infrastructure.

2. Project Development

The project will cover all aspects necessary for its design and implementation and will include the following parts:

- In the first place, a **study is carried out to select the location** that meets the necessary characteristics for the implementation of the wind farm. Adequate criteria are considered such as usable wind resource, orography, slope and type of terrain, surface roughness, distance to the nearest electrical interconnection point, accessibility, presence of other facilities and impact on the environment. In this project, a site was selected in the municipality of Biota, in the province of Zaragoza. In addition to complying with the aforementioned criteria and respecting protected natural areas, it maintains sufficient distance from nearby urban centers and allows for the evacuation of the energy generated to the grid.
- Next, an **evaluation of the wind potential** in the area is carried out by means of a descriptive analytical study. This is done using a virtual series of 10 years of wind data provided by the company Vortex, which includes values of speed, direction, temperature, pressure and density at different heights. Using Windographer software, which generates statistical calculations, obtains measurements and illustrative results and provides detailed information in graphical form, the in-depth analysis is carried out and conclusions are drawn in this respect for the hub height of 120 meters.

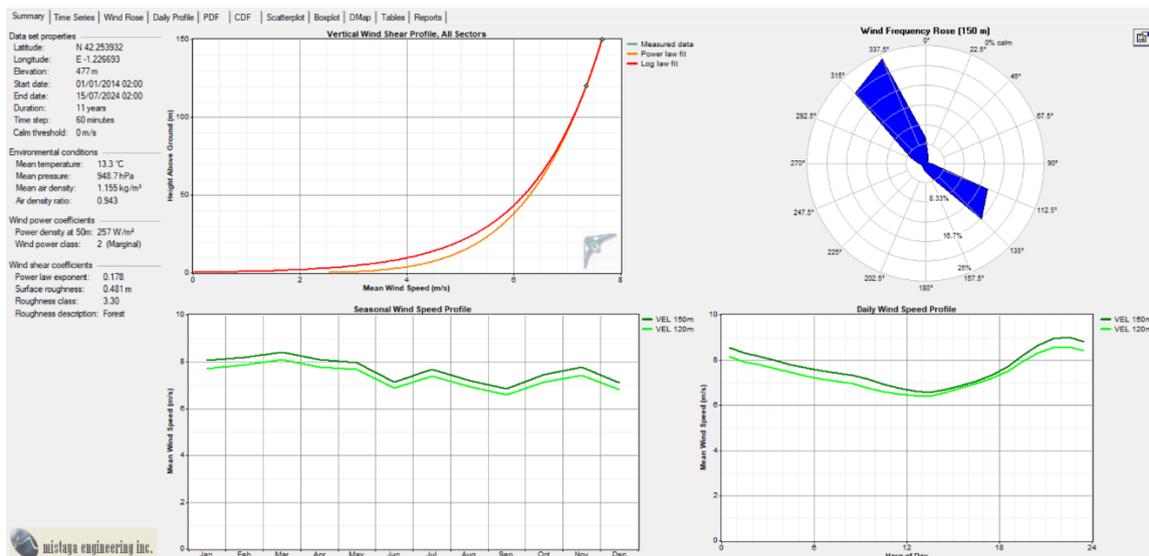


Illustration 3: Preview of wind results in Windographer. Dominant direction in frequency of 337.5°, average speed value between 7 and 8 m/s and considerable variation according to months of the year and hours of the day. [Windographer]

- Then, an **energy study** is conducted through a wind field simulation with the WAsP program. From the wind data, the digitalized topography and roughness of the site and the technical characteristics of the wind turbines (all processed with the tools from the WAsP group), the software generates a simulation that estimates the energy generated by the wind farm. This whole process is carried out to compare the three proposed generator technologies and finally select the most efficient option for the wind farm. The simulation estimates an annual net production of the wind farm of 158.940 GWh/year after losses and a load factor of 39.3% and concludes that the wind turbine that provides the best performance at the site is the Siemens Gamesa 6.6-170 with a rated power of 6.6 MW. In addition, a more in-depth description of the chosen technology and its technical specifications is presented.
- Having this information, the **electrical installation is designed**. Energy production is carried out at a low voltage of 690 V inside the wind turbine nacelle, where it is also elevated by a transformer to a medium voltage level of 30 kV. The medium voltage network is composed of three generation lines that connect the generators to each other and to the high voltage elevator substation, where it reaches a level of 220 kV to be transported and connected to the grid. These generation circuits will consist of XLPE insulated aluminum cabling of different cross-sections. A detailed description of the wind farm's electrical substation and its systems, including the 30/220 kV ratio power transformer with 60 MVA of apparent power, is also provided. A communications network using multimode fiber optic cables and a grounding network with 95 mm² bare copper cables are also included.
- **Civil works** describe the infrastructure necessary to support the construction and operation of the wind farm, such as the farm roads for access of heavy machinery, the foundations of the wind turbines that will ensure their stability and safety, the network of different types of trenches that will house the cabling, and the control building to manage the operation of the wind farm with control and monitoring systems. All the characteristics of the installations, technical specifications and construction processes are also detailed.



Illustration 4: Position of the wind farm on digitized topography and roughness map and detail of electrical infrastructure and generation circuits on site [WAsP, Google Earth Pro].

- In the final phase of the project, a **technical study of economic feasibility** is carried out, in which costs are estimated, income and cash flows are calculated, and various indexes are obtained to analyze the profitability of the project. A budget of €47,607,989.82 is prepared and the viability indicators NPV and IRR are calculated.
- Finally, the project ends with the **planning for its construction** over a period of one year, an estimate of the **economic savings and pollution avoided** by the wind farm and a reflection on the **alignment of the project with the objectives of sustainable development**.

3. Results

The net production of the wind farm is estimated at 178.584 GWh/year with very low wake losses, equivalent to 3,440 h/year of full load operation and therefore a capacity factor of 39.3%. Considering the different scenarios of electrical losses, operation and maintenance and non-compliance with the wind turbine power curve, the energy fed into the grid by the wind farm is 158.940 GWh/year.

Unit Power (MW)	6.6
No. of wind turbines	7
Total Power (MW)	46.2
Gross Energy (GWh/year)	179.327
Energía Neta (GWh/año)	178.584
Wake Effect Losses (%)	0.41
Energy to Grid (GWh/year)	158.940
Time at Full Load (h/yr)	3,440
Capacity Factor (%)	39.3

Table 2: Siemens Gamesa 6.6-170 model generation results summary

In relation to the economic feasibility, a budget totaling **€43,931,000** was prepared. An average grid energy sales price of **46.09 €/MWh** and a discount rate equal to the WACC of **5.4%** have been considered and it is observed that the project is feasible since the following economic results have been achieved:

- The Net Present Value (NPV) of the project for an analysis period of 20 years is approximately **€14,117,933.71**, while the NPV for the shareholder is **€8,437,205.31**.
- The Internal Rate of Return (IRR) of the project is **9,14%**, a value significantly higher than the WACC. The shareholder's IRR, calculated considering debt payments and cash flow available to investors, reaches **18,23%**.

4. Conclusions

The numerous studies and analyses carried out throughout the project, together with the results of the financial indicators, such as NPV, IRR, and a competitive WACC, confirm that the Biota wind farm is technically feasible and economically profitable. The project will not only generate substantial benefits for investors, but its implementation will provide a clean and renewable energy source and contribute to environmental sustainability, with a positive overall impact.

Finally, and in accordance with Annex V of this project it is developed and concluded that it is aligned with the following Sustainable Development Goals.

- SDG 7: Affordable and clean energy.
- SDG 8: Decent work and economic growth.
- SDG 9: Industry, innovation and infrastructure.
- SDG 13: Climate action.

ÍNDICE GENERAL

DOCUMENTO N°1: MEMORIA DESCRIPTIVA	17
DOCUMENTO N°2: PLANOS	95
DOCUMENTO N°3: PLIEGO DE CONDICIONES	107
DOCUMENTO N°4: PRESUPUESTO.....	113
ANEXO I: ESTUDIO DE SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO	119
ANEXO II: CÁLCULOS ELÉCTRICOS	135
ANEXO III: ESTUDIO TÉCNICO VIABILIDAD ECONÓMICA.....	141
ANEXO IV: ALINEACIÓN CON LOS ODS	161

Documento nº1: Memoria Descriptiva

Índice

1. Introducción	23
2. Motivación y objeto	28
3. Selección de emplazamiento	29
4. Localización de emplazamiento y aerogeneradores	30
5. Evaluación del potencial eólico	32
5.1.Descripción de la muestra de datos	32
5.2.Rosa de los vientos	33
5.2.1. Rosa de los vientos de frecuencia	33
5.2.2. Rosa de los vientos de velocidad	34
5.2.3. Rosa de los vientos de energía	35
5.3.Velocidad del viento.....	37
5.4.Función de distribución de probabilidad acumulada.....	38
5.5.Función de distribución de Weibull	39
5.6.Diagrama de cajas	40
5.7.Resumen	41
6. Estudio energético y simulación de campo de vientos.....	42
6.1.Datos de viento.....	42
6.2.Topografía y rugosidad	43
6.3.Tecnología eólica considerada.....	44
6.4.Simulación y resultados	47
7. Aeronavegador escogido	51
8. Normativa aplicable	55
8.1. Normativa de instalaciones eléctricas	55
8.2. Normativa ambiental	55
8.3. Normativa de seguridad laboral	56
8.4. Normativa de construcción y diseño	56
8.5. Normativa de compatibilidad electromagnética	56
8.6. Normativa de planificación y licencias	57
8.7. Normativa internacional	57
9. Instalación eléctrica.....	59
9.1. Descripción general	59
9.2. Sistema de Baja Tensión	60
9.3. Sistema de Media Tensión.....	60
9.3.1. Centros de Transformación	61
9.3.1.1. Transformadores BT/MT	61
9.3.1.2. Cabinas de MT	62
9.3.2. Líneas y conductores	65
9.3.2.1. Cables de MT	65
9.3.2.2. Fibra óptica y comunicaciones	69
9.3.2.3. Red de puesta a tierra	70
9.4. Subestación 30/220 kV. Sistema de 30 Kv	71
9.4.1. Transformador de SSAA	71
9.4.2. Aparellaje	72

9.4.3. Sistema de protecciones	72
9.5. Subestación 30/220 kV. Sistema de 220 kV.....	73
9.5.1. Transformador de potencia	74
9.5.2. Bobinas de bloqueo	74
9.5.3. Interruptor	75
9.5.4. Transformador de intensidad	75
9.5.5. Transformador de tensión	76
9.5.6. Seccionador	76
9.5.7. Autoválvulas	77
9.6. Evacuación del parque en alta tensión	78
10. Obra civil	79
10.1. Viales del parque	79
10.2. Cimentación de los aerogeneradores.....	80
10.3. Zanjas	81
10.4. Edificio de control	83
11. Viabilidad económica.....	84
12. Planificación del proyecto.....	85
13. Ahorro y contaminación evitada	86
13.1. Producción de energía limpia.....	86
13.2. Emisiones de CO evitadas	86
13.3. Ahorro económico por reducción de emisiones de CO ₂	87
13.4. Impacto acumulado a lo largo de la vida útil del proyecto	88
14. Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible	89
15. Conclusiones.....	90
15.1. Viabilidad técnica	90
15.2. Viabilidad económica	90
15.3. Impacto medioambiental	91
16. Bibliografía	92

Índice de figuras

Figura 1. Generación anual por tecnologías en 2023 en España	23
Figura 2. Cuota de mercado por generación en 2023 en España	24
Figura 3. Nuevas instalaciones y total de eólica terrestre por países en 2023	25
Figura 4. Evolución anual y acumulada de potencia instalada en España	25
Figura 5. Rosa de los vientos de energía en el emplazamiento	30
Figura 6. Detalle de la posición de aerogeneradores en emplazamiento	31
Figura 7. Detalle localización anemómetro	32
Figura 8. Rosa de los vientos de frecuencia a 120 m.....	34
Figura 9. Rosa de los vientos de frecuencia por meses a 120 m	34
Figura 10. Rosa de los vientos de velocidad a 120 m	35
Figura 11. Rosa de los vientos de velocidad por meses a 120 m.....	35
Figura 12. Rosa de los vientos de energía a 120 m	36
Figura 13. Rosa de los vientos de energía por meses a 120 m	36
Figura 14. Datos totales de velocidad de viento a 120 y 150 m	37
Figura 15. Velocidad de viento medio horaria a 120 y 150 m	37
Figura 16. Velocidad de viento media mensual a 120 y 150 m	38
Figura 17. Función de distribución de probabilidad acumulada de velocidad de viento a 120 y 150 m	38
Figura 18. Función de distribución de Weibull para 120 m	39
Figura 19. Función de distribución de Weibull para 150 m	39
Figura 20. Diagrama de cajas por meses a 120 m	40
Figura 21. Diagrama de cajas por meses a 150 m.....	40
Figura 22. Tabla de resultados Windographer	41
Figura 23. Análisis estadístico de datos de viento a importar a WAsP	43
Figura 24. Mapa topográfico con curvas de nivel y rugosidad.....	44
Figura 25. Detalle cálculo densidad de aire	45
Figura 26. Potencia y coeficiente de empuje en función de velocidad de viento modelo Vestas	45
Figura 27. Potencia y coeficiente de empuje en función de velocidad de viento modelo Nordex.....	46
Figura 28. Potencia y coeficiente de empuje en función de velocidad de viento modelo Siemens Gamesa	46

Figura 29. Detalle de mapa vectorial con posiciones de aerogeneradores y anemómetro.....	47
Figura 30. Esquema detalle generador	52
Figura 31. Esquema unifilar simplificado aerogenerador	53
Figura 32. Curvas de potencia y coeficiente de empuje aerogenerador.....	53
Figura 33. Especificaciones básicas transformador	54
Figura 34. Tipología de cabinas de MT	63
Figura 35. Detalle celda de tipo 0L + 1L + 1A	63
Figura 36. Esquema red MT sobre emplazamiento	65
Figura 37. Nivel de aislamiento según tensión nominal y categoría de red.....	66
Figura 38. Temperaturas máximas de servicio permanente y cortocircuito para diferentes aislamientos.....	66
Figura 39. Características fibra multimodo MM 50 Optral	70
Figura 40. Características técnicas transformador de potencia.....	74
Figura 41. Ejemplo de transformador de potencia en subestación	74
Figura 42. Ejemplo de bobinas de bloqueo de subestación	75
Figura 43. Ejemplo de interruptor de potencia en subestación	75
Figura 44. Ejemplo de transformadores de intensidad en subestación.....	76
Figura 45. Ejemplo de transformador de tensión en subestación	76
Figura 46. Ejemplo de seccionador de subestación	77
Figura 47. Autoválvula en subestación	77
Figura 48. Tipología de zanja utilizada en cada tramo de red de MT	82

Índice de tablas

Tabla 3. Coordenadas UTM del perímetro del Emplazamiento.....	30
Tabla 4. Posición de coordenadas UTM y altitud de los aerogeneradores.....	31
Tabla 5. Cálculo altitud media aerogeneradores	44
Tabla 6. Resultados simulación para modelo Vestas	48
Tabla 7. Resultados simulación para modelo Nordex	48
Tabla 8. Resultados simulación para modelo Siemens Gamesa.....	49
Tabla 9. Especificaciones técnicas Generador	52

Tabla 10. Características generales del parque	59
Tabla 11. Distribución circuitos de generación	61
Tabla 12. Especificaciones técnicas transformador BT/MT	61
Tabla 13. Características técnicas celdas MT	62
Tabla 14. Factores de corrección calculados para cada tramo	67
Tabla 15. Intensidad de línea circuitos generación	67
Tabla 16. Características generales cables MT	68
Tabla 17. Características transformador SSAA	71
Tabla 18. Factores de emisión según tipo de combustible	87
Tabla 19. Emisiones evitadas según tipo de combustible evitado	87

Acrónimos

AT Alta tensión

BT Baja tensión

ITC Instrucción técnica complementaria

MT Media tensión

NOF Necesidades operativas de fondos

ODS Objetivos de desarrollo sostenible

ST Subestación

TIR Tasa interna de retorno

UTM Universal transversal de Mercator

VAN Valor actual neto

WACC Coste ponderado del capital

1. Introducción

Tras el cierre del año 2023, la realidad de la crisis climática es alarmante, con incendios, inundaciones, temperaturas récord y otros fenómenos extremos por todo el globo. El cambio climático, según afirma la ONU, está originando cambios peligrosos en la naturaleza afectando a la vida en nuestro planeta [1]. Queda confirmado que 2023 ha sido el año más cálido de la historia [2], con consecuencias trágicas para las comunidades de todo el mundo.

Con el propósito de realizar medidas drásticas para luchar contra el cambio climático, se han suscrito múltiples acuerdos relativos a obtener una disminución significativa en el uso de combustibles fósiles, entre ellos destaca el aprobado durante la reciente Conferencia de las Naciones Unidas COP28.

Por otra parte, la evolución hacia un sistema energético más sostenible, conlleva la electrificación de la tecnología, y por ello, el inevitable incremento del consumo energético, que se ve reflejado en un aumento del 2% en el consumo eléctrico global según la International Energy Agency [3]. Por lo tanto, esta electrificación comporta la renovación de tecnologías que dependen de la utilización de combustibles fósiles por aquellas que funcionan exclusivamente con electricidad.

Conseguir el objetivo final de alcanzar la reducción de emisiones de carbono netas a cero y la limitación del calentamiento a 1.5°C, para el año 2050, así como la diversificación de la matriz energética y la disminución de la dependencia de fuentes no renovables, deben pasar evidentemente por el desarrollo y explotación de las energías renovables.

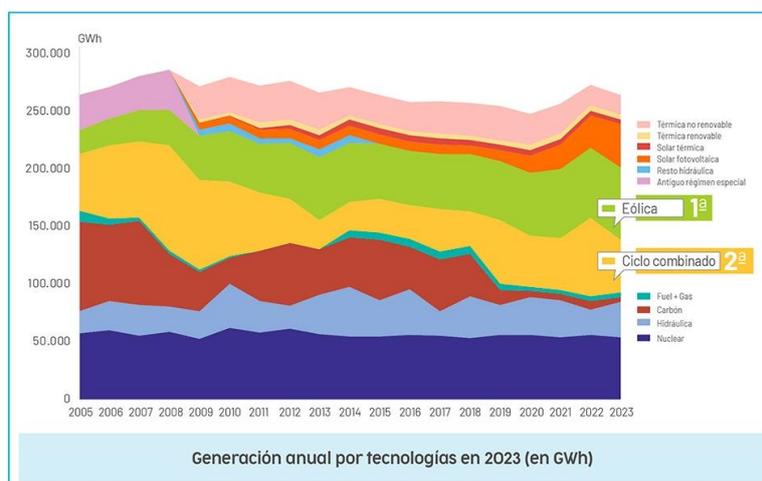


Figura 1: Generación anual por tecnologías en 2023 en España [4]

En el caso concreto de España, esto demuestra lo crucial que es impulsar aún más el desarrollo en estas tecnologías, especialmente la energía eólica, que se convertía en la primera fuente de generación eléctrica en el país en 2023, superando el 24% de cobertura de la demanda, como muestra la Asociación Empresarial Eólica en las Figuras 1 y 2 [4].

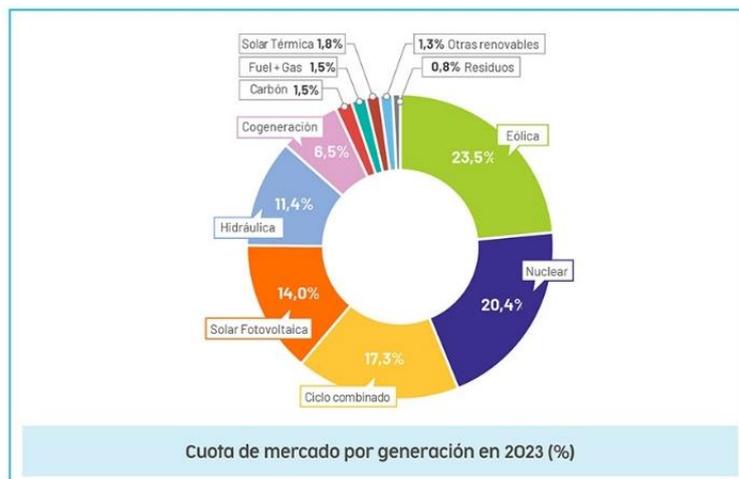


Figura 2: Cuota de mercado por generación en 2023 en España [4]

Como fuente de energía renovable y sostenible, la energía eólica presenta numerosos beneficios, entre los que destacan:

- Energía limpia, ilimitada, segura y respetuosa con el entorno natural.
- Cero emisiones, no emite gases contaminantes.
- Descarbonización, ya que la energía eólica evita la emisión de 32 millones de toneladas de CO₂, lo que ayuda a atenuar el cambio climático.
- Escasamente produce residuos ni radiaciones.
- Los aerogeneradores tienen bajo coste de mantenimiento
- Los parques eólicos son estructuras móviles, al final de su vida útil, se desmantelan y el área de su instalación se rescata.
- Su compatibilidad, al poder desarrollarse actividades agrícolas y ganaderas a su alrededor.
- La industria de esta energía genera empleo verde, proporcionando más de 39.000 puestos de trabajo directos e indirectos [4].

Como se puede observar en el gráfico de la Figura 3, España es el quinto país del mundo por potencia eólica instalada en tierra superando los 30 GW, con un 3% del total [5]. Situándose por detrás de China, Estados Unidos, Alemania e India, y siendo el segundo de Europa tras Alemania, con 250 centros de fabricación. España es uno de los primeros países del mundo en integración de la eólica en red [4].

Todas las comunidades autónomas, excepto Madrid, disponen de instalaciones eólicas en su territorio. Castilla y León, con 13.553 GWh de energía eólica generada en 2023, es la principal comunidad autónoma en la generación de energía eólica terrestre. Aragón y Galicia ocupan la segunda y la tercera posición, respectivamente, y justo detrás se sitúan Castilla La Mancha y Andalucía. [6]. Es el motor de las comunidades rurales en las que se instala.

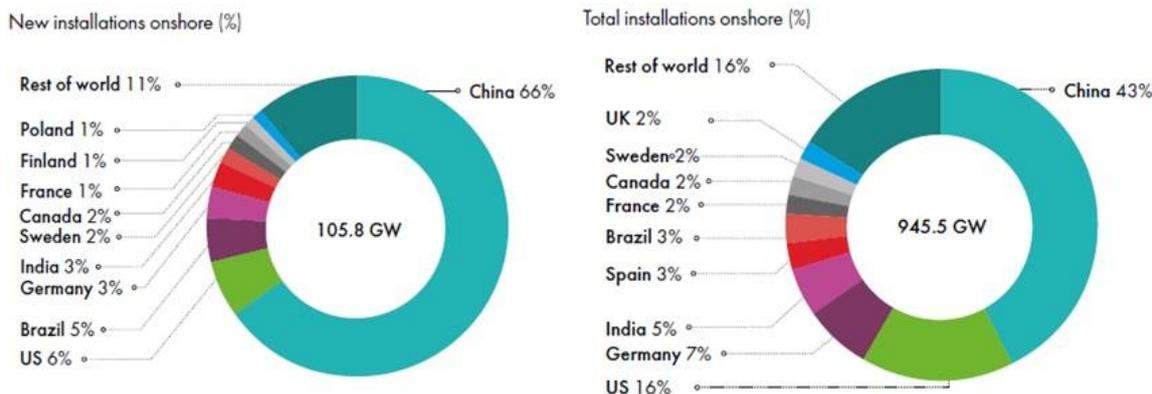


Figura 3: Nuevas instalaciones y total de eólica terrestre por países en 2023 [5]

Según el informe de Global Wind Energy Council [5], 2023 ha sido el mejor año registrado en cuanto a capacidad eólica. Se instalaron en todo el mundo 116,6 GW de generación eléctrica a partir de energía eólica, siendo 105,8 GW tecnología eólica terrestre y 10,8 GW marina. Sin embargo, en 2023 España únicamente ha sumado 762 MW de nuevas instalaciones por lo que, a diferencia del año pasado, no se encuentra entre los 10 países con mayor porcentaje de tecnología eólica terrestre, como se muestra en la Figura 3. En cuanto a la instalación global acumulada, los números anteriores contribuyen a elevar la cifra total de energía eólica terrestre a 945,5 GW, el 3% de los cuales España es responsable, lo que, como se ha comentado anteriormente, posiciona a nuestro país en el quinto puesto.

Es evidente que España ha experimentado un notable crecimiento en la energía eólica, convirtiéndose en uno de los líderes del sector con alrededor de 30.000 MW de potencia acumulada y más de 21.500 aerogeneradores instalados [5]. La evolución de la potencia instalada y la generación de energía eólica han tenido un impacto significativo en la producción de electricidad en su conjunto y han contribuido a la diversificación y eficiencia energética.



Figura 4: Evolución anual y acumulada de potencia instalada en España [4]

Se han llevado a cabo numerosos proyectos de parques eólicos terrestres, principalmente en las regiones de Galicia, Castilla y León, y Aragón, que han favorecido la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, atracción de inversiones, creación de empleo y otras repercusiones económicas. No obstante, a pesar de su expansión, la energía eólica en España se enfrenta a diferentes retos, como la limitación del suelo disponible para parques eólicos y su impacto en áreas como la agricultura, la pesca y el turismo.

En cuanto a la situación actual de la tecnología eólica empleada en España, hay que destacar el uso esencialmente de turbinas eólicas de eje horizontal, que son significativamente más habituales y eficientes en la generación de energía a gran escala que las de eje vertical. A través de rotores tripala, estas turbinas capturan la energía cinética del viento y la convierten en energía mecánica, convertida posteriormente en electricidad mediante generadores.

Esta tecnología ha experimentado grandes avances en los últimos años. Se han desarrollado aerogeneradores de mayor altura y diámetro de rotor, lo que permite capturar vientos de mayor velocidad y generar más energía, haciéndolos más eficientes. Se ha logrado maximizar la captura de energía del viento y minimizar las pérdidas por fricción y resistencia gracias a avances en el diseño aerodinámico de las palas. También, se han implementado mejoras en los sistemas de control, monitoreo de las turbinas y mantenimiento predictivo, optimizando su rendimiento y aumentando su vida útil y fiabilidad.

Por otro lado, España se encuentra en el primer puesto en la realización de prototipos de eólica marina flotante. Es el tercer país en Europa y el cuarto en el mundo en cuanto a solicitud de patentes eólicas. El sector eólico ha realizado más de 350 publicaciones de solicitudes de patentes en España en 2022 [7].

Aunque prometedora, la energía eólica se enfrenta a una serie de desafíos que necesitan atención y soluciones innovadoras. Entre los principales obstáculos destacan [8]:

- Dependencia de las condiciones meteorológicas: La variabilidad del viento puede afectar la producción de energía, lo que requiere estrategias de gestión y almacenamiento para garantizar un suministro constante y fiable de electricidad. Igualmente, debido a su carácter intermitente, la integración de la energía eólica en las redes nacionales es un desafío que requiere mejorar la gestión de la red e invertir en el almacenamiento de energía para garantizar un suministro fiable.
- Impactos ambientales y paisajísticos: Aun siendo una fuente de energía limpia, la alteración del hábitat de aves y murciélagos, así como la modificación del paisaje, son inquietudes importantes que deben abordarse mediante una esmerada planificación y evaluación de impacto ambiental.
- Aceptación social y planificación del territorio: Es muy importante implicar a las comunidades locales en el proceso de toma de decisiones y asegurar una planificación apropiada que tenga en cuenta los intereses de todas las partes implicadas.
- La energía eólica marina, requiere importantes inversiones en I+D para mejorar su asequibilidad y viabilidad.

Por otra parte, el transporte de electricidad hasta los centros urbanos desde los parques eólicos remotos también exige costosas infraestructuras. A nivel internacional, la creciente importancia de la energía eólica obliga a reevaluar las políticas energéticas y ambientales, por lo que es necesaria la cooperación transfronteriza para solucionar los problemas de la cadena de suministro y del mercado.

En el mencionado informe del GWEC se indica los desafíos a los que se enfrenta el sector eólico. Hace una llamada a los gobiernos y a la industria para incrementar la inversión, mejorar las cadenas de suministro, fortalecer la infraestructura y fomentar la aceptación pública de la energía eólica. Estas medidas son fundamentales para acelerar el crecimiento del sector y garantizar que la energía eólica pueda favorecer significativamente a la lucha contra el cambio climático. Resalta la importancia de la energía eólica en la transición energética global y de la necesidad de una acción rápida y decisiva para lograr un futuro sostenible.

2. Motivación y objeto

Aprovechando la tendencia al alza en el desarrollo e implementación de tecnologías eólicas en nuestro país, como consecuencia del incremento del consumo eléctrico mundial y la consecuente emisión de gases de efecto invernadero, se pretende aplicar dichas tecnologías a la realización del proyecto de ejecución de un parque eólico terrestre en España.

Se elige la alternativa terrestre, a pesar del reciente auge de la energía eólica marina en otros países, debido al escaso apogeo de este tipo de proyectos en territorio español, por razones como la batimetría del litoral, la falta de claridad en la legislación y la inconveniencia que resulta del impacto visual en un país turístico.

Se desea de esta forma contribuir a que España siga aumentando su capacidad eólica en los próximos años mediante la instalación de nuevos aerogeneradores y se llegue a alcanzar la meta de producir al menos el 40% de su electricidad a partir de la energía eólica para el año 2030, así como contribuir a la seguridad energética del país y a la creación de empleo en sectores relacionados con las energías renovables.

Como Trabajo Fin de Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales en la Escuela Superior de Ingeniería ICAI, este proyecto tiene como objetivo evaluar las habilidades y conocimientos técnicos adquiridos por el alumno durante la carrera. Concretamente, se trata de un proyecto de ejecución en el que se diseñará la implantación de un parque eólico en el municipio de Biota, perteneciente a la provincia de Zaragoza. El estudio práctico de este trabajo busca en definitiva valorar la viabilidad del mismo y evaluar su potencial de implementación en el mundo real.

Los principales objetivos que se pretende resolver con la realización de este Trabajo de Fin de Grado son:

- Realizar un estudio estadístico descriptivo de las posibles ubicaciones para el parque eólico y seleccionar el emplazamiento final en función del análisis de requisitos.
- Estudiar el recurso eólico y energético manejando programas informáticos utilizados en la industria como WASP o Windographer con la finalidad de escoger la tecnología óptima del generador y maximizar eficiencia y rentabilidad.
- Diseñar la infraestructura para la instalación eléctrica y obra civil de construcción del proyecto a partir de planos y esquemas generados con herramientas como AutoCAD.
- Llevar a cabo el estudio económico de viabilidad, analizar la rentabilidad del proyecto y diseñar un presupuesto.

3. Selección de emplazamiento

Con el objetivo de seleccionar la localización en la que se implantará el parque eólico, se ha procedido a realizar un estudio de alternativas de emplazamiento (véase Anexo I) que determine cuál de las opciones propuestas es más adecuada en función del grado de cumplimiento de los requisitos necesarios.

Para obtener en un primer lugar estos posibles emplazamientos se ha realizado un barrido superficial al mapa de viento de la Península Ibérica en busca de zonas con una media de velocidad suficiente. Se observa que existen varias regiones claras de alta velocidad en la geografía española como gran parte de Galicia, norte de Castilla y León, el valle del Ebro, sudeste de Castilla La Mancha y zonas de cadenas montañosas, por lo que finalmente se consiguen dos localizaciones en las provincias de Zaragoza y Pontevedra y se marcan las áreas de los emplazamientos

La metodología consiste en analizar las dos opciones en base a los siguientes criterios:

- Recurso eólico aprovechable
- Orografía y desnivel
- Tipo de terreno
- Rugosidad de la superficie
- Distancia a punto de interconexión eléctrica
- Accesibilidad
- Presencia de otras instalaciones
- Impacto en medio ambiente

Se han valorado las características de cada emplazamiento y su compatibilidad con los requisitos a través de un sistema de puntuación que asigna una calificación sobre cada criterio. Aplicado este método y obtenidos los resultados, se decide llevar a cabo el proyecto en la localización situada en la municipalidad de Biota, provincia de Zaragoza, cuyos detalles se discuten en profundidad en el siguiente capítulo. Entre las razones más determinantes para la selección de esta opción destacan las características del terreno, con un área amplia, despejada de vegetación y suelo de consistencia normal, así como la fácil accesibilidad con carreteras y caminos en buen estado, que en su conjunto facilitarán en gran medida la realización de la obra civil.

4. Localización de emplazamiento y aerogeneradores

Tras la realización del estudio de alternativas de selección de emplazamiento, se ha decidido que la construcción del parque eólico tenga lugar en el terreno ubicado en la municipalidad de Biota, próximo también a la localidad de Sádaba, ambos en la provincia de Zaragoza. En la siguiente tabla, se indica la localización exacta del entorno poligonal de dicho emplazamiento.

Vértice	Coordenada X _{UTM}	Coordenada Y _{UTM}
A	647.003	4.680.973
B	647.149	4.681.494
C	646.152	4.681.569
D	645.763	4.681.062
E	643.670	4.679.652
F	644.109	4.678.996
G	647.187	4.679.373
H	646.873	4.680.110

Tabla 3: Coordenadas UTM (Zona 30T) del perímetro del emplazamiento

El parque eólico de Biota lo formarán 7 aerogeneradores distribuidos según se indica en la Figura 6, con localizaciones exactas recogidas en la Tabla X. Se elige esta disposición concreta, de forma estratégica, en función de las características del emplazamiento, el recurso eólico y los parámetros de seguridad.

Se van a disponer conformando una alineación orientada en perpendicular a la dirección predominante de la rosa de energía de la siguiente figura, obtenida del mapa de velocidades de viento de Global Wind Atlas. Dentro de la alineación, los aerogeneradores están distanciados entre sí por un mínimo de tres veces el diámetro de giro (160 metros).

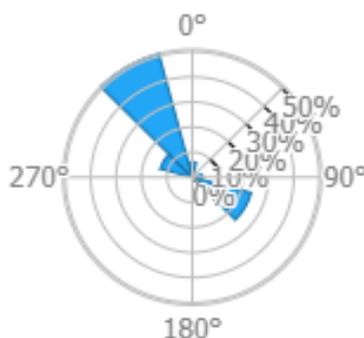


Figura 5: Rosa de los vientos de energía en el emplazamiento [9]

Teniendo esto en cuenta, se ha decidido colocar la alineación en esta posición concreta para aprovechar las zonas de mayor altitud dentro del área del emplazamiento. Se ha observado mediante la herramienta de perfil de elevación en Google Earth Pro que alrededor de los vértices A, B, C y D existe cierta elevación que se va reduciendo a medida que se avanza en dirección sur.

De esta forma, también se consigue que los aerogeneradores estén alejados de las carreteras de acceso al emplazamiento, reduciendo el ruido percibido desde estas y aumentando la seguridad. Además, se ha cuidado de mantener en todo momento la distancia mínima de 1500 metros a núcleos urbanos para minimizar el impacto sobre estos.



Figura 6: Detalle de posición de aerogeneradores en emplazamiento [Google Earth Pro]

Aerogenerador	Coordenada XUTM	Coordenada YUTM	Altitud (m)
A1	646630	4681304	502,6
A2	646217	4681059	500,0
A3	645804	4680814	493,2
A4	645392	4680569	486,2
A5	644980	4680323	481,7
A6	644568	4680078	478,6
A7	644156	4679834	475,8

Tabla 4: Posición en coordenadas UTM (Zona 30T) y altitud de los aerogeneradores

5. Evaluación del potencial eólico

Tras haber seleccionado el emplazamiento final para el parque eólico y tener claramente definida su localización y la de los aerogeneradores, es necesario profundizar en el estudio del potencial de viento que ofrece dicha elección.

Aunque haya sido útil para el estudio de alternativas de emplazamiento, la información provista por la web de Global Wind Atlas [9] es somera e insuficiente llegado este punto. Con el objetivo de obtener resultados precisos y válidos para desarrollar el proyecto se requiere una campaña de medición exhaustiva con el posterior análisis en profundidad de los datos adquiridos.

En este apartado se va a valorar la viabilidad del proyecto analizando un conjunto de datos de viento a través de la herramienta del software de Windographer. Se presentarán gráficos y observaciones detalladas que son esenciales para interpretar la capacidad y comportamiento del recurso eólico en el sitio, siendo esto crucial para el diseño y dimensionamiento del parque.

5.1. Descripción de la muestra de datos

Como se acaba de mencionar, para el desarrollo de un parque eólico es necesaria una campaña de medición exhaustiva, que en el caso de los proyectos reales que se llevan a cabo en la actualidad, se realiza mediante la colocación de anemómetros en el emplazamiento y la recopilación de masas de datos durante años.

Por objetivos reales y falta de recursos, para el caso de este trabajo se va a emplear una serie de datos proporcionada por Vortex, que será equivalente a un anemómetro virtual situado en una localización media del emplazamiento, detallada en la Figura 7. La empresa española Vortex Factoría de Calculus S.L. [10], que proporciona estimaciones globales del viento en lugares o periodos en los que no se dispone de mediciones, ha cedido amablemente este recurso para este propósito.



Figura 7: Detalle localización anemómetro (30T, 646278.00 m E, 4679493.00 m N) [Google Earth Pro]

Se trata de una serie de datos de 10 años en intervalos de una hora, comenzando el 01/01/2014 a las 02:00 y terminando el 15/07/2024 a las 01:00, proporcionando valores de las siguientes magnitudes:

- Velocidad del viento en [m/s].
- Dirección del viento en [°].
- Temperatura en [°C].
- Densidad del aire en [kg/m³].
- Presión en [hPa].

Estas cinco magnitudes se tienen tanto para 120 metros como para 150 metros, posibles alturas de buje para los aerogeneradores. Aunque se compararán en varias de las magnitudes a estudiar, este análisis estadístico se centrará principalmente en la primera altura (120 m), se comprobará posteriormente si es suficiente para el proyecto y en caso contrario se repetirá el estudio para la segunda altura.

A continuación, se procede a analizar toda la información de utilidad que arrojan estos datos con el programa Windographer, software de análisis estadístico descriptivo.

5.2. Rosa de los vientos

La rosa de los vientos ofrece de forma visual información esencial sobre dirección y distribución de velocidades de viento.

El análisis estadístico de la rosa de los vientos es fundamental si se quiere optimizar la durabilidad y el rendimiento de los elementos de los aerogeneradores. Estudiar detalladamente la información arrojada por este, permite orientar de forma óptima las turbinas, diseñar las palas eficientemente y crear tanto estrategias de control eficaces como procedimientos de mantenimiento predictivo a partir de la previsión de la carga sufrida por los componentes.

El objetivo final que se busca con esto es optimizar el aprovechamiento del recurso eólico disponible y con ello la producción energética, reduciendo los costes de operación y haciendo el proyecto más rentable. A continuación, se presentan las rosas de los vientos de diferentes tipos obtenidas con el software Windographer.

5.2.1. Rosa de los vientos de frecuencia

Este tipo de rosa de los vientos indica la frecuencia con la que el viento incide desde cada una de las direcciones, pudiendo por tanto apreciar cuál es la dirección dominante del viento.

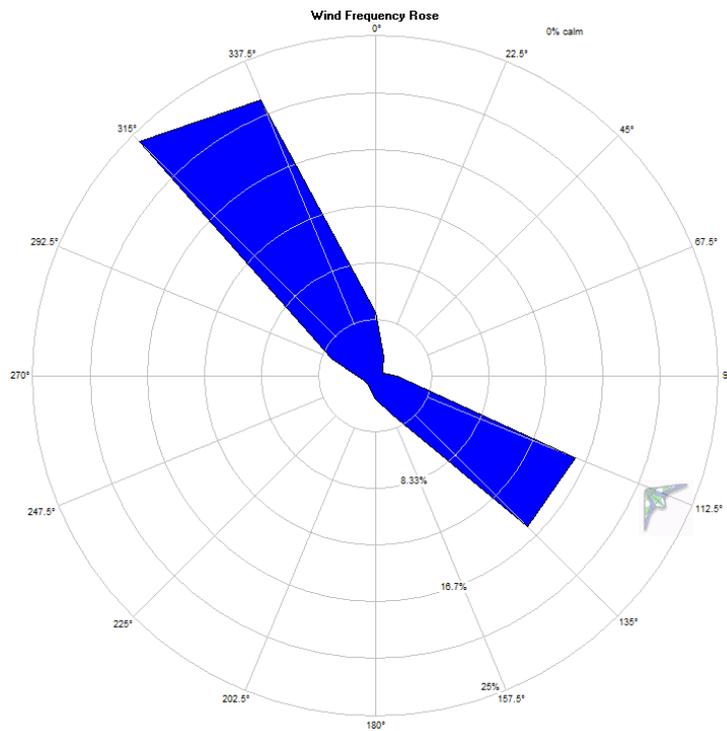


Figura 8: Rosa de los vientos de frecuencia a 120 m [Windographer]

Por lo observado en la figura, se puede asumir que en el emplazamiento seleccionado el viento incidirá la mayor parte del tiempo desde las direcciones de 315° y 337.5°, con una componente secundaria desde los 135°. En la próxima figura se presenta la rosa de vientos de frecuencia por meses, lo que permite estudiar de forma gráfica cómo varía la dirección del viento a lo largo del año.

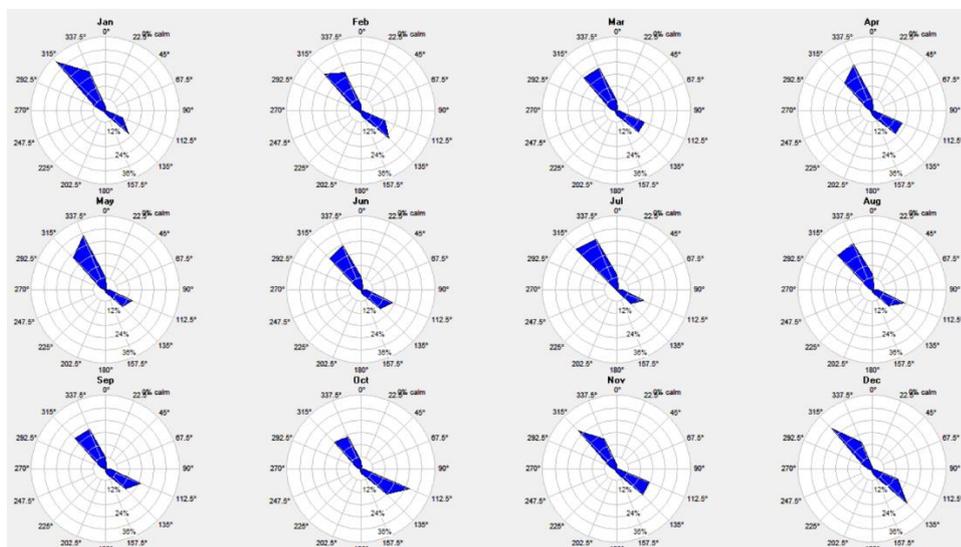


Figura 9: Rosa de los vientos de frecuencia por meses a 120 m [Windographer]

5.2.2. Rosa de los vientos de velocidad

En este caso, el diagrama de la rosa de los vientos indica la velocidad media del viento en cada una de las 16 direcciones del plano. En la Figura 6 se aprecia que la dirección dominante es aquella a 337.5°, por lo que se puede sacar la conclusión de que los vientos más fuertes que recibe el anemómetro provienen de esta dirección.

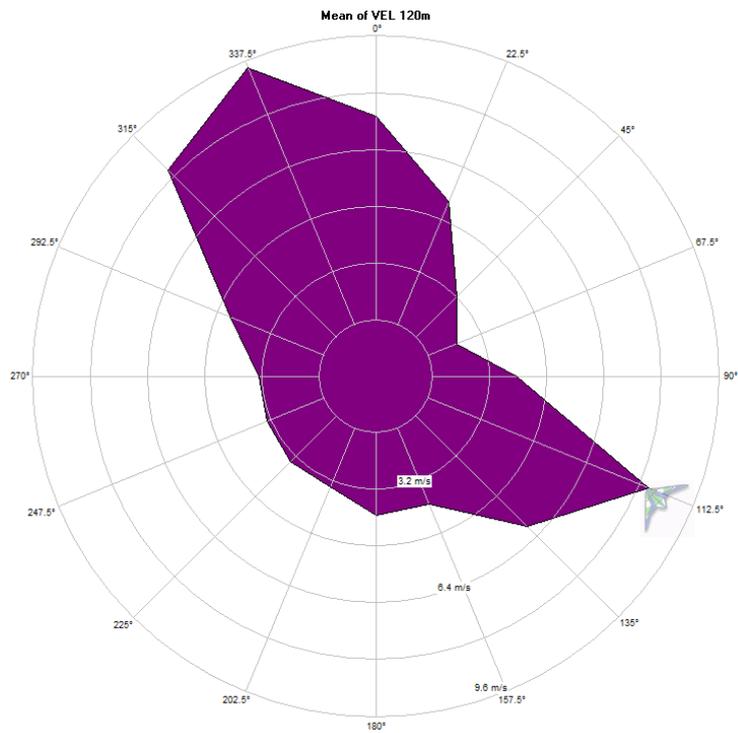


Figura 10: Rosa de los vientos de velocidad a 120 m [Windographer]

De igual forma, se representa la rosa de los vientos de velocidad por meses, donde se observa que la tendencia por la dirección de 337.5° y sus direcciones contiguas no cambia a lo largo del año y se confirma la existencia de vientos relevantes desde los 112.5°.

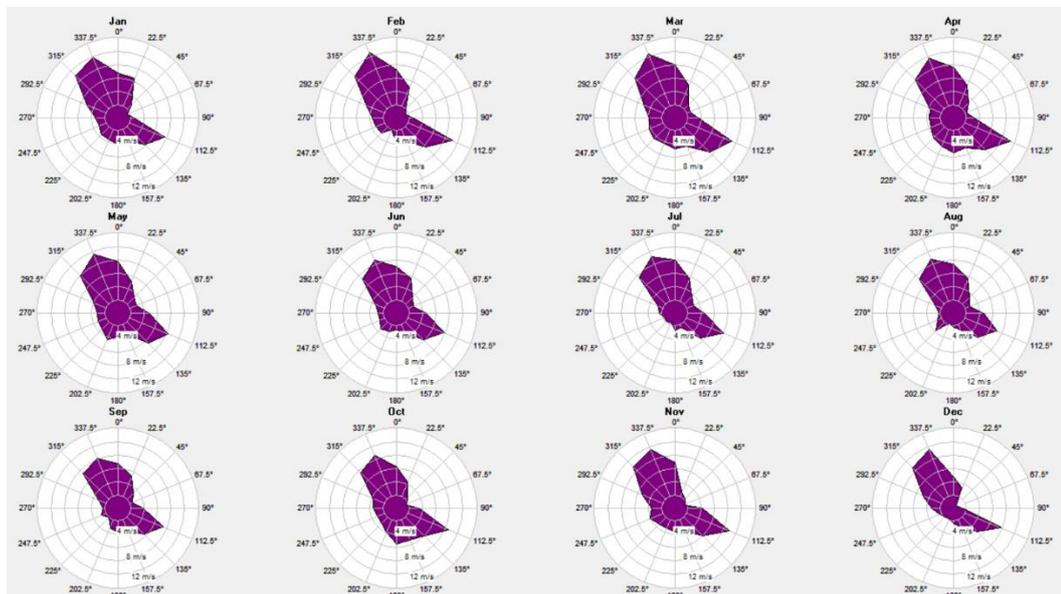


Figura 11: Rosa de los vientos de velocidad por meses a 120 m [Windographer]

5.2.3. Rosa de los vientos de energía

Por último, este tipo de rosa de los vientos muestra la energía disponible desde las diferentes direcciones, de tal forma que se puede determinar de dónde proviene la mayor cantidad de energía aprovechable, en este caso 337.5°.

De las tres rosas de vientos que se han estudiado, esta última proporciona la información más importante, por su más estrecha relación con la capacidad de generación de los aerogeneradores, determinando su orientación en el parque. La dirección con mayor frecuencia de vientos no tiene necesariamente que indicar la orientación de mayor aprovechamiento de energía si el valor medio de velocidad no es alto, y viceversa. Por tanto, se establece que los aerogeneradores estarán orientados a 337.5°.

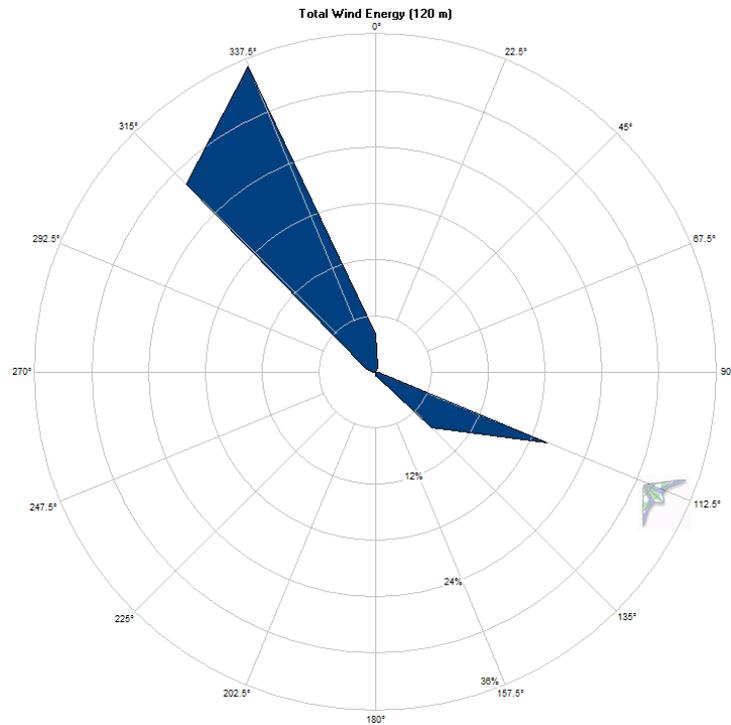


Figura 12: Rosa de los vientos de energía a 120 m [Windographer]

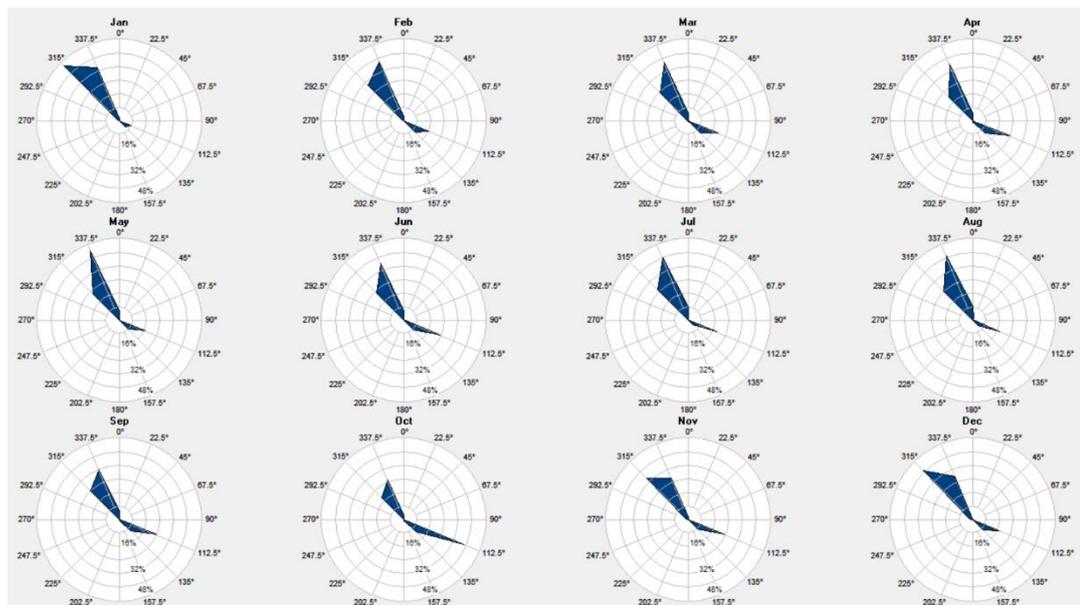


Figura 13: Rosa de los vientos de energía por meses a 120 m [Windographer]

5.3. Velocidad del viento

Es de igual importancia analizar las estadísticas arrojadas por el programa Windographer a partir de los datos de velocidad de viento. Este software resulta de gran utilidad debido a la dificultad que albergaría manejar la gran cantidad de datos que forman la muestra (un valor cada hora durante 10 años) y que se espera manifiesten una importante variabilidad.

A continuación, se ofrecen diferentes análisis y cálculos estadísticos que facilitarán la comprensión del comportamiento de la velocidad del viento en el emplazamiento.



Figura 14: Datos totales de velocidad de viento a 120 y 150 m [Windographer]

En la figura anterior se muestra el conjunto total de datos de velocidad de viento de 2014 a 2024 a las dos alturas de buje estudiadas, siendo notoria la gran variabilidad que presentan, con numerosos picos y valles a lo largo de la muestra. Para entrar en más detalle sobre esto, las siguientes figuras muestran el perfil de velocidad media horaria y mensual respectivamente.

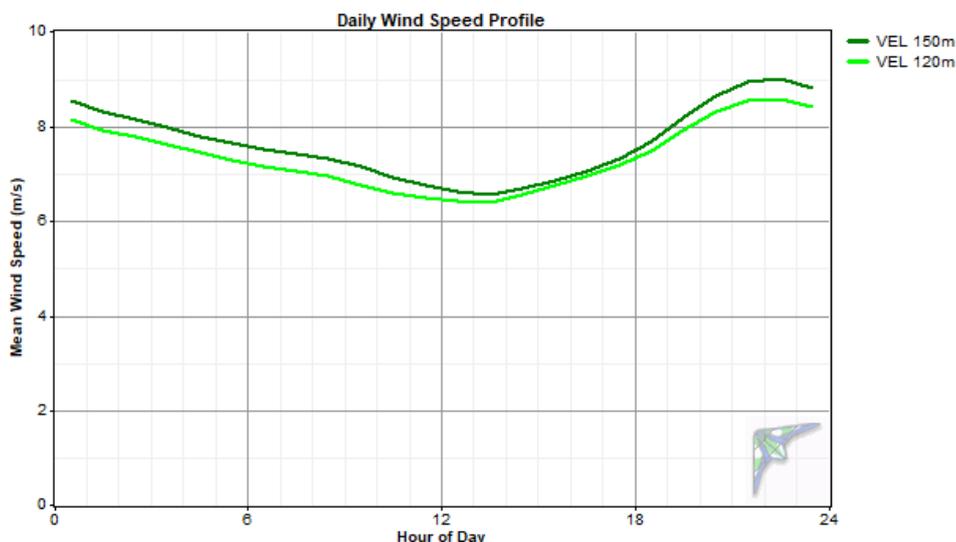


Figura 15: Velocidad de viento media horaria a 120 y 150 m [Windographer]

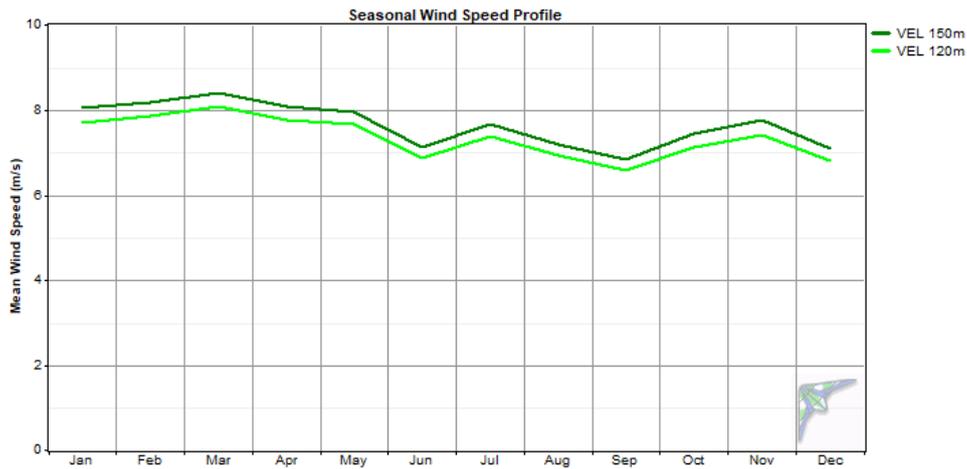


Figura 16: Velocidad de viento media mensual a 120 y 150 m [Windographer]

Se observa que existen variaciones considerables con la hora del día y el mes del año, tal y como se esperaba. Concretamente, cabe destacar que las mayores velocidades de viento se dan por lo general entre las últimas y primeras horas del día coincidiendo con la noche, con máximos a las 22 horas y mínimos a las 13 horas. En cuanto a la variación estacional, se puede apreciar que las mayores velocidades de viento corresponden con los meses de enero a abril, entre el final del invierno y el principio de la primavera, con mínimos en junio y septiembre.

Por último, el software Windographer nos brinda los valores promedio del conjunto entero de datos, que establecen que la velocidad media del viento en el emplazamiento es:

- 7.36 m/s a 120 metros.
- 7.66 m/s a 150 metros.

5.4. Función de distribución de probabilidad acumulada

Esta función sirve para dar una idea de cómo se distribuye la muestra de datos de velocidad de viento. Concretamente, muestra la probabilidad de que esta variable alcance un valor inferior o igual a un valor específico.

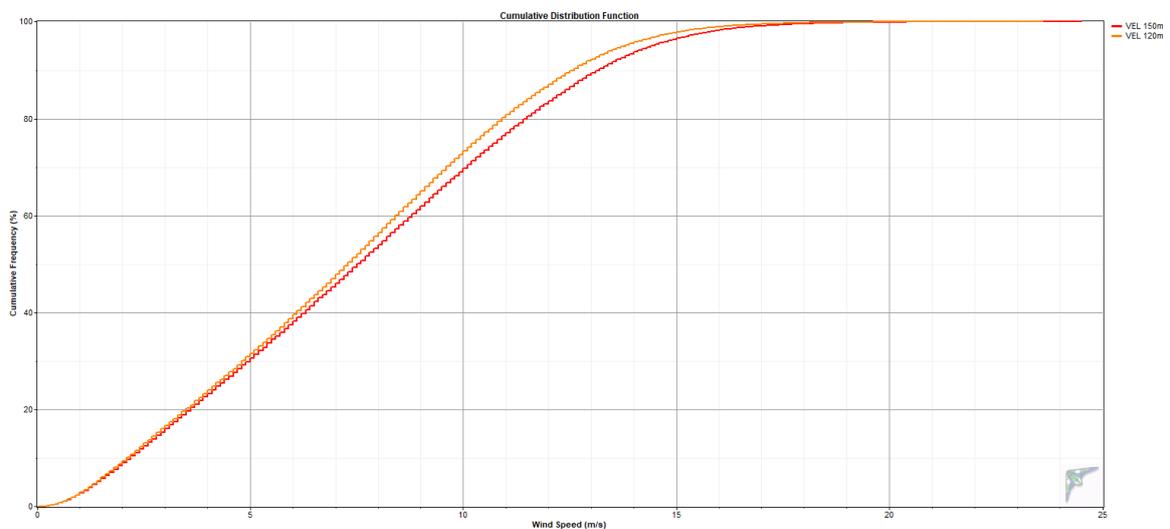


Figura 17: Función de distribución de probabilidad acumulada de velocidad de viento a 120 y 150 m [Windographer]

Para el caso concreto del emplazamiento estudiado, se puede observar en la figura cómo aproximadamente un 30% de los datos se acumulan por debajo del valor de 5 m/s, lo que puede indicar que una parte considerable de los datos de velocidad de tiempo no sería suficiente para una generación de energía rentable.

Por otro lado, se aprecia que para un valor de velocidad de 15 m/s se acumula entorno al 97% de los datos de viento, lo que refleja la baja probabilidad de encontrar valores superiores a este, si bien no implica que esto no haya ocurrido puntualmente en numerosas ocasiones a lo largo de la muestra.

5.5. Función de distribución de Weibull

La distribución de Weibull es un modelo estadístico que representa la probabilidad de que una determinada variable tome valores dentro de un intervalo, permitiendo así visualizar cómo se distribuye la muestra. En este caso, muestra la probabilidad de que la velocidad de viento tome valores comprendidos en intervalos que se han escogido de 0.5 m/s.

Esta función está definida por dos parámetros. El parámetro de forma k representa la dispersión, siendo un valor cercano a 2 equivalente a una variabilidad moderada, mientras que valores más altos reflejan vientos constantes y valores menores un viento más variable. Por otro lado, el valor de escala c en este caso muestra la velocidad media, siendo esta mayor según aumenta c .

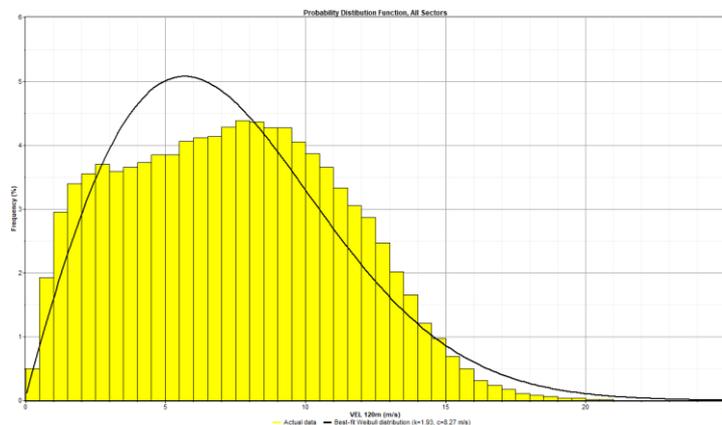


Figura 18: Función de distribución de Weibull para 120 m [Windographer]

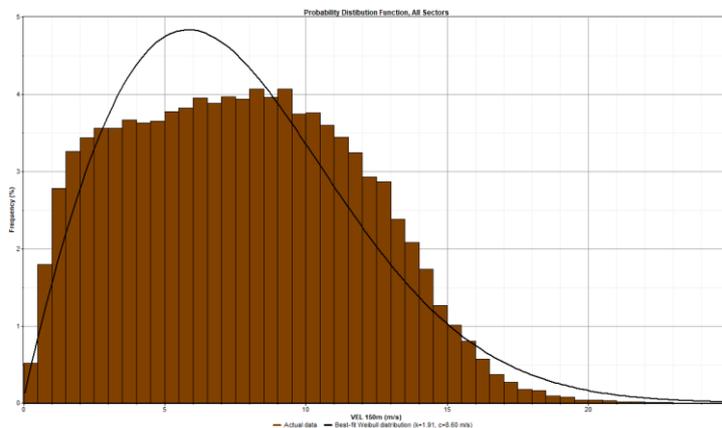


Figura 19: Función de distribución de Weibull para 150 m [Windographer]

Se observa que en ambos casos el parámetro k toma valores próximos a 2 ($k=1.93$ y $k=1.91$ respectivamente) señalando que las velocidades de viento están razonablemente centradas alrededor de la media, lo que es favorable para la generación eólica. Además, cabe destacar que el intervalo más habitual de velocidades de viento es [7,5, 8] m/s para 120 metros de altura de buje, mientras que los intervalos de [8, 8,5] y [9, 9,5] m/s para el caso de 150 metros.

5.6. Diagrama de cajas

Por último, el diagrama de cajas facilita la visualización de los valores atípicos y la dispersión de la velocidad del viento en el emplazamiento, en este caso por meses. Además, permite hacerse una idea de la mediana, los cuartiles, valores máximos y mínimos y posibles valores extremos. A continuación, los diagramas de cajas para ambas alturas de buje.

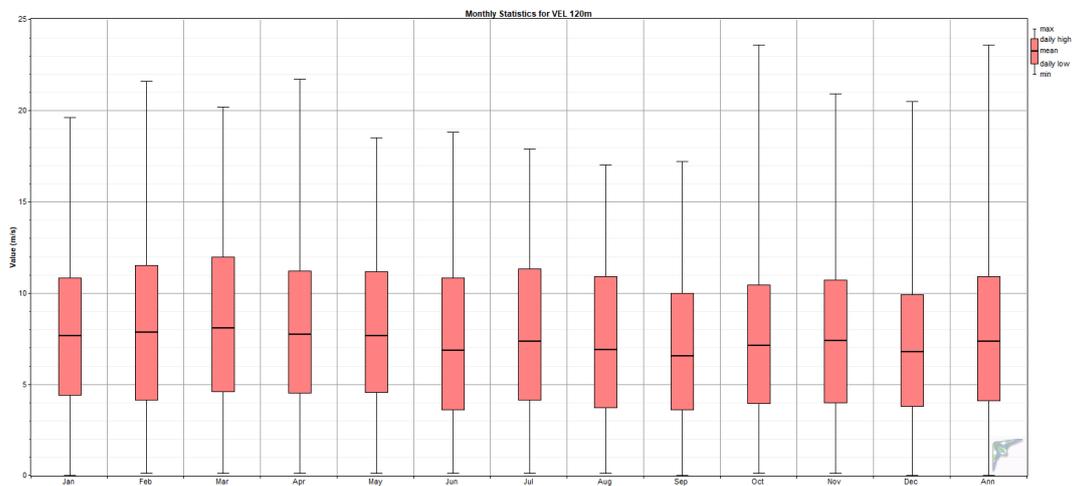


Figura 20: Diagrama de cajas por meses a 120 m [Windographer]

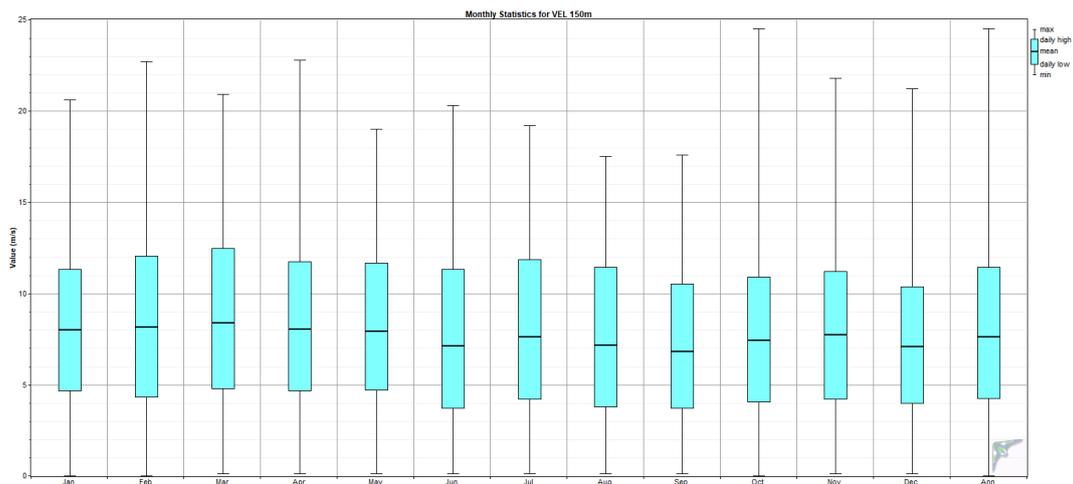


Figura 21: Diagrama de cajas por meses a 150 m [Windographer]

5.7. Resumen

Tras realizar este estudio del recurso eólico, se puede concluir que el análisis estadístico de los datos de vientos califica el emplazamiento elegido para el parque como apropiado. Se ha identificado la dirección predominante del viento y su contribución al aprovechamiento de energía a partir de la rosa de los vientos, se han estudiado los momentos del día y meses del año con mayor volumen de viento y se ha proporcionado una visión bastante amplia de la variabilidad de y constancia de la velocidad.

Todo lo anterior en conjunto apunta a la viabilidad del emplazamiento y su idoneidad para la implantación del parque eólico.

	120 metros	150 metros
Velocidad media (m/s)	7,36	7,66
Velocidad máxima (m/s)	23,6	24,5
Weibull k	1,93	1,91
Weibull c	8,27	8,60
Densidad potencia a 50 m (W/m²)	256	
Exponente ley potencial	0,178	
Registros importados	92.352	
Registros válidos	92.352	

Figura 22: Tabla de resultados Windographer

6. Estudio energético y simulación de campo de vientos

En este capítulo se va a utilizar una simulación de campo de vientos y de producción de energía para proporcionar un análisis en detalle del potencial energético del parque eólico, siendo esto fundamental para asegurar el correcto desarrollo del proyecto y maximizar la rentabilidad del mismo. Se va a examinar el desempeño de tres modelos diferentes de aerogeneradores en el emplazamiento ya descrito anteriormente, a través de la herramienta Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP), desarrollada por la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU).

Este estudio energético concluirá con la elección del aerogenerador más apropiado y ayudará a determinar el diseño idóneo del parque para maximizar la eficiencia energética y reducir los costes, lo que aumentará la viabilidad del proyecto.

A continuación, se describen los diferentes datos de entrada (inputs) que requiere el software WAsP para llevar a cabo la simulación.

6.1. Datos de viento

De igual forma que para la evaluación de potencial eólico del capítulo anterior, los datos de viento a utilizar serán los proporcionados por la empresa Vortex a modo de estación meteorológica virtual situada en el punto del emplazamiento (646.278, 4.679.493 en coordenadas UTM) ya especificado anteriormente. Esta serie de datos de 10 años, descrita en el capítulo anterior, acumula un total de 92.352 observaciones y se tomarán únicamente los valores de velocidad, dirección y temperatura para el caso de 120 metros de altura.

En un principio se establece que esta será la altura de buje de los aerogeneradores y se realizará el estudio energético utilizando dicha serie de datos, valorando consecuentemente los resultados y realizando de nuevo el estudio para 150 metros si se considera que la primera altura no es suficiente.

Estos datos deberán tratarse con la herramienta WAsP Climate Analyst previo a la simulación, con el objetivo de detectar datos erróneos (ninguno en este caso) y generar un fichero en el formato indicado para ser importado en el programa WAsP. Al mismo tiempo, la herramienta proporciona un análisis estadístico descriptivo que, aunque es más conciso que el de Windographer, también resulta útil para contrastar resultados, como dirección predominante y variabilidad de la velocidad del viento.

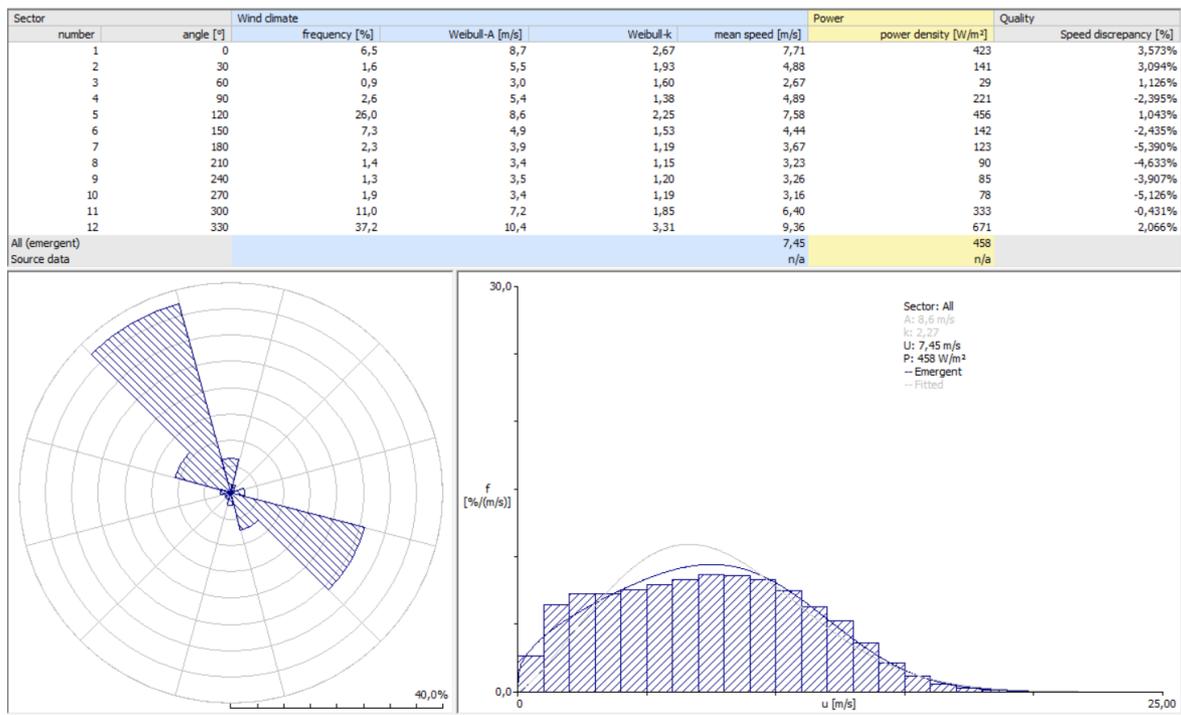


Figura 23: Análisis estadístico de datos de viento a importar en WAsP [WAsP Climate Analyst]

6.2. Topografía y rugosidad

La simulación de campo de vientos permitirá analizar el efecto de la orografía y las características del terreno sobre el comportamiento del viento en el área del parque eólico. La rugosidad del terreno influye en la fricción y la disipación de energía del viento, mientras que la topografía por su lado puede influir en aceleración y turbulencias.

Por tanto, es necesario facilitar esta información al programa WAsP a través de un mapa digitalizado de topografía y rugosidad. Este recurso se generará con la herramienta WAsP Map Editor, que permite a partir de un archivo con las curvas de nivel del emplazamiento indicar la presencia de rugosidades de diferentes tipos (núcleos urbanos, vegetación, masas de agua) y crear un fichero que incluye, con referencia geográfica, toda esta información digitalizada en el formato requerido por el software de simulación.

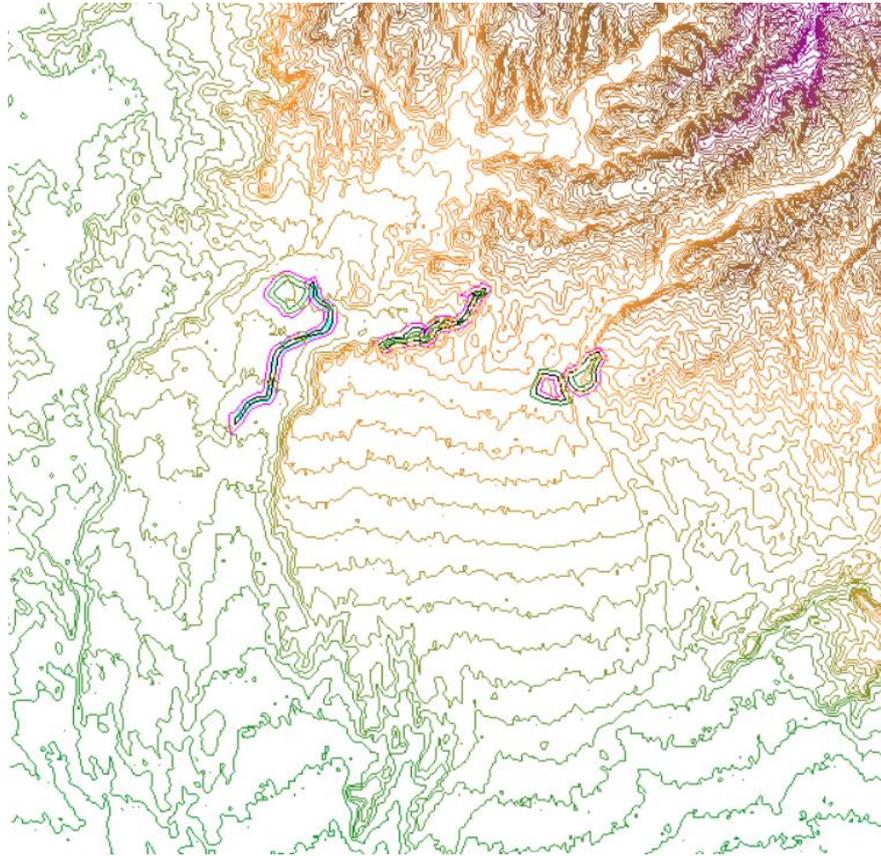


Figura 24: Mapa topográfico con curvas de nivel y rugosidad [WASP Map Editor]

6.3. Tecnología eólica considerada

Los últimos parámetros requeridos por el software de WASP son los referentes a las características técnicas de los aerogeneradores que se van a simular. Como se ha comentado al principio del capítulo, se va a estudiar el rendimiento de tres modelos de aerogeneradores diferentes, con el objetivo de escoger aquella tecnología que obtenga mejores resultados bajo las condiciones de funcionamiento especificadas.

Los datos técnicos se obtendrán de los catálogos facilitados por los fabricantes, teniendo en cuenta que estos varían según la densidad del aire que percibe la máquina. Por tanto, se procede a estimar un valor de densidad a través de la herramienta Air Density Calculator que proporciona el programa WASP. Para ello, se calcula una media de la altura de las posiciones de los generadores (sumando la altura de buje de 120 metros) y se utiliza el valor de temperatura media de 13,2 °C proporcionado por Windographer a partir de la serie de datos de Vortex.

Aerogen	Altitud (m)	Media (m)	Altura buje (m)	Altitud media (m)
A1	502,6	488,3	120	608,3
A2	500			
A3	493,2			
A4	486,2			
A5	481,7			
A6	478,6			
A7	475,8			

Tabla 5: Cálculo altitud media aerogeneradores

Con este dato de media de altura de las posiciones de generación, se calcula un valor de densidad de aire de 1,147 kg/m³.

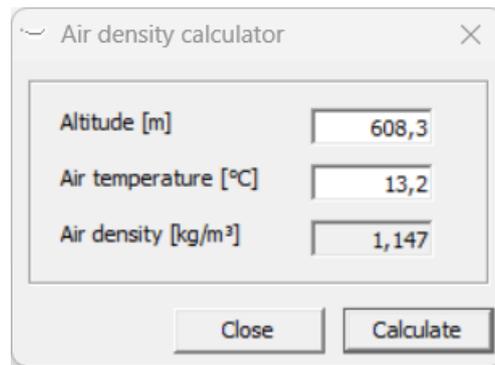


Figura 25: Detalle cálculo densidad de aire [WAsP]

Los datos técnicos de los aerogeneradores que servirán de input para la simulación son la potencia nominal, el diámetro de rotor y las curvas de potencia y coeficiente de empuje. Estas últimas se obtendrán interpolando los valores tabulados en los catálogos de los fabricantes de los respectivos modelos [11], [12], [13]. A continuación, se resumen las características técnicas de los aerogeneradores propuestos.

VESTAS EnVentus V172-6.8 MW

Potencia nominal 6,8 MW y diámetro de rotor 172 metros.

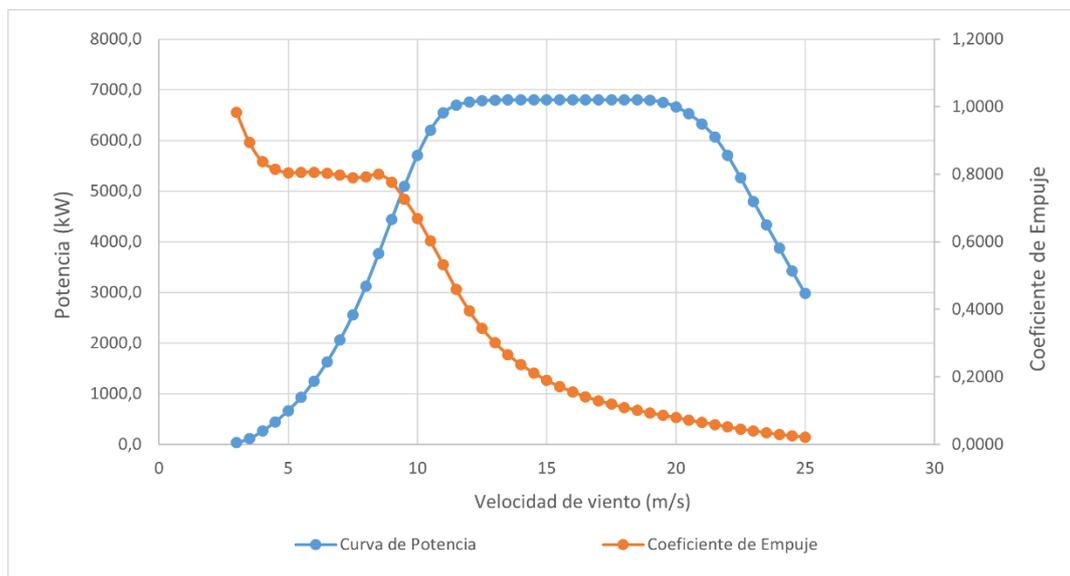


Figura 26: Potencia y coeficiente de empuje en función de velocidad de viento modelo Vestas

NORDEX N163-6.X Mode 0

Potencia nominal 7 MW y diámetro de rotor 163 metros.

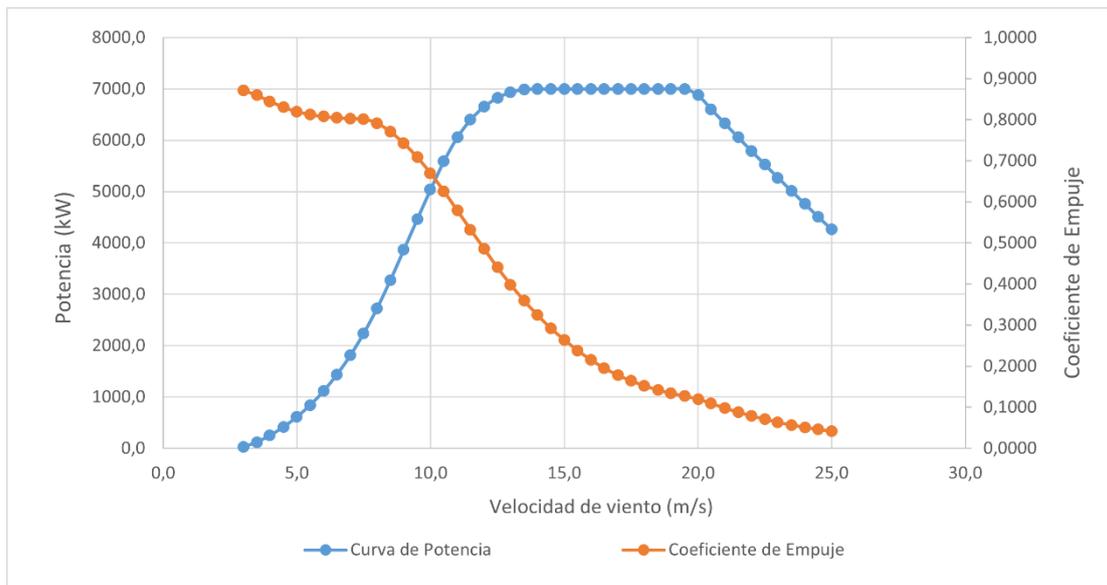


Figura 27: Potencia y coeficiente de empuje en función de velocidad de viento modelo Nordex

SG 6.6-170 Mode AM 0

Potencia nominal 6,6 MW y diámetro de rotor 170 metros.

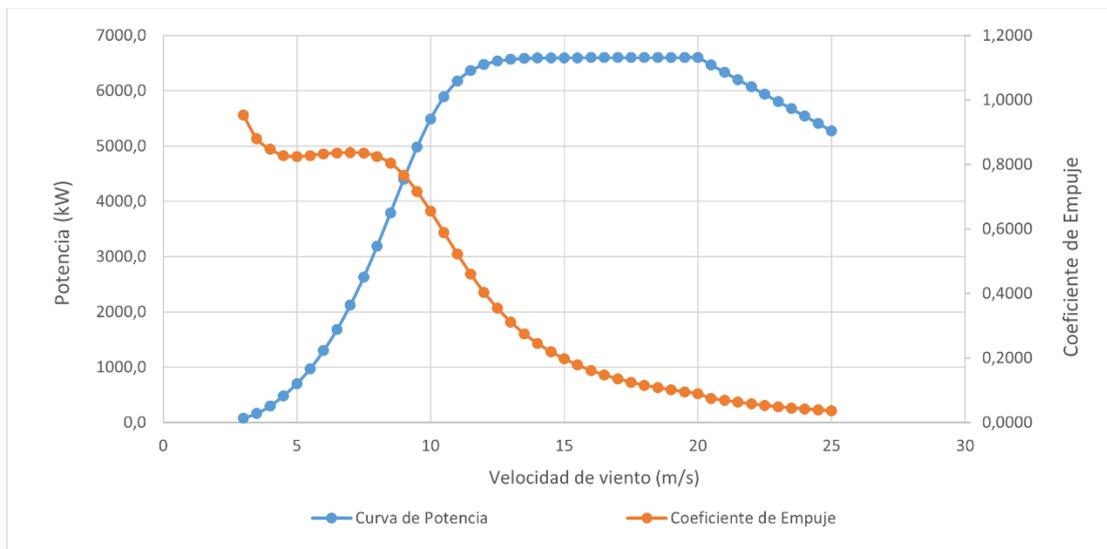


Figura 28: Potencia y coeficiente de empuje en función de velocidad de viento modelo Siemens Gamesa

Por último, y de igual forma que con el resto de los datos de entrada, el software WAsP requiere que los datos de los aerogeneradores se introduzcan en el formato propio. Esto se realiza mediante la herramienta WAsP Turbine Editor, que define los aerogeneradores a partir de su altura de buje, diámetro de rotor y curvas de potencia y coeficiente de empuje, y genera un archivo para cada modelo en el formato adecuado.

6.4. Simulación y resultados

Reunidos todos los inputs necesarios, se procede a realizar las simulaciones del campo de vientos en el programa WASP, una por cada modelo a estudiar.

La metodología, que es idéntica para cada simulación, consiste en importar el mapa vectorial de orografía y rugosidad del emplazamiento, introducir el archivo de datos de viento estimados para el terreno, definir el parque eólico con las posiciones exactas de los aerogeneradores (introduciendo las coordenadas de la Tabla 2), importar el fichero de curvas de potencia y coeficiente de empuje de las turbinas, y finalmente el programa calculará los resultados.

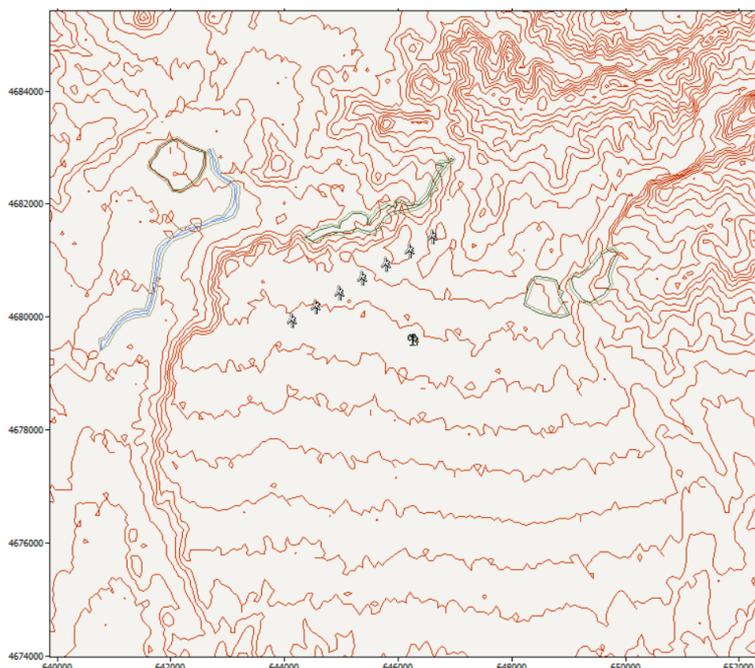


Figura 29: Detalle de mapa vectorial con posiciones de aerogeneradores y anemómetro

Después de un tiempo de cálculo muy escaso, el programa arroja diversos resultados presentados en tablas y mapas, tales como la producción energética, pérdidas por efecto estela, velocidades medias, densidad de potencia, rendimiento energético anual, factor de capacidad y otros índices relevantes. En las siguientes tablas se recogen los resultados de las tres simulaciones y los cálculos derivados de ellas.

VESTAS EnVentus V172-6.8 MW

Aerogen	X _{UTM}	Y _{UTM}	Altitud	Vel (m/s)	Prod Bruta (GWh/año)	Prod Neta (GWh/año)	Factor Estela (%)
A1	646630	4681304	502,6	7,33	25,440	25,368	0,28
A2	646217	4681059	500,0	7,21	24,741	24,619	0,49
A3	645804	4680814	493,2	7,57	26,873	26,753	0,45
A4	645392	4680569	486,2	7,50	26,530	26,407	0,46
A5	644980	4680323	481,7	7,48	26,399	26,276	0,47
A6	644568	4680078	478,6	7,46	26,329	26,212	0,45
A7	644156	4679834	475,8	7,46	26,340	26,259	0,30
Total					182,652	181,894	0,42

Escenario de pérdidas energéticas	Rendimiento
Pérdidas Eléctricas	0,97
Pérdidas OyM	0,97
Curva de potencia y otras	0,95
Total	0,89

Potencia Unitaria (MW)	6,8
Nº de aerogeneradores	7
Potencia Total (MW)	47,6
Energía Bruta (GWh/año)	182,652
Energía Neta (GWh/año)	181,894
Pérdidas Efecto Estela (%)	0,42
Energía a Red (GWh/año)	161,886
Tiempo a Plena Carga (h/año)	3401
Factor de Capacidad (%)	38,8

Tabla 6: Resultados simulación para modelo Vestas [WASP]

NORDEX N163-6.X Mode 0

Aerogen	X_{UTM}	Y_{UTM}	Altitud	Vel (m/s)	Prod Bruta (GWh/año)	Prod Neta (GWh/año)	Factor Estela (%)
A1	646630	4681304	502,6	7,33	23,754	23,692	0,26
A2	646217	4681059	500,0	7,21	23,061	22,960	0,44
A3	645804	4680814	493,2	7,57	25,143	25,046	0,39
A4	645392	4680569	486,2	7,50	24,794	24,693	0,41
A5	644980	4680323	481,7	7,48	24,656	24,556	0,41
A6	644568	4680078	478,6	7,46	24,580	24,485	0,39
A7	644156	4679834	475,8	7,46	24,586	24,522	0,26

Total					170,574	169,955	0,36
--------------	--	--	--	--	----------------	----------------	-------------

Escenario de pérdidas energéticas	Rendimiento
Pérdidas Eléctricas	0,97
Pérdidas OyM	0,97
Curva de potencia y otras	0,95
Total	0,89

Potencia Unitaria (MW)	7
Nº de aerogeneradores	7
Potencia Total (MW)	49
Energía Bruta (GWh/año)	170,574
Energía Neta (GWh/año)	169,955
Pérdidas Efecto Estela (%)	0,36
Energía a Red (GWh/año)	151,260
Tiempo a Plena Carga (h/año)	3.087
Factor de Capacidad (%)	35,2

Tabla 7: Resultados simulación para modelo Nordex [WASP]

SG 6.6-170 Mode AM 0

Aerogen	X _{UTM}	Y _{UTM}	Altitud	Vel (m/s)	Prod Bruta (GWh/año)	Prod Neta (GWh/año)	Factor Estela (%)
A1	646630	4681304	502,6	7,33	24,992	24,921	0,28
A2	646217	4681059	500,0	7,21	24,323	24,204	0,49
A3	645804	4680814	493,2	7,57	26,364	26,246	0,45
A4	645392	4680569	486,2	7,50	26,036	25,916	0,46
A5	644980	4680323	481,7	7,48	25,912	25,790	0,47
A6	644568	4680078	478,6	7,46	25,845	25,729	0,45
A7	644156	4679834	475,8	7,46	25,855	25,777	0,30

Total					179,327	178,584	0,41
--------------	--	--	--	--	----------------	----------------	-------------

Escenario de pérdidas energéticas	Rendimiento
Pérdidas Eléctricas	0,97
Pérdidas OyM	0,97
Curva de potencia y otras	0,95
Total	0,89

Potencia Unitaria (MW)	6,6
Nº de aerogeneradores	7
Potencia Total (MW)	46,2
Energía Bruta (GWh/año)	179,327
Energía Neta (GWh/año)	178,584
Pérdidas Efecto Estela (%)	0,41
Energía a Red (GWh/año)	158,940
Tiempo a Plena Carga (h/año)	3.440
Factor de Capacidad (%)	39,3

Tabla 8: Resultados simulación para modelo Siemens Gamesa [WAsP]

A partir de los resultados adquiridos directamente del software se han obtenido los datos de energía anual vertida a la red, tiempo de funcionamiento a plena carga y factor de capacidad, que serán los más determinantes para la elección del modelo a emplear en el parque. Para ello, se han definido varios escenarios de pérdidas que restarán energía desde la producción en el pie del aerogenerador hasta la conexión a red.

Habrán pérdidas eléctricas en la red de MT, en la subestación y en el transporte por la línea de interconexión, pérdidas por disponibilidad de operación y mantenimiento según lo establecido por contrato, y pérdidas por incumplimiento de curva de potencia, entre otras. En la tabla se recogen los valores estimados de rendimiento para los respectivos escenarios y se calcula por tanto la energía vertida a la red, que será de la siguiente forma para los tres modelos:

$$\text{Energía a Red} \left(\frac{\text{GWh}}{\text{año}} \right) = \text{Energía Neta} \left(\frac{\text{GWh}}{\text{año}} \right) \times 0,89$$

Por otro lado, se calcula el tiempo que el parque estaría funcionando a plena carga, es decir, el número de horas al año que funcionaría a potencia nominal para producir la misma energía que genera con variaciones de viento.

$$\textit{T tiempo a plena carga} \left(\frac{h}{\textit{año}} \right) = \frac{\textit{Energía a Red} \left(\frac{MWh}{\textit{año}} \right)}{\textit{Potencia Total} (MW)}$$

Por último, el factor de capacidad, que no es más que el porcentaje del año en el que el parque estaría funcionando a plena carga:

$$\textit{Factor de capacidad} (\%) = \frac{\textit{T tiempo a plena carga} \left(\frac{h}{\textit{año}} \right)}{8760 \left(\frac{h}{\textit{año}} \right)} \times 100$$

7. Aerogenerador escogido

Como producto de la simulación del campo de vientos en WAsP, se puede concluir que la tecnología de Siemens Gamesa 6.6-170 Mode AM 0 es la más adecuada y será por tanto la opción a emplear en el parque eólico, que estará finalmente constituido por 7 aerogeneradores acumulando un total de 46,2 MW de potencia instalada.

Aunque los valores de producción neta y energía vertida a la red de los tres aerogeneradores simulados son próximos, esta alternativa, a pesar de no ser la de mayor potencia nominal, resulta la más rentable por presentar los mayores índices de tiempo a plena carga (3.440 h/año) y factor de capacidad (39,3%). Estos parámetros son clave porque dan un orden de magnitud sobre el aprovechamiento del recurso eólico e indican la relación entre la generación real de energía y la máxima posible.

Observando los resultados de las tres tecnologías, cabe destacar que en todos los casos se ha conseguido mantener las pérdidas por efecto estela en valores muy reducidos. Ya siendo un valor menor al 5% el factor de estela de un parque muy bien diseñado, los resultados por debajo del 0,5% (concretamente 0.41% para el SG 6.6-170 Mode AM 0), reflejan el acierto en la decisión de disponer todos los aerogeneradores formando una única alineación en orientación perpendicular a la dirección predominante de la rosa de vientos de energía.

Además, es de importancia mencionar el índice RIX, que representa el porcentaje del terreno a 3.500 metros de distancia de un punto que supera una pendiente límite de 30%. Este concepto representa la rugosidad y escarpadura del terreno, y los resultados de RIX = 0% en todas las posiciones de la simulación indican que el flujo no se desprende y no provocará errores en el modelado ni sobreestimaciones de velocidad.

A continuación, se ofrece información técnica y una descripción en mayor profundidad de la tecnología escogida para los aerogeneradores.

Siemens Gamesa 6.6-170 6,6 MW

El aerogenerador seleccionado corresponde con la tecnología desarrollada por el fabricante Siemens Gamesa. El modelo cuenta con 6,6 MW de potencia nominal, 120 metros de altura de buje y 170 metros de diámetro de rotor. A continuación, se facilita información detallada sobre las especificaciones técnicas de sus componentes.

Generador asíncrono

Especificaciones técnicas generador	
Tipo	Trifásico asíncrono doble realimentación
Construcción	DFIG
Refrigeración	Aire
Potencia nominal	6,6 MW
Tensión en bornas	690 V
Frecuencia	50 Hz
Velocidad	1120 rpm
Velocidad de arranque	3 m/s
Velocidad de corte	25 m/s
Velocidad nominal	11,5 m/s
Convertidor	Convertidor de frecuencia PWM
Modo de regulación	AM0
Ruido máximo	106 dB
Rango de temperatura	-20 °C, 40 °C

Tabla 9: Especificaciones técnicas generador [Siemens Gamesa]

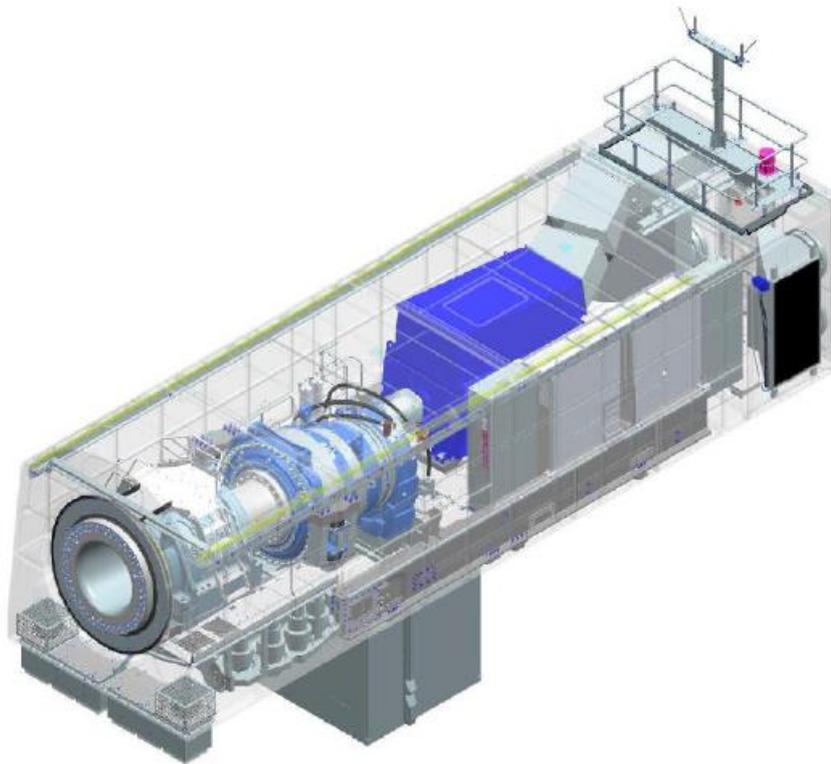


Figura 30: Esquema detalle generador [Siemens Gamesa]

Convertidor de frecuencia

Conectado directamente con el rotor, el convertidor de frecuencia es un sistema de conversión 4Q back to back con 2 VSC en un enlace de corriente continua común. El convertidor de frecuencia permite el funcionamiento del generador a velocidad y tensión variables, al tiempo que suministra potencia a frecuencia y tensión constantes al transformador de media tensión.

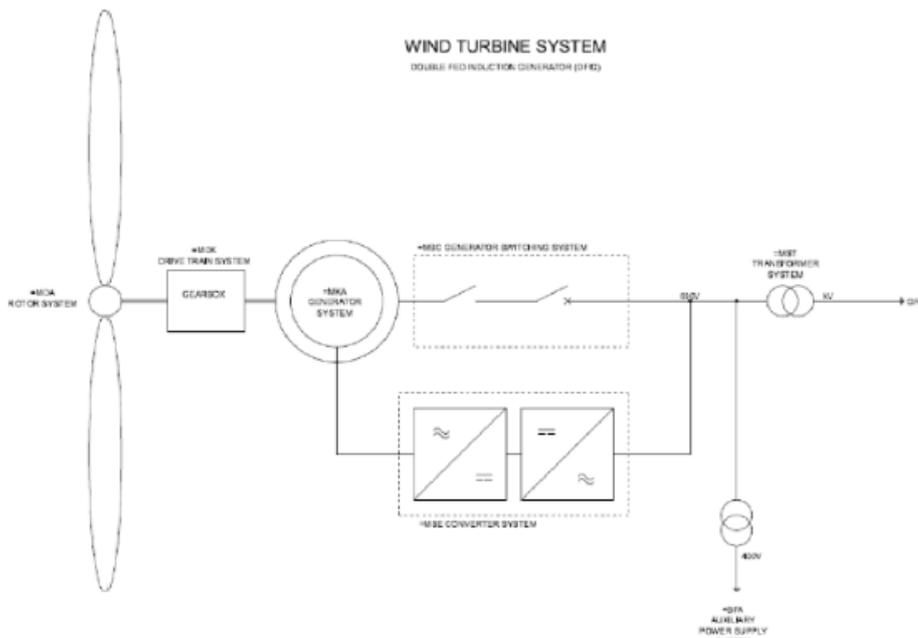


Figura 31: Esquema unifilar simplificado aerogenerador [Siemens Gamesa]

Curvas de potencia y coeficiente de empuje

En la siguiente figura se observan las curvas de potencia y coeficiente de empuje en función de la velocidad del viento, ya empleadas anteriormente en las simulaciones de campo de vientos con WAsP.

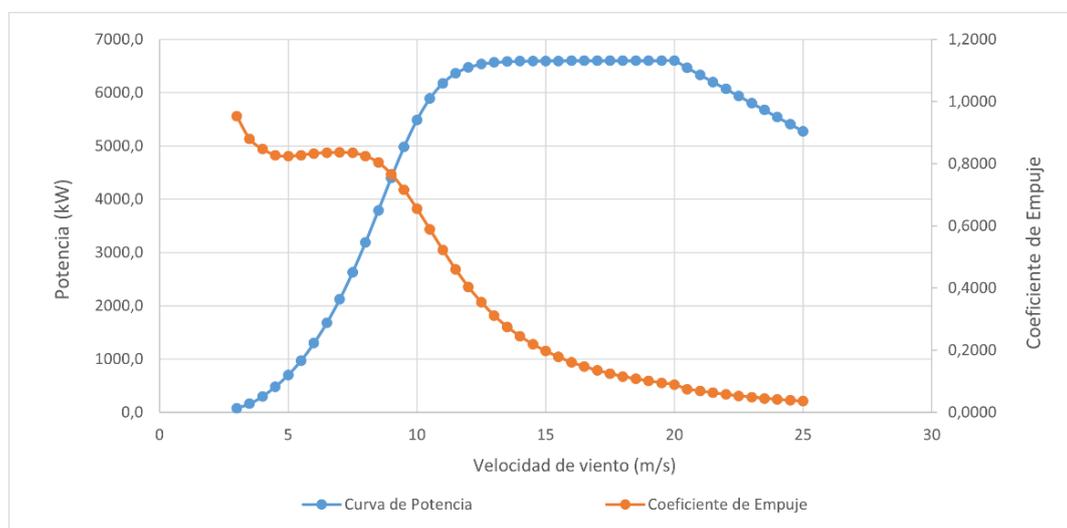


Figura 32: Curvas de potencia y coeficiente de empuje aerogenerador [Siemens Gamesa]

Transformador

En la siguiente tabla se recogen la información básica del transformador incorporado en la góndola de los aerogeneradores de tecnología SG6.6-170 6,6 MW. En el capítulo de Instalación Eléctrica se facilita una tabla con especificaciones técnicas más detalladas.

Disposición	3 fases
Potencia nominal	7,5 MVA
Tensión BT	690 V
Tensión MT	30 kV
Frecuencia	50 Hz
Grupo vectorial	Dyn11 o Dyn1

Figura 33: Especificaciones básicas transformador [Siemens Gamesa]

8. Normativa aplicable

El desarrollo y ejecución de un parque eólico terrestre en España está sujeto a un conjunto de normativas nacionales e internacionales que garantizan el cumplimiento de los requisitos técnicos, ambientales y de seguridad. A continuación, se detalla la normativa más relevante que aplica al proyecto:

8.1. Normativa de instalaciones eléctricas

Para garantizar la correcta operación y seguridad de las instalaciones eléctricas del parque eólico, se debe cumplir con la normativa vigente:

- UNE-EN 50522:2011 - Reglas para las instalaciones de media tensión. Esta normativa regula los requisitos de seguridad y diseño de instalaciones de media tensión, asegurando una adecuada protección contra contactos eléctricos y sobrecorrientes.
- UNE-EN 61936-1:2011 - Instalaciones eléctricas en edificios y plantas industriales. Se enfoca en los criterios de diseño y seguridad para instalaciones eléctricas, abarcando desde la generación hasta la distribución de la energía dentro de la planta.
- UNE-EN 60204-1 - Equipos eléctricos de máquinas. Aplicable a los sistemas de control y operación de los aerogeneradores, estableciendo requisitos para el diseño de sistemas eléctricos que garanticen la seguridad y eficiencia operativa.

8.2. Normativa ambiental

La construcción y operación de un parque eólico debe cumplir con normativas ambientales para minimizar el impacto en el entorno natural:

- Ley 21/2013 de Evaluación Ambiental - Esta ley regula los procedimientos de evaluación ambiental de proyectos, incluyendo los parques eólicos. Se requiere la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) que considere factores como la biodiversidad, el impacto visual, y las emisiones de ruido.
- Directiva 2009/28/CE - Promoción del uso de energía procedente de fuentes renovables. Establece objetivos y marcos para el desarrollo de energías renovables, como la eólica, en los estados miembros de la UE.
- Real Decreto 1513/2005 - Normativa sobre ruido ambiental. Establece los límites de ruido permitidos y las metodologías para su evaluación, lo cual es esencial para garantizar que los aerogeneradores no afecten negativamente a las comunidades cercanas.

8.3. Normativa de seguridad laboral

Es fundamental asegurar que todas las actividades de construcción, operación y mantenimiento del parque eólico cumplan con los estándares de seguridad laboral para proteger a los trabajadores:

- Ley 31/1995 de Prevención de Riesgos Laborales - Regula la protección de los trabajadores en su entorno laboral, incluyendo la necesidad de evaluar y minimizar los riesgos durante las operaciones de mantenimiento de los aerogeneradores y subestaciones.
- UNE-EN ISO 12100 - Seguridad de las máquinas. Principios generales para el diseño seguro de los equipos mecánicos, aplicable a la maquinaria de los aerogeneradores.
- RD 614/2001 - Disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico, clave para la gestión de las operaciones en las instalaciones eléctricas del parque.

8.4. Normativa de construcción y diseño

Las normas de construcción y diseño de infraestructuras deben garantizar la integridad y durabilidad de las estructuras en el parque eólico:

- Eurocódigo 3 - Diseño de estructuras de acero. Establece los requisitos para el diseño y cálculo estructural de los componentes metálicos de los aerogeneradores y las torres.
- Eurocódigo 7 - Geotecnia y cimentaciones. Aplicable al diseño de las cimentaciones de los aerogeneradores, garantizando la estabilidad y seguridad de las estructuras frente a las cargas del viento y otros factores ambientales.
- UNE-EN 50341 - Normas de diseño de líneas aéreas de alta tensión. Regula el diseño y seguridad de las líneas de transmisión de energía desde el parque hasta la red de distribución.

8.5. Normativa de compatibilidad electromagnética

La operación de los aerogeneradores y las subestaciones eléctricas debe cumplir con las normativas de compatibilidad electromagnética para evitar interferencias con otros sistemas:

- UNE-EN 61000 - Normas sobre compatibilidad electromagnética (EMC). Establece los límites de emisión y susceptibilidad de los equipos eléctricos, asegurando que los sistemas de control y comunicación no sufran interferencias durante la operación del parque.
- IEC 61400-21 - Medición y evaluación de las características de la calidad de la energía de los aerogeneradores. Regula la integración de los aerogeneradores en la red eléctrica y el impacto de su funcionamiento sobre la calidad de la energía suministrada.

8.6. Normativa de planificación y licencias

El desarrollo del parque eólico requiere la obtención de licencias y permisos que aseguren el cumplimiento de todas las normativas urbanísticas y de planificación:

- Ley 9/2018 de Modificación de la Ley de Evaluación Ambiental - Regula los procedimientos de planificación y control ambiental que deben seguirse para la aprobación de proyectos energéticos.
- Decreto 2414/1961 - Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas. Establece las condiciones para la autorización y explotación de instalaciones que puedan afectar al medio ambiente o la salud pública.
- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 - Define los objetivos y estrategias de España para alcanzar una transición energética sostenible, fomentando la inversión y desarrollo de energías renovables.

8.7. Normativa internacional

Además de la normativa nacional y europea, el proyecto debe alinearse con los estándares internacionales para garantizar la competitividad y seguridad del parque eólico:

- ISO 14001 - Sistemas de gestión ambiental. Promueve la eficiencia energética y la reducción del impacto ambiental mediante prácticas de gestión sostenibles.
- ISO 45001 - Gestión de la seguridad y salud en el trabajo. Asegura que las operaciones se realicen en un entorno seguro, minimizando los riesgos para los trabajadores.
- IEC 61400 - Normas para el diseño de aerogeneradores. Esta normativa internacional regula aspectos como el diseño, fabricación, instalación y operación de aerogeneradores, asegurando su fiabilidad y seguridad operativa.

El cumplimiento de la normativa es fundamental para asegurar el éxito y la sostenibilidad del parque eólico. La observancia de estas leyes y regulaciones no solo garantiza la seguridad y eficiencia de las operaciones, sino que también facilita la aceptación social y la integración de la energía eólica en la matriz energética nacional.

9. Instalación eléctrica

La instalación eléctrica es un componente esencial en el diseño y operación de un parque eólico, ya que garantiza la conversión eficiente y segura de la energía generada por los aerogeneradores para su integración en la red eléctrica. En este capítulo se abordarán los principales componentes de la infraestructura eléctrica, desde la elevación de tensión hasta la gestión de la energía en la subestación, proporcionando una descripción técnica detallada de cada elemento y su función dentro del sistema.

Las decisiones de diseño y selección de equipos se han basado en los cálculos y análisis realizados en los capítulos anteriores, especialmente en lo que respecta a la producción energética prevista y la distribución de los aerogeneradores. Para este proyecto, se opta por un enfoque que combina eficiencia, fiabilidad y cumplimiento normativo, utilizando equipos y tecnologías de última generación, con el objetivo de maximizar la rentabilidad del parque eólico y minimizar las pérdidas eléctricas.

9.1. Descripción general

La infraestructura eléctrica del Parque Eólico de Biota está conformada, a grandes rasgos, por el sistema de baja tensión, el sistema de media tensión y la línea de transporte de alta tensión que conectará el parque con la Subestación Eléctrica de Sangüesa, a 35 kilómetros del emplazamiento, donde se conectará a la red.

Con un total de 46,2 MW de potencia eléctrica instalada, el parque contará con 7 aerogeneradores tripala de tecnología Siemens Gamesa con 6,6 MW de potencia unitaria y 170 metros de diámetro de rotor. Dada su disposición en una única alineación, los aerogeneradores estarán conectados entre ellos a través del pertinente cableado soterrado, cada uno con su cabina entrada - salida de línea constituyendo varias líneas de generación. En el Documento nº2: Planos se facilita el esquema unifilar general de la instalación

En la siguiente tabla se resumen las principales características del parque:

PARQUE EÓLICO DE BIOTA	
Potencia Unitaria (MW)	6,6
Nº de aerogeneradores	7
Potencia Total (MW)	46,2
Diámetro de rotor (m)	170
Altura de buje (m)	120
Producción bruta (GWh/año)	179,327
Energía a Red (GWh/año)	158,940
Tiempo a Plena Carga (h)	3.440
Factor de Capacidad (%)	39,3

Tabla 10: Características generales del parque

9.2. Sistema de Baja Tensión

Como establecido por convenio, todas las redes eléctricas que funcionen por debajo de los 1000 V serán consideradas de baja tensión (BT). En un parque eólico, los sistemas de BT se ocupan de manejar la energía eléctrica desde que es generada por el aerogenerador hasta que se eleva a MT en el transformador para su transporte. Con el objetivo de evitar las importantes pérdidas eléctricas que significarían un mayor recorrido de la línea de BT, este sistema se aloja dentro de la torre, concretamente en la góndola, estando así incorporado como un elemento más del aerogenerador.

Los sistemas de BT incluyen componentes críticos para la protección, control, monitoreo y seguridad, y se pueden diferenciar los siguientes tipos.

Instalación principal

Básicamente está constituido por el circuito eléctrico instalado en el estator del generador asíncrono, que transporta la energía eléctrica recién producida a una tensión de 690 V a partir del giro del rotor. Además, este sistema incorpora equipos de protección, inversores y paneles de distribución que se encargan de garantizar la estabilidad y protección de los componentes eléctricos frente a potenciales fallos.

Sistemas Auxiliares

A través de un cuadro de distribución ubicado también en la góndola, los sistemas auxiliares sirven para alimentar los consumos que soportan las operaciones en el aerogenerador. Incluyendo las pertinentes protecciones y diferenciales, los SSAA proporcionan energía a elementos de comunicación y control y sistemas de iluminación y ventilación.

9.3. Sistema de Media Tensión

La red de MT en el parque eólico está constituida por todas las instalaciones comprendidas desde los transformadores ubicados en la góndola de cada aerogenerador hasta la subestación eléctrica que elevará la tensión para el transporte a larga distancia. Este sistema de MT opera a 30 kV y se encarga de transportar la energía eléctrica generada a través de las distancias medias del emplazamiento del parque. En el presente apartado se describen las diferentes instalaciones que lo componen.

El circuito de MT está organizado en tres líneas de generación que conectan los aerogeneradores de forma consecutiva a través de cabinas de conexión y protección, acumulando la energía de las unidades anteriores y vertiéndola finalmente en el embarrado de MT para su posterior transformación en la subestación.

Los aerogeneradores, que se conectan en estos tres circuitos teniendo en cuenta la distancia entre sus posiciones y de la manera más eficiente posible, están repartidos y ordenados como se indica en la siguiente tabla.

CIRUITO I	A1 – A2 – A3
CIRCUITO II	A5 – A4
CIRCUITO III	A7 – A6

Tabla 11: Distribución circuitos de generación

9.3.1. Centros de transformación

Transformando la energía de baja tensión producida en los aerogeneradores a un nivel de tensión apropiado para su transporte, los centros de transmisión cumplen una labor crucial para la red de distribución de MT.

Cada uno de los siete aerogeneradores contará con un centro de transformación incorporado por el fabricante en el interior de la torre, debido al menor impacto visual y las menores pérdidas eléctricas en BT por el menor recorrido de los cables (a diferencia de la antigua tendencia de situarlo fuera de la torre).

Estos centros de transformación están formados por un transformador, una celda de protección y las celdas de entrada y salida a la línea de generación, cuyos detalles se describen a continuación.

9.3.1.1. Transformadores BT/MT

El transformador elevador de baja a media tensión juega un papel fundamental en la infraestructura eléctrica de un parque eólico. Su función es elevar la tensión generada por los aerogeneradores desde 690 V a un nivel de media tensión, concretamente 30 kV, para facilitar la transmisión de energía y reducir las pérdidas asociadas a largas distancias.

En el contexto de este proyecto, el transformador que elevará la tensión de baja a media es un modelo de 6,5 MVA, específicamente diseñado para trabajar con los aerogeneradores de modelo SG 6.6-170, seleccionado en el capítulo anterior. Este transformador ha sido incorporado por el propio fabricante en el aerogenerador, considerando las características de generación, así como la necesidad de asegurar una eficiencia alta y un bajo mantenimiento a lo largo de su vida útil.

Disposición	3 fases
Potencia nominal	6,5 MVA
Tensión BT	690 V
Tensión MT	30 kV
Frecuencia	50 Hz
Grupo vectorial	Dyn11 o Dyn1
Conexión a tierra	Punto estrella conectado a tierra
Refrigeración	KFWF K-class liquid
Corriente máxima	7,11 kA
Cambiador de tomas	±2x2.5%
Pérdidas en vacío	4,77 kW
Pérdidas en carga a 75°C	84,24 kW
Nivel de aislamiento BT	1,05 kV
Nivel de aislamiento MT	36 kV

Tabla 12: Especificaciones técnicas transformador BT/MT [Siemens Gamesa]

Los cálculos previos indican una producción neta de energía de aproximadamente 158.940 MWh/año, lo que exige un equipo robusto y fiable para garantizar la estabilidad y continuidad en el suministro de energía. El transformador está diseñado para operar con una alta eficiencia, minimizando las pérdidas de energía, lo que es crucial dado el volumen de generación y la importancia de optimizar la transmisión de energía. Además, cumple con los estándares de la normativa UNE-EN 60076, que asegura que las especificaciones técnicas del equipo están alineadas con los requisitos operativos del parque.

9.3.1.2. Cabinas de MT

Las cabinas o celdas de media tensión son elementos críticos en la distribución de la energía generada por el parque eólico y se encuentran al pie de las torres. Permiten la conmutación, protección y seccionamiento de los circuitos de media tensión, aislando el lado de MT del transformador y la línea de generación en caso de que haya algún problema y asegurando que la energía llegue de manera segura y eficiente hasta la subestación eléctrica.

Para el parque eólico, se ha seleccionado un sistema de celdas de media tensión encapsuladas en metal, con una tensión nominal de 36 kV, una intensidad nominal de 630 A e intensidad máxima de 1250 A. Estas celdas modulares, fabricadas conforme a la norma IEC 62271-200, son ideales para entornos con espacio limitado, como las subestaciones dentro del parque, y ofrecen una alta fiabilidad operativa con un mantenimiento reducido, ya que en caso de avería de una posición de la cabina no es necesaria la sustitución del conjunto completo.

Tensión nominal	36 kV
Frecuencia	50 Hz
Intensidad nominal	630 A
Intensidad máxima	1250 A
Nivel de aislamiento	70 kV
Tipo de aislamiento	SF ₆
Rango de temperaturas	-25 °C a 40 °C

Tabla 13: Características técnicas celdas MT [14]

Tipología y diseño

Existen tres tipos de celdas en función de cómo se tiene que realizar la conexión entre aerogeneradores contiguos, es decir, de la posición que ocupan dentro del circuito de generación.

- Posición inicial de línea de generación: Se utiliza una celda de tipo **0L + 1A**. También llamadas celdas de remonte y protección, son las que se asignan a las posiciones que comienzan un circuito. Dado que no es necesario proteger al transformador de problemas aguas abajo, no requieren la presencia de celdas de línea.

- Posición intermedia entre dos aerogeneradores: recibe la energía de un aerogenerador anterior, recoge la de la posición actual y transfiere la energía total a la siguiente posición. Se utiliza una celda de tipo **0L + 1L + 1A**. Como reciben la línea procedente de generadores anteriores, estas sí necesitan celda de línea.
- Posición intermedia entre más de dos aerogeneradores: para la conexión de dos ramales de generación que confluyen en una celda. Se utiliza una cabina de tipo **0L + 2L + 1A**.

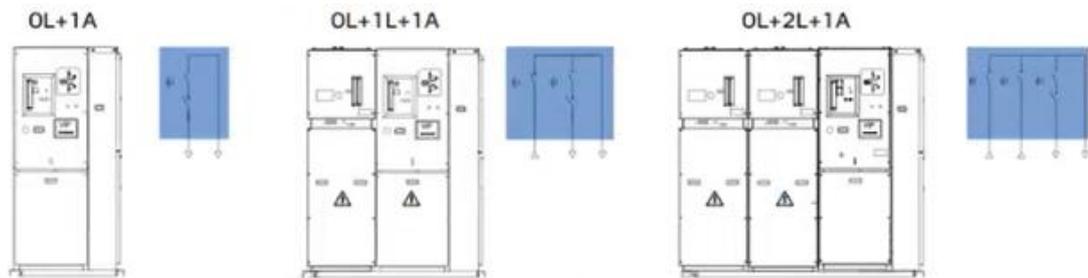


Figura 34: Tipología de cabinas de MT

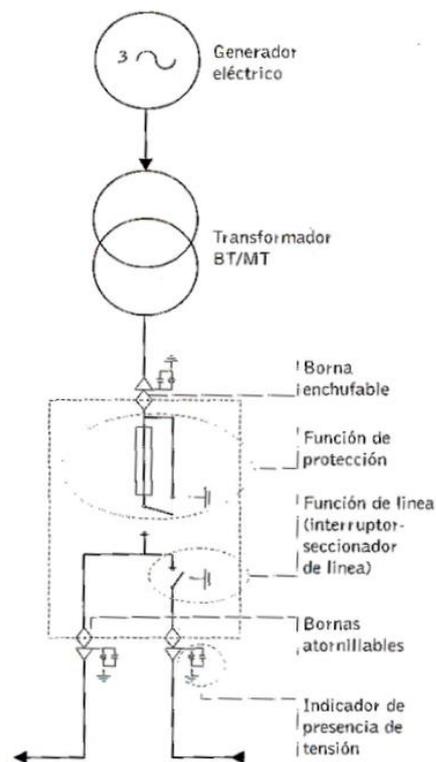


Figura 35: Detalle celda de tipo OL+1L+1A

Para el caso concreto del Parque Eólico de Biota, teniendo en cuenta la distribución de los aerogeneradores en dos líneas diferenciadas de generación según lo reflejado en la anterior Tabla 9, existirán tres celdas de tipo 0L+1A para las posiciones A1, A5 y A7 y cuatro celdas de tipo 0L+1L+1A para el resto de los aerogeneradores.

Componentes

Las celdas estarán equipadas con diversos componentes que ofrecen una operación segura y una larga vida útil, incluso bajo condiciones de operación severas. Este tipo de equipos son imprescindibles en instalaciones eólicas, entre otras razones, por su capacidad para manejar interrupciones de alta energía sin producir arcos eléctricos prolongados, minimizando el desgaste y el riesgo de incendios.

- **Interruptores automáticos:** Los interruptores automáticos instalados en las celdas serán de tipo de corte en vacío, con capacidad para manejar hasta 31.5 kA de corriente de cortocircuito. Estos dispositivos están diseñados para operar bajo cargas máximas, desconectando de inmediato el circuito en caso de detectar una sobrecarga o cortocircuito, protegiendo así la integridad del sistema.
- **Seccionadores:** Cada celda estará equipada con seccionadores de corte en aire, que permiten aislar los circuitos de manera segura durante las operaciones de mantenimiento. Estos seccionadores estarán diseñados para soportar corrientes de hasta 1250 A y estarán equipados con indicadores visuales que muestran el estado de la conexión.
- **Relés de protección:** Se instalarán relés de protección diferencial y de sobrecorriente, programados para actuar en milisegundos ante cualquier anomalía en el sistema. Estos relés se comunicarán con el sistema SCADA del parque, permitiendo una supervisión y control centralizados de todas las celdas. Los relés utilizados cumplirán con las normativas IEC 60255 y IEC 61850, que garantizan su interoperabilidad y fiabilidad.
- **Transformadores de intensidad y tensión:** Las celdas incluirán transformadores de intensidad y tensión, necesarios para la medición precisa de las corrientes y tensiones en la red. Estos transformadores permiten la integración de sistemas de medición y protección, asegurando que los valores de corriente y tensión se mantengan dentro de los límites operativos establecidos.

Todos estos elementos se encontrarán aislados con hexafluoruro de azufre (SF₆), alternativa que se escoge por reducción de espacio respecto al aislamiento por aire, dado que las distancias entre componentes serán mucho más cortas.

Instalación y operación

Las celdas se instalarán en pequeñas salas especialmente diseñadas a los pies de las torres. Estas salas estarán equipadas con un sistema de ventilación forzada y sistema de monitorización de temperatura y humedad, asegurando que las condiciones ambientales son óptimas para el funcionamiento de las celdas.

El mantenimiento de las celdas incluirá inspecciones periódicas de los contactos, pruebas de funcionamiento de los interruptores automáticos, y revisiones de los sistemas de protección. Se seguirá un plan de mantenimiento preventivo basado en la normativa UNE-EN 50110-1, que regula las operaciones de mantenimiento en instalaciones de media tensión.

La seguridad en la operación de las celdas de media tensión es primordial. Se implementarán barreras físicas y señalizaciones en las zonas de acceso a las celdas, y se impartirá formación específica al personal de mantenimiento para operar con estos equipos de manera segura. Además, se asegurará que todo el equipo cumpla con las normativas de seguridad establecidas por la IEC y la UNE, garantizando así que la instalación opere dentro de los parámetros de seguridad exigidos.

9.3.2. Líneas y conductores

En esta sección se tratará la red de cables canalizados en zanjas, incluyendo el cableado de media tensión, la fibra óptica enterrada y la red de puesta a tierra.

9.3.2.1. Cables de MT

Los cables de media tensión son componentes esenciales en la transmisión de la energía generada por los aerogeneradores hacia la subestación. Estos cables deben ser seleccionados y dimensionados adecuadamente para soportar las corrientes generadas, minimizar las pérdidas y garantizar la fiabilidad a largo plazo del sistema.

El cableado de MT estará organizado según la red que se muestra en la siguiente figura, juntando los circuitos I, II y III en el punto M, que se encuentra a media distancia entre las posiciones A3 y A4, para desde ahí conducir las tres líneas conjuntamente hasta la subestación eléctrica.

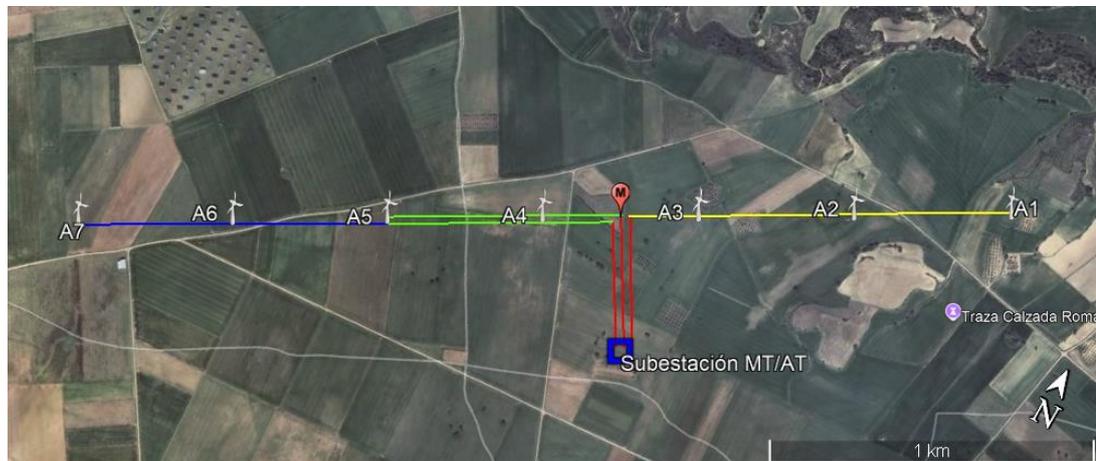


Figura 36: Esquema red MT sobre emplazamiento [Google Earth Pro]

Dimensionamiento

El diseño de cables debe cumplir las prescripciones técnicas del RD 223/2008 por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión. La instrucción técnica complementaria que hace referencia a las líneas subterráneas con cables aislados es ITC-LAT-06.

La red diseñada se clasifica como Categoría A, lo que significa que el conductor de cualquier fase puede ser desconectado del sistema en menos de un minuto en caso de fallo. Esto se tiene en cuenta para seleccionar el tipo de cables y su nivel de aislamiento, siguiendo el reglamento según refleja la siguiente figura.

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

Figura 37: Nivel aislamiento según tensión nominal y categoría de red

Por tanto, se establece que para esta red de MT de 30 kV y categoría A, el nivel de aislamiento de los cables es de 18/30 kV.

Para el parque eólico, se han seleccionado cables con aislante de tipo XLPE (Cross-Linked Polyethylene). Estos cables son conocidos por su alta resistencia térmica y mecánica, así como por su excelente capacidad de aislamiento eléctrico, lo que los hace ideales para aplicaciones de media tensión en entornos exigentes.

Las temperaturas máximas admisibles para las condiciones de servicio son diferentes según el tipo de aislamiento del cable, como establece la Figura 33 en base al reglamento. Por tanto, para este caso se toman unas temperaturas máximas en servicio permanente y en cortocircuito de 90 °C y 250 °C respectivamente.

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente es	Cortocircuito 8cc (t ≤ 5 s)
Policloruro de vinilo (PVC)* S ≤ 300 mm ² S > 300 mm ²	70	160
	70	140
Poliétileno reticulado(XLPE)	90	250
Etileno - Propileno (EPR)	90	250
Etileno - Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para Uo/U ≤ 18/30 kV 90 para Uo/U > 18/30 kV	250

Figura 38: Temperaturas máximas de servicio permanente y cortocircuito para diferentes aislamientos

Con el objetivo de evitar el sobredimensionamiento y de seleccionar la tipología de zanja más adecuada para cada caso, se van a escoger cuatro tipos de cables diferentes, uno para cada tramo en los que se divide la red de MT, diferenciados con colores en la anterior Figura 32. El Tramo 1 (en amarillo), cuenta con una sola terna que corresponde al Circuito I, el Tramo 2 (en verde) se dimensionará para las dos ternas de los Circuitos II y III, el Tramo 3 (en azul) llevará solo una terna perteneciente al Circuito III y el Tramo 4 (en rojo) llevará las tres ternas de los tres circuitos desde el punto M hasta la subestación.

El dimensionamiento de los cables se realiza en base a los criterios de intensidad máxima en servicio permanente y caída de tensión, y se explica a mayor detalle en el Anexo II: Cálculos Eléctricos. Para proceder con estos cálculos, primero es necesario obtener los factores de corrección que adaptan al caso típico las condiciones más desfavorables de cada tramo del parque eólico. Tras consultar en las tablas según la norma, resultan los siguientes factores, particularizados para los tres tramos a dimensionar.

Tramo	Tipo de zanja	Número de ternas	Factor de corrección
1	Z-1a	1 (Circuito I)	1,07
2	Z-2b	2 (Circuitos II y III)	0,92
3	Z-1a	1 (Circuito III)	1,07
4	Z-3c	3 (Circuitos I, II y III)	0,835

Tabla 14: Factores de corrección calculados para cada tramo [Anexo II]

Teniendo en cuenta los anteriores datos, el factor de corrección total calculado multiplicando los particulares, y un valor del factor de potencia de la red que se toma como $\cos\varphi = 0,9$, se procede a calcular las intensidades máximas que tendrán que ser capaces de soportar los cables de cada tramo.

$$\text{Intensidad de cada aerogenerador: } I_{gen} = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times \cos\varphi} = \frac{6600000}{\sqrt{3} \times 30000 \times 0,9} = 141,13 \text{ A}$$

Por tanto, la intensidad de las líneas de generación será:

CIRCUITO I	I = 423,39 A
CIRCUITO II	I = 282,26 A
CIRCUITO III	I = 282,26 A

Tabla 15: Intensidad de línea circuitos generación

Se tomará el valor más desfavorable en cada tramo dependiendo de la intensidad de las líneas lleve cada uno.

Tramo 1:

Intensidad máxima teórica: $I = 423,39 \text{ A}$

Factor de corrección total: 1,07

$$\text{Corrigiendo con el factor de corrección: } I = \frac{423,39}{1,07} = 395,7 \text{ A}$$

Tramo 2:

Intensidad máxima teórica: $I = 282,26 \text{ A}$

Factor de corrección total: 0,92

$$\text{Corrigiendo con el factor de corrección: } I = \frac{423,39}{0,92} = 306,8 \text{ A}$$

Tramo 3:

Intensidad máxima teórica: $I = 282,26 \text{ A}$

Factor de corrección total: 1,07

$$\text{Corrigiendo con el factor de corrección: } I = \frac{282,26}{1,07} = 263,8 \text{ A}$$

Tramo 4:

Intensidad máxima teórica: $I = 423,39 \text{ A}$

Factor de corrección total: 0,835

Corrigiendo con el factor de corrección: $I = \frac{423,39}{0,835} = 507 \text{ A}$

Conociendo estos resultados, ya es posible seleccionar las secciones de cable adecuadas de entre las opciones proporcionadas en el catálogo de Prysmian [15], que se recogen en la siguiente tabla junto a las características técnicas de los conductores.

Modelo	RHZ1-0L AL			
Tipo	Unipolar			
Material conductor	Aluminio			
Nivel de aislamiento	18/30 kV			
Aislamiento	XLPE			
Sección	Tramo 1	Tramo 2	Tramo 3	Tramo 4
	400 mm ²	240 mm ²	185 mm ²	630 mm ²
Pantalla	Hilos de cobre			
Cubierta	Polioléfina			
Cubierta de armadura	Polietileno			

Tabla 16: Características generales cables MT [Prysmian]

En los cálculos eléctricos del Anexo II se calculan las pérdidas de potencia y se comprueba que la caída de tensión se encuentra por debajo del límite del 1% y por tanto cumple con las normativas técnicas aplicables.

Instalación y mantenimiento

La instalación de los cables seguirá las prácticas de la industria para asegurar su longevidad y rendimiento. Se colocarán en zanjas de 1 metro de profundidad, con un lecho de arena compactada para protegerlos de impactos y vibraciones. Encima de los cables se colocará una cinta de advertencia y una capa adicional de arena antes de cubrir la zanja con tierra.

El trazado de los cables se ha planificado para minimizar las curvas cerradas y los cambios de nivel, lo que podría aumentar las pérdidas de energía y el riesgo de fallos. Además, se utilizarán juntas y empalmes prefabricados de alta calidad para asegurar la continuidad eléctrica y mecánica a lo largo de los cables.

El mantenimiento preventivo incluirá inspecciones periódicas de los puntos de empalme, pruebas de aislamiento y mediciones de resistencia. Se utilizarán técnicas de termografía para detectar posibles puntos calientes que indiquen una falla inminente. Las inspecciones visuales se realizarán anualmente, mientras que las pruebas eléctricas se programarán cada tres años, en línea con las recomendaciones de la normativa UNE-EN 50522.

9.3.2.2. Fibra óptica y comunicaciones

Para garantizar la transmisión rápida y segura de datos, se utilizará un sistema de comunicaciones basado en fibra óptica. Este sistema ofrece alta velocidad y resistencia a las interferencias electromagnéticas, lo que es crucial en entornos eléctricos intensivos como un parque eólico. La fibra óptica conectará los aerogeneradores con la subestación y de allí al centro de control, asegurando un flujo de información constante y fiable.

Además de la fibra óptica, se implementarán sistemas de comunicación inalámbrica como respaldo, que permitirán la transmisión de datos en caso de fallos en la fibra óptica y en áreas donde el tendido de cables es complicado. El sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) será el núcleo del sistema de comunicaciones, permitiendo la supervisión y control de todos los componentes del parque eólico desde un centro de control remoto. Este sistema recopilará datos en tiempo real sobre el estado operativo de los equipos, permitiendo a los operadores tomar decisiones informadas y reaccionar rápidamente ante cualquier anomalía.

Diseño e instalación

El diseño del sistema de comunicaciones se basará en un enfoque redundante para asegurar la fiabilidad. Se instalarán rutas de comunicación duplicadas para todos los enlaces críticos. Además, se emplearán protocolos de comunicación seguros, como el protocolo IEC 61850 para la comunicación dentro de las subestaciones, y protocolos cifrados para la comunicación externa, asegurando que los datos estén protegidos contra accesos no autorizados.

La instalación del sistema de comunicaciones incluirá el tendido de fibra óptica en zanjas protegidas y la instalación de antenas y equipos de comunicación inalámbrica en puntos elevados para maximizar la cobertura, todos ellos protegidos contra las inclemencias del tiempo y las interferencias electromagnéticas, asegurando su durabilidad y fiabilidad. En el Documento n°2: Planos se podrá consultar el esquema de la red de fibra óptica.

Tipo de cableado

En función de la distancia recorrida por el cable de fibra óptica se pueden emplear diferentes modelos. Para cubrir longitudes largas de varios kilómetros se utilizan cables monomodo, mientras que para distancias inferiores se opta por cables multimodo.

Para el caso de este parque eólico, dado que todas las posiciones de aerogeneradores se encuentran próximas entre sí y la distancia a subestación y resto de equipos son cortas, la opción de cable multimodo resulta adecuada y puede reducir costes respecto a su alternativa. Concretamente, el modelo elegido para este propósito es el MM50 50/125, cuyas características se muestran en la siguiente tabla.

Propiedades geométricas / mecánicas	Valor
Diámetro núcleo	50 ± 2.5 µm
No circularidad núcleo	≤ 5 %
Error concentricidad núcleo / revestimiento	≤ 1.5 µm
Diámetro revestimiento	125 ± 1.0 µm
No circularidad revestimiento	≤ 1.0 %
Diámetro recubrimiento primario	245 ± 10 µm
Error concentricidad recubrimiento primario	≤ 12.0 µm
Proof Test	≥ 8.8 N / ≥ 1 % / ≥ 100 Kpsi

Propiedades geométricas conforme a CEI 60793-2-10.

Figura 39: Características fibra multimodo MM50 Optral [16]

9.3.2.3. Red de puesta a tierra

La red de cables de puesta a tierra es un componente esencial en la infraestructura eléctrica de cualquier parque eólico. Su principal función es garantizar la seguridad operativa, protegiendo tanto al personal como a los equipos frente a descargas eléctricas no deseadas, como las derivadas de fallos en el sistema o impactos de rayos. Además, una adecuada puesta a tierra minimiza los riesgos de sobrevoltajes transitorios, estabiliza las condiciones operativas al mantener un potencial de tierra uniforme en toda la instalación y asegura la compatibilidad electromagnética.

Diseño de la red

La red de puesta a tierra debe cumplir con las normativas IEC 62305-3 y UNE-EN 50522 y estará formada por conductores de cobre desnudo de 1x95 mm² de sección, enterrados a una profundidad de 0,8 a 1,0 metros, dependiendo de la resistencia específica del terreno.

El diseño de la red sigue un esquema tipo malla, interconectando todos los componentes críticos de la instalación, incluidos los aerogeneradores, subestaciones y otros equipos eléctricos con el edificio de control. Esta configuración en malla asegura que, en caso de un fallo o impacto de rayo, la corriente se distribuye de manera eficiente, reduciendo el potencial de choque en cualquier punto del sistema. En los aerogeneradores, la red de tierra suele estar formada por varios anillos concéntricos de cable complementarios con picas o electrodos.

Instalación y mantenimiento

Los conductores de puesta a tierra serán de cobre desnudo para asegurar una excelente conductividad y resistencia a la corrosión. Se enterrarán a una profundidad suficiente para evitar daños mecánicos y reducir la influencia de la temperatura y humedad del terreno sobre la resistencia de puesta a tierra.

Las conexiones se realizarán mediante soldaduras exotérmicas, lo que garantiza una unión permanente, resistente a la corrosión y capaz de soportar altos niveles de corriente sin deteriorarse. Además, se instalarán electrodos de puesta a tierra adicionales, como picas de cobre en puntos estratégicos para reducir aún más la resistencia total del sistema.

El mantenimiento de la red de puesta a tierra incluirá inspecciones periódicas de las conexiones y la resistencia de puesta a tierra, que se medirá utilizando técnicas de reflectometría en el dominio del tiempo (TDR) para identificar posibles fallos o degradaciones en el sistema. El monitoreo continuo de la resistencia de puesta a tierra se integrará en el sistema SCADA del parque, permitiendo una respuesta rápida a cualquier anomalía que pueda comprometer la seguridad del sistema.

9.4. Subestación 30/220 kV. Sistema de 30 kV

La subestación eléctrica es el núcleo del sistema de transmisión de energía del parque eólico, encargada de recibir la energía generada por los aerogeneradores, elevarla a una tensión adecuada para su transmisión a larga distancia y asegurar la correcta distribución de la energía hacia la red eléctrica nacional. Para este proyecto, la subestación se ha diseñado para operar convirtiendo la energía de 30 kV en MT a una tensión de 220 kV para poder transportarla hasta el punto de interconexión.

El sistema de 30 kV, que se explicará en detalle en este apartado, estará instalado en el interior del edificio de control, mientras que el sistema de 220 kV estará situado en el exterior, a la intemperie. A continuación, la energía transformada por este sistema se dispondrá para el transporte al suministrador por medio de líneas aéreas.

A través de los pertinentes sistemas de protección y aparellaje de todo tipo, el sistema de 30 kV recibe los circuitos de generación provenientes de los aerogeneradores y distribuidos en la red explicada anteriormente, y cuenta con una salida para el transformador de SSAA y una cabina de acometida para enviar la energía al transformador elevador de potencia para de la subestación.

9.4.1. Transformador de SSAA

Al igual que los aerogeneradores, la subestación eléctrica cuenta con numerosos sistemas auxiliares como iluminación, equipos de control, señalización, refrigeración y protección que es indispensable alimentar. La función del transformador de SSAA es cubrir este consumo y garantizar la continuidad operativa de estas instalaciones incluso en situaciones en las que la red principal no puede suministrar energía a la subestación.

Se empleará un transformador con las siguientes características:

Relación transformación	30 kV/400 V
Potencia nominal	250 kVA
Tensión aislamiento	36 kV
Grupo vectorial	Dyn11
Tipo de refrigeración	Aceite ONAN

Tabla 17: Características transformador SSAA

9.4.2. Aparellaje

Con la función de administrar, aislar y proteger el flujo de electricidad del sistema de 30 kV, el aparellaje son los todos equipos de maniobra y corte que están formados por componentes como interruptores, seccionadores y fusibles y que garantizan que la subestación funcione de manera fiable y segura.

- Interruptores: Protegen contra fallos en la red y permiten la operación segura al cortar y restablecer la corriente eléctrica bajo carga. Se función básica es la protección de la infraestructura y la desconexión de la carga ante situaciones graves. Se instalarán interruptores automáticos de alta capacidad capaces de manejar corrientes de hasta 31.5 kA,
- Seccionadores: Accionados manualmente, permiten cortar la red de forma segura siempre y cuando esté en ausencia de carga. Se emplean para separar partes del sistema cuando se necesita realizar labores de mantenimiento o en emergencias.
- Fusibles: Como método de seguridad adicional, ofrecen protección al transformador de SSAA en caso de cortocircuitos, sobrecargas o cualquier fallo del sistema, funcionando como una segunda línea de defensa.

9.4.3. Sistema de protecciones

El sistema de protecciones es crucial para garantizar la seguridad operativa, tanto de los equipos como del personal. Este sistema tiene la función de detectar y aislar los fallos en el menor tiempo posible, evitando daños en la infraestructura y minimizando las interrupciones en el suministro eléctrico.

Relés de protección

Son dispositivos que monitorean continuamente las condiciones eléctricas de la red y actúan cuando detectan anomalías. Para seleccionar relés de protección se debe cumplir con las normativas IEC 60255 y IEC 61850, asegurando su interoperabilidad y fiabilidad. Los relés utilizados incluirán:

- Relés de sobrecorriente: Diseñados para actuar en caso de sobrecargas o cortocircuitos. Estos relés son fundamentales para proteger los transformadores y líneas de transmisión.
- Relés diferenciales: Utilizados para detectar fallos internos en los transformadores y líneas, asegurando que cualquier diferencia en las corrientes de entrada y salida se detecte rápidamente.
- Relés de baja tensión y sobrevoltaje: Monitorean la tensión en la red y actúan si detectan que los niveles de tensión salen de los rangos operativos seguros.

Estos relés estarán integrados en el sistema SCADA del parque eólico, permitiendo una supervisión continua y un control remoto eficiente. La configuración de estos dispositivos se realizará conforme a los estudios previos de carga y a los requerimientos específicos de la instalación.

Diseño del sistema

El diseño del sistema de protecciones se basa en un análisis de los posibles fallos y sus impactos en la red. Se emplea un esquema de protección en cascada, donde los dispositivos de protección actúan en secuencia, desde los más cercanos al punto de fallo hasta los más alejados, asegurando que el fallo se aisle lo más rápido posible y con el menor impacto en el resto del sistema.

Además, se implementan sistemas de redundancia en los dispositivos críticos para asegurar que, en caso de fallo de un dispositivo de protección, otro dispositivo pueda tomar su lugar sin comprometer la seguridad del sistema.

Instalación y mantenimiento

La instalación del sistema de protecciones se lleva a cabo siguiendo las normativas IEC 61936-1 y UNE-EN 50522. Antes de la puesta en marcha, se realizan pruebas exhaustivas con equipos especializados para verificar el correcto funcionamiento de todos los dispositivos.

Además, se establece un programa de mantenimiento preventivo que incluye la verificación periódica de la calibración y funcionalidad de los relés, lo que asegurará que el sistema de protecciones se mantenga en condiciones óptimas durante la vida útil del parque eólico, minimizando las posibilidades de fallos y garantizando la continuidad del servicio eléctrico.

9.5. Subestación 30/220 kV. Sistema de 220 kV

El sistema de 220 kV es la parte de la subestación eléctrica que se encargará directamente de transformar los 30 kV de media tensión al voltaje requerido para el transporte de larga distancia hasta el punto de interconexión más cercano, que en este caso se trata de la Subestación de Sangüesa, a 35 km del emplazamiento. Con la actuación de sus numerosos equipos, el sistema se encarga también de disponer la energía eléctrica para su transmisión e incorporación a la red a través de las líneas aéreas de la forma más efectiva y con las menores pérdidas posibles.

La tarea concreta de elevación será llevada a cabo por el transformador de potencia, que es el componente principal de este sistema y como tal, estará debidamente protegido y asegurado. Como se ha comentado anteriormente, este es un sistema de intemperie, que estará situado en el exterior, próximo al edificio de control, sirviendo el aire atmosférico de aislamiento eléctrico para los equipos. Esta particularidad es característica de las subestaciones AIS (Air Insulated Switchgear), que tienen como ventajas el menor coste inicial de construcción comparado con sus alternativas y el fácil mantenimiento y acceso a los componentes.

La subestación estará situada en un área de aproximadamente 2000 m², ubicada estratégicamente a menos de 500 metros de las líneas de generación para minimizar la longitud del cableado de MT. Las fundaciones de los equipos en el área exterior se deben diseñar con base en un estudio geotécnico del terreno, asegurando la estabilidad estructural de todos los componentes. Se utilizarán bases de hormigón armado, con anclajes diseñados para resistir las fuerzas mecánicas y dinámicas que se generen durante la operación.

9.5.1. Transformador de potencia

Es el componente esencial de la subestación y aumentará el voltaje generado en la red interna al nivel deseado para el transporte en alta tensión hasta la conexión a red. El transformador de potencia seleccionado es de tipo ONAN (Oil Natural Air Natural) con una capacidad nominal de 120 MVA y una relación de transformación de 30/220 kV.

Tensión primaria	30 kV
Tensión secundaria	220 kV
Capacidad	60 MVA
Frecuencia	50 Hz
Tipo de refrigeración	ONAN
Nivel de aislamiento	Clase A

Figura 40: Características técnicas transformador de potencia

Este transformador se diseña para operar con alta eficiencia y bajos niveles de pérdida, lo que es crucial para maximizar la rentabilidad del parque eólico.



Figura 41: Ejemplo de transformador de potencia en subestación [17]

9.5.2. Bobinas de bloqueo

Las bobinas de bloqueo son un componente vital que protege el transformador de potencia contra sobrevoltajes transitorios. Este equipo actúa como un filtro de frecuencia, eliminando las componentes de alta frecuencia de las señales que pueden dañar el transformador. Esto evita que las corrientes armónicas o no deseadas ingresen al sistema de transmisión, manteniéndolo estable y protegiendo los equipos de sobrecargas o interferencias.

En la subestación se incorporarán bobinas de bloque con frecuencia de resonancia de 50 Hz, capacidad de manejo de sobrecorrientes de 2200 A y factor de calidad 55.



Figura 42: Ejemplo de bobinas de bloqueo en subestación [18]

9.5.3. Interruptor

Siendo especialmente clave en entornos de alta tensión, el interruptor es, igual que en casos anteriores, fundamental para asegurar la protección y continuidad del servicio en presencia de fallos y sobrecargas. Este dispositivo puede interrumpir corrientes de fallo altas y aislar automáticamente partes del sistema que estén en peligro, estando calificado de acuerdo con sus características para soportar tanto la corriente nominal como la de cortocircuito.

Para esta subestación se va a implementar un interruptor con tensión nominal de 220 kV, capacidad de interrupción de 40 kA y será del tipo de interruptor de corte en gas SF₆.



Figura 43: Ejemplo de interruptor de potencia en subestación [19]

9.5.4. Transformador de intensidad

El propósito de este dispositivo es reducir la intensidad de la línea de AT hasta el nivel necesario para que equipos de medición y protección puedan funcionar correctamente, haciendo posible medir la corriente que pasa a través de estas líneas. Estos datos son fundamentales para el monitoreo y control del sistema eléctrico.

El transformador de intensidad que se va emplear en la subestación del parque tiene una tensión nominal de 220 kV con relación de transformación de 1500/1 A y clase de precisión 0,2.



Figura 44: Ejemplo de transformadores de intensidad en subestación [20]

9.5.5. Transformador de tensión

De forma análoga al anterior transformador de intensidad, el transformador de tensión reduce la tensión de la línea a un nivel adecuado para los equipos de medición y protección. Resulta crucial ajustar el nivel del voltaje al requerido por los instrumentos de medida para garantizar la obtención de medidas precisas que permitan monitorear correctamente la instalación.

En este caso, el transformador a emplear contará con tensión nominal de 220 kV, relación de transformación de 220 kV/110 V y clase de precisión 0.2 [8].

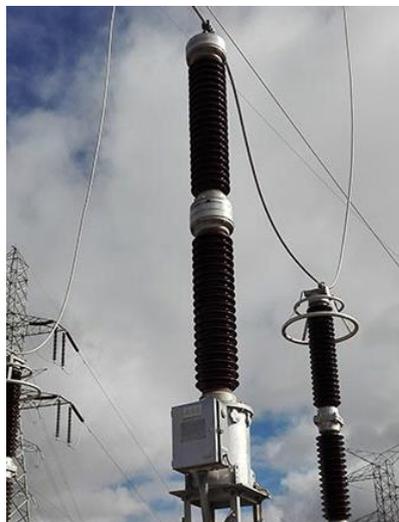


Figura 45: Ejemplo de transformador de tensión en subestación [21]

9.5.6. Seccionador

El seccionador es un dispositivo mecánico que permite aislar partes del sistema para realizar trabajos de mantenimiento o en caso de fallos, separando visiblemente un tramo del tendido eléctrico. El seccionador no puede abrir en carga porque solo puede maniobrar en vacío, por lo que suelen utilizarse junto con interruptores para que estos abran el circuito. Sin embargo, debe poder soportar corrientes nominales tanto en servicio continuo como en cortocircuito.

En la subestación se utilizará un seccionador con las siguientes características: tensión nominal de 220 kV, capacidad de corriente de 1600 A y seccionador de tipo de cuchilla vertical.

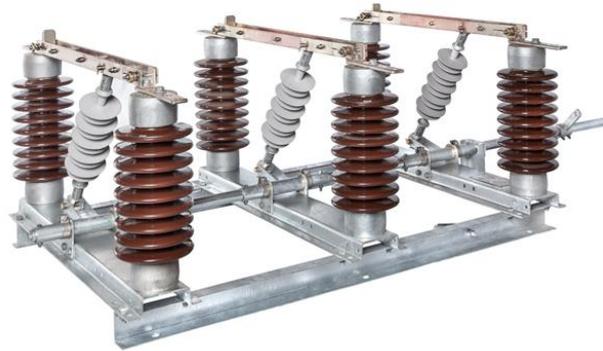


Figura 46: Ejemplo de seccionador en subestación [22]

9.5.7. Autoválvulas

Las autoválvulas, que actúan como pararrayos, sirven para proteger los equipos de la subestación de posibles sobretensiones transitorias, como aquellas causadas por rayos, descargas atmosféricas o maniobras en la red. Su propósito consiste en absorber la energía excesiva y derivarla a tierra para evitar los daños que esto podría ejercer en el transformador y en el resto de dispositivos.

Se instalan varias autoválvulas en diferentes posiciones de la subestación, siempre entre cada una de las fases y tierra. Entre sus características técnicas destacan una tensión nominal de 220 kV, capacidad de manejo de corriente de 12 kA y tiempo de actuación menor a 4 ms [5].



Figura 47: Autoválvula en subestación [23]

En el Documento n°2: Planos se puede observar un alzado de la subestación e identificar en él los diferentes sistemas del lado de alta tensión.

9.6. Evacuación del parque en alta tensión

La evacuación de energía generada por un parque eólico es una de las etapas críticas para garantizar que la electricidad producida llegue de manera eficiente y segura a la red eléctrica nacional. La evacuación se realizará a través de una línea de alta tensión (220 kV), que conectará la subestación del parque eólico con el punto de conexión a la red nacional. Esta etapa es esencial no solo para asegurar la rentabilidad del proyecto, sino también para cumplir con los estándares de calidad y estabilidad exigidos por el operador del sistema eléctrico.

Diseño de la línea de alta tensión

El diseño de la línea de alta tensión se realiza considerando la topografía del terreno y la distancia hasta el punto de conexión. El trazado minimiza los impactos ambientales y sociales, siguiendo principalmente las vías públicas y evitando áreas de valor ecológico o poblaciones densas. La longitud total se salva con un número determinado de torres de soporte, distribuidas estratégicamente para asegurar la estabilidad y seguridad de la línea. Las torres son de tipo celosía de acero galvanizado, diseñadas para soportar las condiciones climáticas extremas y minimizar las necesidades de mantenimiento.

Los conductores utilizados en líneas de alta tensión son de tipo ACSS (Aluminum Conductor Steel Supported), que ofrecen una alta capacidad de transmisión y excelente resistencia a la corrosión. Este tipo de conductor, hecho en aluminio con núcleo de acero es ideal para largas distancias y permite operar a temperaturas más altas, reduciendo las pérdidas por efecto Joule.

Las fundaciones para las torres son de hormigón armado, diseñadas para soportar las cargas estáticas y dinámicas a las que estarán sometidas las torres, incluyendo el peso del conductor y las tensiones debidas a vientos y otros factores climáticos. Se realizan estudios geotécnicos previos para asegurar que las características del suelo son adecuadas para soportar las estructuras sin riesgo de hundimiento o desplazamiento.

Proceso de conexión a la red

El proceso de conexión a la red nacional requiere una estrecha coordinación con el operador del sistema eléctrico, que supervisa todas las etapas, desde el diseño hasta la puesta en servicio de la línea de alta tensión. Se realizan estudios de capacidad y estabilidad de la red para asegurar que la inyección de la energía generada por el parque no causa problemas de sobrecarga o inestabilidad en el sistema.

Además, se establecen acuerdos de operación y mantenimiento con el operador del sistema, asegurando que la línea de evacuación y los equipos asociados cumplen con las regulaciones nacionales e internacionales. Estos acuerdos incluyen planes de contingencia para manejar situaciones de emergencia y procedimientos de desconexión controlada en caso de fallos en la red.

10. Obra civil

La obra civil en un parque eólico es fundamental para garantizar la correcta instalación, operación y mantenimiento de los aerogeneradores y otros componentes esenciales. Esta sección se enfoca en el desarrollo de infraestructuras tales como los viales del parque, las cimentaciones, las zanjas, y el edificio de control, que son necesarios para soportar la construcción y operación del parque. Estos elementos se diseñan y ejecutan considerando las particularidades del terreno, las cargas dinámicas y estáticas que deberán soportar, y la durabilidad necesaria para garantizar la seguridad y operatividad del parque durante su vida útil.

Las decisiones tomadas en esta fase de la obra civil no solo impactan la viabilidad técnica del proyecto, sino también su coste, tiempo de ejecución y mantenimiento a largo plazo, por lo que es crucial que se realice siguiendo normativas actualizadas y empleando técnicas y materiales de calidad.

10.1. Viales del parque

Los viales son parte fundamental de la infraestructura necesaria para la construcción, operación y mantenimiento de los aerogeneradores. Estos caminos permiten el acceso de maquinaria pesada, como grúas y camiones de transporte, y facilitan las operaciones de mantenimiento durante la vida útil del parque.

Diseño y especificaciones técnicas

El diseño de los viales del parque eólico se realiza considerando las características del terreno, la ubicación de los aerogeneradores y las necesidades específicas del proyecto. Para este parque eólico, con siete aerogeneradores modelo SG 6.6-170 6,6 MW, ubicados en una sola alineación, se requiere un vial principal que conecte la entrada del parque con cada uno de los aerogeneradores, así como viales secundarios que permitan el acceso directo a cada unidad. En el Documento nº2: Planos se podrá consultar el plano de sección de los viales.

El ancho de los viales será de 6 metros, permitiendo el tránsito seguro de vehículos pesados, incluyendo camiones de transporte de componentes como torres y palas, que pueden tener longitudes superiores a 50 metros. Además, se considera un radio de giro mínimo de 50 metros para facilitar las maniobras de vehículos de gran longitud.

La pendiente máxima permitida en los viales será del 10%, limitando las inclinaciones para evitar dificultades en el tránsito de maquinaria pesada y prevenir la erosión del camino, aunque esto no será mayor problema dada la orografía suave del emplazamiento. Para asegurar un drenaje efectivo, los viales contarán con una ligera pendiente transversal hacia cunetas laterales para facilitar la evacuación de aguas pluviales por medio de alcantarillas.

La superficie de rodadura estará compuesta por una base de grava compactada de 20 cm y una capa superior de zahorra artificial de 15 cm, lo que asegurará una superficie estable, duradera, con buena adherencia y sin asentamientos diferenciales, capaz de soportar cargas pesadas sin deformarse significativamente.

Proceso de construcción

La construcción de los viales del parque eólico se llevará a cabo en las siguientes fases:

- 1) Desbroce y preparación del terreno: Utilizando maquinaria especializada se elimina la vegetación y cualquier obstáculo que pueda interferir en la construcción del vial y posteriormente se nivela y alisa el terreno.
- 2) Excavación y compactación: Se excava la base del vial utilizando retroexcavadoras o explosivos controlados en áreas rocosas, después se compacta y se coloca un geotextil entre capas.
- 3) Colocación de grava y zahorra: Se extiende la capa de grava de 20 cm sobre la base y después la de zahorra de 15 cm. Cada capa será compactada hasta alcanzar un índice de compactación del 95% Proctor modificado, cumpliendo con las especificaciones técnicas.

10.2. Cimentación de los aerogeneradores

La cimentación de los aerogeneradores es uno de los aspectos más críticos en la construcción del parque porque de su correcta ejecución depende la estabilidad y seguridad de las estructuras. Se diseñará teniendo en cuenta las características y capacidad portante del terreno y el peso, cargas dinámicas y especificaciones técnicas del aerogenerador SG 6.6-170 6,6 MW.

Cimentación de los aerogeneradores

La selección del tipo de cimentación depende de varios factores, como las condiciones geotécnicas del sitio, las cargas estructurales y las especificaciones del aerogenerador. Para este proyecto, será necesaria una cimentación que se adecúe al terreno teniendo en cuenta su buena capacidad portante y que debe permitir una distribución uniforme de las cargas sobre la superficie.

La cimentación estará compuesta por un bloque de hormigón armado con refuerzo doble por aerogenerador, con un diámetro de 18 metros y una profundidad de 3 metros, apoyado sobre una capa de grava compactada. Este tipo de cimentación está diseñada para soportar las siguientes cargas verticales estáticas, cargas horizontales y momentos flectores.

La construcción de la cimentación se realizará en varias etapas:

- 1) Excavación: Se excavará hasta la profundidad requerida, se retirará el material sobrante y se asegurará que las paredes de la excavación sean estables.
- 2) Preparación de la base: Se coloca una capa de grava compactada para formar una base estable y se instala un geotextil para separar el suelo natural del hormigón.
- 3) Colocación del encofrado y armado: Diseñados para resistir las presiones del hormigón fresco sin deformarse.
- 4) Vertido del hormigón: Se realiza en una sola fase y se utilizan vibradores para evitar juntas frías y asegurar una masa homogénea, densa y resistente.

- 5) Curado del hormigón: Se cubre con lonas plásticas y se mantiene húmedo durante al menos una semana para alcanzar la resistencia final y evitar fisuras.

Plataforma de montaje

La plataforma de montaje es un área adyacente a la cimentación donde se ensamblarán las torres, góndolas y palas de los aerogeneradores. Esta plataforma debe ser lo suficientemente amplia y estable para soportar el peso de los componentes y la maquinaria de montaje, como grúas de gran capacidad.

Las plataformas de montaje se diseñarán con suficiente espacio para el movimiento y operación de grúas, camiones y otros equipos necesarios para el montaje de los aerogeneradores, considerando el tamaño y peso de los componentes del aerogenerador SG 6.6-170 6,6 MW, así como las maniobras requeridas para su ensamblaje.

La plataforma consiste en una capa de grava compactada de que proporciona una superficie resistente y estable y el proceso de construcción incluirá las siguientes etapas:

- 1) Nivelación del terreno para proporcionar estabilidad a grúas y maquinaria durante el montaje.
- 2) Colocación de la capa de grava: Se extiende y compacta en capas sucesivas hasta alcanzar la densidad requerida.
- 3) Drenaje: La plataforma se diseña con una ligera pendiente para permitir el drenaje natural del agua de lluvia.

10.3. Zanjas

Las zanjas en un parque eólico albergan los cables de media tensión, los conductores de puesta a tierra y los sistemas de drenaje que son críticos para la operación segura y eficiente del parque. Una correcta planificación, diseño y ejecución de estas zanjas es crucial para proteger los cables eléctricos de daños mecánicos, asegurar una adecuada disipación de calor y garantizar la integridad de la infraestructura eléctrica.

Diseño y especificaciones técnicas

Las zanjas deben ser lo suficientemente profundas y anchas para alojar los cables y conductores, permitiendo además el paso de personal de mantenimiento cuando sea necesario. Tendrán una profundidad de 1 metro y un ancho que varía de 0,4 a 1,2 metros dependiendo de la tipología.

Estas dimensiones aseguran que los cables estén suficientemente enterrados para evitar daños por maquinaria pesada y minimizar la influencia de las variaciones de temperatura en su rendimiento. Además, el ancho de la zanja permitirá la disposición adecuada de múltiples cables, evitando que se superpongan y reduciendo el riesgo de interferencia electromagnética [2].

Concretamente, se emplearán los siguientes tipos de zanjas para cada tramo, cuyos detalles se pueden comprobar en el Documento n°2: Planos.

	Tipo de Zanja	Anchura	Profundidad	Número de ternas
Tramo 1	Z-1a	0,4 m	1 m	1
Tramo 2	Z-2b	0,8 m	1 m	2
Tramo 3	Z-1a	0,4 m	1 m	1
Tramo 4	Z-3c	1,2 m	1 m	3

Figura 48: Tipología de zanja utilizada en cada tramo de red de MT

Para los conductores de puesta a tierra, que generalmente se instalan a una profundidad menor dentro de las mismas zanjas, encapsulados en una capa de tierra vegetal en una esquina a una profundidad de entre 0,8 y 1 metro. Esto es suficiente para alojar los conductores de cobre desnudo utilizados en el sistema de puesta a tierra, garantizando una buena disipación de corriente y un contacto efectivo con el suelo.

Dentro de las zanjas, se colocarán capas de protección para los cables, que incluyen:

- 1) Cama de arena arcillosa: Una capa de arena de 55 cm de espesor se extenderá en el fondo de la zanja, proporcionando una base suave que protegerá los cables de posibles daños mecánicos durante y después de la instalación.
- 2) Plancha de PVC de protección: Se colocará separando las otras capas y actuará como una barrera física contra impactos o perforaciones accidentales.
- 3) Relleno con tierra compactada: Finalmente, la zanja se rellenará con tierra seleccionada y compactada en capas sucesivas para asegurar la estabilidad del terreno. Se utilizará material granular limpio, libre de piedras y escombros, para evitar daños en los cables.

Para prevenir la acumulación de agua dentro de las zanjas, se diseñará además un sistema de drenaje que incluirá tuberías de drenaje perforadas para recoger y desviar el agua y una capa de grava drenante. Estas medidas no solo protegen los cables de posibles daños por agua, sino que también mejoran la disipación de calor, permitiendo que los cables operen a temperaturas más bajas y aumentando su vida útil.

Proceso de excavación y construcción

La construcción de las zanjas se llevará a cabo en varias fases:

- 1) Excavación: Se realizará utilizando retroexcavadoras e incluirá un marcado del trazado previo con estacas y cordeles, la propia excavación y el retiro y gestión del material excavado.
- 2) Instalación de cables y conductores, que incluirá a su vez:
 - Colocación de la cama de arena.
 - Tendido de cables.
 - Colocación de ladrillos de protección.
 - Instalación de los conductores de puesta a tierra.
- 3) Relleno y compactación: Se utilizará material granular para el relleno y se compactará en capas sucesivas para asegurar que el relleno esté bien consolidado.

Finalmente, se restaura la superficie del terreno a su estado original, asegurando que el área quede nivelada y sin alteraciones significativas.

10.4. Edificio de control

El edificio de control es el núcleo operativo del parque eólico. Su función principal es albergar los sistemas de control y monitoreo que gestionan la operación diaria del parque, incluyendo la supervisión de los aerogeneradores, la subestación, y los sistemas de comunicación y protección. Además, sirve como centro para la coordinación de las actividades de mantenimiento y gestión de emergencias.

Diseño y distribución interna

Debido a su importancia, el edificio de control debe estar diseñado para proporcionar un entorno seguro, estable y protegido contra influencias externas que puedan comprometer la operación del parque.

La estructura estará conformada por un edificio de planta rectangular construido con hormigón armado, lo que ofrece una alta resistencia a las cargas tanto estáticas como dinámicas, y asegura una durabilidad significativa en condiciones ambientales adversas. Estará dividido en varias salas específicas para diferentes funciones:

- Sala de control: Ubicada en la parte central del edificio y equipada con los sistemas SCADA y de comunicaciones y estaciones de trabajo para operarios.
- Sala eléctrica: Con cuadros eléctricos, baterías de respaldo y sistemas de protección. Estará situada en un extremo del edificio para minimizar la interferencia con las áreas de trabajo operativas y tendrá acceso restringido y sistemas de ventilación independiente.
- Almacén: Para herramientas y repuestos necesarios para el mantenimiento de los aerogeneradores y la subestación. Se situará cerca de la entrada principal para facilitar el acceso y la gestión de materiales y herramientas [4].
- Sala de comunicaciones: Contendrá los servidores y equipos de telecomunicaciones con racks de servidores y sistemas de redundancia, aislada acústicamente y ubicada junto a la sala eléctrica.

Las paredes exteriores del edificio estarán aisladas térmica y acústicamente para proteger los equipos sensibles del calor excesivo y del ruido externo.

Instalación y construcción

La construcción del edificio de control, igual que todos los sistemas anteriores, seguirá un cronograma con varias etapas:

- 1) Excavación y Cimentación.
- 2) Construcción de la estructura.
- 3) Instalación de sistemas internos.
- 4) Pruebas y puesta en marcha.

11. Viabilidad económica

Tras llevar a cabo un exhaustivo análisis de la viabilidad económica del proyecto de parque eólico de Biota, se han obtenido resultados concluyentes que demuestran su rentabilidad y viabilidad a largo plazo, tanto para los inversores como para los accionistas. Los cálculos se han basado en datos reales y actualizados, utilizando una metodología de análisis financiero riguroso que incluye indicadores clave como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Coste Promedio Ponderado de Capital (WACC).

- **Producción de energía y ventas:** La producción neta anual del parque se estima en 158.940 MWh, considerando las pérdidas por eficiencia y mantenimiento. Con un precio de venta de la energía de 44,61 €/MWh, se obtienen ingresos anuales aproximados de 7.090.313,4 €.
- **Costes de inversión:** El coste total de inversión inicial es de 47.607.989,82 €. Esta inversión incluye el costo de construcción de los aerogeneradores, las instalaciones eléctricas, la obra civil y los costos relacionados con la puesta en marcha del parque, así como los costes de desarrollo y los de la infraestructura de interconexión.
- **Costes operativos (OPEX):** Los costes operativos anuales del parque ascienden a 685.408,97 €, lo que incluye mantenimiento, alquiler de terrenos, seguros, y otros gastos necesarios para la operación continua del parque.
- **Valor Actual Neto (VAN):** El Valor Actual Neto calculado para el proyecto, con un periodo de análisis de 25 años y utilizando un WACC de 5,15%, es de aproximadamente 41.320.735,98 €. Este VAN positivo indica que el proyecto no solo cubre los costes de inversión inicial, sino que genera un valor añadido sustancial para los inversores a lo largo de su vida útil. Un VAN positivo es un indicador clave de que el proyecto es viable económicamente.
- **Tasa Interna de Retorno (TIR):** La TIR del proyecto es del 12,97%, un valor significativamente superior al WACC. Este resultado demuestra que la rentabilidad del proyecto supera con creces el coste de los recursos financieros empleados. La TIR del accionista, calculada considerando los pagos de deuda y el flujo de caja disponible para los inversores, alcanzando el 8,81%. Estos valores confirman que el parque eólico ofrece retornos atractivos y rentables para los inversores.
- **Coste Promedio Ponderado de Capital (WACC):** El WACC del proyecto se ha calculado en 5,15%, una tasa competitiva que refleja una estructura equilibrada entre deuda y capital propio. Este valor es crucial para determinar si el proyecto puede generar suficientes ingresos para cubrir los costes de financiación. Un WACC bajo, como el obtenido, mejora la rentabilidad del parque eólico y permite atraer financiación a tasas más favorables.

Los resultados de los indicadores financieros, como el VAN y la TIR, junto con un WACC competitivo, confirman que el parque eólico Biota es económicamente viable. El proyecto no solo generará beneficios sustanciales para los inversores, sino que también contribuirá a la sostenibilidad ambiental mediante la producción de energía renovable.

13. Ahorro y contaminación evitada

En este capítulo, se evaluará el impacto ambiental del parque eólico en términos de emisiones contaminantes evitadas y el ahorro económico que estas implican. El Parque Eólico de Biota, con una producción neta de 158.940 MWh/año, permite sustituir la generación de energía a partir de combustibles fósiles como el carbón y el gas natural, reduciendo así las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes.

13.1. Producción de energía limpia

La producción neta de energía del parque eólico se estima en 158.940 MWh/año. Esta cantidad de energía, generada por fuentes renovables, evita que se utilicen tecnologías convencionales basadas en combustibles fósiles, que producen cantidades significativas de dióxido de carbono (CO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO₂) y partículas en suspensión.

La fórmula para el cálculo de la energía neta generada es:

$$\text{Producción Neta} = \text{AEP} \times (1 - \text{Pérdidas})$$

Donde:

- AEP es la producción de energía bruta antes de aplicar pérdidas, que es de 179.327 MWh/año.
- Las pérdidas incluyen el efecto estela (0,41% aprox.), pérdidas eléctricas (3%), pérdidas de operación y mantenimiento (3%) y pérdidas por incumplimiento de curva de potencia (5%).

El cálculo para obtener la producción neta es:

$$\text{Producción Neta} = 179.327 \times (1 - 0,11369) = 158.940 \text{ MWh/año}$$

13.2. Emisiones de CO₂ evitadas

La producción de energía a partir de fuentes renovables evita las emisiones que se habrían producido si la misma cantidad de energía se generara utilizando fuentes convencionales. A continuación, se presenta la fórmula para calcular las emisiones evitadas:

$$\text{Emisiones evitadas} = \text{Producción neta} \times \text{Factor de emisión}$$

Las emisiones evitadas se calculan considerando los diferentes factores de emisión de CO₂ para combustibles fósiles, como el carbón y el gas natural. Según los datos del documento [25], los factores de emisión son los siguientes:

Combustible	CO ₂ (kg/MWh)	SO ₂ (kg/MWh)	NO _x (kg/MWh)	Partículas (kg/MWh)
Carbón	0.977	3.1	2.2	0.2
Gas natural	0.383	0.007	1.2	0.02
Fuel + gas	0.799	2.9	1.2	0.1

Tabla 18: Factores de emisión según tipo de combustible [25]

Aplicando la fórmula, las emisiones evitadas por la generación de 158.940 MWh/año de energía eléctrica a partir de tecnología eólica en lugar de utilizar los respectivos combustibles son:

Combustible	CO ₂ (ton/año)	SO ₂ (ton/año)	NO _x (ton/año)	Partículas (ton/año)
Carbón	155,28	492,71	349,67	31,79
Gas natural	60,87	1,11	190,73	3,18
Fuel + gas	126,99	460,92	190,73	15,89

Tabla 19: Emisiones evitadas según tipo de combustible evitado

13.3. Ahorro económico por reducción de emisiones de CO₂

La producción de energía limpia a partir del recurso eólico en este parque en lugar de por combustibles fósiles, no solo significa evitar una gran cantidad de emisiones de gases contaminantes, sino que también resulta en ventajas económicas directas derivadas de esta misma reducción de emisiones.

Para el caso concreto de la polución por dióxido de carbono, el ahorro económico derivado de la reducción de emisiones se calcula tomando el valor del precio del carbono en el mercado de derechos de emisión. El precio promedio del CO₂ en 2023 fue de 83,50 €/tonelada [24].

Por tanto, la fórmula para calcular el ahorro queda como:

$$\text{Ahorro económico} = \text{Emisiones evitadas (ton)} \times \text{Precio del carbono (€/ton)}$$

Para el caso de las 155,28 toneladas de CO₂ evitadas al año por la sustitución del carbón, el ahorro es:

$$\text{Ahorro económico} = 155,28 \text{ ton/año} \times 83,5 \text{ €/ton} = 12.966 \text{ €/año}$$

Comparando las emisiones evitadas y el ahorro económico si la misma cantidad de energía se produjera mediante gas natural, el cálculo queda como:

$$CO_2 \text{ evitado} = 158.940 \frac{MWh}{\text{año}} \times 0,383 \text{ kg/MWh} = 60,87 \text{ ton/año}$$

$$\text{Ahorro económico} = 60,87 \frac{\text{ton}}{\text{año}} \times 83,5 \text{ €/año} = 5.083 \text{ €/año}$$

Para el caso del uso de fuel + gas como combustible resulta:

$$CO_2 \text{ evitado} = 158.940 \frac{MWh}{\text{año}} \times 0,799 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}} = 126,99 \text{ ton/año}$$

$$\text{Ahorro económico} = 126,99 \frac{\text{ton}}{\text{año}} \times 83,5 \text{ €/año} = 10.604 \text{ €/año}$$

13.4. Impacto acumulado a lo largo de la vida útil del proyecto

La vida útil del parque eólico es de 25 años, lo que implica un ahorro acumulado significativo tanto en términos de emisiones como de costos asociados al carbono.

Para 25 años, el ahorro acumulado de CO₂ evitado por la sustitución del carbón es:

$$\text{CO}^2 \text{ evitado acumulado} = 155,28 \frac{\text{ton}}{\text{año}} \times 25 \text{ años} = 3.882 \text{ ton}$$

$$\text{Ahorro acumulado} = 12.966 \text{ €/año} \times 25 \text{ años} = 324.150 \text{ €}$$

La instalación del parque eólico en Biota evita una cantidad considerable de emisiones contaminantes cada año. Al sustituir tecnologías basadas en combustibles fósiles, el parque reduce la emisión de gases de efecto invernadero, particularmente CO₂, SO₂ y NO_x, lo que contribuye significativamente a la mejora de la calidad del aire y a la lucha contra el cambio climático. Además, el ahorro económico derivado de las emisiones evitadas refuerza la viabilidad del proyecto, tanto desde una perspectiva ambiental como financiera.

Estas reducciones no solo benefician al medio ambiente, sino que también suponen una ventaja económica importante al minimizar los costes asociados al cumplimiento de las normativas de derechos de emisión. En resumen, el proyecto no solo es una inversión rentable en términos económicos, sino también una herramienta poderosa para reducir el impacto ambiental y avanzar hacia un modelo energético más sostenible.

14. Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible, son un conjunto de fines globales adoptados con el fin de que los países y sus sociedades mejoren la vida de todas las personas, sin dejar a nadie atrás, erradicando la pobreza, protegiendo el planeta y garantizando la prosperidad de todos. Constituye la hoja de ruta del desarrollo global para los próximos 15 años y está formada por 17 objetivos globales (y sus 169 metas). [25]

Dentro de la finalidad de este proyecto Fin de Grado, entre los 17 objetivos que recoge este acuerdo, destacan los siguientes que serán desarrollados más ampliamente en el Anexo V:

ODS 7: Energía asequible y no contaminante

Busca garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos. Esto implica la necesidad de invertir en fuentes de energía limpia, como la eólica, solar, termal o hidráulica.

El viento es una fuente de energía limpia, renovable y sostenible, que contribuye a la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero y a la lucha contra el cambio climático.

ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico

Busca promover el crecimiento económico inclusivo y sostenible, el empleo y el trabajo decente para todos, enfrentando desafíos como el empleo informal, la desigualdad en el mercado laboral y la necesidad de entornos de trabajo seguros. Suprimir la pobreza solo es posible mediante empleos bien remunerados y estables.

La ejecución de un parque eólico contribuye a crear empleo decente, impulsar el crecimiento económico local, fomentar la innovación y la infraestructura, y promover la diversificación económica en la región donde se implementa.

ODS9: Industria, innovación e infraestructuras

Persigue construir infraestructuras resilientes, impulsar la industrialización sostenible y promover la innovación. La industria debe contribuir en mayor medida al empleo y al PIB, aumentando esa contribución en los países menos desarrollados, así como acrecentar la investigación científica y modernizar las infraestructuras.

Con este proyecto se crea una infraestructura que contribuye al desarrollo de sistemas energéticos más sostenibles, fomentando la innovación tecnológica en el sector de las energías renovables.

ODS13: Acción por el clima

Exige adoptar medidas urgentes para acabar con el cambio climático y sus efectos, que traerán consecuencias muy negativas y afectarán a todos los países del mundo.

La creación de un parque eólico disminuye las emisiones de gases de efecto invernadero y fomenta la transición hacia una energía más limpia y renovable. Proporciona una fuente de energía más confiable, protegiendo los ecosistemas y la biodiversidad y fomentando la resiliencia climática.

15. Conclusiones

Habiendo completado el análisis técnico y económico del proyecto para la instalación del Parque Eólico de Biota, llevando a cabo los estudios, simulaciones y diseños pertinentes, se pueden extraer varias conclusiones que refuerzan la viabilidad de su ejecución. Este proyecto no solo es capaz de cumplir con los objetivos de producción de energía renovable y generar importantes ingresos a través de aerogeneradores, sino que también contribuye a la reducción de emisiones contaminantes, la electrificación de la energía y el desarrollo económico y sostenible de la región. A continuación, se resumen los aspectos más relevantes en cuanto a la viabilidad técnica, económica y medioambiental del parque eólico.

15.1. Viabilidad técnica

El emplazamiento situado en el municipio de Biota, perteneciente a la provincia de Zaragoza, presenta condiciones idóneas para la instalación de aerogeneradores. Con velocidades medias de viento cercanas a los 8 m/s a la altura de buje y una orografía muy favorable, el lugar seleccionado cumple con los criterios técnicos para maximizar la eficiencia de los aerogeneradores. El análisis mediante el software especializado de WASP y el uso de sus herramientas, han demostrado que el potencial eólico es suficiente para garantizar una producción anual significativa de energía. En concreto, los aerogeneradores seleccionados (modelo Siemens Gamesa 6.6-170 de 6,6 MW de potencia) tienen la capacidad de generar una cantidad anual de 158.940 MWh después de pérdidas.

La fácil accesibilidad del emplazamiento y la infraestructura eléctrica diseñada permiten la evacuación de la energía generada a la red eléctrica de manera eficiente. Asimismo, la baja rugosidad del terreno que se presenta despejado de vegetación y alejado de núcleos urbanos, la ausencia de pendientes pronunciadas y la orografía suave en general, simplifican la ejecución de las obras civiles, reduciendo los plazos de construcción. Por lo tanto, a pesar de que el punto de interconexión más cercano, la Subestación de Sangüesa, se encuentre a una distancia significativa de 35 km, el resto de características favorables, junto con la probada alta eficiencia de los aerogeneradores en la disposición propuesta, hacen del área seleccionada un lugar idóneo para la implantación de un parque eólico de alta rentabilidad.

15.2. Viabilidad económica

El análisis económico del parque eólico indica que el proyecto es financieramente viable. Con un CAPEX total de 38.126.000 €, el parque generará ingresos basados en la producción neta anual de energía y un precio de mercado de 46,09 €/MWh para el primer año. Estos ingresos permitirán cubrir los costos operativos (OPEX), estimados en 755.000 € para el primer año, y generar beneficios netos significativos.

El cálculo del Valor Actual Neto (VAN) del proyecto, utilizando un WACC del 5,4%, demuestra que la inversión inicial se recuperará en un periodo razonable, y el proyecto generará beneficios netos a lo largo de su vida útil. El cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR) refuerza esta conclusión, indicando que el proyecto es rentable para los inversores.

Además, la implementación del parque eólico contribuirá a la generación de empleo local tanto en la fase de construcción como en la operación del parque, lo que añadirá valor económico a la región.

15.3. Impacto medioambiental

Uno de los aspectos más importantes de este proyecto es su contribución a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Se estima que la producción de energía renovable de este parque evitará la emisión de aproximadamente 155,28 toneladas de CO₂ al año, lo que refuerza su alineación con los objetivos climáticos nacionales y europeos.

El impacto ambiental de las obras civiles y la instalación de los aerogeneradores es limitado debido a la elección de un terreno despejado de vegetación y alejado de zonas protegidas. Además, las medidas de mitigación y compensación ambiental previstas en el proyecto garantizan la conservación del entorno natural.

En resumen, el proyecto para la construcción del parque eólico en Biota es viable tanto técnica como económicamente. La capacidad del parque para generar una fuente de energía limpia y renovable, junto con los beneficios económicos para la región y el impacto positivo en la reducción de emisiones de CO₂, hacen de este proyecto una inversión sólida y sostenible.

Se recomienda proceder con la fase de construcción del parque eólico, dado que cumple con todos los requisitos necesarios para ser un éxito desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

16. Bibliografía

- [1] United Nations, «Biodiversidad: nuestra defensa natural más fuerte contra el cambio climático | Naciones Unidas», United Nations.
<https://www.un.org/es/climatechange/science/climate-issues/biodiversity>
- [2] NASA, «El análisis de la NASA confirma que 2023 fue el año más cálido registrado - NASA», NASA, 12 de enero de 2024. <https://www.nasa.gov/news-release/el-analisis-de-la-nasa-confirma-que-2023-fue-el-ano-mas-calido-registrado/>
- [3] «Executive summary – Electricity Market Report – Update 2023 – Analysis - IEA», IEA. <https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-update-2023/executive-summary>
- [4] Asociación Empresarial Eólica, «La eólica en España - Asociación Empresarial Eólica», Asociación Empresarial Eólica, 29 de julio de 2024.
<https://aeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/>
- [5] Alex, «Global Wind Report 2024», Global Wind Energy Council, 17 de abril de 2024.
<https://gwec.net/global-wind-report-2024/>
- [6] «Energía eólica en España: tipos, situación y cifras», DKV Seguros, 16 de julio de 2024. <https://dkv.es/corporativo/energia-eolica-en-espana-tipos-situacion-y-cifras>
- [7] E. Renovables, «La eólica made in Spain va mal», Energías Renovables, el Periodismo de las Energías Limpias. <https://www.energias-renovables.com/eolica/la-eolica-made-in-spain-va-mal-20240620>
- [8] D. Tejada, «Energía Eólica en España: Beneficios y Desafíos bajo la Ley», NEXO, 19 de marzo de 2024. <https://nexoprofessional.com/energia-eolica-beneficios-y-desafios-bajo-ley/>
- [9] «Global Wind Atlas». <https://globalwindatlas.info/es>
- [10] «Wind Resource Data for Wind Farm Developments | Vortex FDC», VORTEX, 26 de octubre de 2023. <https://vortexfdc.com/>
- [11] Vestas, «Early Customer Engagement Package EnVentus™ V172-6.8 MW 50/60 Hz»
- [12] Nordex, «Noise level, Power curves, Thrust curves Nordex N163/6.X»
- [13] Siemens Gamesa, «SG 6.6-170 Standard Ct and Power Curve, Rev.1, Mode AM 0 - Air Density»
- [14] MESA, «Celdas para Parques Eólicos». <https://www.mesa.es/productos/pdf/DVCAS%20MESA%20-%20330%20-%200413.pdf>.
- [15] «Catalogo de cables para Baja y Media Tension». <https://www.prysmiangroupcatalogue.com/general-cable/cables-baja-media-tension/>
- [16] Optral, «Catálogo de cables de fibra óptica». <https://optral.com/pdfs/catalogo-general.pdf>

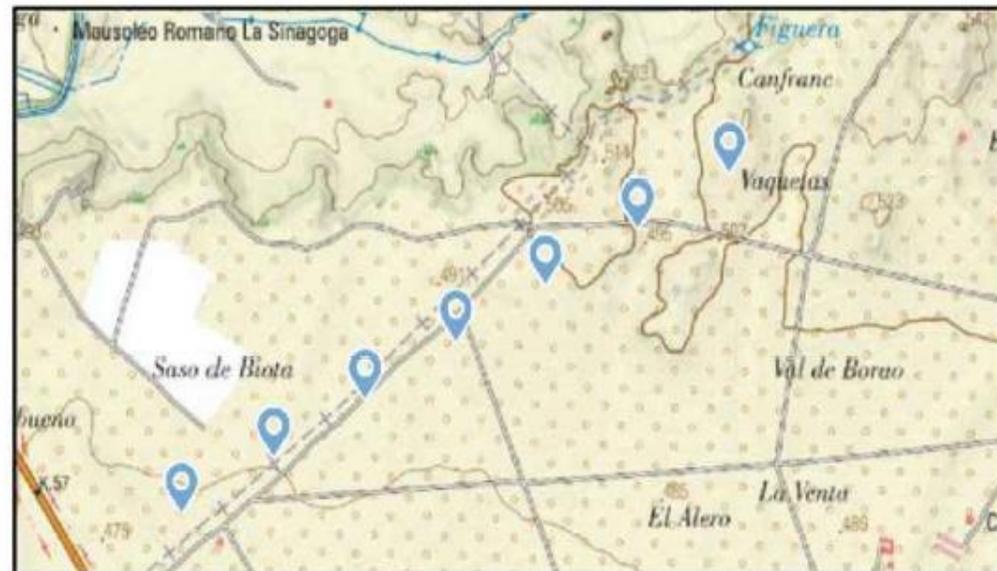
- [17] Dannik, «Transformadores de potencia en subestaciones eléctricas - globecore.com», GlobeCore, 23 de noviembre de 2023. <https://globecore.com/es/publications/three-phase-transformer/>
- [18] VICA T&D, «Bobinas de bloqueo». <http://www.vicatyd.com/trampa.pdf><https://cursos Tesla.com/interruptores-de-potencia-de-media-y-alta-tension-en-subestaciones/>
- [19] A. D. De Cursos Tesla, «Interruptores de potencia de media y alta tensión en subestaciones eléctricas», Cursos Tesla, 27 de marzo de 2021. <https://cursos Tesla.com/interruptores-de-potencia-de-media-y-alta-tension-en-subestaciones/>
- [20] A. D. De Cursos Tesla, «¿Cómo ubicar transformadores de corriente en subestaciones de potencia de alta tensión?», Cursos Tesla, 5 de septiembre de 2021. <https://cursos Tesla.com/como-ubicar-transformadores-de-corriente-en-subestaciones-de-potencia-de-alta-tension/>
- [21] W. S. Peru, «Transformador de tensión», (C) ingelmec.com.pe. <https://ingelmec.com.pe/servicios/pruebas-electricas/subestaciones/transformador-de-tension>
- [22] SectorElectricidad y SectorElectricidad, «Seccionadores - Sector Electricidad | Profesionales en Ingeniería Eléctrica», Sector Electricidad | Profesionales en Ingeniería Eléctrica - La comunidad de Profesionales en Ingeniería Eléctrica, 15 de marzo de 2018. <https://www.sectorelectricidad.com/20135/seccionadores/>.
- [23] RH Corporative Internacional, «Autoválvulas poliméricas Clase 1, 2 y 3 hasta 245 KV - RH Corporative Internacional», RH Corporative Internacional, 5 de abril de 2023. <https://cirhe.com/productos/autovalvulas-polimericas-hasta-245-kv/>
- [24] «Precios CO2 - Sendeco2». <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>
- [25] M. J. Gamez, «Objetivos y metas de desarrollo sostenible - Desarrollo Sostenible», Desarrollo Sostenible, 24 de mayo de 2022. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- [26] «Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia | CNMC». <https://www.cnmc.es/>
- [27] A. E. De Meteorología, «Agencia Estatal de Meteorología - AEMET. Gobierno de España», Agencia Estatal de Meteorología - AEMET. Gobierno de España. <https://www.aemet.es/>
- [28] «Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico», Ministerio Para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. <https://www.miteco.gob.es/>
- [29] R. López et al., CON EL VIENTO A FAVOR, 1.a ed. Pilar Carrizosa y Ramón López Mendizabal, 2015. [En línea]. Disponible en: https://www.esteyco.com/wp-content/uploads/2017/01/L15_RL_Viento_Favor_WFW.pdf

- [30] C. Alonso, «Documentación y sesiones docencia Curso Energía Eólica,» 2023
- [31] I. G. Nacional, «Instituto Geográfico Nacional», Geoportal Oficial del Instituto Geográfico Nacional de España. <https://www.ign.es/web/cbg-area-cartografia>
- [32] «Electric power monthly - U.S. Energy Information Administration (EIA)». https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_6_07_b
- [33] Ormazabal, «Technology for a new electric world | Ormazabal», Ormazabal, 5 de agosto de 2024. <https://www.ormazabal.com/>

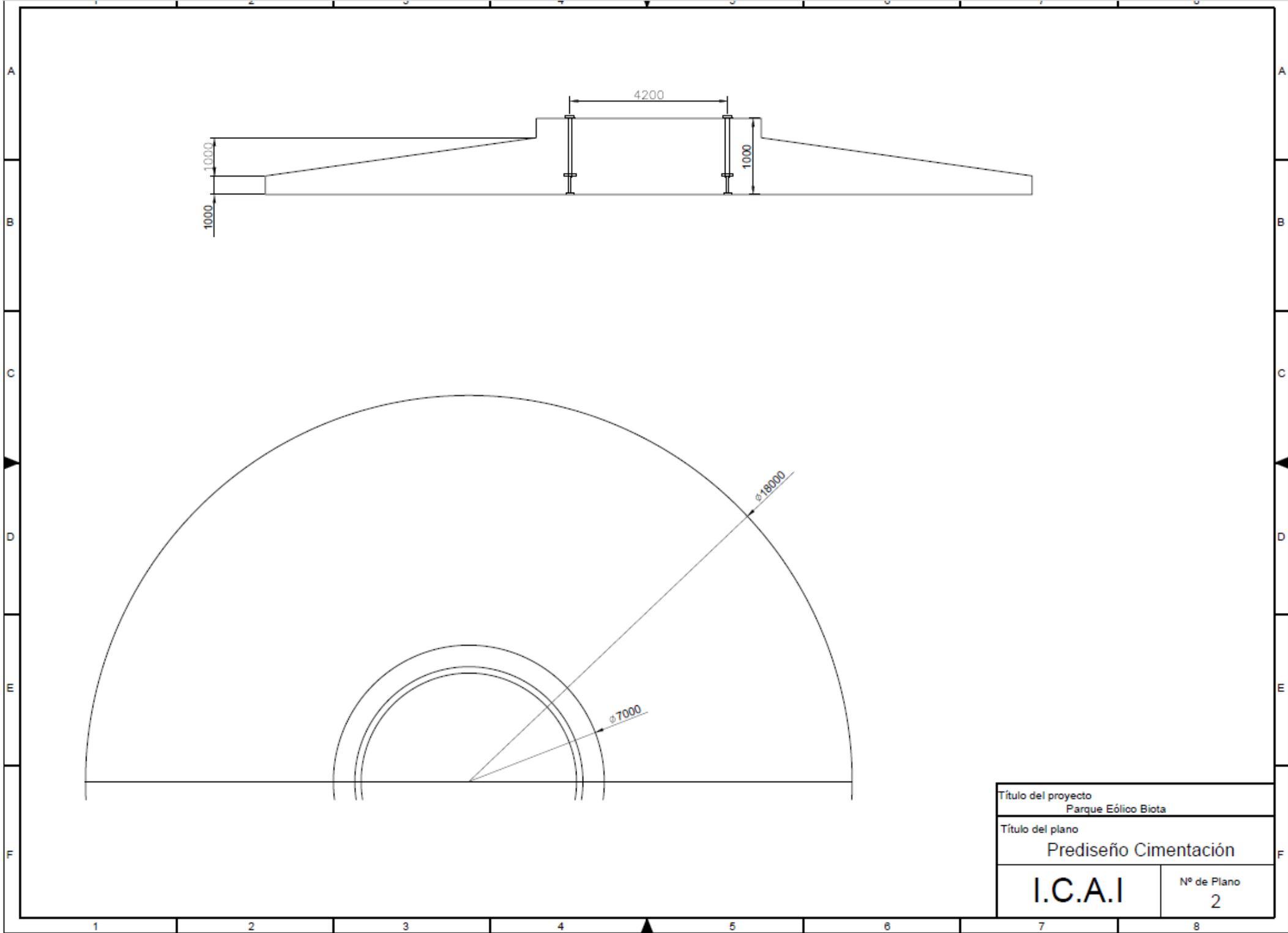
Documento nº2: Planos

Índice

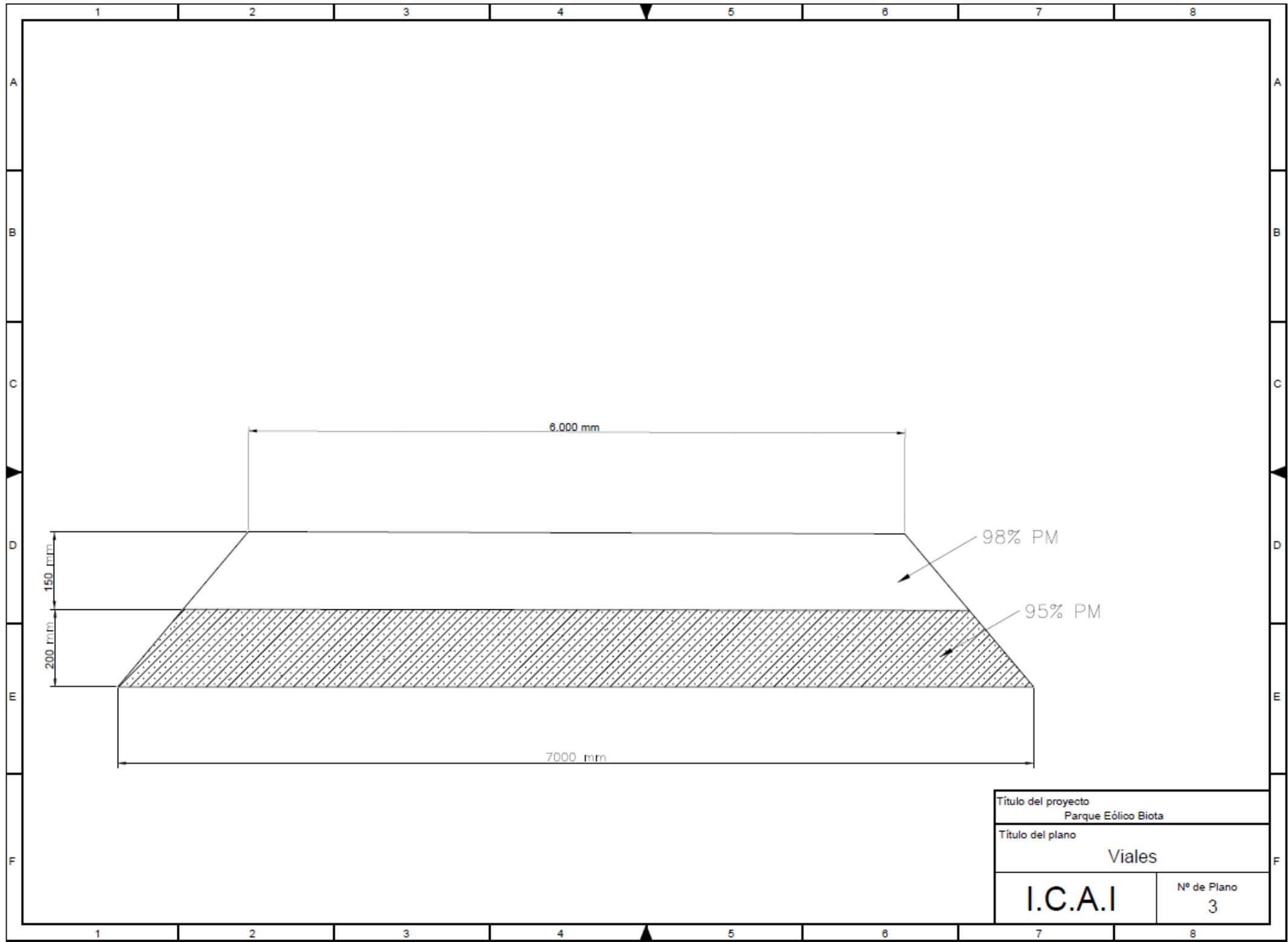
1. Detalle de ubicación del emplazamiento	97
2. Prediseño cimentación	98
3. Viales	99
4. Zanjas	100
5. Red de media tensión	101
6. Unifilar de red de media tensión	102
7. Detalle de celdas	103
8. Unifilar AT/MT	104
9. Alzado subestación	105
10.Red de comunicaciones	106



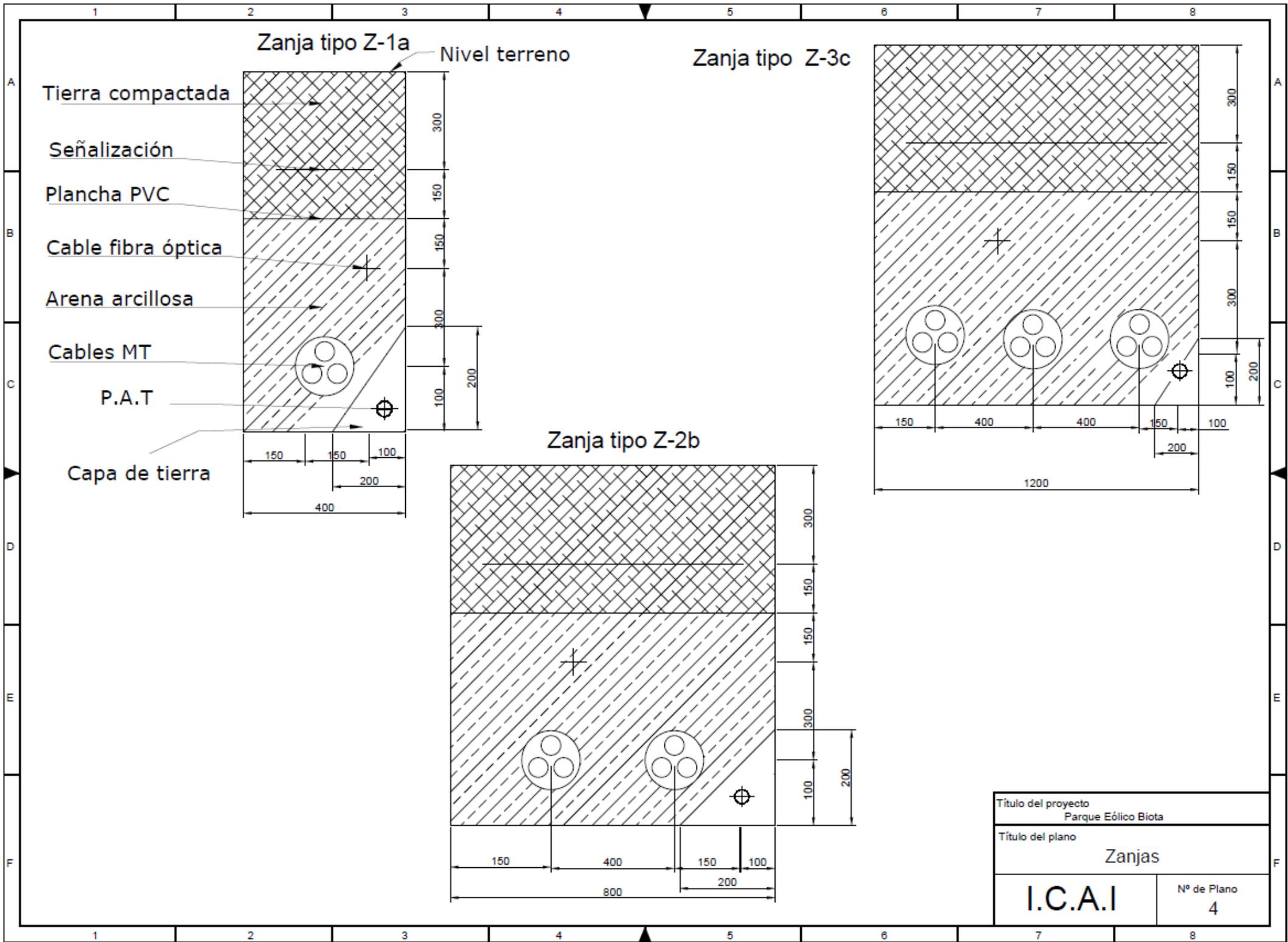
Título del proyecto	
Título del plano	
Detalle ubicación emplazamiento	
I.C.A.I	Nº de Plano 1



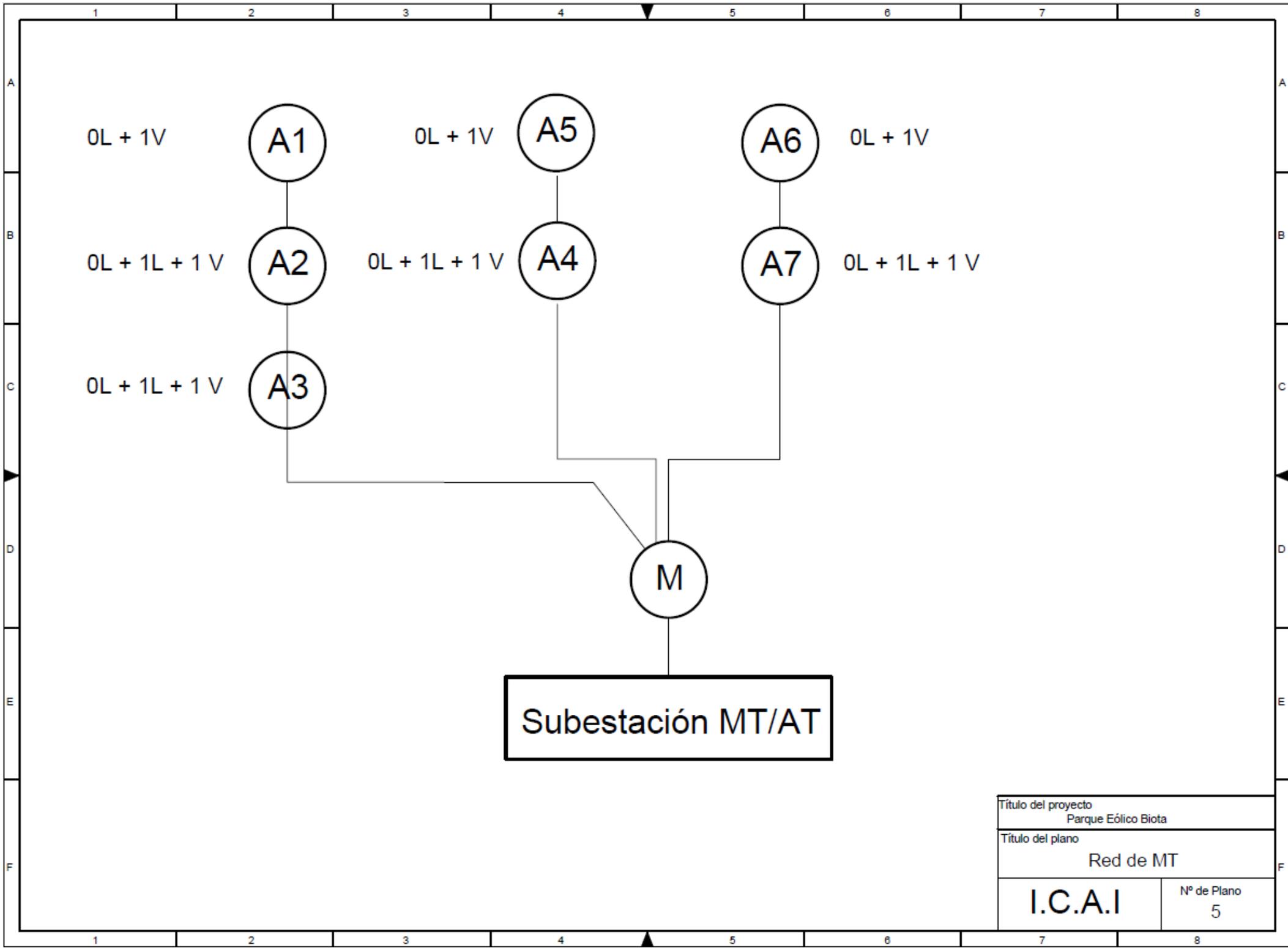
Título del proyecto Parque Eólico Biota	
Título del plano Prediseño Cimentación	
I.C.A.I	Nº de Plano 2



Título del proyecto Parque Eólico Biota	
Título del plano Viales	
I.C.A.I	Nº de Plano 3

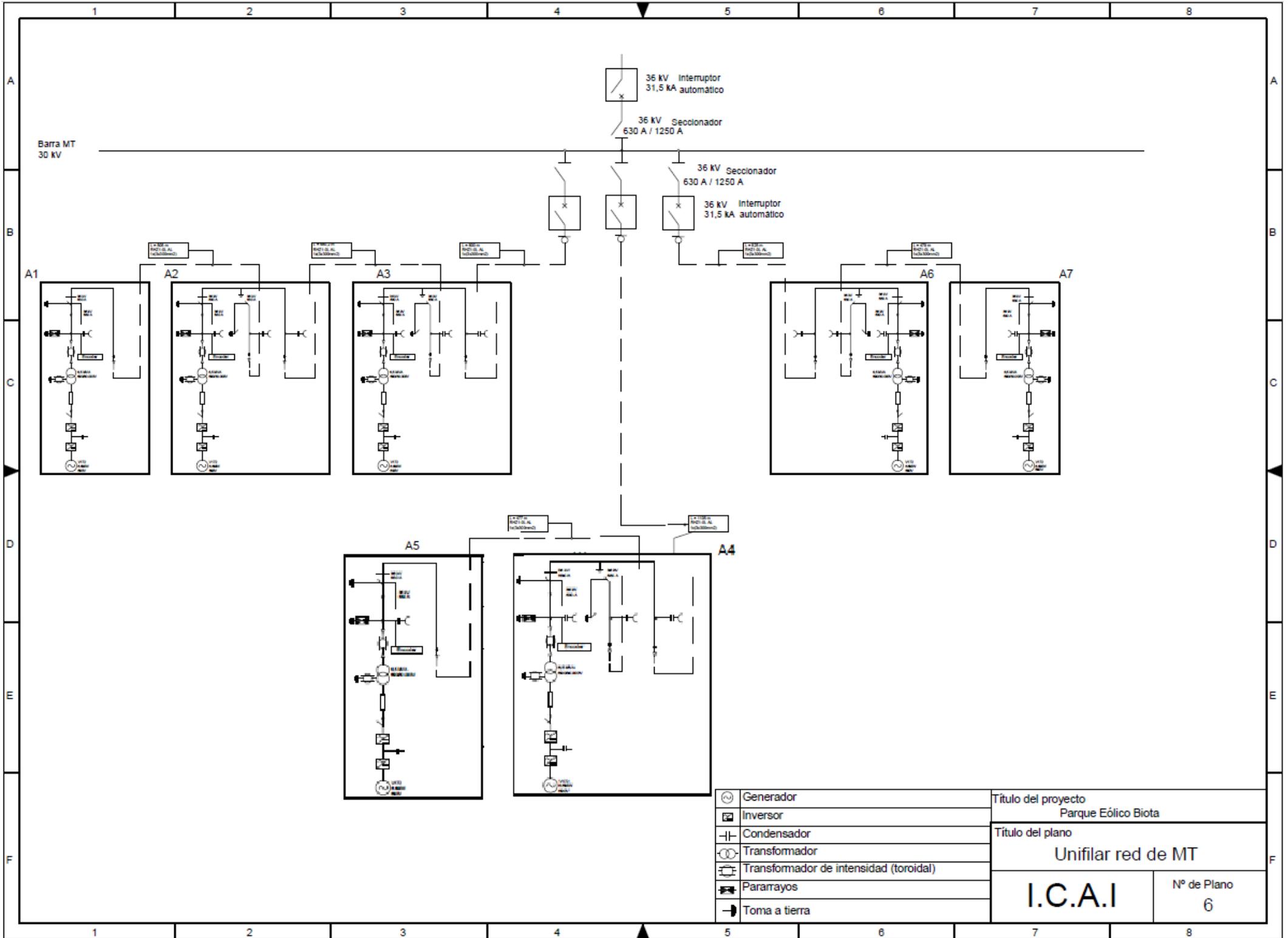


Título del proyecto Parque Eólico Biota	
Título del plano Zanjas	
I.C.A.I	Nº de Plano 4



Subestación MT/AT

Título del proyecto Parque Eólico Biota	
Título del plano Red de MT	
I.C.A.I	Nº de Plano 5



Barra MT
30 KV

36 KV Interruptor
31,5 kA automático

36 KV Seccionador
630 A / 1250 A

36 KV Seccionador
630 A / 1250 A

36 KV Interruptor
31,5 kA automático

A1

A2

A3

A6

A7

A5

A4

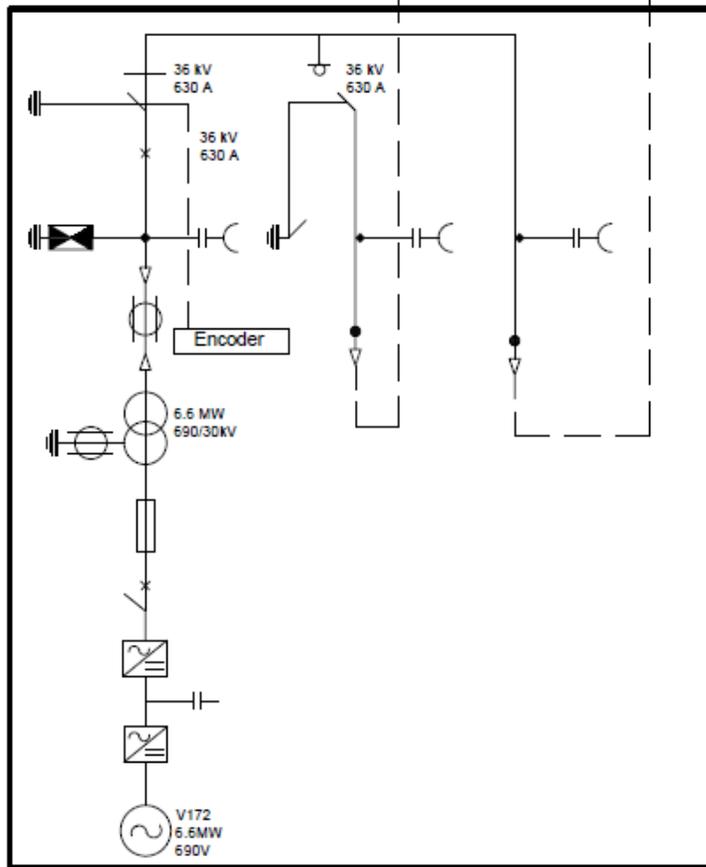
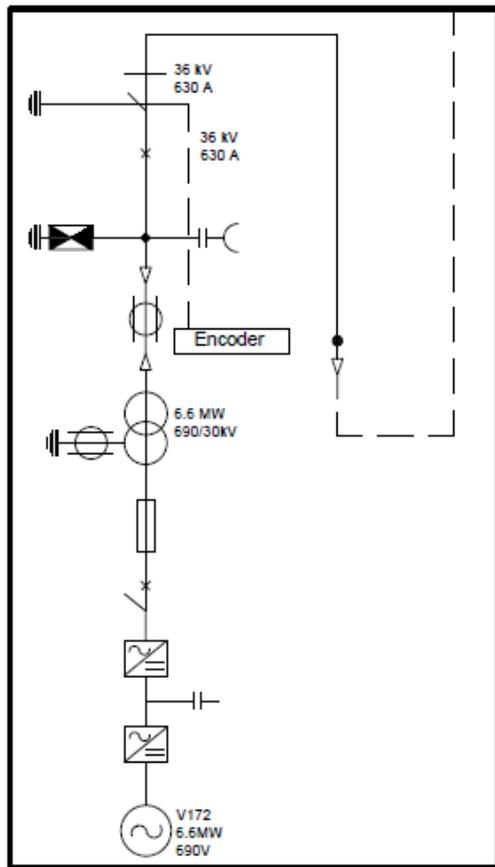
	Generador
	Inversor
	Condensador
	Transformador
	Transformador de intensidad (toroidal)
	Pararrayos
	Toma a tierra

Título del proyecto
Parque Eólico Biota

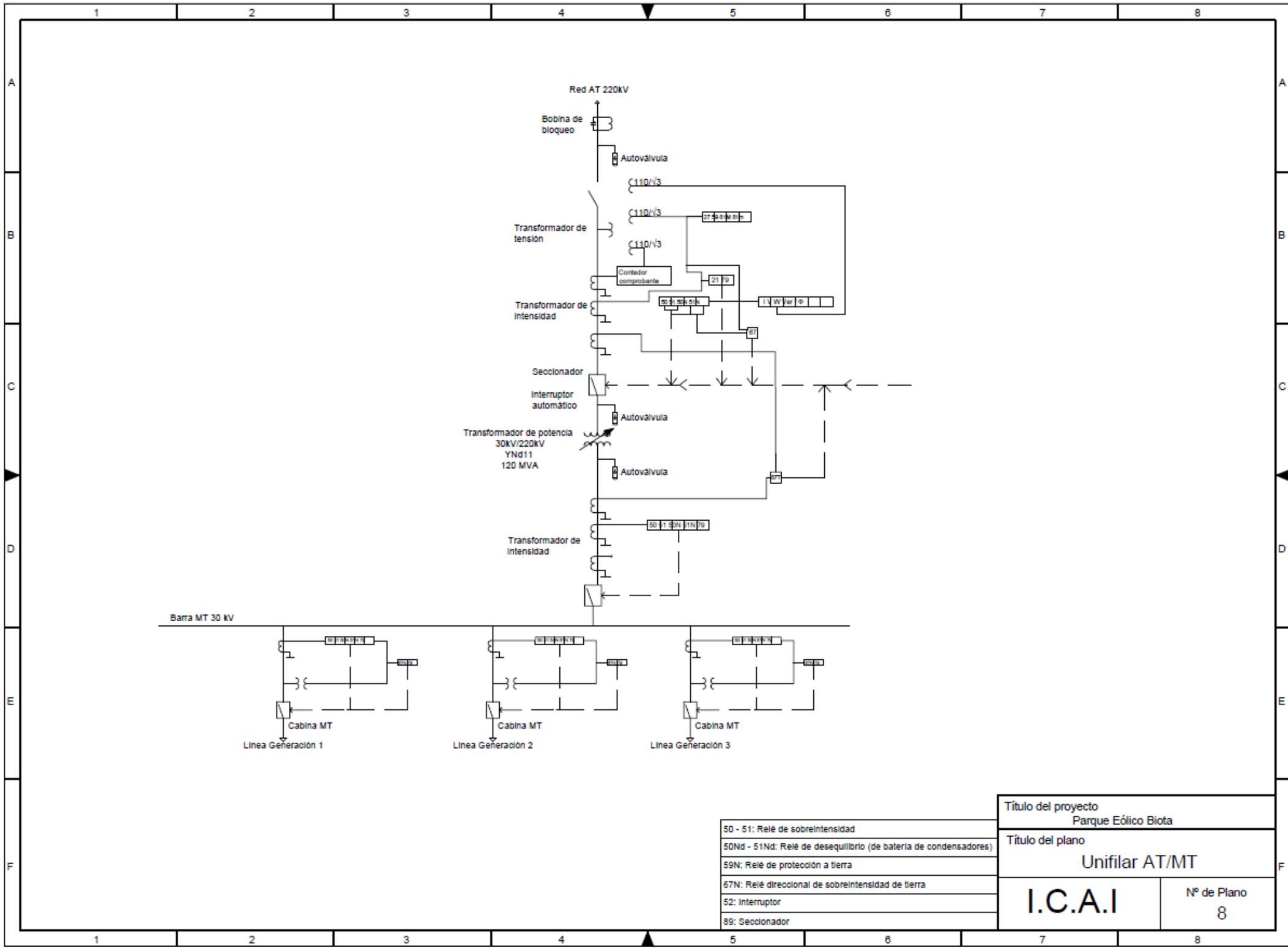
Título del plano
Unifilar red de MT

I.C.A.I

Nº de Plano
6



Título del proyecto Parque Eólico Biota	
Título del plano Detalle celdas	
I.C.A.I	Nº de Plano 7



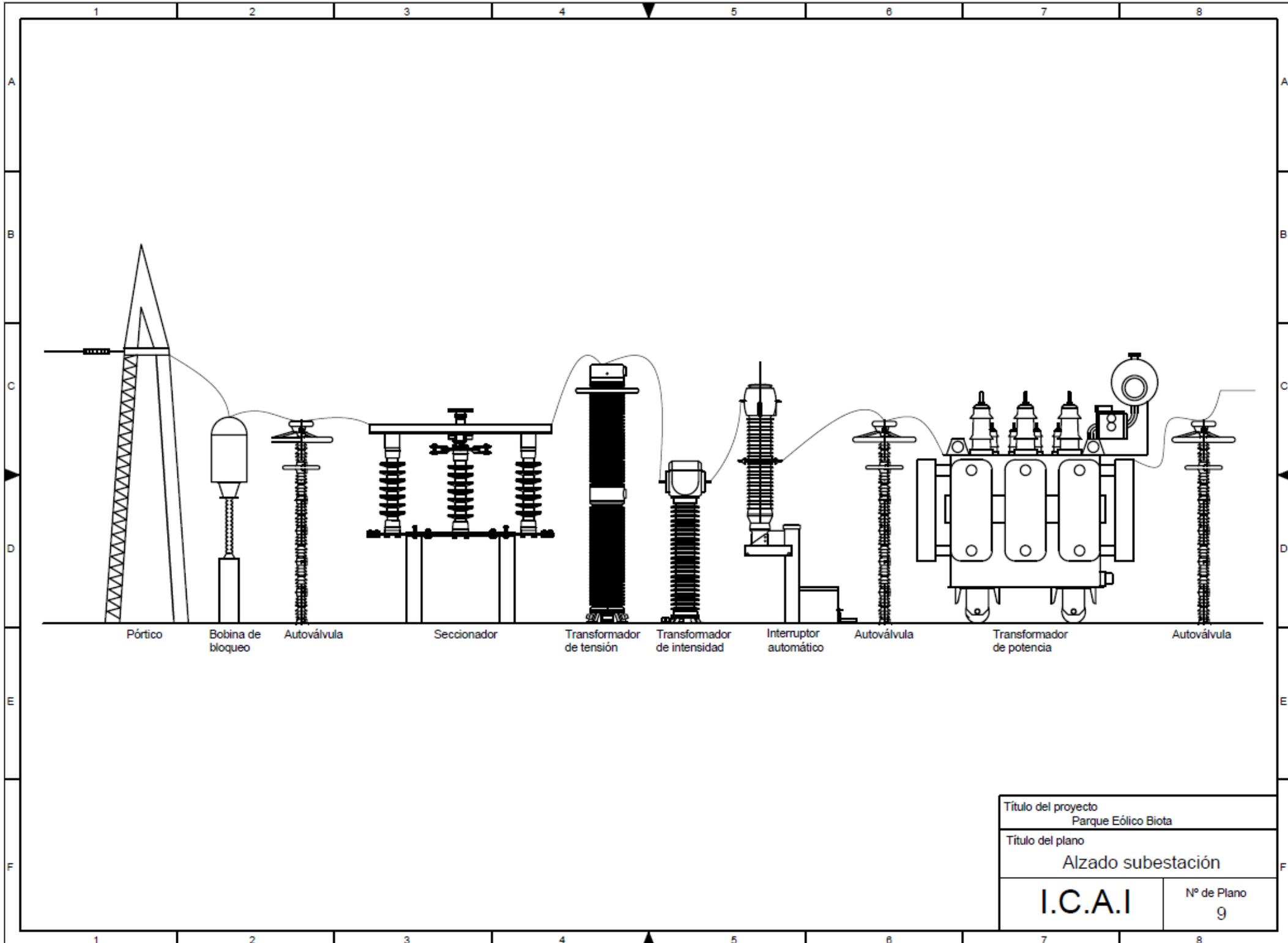
Título del proyecto
Parque Eólico Biota

Título del plano
Unifilar AT/MT

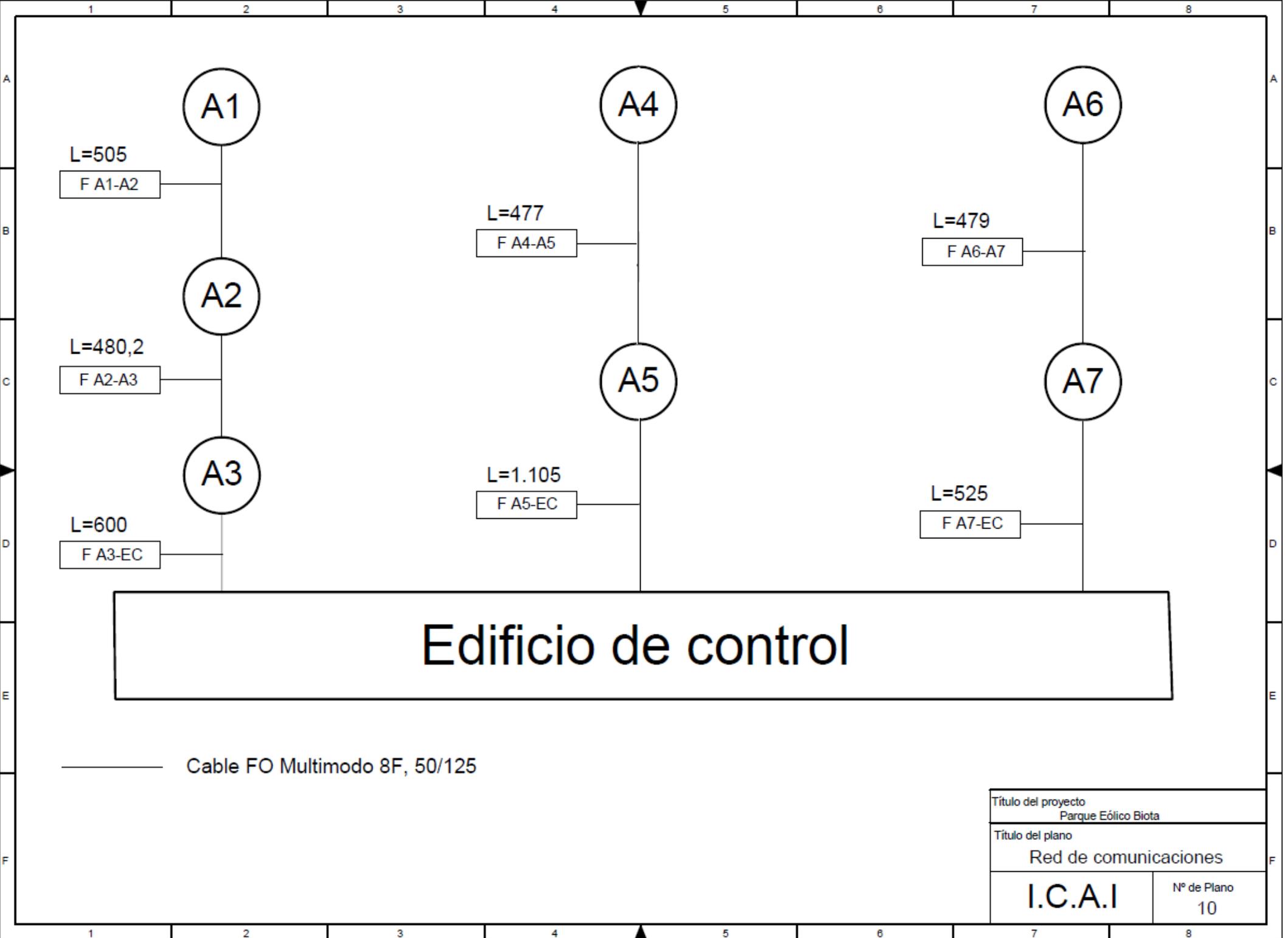
I.C.A.I

Nº de Plano
8

50 - 51: Relé de sobrecorriente
50NG - 51Nd: Relé de desequilibrio (de batería de condensadores)
59N: Relé de protección a tierra
67N: Relé direccional de sobrecorriente de tierra
52: Interrupción
89: Seccionador



Título del proyecto Parque Eólico Biota	
Título del plano Alzado subestación	
I.C.A.I	Nº de Plano 9



Documento nº3: Pliego de Condiciones

Índice

1. Objetivo y alcance	109
2. Condiciones técnicas generales	109
2.1. Aerogeneradores	109
2.2. Cimentaciones	109
2.3. Instalación eléctrica	109
2.4. Sistema de control y comunicaciones	109
3. Condiciones particulares	110
3.1. Gestión del terreno	110
3.2. Adaptaciones del terreno	110
4. Normativa y legislación aplicable	110
5. Condiciones de seguridad y salud	110
6. Condiciones ambientales	110
7. Calidad y control de la obra	111
8. Condiciones económicas y administrativas	111
8.1. Pagos y garantías	111
8.2. Documentación y licencias	111
9. Plazos y programación	111

1. Objeto y alcance

El presente pliego de condiciones tiene como objetivo establecer las directrices y requisitos técnicos, administrativos y legales para la ejecución del proyecto de construcción de un parque eólico terrestre en España. Este documento describe las especificaciones que deben cumplir los contratistas y proveedores involucrados en la construcción, operación y mantenimiento de los aerogeneradores, infraestructuras eléctricas, obras civiles y sistemas asociados.

2. Condiciones técnicas generales

2.1. Aerogeneradores

Los aerogeneradores seleccionados para este proyecto son del modelo Siemens Gamesa SG 6.6-170, con una potencia nominal de 6,6 MW, rotor de 170 metros de diámetro y altura de buje de 120 metros. Las turbinas estarán equipadas con generadores de imanes permanentes y sistemas de control de paso variable para optimizar la captura de energía. Los equipos deben cumplir con la normativa IEC 61400 referente al diseño y operación de aerogeneradores.

2.2. Cimentaciones

Las cimentaciones deberán diseñarse de acuerdo con las especificaciones geotécnicas del terreno, asegurando una estabilidad adecuada frente a las cargas dinámicas generadas por los aerogeneradores. Se utilizarán cimentaciones de tipo zapata circular con pernos de anclaje para cada aerogenerador, calculadas siguiendo la norma Eurocódigo 7 (EN 1997) sobre diseño geotécnico.

2.3. Instalación eléctrica

La instalación eléctrica interna conectará los aerogeneradores mediante cables de media tensión (30 kV) hasta la subestación del parque. Los cables utilizados deberán ser de tipo XLPE con un aislamiento mínimo de 18/30 kV, y se instalarán siguiendo la normativa RD 223/2008 sobre instalaciones eléctricas en parques eólicos. Además, se implementará un sistema de tierra adecuado para proteger la infraestructura frente a descargas atmosféricas, cumpliendo la UNE-EN 50522.

2.4. Sistemas de control y comunicaciones

Cada aerogenerador estará equipado con un sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) que permitirá la supervisión y control en tiempo real de todas las unidades. Este sistema debe cumplir con los requisitos de ciberseguridad establecidos por la norma IEC 62443 para garantizar la protección contra accesos no autorizados.

3. Condiciones particulares

3.1. Gestión del terreno

El terreno seleccionado para el parque eólico está ubicado en la municipalidad de Biota, Zaragoza, y deberá ser preparado para la instalación de los aerogeneradores respetando las características del entorno. Los trabajos de movimiento de tierras, nivelación y compactación deben realizarse minimizando el impacto sobre la vegetación existente y las corrientes de agua.

3.2. Adaptaciones al entorno

Se deberán tomar medidas para proteger las áreas sensibles cercanas, como zonas de cultivo o núcleos urbanos, asegurando una distancia mínima de 1.500 metros entre los aerogeneradores y las viviendas más cercanas, según lo establece la normativa autonómica.

4. Normativa y legislación aplicable

El proyecto se registrará por las normativas nacionales e internacionales vigentes, incluyendo:

- Ley 24/2013, del Sector Eléctrico: Regula la generación de electricidad y el acceso a la red.
- RD 1955/2000: Normas para la conexión y explotación de las instalaciones de generación eléctrica.
- UNE-EN 50308: Requisitos de seguridad para el diseño y operación de aerogeneradores.
- IEC 61400: Normas internacionales específicas para la tecnología de la energía eólica.

5. Condiciones de seguridad y salud

Durante la construcción y operación del parque eólico, se deberán seguir las normativas en materia de seguridad y salud laboral, incluidas en el RD 1627/1997 sobre disposiciones mínimas de seguridad en obras de construcción. Se implementarán planes específicos de prevención de riesgos laborales para todas las actividades, incluyendo la manipulación de cargas pesadas y trabajos en altura.

6. Condiciones ambientales

El proyecto deberá cumplir con la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) según la Ley 21/2013, de evaluación ambiental. Se deberán implementar medidas para mitigar los impactos sobre la fauna, en especial sobre aves y murciélagos, mediante la instalación de dispositivos de disuasión y la implementación de paradas programadas durante periodos críticos.

7. Calidad y control de la obra

Se establecerán controles de calidad en cada fase de la obra, incluyendo la verificación de materiales y la supervisión de los procedimientos de montaje. Los ensayos de aceptación y puesta en servicio de los aerogeneradores se realizarán conforme a la norma UNE-EN 61400-12, que establece los métodos para medir el rendimiento de los aerogeneradores.

8. Condiciones económicas y administrativas

8.1. Pagos y garantías

Los pagos se realizarán en función del progreso de la obra, con hitos específicos definidos en el contrato de ejecución. Se exigirán garantías de cumplimiento y responsabilidad civil por parte de los contratistas, así como pólizas de seguro que cubran daños a terceros y a la propiedad.

8.2. Documentación y licencias

Todos los contratistas deben presentar la documentación técnica, licencias y permisos necesarios antes del inicio de las obras. La falta de cumplimiento de estos requisitos será motivo de rescisión del contrato.

9. Plazos y programación

El proyecto se desarrollará en un plazo estimado de 24 meses desde el inicio de las obras hasta la puesta en servicio. Los plazos intermedios para la finalización de cada fase (cimentaciones, montaje de aerogeneradores, instalación eléctrica, y puesta en marcha) se detallarán en el cronograma del proyecto.

Este pliego de condiciones se presenta como parte integral del contrato de ejecución del parque eólico y será de obligatorio cumplimiento por todas las partes involucradas en el proyecto.

Documento nº4: Presupuesto

Índice

1. CAPEX	115
1.1. Obra civil e infraestructura	115
1.2. Instalación eléctrica	115
1.3. Aerogeneradores	115
2. Interconexión a red	116
3. Costes de desarrollo	117

CAPEX

Obra civil e infraestructura

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidades	Coste unitario (€)	Importe (€)
Movimiento de tierras	Limpieza y desbroce				
	Viales de acceso	3.500,00	m ²	1,65	5.775,00
	Viales internos	23.660,00	m ²	1,65	39.039,00
	Zanjas para cables de MT	2.110,00	m ²	1,65	3.481,50
	Cimentación aerogeneradores	270,00	m ²	1,65	445,50
	Plataforma aerogeneradores	1.600,00	m ²	1,65	2.640,00
				Total	51.381,00 €
	Excavaciones				
	Viales de acceso	1.225,00	m ³	6,00	7.350,00
	Viales internos	8.281,00	m ³	6,00	49.686,00
	Zanjas para cables de MT	2.113,00	m ³	10,50	22.186,50
	Cimentación aerogeneradores	12.600,00	m ³	12,75	160.650,00
	Plataformas aerogeneradores	3.020,00	m ³	1,65	4.983,00
	Desmonte del terreno compacto	21.240,00	m ³	5,25	111.510,00
				Total	356.365,50 €
Relleno del terreno					
	Viales 95% PM	5.432,00	m ³	15,00	81.480,00
	Viales 98% PM	4.074,00	m ³	16,50	67.221,00
	Formación de cunetas	1.905,00	m ³	4,00	7.620,00
	Zanjas de arena arcillosa	1.162,00	m ³	37,50	43.575,00
	Zanjas de tierra compactada	951,00	m ³	18,00	17.118,00
	Cimentación aerogeneradores	539,00	m ³	25,50	13.744,50
	Plataformas aerogeneradores	2.117,00	m ³	25,50	53.983,50
	Hormigón de limpieza	2.500,00	m ³	120,00	300.000,00
	Hormigón armado	5.000,00	m ³	135,00	675.000,00
	Junta de hormigón	750,00	m ³	90,00	67.500,00
	Encofrado	800,00	m ³	112,50	90.000,00
				Total	1.417.242,00 €
Sistema de anclaje					
	Anclaje aerogeneradores	7,00	uds	750,00	5.250,00
	Acero corrugado	400.000,00	kg	3,00	1.200.000,00
				Total	1.205.250,00 €
Varios					
	Construcción e instalación	1,00	uds	400.000,00	400.000,00
	Plancha PVC	2.113,00	m ²	4,50	9.508,50
	Cinta señalización	2.113,00	m ²	1,00	2.113,00
	Suplemento cruce zanja/camino	4,00	uds	1.100,00	4.400,00
	Balizas para restos arqueológicos	1,00	uds	4.000,00	4.000,00
				Total	420.021,50 €
Total					3.450.260,00 €

Instalación Eléctrica					
Concepto	Descripción	Cantidad	Unidades	Coste unitario (€)	Importe (€)
Conductores					
	RHZ1-OL 18/30 kV 400 mm ² Al	1.200,00	m	45,00	54.000,00
	RHZ1-OL 18/30 kV 240 mm ² Al	1.440,00	m	27,00	38.880,00
	RHZ1-OL 18/30 kV 185 mm ² Al	480,00	m	21,00	10.080,00
	RHZ1-OL 18/30 kV 630 mm ² Al	1.500,00	m	72,00	108.000,00
	Cable PaT cobre desnudo 95 mm ²	4.620,00	m	10,50	48.510,00
	Cable FO Multimodo 8f, 50/125	3.380,00	m	9,00	30.420,00
				Total	289.890,00 €
Celdas					
	Celda OL + 1V	4,00	uds	12.000,00	48.000,00
	Celda OL + 1L + 1V	3,00	uds	16.000,00	48.000,00
				Total	96.000,00 €
Transformadores					
	Transformador 30/220 kV 60 MVA	1,00	uds	1.350.000,00	1.350.000,00
	Transformador de intensidad	1,00	uds	36.000,00	36.000,00
	Transformador de tensión	1,00	uds	36.000,00	36.000,00
				Total	1.422.000,00 €
Subestación MT/AT					
	Construcción e instalación	1,00	uds	600.000,00	600.000,00
	Autaválvula	3,00	uds	2.400,00	7.200,00
	Alumbrado	1,00	uds	30.000,00	30.000,00
	Equipo de comunicaciones	1,00	uds	90.000,00	90.000,00
	Seccionador	1,00	uds	18.000,00	18.000,00
	Banco de condensadores	1,00	uds	30.000,00	30.000,00
	Interruptor automático	1,00	uds	15.000,00	15.000,00
	Equipo de medida de facturación	1,00	uds	75.000,00	75.000,00
	Montaje aparellaje eléctrico	1,00	uds	105.000,00	105.000,00
	Unidad de control y protecciones	1,00	uds	105.000,00	105.000,00
	Suministro de SS.AA	1,00	uds	11.250,00	11.250,00
	Edificio de control	1,00	uds	225.000,00	225.000,00
	Supervisión y puesta en marcha	1,00	uds	45.000,00	45.000,00
	Montaje y tendido	1,00	uds	95.400,00	95.400,00
				Total	1.451.850,00 €
Total					3.259.740,00 €
Aerogeneradores					
	Aerogenerador	7,00	uds	4.488.000,00	31.416.000,00
				Total	31.416.000,00 €
				Total CAPEX	38.126.000,00 €

Interconexión a red

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidades	Coste unitario (€)	Importe (€)
Interconexión a red					
	Interconexión a red AT desde subestación	35,00	km	120.000,00	4.200.000,00
	Equipo de comunicaciones	1,00	uds	60.000,00	60.000,00
	Unidad de control y protecciones	1,00	uds	90.000,00	90.000,00
	Montaje aparellaje eléctrico	1,00	uds	60.000,00	60.000,00
	Supervisión y puesta en marcha	1,00	uds	30.000,00	30.000,00
	Coste de posiciones	1,00	uds	400.000,00	400.000,00
				Total	4.840.000,00 €

Costes de desarrollo

Concepto	Descripción	Cantidad	Unidades	Coste unitario (€)	Importe (€)
Desarrollo del proyecto					
	Estudios de viabilidad y planificación	1,00	uds	800.000,00	800.000,00
	Permisos y licencias	1,00	uds	50.000,00	50.000,00
	Estudio de viento y mediciones	1,00	uds	40.000,00	40.000,00
	Consultoría técnica y jurídica	1,00	uds	75.000,00	75.000,00
				Total	965.000,00 €

Total costes inversión (I₀)	43.931.000,00 €
---	------------------------

Anexo I: Estudio de Selección de Emplazamiento

Índice

1. Objeto	122
2. Criterios de selección	122
3. Estudio de alternativas	123
3.1.Emplazamiento A	123
3.1.1. Recurso eólico	124
3.1.2. Características del terreno	124
3.1.3. Inetrconexión eléctrica	125
3.1.4. Accesibilidad	126
3.1.5. Otras instalaciones	127
3.1.6. Medio ambiente	127
3.2.Emplazamiento B	127
3.2.1. Recurso eólico	128
3.2.2. Características del terreno	129
3.2.3. Inetrconexión eléctrica	130
3.2.4. Accesibilidad	130
3.2.5. Otras instalaciones	131
3.2.6. Medio ambiente	131
4. Justificación de selección de emplazamiento	131
5. Referencias	134

Índice de figuras

Figura 49. Atlas de velocidad de vientos en la Península Ibérica	123
Figura 50. Localización del Emplazamiento A	123
Figura 51. Variación diurna de la velocidad del viento del Emplazamiento A.....	124
Figura 52. Variación estacional de la velocidad del viento del Emplazamiento A....	124
Figura 53. Imagen de la superficie del Emplazamiento A.....	125
Figura 54. Mapa de Litologías de España 1/1.000.000.....	125
Figura 55. Distancia del Emplazamiento A a la Subestación de Sangüesa.....	126
Figura 56. Detalle de accesos y caminos en el Emplazamiento A	126
Figura 57. Distancia del Emplazamiento A a las Bárdenas Reales	127
Figura 58. Localización del Emplazamiento B.....	128
Figura 59. Variación diurna de la velocidad del viento del Emplazamiento B.....	128
Figura 60. Variación estacional de la velocidad del viento del Emplazamiento B ...	129
Figura 61. Imagen de la superficie del Emplazamiento B	129
Figura 62. Mapa de Litologías de España 1/1.000.000.....	129
Figura 63. Distancia del Emplazamiento B a la Subestación de Tibo	130
Figura 64. Detalle de accesos y caminos en el Emplazamiento B	130
Figura 65. Distancia del Emplazamiento B a espacios protegidos cercanos	131

Índice de figuras

Tabla 20. Coordenadas UTM del perímetro del Emplazamiento A	124
Tabla 21. Coordenadas UTM en perímetro del Emplazamiento B	128
Tabla 22. Puntuación según recurso eólico	132
Tabla 23. Puntuación según orografía	132
Tabla 24. Puntuación según tipo de terreno	132
Tabla 25. Puntuación según tipo de cubierta vegetal	132
Tabla 26. Puntuación según interconexión eléctrica	132
Tabla 27. Puntuación según accesibilidad	132
Tabla 28. Puntuación según impacto a espacios protegidos.....	132
Tabla 29. Puntuación según otras instalaciones en Emplazamiento	132
Tabla 30. Resultado de sistema de puntuación para selección de Emplazamiento....	133

1. Objeto

El objeto de este anexo es estudiar las alternativas propuestas del emplazamiento para la construcción del parque y determinar cuál de ellas es más adecuada según las características necesarias para un parque eólico rentable.

La metodología consistirá en analizar dos opciones en base a los criterios que se explicarán a continuación y con ellos se justificará la elección final.

2. Criterios de selección

El emplazamiento seleccionado deberá cumplir ciertos requisitos que son indispensables para garantizar el éxito del proyecto, por lo que se valorará en qué medida se ajustan las alternativas a dichas características y se escogerá la más adecuada.

Estos criterios son:

- **Recurso eólico:** factor más determinante para la selección. Se buscará que la velocidad media del viento sea elevada y la variabilidad diurna y estacional moderadas. Se considerará que un emplazamiento tiene potencial eólico aprovechable desde el punto de vista eólico si sus velocidades medias a altura de buje (100 metros para este estudio) son superiores a 6 m/s.
- **Orografía:** terrenos escarpados y pendientes elevadas hacen un emplazamiento desfavorable por su difícil acceso para construcción y mantenimiento. Desniveles de más del 20% y orografías abruptas pueden aumentar los costos de inversión significativamente y hacer un proyecto inviable.
- **Tipo de terreno:** también relacionado con la construcción y cimentación de aerogeneradores e infraestructura, es necesario que el terreno a emplear no tenga una consistencia rocosa.
- **Rugosidad:** a bajas alturas, la velocidad del viento se ve afectada por la fricción o rozamiento con la superficie terrestre, es decir, por el tipo de vegetación que cubre el emplazamiento. La presencia de árboles altos o bosques frondosos puede afectar al flujo del viento, disminuyendo su velocidad y generando turbulencias que pueden además reducir la eficiencia de los aerogeneradores.
- **Interconexión eléctrica:** la distancia a la subestación o línea de interconexión más cercana debe ser menor de 50 km para evitar incurrir en costes adicionales demasiado elevados por la construcción de infraestructura eléctrica.
- **Accesibilidad:** el estado y las características de las carreteras de acceso al emplazamiento determinan la dificultad con que podrá acceder y operar la maquinaria para llevar a cabo la obra civil.
- **Otras instalaciones:** la presencia de otro tipo de instalaciones en la superficie como antenas de telecomunicaciones o propiedades privadas pueden perjudicar el desarrollo del proyecto.
- **Medio ambiente:** un emplazamiento será directamente incompatible si su superficie coincide con un espacio natural protegido de cualquier tipo, siendo preferible una distancia de al menos 5 km al más cercano.

3. Estudio de alternativas

A continuación, se procede a estudiar dos propuestas de emplazamiento aplicando los criterios recién explicados. Para obtener en un primer lugar estos posibles emplazamientos se ha realizado un barrido superficial al mapa de viento de la Península Ibérica de la Figura, procedente de la web de Global Wind Atlas, en busca de zonas con una media de velocidad superior a 6 m/s. En este análisis preliminar se pueden observar varias zonas claras de alta velocidad en la geografía española: gran parte de Galicia, norte de Castilla y León, el valle del Ebro (con la incidencia del viento del Bierzo), sudeste de Castilla La Mancha y zonas de cadenas montañosas.

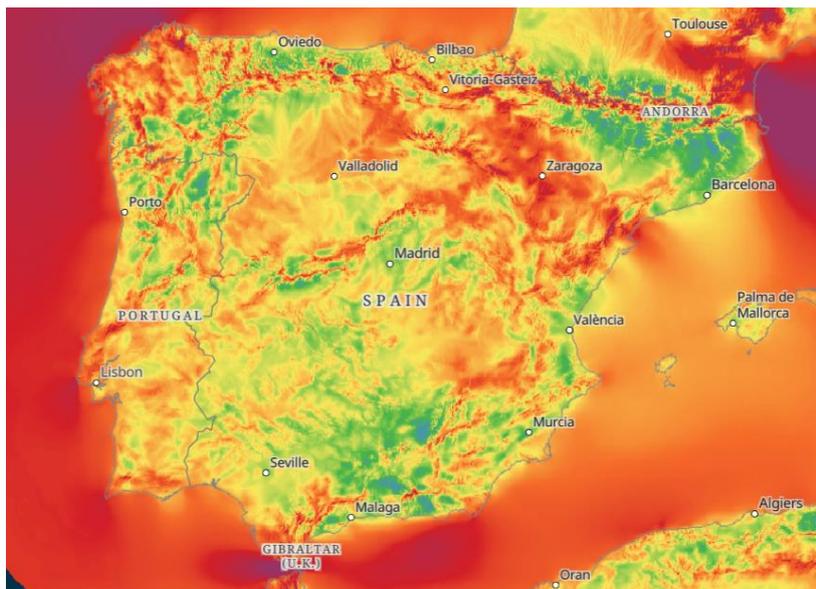


Figura 49: Atlas de velocidad de vientos en la Península Ibérica [1]

3.1. Emplazamiento A

Esta primera opción se encuentra en el municipio de Biota, en la provincia de Zaragoza, a una altitud media de 470 metros. En las figuras, su localización y coordenadas exactas.

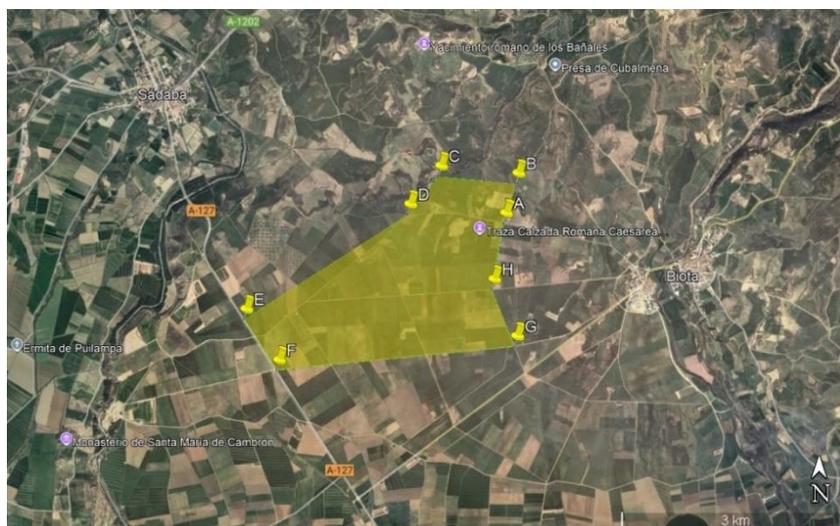


Figura 50: Localización del Emplazamiento A [Google Earth Pro]

Vértice	Coordenada X _{UTM}	Coordenada Y _{UTM}
A	647.003	4.680.973
B	647.149	4.681.494
C	646.152	4.681.569
D	645.763	4.681.062
E	643.670	4.679.652
F	644.109	4.678.996
G	647.187	4.679.373
H	646.873	4.680.110

Tabla 20: Coordenadas UTM (zona 30T) del perímetro del Emplazamiento A

3.1.1. Recurso eólico

Para estimar el recurso eólico en este estudio se recurrirá al mapa de velocidades de viento de Global Wind Atlas ya utilizado anteriormente y al Mapa Eólico Ibérico [2], ya que para obtener resultados precisos válidos para llevar a cabo el proyecto es necesaria una campaña de medición exhaustiva muy costosa, que solo se realizará una vez seleccionado el emplazamiento definitivo.

La primera fuente arroja un valor de 8,35 m/s a altura de buje, mientras que la segunda 7,14 m/s. Aunque esta diferencia es curiosamente alta y se estudiará más a fondo si el emplazamiento es seleccionado, ambos datos reflejan una velocidad media suficiente para un parque eólico rentable.

Por otro lado, también es necesario analizar cómo varían estas velocidades con las horas del día y los meses del año. En las siguientes figuras se observa cómo esta variabilidad es moderada para este emplazamiento.

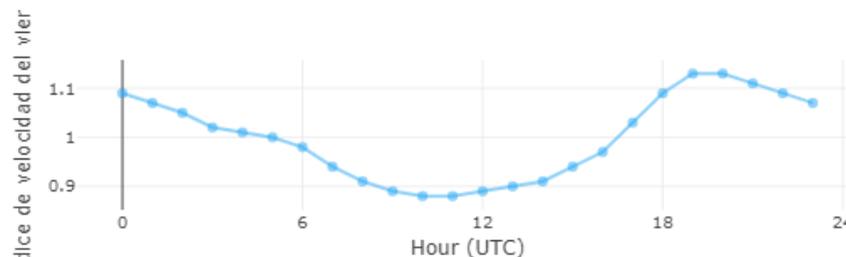


Figura 51: Variación diaria de la velocidad del viento del Emplazamiento A



Figura 52: Variación estacional de la velocidad del viento del Emplazamiento A

3.1.2. Características del terreno

Se trata de un terreno de orografía plana y pendiente muy suave, lo que facilita la obra civil y podría reducir una hipotética obra de nivelación.

Por su aparente fin agrícola, el emplazamiento presenta baja rugosidad en toda su extensión, con ausencia de vegetación de gran envergadura y grandes núcleos urbanos en sus alrededores.



Figura 53: Imagen de la superficie del Emplazamiento A [Google Street View]

En cuanto al tipo de terreno, se puede asumir que el suelo del emplazamiento está compuesto de materiales de consistencia generalmente blanda y poco rocosa, como constata la siguiente figura del Instituto Geológico y Minero de España con la clasificación de “Gravas, conglomerados, arenas y limos”.

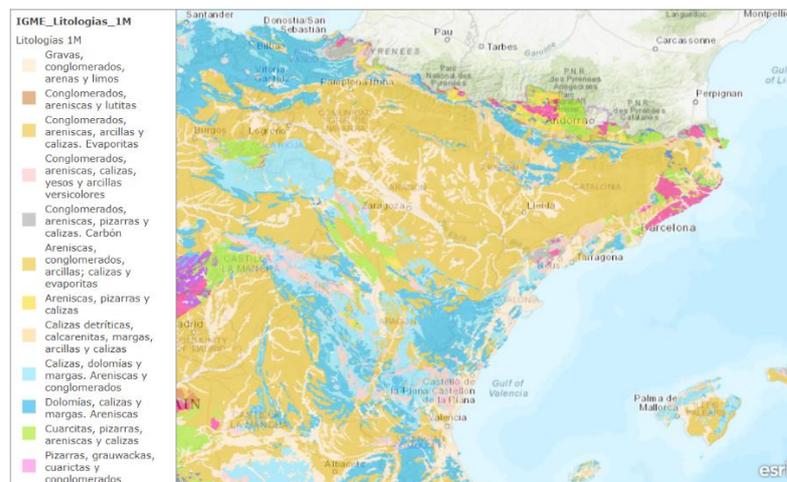


Figura 54: Mapa de Litologías de España 1/1.000.000 [3]

3.1.3. Interconexión eléctrica

El emplazamiento se encuentra a distancia considerable de los posibles puntos de interconexión eléctrica, como se ha podido comprobar en el Mapa del Sistema Eléctrico Ibérico de Red Eléctrica Española [4]. Las interconexiones más cercanas son la Subestación de Olite (provincia de Zaragoza), a aproximadamente 40 km y la Subestación de Sangüesa (Navarra), a 35 kilómetros de distancia, ambas de 220 kV. Por la proximidad de la SET Olite a un espacio protegido y por su mayor lejanía al emplazamiento, el parque se conectará en Sangüesa.

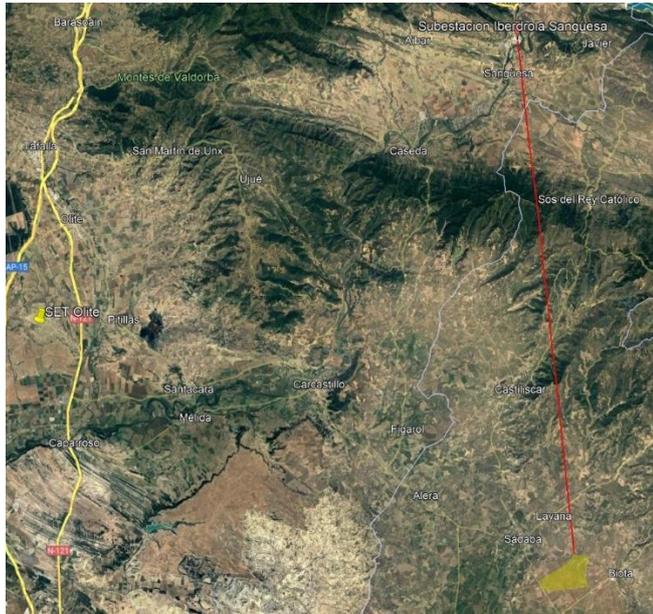


Figura 55: Distancia del Emplazamiento A a la Subestación de Sangüesa [Google Earth Pro]

A pesar de que esta conexión supone un inconveniente por la mayor complejidad y coste de la obra civil, no es un factor que directamente haga el proyecto inviable. Además, cabe destacar que en las proximidades del emplazamiento se encuentran las instalaciones del parque fotovoltaico de Sádaba, por lo que se podría utilizar parte de su infraestructura eléctrica para facilitar las obras.

3.1.4. Accesibilidad

El acceso al parque se realiza desde la carretera A-127. En el propio emplazamiento existe una red de caminos de tierra que se extiende por el terreno y sectoriza la superficie, que no necesitarían más allá de un ligero acondicionamiento.

Se considera que la accesibilidad es excelente y las labores de construcción podrán llevarse a cabo sin mayor dificultad para la maquinaria.

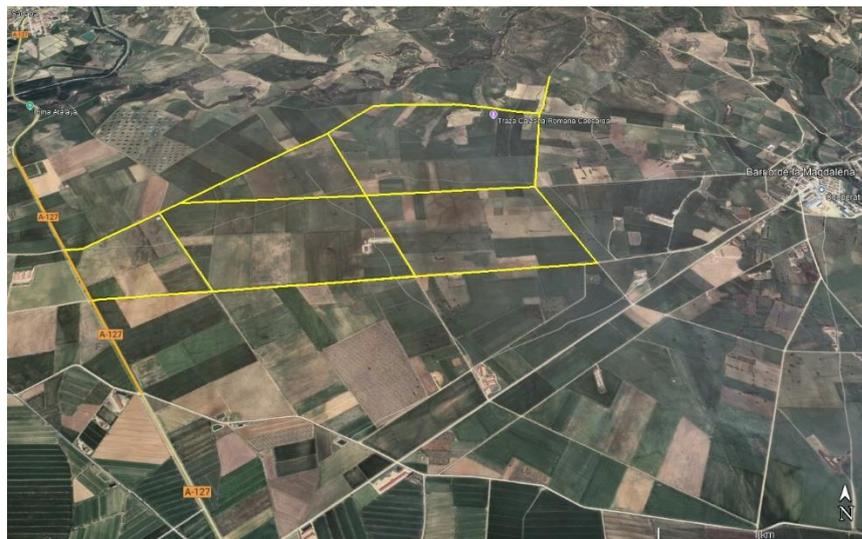


Figura 56: Detalle de accesos y caminos en el Emplazamiento A [Google Earth Pro]

3.1.5. Otras instalaciones

Además del ya mencionado parque fotovoltaico en las inmediaciones del emplazamiento, en su superficie se observan únicamente algunas naves e instalaciones agrícolas que se considera no entorpecerán en gran medida la construcción del parque.

3.1.6. Medio Ambiente

La localización de este emplazamiento está excluida de todos los espacios protegidos de la provincia de Zaragoza según la información consultada en la Red de Espacios Protegidos del Gobierno de Aragón [5].

Se ha comprobado que el espacio protegido más cercano al emplazamiento es el Parque Natural y Reserva de la Biosfera de las Bardenas Reales [6], en Navarra, y se encuentra a 11km. La protección de reservas naturales no será por tanto ningún inconveniente para este emplazamiento.

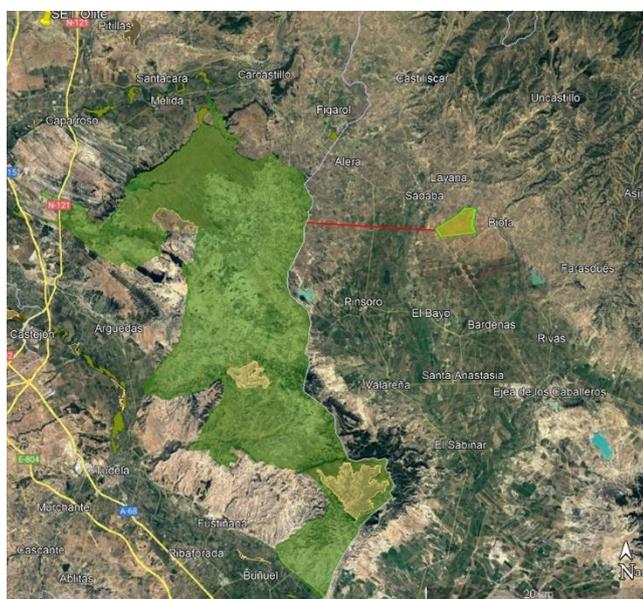


Figura 57: Distancia del Emplazamiento A a las Bardenas Reales [Google Earth Pro]

3.2. Emplazamiento B

Situado en el municipio de A Estrada, en la provincia de Pontevedra, Galicia, el emplazamiento se alza a una altitud media de aproximadamente 690 metros. A continuación, se presenta su localización exacta y coordenadas de su perímetro.



Figura 58: Localización del Emplazamiento B [Google Earth Pro]

Vértice	Coordenada X _{UTM}	Coordenada Y _{UTM}
A	540.799	4.713.182
B	540.468	4.713.401
C	540.091	4.713.900
D	539.868	4.714.644
E	539.878	4.714.856
F	540.247	4.715.974
G	541.113	4.716.000
H	541.550	4.715.810
I	541.739	4.714.469
J	541.608	4.713.934
K	541.157	4.713.272

Tabla 21: Coordenadas UTM (zona 29T) del perímetro del Emplazamiento B

3.2.1. Recurso eólico

La velocidad media del viento en este emplazamiento alcanza un valor de 9,81 m/s según Global Wind Atlas y de 9,95 m/s según el Mapa Eólico Ibérico, cifras muy por encima del mínimo aceptable que indican que el recurso eólico es muy aprovechable en esta localización.

En cuanto a la variabilidad, en los gráficos de las siguientes figuras se observa que tanto la diurna como la estacional son moderadas, aún más que las del emplazamiento anterior.

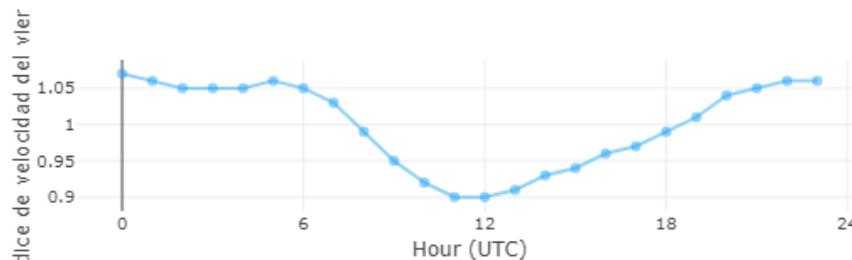


Figura 59: Variación diurna de la velocidad del viento del Emplazamiento B



Figura 60: Variación estacional de la velocidad del viento del Emplazamiento B

3.2.2. Características del terreno

En este caso el terreno presenta una orografía abrupta con un desnivel medio del 10-15%, lo que resultaría una complicación importante para la construcción del parque.

A diferencia del anterior, el Emplazamiento B presenta cierta rugosidad por una cubierta vegetal que, aunque no muy frondosa, es de tipo monte bajo con árboles puntuales.



Figura 61: Imagen de la superficie del Emplazamiento B [Google Street View]

Respecto al tipo de terreno, de apariencia rocosa, se ha comprobado en el mapa litológico que está clasificado como “Migmatitas, mármoles y granitoides indiferenciados”. Es decir, el terreno presenta una composición dura y rocosa que dificultaría en gran medida la obra civil.

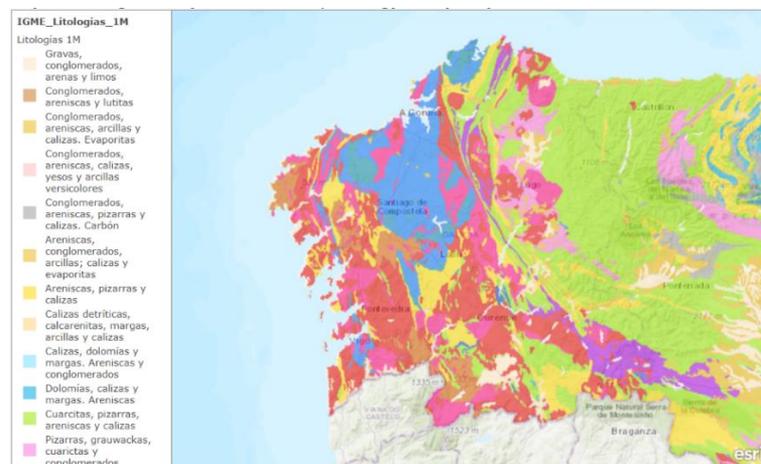


Figura 62: Mapa de Litologías de España 1/1.000.000 [3]

3.2.3. Interconexión eléctrica

El emplazamiento se sitúa a aproximadamente 10 km de la Subestación de Tibo, de 220 kV, y a 5 km de la línea de alta tensión Tibo-Portodemouros. Entre estos dos posibles puntos de interconexión, se conectaría el parque a la Subestación de Tibo por su mayor viabilidad, siendo una distancia relativamente corta que no acarrearía dificultades importantes al proyecto.

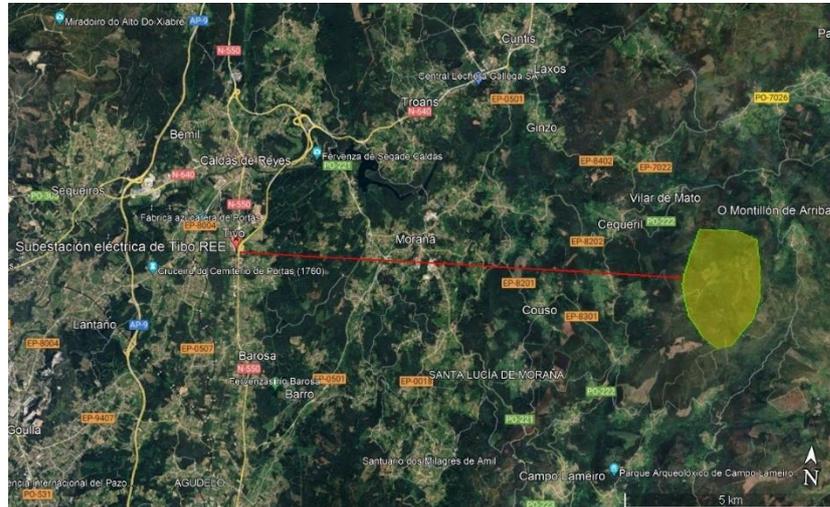


Figura 63: Distancia del Emplazamiento B a la Subestación de Tibo [Google Earth Pro]

3.2.4. Accesibilidad

El acceso por carretera más próximo al área del emplazamiento sería mediante las carreteras PO-222 y PO-3601. Sin embargo, desde estas carreteras, ya en estado deficiente, hasta la superficie elevada del emplazamiento, aún falta recorrer alrededor de 1,5 km a través de caminos no asfaltados, estrechos y sinuosos que definitivamente no permitirían la entrada de elementos de aerogeneradores ni maquinaria pesada.

Por tanto, sería estrictamente necesario llevar a cabo unas obras de acondicionamiento de los accesos para la construcción del parque, lo que supone un inconveniente importante.



Figura 64: Detalle de accesos y caminos en el Emplazamiento B [Google Earth Pro]

3.2.5. Otras instalaciones

No se ha detectado presencia de otras instalaciones de ningún tipo en la superficie del emplazamiento que entorpecieran la construcción del parque, a excepción de un vértice geodésico que habría que respetar.

3.2.6. Medio Ambiente

Cotejando con la información del Mapa de Espacios Naturales Protegidos de España ofrecida por el MITECO [6], se comprueba que el Emplazamiento B no coincide con ninguna reserva natural.

Siendo los más cercanos los Espacios Protegidos del Río Lézrez y de la Serra de Cando, a distancias de 5 y 10 km respectivamente, no habría por tanto ningún inconveniente por impacto en reservas naturales.

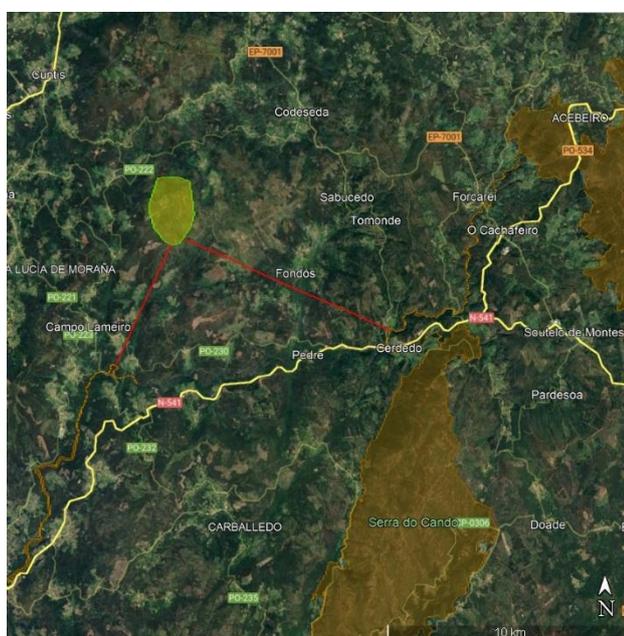


Figura 65: Distancia del Emplazamiento B a espacios protegidos cercanos [Google Earth Pro]

4. Justificación de selección de emplazamiento

Para proceder con la elección del emplazamiento en el que se construirá el parque, se ha seguido la metodología impartida por la directora del proyecto en la fase de formación inicial. En esta docencia se explica un sistema de puntuación que valora los diferentes aspectos que determinan la viabilidad del proyecto de ejecución de un parque eólico, los mismos aspectos que se han estudiado anteriormente para las dos opciones. A continuación, los criterios de puntuación a emplear.

Velocidad viento (m/s)	Puntuación
$V < 6$	0
$6 < V < 7$	1
$7 < V < 8$	2
$V > 8$	3

Tabla 22: Puntuación según recurso eólico

Pendiente media (%)	Puntuación
$P < 5$	3
$5 < P < 10$	2
$10 < P < 15$	1
$P > 15$	0

Tabla 23: Puntuación según orografía

Tipo de terreno	Puntuación
Consistencia normal	3
Consistencia normal con roca puntual	2
Consistencia normal con zonas blandas	1
Roca en su mayoría	0
Consistencia blanda en su mayoría	0

Tabla 24: Puntuación según tipo de terreno

Tipo de cubierta vegetal	Puntuación
Monte bajo	3
Monte bajo con árboles puntuales	2
Bosque	1

Tabla 25: Puntuación según tipo de cubierta vegetal

Distancia a punto de conexión (km)	Puntuación
$D > 50$	0
$25 < D < 50$	2
$D < 25$	3

Tabla 26: Puntuación según interconexión eléctrica

Accesibilidad	Puntuación
Carreteras en buen estado	3
Reforma puntual de carreteras	2
Reforma de carreteras	0

Tabla 27: Puntuación según accesibilidad

Distancia a espacio protegido (km)	Puntuación
$D > 15$	3
$5 < D < 15$	2
$D < 5$	1

Tabla 28: Puntuación según impacto a espacios protegidos

Otras instalaciones	Puntuación
Propiedad privada	0
Instalación de telecomunicaciones	1
Ningún impedimento	3

Tabla 29: Puntuación según otras instalaciones en emplazamiento

Por tanto, aplicando esta metodología a las dos opciones propuestas en este estudio, los resultados son los reflejados en la Tabla X. Se decide llevar a cabo el proyecto en el emplazamiento localizado en la municipalidad de Biota, provincia de Zaragoza. Entre las razones más determinantes para la selección de esta opción destacan las características del terreno, con un área amplia, despejada de vegetación y suelo de consistencia normal, así como la fácil accesibilidad con carreteras y caminos en buen estado, que en su conjunto facilitarán en gran medida la realización de la obra civil.

Emplazamiento	Recurso Eólico	Pendiente Media	Tipo de Terreno	Cubierta Vegetal	Interconexión Eléctrica	Accesibilidad	Espacios Protegidos	Otros	Total
A	7,75 m/s a 100 m	< 5%	Consistencia normal	Monte bajo	A 35 km	Carreteras y caminos en buen estado	A 11 km de Parque Natural	Naves agrícolas en recinto	
B	9.88 m/ a 100 m	10-15%	Roca en su mayoría	Monte bajo con árboles puntuales	A 10 km	Reforma de carreteras necesaria	A 5 km de Espacio Protegido	Ningún impedimento	
PUNTUACIÓN									
A	2	3	3	3	2	3	2	0	18
B	3	1	0	2	3	0	1	3	13

Tabla 30: Resultado de sistema de puntuación para selección de emplazamiento

5. Referencias

- [1] «Global Wind Atlas». <https://globalwindatlas.info/es>
- [2] «Mapa eólico ibérico». <https://www.mapaeolicoiberico.com/map;latitude=42.81953;longitudo=-1.63290;altura=50;dato=micro>
- [3] Instituto Geológico y Minero de España, «Mapa de Litologías de España 1/1.000.000». <https://igme.maps.arcgis.com/home/webmap/viewer.html?webmap=8a1e19ac1f9e4df594c9b99b427947f5>
- [4] Red Eléctrica de España, «Mapa del sistema eléctrico ibérico». <https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/maptra2005.pdf>
- [6] «Espacios naturales protegidos», Ministerio Para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/enp_descargas.html
- [7] <https://es-es.topographic-map.com/map-c2dtj/Espa%C3%B1a/?center=42.31672%2C-0.99443&zoom=9>

Anexo II: Cálculos Eléctricos

Índice de tablas

Tabla 31. Intensidad que transportan los cables de MT según circuito	137
Tabla 32. Correcciones y factores obtenidos para cada tramo	137
Tabla 33. Factores de corrección calculados para cada tramo	138
Tabla 34. Resultados de caída de tensión según tramo	139
Tabla 35. Resultados de pérdida de potencia en cada tramo	139

En este anexo se detallan los cálculos eléctricos realizados para la instalación del Parque Eólico de Biota. Se incluyen los cálculos del dimensionamiento de los cables de media tensión, la caída de tensión y las pérdidas en la infraestructura eléctrica del parque.

Dimensionamiento de cables de MT

Los cables de media tensión (MT) son un componente crítico en la transmisión de energía desde los aerogeneradores hasta la subestación del parque. Su dimensionamiento es esencial para garantizar una operación segura y eficiente del sistema eléctrico. A continuación, se detallan los cálculos necesarios para dimensionar adecuadamente los cables, tomando en cuenta los factores de corrección que afectan a la intensidad de diseño.

Cálculo de la intensidad en los cables

La intensidad que circula por los cables se calcula a partir de la potencia nominal de los aerogeneradores, la tensión nominal del lado de media tensión y el factor de potencia.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos(\varphi)} = \frac{6.600.000}{\sqrt{3} \cdot 30.000 \cdot 0,9} = 141,13 \text{ A}$$

Se considera la intensidad más desfavorable para el dimensionamiento, correspondiente a las líneas que acumulan la energía de varios aerogeneradores.

Circuito	Tramo	Potencia (MW)	Intensidad (A)
Circuito I	A1 - A2 - A3	13,2	423,39
Circuito II	A5 - A4	6,6	282,26
Circuito III	A7 - A6	6,6	282,26

Tabla 31: Intensidad que transportan los cables de MT según circuito

Aplicación de factores de corrección

Para un cable subterráneo ubicado dentro de una zanja, se deben aplicar factores de corrección a la corriente para dimensionar correctamente los cables. Estos factores dependen de la temperatura del terreno, la resistividad térmica, la distancia entre cables y la profundidad de la zanja.

Correcciones				Factor corrección				
Temperatura del terreno	15 °C			1,07				
Profundidad	1 m			1				
Resistividad del terreno	1,5 Km/W			1				
Distancia entre ternas	-	0,4 m	-	0,4 m	1	0,86	1	0,78
Total				1,07	0,92	1,07	0,835	

Tabla 32: Correcciones y factores obtenidos para cada tramo

Como se observa en la tabla, dado que la red de MT se ha diseñado en cuatro tramos diferentes y se van a utilizar tres tipos diferentes de zanjas con diferente número de ternas,

cada tramo tendrá unas condiciones diferentes y por tanto un factor de corrección diferente. A continuación, los factores de corrección obtenidos:

Tramo	Tipo de zanja	Número de ternas	Factor de corrección
1	Z-1a	1	1,07
2	Z-2b	2	0,92
3	Z-1a	1	1,07
4	Z-3c	3	0,835

Tabla 33: Factores de corrección calculados para cada tramo

El factor de corrección total, F, se utiliza para calcular la intensidad ajustada para la cual se debe dimensionar el cable:

$$I' = \frac{I}{F}$$

Cálculo de intensidad corregida para cada tramo

Los cálculos específicos de intensidad corregida para cada tramo del parque se detallan a continuación.

a) Tramo 1 (una terna de Circuito I):

- Intensidad máxima teórica: $I = 423,39 A$
- Factor de corrección total: 1,07
- Corrección aplicada: $I = \frac{423,39}{1,07} = 395,7 A$

b) Tramo 2 (dos ternas de Circuitos II y III):

- Intensidad máxima teórica: $I = 282,26 A$
- Factor de corrección total: 0,92
- Corrección aplicada: $I = \frac{282,26}{0,92} = 306,8 A$

c) Tramo 3 (una terna de Circuito III):

- Intensidad máxima teórica: $I = 282,26 A$
- Factor de corrección total: 1,07
- Corrección aplicada: $I = \frac{282,26}{1,07} = 263,8 A$

d) Tramo 4 (tres ternas de Circuitos I, II y III):

- Intensidad máxima teórica: $I = 423,39 A$
- Factor de corrección total: 0,835
- Corrección aplicada: $I = \frac{423,39}{0,835} = 507 A$

Cálculo de la caída de tensión

La caída de tensión en los cables de media tensión se calcula considerando la longitud de la línea, la intensidad, el factor de potencia y la conductividad del material conductor.

Fórmula de la caída de tensión:

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

Donde:

- L : Longitud de la línea [m]
- I : Intensidad que circula por la línea [A]
- $\cos(\varphi)$: Factor de potencia [-]
- S : Sección del conductor [mm²]
- γ : Conductividad del aluminio [m/Ω·mm²], con un valor de 27,3 m/Ω·mm².

Circuito	Tramo	Longitud (m)	Intensidad (A)	Caída de Tensión (V)	Caída de Tensión (%)
Circuito I	A1 - A2	505	141,13	6,77	0,02
	A2 - A3	1881	423,39	91,02	0,3
Circuito II	A5 - A4	1105	282,26	36,91	0,12
Circuito III	A7 - A6	1500	282,26	50,1	0,17

Tabla 34: Resultados de caída de tensión según tramo

Los valores de caída de tensión se encuentran por debajo del límite del 1%, cumpliendo con las normativas técnicas aplicables.

Cálculo de pérdidas en los cables

Las pérdidas de potencia en los cables de media tensión son debidas principalmente al efecto Joule, el cual depende de la resistencia del cable, la longitud y la intensidad de corriente. Las pérdidas se calculan con la siguiente fórmula:

$$P = 3 \cdot R \cdot L \cdot I^2$$

Donde:

- R : Resistencia del cable en Ω/km (0,105 Ω/km para el cable seleccionado).
- L : Longitud de la línea en km.

Circuito	Tramo	Longitud (m)	Intensidad (A)	Pérdidas (W)
Circuito I	A1 - A2	505	141,13	3.157,24
	A2 - A3	1881	423,39	178.515,31
Circuito II	A5 - A4	1105	282,26	52.960,92
Circuito III	A7 - A6	1500	282,26	71.364,12

Tabla 35: Resultados de pérdida de potencia en cada tramo

Total de pérdidas: 306.997,59 W, lo que representa un 0,66% de la capacidad total del parque eólico.

Los cálculos y su interpretación indican que el diseño de la infraestructura eléctrica del Parque Eólico de Biota está adecuadamente dimensionado para cumplir con los requisitos operativos y normativos. La correcta selección de los cables de media tensión, la baja caída de tensión y las mínimas pérdidas de energía contribuyen a un sistema eléctrico altamente eficiente y seguro, capaz de manejar las cargas generadas por los aerogeneradores sin comprometer la estabilidad del suministro de energía.

Además, los bajos niveles de pérdidas y caídas de tensión aseguran que la operación del parque sea económica y fiable, maximizando la entrega de energía a la red y, por lo tanto, la rentabilidad del proyecto. Esto es especialmente importante en un contexto de generación renovable, donde la optimización de cada parte del sistema juega un papel crucial en la sostenibilidad y éxito a largo plazo del parque eólico.

Anexo III: Estudio Técnico de Viabilidad Económica

Índice

1. Estimación de ingresos	144
2. Estimación de los costes	147
2.1. Costes de capital (CAPEX)	147
2.2. Costes de explotación (OPEX)	147
2.3. Costes de desarrollo (DEVEX)	149
3. Cálculo del coste de los recursos	151
3.1. Coste de los recursos propios	151
3.2. Coste de la deuda	152
4. Cálculo del WACC	153
5. Flujos de caja	155
5.1. Financiación	155
5.2. Impuestos	155
5.3. Amortización	155
5.4. Free Cash Flow	155
5.5. Cash Flow del accionista	156
6. Análisis de rentabilidad	156
6.1. Valor Actual Neto	156
6.2. Tasa Interna de Retorno	157
7. Resumen de los resultados obtenidos	158
8. Referencias	159

Índice de tablas

Tabla 36. Precio medio de la electricidad últimos 10 años	145
---	-----

El estudio de viabilidad económica de un parque eólico es clave para su implementación y éxito a largo plazo. Este capítulo está dedicado a evaluar si el parque eólico proyectado será rentable y sostenible desde una perspectiva económica, teniendo en cuenta factores como los ingresos por la venta de energía, los costes de inversión y operación, así como el análisis de los indicadores financieros que permitan tomar decisiones de inversión informadas.

El parque eólico proyectado está ubicado en **Biota**, en la provincia de Zaragoza, y contará con aerogeneradores de modelo Siemens Gamesa con una capacidad total instalada de **46,2 MW** y estima una producción bruta anual de **179.327 MWh**.

El estudio económico incluye los cálculos necesarios para evaluar la rentabilidad de la inversión, basados en fórmulas financieras como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), ambos indicadores fundamentales para determinar si el proyecto es financieramente viable a lo largo del tiempo.

El objetivo principal de este análisis es determinar la viabilidad económica del parque eólico, es decir, evaluar si los ingresos que se generarán a lo largo de la vida útil del parque superan los costes iniciales de inversión, operación y mantenimiento. Para ello, se utilizarán los siguientes elementos clave:

1. Ingresos proyectados por la venta de energía: Se basarán en la producción estimada de energía eléctrica y los precios actuales del mercado eléctrico español.
2. Costes de inversión (CAPEX): Incluyen la adquisición de aerogeneradores, obra civil, infraestructura eléctrica y otros componentes asociados.
3. Costes operativos (OPEX): Se considerarán los gastos recurrentes de mantenimiento de los aerogeneradores, así como el coste de los seguros y el alquiler de los terrenos.
4. Indicadores financieros: Se calcularán el VAN y la TIR para evaluar la rentabilidad económica del proyecto. Estos indicadores medirán la capacidad del proyecto para generar beneficios y permitirán a los inversores tomar decisiones con base en estos datos.

Descripción general del parque

El parque eólico estará compuesto por 7 aerogeneradores Siemens Gamesa SG 6.6-170, con una potencia nominal de **6,6 MW** cada uno y un diámetro de rotor de **170 metros**, dispuestos en una alineación para maximizar la captura del viento predominante en la región. El diseño del parque está optimizado para aprovechar las características del viento en la zona de Biota, donde se ha identificado una velocidad media del viento de **7,36 m/s** a una altura de buje de 120 metros.

La capacidad total instalada será de **46,2 MW**, y la producción anual de energía estimada es de **179.327 MWh**, teniendo en cuenta la eficiencia operativa de los aerogeneradores y las características del recurso eólico del emplazamiento. Esta producción se calcula a partir de las curvas de potencia del aerogenerador y los factores de densidad del aire y velocidad del viento, siendo en el caso de este proyecto procesado por el software WAsP para obtener el resultado final por medio de simulaciones. Además, el parque está diseñado para operar con un factor de capacidad del **39,3%**, lo que implica una elevada eficiencia en la conversión del viento en electricidad aprovechable.

1. Estimación de ingresos

Producción anual de energía eléctrica

La producción anual de energía eléctrica de un parque eólico es un cálculo fundamental para evaluar la rentabilidad del proyecto. Este cálculo se basa principalmente en la potencia nominal de los aerogeneradores, la velocidad media del viento, y el rendimiento del sistema.

La producción anual de energía de un parque eólico se expresa de la siguiente forma:

$$\text{Producción neta (MWh/año)} = AEP \times 1000$$

Donde AEP (Annual Energy Production) es la producción de energía en GWh/año, dato que es generado como resultado de la simulación del campo de vientos llevada a cabo con el software WAsP a partir de las especificaciones técnicas del aerogenerador y otros datos como, altura de buje, densidad del aire, velocidades medias del viento y factores orográficos, topografía y rugosidad.

Para una velocidad media del viento de 7,36 m/s a 120 m de altura, la producción anual bruta estimada del aerogenerador es de 179.327 MWh/año.

Efecto de las pérdidas

Se consideran diferentes escenarios de pérdidas, que se producen en los sistemas por los que pasa la energía desde que se genera en la góndola hasta que se vierte a la red eléctrica y afectan a la producción neta de energía:

- Pérdidas por efecto estela: 0,41%
- Pérdidas eléctricas: 3%
- Pérdidas de operación y mantenimiento: 3%
- Pérdidas por incumplimiento de curva de potencia: 5%

Estas pérdidas se aplican de la siguiente manera:

$$\text{Producción neta (MWh/año)} = AEP \times (1 - \text{Pérdidas})$$

Por lo tanto, para una producción bruta de 179.327 MWh/año:

$$\text{Producción neta (MWh/año)} = 179.327 \times (1 - 0,11369) = 158.940 \text{ MWh/año}$$

El valor resultante representa la producción neta anual del parque eólico con los siete aerogeneradores del modelo seleccionado en funcionamiento y se ha considerado suficiente para garantizar la rentabilidad del proyecto y contribuir a los objetivos del parque.

Cálculo de ingresos

Para calcular los ingresos anuales generados por la venta de energía, se utiliza la siguiente fórmula:

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

Donde:

- Producción neta (MWh): La cantidad total de energía generada por el parque eólico, calculada en el apartado anterior (158.940 MWh/año).
- Precio de venta (€/MWh): El precio promedio al que se vende la energía en el mercado eléctrico o a través de contratos de compra de energía.

En Europa, el precio de la electricidad varía según las condiciones del mercado, la oferta y demanda de energía, así como factores estacionales y políticas energéticas. El mercado eléctrico español está regulado por el operador del mercado OMIE [].

El precio promedio de la electricidad en el mercado diario se puede ver afectado debido a varios factores, entre ellos:

- Incremento en los precios del gas y otras fuentes de energía.
- Mayor demanda debido a la reactivación económica post-pandemia.
- Políticas de descarbonización y aumento de la penetración de energías renovables.

Año	Precio Promedio (€/MWh)
2007	42,19
2008	64,43
2009	36,96
2010	37,07
2011	49,93
2012	47,23
2013	44,26
2014	42,13
2015	50,32
2016	39,67
2017	52,24
2018	57,29
2019	47,68
2020	33,96

Tabla 36: Precio medio de la electricidad últimos []

Excluyendo los valores de los años 2021 y 2022, que son atípicos por estar alejados de la media, se estima un precio medio de **46,09 €**. Se establece por tanto para el primer año este valor, pero se debe tener en cuenta que este valor incrementará un 1% cada año debido a la inflación, llegando a un precio de 55,69 € el último año si el parque tiene una vida útil de 20 años.

Análisis de tarifas y condiciones de venta

Existen dos modalidades principales para la venta de energía generada por el parque eólico: a través de contratos de compra de energía a largo plazo (PPA) o en el mercado diario gestionado por OMIE.

1. Contratos PPA (Power Purchase Agreement)

Los PPA son contratos a largo plazo firmados entre un productor de energía renovable y un consumidor o comercializador de electricidad. En estos contratos, el precio de venta de la energía se fija por un periodo de tiempo determinado, lo que ofrece estabilidad en los ingresos del parque eólico y protege al productor de las fluctuaciones del mercado diario.

En el mercado español, los PPA han ganado popularidad como una herramienta para mitigar riesgos y garantizar una fuente estable de ingresos a lo largo del tiempo. Para el proyecto del parque eólico en Biota, se puede negociar un PPA a 10 o 15 años con un precio fijo que varíe entre 40 y 50 €/MWh. Estos precios son competitivos y reflejan el valor de la energía renovable en contratos de largo plazo en comparación con el mercado diario.

El principal beneficio de un PPA es la estabilidad de los ingresos. Sin embargo, este tipo de contrato puede resultar en una menor rentabilidad si los precios del mercado diario suben significativamente en el futuro, dado que el precio de venta queda fijado por la duración del contrato.

2. Venta en el mercado diario

La otra opción es vender la energía directamente en el mercado diario, lo que implica aceptar las fluctuaciones del precio de la electricidad en función de la oferta y demanda. Aunque más volátil, el mercado diario ha mostrado precios más altos en los últimos años, con promedios superiores a los 100 €/MWh en 2023. Esto podría ofrecer mayores ingresos a corto plazo, pero también implica un riesgo mayor si los precios caen.

Por lo tanto, en el caso de vender la energía en el mercado diario, los ingresos anuales se calcularían utilizando este precio y los ingresos del parque en el primer año serían:

$$\text{Ingresos (€)} = 158.940 \text{ (MWh)} \times 46,09 \text{ (€/MWh)} = 7.325.544,6 \text{ €}$$

Estos ingresos representan el valor bruto generado por la venta de energía en el mercado diario y se verían incrementados cada año. Dependiendo de la estrategia financiera del parque, se podría optar por combinar ventas en el mercado diario con contratos PPA para equilibrar ingresos estables y la posibilidad de aprovechar precios más altos en el futuro.

Ambas modalidades tienen sus ventajas y desventajas. Si el parque eólico busca estabilidad a largo plazo, el PPA puede ser la opción adecuada, pero si se apuesta por precios más altos en el futuro, vender en el mercado diario podría generar mayores ingresos.

2. Estimación de los costes

La estimación de los costes es fundamental para garantizar que el proyecto de un parque eólico sea viable desde el punto de vista económico. Estos costes se dividen principalmente en tres categorías: Costes de Inversión (CAPEX), Costes de Explotación (OPEX) y Costes de Desarrollo (DEVEX). Cada una de estas categorías incluye diversos componentes que deben ser considerados en el análisis para asegurar que el proyecto funcione de manera eficiente y rentable.

CAPEX cubre todos los gastos asociados con la construcción del parque eólico, desde la compra de aerogeneradores hasta la instalación de la infraestructura eléctrica. OPEX abarca los costes recurrentes durante la operación, como el mantenimiento de los aerogeneradores y los gastos de operación. Finalmente, DEVEX se refiere a los costes previos a la construcción, tales como los estudios de viabilidad y los permisos necesarios.

2.1. Costes de capital (CAPEX)

El Coste de Inversión (CAPEX) representa la suma de todos los gastos que se deben realizar para construir y poner en funcionamiento el parque eólico. Incluye la compra de los aerogeneradores, la instalación de infraestructuras, las conexiones eléctricas, los transformadores y el cableado, así como los gastos relacionados con el terreno y las obras civiles necesarias.

El cálculo del CAPEX se puede expresar de la siguiente manera:

$$CAPEX = C_{aero} + C_{infra} + C_{elec} + C_{civiles}$$

Donde:

- C_{aero} es el coste de los aerogeneradores.
- C_{infra} es el coste de las infraestructuras necesarias.
- $C_{civiles}$ son los costes asociados a las obras civiles.
- C_{elec} es el coste de la instalación eléctrica.

El cálculo detallado del CAPEX se presenta desglosado en el Documento nº4: Presupuesto. Este valor de **38.126.000 €** refleja una inversión realista y actualizada para la construcción del parque eólico en Biota, Aragón, utilizando los precios más recientes disponibles en el mercado [1:2:3]

2.2. Costes de explotación (OPEX)

Los costes de explotación (OPEX) en un parque eólico abarcan todos los gastos operativos recurrentes que deben afrontarse una vez que el parque ha sido construido y está en funcionamiento. Estos incluyen el mantenimiento de los aerogeneradores, el alquiler de terrenos, seguros y otros gastos menores, como la gestión y vigilancia.

Costes de operación y mantenimiento (O&M)

Uno de los principales componentes del OPEX es el mantenimiento de los aerogeneradores. Los costes de mantenimiento suelen desglosarse en dos categorías: mantenimiento preventivo y mantenimiento correctivo.

- Mantenimiento preventivo: incluye las inspecciones regulares de los aerogeneradores para garantizar que estén funcionando correctamente y minimizar el riesgo de fallos mayores. Los costes anuales de mantenimiento preventivo pueden estimarse en 15.000 a 20.000 euros por aerogenerador.
- Mantenimiento correctivo: es más costoso y se realiza cuando una avería requiere la sustitución de piezas o una reparación mayor. Según estudios de mercado, los costes correctivos pueden elevarse a unos 40.000 euros por aerogenerador al año.

Sumando estos costes, se puede estimar que los costes de operación y mantenimiento anuales por aerogenerador en un parque de 7 aerogeneradores serían aproximadamente 55.000 euros por unidad, lo que resulta en un total anual de 385.000 euros.

$$\text{O\&M total} = \sum_{i=1}^n (\text{mantenimiento preventivo} + \text{mantenimiento correctivo}) = 7 \times 55.000 = 385.000 \text{ €}$$

Estos costes representan los gastos funcionales y operativos de la instalación y van incrementando con el paso de los años debido a la degradación de los aerogeneradores.

Alquiler de terrenos

Otro factor relevante en los OPEX es el alquiler de los terrenos. En el caso de Biota, el parque eólico ocupa una extensión significativa de terreno, y el alquiler se calcula con base en el área ocupada por los aerogeneradores y las infraestructuras asociadas (viales, subestaciones, etc.).

Si el precio de alquiler de terrenos rústicos para proyectos de energías renovables en Zaragoza puede oscilar entre los 400 y 800 euros y suponiendo que el parque ocupe 200 hectáreas, el coste anual del alquiler de los terrenos puede estimarse en unos 120.000 euros.

$$\begin{aligned} \text{Alquiler total} &= \text{Precio por hectárea} \times \text{Superficie total} = 600 \frac{\text{€}}{\text{ha}} \times 200 \text{ ha} \\ &= 120.000 \text{ €} \end{aligned}$$

Otros costes

La póliza de seguros para un parque eólico cubre varios aspectos, incluyendo daños a los aerogeneradores, responsabilidad civil, y pérdidas por interrupciones en la operación debido a fallos o accidentes. En general, los costes anuales del seguro pueden estar en torno al 0,3% del valor total del parque.

Los gastos operativos también incluyen costos administrativos y de gestión del parque. Estos incluyen la gestión diaria, vigilancia, y costes de personal. Se puede estimar que estos gastos oscilan entre los 100.000 y 150.000 euros anuales, dependiendo de la complejidad del parque y de la cantidad de personal requerido para la gestión.

Se estima que los costes de administración, gestión y seguros suman un total de:

$$\text{Otros costes} = 250.000 \text{ €}$$

Cálculo final del OPEX

Sumando todos los componentes del OPEX, para el primer año se obtiene:

$$\text{OPEX total} = 385.000 + 120.000 + 250.000 = 755.000 \text{ €}$$

Sin embargo, como se ha comentado anteriormente estos costes van incrementando con el paso de los años. En el caso de los aerogeneradores, el coste de explotación aumenta con los años cantidades concretas establecidas por el fabricante, mientras que para el resto de costes de explotación, su aumento se estima de acuerdo con la inflación interanual, a la que se le asigna un valor del 1,5 %.

Los valores resultantes para el proyecto se pueden observar en la siguiente figura:

Costes de Explotación (k€/año)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Aerogeneradores	385,0	385,0	420,0	420,0	420,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0
Terrenos	120,0	121,8	123,6	125,5	127,4	129,3	131,2	133,2	135,2	137,2
Resto (admin, gestión, seguros)	250,0	253,8	257,6	261,4	265,3	269,3	273,4	277,5	281,6	285,8
Total	755,00	760,55	801,18	806,90	812,70	888,60	894,57	900,64	906,80	913,05
Costes de explotación (k€/año)	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Aerogeneradores	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	595,0	595,0	595,0	595,0	595,0
Terrenos	139,3	141,4	143,5	145,6	147,8	150,0	152,3	154,6	156,9	159,2
Resto (admin, gestión, seguros)	290,1	294,5	298,9	303,4	307,9	312,6	317,2	322,0	326,8	331,7
Total	989,40	995,84	1002,38	1009,01	1015,75	1057,59	1064,52	1071,57	1078,72	1085,97

Figura 66: Costes de explotación para 20 años

2.3. Costes de desarrollo (DEVEX)

Los costes de desarrollo (DEVEX) incluyen todos aquellos gastos previos a la construcción del parque eólico, que son esenciales para la correcta planificación y ejecución del proyecto. Estos costos son clave para garantizar que se realicen los estudios, evaluaciones y permisos necesarios antes de que se inicie la fase de construcción.

Estudios de viabilidad y planificación

El primer paso en el desarrollo de un parque eólico es realizar una evaluación de viabilidad técnica y económica. Este estudio incluye análisis del potencial eólico, estudios topográficos, costes de la campaña de medición, ingeniería básica y de detalle, ingeniería post-proyecto y evaluación del impacto ambiental, y suelen ser realizados por consultoras especializadas en energías renovables.

El coste de estos estudios varía según la complejidad del proyecto y la ubicación del parque. En España, el coste de un estudio de viabilidad técnica para un parque eólico puede oscilar entre 450.000 y 900.000 euros, dependiendo de la extensión del área y de las características del terreno.

$$\text{Coste del estudio} = 800.000 \text{ €}$$

Permisos y licencias

Una vez realizados los estudios de viabilidad, el siguiente paso en el desarrollo es obtener los permisos necesarios. En España, estos permisos incluyen la autorización administrativa previa, el permiso ambiental, y el permiso de conexión a la red eléctrica.

- Permiso ambiental: Incluye la evaluación del impacto ambiental, que debe cumplir con los requisitos de las normativas locales, regionales y europeas. El coste de estos estudios puede ser de aproximadamente 30.000 a 50.000 euros, dependiendo de la extensión y sensibilidad ambiental del terreno [2].
- Permisos administrativos: Son necesarios para que el proyecto pueda ser aprobado por las autoridades locales y regionales. Estos permisos incluyen la autorización para la construcción y operación del parque, y pueden costar alrededor de 20.000 euros [2].

$$\text{Coste de permisos} = 30.000 + 20.000 = 50.000 \text{ €}$$

Estudio del viento y mediciones (Wind Resource Assessment)

Para calcular la producción potencial de energía del parque eólico, es esencial realizar un estudio del recurso eólico en el emplazamiento seleccionado. Esto incluye la instalación de torres meteorológicas y sensores para medir la velocidad y dirección del viento durante un periodo prolongado.

- Torres meteorológicas: El coste de instalación de torres meteorológicas varía según su altura y el número de puntos de medición. Una torre de 100 metros de altura puede costar entre 20.000 y 30.000 euros.
- Mantenimiento de las torres y sensores: Los equipos de medición necesitan ser mantenidos y calibrados regularmente, lo que puede suponer un coste adicional de 5.000 euros anuales.

$$\text{Coste del estudio del viento} = 30.000 + (5.000 \times 2) = 40.000 \text{ €}$$

Consultoría técnica y jurídica

Durante la fase de desarrollo, es habitual contratar servicios de consultoría técnica para garantizar que todos los aspectos del diseño y planificación del parque cumplan con los requisitos normativos y técnicos. Además, se requiere asesoría jurídica para la gestión de contratos, adquisición de terrenos y cumplimiento de las normativas locales y regionales.

El coste estimado de estos servicios de consultoría técnica y jurídica puede ser de 75.000 euros en total [2].

$$\text{Coste de consultoría} = 75.000 \text{ €}$$

Cálculo total del DEVEX

Sumando todos los componentes de los costes de desarrollo, obtenemos:

$$\text{DEVEX total} = 800.000 + 50.000 + 40.000 + 75.000 = \mathbf{965.000 \text{ €}}$$

Para estimar la inversión total (I_0), al presupuesto de CAPEX se le suman los costes de desarrollo DEVEX y los costes de la infraestructura de conexión, como se detalla en el presupuesto, se obtiene un valor de inversión total de:

$$I_0 = 43.931.000 \text{ €}$$

3. Cálculo del coste de los recursos

El cálculo del coste de los recursos es fundamental para determinar el costo total de financiar un parque eólico. Se divide en dos componentes principales: el coste de los recursos propios (k_e) y el coste de la deuda (k_d). Estos dos valores son esenciales para calcular el WACC (Weighted Average Cost of Capital), lo cual permite medir el costo promedio ponderado de la financiación del proyecto, crucial para evaluar la rentabilidad económica y la viabilidad del mismo.

3.1. Coste de los recursos propios (k_e)

El coste de los recursos propios (k_e) se refiere a la rentabilidad que los inversores esperan obtener de su inversión en el proyecto. Este coste se calcula utilizando el modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model), que tiene en cuenta factores clave como la tasa libre de riesgo, el coeficiente beta del proyecto, y la prima de riesgo del mercado.

Fórmula del CAPM para calcular el k_e :

$$k_e = R_F + \beta(R_m - R_F)$$

Donde:

- R_F es la tasa libre de riesgo, que generalmente corresponde a la rentabilidad de los bonos soberanos a 10 años. Para este cálculo, se usa el bono del Tesoro español, que a 2024 tiene una tasa de **4%**.
- β es el coeficiente beta, que mide la volatilidad del proyecto respecto al mercado. Para proyectos de energías renovables, la beta promedio es de **1,0**.

- $(R_m - R_F)$ es la prima de riesgo del mercado, que es la diferencia entre la rentabilidad esperada del mercado y la tasa libre de riesgo. En Europa, la prima de riesgo del mercado es del **5%**.

Cálculo del k_e para el parque eólico de Biota

Sustituyendo los valores en la fórmula del CAPM se obtiene:

$$k_e = 4\% + 1\% \times (5,5\%) = 9, \%$$

Este valor es un estándar en el sector de las energías renovables en Europa, donde los inversores suelen exigir retornos que superen el rendimiento de la tasa libre de riesgo, debido a la incertidumbre inherente a los proyectos a largo plazo.

Riesgo sistemático (beta) y prima de riesgo del mercado

El coeficiente beta (β) mide el riesgo sistemático o la volatilidad del proyecto en relación con el mercado en su conjunto. Una β de 1 significa que el proyecto tiene la misma volatilidad que el mercado. En el caso de las energías renovables, un β inferior a 1 indica que el proyecto es menos volátil que el mercado en general, pero aún está sujeto a riesgos como fluctuaciones en los precios de la energía, cambios regulatorios y la evolución tecnológica.

La prima de riesgo del mercado representa la compensación adicional que los inversores exigen por invertir en activos de mayor riesgo en lugar de activos sin riesgo, como bonos del gobierno. La prima de riesgo está determinada por la percepción de riesgo del sector energético en comparación con el resto de la economía.

En resumen, el coste de los recursos propios (k_e) es un indicador crucial para garantizar que el proyecto sea capaz de atraer inversión privada. En un parque eólico, este valor se utiliza para evaluar la rentabilidad esperada de los accionistas.

3.2. Coste de la deuda (k_d)

El coste de la deuda (k_d) es el interés pagado por los préstamos obtenidos para financiar el proyecto. Para este caso se tomará un $k_d=6\%$, valor típico en este tipo de proyectos para el tipo de interés de la deuda que ofrece un banco externo.

Efecto fiscal sobre la deuda (deducción de impuestos)

Uno de los beneficios fiscales más importantes asociados a la deuda es la capacidad de deducir los intereses de los préstamos del impuesto sobre sociedades. En este caso, dado que el tipo impositivo en España es del 25%, la empresa puede deducir una cuarta parte de los intereses pagados en concepto de deuda.

Este efecto fiscal reduce el coste efectivo de la deuda, lo que permite al proyecto obtener financiación a un coste menor que el coste de los recursos propios. Esto es beneficioso para la viabilidad económica del parque eólico, ya que una mayor proporción de deuda reduce el WACC y mejora la rentabilidad del proyecto.

Importancia del ke y kd en la financiación de

Los valores de ke y kd son fundamentales para calcular el WACC, que representa el coste promedio ponderado de capital del proyecto. El WACC se utiliza para descontar los flujos de caja futuros y determinar el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto, lo que ayuda a los inversores a decidir si deben comprometer capital en el proyecto.

El equilibrio entre el coste de los recursos propios y el coste de la deuda es clave para garantizar que el proyecto pueda financiarse de manera óptima, minimizando el riesgo y maximizando el retorno para los inversores y prestamistas.

4. Cálculo del WACC

El WACC (Weighted Average Cost of Capital) es el coste promedio ponderado del capital que se utiliza para financiar el proyecto. Este valor combina el coste de los recursos propios (ke) y el coste de la deuda (kd), ponderados según la proporción de capital y deuda utilizados en la estructura financiera del proyecto. El WACC es crucial para determinar la rentabilidad económica del proyecto, ya que se utiliza como tasa de descuento en el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) y otros indicadores financieros.

Fórmula del WACC

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

Donde:

- E es el valor de los recursos propios (equity).
- D es el valor de la deuda.
- ke es el coste de los recursos propios.
- kd es el coste de la deuda.
- t es el tipo impositivo corporativo.

Este cálculo pondera el coste de la deuda y el coste del capital propio en función de su proporción en la financiación total del proyecto. El resultado es una tasa de descuento que refleja el coste de financiar el proyecto teniendo en cuenta ambos tipos de capital.

Ponderación de capital propio y deuda

La ponderación de capital propio (E) y deuda (D) en el WACC se basa en la estructura de financiamiento del proyecto. En general, los proyectos de infraestructura y energías renovables tienden a financiarse con una mayor proporción de deuda debido a los menores costes de financiación asociados con los préstamos en comparación con los recursos propios. En proyectos eólicos, es común que el 80% de la financiación provenga de deuda, mientras que el 20% corresponde a capital propio [2].

Suponiendo para el parque eólico de Biota esta financiación, los valores se ponderan de la siguiente manera:

$$\frac{E}{E + D} = 0,2$$

$$\frac{D}{E + D} = 0,8$$

Este cálculo significa que la mayor parte del coste de financiamiento del parque eólico se obtiene a través de deuda, lo que ayuda a reducir el WACC debido al menor coste de la deuda en comparación con el capital propio.

Cálculo del WACC

Usando los valores obtenidos previamente para k_e y k_d , que son 9% y 6% respectivamente, y asumiendo que el tipo impositivo corporativo t es del 25%, el cálculo del WACC sería:

$$WACC = (0,2 \times 9\%) + (0,8 \times 6\% \times (1 - 0,25)) = 5,4\%$$

Este resultado nos indica que el WACC para el parque eólico de Biota es del 5,4%, lo cual es un valor razonable para un proyecto de energías renovables, donde se espera que el coste de la deuda sea significativamente más bajo que el coste de los recursos propios.

Impacto del WACC en la rentabilidad del proyecto

El WACC es un indicador crucial para la rentabilidad del proyecto, ya que se utiliza como tasa de descuento en el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) y otros indicadores de rentabilidad. Un WACC bajo implica que el coste de financiación del proyecto es relativamente bajo, lo que mejora la rentabilidad del parque eólico.

Un WACC bajo también implica que el proyecto puede atraer financiamiento a tasas más favorables, lo que aumenta la probabilidad de éxito del proyecto. En este caso, un WACC del 5,4% significa que el proyecto puede ser rentable siempre que los ingresos generados por la venta de electricidad superen este coste de capital. Por el contrario, si el WACC fuera significativamente más alto, el proyecto requeriría mayores ingresos para ser rentable, lo que podría poner en riesgo su viabilidad financiera.

El valor del WACC calculado para este proyecto es de 5,4%, lo que refleja una estructura financiera equilibrada entre deuda y capital propio. Este valor es competitivo y muestra que el proyecto tiene buenas perspectivas de rentabilidad debido a su bajo coste de financiación.

El WACC también es clave para determinar si el proyecto puede generar suficientes ingresos para cubrir sus costes de financiación, y su cálculo adecuado es fundamental para la toma de decisiones de inversión.

Este valor será utilizado en los cálculos posteriores del VAN y la TIR para evaluar la viabilidad económica final del proyecto.

5. Flujos de caja

5.1. Financiación

La financiación del proyecto está formada por un 20% de fondos propios y un 80% de fondos ajenos. La entidad encargada de administrar el funcionamiento y la gestión del parque proporciona fondos propios por un total de 8.786.200 €.

Las entidades financieras aportan fondos o deuda externa. Los valores totales son de 35.144.800 €. Se prevé que el tipo de interés de esta deuda sea del 5% y su amortización se llevará a cabo en 17 años.

5.2. Impuestos

En el proyecto, se deberán considerar dos impuestos, el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica, el cual representa el 7% del dinero recibido por la generación de energía, y el impuesto de sociedades, el cual en España representa el 25% de los beneficios anuales generados.

5.3. Amortización

La amortización de la inversión inicial se realizará para un periodo de 17 años, lo que significa una amortización anual de 2.584.180 €.

5.4. Free Cash Flow (FCF)

El Flujo de Caja Libre (FCF) es una métrica clave para evaluar la viabilidad financiera de un proyecto. El FCF refleja el efectivo generado por el proyecto después de cubrir los costes operativos (OPEX) y las inversiones en capital (CAPEX). Es el dinero disponible para los inversores y accionistas del proyecto.

La fórmula general para calcular el FCF es la siguiente:

$$FCF = \text{Ingresos} - \text{OPEX} - \text{CAPEX}$$

Este valor representa el flujo de caja disponible después de cubrir todos los costes operativos del parque eólico. Como el CAPEX ya se ha incurrido al inicio del proyecto, no se deduce anualmente del flujo de caja, pero es importante señalar que el proyecto ha requerido una inversión inicial significativa. Los gastos como el DEVEX y la interconexión a la red son parte de los costos de inversión inicial y no se incluyen en el cálculo del FCF anual directamente, ya que son costos incurridos al inicio del proyecto. Sin embargo, para una correcta interpretación del FCF durante la vida útil del proyecto, solo los gastos operativos recurrentes (OPEX) deben restarse de los ingresos.

El FCF generado por el proyecto es considerable, lo que indica una buena rentabilidad potencial. Este flujo de caja es fundamental para determinar si el proyecto puede cubrir sus obligaciones de deuda y generar retornos atractivos para los inversores.

5.5. Cash flow del accionista

El Flujo de Caja del Accionista se calcula a partir del FCF, pero ajustado por los pagos de la deuda. Este cálculo es crucial para los inversores, ya que refleja el efectivo disponible para los accionistas después de pagar los intereses y el principal de los préstamos utilizados para financiar el proyecto.

El flujo de caja del accionista se calcula de la siguiente manera:

$$CF_{Accionista} = FCF + Servicio\ de\ la\ deuda$$

Donde el servicio de la deuda incluye los pagos de intereses y la amortización del principal. Este flujo de caja permite a los accionistas ver cuántos recursos quedan disponibles después de que el proyecto cumpla con sus obligaciones financieras.

También se puede calcular añadiendo el flujo de caja de la deuda al FCF:

$$CF_{Accionista} = FCF + Flujo\ de\ caja\ de\ la\ deuda$$

Impacto de la deuda en el cash flow del accionista

La deuda tiene un efecto directo en el flujo de caja del accionista, ya que reduce el FCF disponible a través del servicio de la deuda. Sin embargo, el uso de deuda también permite financiar el proyecto con una menor inversión de capital propio, lo que aumenta la rentabilidad para los accionistas a través del apalancamiento.

En este proyecto, la utilización de una deuda del 80% de la inversión total ha permitido que los accionistas retengan una mayor parte del flujo de caja generado. Con una TIR del accionista esperado superior a la del proyecto en general, los inversores podrán obtener una rentabilidad significativamente atractiva.

6. Análisis de rentabilidad

6.1. Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN) es un indicador financiero clave que permite evaluar la viabilidad de un proyecto mediante el cálculo del valor presente de los flujos de caja futuros descontados a una tasa específica, en este caso, el WACC. Un VAN positivo indica que los flujos de caja generados por el proyecto son suficientes para cubrir la inversión inicial y obtener un beneficio, lo que lo convierte en un proyecto económicamente viable.

La fórmula para calcular el VAN es:

$$VAN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{FCF_t}{(1 + WACC)^t}$$

Donde:

- I_o es la inversión inicial.
- FCF_t es el flujo de caja libre en el año t .
- El WACC es del 5,4%.
- t es el número de años del proyecto (20 años).

Después de realizar el cálculo, sustituyendo y considerando una inflación anual del 1,5%, se obtiene un VAN positivo de aproximadamente **14.117.933,71 €**.

Para el caso de los datos de flujo de caja del accionista, se obtiene un valor de VAN del accionista de **8.437.205,31 €**.

Los dos valores confirman que el proyecto es rentable y genera valor para los inversores a lo largo de su vida útil.

6.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de descuento que hace que el VAN del proyecto sea igual a cero. Es decir, es la tasa que iguala el valor presente de los flujos de caja futuros a la inversión inicial. La TIR es un indicador clave para evaluar la rentabilidad del proyecto. Si la TIR es mayor que el WACC, el proyecto es rentable, ya que genera más valor del que cuesta financiarlo.

Cálculo de la TIR

La fórmula para calcular la TIR es la siguiente:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FCF_t}{(1 + TIR)^t} - I_o$$

Donde:

- FCF_t es el flujo de caja libre en el año t .
- TIR es la tasa interna de retorno, el valor que buscamos calcular.
- I_o es la inversión inicial.
- t es el número de años (20).

Se busca la tasa TIR que haga que el valor presente neto (VAN) sea igual a cero. Después de realizar el cálculo, se obtiene una TIR del **9,14%** (Flujos de caja elevados). Esta TIR es mayor que el WACC del 5,4%, lo que indica que el proyecto es rentable y ofrece retornos significativos a los inversores.

TIR del accionista

- La TIR del accionista se calcula de manera similar a la TIR del proyecto, pero ajustando el flujo de caja para reflejar los pagos de la deuda y el capital propio. La fórmula es la misma, pero se utiliza el flujo de caja del accionista:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{CF_{Acc_t}}{(1 + TIR_{Acc})^t} - I_0$$

Donde CF_{Acc_t} es el flujo de caja disponible para los accionistas y TIR_{Acc} es la tasa interna de retorno del accionista.

Con un flujo de caja del accionista y el mismo periodo de análisis, se obtiene una TIR del accionista del **18,23%**. Este valor refleja un retorno muy atractivo para los inversores de capital propio, lo que indica que el proyecto no solo es viable, sino que ofrece una oportunidad de inversión con un alto rendimiento. Además, esta TIR supera ampliamente el WACC, lo que garantiza que el proyecto generará beneficios netos significativos para los accionistas a lo largo de su vida útil.

Resumen del análisis de rentabilidad

- VAN del proyecto: 14.117.933,71 €.
- VAN del accionista: 8.437.205,31 €.
- TIR del proyecto: 9,14%.
- TIR del accionista: 18,23%.

Estos resultados confirman que el parque eólico en Biota es rentable y atractivo tanto para los accionistas como para los inversores. Los altos valores de TIR superan ampliamente el WACC del 5,4%, lo que implica que el proyecto generará beneficios significativos por encima del coste de capital.

7. Resumen de los resultados obtenidos

Tras llevar a cabo un exhaustivo análisis de la viabilidad económica del proyecto de parque eólico de Biota, se han obtenido resultados concluyentes que demuestran su rentabilidad y viabilidad a largo plazo, tanto para los inversores como para los accionistas. Los cálculos se han basado en datos reales y actualizados, utilizando una metodología de análisis financiero riguroso que incluye indicadores clave como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Coste Promedio Ponderado de Capital (WACC).

- Producción de energía y ventas: La producción neta anual del parque se estima en 158.940 MWh, considerando las pérdidas por eficiencia y mantenimiento. El precio de venta de la energía es de **46,09 €/MWh**, lo que producirá unos ingresos de 7.090.313,4 € el primer año, aunque ambos irán aumentando todos los años.
- Costes de inversión: El coste total de inversión inicial es de **43.931.000 €**. Esta inversión incluye el costo de construcción de los aerogeneradores, las instalaciones eléctricas, la obra civil y los costos relacionados con la puesta en marcha del parque, así como los costes de desarrollo y los de la infraestructura de interconexión.

- Costes operativos (OPEX): Los costes operativos anuales del parque ascienden a 755.000 € el primer año, pero se ve incrementado anualmente. Estos costes incluyen operación y mantenimiento de los aerogeneradores, alquiler de terrenos, y otros gastos necesarios para el funcionamiento continuo del parque.
- Valor Actual Neto (VAN): El Valor Actual Neto calculado para el proyecto, con un periodo de análisis de 20 años y utilizando un WACC de 5,4%, es de aproximadamente **14.117.933,71 €**. El VAN del accionista por otro lado, alcanza un valor de **8.437.205,31 €**. Estos VAN positivos indican que el proyecto no solo cubre los costes de inversión inicial, sino que genera un valor añadido sustancial para los inversores a lo largo de su vida útil.
- Tasa Interna de Retorno (TIR): La TIR del proyecto es del **9,14%**, un valor significativamente superior al WACC. Este resultado demuestra que la rentabilidad del proyecto supera con creces el coste de los recursos financieros empleados. La TIR del accionista, calculada considerando los pagos de deuda y el flujo de caja disponible para los inversores, alcanzando el **18,23%**. Estos valores confirman que el parque eólico ofrece retornos atractivos y rentables para los inversores.
- Coste Promedio Ponderado de Capital (WACC): El WACC del proyecto se ha calculado en **5,4%**, una tasa competitiva que refleja una estructura equilibrada entre deuda y capital propio. Este valor es crucial para determinar si el proyecto puede generar suficientes ingresos para cubrir los costes de financiación. Un WACC bajo, como el obtenido, mejora la rentabilidad del parque eólico y permite atraer financiación a tasas más favorables.

Los resultados de los indicadores financieros, como el VAN y la TIR, junto con un WACC competitivo, confirman que el parque eólico Biota es económicamente viable. El proyecto no solo generará beneficios sustanciales para los inversores, sino que también contribuirá a la sostenibilidad ambiental mediante la producción de energía renovable.

8. Referencias

- [1] L. Ojea, «Siemens Gamesa e Iberdrola instalan las turbinas eólicas terrestres más potentes del mundo en Burgos», El Español, 18 de enero de 2022. https://www.elespanol.com/invertia/empresas/energia/20220118/siemens-gamesa-iberdrola-instalan-turbinas-terrestres-burgos/643435763_0.html
- [2] «69 aerogeneradores SG 6.6-170, el modelo más potente de Siemens Gamesa para Finlandia | izaro.com». <https://www.izaro.com/69-aerogeneradores-sg-66-170-el-modelo-mas-potente-de-siemens-gamesa-para-finlandia/c-1638006770/>
- [3] L. Bauer, «Siemens Gamesa SG 6.6-170 - 6,60 MW - Aerogenerador». <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/2346-siemens-gamesa-sg-6.6-170>

Anexo IV: Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

El 25 de septiembre de 2015, la Asamblea General de las Naciones Unidas ONU aprobó los Objetivos de Desarrollo Sostenible, también llamada Agenda 2030, consistente en un conjunto de fines globales que los líderes mundiales adoptaron para que los países y sus sociedades emprendieran un nuevo camino, mejorando la vida de todas las personas, sin dejar a nadie atrás. Su meta es erradicar la pobreza, proteger el planeta y garantizar la prosperidad para todos.



Figura 67: Los ODS: Una llamada universal para acabar con la pobreza, proteger al planeta y garantizar paz y prosperidad para toda la población [1]

La llamada Agenda 2030, constituye la hoja de ruta del desarrollo global para los próximos 15 años. Está formada por 17 objetivos globales (y sus 169 metas) que incluyen retos como el cambio climático, la desigualdad económica, el consumo sostenible, paz y justicia, entre otros, empleando estrategias que promuevan el crecimiento económico y afronten una serie de necesidades sociales como la educación, la sanidad, la protección social y las perspectivas de empleo, a la vez que se protege el medio ambiente y se combate el cambio climático. Se interrelacionan entre sí e incorporan los desafíos globales a los que nos enfrentamos día a día [1].



Traducción en colaboración con TERRALÓGICA | GOVERNMENT | The Global Infrastructure Network | +34 910 506 810
Para saber más acerca de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, visite www.un.org/sustainabledevelopment

Figura 68: Lista de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible

Dentro de los 17 objetivos que recoge este acuerdo, por estar alineados con la finalidad de este proyecto Fin de Grado, destacan los siguientes:



ODS 7: Energía asequible y no contaminante

Este objetivo busca garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos, básico para el desarrollo de la agricultura, las empresas, las comunicaciones, la educación, la sanidad y el transporte.

En la actualidad hay más de 650 millones de personas que viven sin electricidad en todo el mundo. No obstante, desde el año 2000 se ha reducido a más de la mitad, por lo que es necesario continuar trabajando para terminar con esta situación. El consumo de energía sigue siendo la principal causa del cambio climático, por lo que nuestro día a día depende de una energía segura y asequible.



Por todo ello, las metas concretas fijadas para el año 2030 son:

- Conseguir el acceso universal a unos servicios energéticos fiables, asequibles y modernos.
- Ampliar la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.
- Incrementar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y a la tecnología relativas a la energía limpia.
- Con el fin de facilitar servicios energéticos modernos y sostenibles para todos es necesario desarrollar las infraestructuras y mejorar la tecnología.

Esto implica la necesidad de invertir en fuentes de energía limpia, como la eólica, solar, termal o hidráulica. El consumo de energías renovables ha aumentado significativamente desde 2010, pero es imprescindible incrementar sustancialmente la cuota de las energías limpias en el consumo total de energía final.

El viento es una fuente de energía limpia, renovable y sostenible, que contribuye a la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero y a la lucha contra el cambio climático. De igual forma, promueve el acceso a una energía sostenible, especialmente en zonas rurales o remotas y a la creación de empleos e inversión en infraestructura sostenible.



ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico

Busca promover el crecimiento económico inclusivo y sostenible, el empleo y el trabajo decente para todos, enfrentando desafíos como el empleo informal, la desigualdad en el mercado laboral y la necesidad de entornos de trabajo seguros. Suprimir la pobreza solo es posible mediante empleos bien remunerados y estables.



La ejecución de un parque eólico contribuye a crear empleo decente, impulsar el crecimiento económico local, fomentar la innovación y la infraestructura, y promover la diversificación económica en la región donde se implementa. Puede brindar un impulso económico no solo a la comunidad donde se implementa sino a la empresa que lo lleva a cabo.



ODS9: Industria, innovación e infraestructuras

Persigue construir infraestructuras resilientes, impulsar la industrialización sostenible y promover la innovación. La industria debe contribuir en mayor medida al empleo y al PIB, aumentando esa contribución en los países menos desarrollados, así como acrecentar la investigación científica y modernizar las infraestructuras.

Los tres pilares fundamentales del desarrollo sostenible, según la ONU, son la industria inclusiva y sostenible junto con la innovación y las infraestructuras. Son fundamentales para el funcionamiento de las empresas y, por tanto, para el desarrollo económico y social.



La realización de este proyecto implica el desarrollo de una infraestructura que contribuye al desarrollo de sistemas energéticos más sostenibles, a la vez que fomenta la innovación tecnológica en el sector de las energías renovables. Esto contribuye al crecimiento de la industria y estimula la economía mediante la creación de empleo en el sector de la investigación y el desarrollo.

Además, puede mejorar el acceso a la energía, especialmente en áreas remotas o rurales, lo que puede impulsar la productividad económica, mejorar los servicios básicos y aumentar la calidad de vida de las comunidades locales.



ODS13: Acción por el clima

Señala la exigencia de adoptar medidas urgentes para acabar con el cambio climático y sus efectos, que traerán consecuencias muy negativas y afectarán a todos los países del mundo.

Según informes de la ONU, los científicos especializados en asuntos climáticos ya han demostrado que las personas somos los causantes del calentamiento global de los últimos 200 años. Las actividades humanas, tales como la deforestación, la quema de combustibles fósiles, las actividades agrícolas y ganaderas que usan fertilizantes y otros productos químicos o la pérdida de bosques, han sido el principal motor del cambio climático.



La creación de un parque eólico ayuda a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y fomentar la transición hacia una energía más limpia y renovable. Además, proporciona una fuente de energía más confiable en una situación en la que la generación de energía es el mayor causante del cambio climático, lo que protege los ecosistemas y la biodiversidad y fomenta la resiliencia climática.

Referencias

- [1] M. J. Gamez, «Objetivos y metas de desarrollo sostenible - Desarrollo Sostenible», Desarrollo Sostenible, 24 de mayo de 2022.
<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- [2] «Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y la salud global - ISGLOBAL», ISGLOBAL. <https://www.isglobal.org/-/sdgs-and-global-health>
- [3] «Comprometidos con los ODS», Iberdrola.
<https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/comprometidos-objetivos-desarrollo-sostenible>