



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER PROYECTO DE PARQUE EÓLICO TERRESTRE ARTAJONA

Autor: Julen Roteta Romero
Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid
Junio de 2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **Proyecto de Parque Eólico Terrestre Artajona** en la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico **2025-26** es de mi autoría 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.

Uso de Inteligencia Artificial¹

Declaro bajo mi responsabilidad que:

☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

☒ He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, la Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

- Para facilitar la creación de tablas desde imágenes como las Tablas 9, 10, 11, 12, 13 y 14.
- Para la creación de imágenes que facilitan la comprensión o visualización de ciertos conceptos: Figuras 25, 62, 63 y A.1. Además, se ha utilizado para alterar la Figura 64, consiguiendo así la Figura 65, para una mayor comprensión de los elementos encontrados en la subestación.
- Para el análisis de las leyes y decretos más relevantes a incluir en el Pliego de Condiciones, principalmente en la búsqueda y síntesis de estos.
- Para la búsqueda y planificación de contenido relevante a introducir, nunca siendo empleada para la redacción final entregada en este proyecto.



Firmado por Julen Roteta Romero con DNI 79224494M.

Firmado (alumno): Julen Roteta Romero

Fecha: 28-06-2026

¹ Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
ALONSO ALONSO CONSOLACIO N - 05408293G Firmado digitalmente por ALONSO ALONSO CONSOLACION - 05408293G Fecha: 2026.07.01 19:44:14 +02'00'	
Fdo:	Fdo:
Fecha:	Fecha:



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER PROYECTO DE PARQUE EÓLICO TERRESTRE ARTAJONA

Autor: Julen Roteta Romero
Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid
Junio de 2026

Agradecimientos

Quisiera expresar mi agradecimiento a mi directora, Consolación Alonso Alonso, por su orientación, disponibilidad y ayuda durante el desarrollo de este Trabajo Fin de Máster.

Asimismo, agradezco a Vortex FDC su colaboración en el proyecto mediante la aportación de los datos sintéticos de viento utilizados para la caracterización del recurso eólico del emplazamiento. Estos datos han sido fundamentales para poder realizar el análisis energético del parque con mayor rigor.

También quiero agradecer a WAsP la licencia facilitada para el uso de sus herramientas de análisis eólico. El empleo de WAsP ha permitido modelizar el emplazamiento, incorporar la topografía y la rugosidad del terreno, y estimar la producción energética de las distintas alternativas tecnológicas estudiadas.

Por último, agradezco a la Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI y a todos los profesores que han contribuido a mi formación durante el máster.

PROYECTO DE PARQUE EÓLICO TERRESTRE ARTAJONA

Autor: Roteta Romero, Julien.

Directora: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

1. Introducción

1.1. Planteamiento del problema

La transición energética europea ha impulsado el desarrollo de nuevas instalaciones renovables con el objetivo de reducir la dependencia de combustibles fósiles, disminuir las emisiones asociadas al sistema eléctrico y aumentar la seguridad de suministro. En este contexto, la Unión Europea ha elevado sus objetivos renovables para 2030 hasta el 42,5 % [1], mientras que España, a través de la Ley 7/2021 de cambio climático y transición energética, establece como objetivo alcanzar un sistema eléctrico con al menos un 74 % de generación renovable en 2030 [2].

Dentro de este proceso, la energía eólica terrestre continúa siendo una de las tecnologías renovables más relevantes. En España, la generación eólica superó los 59.300 GWh en 2025, cubriendo aproximadamente el 23 % de la demanda eléctrica nacional [3]. Además, el país cuenta con más de 1.400 parques eólicos y 22.400 aerogeneradores instalados, lo que refleja el grado de madurez de esta tecnología y su importancia dentro del mix eléctrico español [3].

Por tanto, el problema que aborda este proyecto es la necesidad de desarrollar nuevos parques eólicos terrestres que contribuyan al aumento de la generación renovable, pero que al mismo tiempo sean técnicamente viables, económicamente rentables, ambientalmente compatibles e integrables en el sistema eléctrico. Para ello, resulta necesario estudiar de forma conjunta el recurso eólico disponible, la selección del emplazamiento, la tecnología de aerogenerador, la infraestructura civil y eléctrica, la evacuación de la energía generada y la viabilidad económica del proyecto.

1.2. Estado del arte

A nivel global, la capacidad renovable instalada alcanzó en 2025 los 5.149 GW, de los cuales 1.291 GW correspondían a energía eólica [4]. Como se muestra en la Figura R.1, la capacidad renovable mundial aumentó en 692 GW durante 2025, lo que supone un crecimiento del 15,5 % respecto al año anterior [4]. Estos datos muestran la aceleración del despliegue renovable y la necesidad de seguir desarrollando nueva capacidad para cumplir los objetivos energéticos y climáticos previstos para 2030.

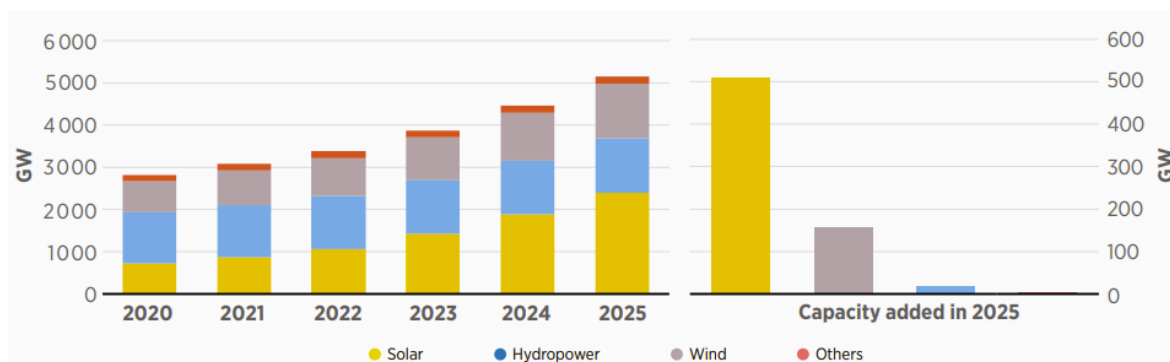


Figura R.1. Crecimiento de la capacidad renovable global en GW [4].

En Europa, España ocupa una posición destacada dentro del sector renovable. Es la segunda potencia europea en capacidad renovable instalada, por detrás de Alemania, y dispone de 33.301 MW de potencia eólica instalada [5]. Además, España fue el primer gran país europeo en superar una cobertura renovable superior al 50 % de la demanda eléctrica y se sitúa como uno de los principales receptores de nuevos proyectos renovables dentro de la Unión Europea [6].

En el caso concreto de la energía eólica, Castilla y León es la comunidad autónoma con mayor potencia instalada, mientras que Zaragoza destaca como la provincia con mayor peso dentro de la producción eólica nacional [3]. La distribución territorial de la potencia eólica instalada en España se muestra en la Figura R.2.

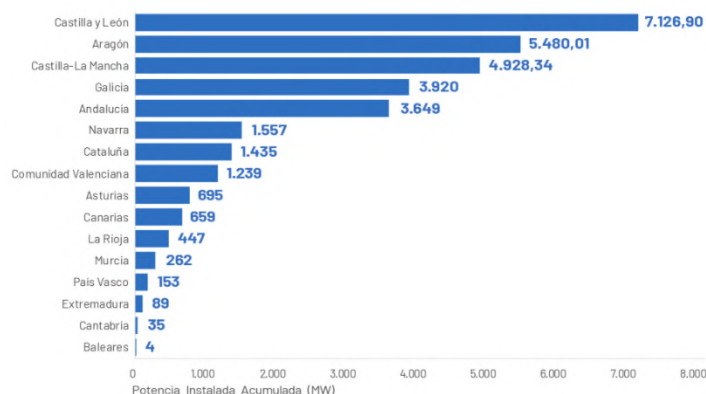


Figura R.2. Potencia eólica instalada acumulada por CC.AA. en 2024 [3].

El desarrollo tecnológico de los aerogeneradores ha permitido aumentar progresivamente la potencia unitaria, el diámetro del rotor y la energía generada por máquina. Sin embargo, esta evolución también implica nuevos retos asociados al transporte de componentes de gran tamaño, la ejecución de obra civil, la integración en red, la financiación de proyectos y la evaluación ambiental [7]. Además, el aumento de generación renovable dificulta el control de frecuencia y tensión, por lo que tecnologías como baterías y convertidores *grid-forming* serán relevantes para reforzar la estabilidad del sistema eléctrico, tal y como se plantea en el nuevo código europeo NC RfG 2.0, actualmente en desarrollo [8].

1.3. Objeto del proyecto

Este Trabajo Fin de Máster tiene como finalidad realizar el proyecto completo de un parque eólico terrestre, consiguiendo que sea viable técnica, económica y ambientalmente, y que esté alineado con los objetivos de penetración renovable establecidos a nivel nacional, europeo y global. A través del estudio del recurso eólico, la selección de la tecnología adecuada y su integración en la red eléctrica, se persigue obtener una visión completa del proceso de desarrollo de este tipo de instalaciones.

El objetivo principal consiste en diseñar un parque eólico terrestre conectado a la red, definiendo sus características técnicas, estimando su producción total y analizando su viabilidad económica.

De forma complementaria, el proyecto incluye los siguientes objetivos secundarios: caracterizar el emplazamiento seleccionado, analizar el recurso eólico disponible, seleccionar el modelo de aerogenerador más adecuado, definir la configuración final del parque, describir la obra civil necesaria, diseñar la red de media tensión y la subestación MT/AT, y evaluar la viabilidad económica del proyecto.

2. Metodología

La metodología seguida para el desarrollo del proyecto se estructuró en varias fases consecutivas, con el objetivo de abordar el diseño del parque eólico desde una perspectiva técnica, energética, económica y ambiental.

En primer lugar, se realizó una revisión de la documentación técnica y normativa necesaria para el proyecto, incluyendo conceptos de meteorología, caracterización del recurso eólico, campañas de medición, tecnología de aerogeneradores, obra civil, instalación eléctrica y análisis de viabilidad económica.

A continuación, se llevó a cabo el aprendizaje de las herramientas Windographer y WAsP. Windographer se emplearía después para el tratamiento estadístico de los datos de viento, mientras que WAsP se utilizaría para la modelización del recurso eólico y la estimación de la producción energética del parque.

Posteriormente, se realizó la búsqueda y comparación de tres posibles emplazamientos. Para ello, se analizaron criterios como el recurso eólico, la orografía, el tipo de terreno, la vegetación, la accesibilidad, la proximidad a infraestructura eléctrica, la compatibilidad ambiental y la existencia de otros condicionantes. Tras esta comparación, se seleccionó el emplazamiento más adecuado y se ajustó su ubicación definitiva.

Una vez definido el emplazamiento, se solicitaron datos sintéticos de viento a Vortex FDC. Con estos datos se caracterizó el recurso eólico del emplazamiento, analizando la velocidad y dirección del viento, la distribución de Weibull, las rosas de viento, la variación temporal del recurso y los vientos extremos.

Después, se estudió la producción energética del parque mediante WAsP, comparando distintas tecnologías de aerogenerador. Para ello, se incorporaron al modelo la topografía, la rugosidad del terreno, las posiciones de los aerogeneradores, las curvas de potencia y los coeficientes de empuje de cada alternativa.

Una vez definida la configuración del parque, se describieron las principales infraestructuras de obra civil necesarias, incluyendo caminos de acceso e interiores, plataformas de montaje, cimentaciones, canalizaciones en zanja, edificio de control y obra civil de la subestación.

Posteriormente, se desarrolló el diseño preliminar de la instalación eléctrica, incluyendo el centro de transformación de los aerogeneradores, las celdas de media tensión, la red interna de 30 kV, la red de puesta a tierra, la red de comunicaciones, la subestación elevadora y la línea aérea de evacuación.

Después, se realizó el estudio de viabilidad económica del proyecto a partir del presupuesto, la producción anual estimada y las hipótesis de ingresos, costes, financiación e impuestos. De forma complementaria, se llevó a cabo una valoración ambiental preliminar, identificando los principales impactos del proyecto y las medidas básicas de prevención y corrección.

Finalmente, el proyecto se completó con la elaboración de la documentación técnica asociada, incluyendo la memoria descriptiva y justificativa, los planos del parque eólico y de sus instalaciones principales, el pliego de condiciones y el presupuesto. De esta forma, el trabajo no se limita al análisis técnico-económico, sino que reproduce la estructura documental habitual de un proyecto de ingeniería.

3. Resultados

Los resultados obtenidos permiten definir el parque eólico proyectado desde el punto de vista del emplazamiento, el recurso eólico disponible, la producción energética, la obra civil, la instalación eléctrica, la viabilidad económica y la compatibilidad ambiental preliminar.

En primer lugar, el análisis comparativo de emplazamientos permitió seleccionar como ubicación definitiva el entorno de Artajona, Navarra. Esta alternativa presentó la mejor valoración global entre las tres localizaciones analizadas, debido a su buen recurso eólico, condiciones de terreno aceptables, accesibilidad razonable, proximidad a infraestructura eléctrica y ausencia de afección directa a espacios incluidos en la Red Natura 2000 [9]. En la Figura R.3 se muestra la localización final de los aerogeneradores respecto al municipio.

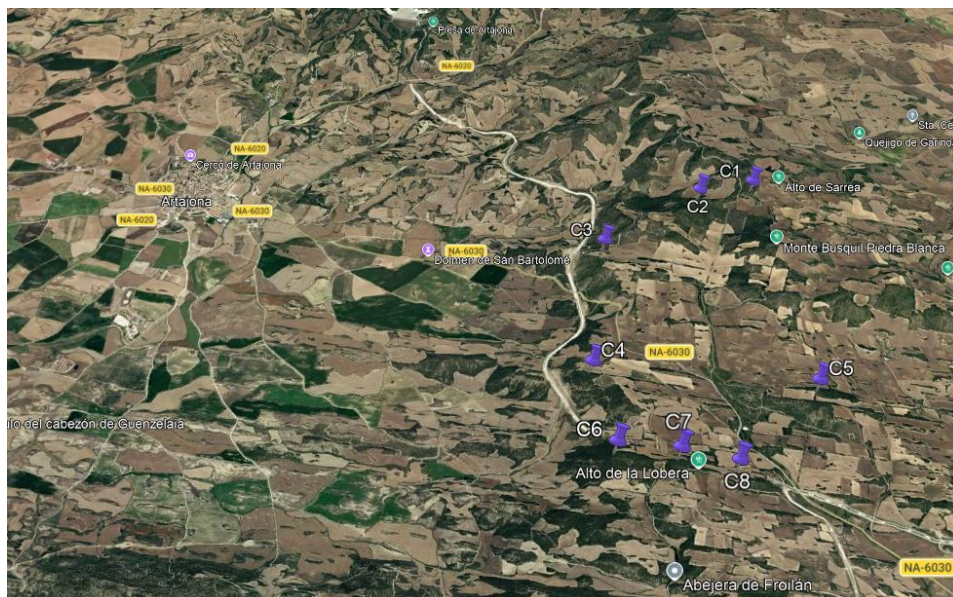


Figura R.3. Localización de los aerogeneradores del parque eólico en el entorno de Artajona.

El análisis del recurso eólico a 120 m de altura dio como resultado una velocidad media de 7,489 m/s, con una distribución de Weibull definida por un parámetro de forma $k = 2,028$ y un parámetro de escala $A = 8,434$ m/s. Además, la dirección energética dominante se sitúa en torno al sector sureste, aproximadamente 135° , formando un eje principal SE–NNW. Estos resultados reflejan un régimen de viento moderado, estable y adecuado para la implantación del parque. La rosa de energía se muestra en la Figura R.4.

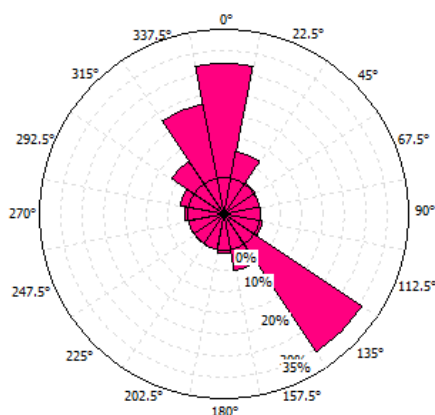


Figura R.4. Rosa de energía en el emplazamiento a 120 m.

De forma complementaria, el mapa de isotacas permitió identificar las zonas con mayor velocidad media dentro del emplazamiento. Como se observa en la Figura R.5, la implantación de los aerogeneradores se ha planteado en las áreas de mayor potencial eólico, manteniendo al mismo tiempo las distancias mínimas a núcleos habitados, carreteras, líneas eléctricas y otros condicionantes del entorno.

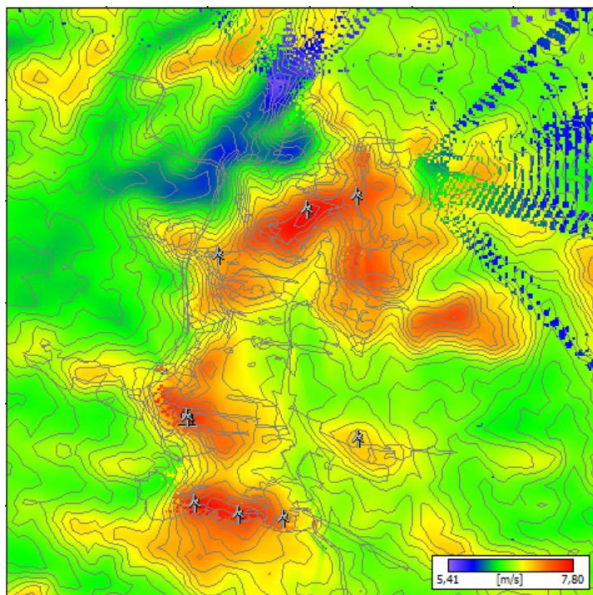


Figura R.5. Mapa de isotacas del emplazamiento y posición de los aerogeneradores.

Tras analizar tres alternativas, la tecnología finalmente seleccionada fue el aerogenerador GE Vernova GE164 de 6 MW. Con una configuración de ocho aerogeneradores, el parque alcanza una potencia instalada total de 48 MW. La producción anual estimada a red es de 162,39 GWh/año, con 3.383 horas equivalentes y un factor de capacidad del 38,62 %, lo que indica un buen aprovechamiento del recurso eólico disponible.

Desde el punto de vista de la obra civil, se definieron los caminos de acceso e interiores, plataformas de montaje, cimentaciones, canalizaciones en zanja, edificio de control y obra civil asociada a la subestación. El trazado planteado aprovecha 1.442 m de camino existente, acondiciona 4.505 m de caminos existentes y requiere 5.264 m de caminos nuevos, reduciendo en la medida de lo posible la ocupación adicional del terreno.

En cuanto a la instalación eléctrica, se diseñó una red interna subterránea de media tensión a 30 kV formada por tres líneas colectoras. Para dicha red se seleccionó un cable unipolar de aluminio tipo AL RHZ1-OL 18/30 kV, con una sección de 400 mm². También se planteó una red de puesta a tierra con conductor de cobre desnudo de 95 mm² y una red de comunicaciones mediante fibra óptica multimodo OM4 y monomodo OS2.

La configuración de la red interna de media tensión se resume en la Tabla R.1 y se muestra en la Figura R.6.

Tabla R.1. Configuración de la red interna de media tensión.

Línea	Aerogeneradores conectados	Potencia máxima transportada	Longitud cable total
Línea 1	A-1, A-2, A-3	18 MW	5.310 m
Línea 2	A-4, A-5	12 MW	4.807 m
Línea 3	A-6, A-7, A-8	18 MW	1.880 m

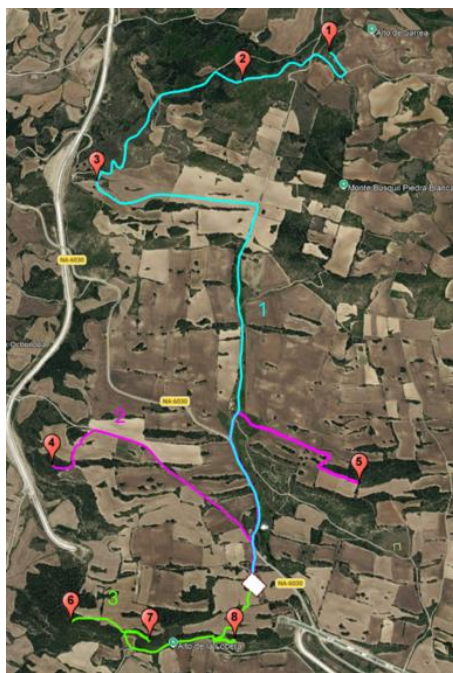


Figura R.6. Configuración visual de la red interna de MT con sus tres líneas.

La evacuación de la energía se planteó mediante una subestación elevadora 30/66 kV, equipada con un transformador principal de 60 MVA, y una línea aérea de evacuación a 66 kV hacia Tafalla. Para dicha línea se seleccionó de forma preliminar un conductor 242-AL1/39-ST1A, anteriormente denominado LA-280 o *Hawk*, adecuado para transportar la potencia máxima generada por el parque.

Desde el punto de vista económico, el proyecto presenta resultados positivos en el escenario base analizado, presentándose los principales resultados en la Tabla R.2.

Tabla R.2. Principales resultados económicos del proyecto.

Parámetro	Valor
Inversión inicial	57,40 M€
Coste específico	1.196 €/kW
Ingresos de explotación, año 1	7,48 M€
Vida útil del análisis	20 años
WACC	5,40 %
VAN del proyecto	12,19 M€
TIR del proyecto	7,73 %
Periodo de retorno de la inversión del proyecto	10,28 años
VAN del accionista	6,40 M€
TIR del accionista	13,85 %
Periodo de retorno de la inversión del accionista	8,53 años

Desde el punto de vista ambiental, los impactos principales se relacionan con la ocupación del terreno, el impacto visual, el ruido y la posible afección sobre avifauna. No obstante, el emplazamiento no afecta directamente a espacios incluidos en la Red Natura

2000 [9] y se plantean medidas correctoras. Además, el parque permitirá evitar aproximadamente 350.000 tCO₂ equivalente durante sus 20 años de vida útil.

Finalmente, el proyecto presenta una alineación clara con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) definidos en la Agenda 2030 de Naciones Unidas [10]. En primer lugar, contribuye al ODS 7, Energía asequible y no contaminante, al plantear una instalación renovable capaz de producir 162,39 GWh/año de energía eléctrica a red. También se relaciona con el ODS 11, Ciudades y comunidades sostenibles, ya que, aunque se trata de una instalación en suelo no urbano, contribuye al suministro de energía más limpia y sostenible e incorpora criterios de planificación territorial y compatibilidad con el entorno. Asimismo, se vincula con el ODS 12, Producción y consumo responsables, mediante el uso de tecnología eficiente, el cumplimiento de normas técnicas y ambientales, la elaboración de un pliego de condiciones y la valoración ambiental preliminar del proyecto. Finalmente, contribuye al ODS 13, Acción por el clima, al permitir desplazar parte de la generación fósil y reducir las emisiones asociadas al sistema eléctrico [10].

4. Conclusiones

El proyecto ha permitido definir un parque eólico terrestre de 48 MW en el entorno de Artajona, Navarra, abordando la selección del emplazamiento, el estudio del recurso eólico, la elección de tecnología, la producción energética, la obra civil, la instalación eléctrica, la viabilidad económica y la valoración ambiental preliminar.

Los resultados obtenidos muestran que el emplazamiento seleccionado presenta un recurso eólico adecuado. La solución final, formada por ocho aerogeneradores GE Vernova Cypress-164 de 6 MW, permite alcanzar una producción anual estimada a red de 162,39 GWh/año, 3.383 horas equivalentes y un factor de capacidad del 38,62 %, lo cual es de una escala realista y razonable para un proyecto de esta magnitud.

Desde el punto de vista técnico, la infraestructura civil y eléctrica planteada resulta coherente con las necesidades del parque, incluyendo caminos de acceso e interiores, plataformas, cimentaciones, red interna de 30 kV, subestación elevadora 30/66 kV y línea aérea de evacuación hacia Tafalla.

El análisis económico confirma la viabilidad del proyecto en el escenario base, con una inversión inicial de 57,40 M€, un VAN de 12,19 M€, una TIR del 7,7 % y un periodo de recuperación de 10,3 años. Por tanto, la solución propuesta puede considerarse técnica, económica y ambientalmente viable a nivel preliminar.

No obstante, al tratarse de un proyecto académico, en una fase real sería necesario completar el análisis con mediciones de viento en campo durante años, estudios geotécnicos, cálculos estructurales, estudios eléctricos detallados, estudio de impacto ambiental completo, análisis real de acceso y conexión a red, y tramitación administrativa conforme a la normativa vigente.

5. Referencias

- [1] European Commission, «Renewable energy targets,» 2025. [En línea]. Disponible: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en. [Último acceso: 15 noviembre 2025].
- [2] Ministerio de la Presidencia, Justicia y Relaciones con las Cortes, «BOE: Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2021.
- [3] Asociación Empresarial Eólica, «Anuario Eólico 2025,» 2026. [En línea]. Disponible: <https://aeolica.org/wp-content/uploads/2025/06/AF-ANUARIO-AEE-2025-web.pdf>. [Último acceso: 15 junio 2026].
- [4] IRENA, «Renewable Capacity Highlights,» 31 marzo 2026. [En línea]. Disponible: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2026/Mar/IRENA_DAT_RE_capacity_highlights_2026.pdf. [Último acceso: 16 junio 2026].
- [5] IRENA, «Renewable Energy Statistics 2026,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2026.
- [6] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «El Gobierno aprueba la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030, eje de la oportunidad económica, social y ambiental de España, por su contribución a la modernización y transformación del modelo productivo,» 24 septiembre 2024. [En línea]. Disponible: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2024/septiembre/el-gobierno-aprueba-la-actualizacion-del-plan-nacional-integrado.html>. [Último acceso: 15 noviembre 2025].
- [7] GWEC, «GWEC | Global Wind Report 2025,» 23 abril 2025. [En línea]. Disponible: https://26973329.fs1.hubspotusercontent-eu1.net/hubfs/26973329/2.%20Reports/Global%20Wind%20Report/GWEC%20Global%20Wind%20Report%202025.pdf?__hsfp=737915754&__hssc=45859835.2.1745426990439&__hstc=45859835.097739f84d7d5527f6771afbde39935.1745426990438.174. [Último acceso: 15 noviembre 2025].
- [8] Entso-E, «ENTSO-E publishes Phase II Technical Report on Grid Forming Requirements,» 4 noviembre 2025. [En línea]. Disponible: <https://www.entsoe.eu/news/2025/11/04/entso-e-publishes-phase-ii-technical-report-on-grid-forming-requirements/>. [Último acceso: 15 noviembre 2025].
- [9] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Red Natura 2000: Cartografía,» [En línea]. Disponible: https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/rednatura_2000_desc.html. [Último acceso: 18 enero 2026].
- [10] Naciones Unidas, «Objetivos de Desarrollo Sostenible,» Naciones Unidas, 2026. [En línea]. Disponible: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-development-goals/>. [Último acceso: 16 junio 2026].

ARTAJONA ONSHORE WIND FARM PROJECT

Author: Roteta Romero, Julen.

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Institution: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

PROJECT SUMMARY

1. Introduction

1.1. Problem statement

The European energy transition has promoted the development of new renewable energy facilities with the aim of reducing dependence on fossil fuels, lowering emissions associated with the electricity system and increasing security of supply. In this context, the European Union has raised its renewable energy target for 2030 to 42.5% [1], while Spain, through Law 7/2021 on climate change and energy transition, establishes the objective of achieving an electricity system with at least 74% renewable generation by 2030 [2].

Within this process, onshore wind energy remains one of the most relevant renewable technologies. In Spain, wind generation exceeded 59,300 GWh in 2025, covering approximately 24% of national electricity demand [3]. In addition, the country has more than 1,400 wind farms and 22,400 wind turbines installed, which reflects the maturity of this technology and its importance within the Spanish electricity mix [3].

Therefore, the problem addressed by this project is the need to develop new onshore wind farms that contribute to increasing renewable generation, while also being technically feasible, economically profitable, environmentally compatible and properly integrated into the electricity system. For this purpose, it is necessary to jointly analyse the available wind resource, site selection, wind turbine technology, civil and electrical infrastructure, energy evacuation system and economic viability of the project.

1.2. State of the art

At global level, installed renewable capacity reached 5,149 GW in 2025, of which 1,291 GW corresponded to wind energy [4]. As shown in Figure R.1, global renewable capacity increased by 692 GW during 2025, representing a 15.5% increase compared with the previous year [4]. These data show the acceleration of renewable energy deployment and the need to continue developing new capacity in order to meet the energy and climate targets planned for 2030.

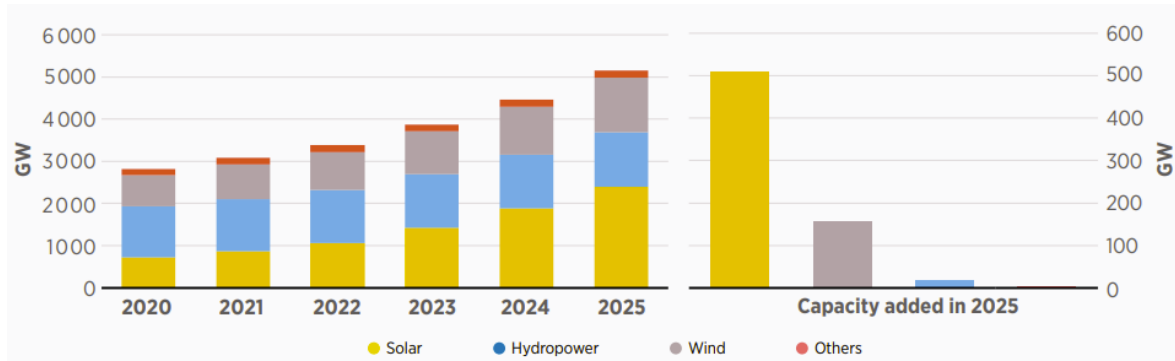


Figure R.1. Growth of global renewable capacity in GW [4].

In Europe, Spain holds a prominent position within the renewable energy sector. It is the second European country in terms of installed renewable capacity, behind Germany, and has 33,301 MW of installed wind power capacity [5]. In addition, Spain was the first major European country to exceed 50% renewable coverage of electricity demand and is one of the main recipients of new renewable projects within the European Union [6].

In the specific case of wind energy, *Castilla y León* is the autonomous community with the highest installed capacity, while *Zaragoza* stands out as the province with the greatest share of national wind energy production [3]. The territorial distribution of installed wind power capacity in Spain is shown in Figure R.2.

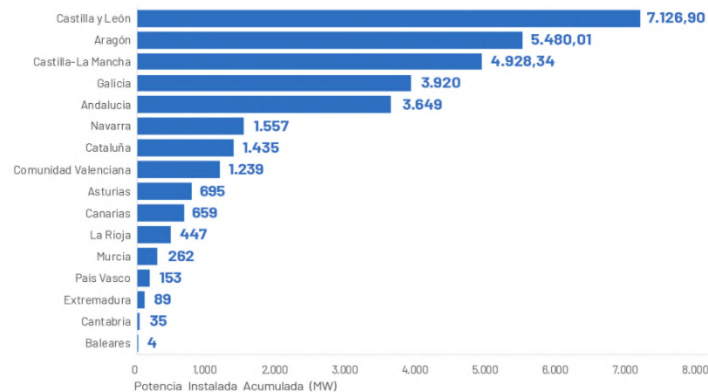


Figure R.2. Installed wind power capacity by Autonomous Community in 2024 [3].

The technological development of wind turbines has progressively increased unit power, rotor diameter and energy generated per machine. However, this evolution also involves new challenges associated with the transport of large components, civil works execution, grid integration, project financing and environmental assessment [7]. In addition, the increasing share of renewable generation makes frequency and voltage control more challenging. Therefore, technologies such as batteries and grid-forming converters will be relevant to strengthen power system stability, as proposed in the new European NC RfG 2.0 network code, currently under development [8].

1.3. Purpose of the project

The purpose of this Master's Thesis is to develop the complete project of an onshore wind farm, ensuring that it is technically, economically and environmentally viable, while also being aligned with renewable penetration targets at national, European and global levels. Through the study of the wind resource, the selection of the appropriate technology and its integration into the electricity grid, the project aims to provide a comprehensive overview of the development process of this type of facility.

The main objective is to design an onshore wind farm connected to the grid, defining its technical characteristics, estimating its total production and analysing its economic viability.

In addition, the project includes the following secondary objectives: to characterise the selected site, analyse the available wind resource, select the most suitable wind turbine model, define the final layout of the wind farm, describe the necessary civil works, design the medium-voltage network and the MV/HV substation, and assess the economic viability of the project.

2. Methodology

The methodology followed for the development of the project was structured into several consecutive phases, with the aim of addressing the design of the wind farm from a technical, energy, economic and environmental perspective.

First, a review of the technical and regulatory documentation required for the project was carried out, including concepts related to meteorology, wind resource characterisation, measurement campaigns, wind turbine technology, civil works, electrical installation and economic viability analysis.

Next, the Windographer and WAsP tools were studied. Windographer was later employed for the statistical processing of wind data, while WAsP was used for wind resource modelling and for estimating the energy production of the wind farm.

Subsequently, three possible sites were identified and compared. The analysis considered criteria such as wind resource, orography, terrain type, vegetation, accessibility, proximity to electrical infrastructure, environmental compatibility and the existence of other constraints. After this comparison, the most suitable site was selected.

Once the site had been defined, synthetic wind data were requested from Vortex FDC. These data were used to characterise the wind resource at the site by analysing wind speed and direction, the Weibull distribution, wind roses, temporal variation of the resource and extreme winds.

The energy production of the wind farm was then studied using WAsP, comparing different wind turbine technologies. The model included the topography, terrain

roughness, wind turbine positions, power curves and thrust coefficients for each alternative.

Once the configuration of the wind farm had been defined, the main civil works and infrastructure required was described, including access and internal roads, assembly platforms, foundations, cable trenches, control building and the civil works associated with the substation.

The preliminary design of the electrical installation was then developed, including the wind turbine transformation centre, medium-voltage switchgear, 30 kV internal network, grounding system, communication network, step-up substation and overhead evacuation line.

Afterwards, the economic viability study of the project was carried out based on the budget, the estimated annual production and the assumptions related to income, costs, financing and taxes. In addition, a preliminary environmental assessment was performed, identifying the main impacts of the project and the basic prevention and mitigation measures.

Finally, the project was completed with the preparation of the associated technical documentation, including the descriptive and justificatory report, the drawings of the wind farm and its main installations, the technical specifications document and the budget. In this way, the work is not limited to the technical and economic analysis, but reproduces the usual documentary structure of an engineering project.

3. Results

The results obtained allow the proposed wind farm to be defined from the perspective of the site, the available wind resource, energy production, civil works, electrical installation, economic viability and preliminary environmental compatibility.

First, the comparative site analysis allowed the area around *Artajona, Navarra*, to be selected as the final location. This alternative obtained the best overall assessment among the three locations analysed, due to its good wind resource, acceptable terrain conditions, reasonable accessibility, proximity to electrical infrastructure and absence of direct impact on areas included in the Natura 2000 Network [9]. Figure R.3 shows the final location of the wind turbines in relation to the municipality.

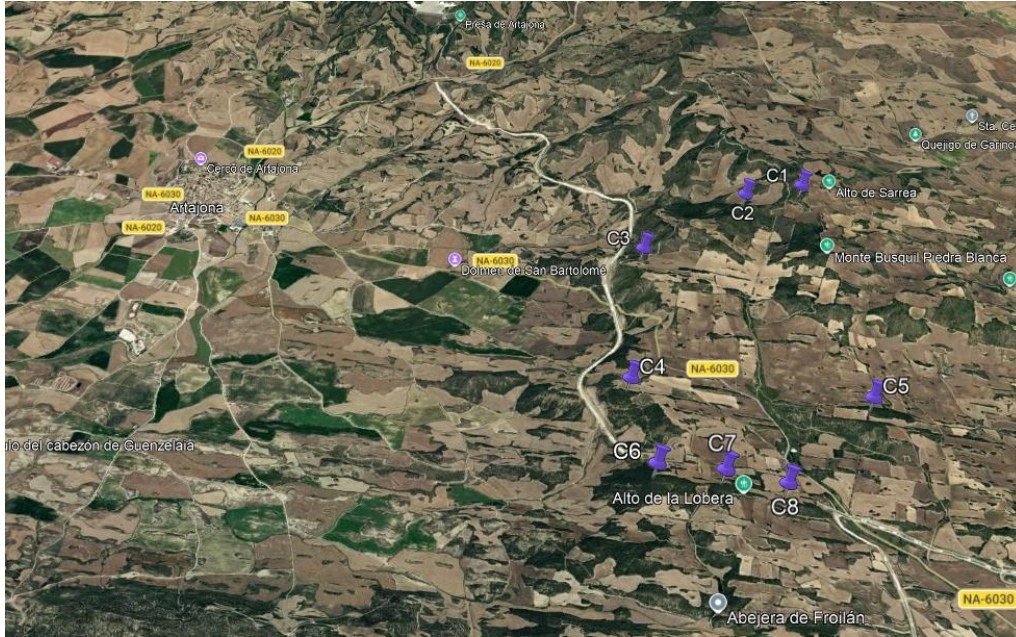


Figure R.3. Location of the wind turbines of the wind farm in the area around Artajona.

The wind resource analysis at a height of 120 m resulted in an average wind speed of 7.489 m/s, with a Weibull distribution defined by a shape parameter $k = 2.028$ and a scale parameter $A = 8.434$ m/s. In addition, the dominant energy direction is located around the south-eastern sector, approximately 135° , forming a main SE–NNW axis. These results reflect a moderate, stable and suitable wind regime for the implementation of the wind farm. The energy rose is shown in Figure R.4.

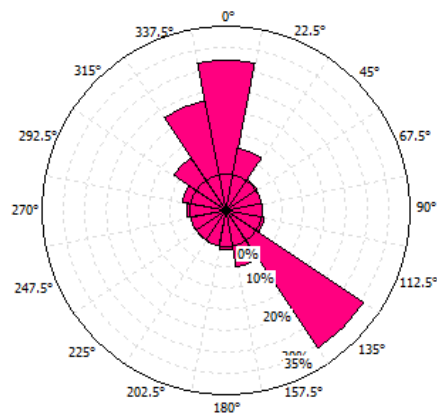


Figure R.4. Energy rose on-site at 120 m.

In addition, the isotach map made it possible to identify the areas with the highest average wind speed within the site. As shown in Figure R.5, the wind turbine layout was proposed in the areas with the greatest wind potential, while also maintaining the minimum distances from inhabited areas, roads, power lines and other site constraints.

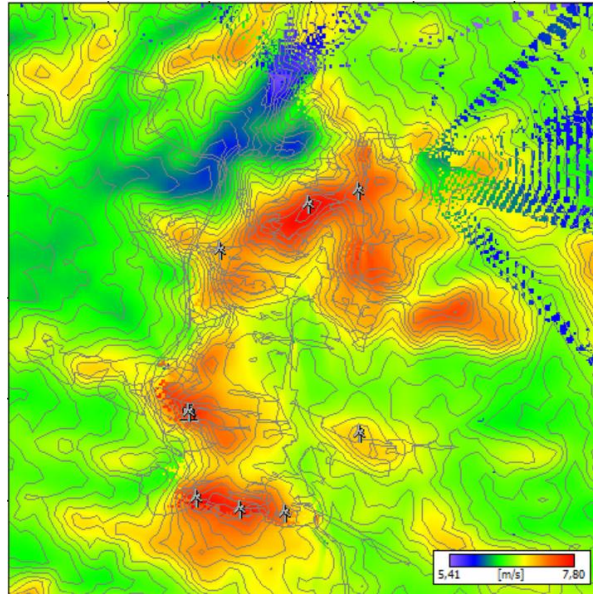


Figure R.5. Isotach map of the site and position of the wind turbines.

After analysing three alternatives, finally the selected technology was the GE Vernova GE164 6 MW wind turbine. With a layout of eight wind turbines, the wind farm reaches a total installed capacity of 48 MW. The estimated annual energy production delivered to the grid is 162.39 GWh/year, with 3,383 equivalent full-load hours and a capacity factor of 38.62%, indicating a good use of the available wind resource.

From the civil works perspective, the access and internal roads, assembly platforms, foundations, cable trenches, control building and civil works associated with the substation were defined. The proposed road layout uses 1,442 m of existing road, upgrades 4,505 m of existing roads and requires 5,264 m of new roads, reducing additional land occupation as far as possible.

Regarding the electrical installation, an underground 30 kV medium-voltage internal network consisting of three collector lines was designed. For this network, a single-core aluminium cable type AL RHZ1-OL 18/30 kV with a cross-section of 400 mm² was selected. A grounding system with 95 mm² bare copper conductor and a communication network using OM4 multimode and OS2 single-mode fibre optics were also proposed.

The configuration of the internal medium-voltage network is summarised in Table R.1 and shown in Figure R.6.

Table R.1. Configuration of the internal medium-voltage network.

Line	Connected wind turbines	Maximum transported power	Total cable length
Line 1	A-1, A-2, A-3	18 MW	5,310 m
Line 2	A-4, A-5	12 MW	4,807 m
Line 3	A-6, A-7, A-8	18 MW	1,880 m



Figure R.6. Visual configuration of the internal MV network with its three lines.

The evacuation of the generated energy was proposed through a 30/66 kV step-up substation, equipped with a 60 MVA main transformer, and a 66 kV overhead evacuation line towards Tafalla. For this line, a 242-AL1/39-ST1A conductor, formerly known as LA-280 or Hawk, was preliminarily selected, as it is suitable for transporting the maximum power generated by the wind farm.

From the economic perspective, the project presents positive results in the base case scenario analysed, with the main results shown in Table R.2.

Table R.2. Main economic results of the project.

Parameter	Value
Initial investment	€57.40 million
Specific cost	€1,196/kW
Operating income, year 1	€7.5 million
Analysis lifetime	20 years
WACC	5.40 %
Project NPV	€12.19 million
Project IRR	7.73 %
Project payback	10.28 years
Shareholder NPV	€6.40 million
Shareholder IRR	13.85 %
Shareholder payback	8.53 years

From the environmental perspective, the main impacts are related to land occupation, visual impact, noise and potential effects on birdlife. However, the site does not directly affect areas included in the Natura 2000 Network [9] and mitigation measures are proposed. In addition, the wind farm will make it possible to avoid approximately 350,000 tCO₂ equivalent over its 20-year lifetime.

Finally, the project is clearly aligned with several Sustainable Development Goals (SDGs) defined in the United Nations 2030 Agenda [10]. It contributes to SDG 7, Affordable and Clean Energy, by proposing a renewable energy facility capable of delivering 162.39 GWh/year of electricity to the grid. It is also related to SDG 11, Sustainable Cities and Communities, as it contributes to a cleaner and more sustainable energy supply while incorporating territorial planning and environmental compatibility criteria. Furthermore, it is linked to SDG 12, Responsible Consumption and Production, through the use of efficient technology, compliance with technical and environmental standards, the preparation of a technical specifications document and the preliminary environmental assessment of the project. Finally, it contributes to SDG 13, Climate Action, by making it possible to displace part of fossil-based electricity generation and reduce the emissions associated with the electricity system.

4. Conclusions

The project has made it possible to define a 48 MW onshore wind farm in the area around Artajona, Navarra, addressing site selection, wind resource assessment, technology selection, energy production, civil works, electrical installation, economic viability and preliminary environmental assessment.

The results obtained show that the selected site has an adequate wind resource. The final solution, consisting of eight 6 MW GE Vernova Cypress-164 wind turbines, makes it possible to achieve an estimated annual energy production delivered to the grid of 162.39 GWh/year, 3,383 equivalent full-load hours and a capacity factor of 38.62%, which is a realistic and reasonable scale for a project of this size.

From a technical perspective, the proposed civil and electrical infrastructure is consistent with the needs of the wind farm, including access and internal roads, assembly platforms, foundations, a 30 kV internal network, a 30/66 kV step-up substation and an overhead evacuation line towards Tafalla. The economic analysis confirms the viability of the project in the base case scenario, with an initial investment of €57.40 million, an NPV of €12.19 million and an IRR of 7.7%. Therefore, the proposed solution can be considered technically, economically and environmentally viable at a preliminary level.

However, since this is an academic project, in a real development phase it would be necessary to complete the analysis with several years of on-site wind measurements, geotechnical studies, structural calculations, detailed electrical studies, a full environmental impact assessment, a real grid access and connection analysis, and administrative permitting in accordance with the applicable regulations.

5. References

- [1] European Commission, «Renewable energy targets,» 2025. [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en. [Accessed: 15 November 2025].
- [2] Ministerio de la Presidencia, Justicia y Relaciones con las Cortes, «BOE: Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2021.
- [3] Asociación Empresarial Eólica, «Anuario Eólico 2025,» 2026. [En línea]. Disponible: <https://aeolica.org/wp-content/uploads/2025/06/AF-ANUARIO-AEE-2025-web.pdf>. [Último acceso: 15 junio 2026].
- [4] IRENA, «Renewable Capacity Highlights,» 31 marzo 2026. [En línea]. Disponible: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2026/Mar/IRENA_DAT_RE_capacity_highlights_2026.pdf. [Último acceso: 16 junio 2026].
- [5] IRENA, «Renewable Energy Statistics 2026,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2026.
- [6] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «El Gobierno aprueba la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030, eje de la oportunidad económica, social y ambiental de España, por su contribución a la modernización y transformación del modelo productivo,» 24 September 2024. [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2024/septiembre/el-gobierno-aprueba-la-actualizacion-del-plan-nacional-integrado.html>. [Accessed: 15 November 2025].
- [7] GWEC, «GWEC | Global Wind Report 2025,» 23 April 2025. [Online]. Available: https://26973329.fs1.hubspotusercontent-eu1.net/hubfs/26973329/2.%20Reports/Global%20Wind%20Report/GWEC%20Global%20Wind%20Report%202025.pdf?__hsfp=737915754&__hssc=45859835.2.1745426990439&__hstc=45859835.097739f84d7d5527f6771afbfe39935.1745426990438.174. [Accessed: 15 November 2025].
- [8] Entso-E, «ENTSO-E publishes Phase II Technical Report on Grid Forming Requirements,» 4 November 2025. [En línea]. Disponible: <https://www.entsoe.eu/news/2025/11/04/entso-e-publishes-phase-ii-technical-report-on-grid-forming-requirements/>. [Accessed: 15 November 2025].
- [9] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Red Natura 2000: Cartografía,» [Online]. Available: https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/rednatura_2000_desc.html. [Accessed: 18 January 2026].
- [10] United Nations, «Sustainable Development Goals,» United Nations, 2026. [Online]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-development-goals/>. [Accessed: 16 June 2026].

Índice de documentos

Memoria.....	1
Planos.....	182
Pliego de condiciones.....	198
Presupuesto.....	215



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER PROYECTO DE PARQUE EÓLICO TERRESTRE ARTAJONA **Documento n.º1: MEMORIA**

Autor: Julen Roteta Romero

Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Junio de 2026

Índice

1.	Objeto	13
2.	Selección de emplazamiento	14
2.1	Alternativas analizadas	14
2.2	Criterios de evaluación	14
2.3	Resultados de la comparación	15
2.4	Ajuste final del emplazamiento seleccionado	15
3.	Descripción del emplazamiento	16
4.	Estudio del recurso eólico en el emplazamiento	18
4.1	Objeto	18
4.2	Alcance	18
4.3	Datos de partida	19
4.3.1.	Datos de series temporales de viento en el emplazamiento.....	19
4.3.2.	Posición de los aerogeneradores	19
4.3.3.	Topografía y rugosidad del emplazamiento	20
4.3.4.	Densidad del aire	23
4.3.5.	Curva de potencia y coeficientes de empuje de los modelos de aerogenerador considerados para el estudio	24
4.4	Distribución según tecnología	33
4.5	Resultados del potencial eólico	33
4.5.1.	Distribución de Weibull.....	35
4.5.2.	Rosas de viento y distribución direccional	36
4.5.3.	Variación horaria de la velocidad del viento	40
4.5.4.	Análisis de vientos extremos	41
4.5.5.	Distribución acumulada	41
4.5.6.	Mapa de isotacas	42
5.	Estudio de producción de energía.....	43
5.1	Procedimiento de análisis mediante WAsP	43
5.2	Resultados de WAsP por tecnología	43
5.2.1.	Resultados para N163	43
5.2.2.	Resultados para V162	44
5.2.3.	Resultados para GE164.....	44
5.3	Escenario de Pérdidas y Rendimientos.....	44

5.4	Producción a red total por tecnología	45
5.4.1.	Producción con N163	45
5.4.2.	Producción con V162	46
5.4.3.	Producción con GE164	46
5.5	Conclusiones del análisis	46
6.	Descripción de la tecnología GE164	48
6.1	Componentes principales del aerogenerador	48
6.2	Características técnicas del aerogenerador	50
7.	Infraestructuras de obra civil	51
7.1	Caminos de acceso e interiores entre aerogeneradores del parque eólico 51	
7.1.1.	Requerimientos de transporte	51
7.1.2.	Requerimientos de las carreteras	52
7.2	Plataformas de montaje	61
7.3	Cimentaciones de los aerogeneradores.....	63
7.4	Canalizaciones en zanja.....	65
7.5	Edificio de control	67
7.6	Obra civil de la subestación eléctrica	69
8.	Instalación eléctrica	70
8.1	Introducción y alcance de la instalación eléctrica	70
8.2	Centro de transformación del aerogenerador.....	70
8.2.1.	Celdas de media tensión	71
8.3	Red de cables canalizados en zanja	74
8.3.1.	Trazado de la red interna de media tensión	74
8.3.2.	Características constructivas de los cables de media tensión	75
8.3.3.	Criterios de selección de la sección de los cables.....	77
8.4	Red de puesta a tierra.....	78
8.5	Red de comunicaciones	80
8.6	Diseño de la subestación eléctrica	81
8.6.1.	Configuración general de la subestación	81
8.6.2.	Principales equipos y sus características técnicas.....	82
8.6.2.1.	Transformador principal MT/AT.....	85
8.6.3.	Sistemas de protección, control, medida y servicios auxiliares.	85
8.7	Línea eléctrica aérea de alta tensión	86

8.7.1.	Elección de la sección de conductor	88
8.7.2.	Sistemas de protección	88
8.7.3.	Longitud de la línea aérea	88
9.	Viabilidad económica del proyecto	90
10.	Impacto ambiental	91
11.	Planificación del proyecto	92
12.	Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible	95
13.	Resultados.....	96
13.1	Resultados de la selección de emplazamiento	96
13.2	Resultados del recurso eólico	96
13.3	Resultados del estudio de producción energética	97
13.4	Resultados de la obra civil.....	98
13.5	Resultados de la instalación eléctrica	99
13.6	Resultados económicos	100
13.7	Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible	100
14.	Conclusiones.....	102
15.	Referencias	105
Anexo A.	Estudio de selección de emplazamiento.....	109
Anexo B.	Cálculos eléctricos justificativos de la instalación de evacuación ...	140
Anexo C.	Estudio de viabilidad económica del proyecto	152
Anexo D.	Estudio de impacto ambiental	171
Anexo E.	Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible	179

Índice de figuras

Figura 1. Localización del emplazamiento.....	16
Figura 2. Localización del emplazamiento.....	16
Figura 3. Localización de los aerogeneradores y Artajona.	17
Figura 4. Localización de los aerogeneradores.	17
Figura 5. Ejemplificación de datos obtenidos por Vortex.	19
Figura 6. Posición de los aerogeneradores en el emplazamiento.	20
Figura 7. Topografía del terreno en el emplazamiento.....	21
Figura 8. Distintas zonas resaltadas en el terreno según su rugosidad.	22
Figura 9. Superposición de topografía y rugosidad en un mismo mapa.....	23
Figura 10. Curva de potencias y coeficientes de empuje para el aerogenerador N163..	27
Figura 11. Curva de potencias y coeficientes de empuje para el aerogenerador V162..	30
Figura 12. Curva de potencias y coeficientes de empuje para el aerogenerador GE164.	32
Figura 13. Distribución de Weibull en el emplazamiento.	35
Figura 14. Rosa de frecuencias a 120 m.	37
Figura 15. Rosa de velocidad de viento a 120 m.	37
Figura 16. Rosa de energía a 120 m.	37
Figura 17. Rosa de frecuencia mensual a 120 m.	39
Figura 18. Rosa de velocidad media mensual a 120 m.	39
Figura 19. Rosa de energía mensual a 120 m.	40
Figura 20. Perfil diario de velocidad.	40
Figura 21. Perfil mensual de velocidad.	40
Figura 22. Velocidad extrema del viento en función del periodo de retorno.	41
Figura 23. Función de distribución acumulada de la velocidad del viento.	41
Figura 24. Mapa de isotacas en el emplazamiento.	42
Figura 25. Esquema técnico simplificado de los principales sistemas del aerogenerador.	50
Figura 26. Anchura de carretera NA-6030.	53
Figura 27. Anchura de tramo de ruta a acondicionar.	53
Figura 28. Anchura de otro tramo de ruta a acondicionar.	54
Figura 29. Sección tipo de camino interior con anchura transitable de 4,5 m y pendientes transversales de drenaje [21].	54

Figura 30. Ejemplo de radio de giro y zona de barrido requerida para vehículos de transporte especial [21].	55
Figura 31. Ejemplificación de la limitación de resaltos en el camino [21].	56
Figura 32. Ejemplo de zona de giro para camiones descargados [21].	57
Figura 33. Ejemplo de zona temporal de obra con parking y zona de almacenamiento [21].	57
Figura 34. Trazado preliminar en planta de los caminos de acceso e interiores del parque eólico.	58
Figura 35. Vista tridimensional del trazado preliminar de caminos sobre el terreno.	59
Figura 36. Perfil de elevación del Tramo 1 de camino obtenido mediante Google Earth Pro.	59
Figura 37. Perfil de elevación del Tramo 2 de camino interior obtenido mediante Google Earth Pro.	60
Figura 38. Perfil de elevación del Tramo 3 de camino interior obtenido mediante Google Earth Pro.	60
Figura 39. Perfil de elevación del Tramo 4 de camino interior obtenido mediante Google Earth Pro.	60
Figura 40. Perfil de elevación del Tramo 5 de camino interior obtenido mediante Google Earth Pro.	60
Figura 41. Perfil de elevación del Tramo 6 de camino interior obtenido mediante Google Earth Pro.	60
Figura 42. Perfil de elevación del Tramo 7 de camino interior obtenido mediante Google Earth Pro.	60
Figura 43. Perfil de elevación del Tramo 8 de camino interior obtenido mediante Google Earth Pro.	61
Figura 44. Perfil de elevación del Tramo 9 de camino interior obtenido mediante Google Earth Pro.	61
Figura 45. Perfil de elevación del Tramo 10 de camino interior obtenido mediante Google Earth Pro.	61
Figura 46. Perfil de elevación del Tramo 11 de camino interior obtenido mediante Google Earth Pro.	61
Figura 47. Perfil de elevación del Tramo 12 de camino interior obtenido mediante Google Earth Pro.	61

Figura 48. Ejemplo de rampa y diferencia de cota entre la parte superior de la cimentación y la plataforma de grúa [21].	62
Figura 49. Ejemplo de desmontaje parcial de zonas de trabajo y plataformas de grúa tras la fase de instalación [21].	63
Figura 50. Ejecución de la armadura de una cimentación de aerogenerador [22].	63
Figura 51. Disposición en planta de los conductos de potencia embebidos en la cimentación del aerogenerador [23].	64
Figura 52. Esquema en sección del recorrido de cables de potencia a través de la cimentación [23].	64
Figura 53. Trazado preliminar de canalizaciones en zanja entre aerogeneradores y SET del parque eólico.	66
Figura 54. Esquema tipo de canalización en zanja para cables de media tensión, comunicaciones y puesta a tierra.	66
Figura 55. Plano en planta de la distribución interior del edificio de control.	68
Figura 56. Alzado del edificio de control.	68
Figura 57. Disposición de la celda de media tensión en la base del aerogenerador y guiado de los cables de media tensión desde la cimentación [23].	71
Figura 58. Distribución de las tres líneas eléctricas.	72
Figura 59. Tipologías de celda de media tensión adoptadas en el parque.	73
Figura 60. Estructura constructiva del cable AL RHZ1-OL 18/30 kV [29].	75
Figura 61. Tramo que requerirá mayor sección de cable marcado en amarillo.	78
Figura 62. Esquema general de interconexión de la red de puesta a tierra entre aerogeneradores y subestación.	79
Figura 63. Esquema de la red de comunicaciones por fibra óptica del parque eólico, con selección de fibra monomodo o multimodo en función de la longitud de cada tramo... ..	81
Figura 64. Ejemplo de disposición en alzado de una subestación de simple posición línea-trafo de intemperie [32].	82
Figura 65. Elementos que componen la subestación del parque eólico.	82
Figura 66. Subestación eléctrica Majuelo en Zamora a la intemperie de 30/66 kV [33].	84
Figura 67. Elementos de línea aérea de alta tensión [35].	87
Figura 68. Distancia rectilínea entre la SET y la subestación de interconexión.	89
Figura 69. Diagrama de Gantt del proyecto.	94
Figura 70. Principales ODS asociados al proyecto [10].	95

Índice de tablas

Tabla 1. Criterios de evaluación en la selección de emplazamiento.	14
Tabla 2. Puntuación total y resultado por emplazamiento.....	15
Tabla 3. Alternativas estudiadas.....	18
Tabla 4. Coordenadas UTM de cada aerogenerador.	20
Tabla 5. Características del mapa topográfico.....	21
Tabla 6. Características de color en la Figura 8 y rugosidad según tipo de terreno.	22
Tabla 7. Temperatura media en 11 años en el emplazamiento.....	23
Tabla 8. Altitud en la ubicación de cada aerogenerador.....	24
Tabla 9. Potencia eléctrica (P) según la velocidad del viento para aerogenerador N163.	25
Tabla 10. Coeficiente de empuje (C_T) según la velocidad del viento para aerogenerador N163.	26
Tabla 11. Potencia eléctrica (P) según la velocidad del viento para aerogenerador V162.	28
Tabla 12. Coeficiente de empuje (C_T) según la velocidad del viento para aerogenerador V162.	29
Tabla 13. Potencia eléctrica (P) según la velocidad del viento para aerogenerador GE164.	30
Tabla 14. Coeficiente de empuje (C_T) según la velocidad del viento para aerogenerador GE164.....	31
Tabla 15. Potencia instalada y selección de número de aerogeneradores para cada alternativa.	33
Tabla 16. Resumen de los datos analizados.	34
Tabla 17. Distribución de Weibull en el período de medición.	35
Tabla 18. Distribución direccional de frecuencia, velocidad y energía.....	38
Tabla 19. Resultados mediante WAsP con tecnología N163.	43
Tabla 20. Resultados mediante WAsP con tecnología V162.	44
Tabla 21. Resultados mediante WAsP con tecnología GE164.....	44
Tabla 22. Tabla de pérdidas y rendimientos.....	45
Tabla 23. Resultados para la tecnología N163.	45
Tabla 24. Resultados para la tecnología V162.	46
Tabla 25. Resultados para la tecnología GE164.....	46

Tabla 26. Características del aerogenerador Cypress-164 de GE Vernova (Generada por el autor basada en [14]).	50
Tabla 27. Volumen aproximado de tráfico definido por el fabricante (Generada por el autor basada en [15]).	52
Tabla 28. Medidas adicionales requeridas en función de la pendiente longitudinal del camino [15].	55
Tabla 29. Características por tramos de carretera.	57
Tabla 30. Unidades de obra aproximadas para una cimentación tipo de aerogenerador de 4–4,5 MW.	65
Tabla 31. Características de las tres líneas.	75
Tabla 32. Significado de cada una de las letras que componen la designación del cable [23].	76
Tabla 33. Cables aislados con aislamiento seco. Temperatura máxima, en °C, asignada al conductor [22].	76
Tabla 34. Características principales de la subestación eléctrica.	83
Tabla 35. Celdas principales de media tensión de la subestación.	84
Tabla 36. Resumen de los principales resultados económicos del proyecto.	90
Tabla 37. Planificación de actividades del proyecto.	92
Tabla 38. Principales resultados del recurso eólico a 120 m.	96
Tabla 39. Comparación de los resultados energéticos por tecnología.	97
Tabla 40. Características principales del aerogenerador seleccionado.	98
Tabla 41. Resumen de caminos del parque eólico.	98
Tabla 42. Configuración de la red interna de media tensión.	99
Tabla 43. Principales resultados económicos del proyecto.	100
Tabla 44. Cumplimiento de los objetivos del proyecto.	102

Lista de acrónimos

- 0L: Celda de remonte o salida de línea
- 1L: Celda adicional de línea
- 1V: Celda de protección del transformador mediante interruptor automático
- AT: Alta tensión
- BloombergNEF: *Bloomberg New Energy Finance*
- BOE: Boletín Oficial del Estado
- BOP: *Balance of Plant* / Obras e instalaciones auxiliares del parque
- BT: Baja tensión
- CC.AA.: Comunidades Autónomas
- CENER: Centro Nacional de Energías Renovables
- CO₂: Dióxido de carbono
- C_T: Coeficiente de empuje
- CTE: Código Técnico de la Edificación
- DEVEX: *Development Expenditure* / Costes de desarrollo
- EBIT: *Earnings Before Interest and Taxes* / Beneficio antes de intereses e impuestos
- ENTSO-E: *European Network of Transmission System Operators for Electricity*
- EUR: Euro
- FCF: *Free Cash Flow* / Flujo de caja libre
- FE: Factor de Emisiones
- GE: *General Electric*
- GWEC: *Global Wind Energy Council*
- i-DE: Distribuidora eléctrica del grupo Iberdrola
- IEC: *International Electrotechnical Commission*
- IGME: Instituto Geológico y Minero de España
- IRENA: *International Renewable Energy Agency*
- ITC-LAT: Instrucción Técnica Complementaria de Líneas de Alta Tensión
- MDPE: *Medium Density Polyethylene* / Polietileno de media densidad
- MIBEL: Mercado Ibérico de la Electricidad
- MT: Media tensión
- NC RfG: *Network Code on Requirements for Generators*

- NOF: Necesidades Operativas de Fondo
- ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible
- OMIE: Operador del Mercado Ibérico de Energía
- OyM: Operación y Mantenimiento
- PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
- RD: Real Decreto
- REE: Red Eléctrica de España
- SCADA: *Supervisory Control and Data Acquisition*
- SET: Subestación Eléctrica Transformadora
- STR: Subestación Transformadora de Reparto
- TFM: Trabajo Fin de Máster
- TIR: Tasa Interna de Retorno
- USD: Dólar estadounidense
- UTM: *Universal Transverse Mercator*
- VAN: Valor Actual Neto
- WACC: *Weighted Average Cost of Capital* / Coste medio ponderado del capital
- WAsP: *Wind Atlas Analysis and Application Program*
- WGS84: *World Geodetic System 1984*
- XLPE: Polietileno reticulado

1. Objeto

Este proyecto constituye el Trabajo Fin de Máster de Ingeniería Industrial de Julen Roteta Romero en la Escuela Superior de Ingeniería ICAI, siguiendo la normativa vigente por la que se regulan las instalaciones renovables de producción de energía eléctrica.

El presente proyecto se ejecuta a petición de la Escuela Superior de Ingeniería ICAI con objetivo de evaluar el mismo como Trabajo Fin de Máster (TFM) del curso 2025-26.

Este proyecto tiene como objetivos principales los siguientes:

- Diseñar un parque eólico terrestre conectado a la red, definiendo sus características técnicas.
- Caracterizar el recurso eólico y calcular la producción total estimada del parque.
- Estimar el coste total del parque, al igual que analizar la viabilidad económica del proyecto.
- Diseñar la red de MT y la subestación de MT/AT, para realizar una completa integración del parque en el sistema eléctrico nacional.

2. Selección de emplazamiento

Como fase previa al análisis del recurso eólico, era necesario realizar la selección del emplazamiento para el parque. Para ello, se realizó un estudio comparativo de alternativas de emplazamiento con el objetivo de seleccionar la ubicación más adecuada para el desarrollo del proyecto. Este estudio completo se recoge en el Anexo A.

2.1 Alternativas analizadas

En este estudio se analizaron tres emplazamientos situados en las siguientes zonas de la península:

- Emplazamiento A: entorno de Quintanilla de la Mata, provincia de Burgos, Castilla y León.
- Emplazamiento B: entorno de Motilla del Palancar, provincia de Cuenca, Castilla La Mancha.
- Emplazamiento C: entorno de Artajona, Navarra.

2.2 Criterios de evaluación

Para la evaluación de los emplazamientos se ha desarrollado un criterio de puntuación considerando las características de la Tabla 1.

Tabla 1. Criterios de evaluación en la selección de emplazamiento.

Criterio	Aspecto evaluado	Fuente
Recurso eólico	Velocidad media del viento a 100 m	Mapa Eólico Ibérico [11]
Orografía	Pendiente media del terreno	Google Earth Pro
Tipo de terreno	Competencia geotécnica preliminar	Mapa Geológico de España [12]
Vegetación	Rugosidad y facilidad constructiva	Google Earth Pro
Interconexión eléctrica	Distancia a líneas o subestaciones de alta tensión	Mapa del Sistema Eléctrico Ibérico [13]
Accesibilidad	Cercanía y calidad de carreteras de acceso	Google Earth Pro
Medio ambiente	Afección a espacios protegidos	Red Natura 2000 [9]
Otros condicionantes	Infraestructuras o propiedades incompatibles	Google Earth Pro

2.3 Resultados de la comparación

De la comparación de los tres emplazamientos en las diferentes categorías analizadas, se han obtenido las puntuaciones de la Tabla 2, resultando con la selección del emplazamiento C.

Tabla 2. Puntuación total y resultado por emplazamiento.

Emplazamiento	Puntuación total	Resultado
A	19,5	Alternativa viable
B	18,5	Alternativa viable, pero menos favorable
C	21,0	Alternativa seleccionada

El emplazamiento C obtuvo la mayor puntuación total, principalmente por presentar un recurso eólico superior, una orografía moderada, un terreno mayoritariamente competente, buena accesibilidad y una distancia razonable a la infraestructura eléctrica existente. Aunque se encuentra más próximo a una zona protegida que los otros emplazamientos, no afecta directamente a espacios incluidos en la Red Natura 2000, por lo que se consideró ambientalmente viable.

2.4 Ajuste final del emplazamiento seleccionado

Tras la revisión del emplazamiento con la directora del proyecto, se decidió desplazar ligeramente la ubicación hacia una zona de mayor altitud y mejor recurso eólico dentro del entorno de Artajona. Este ajuste permitió aumentar la velocidad media estimada del viento hasta 8,4286 m/s a 100 m, manteniendo condiciones aceptables de accesibilidad, distancia a núcleos habitados, distancia a carreteras y compatibilidad ambiental. Por tanto, el emplazamiento C corregido se adopta como ubicación definitiva para el desarrollo del parque eólico.

En consecuencia, el presente proyecto se desarrollará sobre el emplazamiento C corregido, situado en el entorno de Artajona, Navarra. A partir de esta localización se realizará la caracterización detallada del recurso eólico mediante los datos de viento disponibles, el análisis con Windographer y WAsP, la selección de aerogeneradores, la definición de la implantación final y el estudio técnico-económico del parque.

3. Descripción del emplazamiento

El parque eólico se ubicará en Navarra, España. Estará ubicado a unos 4,6 km de la localidad de Artajona, como se puede apreciar en la Figura 3. En las Figuras 1-4 se muestra el detalle de la localización, junto con la ubicación de los aerogeneradores.



Figura 1. Localización del emplazamiento.

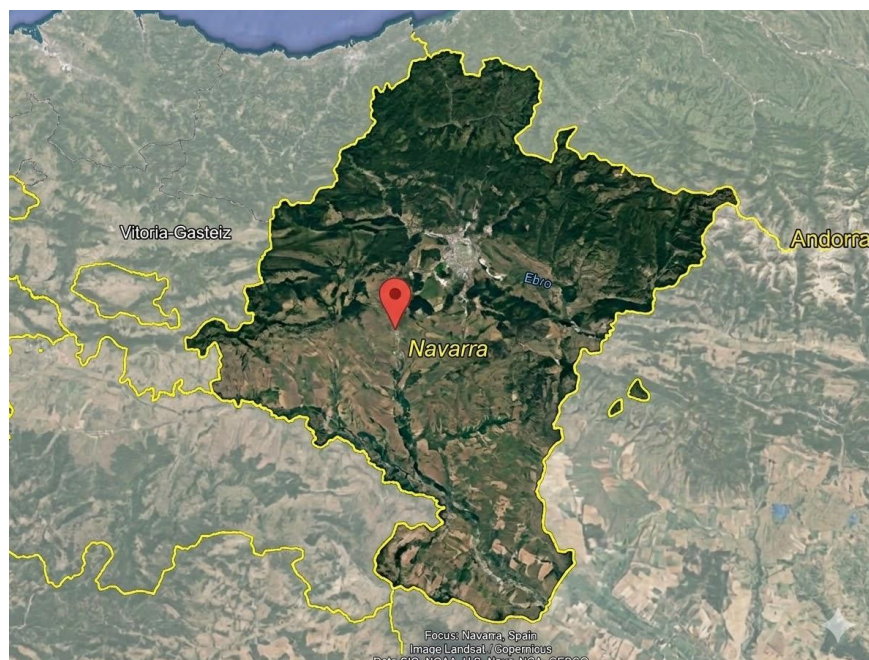


Figura 2. Localización del emplazamiento.

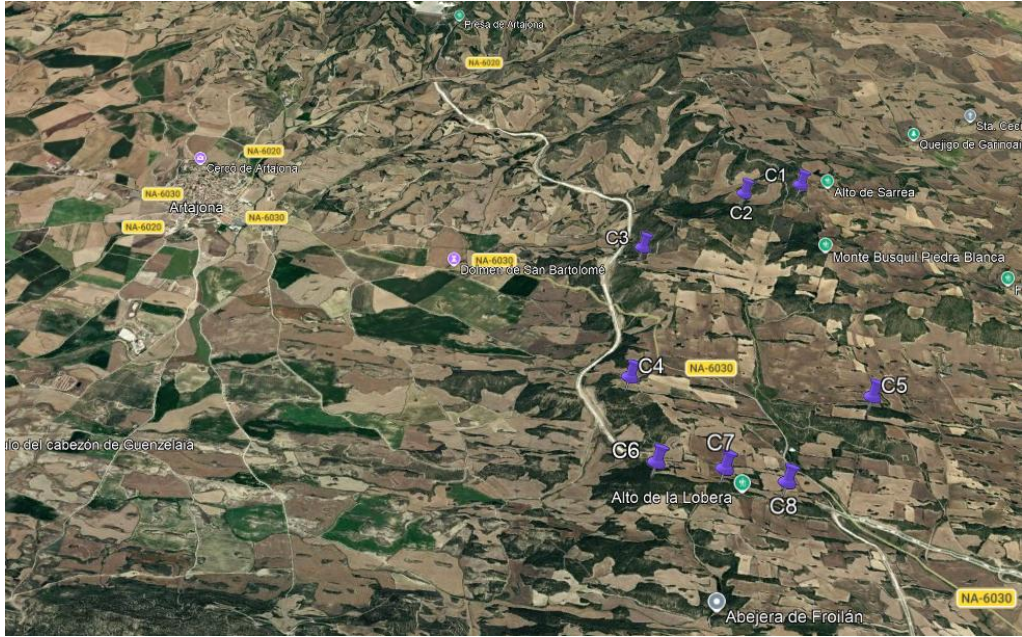


Figura 3. Localización de los aerogeneradores y Artajona.

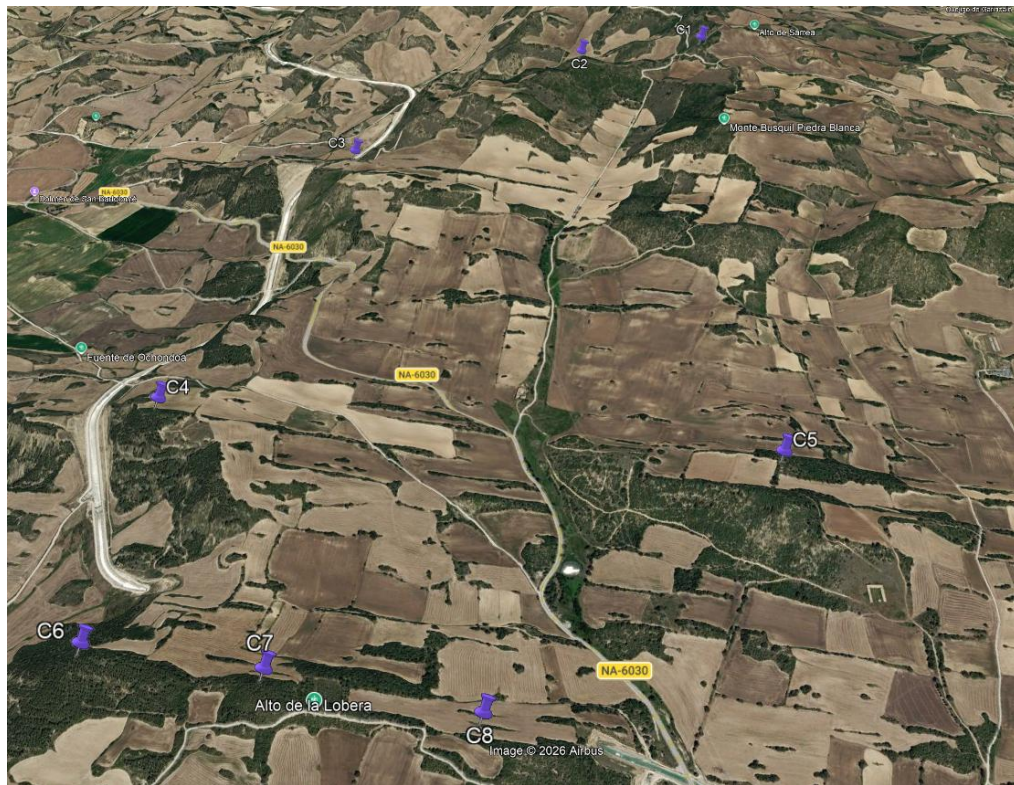


Figura 4. Localización de los aerogeneradores.

4. Estudio del recurso eólico en el emplazamiento

4.1 Objeto

El presente estudio de Evaluación de Recurso Eólico tiene como objeto caracterizar el potencial eólico existente en el emplazamiento seleccionado en Navarra, a 4,6 km de la localidad de Artajona, para la instalación de un parque eólico. Con dicha evaluación y el *micrositing* de la zona, se podrá estimar la producción energética media anual del citado parque eólico.

El estudio se ha realizado con datos sintéticos proporcionados por la empresa Vortex, datos extraídos en la localización del aerogenerador 4, con coordenadas 604.816,00 m E; 4.712.800,00 m N, puesto que dicho aerogenerador se encuentra cercano al centro del emplazamiento. Gracias a Vortex se han obtenido datos equivalentes a 11 años a 120 m y 150 m de altura.

4.2 Alcance

La obtención de datos sintéticos será equivalente a datos obtenidos a través de una estación anemométrica con mediciones de velocidad y dirección de viento a 120 y 150 m de altura con intervalos de 1 hora entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de enero de 2026. También se ha obtenido la temperatura y presión del aire, para la posterior obtención de su densidad.

Con dichos datos se ha seguido el siguiente procedimiento para lograr los objetivos anteriormente especificados:

- Análisis y tratamiento de los datos eólicos con el fin de obtener los parámetros estadísticos representativos del potencial energético del recurso eólico y su distribución espacio-temporal. Para ello, se han utilizado los programas Windographer y WAsP.
- Análisis energético del emplazamiento con el objetivo de estimar la producción del parque eólico, considerándose las alternativas indicadas en la Tabla 3.

Tabla 3. Alternativas estudiadas.

Nordex N163	7 MW
Vestas V162	6,2 MW
GE Vernova GE164	6 MW

La estimación de la energía media producida anualmente por el parque eólico se ha realizado con el programa WAsP con el objeto de obtener la energía total producida por el parque eólico. Este modelo considera las pérdidas por estela en el aerogenerador y permite la estimación de la producción eléctrica neta.

4.3 Datos de partida

La información de partida necesaria para la realización del presente estudio es:

- Datos de series temporales de viento en el emplazamiento.
- Posiciones de los aerogeneradores.
- Topografía y rugosidad del emplazamiento.
- Densidad del aire.
- Curva de potencia y coeficientes de empuje de los modelos de aerogenerador considerados para el estudio.

4.3.1. Datos de series temporales de viento en el emplazamiento

Para la obtención de datos de viento se ha contado con la ayuda de la empresa Vortex. La empresa ha proporcionado datos sintéticos de velocidad y dirección de viento a 120 y 150 m de altura en el punto con coordenadas UTM, DATUM WGS84, 30T (X = 604.816; Y = 4.712.800), referente al centro del emplazamiento.

Además de la velocidad y dirección de viento, se obtienen datos de presión, temperatura, humedad y densidad del aire.

Los datos se han obtenido en un intervalo de 1 hora, obteniendo un total de 11 años de datos. En la Figura 5 se muestra una imagen de los datos proporcionados por Vortex para el ejemplo de los 120 m de altura.

Lat=42.5605 Lon=-1.723114 Hub-Height=120 Timezone=01.0 ASL-Height(avg. 3km-grid)=482 (file requested on 2026-02-10 21:34:10)
VORTEX (www.vortexfdc.com) - Computed at 3km resolution based on ERA5 data (designed for correlation purposes)

YYYYMMDD HHMM	M(m/s)	D(deg)	T(C)	De(k/m3)	PRE(hPa)	RiNumber	RH(%)	RMOL(1/m)
20150101 0100	10.7	335	3.6	1.21	962.3	0.64	36.0	0.0286
20150101 0200	10.0	334	3.6	1.21	962.4	0.79	35.1	0.0278
20150101 0300	10.2	336	3.9	1.21	962.5	1.37	32.5	0.0260
20150101 0400	10.3	338	4.1	1.21	962.9	8.88	30.7	0.0270
20150101 0500	9.6	335	3.9	1.21	963.0	7.32	31.7	0.0272
20150101 0600	9.1	334	3.8	1.21	962.9	5.81	32.0	0.0268
20150101 0700	9.3	336	4.3	1.21	963.3	2.36	30.1	0.0250
20150101 0800	8.9	338	4.7	1.21	963.7	1.44	28.9	0.0279
20150101 0900	7.6	339	4.8	1.21	964.5	1.25	29.5	0.0478
20150101 1000	6.3	342	4.8	1.21	965.1	1.01	30.7	0.0581
20150101 1100	4.9	341	4.9	1.21	965.9	1.08	31.7	0.0092
20150101 1200	4.4	335	5.2	1.21	965.9	1.72	32.0	-0.0610
20150101 1300	4.8	335	6.1	1.20	964.7	2.02	30.3	-0.0396
20150101 1400	5.0	330	7.2	1.20	963.8	2.32	25.7	-0.0294
20150101 1500	6.0	338	8.3	1.19	963.4	4.41	28.4	-0.0189
20150101 1600	6.8	341	9.3	1.19	963.3	1.90	32.8	0.0040
20150101 1700	7.4	338	9.4	1.19	963.2	0.73	35.8	0.0810
20150101 1800	7.0	325	9.1	1.19	963.2	0.22	42.4	0.0964
20150101 1900	8.4	347	8.9	1.19	963.9	13.37	32.6	0.0845
20150101 2000	9.1	353	8.9	1.19	964.3	4.82	28.9	0.0624
20150101 2100	8.8	350	8.5	1.19	964.7	7.32	28.3	0.0768
20150101 2200	8.4	342	8.0	1.20	964.7	8.75	29.4	0.0748
20150101 2300	7.6	333	7.7	1.20	964.6	3.22	29.7	0.0754
20150102 0000	6.0	325	7.7	1.20	964.9	2.95	28.4	0.0701
20150102 0100	6.6	329	7.7	1.20	964.9	1.90	26.5	0.1361
20150102 0200	6.5	336	8.2	1.20	964.7	1.55	24.4	0.0766
20150102 0300	6.4	337	8.3	1.19	964.9	0.32	24.0	0.0446
20150102 0400	7.0	343	8.6	1.19	965.1	0.33	22.9	0.0828
20150102 0500	8.1	351	8.2	1.20	965.1	0.91	23.1	0.1140

Figura 5. Ejemplificación de datos obtenidos por Vortex.

Tras analizar los datos en Windographer, se han extraído los datos de dirección y velocidad del viento necesarios y analizado con WASP Climate Analyst.

4.3.2. Posición de los aerogeneradores

La posición de los aerogeneradores ha sido seleccionada asegurando una distancia de más de 1 km a una localidad habitada, 350 m a una línea eléctrica o carretera y 500 m

entre aerogeneradores. Además, se han colocado en dirección perpendicular a la dirección dominante del viento. Las coordenadas de cada aerogenerador se indican en la Tabla 4.

Tabla 4. Coordenadas UTM de cada aerogenerador.

Aerogenerador	Coordenadas UTM		
	Zona	E (m)	N (m)
1	30T	606.475,00	4.714.979,00
2		605.984,69	4.714.845,42
3		605.121,00	4.714.390,00
4		604.816,00	4.712.800,00
5		606.490,00	4.712.594,00
6		604.886,00	4.711.947,00
7		605.313,08	4.711.837,31
8		605.760,00	4.711.801,00

En la Figura 6 pueden verse todos los aerogeneradores en su posición respecto a Artajona.

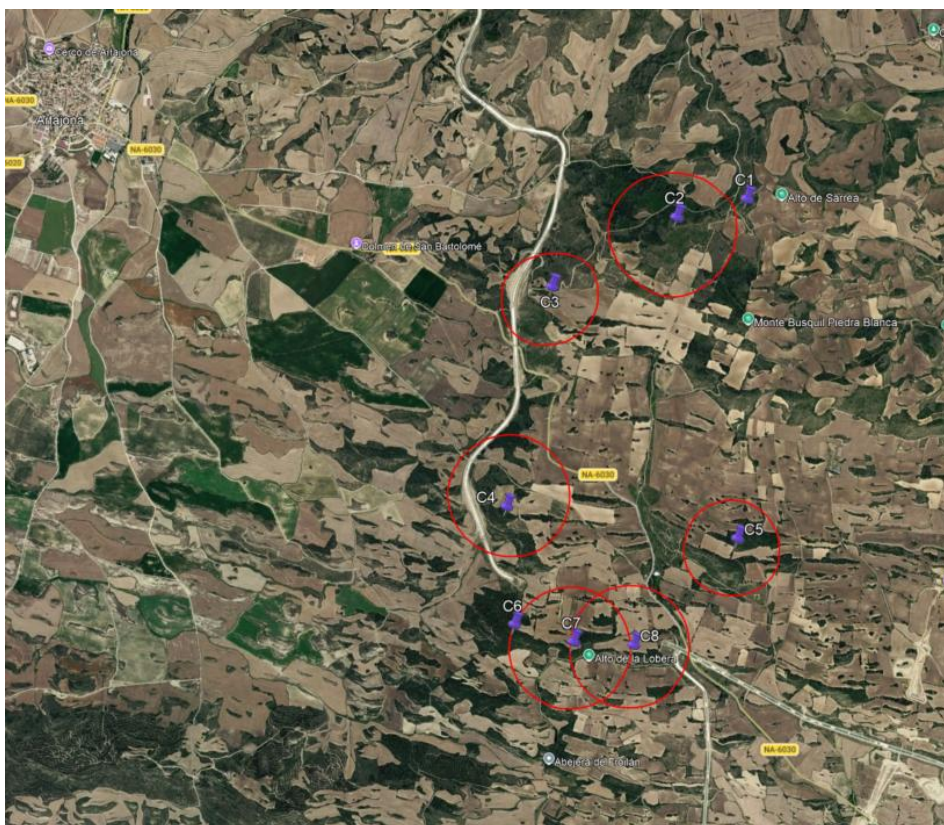


Figura 6. Posición de los aerogeneradores en el emplazamiento.

4.3.3. Topografía y rugosidad del emplazamiento

La topografía del terreno es un parámetro de entrada del modelo de cálculo WAsP. Con tal motivo la directora del proyecto ha proporcionado la digitalización del terreno del emplazamiento, utilizando un programa elaborado por la empresa Vortex.

De esta forma, se ha obtenido la topografía del terreno mostrada en la Figura 7. Dicha topografía se encuentra centrada en el aerogenerador 4, considerado el centro del emplazamiento.

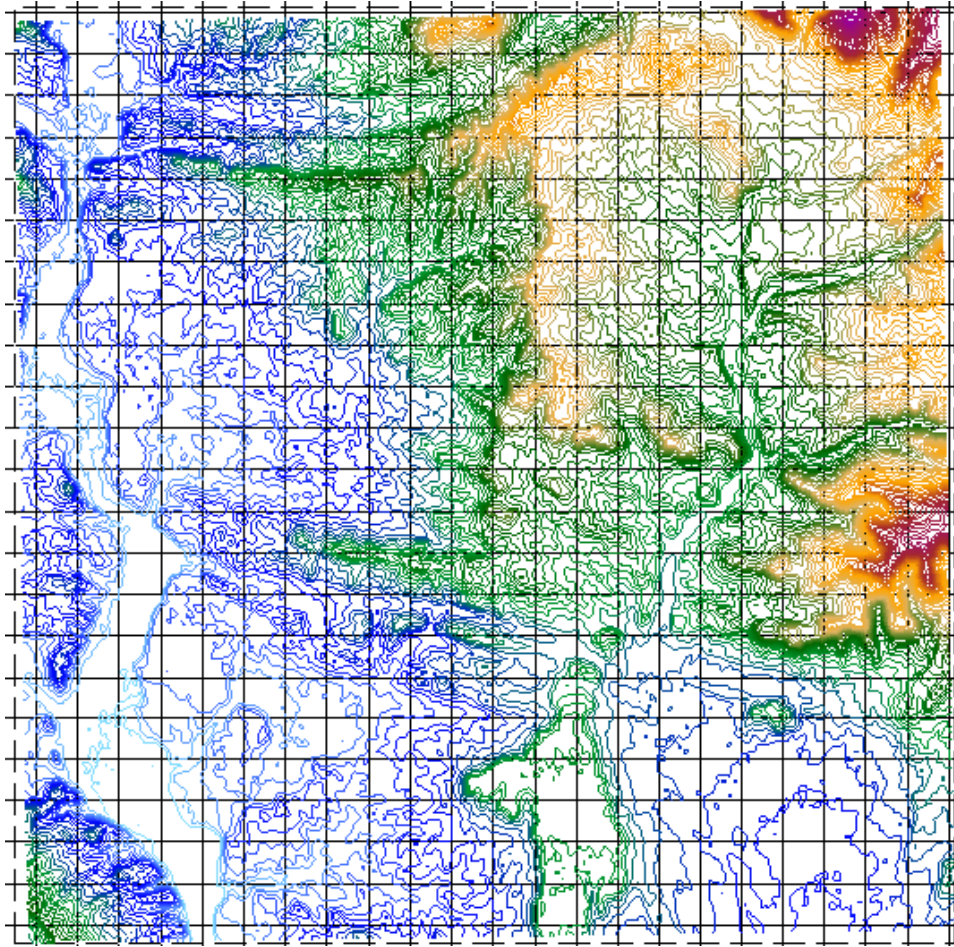


Figura 7. Topografía del terreno en el emplazamiento.

Dicho mapa está compuesto por 1.225 líneas y en coordenadas UTM (Zona 30T) tiene las características resumidas en la Tabla 5.

Tabla 5. Características del mapa topográfico.

	Min	Max
X (E)	593.499,9 m	616.128,5 m
Y (N)	4.701.576,0 m	4.724.118,0 m
Z	310,0 m	950,0 m

Por otro lado, se ha analizado la rugosidad del terreno, para que WAsP pueda calcular correctamente la energía total obtenida en el parque eólico. En este caso, se ha focalizado el análisis en el terreno cercano a la ubicación de los aerogeneradores. Como puede verse en la Figura 8, mayormente se trata de vegetación arbustiva o monte bajo, seguido por terreno agrícola. También hay trozos de bosque más denso y un río que cruza el emplazamiento. En la Tabla 6 puede verse el color y rugosidad referente a cada caso.



Figura 8. Distintas zonas resaltadas en el terreno según su rugosidad.

Tabla 6. Características de color en la Figura 8 y rugosidad según tipo de terreno.

Tipo de terreno	Color	Rugosidad
Monte bajo	Amarillo	0,2
Terreno agrícola	Rojo	0,03
Bosque denso	Verde	0,5
Río	Azul	0

En la Figura 9 se puede observar la superposición de topografía y rugosidad en una misma imagen.

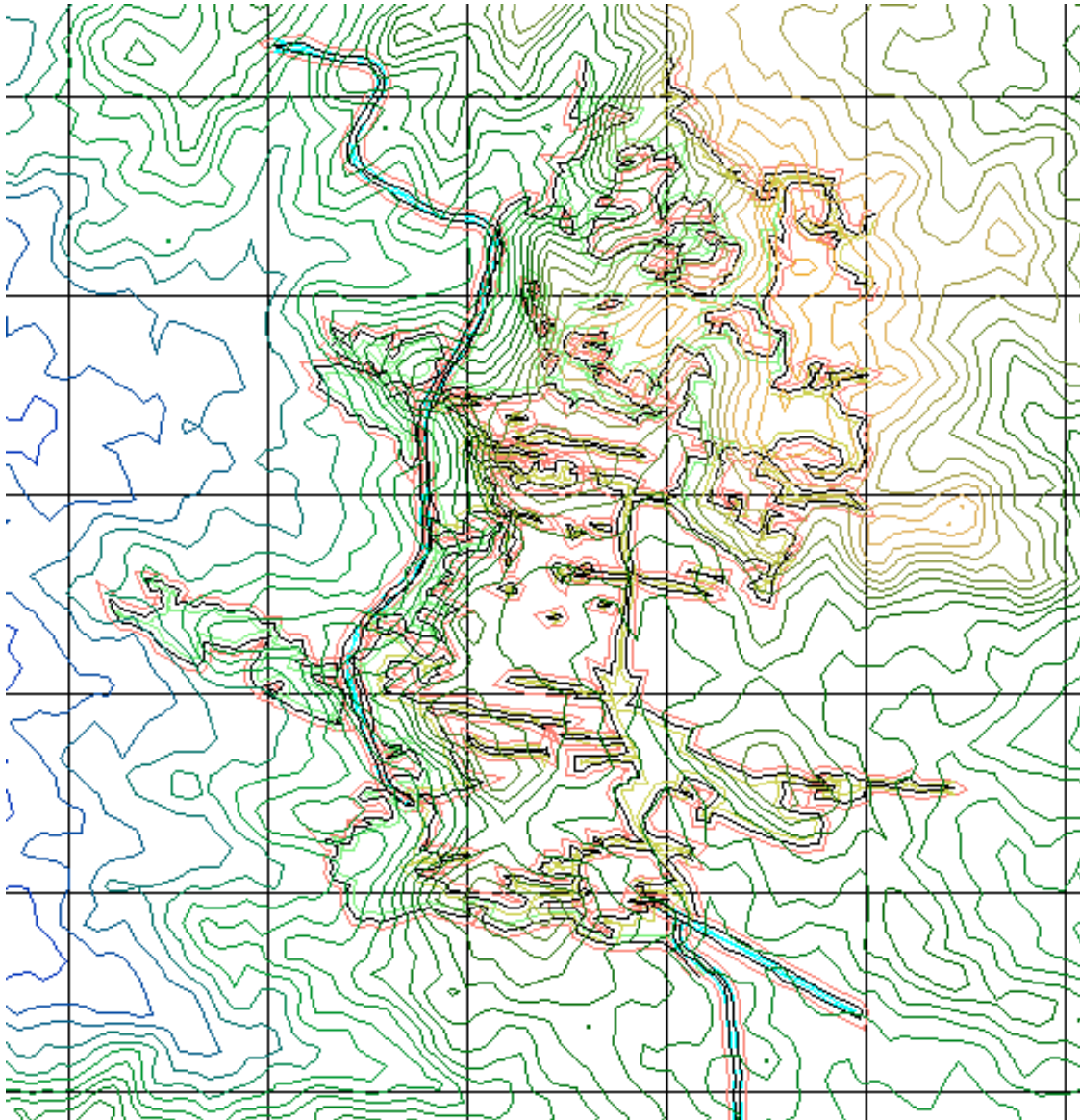


Figura 9. Superposición de topografía y rugosidad en un mismo mapa.

4.3.4. Densidad del aire

Para el cálculo de la densidad del aire se utilizarán los datos de temperatura proporcionados por Vortex. Para ello, se ha calculado la media de todos los datos horarios durante los 11 años, obteniendo el resultado de la Tabla 7.

Tabla 7. Temperatura media en 11 años en el emplazamiento.

Temperatura media en 11 años [°C]	12,7
--	------

Por otro lado, se ha analizado la altitud del emplazamiento para los 8 aerogeneradores en la Tabla 8.

Tabla 8. Altitud en la ubicación de cada aerogenerador.

Aerogenerador	Altitud [m]
A-1	638
A-2	633
A-3	558
A-4	563
A-5	564
A-6	557
A-7	576
A-8	534
Media	578

Con dicha información es posible calcular la densidad con la ecuación (1).

$$\rho = \frac{P_0}{R \cdot T} \cdot e^{\frac{-g \cdot z}{R \cdot T}} \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right] \quad (1)$$

donde:

- P_0 : Presión atmosférica a nivel del mar (101.325 Pa)
- g : Aceleración de la gravedad ($9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2}$)
- z : Altitud de buje sobre el nivel del mar (m)
- R : Constante de los gases ($287,04 \frac{\text{m}^2}{\text{s}^2\text{K}}$)
- T : Temperatura (K)

Con los datos de las Tablas 7 y 8, y considerando que los aerogeneradores a instalar tienen una altura de buje de 120 m:

- $T: 12,7 + 273,15 = 285,85 \text{ K}$
- $z: 578 + 120 = 698 \text{ m}$

Por consiguiente, y utilizando la ecuación (1), la densidad (ρ) en el emplazamiento es la siguiente:

$$\rho = \frac{101.325 \text{ Pa}}{287,04 \frac{\text{m}^2}{\text{s}^2\text{K}} \cdot 285,85 \text{ K}} \cdot e^{\frac{-9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 698 \text{ m}}{287,04 \frac{\text{m}^2}{\text{s}^2\text{K}} \cdot 285,85 \text{ K}}} \quad (2)$$

$$\rho = 1,136 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \quad (3)$$

4.3.5. Curva de potencia y coeficientes de empuje de los modelos de aerogenerador considerados para el estudio

Para el estudio, se han considerado tres tecnologías diferentes. Dichas tecnologías, ya mencionadas en la Tabla 3, se describen con mayor detalle a continuación.

4.3.5.1. Nordex N163

La primera tecnología seleccionada es la N163 de Nordex. Se trata de una turbina de 163 m de diámetro con una potencia de 7 MW. En la Tabla 9 se encuentran los datos de potencia eléctrica (P) relativos a la velocidad del viento para las densidades 1,125 y 1,150 kg/m³ proporcionadas por el fabricante, junto con la interpolación para el valor de 1,136 kg/m³. Con dichos valores se obtendrá mediante WAsP la curva de potencia.

Tabla 9. Potencia eléctrica (P) según la velocidad del viento para aerogenerador N163.

Velocidad [m/s]	P_{ρ=1,125 kg/m3} [kW]	P_{ρ=1,150 kg/m3} [kW]	P_{ρ=1,136 kg/m3} [kW]
3	36	38	36,88
3,5	132	137	134,2
4	262	269	265,08
4,5	422	433	426,84
5	614	629	620,6
5,5	841	861	849,8
6	1.111	1.137	1.122,44
6,5	1.427	1.460	1.441,52
7	1.796	1.837	1.814,04
7,5	2.220	2.270	2.242
8	2.701	2.762	2.727,84
8,5	3.336	3.308	3.323,68
9	3.792	3.870	3.826,32
9,5	4.344	4.440	4.386,24
10	4.876	4.938	4.903,28
10,5	5.378	5.498	5.430,8
11	5.836	5.952	5.887,04
11,5	6.212	6.307	6.253,8
12	6.495	6.572	6.528,88
12,5	6.705	6.763	6.730,52
13	6.850	6.892	6.868,48
13,5	6.943	6.967	6.953,56
14	6.990	6.996	6.992,64
14,5	7.000	7.000	7.000
15	7.000	7.000	7.000
15,5	7.000	7.000	7.000
16	7.000	7.000	7.000
16,5	7.000	7.000	7.000
17	7.000	7.000	7.000
17,5	7.000	7.000	7.000
18	7.000	7.000	7.000
18,5	7.000	7.000	7.000
19	7.000	7.000	7.000
19,5	7.000	7.000	7.000
20	6.882	6.882	6.882
20,5	6.603	6.603	6.603
21	6.331	6.331	6.331
21,5	6.059	6.059	6.059
22	5.794	5.794	5.794

22,5	5.528	5.528	5.528
23	5.270	5.270	5.270
23,5	5.012	5.012	5.012
24	4.760	4.760	4.760
24,5	4.508	4.508	4.508
25	4.264	4.264	4.264
25,5	4.019	4.019	4.019
26	3.774	3.774	3.774

Por otro lado, en la Tabla 10 se ha realizado la misma interpolación para los coeficientes de empuje (C_T).

Tabla 10. Coeficiente de empuje (C_T) según la velocidad del viento para aerogenerador N163.

Velocidad [m/s]	$C_{T\rho=1,125 \text{ kg/m}^3}$ [-]	$C_{T\rho=1,150 \text{ kg/m}^3}$ [-]	$C_{T\rho=1,136 \text{ kg/m}^3}$ [-]
3	0,892	0,892	0,892
3,5	0,866	0,866	0,866
4	0,845	0,845	0,845
4,5	0,83	0,83	0,83
5	0,82	0,82	0,82
5,5	0,814	0,814	0,814
6	0,809	0,809	0,809
6,5	0,806	0,806	0,806
7	0,806	0,806	0,806
7,5	0,802	0,802	0,802
8	0,787	0,787	0,787
8,5	0,762	0,762	0,762
9	0,73	0,73	0,73
9,5	0,694	0,694	0,694
10	0,655	0,655	0,655
10,5	0,613	0,611	0,61212
11	0,567	0,565	0,56612
11,5	0,521	0,518	0,51968
12	0,475	0,472	0,47368
12,5	0,431	0,427	0,42924
13	0,39	0,386	0,38824
13,5	0,354	0,349	0,3518
14	0,321	0,316	0,3188
14,5	0,291	0,286	0,2888
15	0,264	0,259	0,2618
15,5	0,24	0,235	0,2378
16	0,217	0,213	0,21524
16,5	0,198	0,194	0,19624
17	0,181	0,177	0,17924
17,5	0,167	0,163	0,16524
18	0,155	0,151	0,15324
18,5	0,144	0,141	0,14268
19	0,136	0,133	0,13468
19,5	0,129	0,126	0,12768

20	0,121	0,119	0,12012
20,5	0,11	0,108	0,10912
21	0,099	0,097	0,09812
21,5	0,089	0,087	0,08812
22	0,08	0,078	0,07912
22,5	0,071	0,07	0,07056
23	0,064	0,063	0,06356
23,5	0,057	0,056	0,05656
24	0,051	0,051	0,051
24,5	0,046	0,045	0,04556
25	0,042	0,041	0,04156
25,5	0,038	0,038	0,038
26	0,036	0,035	0,03556

Con la información de las Tablas 9 y 10 se obtiene la curva de potencia y coeficientes de empuje de la Figura 10.

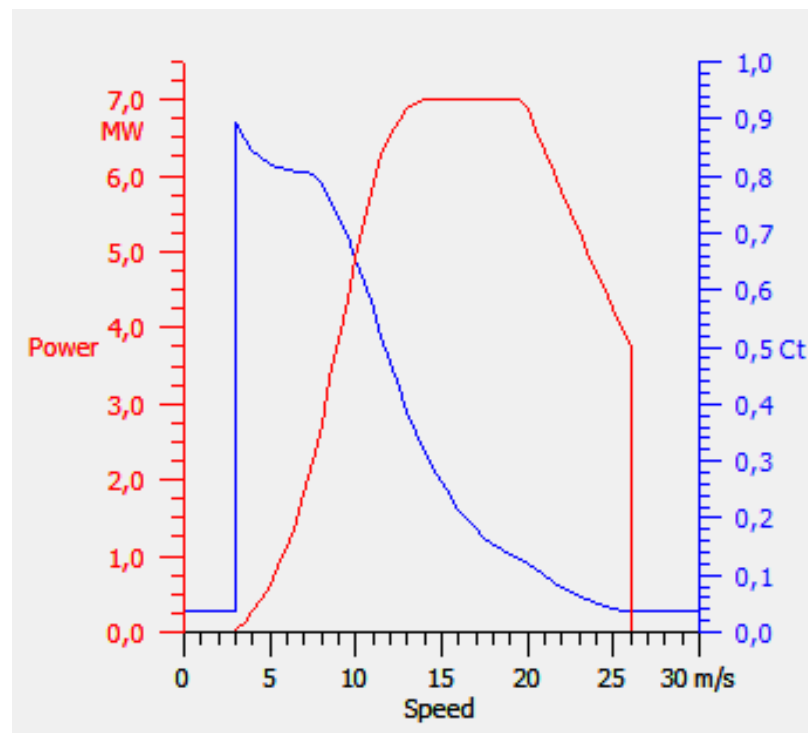


Figura 10. Curva de potencias y coeficientes de empuje para el aerogenerador N163.

4.3.5.2. Vestas V162

La segunda tecnología seleccionada es la V162 de Vestas. Se trata de una turbina de 162 m de diámetro con una potencia de 6,2 MW. En la Tabla 11 se encuentran los datos de potencia eléctrica (P) relativos a la velocidad del viento para las densidades 1,125 y 1,150 kg/m³ proporcionadas por el fabricante, junto con la interpolación para el valor de 1,136 kg/m³. Con dichos valores se obtendrá mediante WAsP la curva de potencia.

Tabla 11. Potencia eléctrica (P) según la velocidad del viento para aerogenerador V162.

Velocidad [m/s]	$P_{\rho=1,125 \text{ kg/m}^3}$ [kW]	$P_{\rho=1,150 \text{ kg/m}^3}$ [kW]	$P_{\rho=1,136 \text{ kg/m}^3}$ [kW]
3	24	26	24,88
3,5	131	136	133,2
4	262	269	265,08
4,5	422	434	427,28
5	615	630	621,6
5,5	845	866	854,24
6	1.122	1.149	1.133,88
6,5	1.449	1.483	1.463,96
7	1.832	1.874	1.850,48
7,5	2.270	2.321	2.292,44
8	2.769	2.831	2.796,28
8,5	3.330	3.405	3.363
9	3.948	4.034	3.985,84
9,5	4.564	4.656	4.604,48
10	5.152	5.245	5.192,92
10,5	5.636	5.714	5.670,32
11	5.986	6.036	6.008
11,5	6.131	6.151	6.139,8
12	6.181	6.189	6.184,52
12,5	6.197	6.199	6.197,88
13	6.200	6.200	6.200
13,5	6.200	6.200	6.200
14	6.200	6.200	6.200
14,5	6.200	6.200	6.200
15	6.200	6.200	6.200
15,5	6.200	6.200	6.200
16	6.200	6.200	6.200
16,5	6.200	6.200	6.200
17	6.174	6.178	6.175,76
17,5	6.037	6.049	6.042,28
18	5.800	5.813	5.805,72
18,5	5.542	5.554	5.547,28
19	5.303	5.313	5.307,4
19,5	5.051	5.062	5.055,84
20	4.780	4.790	4.784,4
20,5	4.493	4.504	4.497,84
21	4.211	4.221	4.215,4
21,5	3.919	3.928	3.922,96
22	3.633	3.642	3.636,96
22,5	3.337	3.345	3.340,52
23	3.034	3.041	3.037,08
23,5	2.737	2.743	2.739,64
24	2.425	2.431	2.427,64

Por otro lado, en la Tabla 12 se ha realizado la misma interpolación para los coeficientes de empuje (C_T).

Tabla 12. Coeficiente de empuje (C_T) según la velocidad del viento para aerogenerador V162.

Velocidad [m/s]	$C_{T\rho=1,125 \text{ kg/m}^3}$ [-]	$C_{T\rho=1,150 \text{ kg/m}^3}$ [-]	$C_{T\rho=1,136 \text{ kg/m}^3}$ [-]
3	0,91	0,91	0,91
3,5	0,884	0,884	0,884
4	0,855	0,855	0,855
4,5	0,837	0,837	0,837
5	0,819	0,819	0,819
5,5	0,814	0,814	0,814
6	0,812	0,812	0,812
6,5	0,811	0,811	0,811
7	0,809	0,808	0,80856
7,5	0,806	0,806	0,806
8	0,803	0,802	0,80256
8,5	0,798	0,797	0,79756
9	0,787	0,785	0,78612
9,5	0,744	0,739	0,7418
10	0,686	0,68	0,68336
10,5	0,62	0,611	0,61604
11	0,55	0,539	0,54516
11,5	0,475	0,462	0,46928
12	0,409	0,398	0,40416
12,5	0,354	0,345	0,35004
13	0,31	0,302	0,30648
13,5	0,274	0,267	0,27092
14	0,243	0,238	0,2408
14,5	0,218	0,213	0,2158
15	0,196	0,192	0,19424
15,5	0,177	0,173	0,17524
16	0,161	0,157	0,15924
16,5	0,147	0,144	0,14568
17	0,134	0,131	0,13268
17,5	0,121	0,119	0,12012
18	0,107	0,105	0,10612
18,5	0,095	0,093	0,09412
19	0,084	0,082	0,08312
19,5	0,074	0,073	0,07356
20	0,066	0,065	0,06556
20,5	0,058	0,057	0,05756
21	0,051	0,05	0,05056
21,5	0,045	0,044	0,04456
22	0,04	0,039	0,03956
22,5	0,035	0,034	0,03456
23	0,03	0,03	0,03
23,5	0,026	0,026	0,026
24	0,023	0,022	0,02256

Con la información de las Tablas 11 y 12 se obtiene la curva de potencia y coeficientes de empuje de la Figura 11.

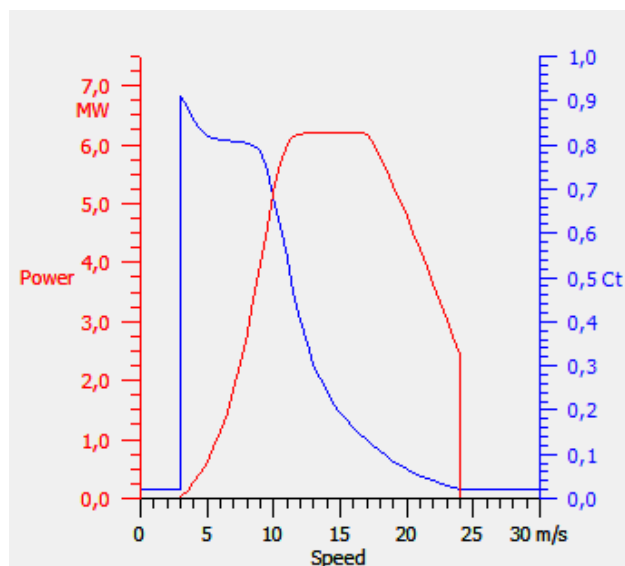


Figura 11. Curva de potencias y coeficientes de empuje para el aerogenerador V162.

4.3.5.3. GE Vernova GE164

La tercera tecnología seleccionada es la GE164 de GE Vernova. Se trata de una turbina de 164 m de diámetro con una potencia de 6 MW. En la Tabla 13 se encuentran los datos de potencia eléctrica (P) relativos a la velocidad del viento para las densidades 1,12 y 1,14 kg/m³ proporcionadas por el fabricante, junto con la interpolación para el valor de 1,136 kg/m³. Con dichos valores se obtendrá mediante WAsP la curva de potencia.

Tabla 13. Potencia eléctrica (P) según la velocidad del viento para aerogenerador GE164.

Velocidad [m/s]	$P_{\rho=1,12 \text{ kg/m}^3}$ [kW]	$P_{\rho=1,14 \text{ kg/m}^3}$ [kW]	$P_{\rho=1,136 \text{ kg/m}^3}$ [kW]
3	76	78	77,6
3,5	171	175	174,2
4	296	302	300,8
4,5	455	465	463
5	651	665	662,2
5,5	892	909	905,6
6	1.177	1.200	1.195,4
6,5	1.513	1.542	1.536,2
7	1.903	1.938	1.931
7,5	2.357	2.399	2.390,6
8	2.859	2.909	2.899
8,5	3.415	3.472	3.460,6
9	3.992	4.052	4.040
9,5	4.586	4.642	4.630,8
10	5.120	5.165	5.156
10,5	5.545	5.577	5.570,6
11	5.828	5.844	5.840,8
11,5	5.953	5.956	5.955,4
12	6.000	6.000	6.000

12,5	6.000	6.000	6.000
13	6.000	6.000	6.000
13,5	6.000	6.000	6.000
14	6.000	6.000	6.000
14,5	6.000	6.000	6.000
15	6.000	6.000	6.000
15,5	6.000	6.000	6.000
16	6.000	6.000	6.000
16,5	6.000	6.000	6.000
17	6.000	6.000	6.000
17,5	6.000	6.000	6.000
18	6.000	6.000	6.000
18,5	6.000	6.000	6.000
19	5.968	5.968	5.968
19,5	5.889	5.888	5.888,2
20	5.739	5.739	5.739
20,5	5.508	5.506	5.506,4
21	5.222	5.219	5.219,6
21,5	4.902	4.899	4.899,6
22	4.558	4.555	4.555,6
22,5	4.211	4.206	4.207
23	3.878	3.874	3.874,8
23,5	3.655	3.652	3.652,6
24	3.480	3.479	3.479,2
24,5	3.390	3.389	3.389,2
25	3.343	3.342	3.342,2

En este caso, para los coeficientes de empuje (C_T) solo se ha contado con una serie de datos para todas las densidades, mostrada en la Tabla 14.

Tabla 14. Coeficiente de empuje (C_T) según la velocidad del viento para aerogenerador GE164.

Velocidad [m/s]	$C_{t_{\rho=1,136 \text{ kg/m}^3}}$ [-]
3	0,91
3,5	0,87
4	0,84
4,5	0,82
5	0,8
5,5	0,79
6	0,78
6,5	0,78
7	0,78
7,5	0,78
8	0,78
8,5	0,76
9	0,72
9,5	0,67

10	0,61
10,5	0,54
11	0,48
11,5	0,41
12	0,36
12,5	0,31
13	0,27
13,5	0,24
14	0,21
14,5	0,19
15	0,17
15,5	0,16
16	0,14
16,5	0,13
17	0,12
17,5	0,11
18	0,1
18,5	0,09
19	0,09
19,5	0,08
20	0,07
20,5	0,07
21	0,06
21,5	0,05
22	0,05
22,5	0,04
23	0,03
23,5	0,03
24	0,03
24,5	0,03
25	0,02

Con la información de las Tablas 13 y 14 se obtiene la curva de potencia y coeficientes de empuje de la Figura 12.

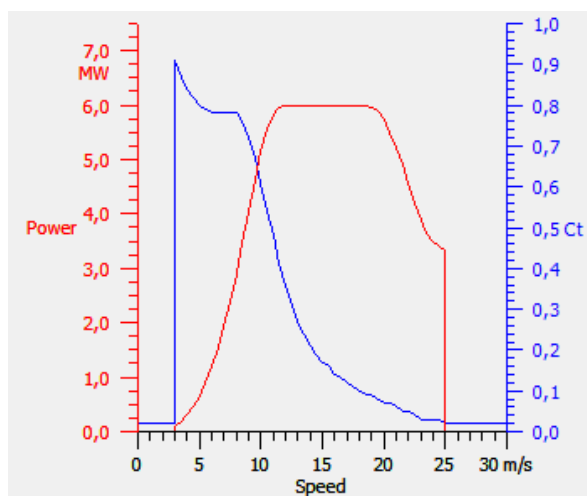


Figura 12. Curva de potencias y coeficientes de empuje para el aerogenerador GE164.

4.4 Distribución según tecnología

En este proyecto se plantea un parque eólico con una potencia instalada inferior a 50 MW con el objetivo de que la tramitación administrativa recaiga en el ámbito autonómico, de acuerdo con lo establecido en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico y el Real Decreto (RD) 1955/2000. De este modo, se simplifica el procedimiento de autorización en comparación con instalaciones de mayor potencia, cuya competencia corresponde a la Administración General del Estado. Por lo tanto, las alternativas estudiadas serán las recogidas en la Tabla 15.

Tabla 15. Potencia instalada y selección de número de aerogeneradores para cada alternativa.

Tecnología	Potencia [MW]	Nº de aerogeneradores	Posiciones	Potencia total [MW]
N163	7	7	Todas menos C8	49
V162	6,2	8	Todas	49,6
GE164	6	8	Todas	48

En el caso de la tecnología N163 de Nordex se ha decidido no contar con el aerogenerador de la posición C8 por ser el de menor potencial eólico según lo estudiado en la selección de emplazamiento.

4.5 Resultados del potencial eólico

En el presente proyecto, como se ha mencionado anteriormente, los datos eólicos en el emplazamiento han sido proporcionados por la empresa *Vortex*. Se trata de una serie de datos sintéticos horarios referentes a 11 años.

Por consiguiente, no ha sido necesario un profundo tratamiento de datos para analizar posibles errores, lo cual suele ser necesario en datos obtenidos a través de campañas de medición reales, en los que pueden ocurrir irregularidades en las mediciones.

En esta sección se presentan los datos tras un tratamiento estadístico descriptivo con la herramienta *Windographer*. Se dispone de datos de velocidad y dirección del viento a 120 m y 150 m de altura, así como de otras variables atmosféricas de interés, para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de enero de 2026. Puesto que en el análisis de potencial eólico de WASP se ha escogido la tecnología de 120 m de altura de buje, esta será la presentada en las siguientes figuras. El objetivo de este análisis ha sido poder determinar las diversas variables que cuantifican el potencial eólico en el emplazamiento del parque. El análisis que se presenta a continuación incluye:

- Velocidad media.
- Parámetros de la distribución de Weibull.
- Densidad de potencia media.
- Distribución direccional de viento de: velocidades, frecuencia y energía.
- Distribución en frecuencias de velocidades de viento.

- Probabilidad de exceder la velocidad media anual.
- Información sobre vientos extremos.

Puesto que no se cuenta con datos de desviación estándar debido a tratarse de datos sintéticos, no se ha podido calcular la intensidad de turbulencia.

En la Tabla 16 se muestra un resumen de los datos analizados.

Tabla 16. Resumen de los datos analizados.

Dato	Valor
Altura de buje	120 m
Inicio	01/01/2015
Final	31/01/2026
Paso de tiempo	1 h
Pasos	97.152
Velocidad media	7,489 m/s
k Weibull	2,028
A Weibull	8,434 m/s
Dirección dominante	SE-NNW

Por otro lado, en las Figuras 13 – 24 y Tablas 17 – 18 se muestran los siguientes elementos:

- Distribución de Weibull.
- Rosas de frecuencia, velocidad y energía a 120 m.
- Distribución direccional de frecuencia, velocidad y energía.
- Variación horaria de la velocidad del viento, mediante perfil diario y mensual.
- Análisis de vientos extremos.
- Función de distribución acumulada de la velocidad del viento, que representa la probabilidad de que la velocidad sea inferior o igual a un determinado valor.
- Mapa de isotacas.

4.5.1. Distribución de Weibull

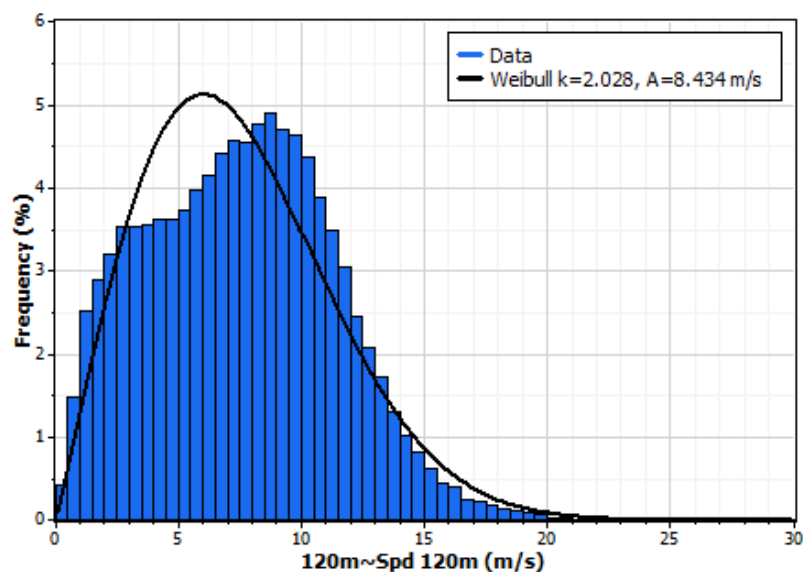


Figura 13. Distribución de Weibull en el emplazamiento.

La Figura 13 muestra un predominio de valores entre 5 y 10 m/s, con un máximo de frecuencia en torno a 7–8 m/s. El ajuste mediante una distribución de Weibull presenta parámetros $k = 2,028$ y $A = 8,434$ m/s, característicos de emplazamientos con viento moderado y relativamente estable.

Estos resultados indican un recurso eólico favorable, con un elevado número de horas en el rango de operación óptima de los aerogeneradores, lo que sugiere un buen potencial de producción energética y un factor de capacidad elevado. En la Tabla 17 se muestra numéricamente la distribución de Weibull en el período analizado.

Tabla 17. Distribución de Weibull en el período de medición.

Velocidad Mínima [m/s]	Velocidad Máxima [m/s]	Nº de registros	Frecuencia [%]
0	1	1.882	1,937
1	2	5.284	5,439
2	3	6.553	6,745
3	4	6.897	7,099
4	5	7.072	7,279
5	6	7.508	7,728
6	7	8.339	8,583
7	8	8.882	9,142
8	9	9.425	9,701
9	10	9.096	9,363
10	11	8.031	8,266
11	12	6.360	6,546
12	13	4.425	4,555
13	14	2.970	3,057
14	15	1.790	1,842

15	16	1.041	1,072
16	17	644	0,663
17	18	402	0,414
18	19	264	0,272
19	20	155	0,160
20	21	64	0,066
21	22	28	0,029
22	23	21	0,022
23	24	12	0,012
24	25	1	0,001
25	26	3	0,003
26	27	3	0,003
27	28	0	0,000
28	29	0	0,000
29	30	0	0,000
Total		97.152	100,000

4.5.2. Rosas de viento y distribución direccional

La rosa de frecuencias (Figura 14) permite identificar las direcciones predominantes en términos de ocurrencia del viento, mientras que la rosa de velocidades (Figura 15) aporta información sobre la intensidad media asociada a cada dirección.

Sin embargo, para el diseño del parque eólico resulta más relevante la rosa de energía (Figura 16), ya que integra simultáneamente la frecuencia de ocurrencia y la velocidad del viento, siendo esta última determinante en la producción energética debido a su relación cúbica con la potencia generada.

En este sentido, la dirección dominante a efectos energéticos se sitúa en torno a 135°, correspondiente al sector sureste, que es el que presenta una mayor contribución a la energía total disponible.

Aun así, si bien la mayor contribución energética individual corresponde al sector de 135°, la suma de los sectores próximos a 0° y 337,5° pone de manifiesto que el recurso eólico se concentra en un eje preferente SE–NNW. Por lo tanto, el eje dominante para la instalación de los aerogeneradores será el eje SE–NNW.

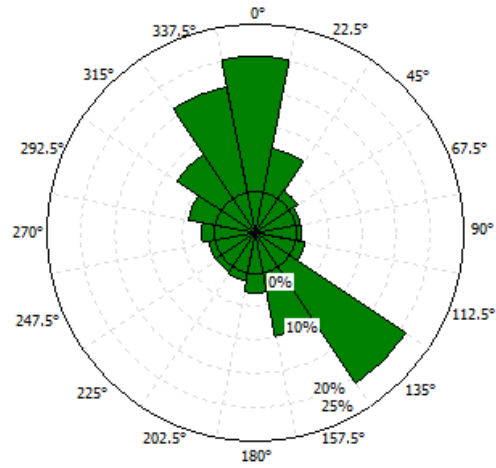


Figura 14. Rosa de frecuencias a 120 m.

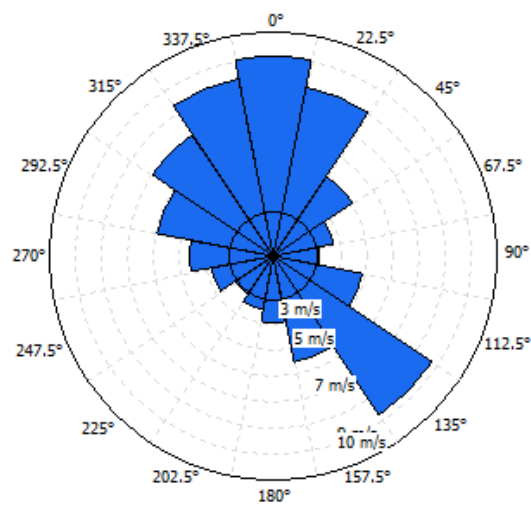


Figura 15. Rosa de velocidad de viento a 120 m.

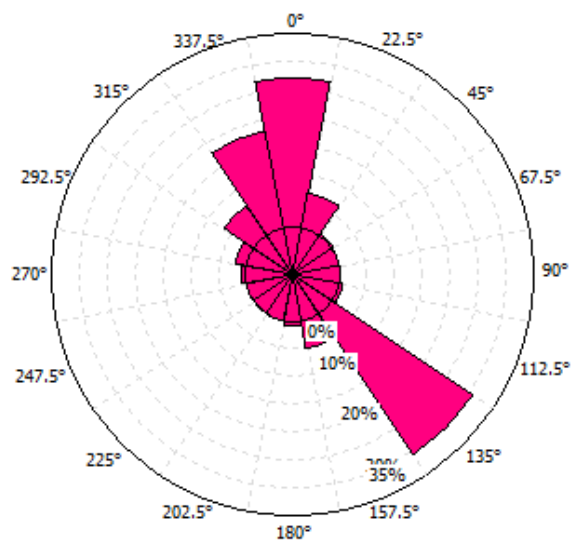


Figura 16. Rosa de energía a 120 m.

Por otro lado, en la Tabla 18 se encuentra la distribución direccional de frecuencia, velocidad y energía. En esta tabla puede verse el mismo resultado mencionado anteriormente de forma numérica.

Tabla 18. Distribución direccional de frecuencia, velocidad y energía.

Dirección	Grados	Frecuencia [%]	Velocidad media [m/s] @120 m	Energía [%] @120 m
N	0	20,33	9,109	27,78
NNE	22,5	6,84	8,005	6,57
NE	45	1,59	5,072	0,55
ENE	67,5	0,87	3,680	0,12
E	90	0,83	3,115	0,06
ESE	112,5	1,57	4,817	0,54
SE	135	20,94	8,730	30,14
SSE	157,5	9,76	5,556	6,22
S	180	2,93	3,935	0,97
SSW	202,5	1,33	3,455	0,26
SW	225	1,01	3,126	0,15
WSW	247,5	1,10	3,749	0,29
W	270	2,01	4,607	0,84
WNW	292,5	4,23	5,922	2,31
NW	315	8,01	6,991	6,33
NNW	337,5	16,21	8,342	16,88
Total	-	99,56 ¹	7,489	100,00

Asimismo, las rosas de viento observadas en las Figuras 17-19, muestran la variación mensual de las características de frecuencia, velocidad media del viento y energía a 120 m de altura respectivamente. En ellas se puede observar la gran intensidad del viento en dirección norte en los meses de verano y en dirección sureste en invierno.

¹ 0,44% es definido como ‘Calmado’ en la rosa de frecuencias.

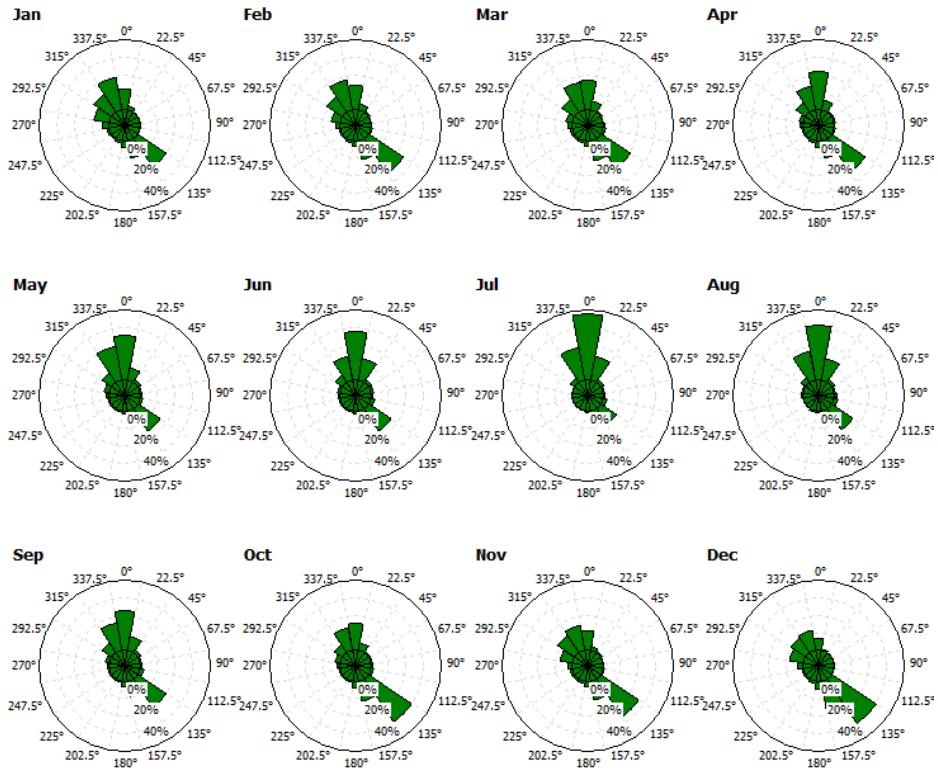


Figura 17. Rosa de frecuencia mensual a 120 m.

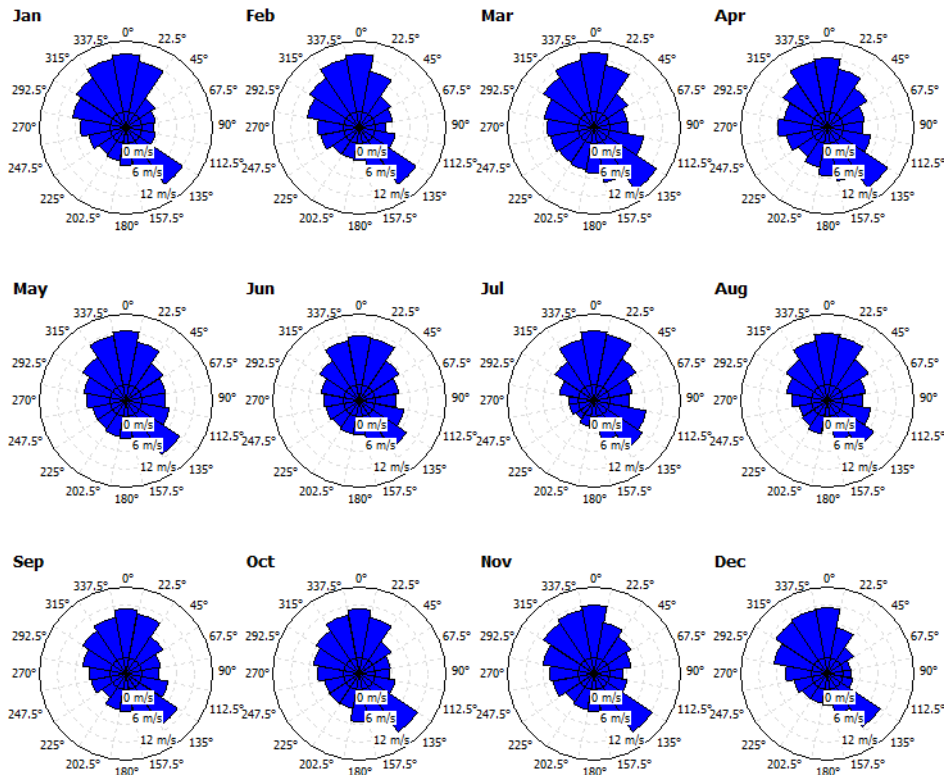


Figura 18. Rosa de velocidad media mensual a 120 m.

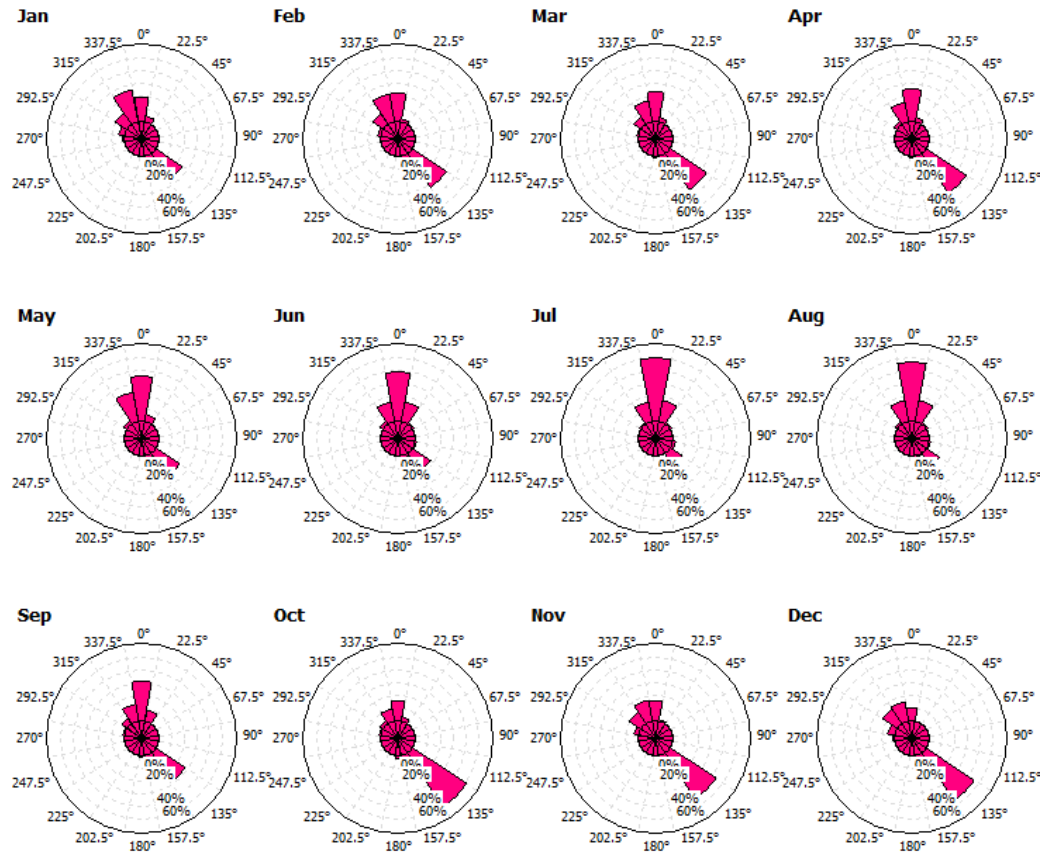


Figura 19. Rosa de energía mensual a 120 m.

4.5.3. Variación horaria de la velocidad del viento

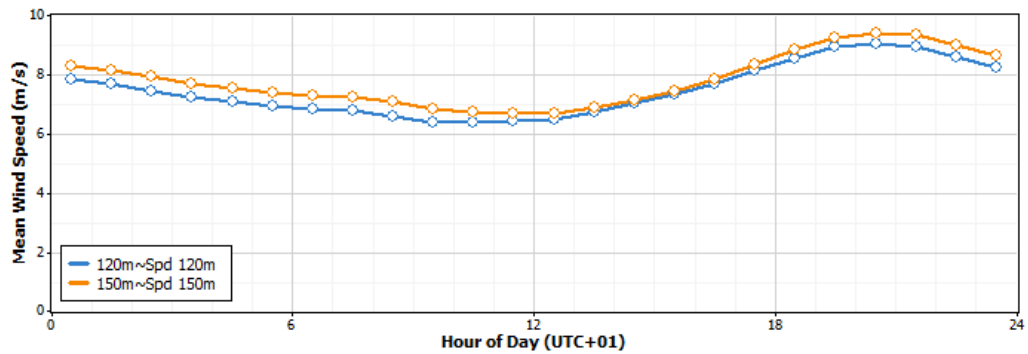


Figura 20. Perfil diario de velocidad.

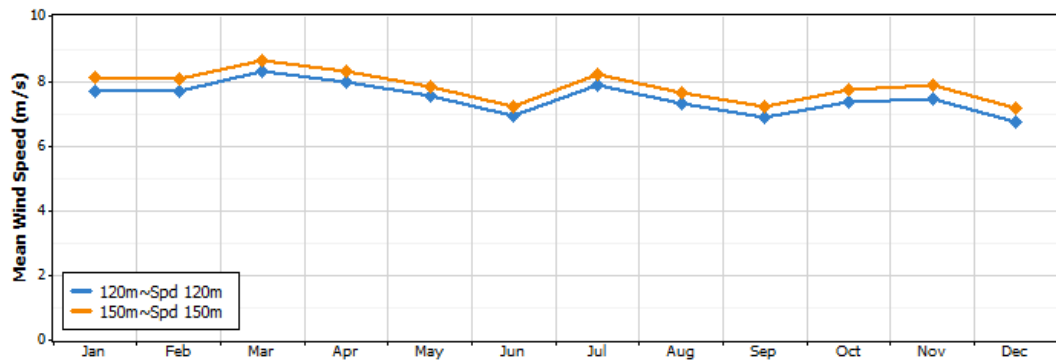


Figura 21. Perfil mensual de velocidad.

Como se muestra en la Figura 21 se trata de un emplazamiento con una velocidad bastante estable durante todo el año en torno a los 7-8 m/s. Esto permite una mayor estabilidad en la energía producida.

4.5.4. Análisis de vientos extremos

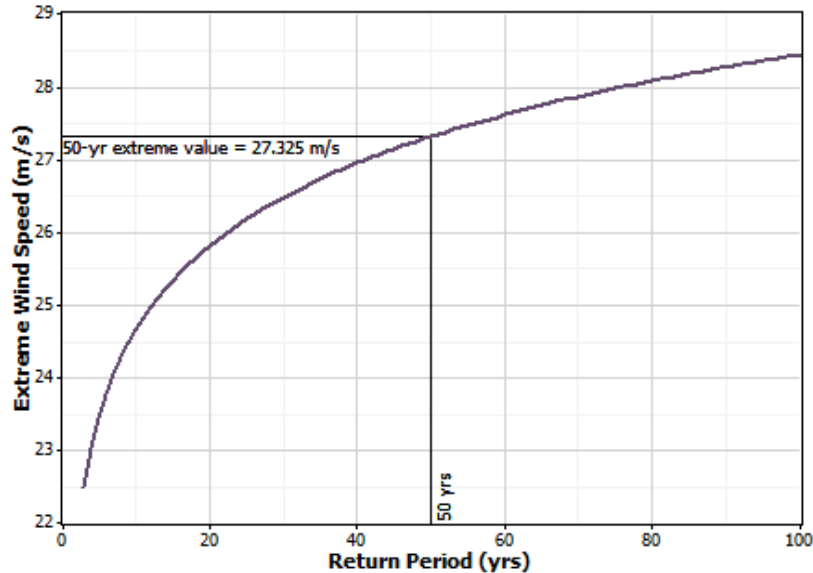


Figura 22. Velocidad extrema del viento en función del periodo de retorno.

Como se muestra en la Figura 22, el viento extremo de diseño a 50 años no supera los 27,5 m/s, lo que significa que no hay previsión de vientos extremadamente altos en ningún momento.

4.5.5. Distribución acumulada

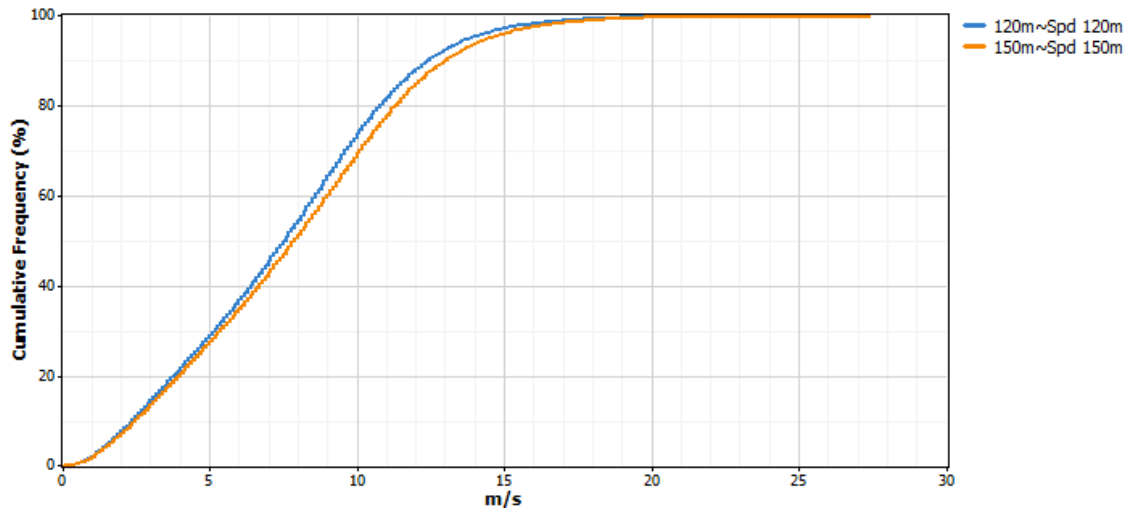


Figura 23. Función de distribución acumulada de la velocidad del viento.

En la Figura 23, la curva correspondiente a 120 m indica que aproximadamente el 50% del tiempo la velocidad del viento se sitúa en torno a 7-8 m/s, mientras que más del 80-90% del tiempo permanece por debajo de 12-13 m/s, siendo poco frecuentes las velocidades superiores a 15 m/s.

Por lo tanto, los resultados reflejan un régimen de viento moderado y relativamente estable, con la mayor parte del tiempo dentro del rango óptimo de operación de los aerogeneradores, lo que se traduce en un elevado potencial de producción energética.

4.5.6. Mapa de isotacas

En el mapa de la Figura 24 se muestran las líneas con una misma velocidad de viento. Además, por colores se pueden diferenciar las zonas con mayor potencial eólico, que es donde se han colocado los aerogeneradores.

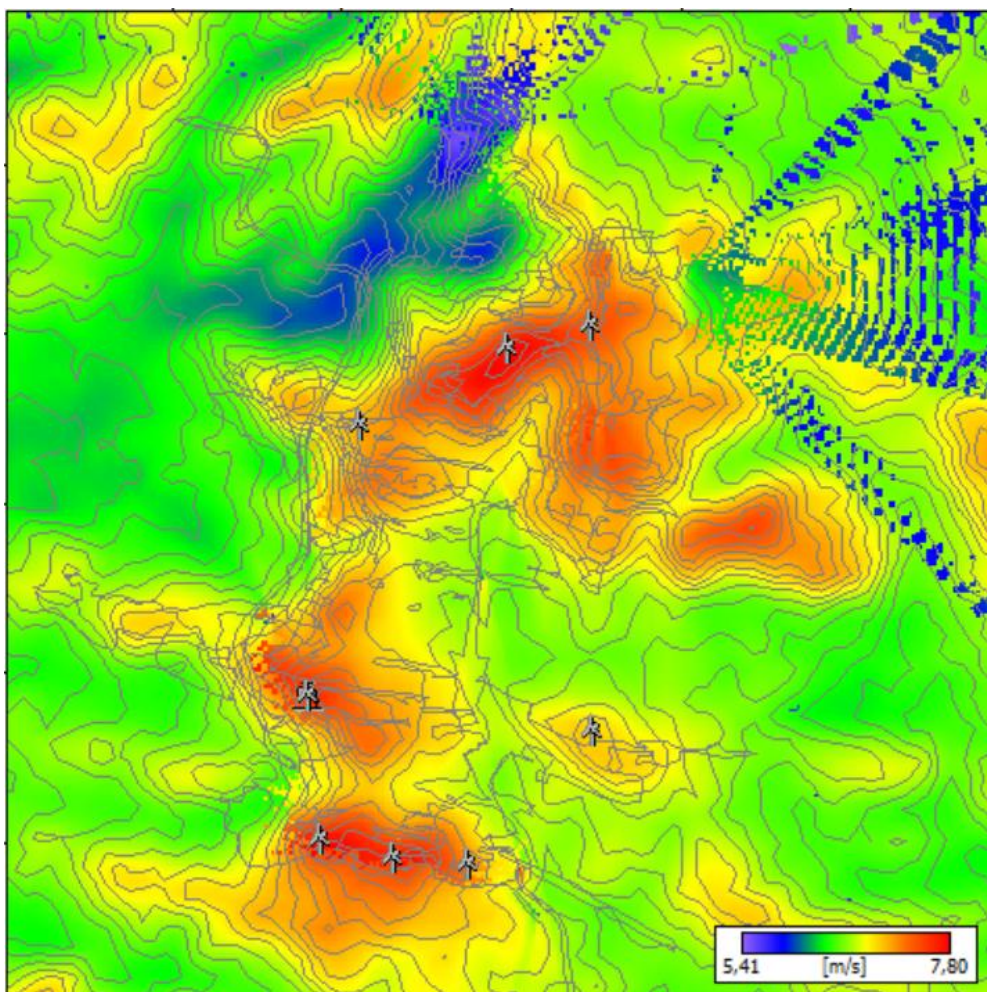


Figura 24. Mapa de isotacas en el emplazamiento.

5. Estudio de producción de energía

5.1 Procedimiento de análisis mediante WAsP

Para la estimación de la energía producida por el parque, se ha empleado la herramienta WAsP. Para ello, se ha contado con una licencia facilitada por la empresa WAsP, a la que se agradece su colaboración en el presente proyecto.

Primero, mediante *WAsP Climate Analyst 3.1* se ha traducido la información proporcionada por Vortex en datos legibles por la herramienta.

Después, mediante *WAsP Map Editor 12.4* se ha incorporado al sistema y digitalizado la rugosidad del emplazamiento. De esa manera, se ha integrado con la topografía proporcionada por la directora y ya mostrada en la sección 4.3.3.

Tras ello, se han integrado las 3 curvas de potencia y coeficientes de empuje adaptadas a la densidad del emplazamiento con el módulo *WAsP Turbine Editor*, consiguiendo las curvas mostradas en la sección 4.3.5.

Por último, se ha creado un espacio de trabajo para cada tecnología (N163, V162 y GE164) en WAsP versión 12.10 mediante los que se han obtenido los resultados presentados en la sección 5.2. Para obtener dichos datos se han insertado todos los elementos anteriormente mencionados, además de la posición de los aerogeneradores indicada en la Tabla 4 de la sección 4.3.2 y la de la torre de medición, posición que coincide con la del aerogenerador C4.

5.2 Resultados de WAsP por tecnología

5.2.1. Resultados para N163

En la Tabla 19 se muestran los resultados obtenidos mediante WAsP para el caso de tecnología Nordex N163.

Tabla 19. Resultados mediante WAsP con tecnología N163.

Aerogenerador	X-UTM [m]	Y-UTM [m]	Altitud [m]	Altura buje [m]	Velocidad [m/s]	Producción Bruta [GWh]	Producción Neta [GWh]	Pérdidas Estela [%]
A-1	606.475	4.714.979	622,8	120	7,44	23,98	23,873	0,45
A-2	605.984,7	4.714.846	620	120	7,78	25,796	25,671	0,49
A-3	605.121	4.714.390	551	120	7,12	22,205	21,964	1,08
A-4	604.816	4.712.800	540	120	7,5	24,395	23,311	4,44
A-5	606.490	4.712.594	550	120	6,99	21,487	20,847	2,98
A-6	604.886	4.711.947	541,6	120	7,45	24,224	22,591	6,74
A-7	605.313,1	4.711.838	557,5	120	7,47	24,353	23,171	4,86
Total					7,39286	166,44	161,428	3,01

5.2.2. Resultados para V162

En la Tabla 20 se muestran los resultados obtenidos mediante WAsP para el caso de tecnología Vestas V162.

Tabla 20. Resultados mediante WAsP con tecnología V162.

Aerogenerador	X-UTM [m]	Y-UTM [m]	Altitud [m]	Altura buje [m]	Velocidad [m/s]	Producción Bruta [GWh]	Producción Neta [GWh]	Pérdidas Estela [%]
A-1	606.475	4.714.979	622,8	120	7,44	23,648	23,534	0,48
A-2	605.984,7	4.714.846	620	120	7,78	25,318	25,188	0,51
A-3	605.121	4.714.390	551	120	7,12	22,08	21,777	1,37
A-4	604.816	4.712.800	540	120	7,5	24,095	22,759	5,55
A-5	606.490	4.712.594	550	120	6,99	21,448	20,803	3,01
A-6	604.886	4.711.947	541,6	120	7,45	23,91	22,286	6,79
A-7	605.313,1	4.711.838	557,5	120	7,47	24,022	22,692	5,54
A-8	605.760	4.711.801	523,3	120	7,26	22,724	21,72	4,42
Total					7,37625	187,245	180,759	3,45875

5.2.3. Resultados para GE164

En la Tabla 21 se muestran los resultados obtenidos mediante WAsP para el caso de tecnología GE Vernova GE164.

Tabla 21. Resultados mediante WAsP con tecnología GE164.

Aerogenerador	X-UTM [m]	Y-UTM [m]	Altitud [m]	Altura buje [m]	Velocidad [m/s]	Producción Bruta [GWh]	Producción Neta [GWh]	Pérdidas Estela [%]
A-1	606.475	4.714.979	622,8	120	7,44	23,655	23,547	0,46
A-2	605.984,7	4.714.846	620	120	7,78	25,314	25,191	0,49
A-3	605.121	4.714.390	551	120	7,12	22,157	21,875	1,27
A-4	604.816	4.712.800	540	120	7,5	24,12	22,909	5,02
A-5	606.490	4.712.594	550	120	6,99	21,555	20,978	2,68
A-6	604.886	4.711.947	541,6	120	7,45	23,911	22,474	6,01
A-7	605.313,1	4.711.838	557,5	120	7,47	24,014	22,803	5,04
A-8	605.760	4.711.801	523,3	120	7,26	22,81	21,894	4,02
Total					7,37625	187,536	181,671	3,12375

5.3 Escenario de Pérdidas y Rendimientos

Se han considerado para las tres tecnologías unas pérdidas eléctricas y de operación y mantenimiento del 3%. Además del 5% por el posible incumplimiento de las curvas de potencia y otras pérdidas que puedan suceder. Dichas pérdidas se resumen en la Tabla 22.

Tabla 22. Tabla de pérdidas y rendimientos.

	Pérdida [%]	Rendimiento
Eléctricas	3	0,97
Disponibilidad OyM	3	0,97
Incumplimiento de curva de potencia y otras pérdidas	5	0,95
Total		0,89

Con dichas pérdidas el rendimiento final será de un 89%. Mediante el cual se podrá obtener la producción real a red.

5.4 Producción a red total por tecnología

Con la información obtenida de las secciones 5.2 y 5.3 se puede proceder a calcular la producción total a red las horas equivalentes y el factor de capacidad del parque para las tres tecnologías, utilizando las ecuaciones (4), (5) y (6).

- La producción a red será:

$$Prod_{a\ red} = Prod_{neta} \cdot Rendimiento_{total} \quad (4)$$

- Las horas equivalentes:

$$h_{equivalentes} = \frac{Prod_{a\ red}}{P_{aerogenerador} \cdot N^o_{aerogeneradores}} \quad (5)$$

- El factor de capacidad:

$$FC = \frac{Prod_{a\ red}}{P_{aerogenerador} \cdot N^o_{aerogeneradores} \cdot 8.760} \quad (6)$$

5.4.1. Producción con N163

Los resultados de producción a red, horas equivalentes y factor de capacidad, además de los datos relevantes para el cálculo se resumen en la Tabla 23.

Tabla 23. Resultados para la tecnología N163.

Pot. aerogenerador [MW]	7
Nº aerogeneradores	7
Potencia total del parque eólico [MW]	49
Producción Bruta [GWh/año]	166,44
Producción Neta [GWh/año]	161,43
Producción a red [GWh/año]	144,29
Horas equivalentes [h]	2.944,76
Factor de Capacidad [%]	33,62

5.4.2. Producción con V162

Los resultados de producción a red, horas equivalentes y factor de capacidad, además de los datos relevantes para el cálculo se resumen en la Tabla 24.

Tabla 24. Resultados para la tecnología V162.

Pot. aerogenerador [MW]	6,2
Nº aerogeneradores	8
Potencia total del parque eólico [MW]	49,6
Producción Bruta [GWh/año]	187,24
Producción Neta [GWh/año]	180,76
Producción a red [GWh/año]	161,57
Horas equivalentes [h]	3.257,51
Factor de Capacidad [%]	37,19

5.4.3. Producción con GE164

Los resultados de producción a red, horas equivalentes y factor de capacidad, además de los datos relevantes para el cálculo se resumen en la Tabla 25.

Tabla 25. Resultados para la tecnología GE164.

Pot. aerogenerador [MW]	6
Nº aerogeneradores	8
Potencia total del parque eólico [MW]	48
Producción Bruta [GWh/año]	187,54
Producción Neta [GWh/año]	181,67
Producción a red [GWh/año]	162,39
Horas equivalentes [h]	3.383,07
Factor de Capacidad [%]	38,62

5.5 Conclusiones del análisis

A partir del análisis del recurso eólico realizado, puede concluirse que el emplazamiento presenta condiciones favorables para el aprovechamiento eólico, con una velocidad media de 7,489 m/s a 120 m, una distribución de Weibull representativa de un régimen de viento moderado y relativamente estable, y una dirección dominante en el eje SE-NNW. Todo ello confirma la idoneidad del emplazamiento para la implantación del parque y justifica el potencial de producción obtenido en la modelización posterior.

En cuanto a las tecnologías analizadas, los resultados obtenidos mediante WAsP muestran que las alternativas GE164 y V162 son las más favorables desde el punto de vista energético, al proporcionar las mayores producciones anuales a red, con valores de 162,39 GWh/año y 161,57 GWh/año, respectivamente, frente a los 144,29 GWh/año de la alternativa N163. Por tanto, la opción N163 queda en una posición menos competitiva en términos de producción energética anual.

Entre las dos opciones con mejores resultados, la tecnología GE164 presenta una ligera ventaja sobre la V162, aunque la diferencia entre ambas es reducida. Por ello, aun

siendo la GE164 la alternativa más favorable en términos estrictamente energéticos, la selección final debería apoyarse en un análisis económico complementario que tenga en cuenta, entre otros aspectos, la inversión inicial, los costes de operación y mantenimiento y el coste nivelado de la energía.

6. Descripción de la tecnología GE164

Tras la elección de la mejor tecnología para el parque eólico en el emplazamiento seleccionado, se procederá a describir detalladamente dicha tecnología. Dicha información está basada en la documentación técnica de los aerogeneradores [14].

Los aerogeneradores seleccionados para el parque eólico son GE Vernova Cypress-164, aerogeneradores de eje horizontal, rotor tripala, disposición a barlovento y diámetro de rotor de 164 m. Su funcionamiento se basa en la captación de la energía cinética del viento mediante el rotor, que la transforma en energía mecánica de rotación, posteriormente convertida en energía eléctrica mediante el tren de potencia y el generador.

6.1 Componentes principales del aerogenerador

El aerogenerador incorpora sistemas de orientación de góndola para alinearse con la dirección del viento, control de paso de pala para regular la potencia y la velocidad del rotor, y un sistema eléctrico formado por generador, convertidor, transformador y celdas de media tensión. A continuación, se describen brevemente sus principales componentes [14].

- **Rotor:** El rotor gira en sentido horario visto desde barlovento. Su velocidad se regula mediante el ajuste del ángulo de paso de las palas y el control de par del generador/convertidor.
- **Palas:** Este modelo tripala utiliza palas con perfiles más gruesos en la zona próxima al buje y más delgados hacia la punta, incluyendo un sistema de reducción de ruido, mediante unas franjas de plástico en dicho extremo de la pala.
- **Sistema de cambio de paso de pala:** Cada pala dispone de un sistema independiente que permite verter el exceso de sustentación aerodinámica por encima de la velocidad nominal y llevar las palas a posición de bandera para detener la turbina en caso de fallo o necesidad.
- **Buje:** Conecta las 3 palas con el eje principal y aloja el sistema de cambio de paso. Está diseñado para permitir el acceso durante tareas de mantenimiento mediante escotillas próximas a la góndola.
- **Caja multiplicadora:** Se trata de una caja multiplicadora multietapa de diseño planetario/helicoidal. Su función es transmitir la potencia desde el rotor de baja velocidad hasta el generador de alta velocidad, con sistemas de lubricación, refrigeración y filtrado de aceite.
- **Rodamientos:** Permiten el giro de cada pala alrededor de su eje longitudinal. El eje principal se apoya mediante un sistema de dos rodamientos, diseñado para soportar cargas radiales y axiales y mantener la alineación del tren de potencia.
- **Sistema de freno:** El frenado principal se realiza aerodinámicamente mediante el sistema de paso de pala. Cada pala cuenta con respaldo

independiente, por lo que la turbina puede desacelerarse incluso con solo dos palas en posición de bandera.

- **Generador:** El modelo incorpora un generador de inducción doblemente alimentado, montado sobre una estructura diseñada para reducir la transmisión de vibraciones y ruido a la máquina.
- **Acoplamiento multiplicadora-generador:** Su función es proteger el tren de potencia frente a cargas excesivas, mediante un limitador de par.
- **Sistema de orientación de góndola:** La góndola se orienta mediante motores que actúan sobre la corona de orientación situada entre la torre y la góndola, alineando el rotor con la dirección del viento medida por el sensor instalado en la parte superior.
- **Torre:** La torre incluye acceso interior, plataformas de servicio, iluminación y sistema anticaídas. Pueden ser torres tubulares de acero o híbridas de acero y hormigón.
- **Góndola:** Contiene los principales equipos mecánicos y eléctricos del aerogenerador. Dispone de ventilación, iluminación, acceso desde la torre y un diseño capaz de recoger líquidos en caso de fugas.
- **Sensor de viento y pararrayos:** El sensor proporciona la información necesaria para orientar la turbina y regular su operación.
- **Protección contra el rayo:** Las palas incorporan receptores de rayo y la turbina dispone de sistema de puesta a tierra y apantallamiento, conforme a IEC 61400-24 nivel I.
- **Sistema de control:** El aerogenerador puede controlarse localmente o de forma remota mediante SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*). Incluye bloqueos locales de seguridad y botones de parada de emergencia en la base de la torre y en la góndola.
- **Convertidor de potencia:** Está formado por un convertidor en el lado del rotor, un circuito intermedio de corriente continua y un inversor en el lado de red. Permite controlar la operación eléctrica del generador y adaptar la energía a la red.
- **Transformador y celdas de media tensión:** Cada unidad incorpora transformador de media tensión y celdas de maniobra para conectarse al sistema colector del parque eólico.

En la Figura 25 pueden observarse todos los elementos mencionados.

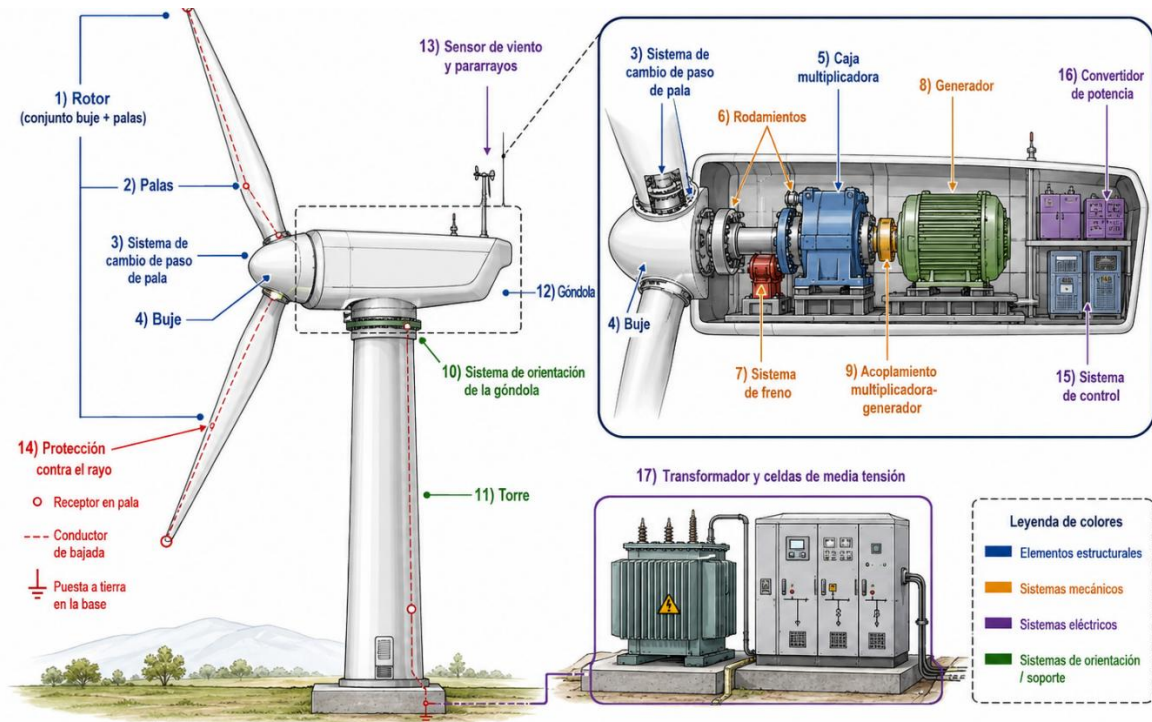


Figura 25. Esquema técnico simplificado de los principales sistemas del aerogenerador.

6.2 Características técnicas del aerogenerador

En la Tabla 26 se resumen las principales características técnicas del aerogenerador.

Tabla 26. Características del aerogenerador Cypress-164 de GE Vernova (Generada por el autor basada en [14]).

Parámetro	Valor
Fabricante	GE Vernova
Modelo	Cypress-164
Tipo de aerogenerador	Eje horizontal, tripala, barlovento
Potencia nominal [MW]	6
Diámetro del rotor [m]	164
Altura de buje [m]	120
Área barrida [m ²]	21.124
Número de palas	3
Sentido de giro	Horario visto desde barlovento
Orientación del rotor	Barlovento
Velocidad máxima de punta de pala [m/s]	83,3
Sistema de regulación de velocidad	Control de paso de pala
Tipo de caja multiplicadora	Multietapa planetaria/helicoidal
Color de los componentes exteriores	RAL 7035 gris claro
Protección contra el rayo	IEC 61400-24 Nivel I

7. Infraestructuras de obra civil

La implantación del parque eólico requiere de la ejecución de un conjunto de infraestructuras destinadas a permitir el transporte de los componentes principales, el montaje de los aerogeneradores, la cimentación de los aerogeneradores, la instalación del edificio de control y subestación, así como el acceso posterior para labores de operación y mantenimiento.

Previo al desarrollo de la obra civil, es necesario realizar un levantamiento topográfico del terreno, en el que se han de ubicar los diferentes elementos del parque eólico. Se trata de la obtención de un plano de terreno en coordenadas UTM con líneas de nivel y suficientemente detallado. Asimismo, es necesaria la realización de un estudio geotécnico que proporcione el tipo de terreno, espesor de capa vegetal, capacidad portante del terreno, nivel freático y análisis químico del terreno. Para ello, se realizan una serie de pruebas en el terreno, como pueden ser calicatas, ensayos de penetración dinámica o sondeos.

En la presente sección se describen las principales actuaciones civiles previstas para la construcción del parque.

7.1 Caminos de acceso e interiores entre aerogeneradores del parque eólico

Respecto al transporte de los aerogeneradores al emplazamiento, el fabricante, en este caso GE Vernova, define varios requerimientos a tener en cuenta. Estos requerimientos podrán cambiar tras el estudio del emplazamiento concreto por el suministrador, pudiendo ampliar las restricciones. A pesar de ello, para este proyecto se han considerado únicamente las condiciones generales.

7.1.1. *Requerimientos de transporte*

Los caminos deberán diseñarse para soportar las cargas transmitidas por los vehículos de transporte y montaje. Según la información del fabricante, durante la construcción de un aerogenerador se prevé un tráfico relevante de vehículos pesados, incluyendo camiones hormigonera para la cimentación, vehículos para movilización de grúas y transportes especiales para los componentes principales del aerogenerador [15]. GE Vernova indica como orden de magnitud los volúmenes indicados en la Tabla 27.

Tabla 27. Volumen aproximado de tráfico definido por el fabricante (Generada por el autor basada en [15]).

Concepto	Volumen aproximado de tráfico por aerogenerador	Volumen total necesario
Camiones hormigonera para cimentación	70 vehículos	560 vehículos
Camiones pesados para movilización de grúa	40 vehículos	320 vehículos
Transporte de tramos de torre de acero	3–7 vehículos	24-56 vehículos
Transporte de góndola y componentes principales	4 vehículos	32 vehículos
Transporte de buje	1 vehículo	8 vehículos
Transporte de palas	3 vehículos	24 vehículos
Transporte de componentes auxiliares	5 vehículos	40 vehículos

En cuanto a las cargas, los vehículos de transporte pueden presentar cargas por eje del orden de 12–15 t, dependiendo de la normativa de transporte aplicable en carretera. Para España, la documentación del fabricante considera una carga máxima permitida en carreteras públicas de 15 t por eje. Sin embargo, los caminos interiores entre aerogeneradores deben poder soportar, como criterio de diseño, cargas por eje de hasta 22 t cuando se prevea el desplazamiento de grúas parcialmente desmontadas entre posiciones [15].

Por tanto, los viales interiores del parque deberán dimensionarse no solo para los transportes de componentes, sino también para la posible circulación de equipos de montaje. Esta exigencia es especialmente relevante en la conexión entre plataformas de aerogeneradores, ya que la relocalización de la grúa puede realizarse de forma total o parcialmente desmontada. En caso de que la grúa se desplace parcialmente desmontada, se reducen los tiempos de montaje, pero aumentan las exigencias de capacidad portante de los caminos.

7.1.2. *Requerimientos de las carreteras*

Además de los requerimientos de transporte previamente indicados, los caminos de acceso e interiores del parque deberán cumplir una serie de requerimientos o condiciones geométricas que permitan el paso seguro de todos los vehículos necesarios durante la fase de construcción.

De acuerdo con la documentación del fabricante, la anchura mínima transitable de los caminos interiores será de 4,5 m. Esta anchura podrá ser suficiente en tramos rectos y sin condicionantes especiales, aunque en zonas con curvas, pendientes elevadas o

maniobras complejas será necesario prever sobreanchos, generalmente de 1 m más. De forma excepcional, el fabricante contempla anchuras entre 4,0 y 4,5 m únicamente en tramos rectos, con una longitud máxima aproximada de 300 m, siempre que la situación sea verificada por una empresa especializada en transporte y se apliquen medidas específicas de seguridad [15].

Por consiguiente, en el emplazamiento únicamente la carretera nacional NA-6030 cumplirá dicho requerimiento, como se muestra en la Figura 26, siendo necesaria una labor de acondicionamiento en gran parte de la ruta. En las Figuras 27 y 28 se muestran ejemplos de caminos que necesitan acondicionamiento. Además, habrá tramos de la ruta que habrán de ser construidos de cero, especialmente en los finales del camino que llegan a la ubicación de los aerogeneradores.

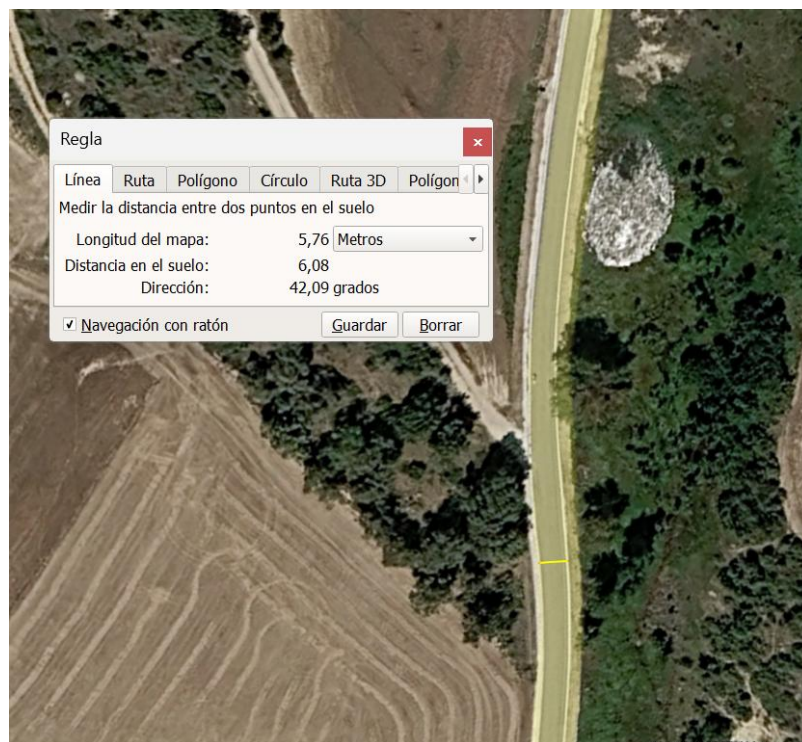


Figura 26. Anchura de carretera NA-6030.

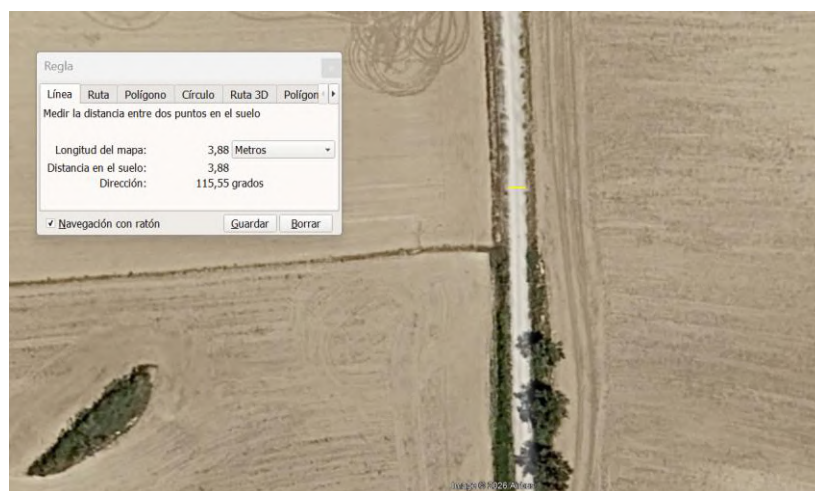


Figura 27. Anchura de tramo de ruta a acondicionar.

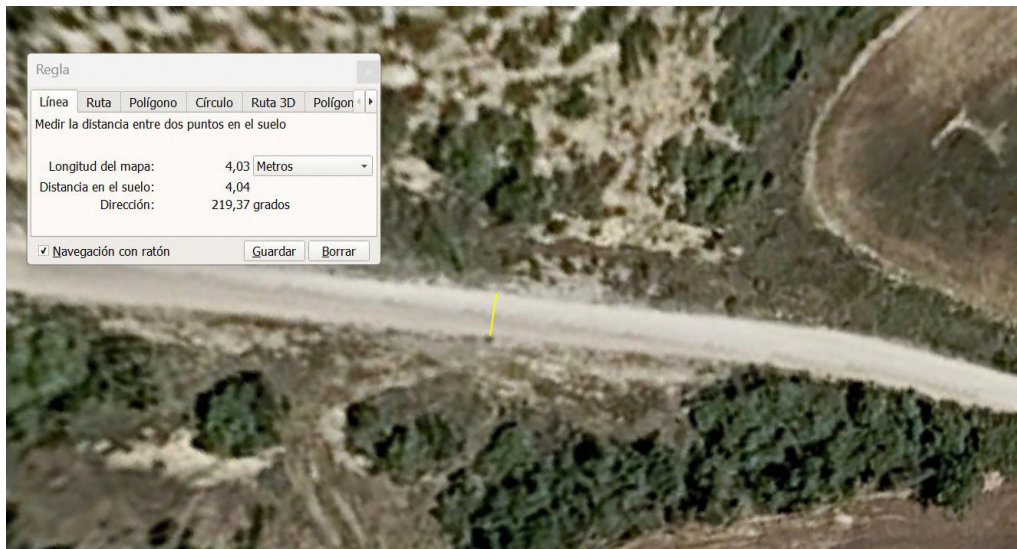


Figura 28. Anchura de otro tramo de ruta a acondicionar.

Por otro lado, el fabricante define que la sección tipo (véase Figura 29) del camino estará formada por una explanada compactada, una capa de base y una capa superior granular no ligada. La pendiente transversal de la capa de rodadura deberá ser al menos del 2 %, con el objetivo de facilitar la evacuación del agua hacia los laterales. En el caso de la subrasante, se recomienda una pendiente transversal mínima del 4 % cuando se trate de suelos sensibles al agua o materiales cohesivos. Además, la subrasante no deberá desviarse más de ± 3 cm respecto a la cota nominal definida en proyecto [15].

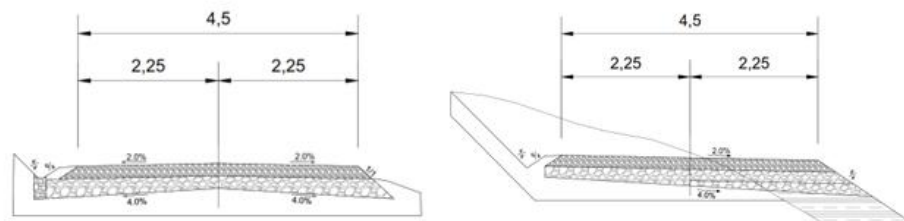


Figura 29. Sección tipo de camino interior con anchura transitable de 4,5 m y pendientes transversales de drenaje [15].

Desde el punto de vista constructivo, el dimensionamiento del firme deberá considerar las cargas de tráfico, las condiciones del subsuelo, la posible presencia de agua subterránea y los efectos de heladas. Los caminos deberán ejecutarse conforme a normativa técnica aplicable, pudiendo tomarse como referencia Eurocódigo 7 o normas equivalentes. La ejecución y compactación de las capas deberá cumplir, como referencia, un grado de compactación $DPr \geq 100$ % y un módulo de deformación sobre la capa de base $Ev2 \geq 100$ MN/m² [15].

El drenaje deberá garantizarse adecuadamente para evitar acumulaciones de agua en el firme y en la explanada. Para ello, será necesario asegurar el drenaje de las capas de base y del terreno, así como el prellenado o comprobación previa de las instalaciones de drenaje. En caso de emplear placas temporales de aluminio, acero o plástico, deberá colocarse bajo ellas un geotextil o manto de protección de aproximadamente 250 g/m², con el objetivo de evitar hundimientos y formación de cavidades.

En cuanto a las curvas, cuando el radio exterior sea inferior a 300 m, será necesario ampliar la anchura del camino en la curva al menos 1 m. Este criterio también aplica a curvas suaves con ángulos inferiores a 10°. Además, deberán mantenerse libres las zonas de barrido del transporte, asegurando que los obstáculos en el exterior de la curva no superen los 1,5 m sobre el nivel del camino, y los obstáculos en el interior los 0,20 m [15]. Un ejemplo del radio de giro y la zona de barrido requerida puede verse en la Figura 30.

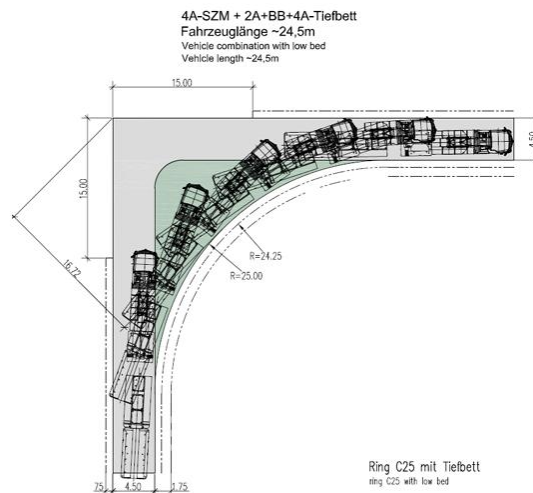


Figura 30. Ejemplo de radio de giro y zona de barrido requerida para vehículos de transporte especial [15].

Respecto a la pendiente, la pendiente longitudinal de los caminos deberá mantenerse preferentemente por debajo del 8 %. Para pendientes superiores, el trazado deberá destacarse en el plano de implantación y será necesario aplicar medidas adicionales. En el caso de transporte de torre híbrida de hormigón, la pendiente máxima admisible en caminos interiores será del 8 % tanto en subida como en bajada. Para pendientes mayores, los componentes de hormigón deberán transferirse a camiones especiales de obra y los camiones hormigonera solo podrán cargarse hasta el 80 %, incrementando el tiempo y coste de ejecución [15]. En la Tabla 28 se muestran los trabajos solicitados por el fabricante en caso de que la pendiente supere ciertos límites establecidos.

Tabla 28. Medidas adicionales requeridas en función de la pendiente longitudinal del camino [15].

Gradient	Towing vehicles required? Y/N	Additional Road widening in curves required? Y/N	Additional compaction required? Y/N	Bonded Top Layer required? Y/N	Restricted weather conditions? Y/N	Check by transportation company required? Y/N
<8%	N*	N	N	N	N	N
8% - 12%	Y	Y	Y	N	Y	N
12% - 14%	Y	Y	Y	N	Y	Y
≥14%	Y	Y	Y	Y	Y	Y

Las maniobras de marcha atrás deberán evitarse en la medida de lo posible. En caso de vehículos cargados, solo se admitirán con pendiente inferior al 2 %, anchura

mínima de 5 m en tramos rectos, sin curvas, con circulación diurna y longitud máxima aproximada de 300 m. Para vehículos descargados y acortados, se admiten pendientes inferiores al 6 % y anchura mínima de 4,5 m [15].

Los cambios bruscos de rasante deberán corregirse para evitar daños en los vehículos y componentes transportados. En determinados transportes de torre, la altura libre al suelo puede ser de solo 0,30 m. Como referencia, en una longitud de 30 m, un resalto no deberá superar aproximadamente 280 mm, como puede verse en la Figura 31.

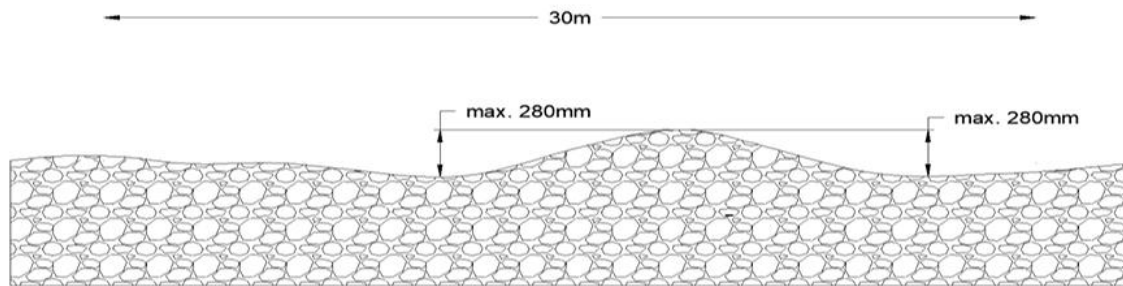


Figura 31. Ejemplificación de la limitación de resaltos en el camino [15].

También deberá garantizarse la ausencia de obstáculos laterales y verticales en los caminos. Se deberán retirar ramas, líneas eléctricas, cables telefónicos u otros elementos que puedan interferir con el transporte de los componentes. Como referencia, para torres híbridas y torres de acero se requiere un gálibo libre de 6 m en altura y anchura, mientras que para torres de acero de gran diámetro puede ser necesario aumentar dicho gálibo hasta 7 m.

Por otro lado, durante la fase de construcción podrán ser necesarias zonas auxiliares. Las áreas de estacionamiento para transportes especiales deberán tener una longitud mínima de 360 m, pudiendo dividirse en tres zonas de 120 m. Las áreas de giro para vehículos descargados deberán situarse, de forma orientativa, en un radio máximo de 150 m desde cada plataforma de grúa. La zona temporal de instalaciones de obra deberá ejecutarse con una pendiente máxima del 2 % y con una capa de grava fina o material equivalente [15].

Por último, durante la fase de construcción será necesario prever zonas auxiliares de apoyo logístico, como áreas de giro para vehículos descargados y una zona temporal de obra. Las áreas de giro deberán situarse, de forma orientativa, a una distancia máxima de 150 m desde cada plataforma de grúa, tal y como se muestra en la Figura 32. Para la zona temporal de obra, al tratarse de un parque de 8 aerogeneradores, se toma como referencia una superficie de 25×20 m (véase Figura 33), con pendiente máxima del 2 % y capa de grava fina o material equivalente.

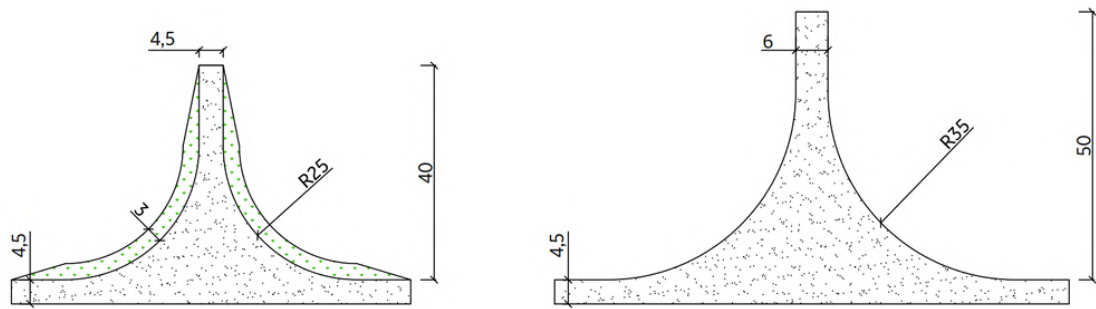


Figura 32. Ejemplo de zona de giro para camiones descargados [15].

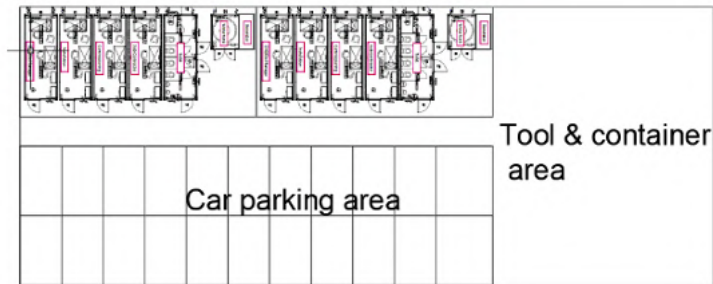


Figura 33. Ejemplo de zona temporal de obra con parking y zona de almacenamiento [15].

Con todos estos requerimientos, se han planteado los caminos indicados en la Figura 34. En ella puede verse la carretera NA-6030 dibujada en azul, en morado caminos existentes que deberán ser acondicionados y en rojo caminos nuevos que habrá que crear para acceder al emplazamiento final de los aerogeneradores. Estas rutas se han dibujado siguiendo los caminos existentes cuando ha sido posible y manteniendo una pendiente menor al 8% cuando era posible. En la Figura 35 se muestra una vista tridimensional de los caminos numerada para su posterior análisis por tramos. Todos los tramos y sus características se resumen en la Tabla 29.

Tabla 29. Características por tramos de carretera.

Definición	Tramos	Longitud total	Color
Camino existente aprovechado	1	1.442 m	Azul
Camino existente que acondicionar	3	4.505 m	Morado
Camino nuevo	8	5.264 m	Rojo

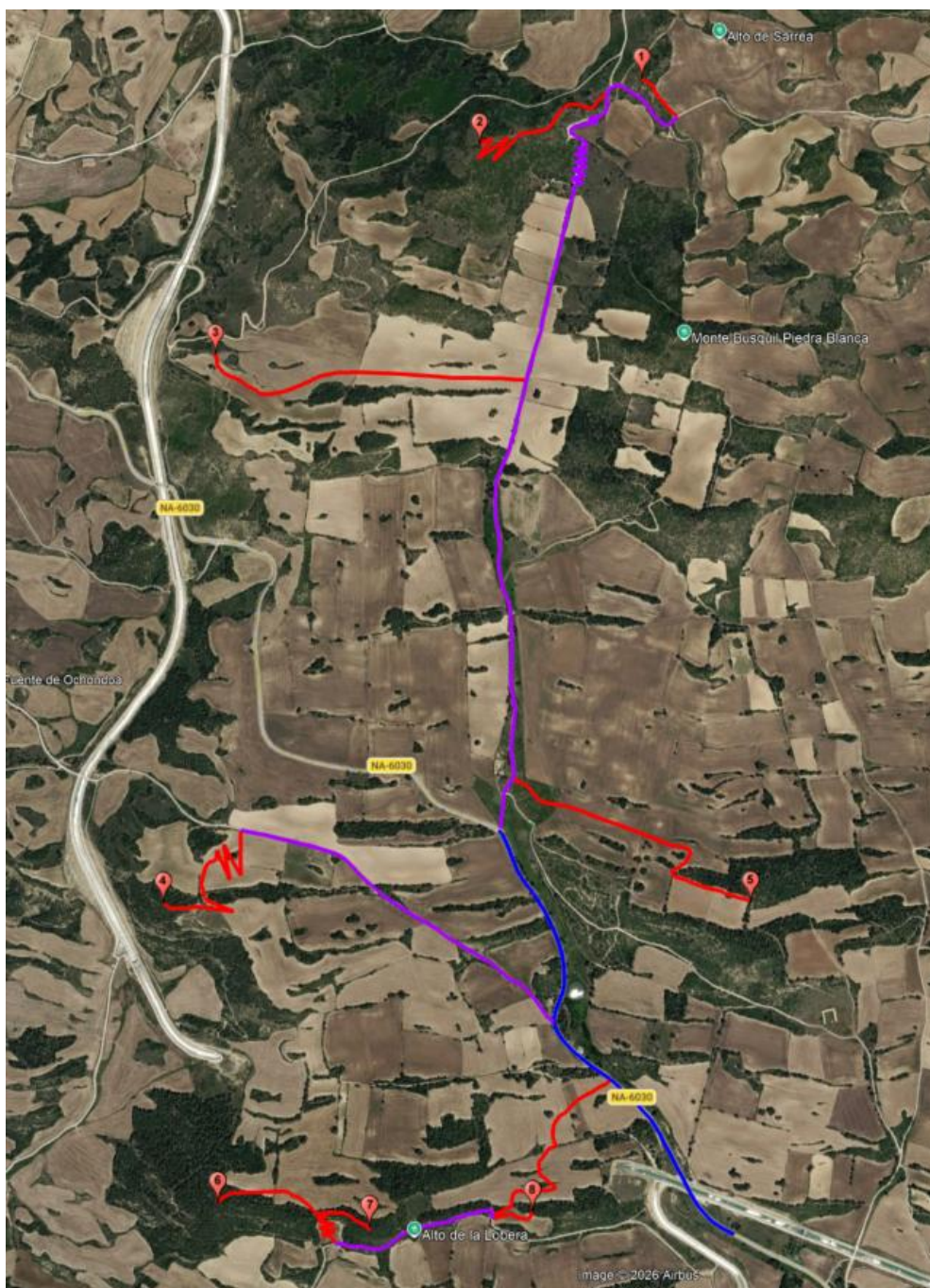


Figura 34. Trazado preliminar en planta de los caminos de acceso e interiores del parque eólico.

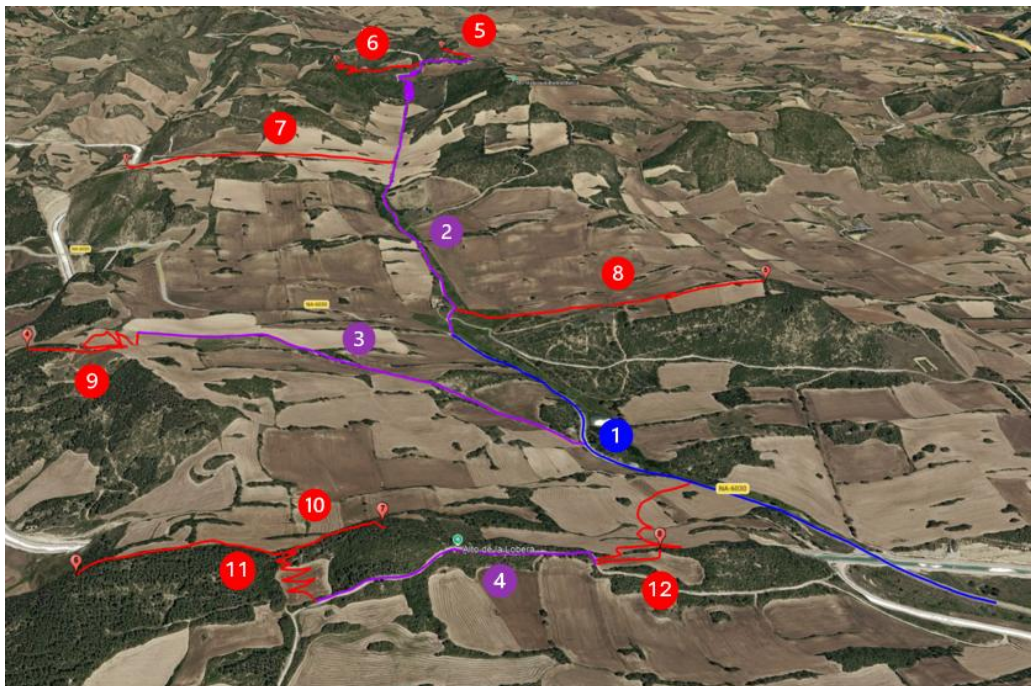


Figura 35. Vista tridimensional del trazado preliminar de caminos sobre el terreno.

Una vez definidos todos los caminos, se han analizado las pendientes de cada uno de ellos. En el caso de la carretera NA-6030 (Tramo 1), se han dibujado en amarillo en la Figura 36 las zonas en las que habrá que tener mayor precaución, ya que la pendiente supera el 8 % establecido por el fabricante. En este caso no se ha considerado realizar alteraciones de rasante en el tramo.



Figura 36. Perfil de elevación del Tramo 1 de camino obtenido mediante Google Earth Pro.

En el caso de los tramos identificados en color morado y rojo, aunque el trazado se ha definido tratando de aprovechar las zonas de menor pendiente y adaptarse a la orografía existente, se han detectado puntos con pendientes superiores a los valores recomendados por el fabricante. Por ello, en las Figuras 37 a 47 se señalan de forma preliminar las zonas en las que sería necesario realizar una regularización de la rasante. En color azul se indican los tramos donde previsiblemente sería necesario ejecutar desmontes o retirada de material, mientras que en color verde se representan las zonas donde sería necesario realizar terraplenes o aportación de material. El objetivo de estas actuaciones sería suavizar los cambios de pendiente y garantizar que el perfil longitudinal de los caminos se mantenga dentro de un rango admisible para el transporte y montaje de los aerogeneradores. En algún caso parece no ser necesaria actuación de regularización, como puede verse en la Figura 37.



Figura 37. Perfil de elevación del Tramo 2 de camino interior obtenido mediante Google Earth Pro.



Figura 38. Perfil de elevación del Tramo 3 de camino interior obtenido mediante Google Earth Pro.



Figura 39. Perfil de elevación del Tramo 4 de camino interior obtenido mediante Google Earth Pro.

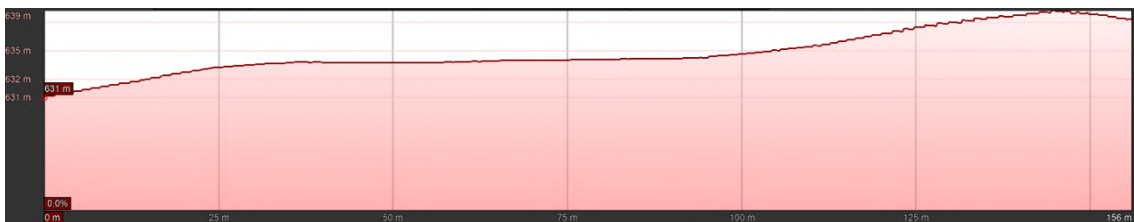


Figura 40. Perfil de elevación del Tramo 5 de camino interior obtenido mediante Google Earth Pro.



Figura 41. Perfil de elevación del Tramo 6 de camino interior obtenido mediante Google Earth Pro.

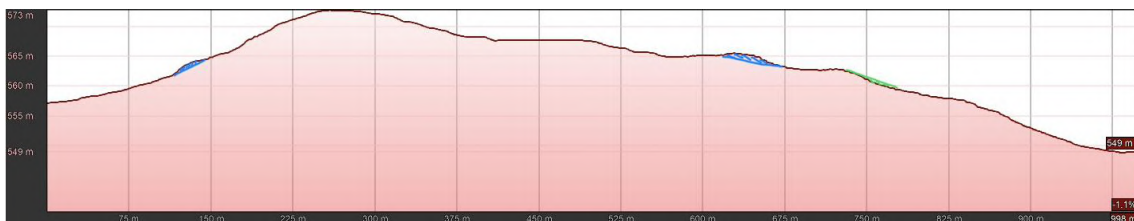


Figura 42. Perfil de elevación del Tramo 7 de camino interior obtenido mediante Google Earth Pro.



Figura 43. Perfil de elevación del Tramo 8 de camino interior obtenido mediante Google Earth Pro.

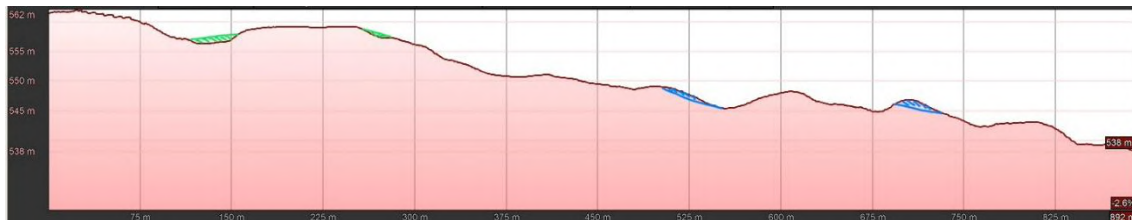


Figura 44. Perfil de elevación del Tramo 9 de camino interior obtenido mediante Google Earth Pro.

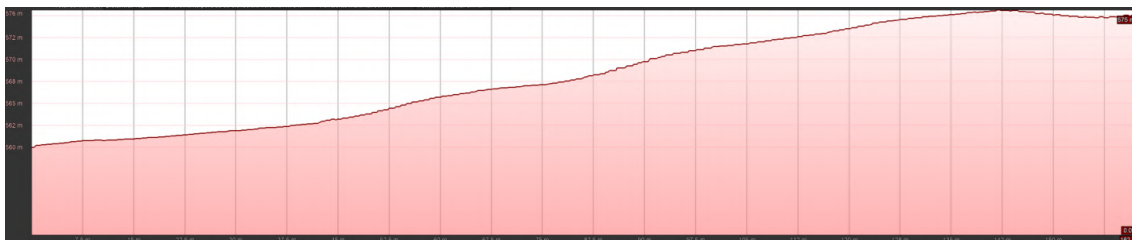


Figura 45. Perfil de elevación del Tramo 10 de camino interior obtenido mediante Google Earth Pro.



Figura 46. Perfil de elevación del Tramo 11 de camino interior obtenido mediante Google Earth Pro.



Figura 47. Perfil de elevación del Tramo 12 de camino interior obtenido mediante Google Earth Pro.

7.2 Plataformas de montaje

Junto a cada aerogenerador se proyectará una plataforma de montaje, destinada al posicionamiento de la grúa principal, grúas auxiliares, vehículos de apoyo y equipos necesarios durante el montaje de la torre, góndola, buje y palas.

De acuerdo con los criterios del fabricante, las plataformas deberán disponer de una superficie nivelada, compactada y con capacidad portante suficiente para soportar las cargas transmitidas por la grúa y los vehículos auxiliares. A diferencia de los caminos

interiores, donde se admite cierta pendiente longitudinal, las plataformas de grúa requieren una superficie prácticamente horizontal durante toda su longitud y anchura. Como referencia, el fabricante establece una pendiente superficial del 0 %, con una tolerancia máxima de $\pm 0,25$ %.

Además, la plataforma deberá contar con un drenaje adecuado para evitar acumulaciones de agua que puedan reducir la capacidad portante del terreno.

La plataforma de grúa deberá conectarse con la cimentación y la puerta del aerogenerador mediante una zona accesible y segura. Según la documentación del fabricante, se recomienda disponer una conexión de aproximadamente 3 m de anchura entre la plataforma y la puerta de la torre, ejecutada en forma de rampa o acceso granular. Asimismo, la diferencia de cota entre la plataforma y la parte superior de la cimentación deberá mantenerse dentro de los límites establecidos por el fabricante, evitando cambios bruscos de nivel que dificulten las operaciones de montaje y mantenimiento [15]. En la Figura 48 se muestra un ejemplo de conexión entre la plataforma de grúa y la cimentación del aerogenerador.

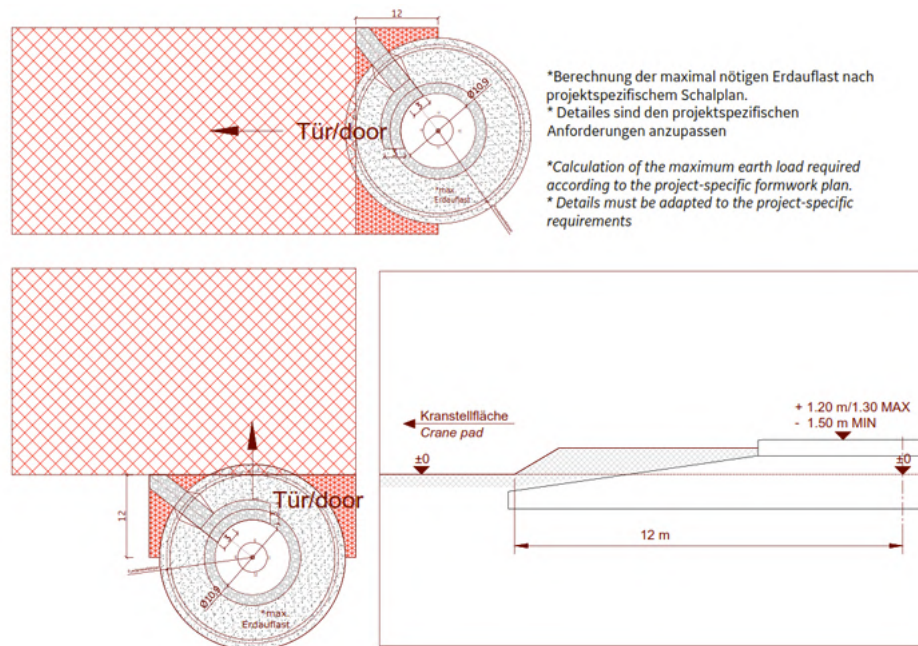


Figura 48. Ejemplo de rampa y diferencia de cota entre la parte superior de la cimentación y la plataforma de grúa [15].

Durante la fase de construcción, las plataformas podrán complementarse con zonas auxiliares para el acopio temporal de componentes, montaje de pluma de grúa y apoyo de vehículos. No obstante, una vez finalizada la instalación, parte de estas superficies auxiliares podrán restaurarse, manteniéndose disponibles el camino de acceso, la plataforma principal y la conexión con la puerta del aerogenerador para futuras operaciones de mantenimiento mayor. Esta posibilidad se representa de forma esquemática en la Figura 49.

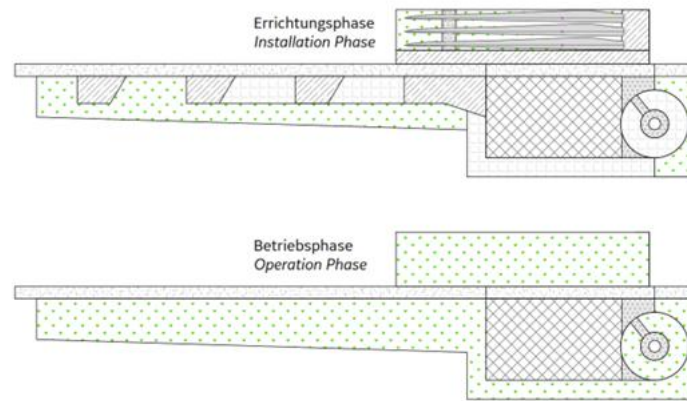


Figura 49. Ejemplo de desmontaje parcial de zonas de trabajo y plataformas de grúa tras la fase de instalación [15].

7.3 Cimentaciones de los aerogeneradores

Las cimentaciones de los aerogeneradores constituyen uno de los elementos más importantes de la obra civil del parque eólico, ya que son las encargadas de transmitir al terreno las cargas verticales, horizontales y momentos generados por el conjunto de la torre, góndola y rotor. El dimensionamiento de una cimentación de aerogenerador supone, por sí mismo, un proyecto específico, normalmente desarrollado mediante herramientas de cálculo estructural y modelos de elementos finitos.

De forma general, la cimentación se compone de una base circular de hormigón armado sobre la que se levanta un bloque central troncocónico de sección variable. En este bloque se embeben los pernos de anclaje que permiten la sujeción de la primera sección de la torre del aerogenerador.

Como referencia, en la Figura 50 se muestra una cimentación durante su fase de ejecución, donde puede apreciarse la disposición de la armadura antes del hormigonado. Esta imagen permite observar la escala de la cimentación y la elevada cantidad de acero necesaria para resistir las cargas transmitidas por el aerogenerador.



Figura 50. Ejecución de la armadura de una cimentación de aerogenerador [16].

Por otro lado, además de su función estructural, la cimentación debe prever el paso de los conductos de potencia hacia el interior de la torre. Según la documentación del

fabricante, estos conductos se disponen embebidos en la cimentación y permiten conducir los cables desde las canalizaciones exteriores hasta la base del aerogenerador. En la Figura 51 se muestra la disposición en planta de estos conductos, junto con la posición de la puerta de la torre y la zona central de anclaje. De forma complementaria, en la Figura 52 se representa en sección el recorrido de los cables a través de la cimentación, así como su protección mecánica en la entrada al aerogenerador. Este aspecto deberá coordinarse con el diseño de las canalizaciones eléctricas del parque.

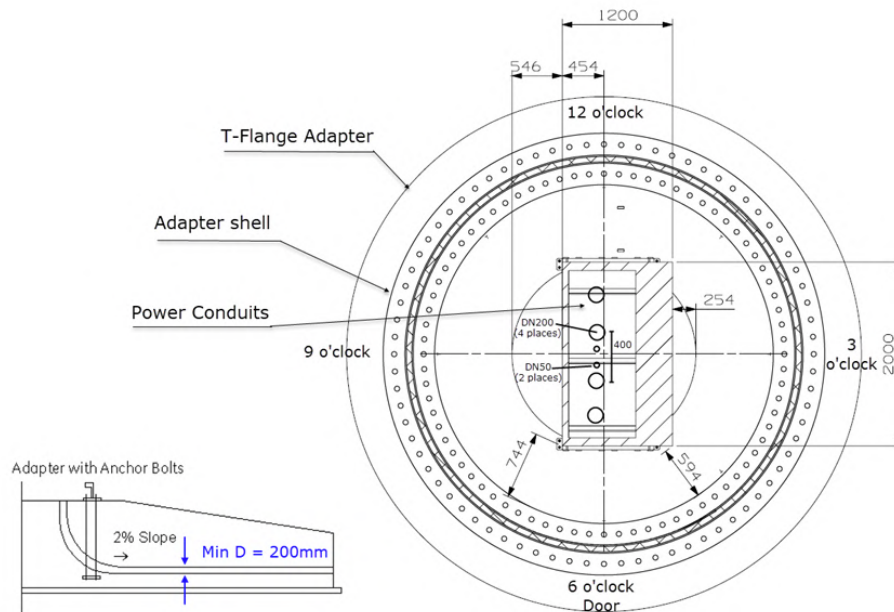


Figura 51. Disposición en planta de los conductos de potencia embebidos en la cimentación del aerogenerador [17].

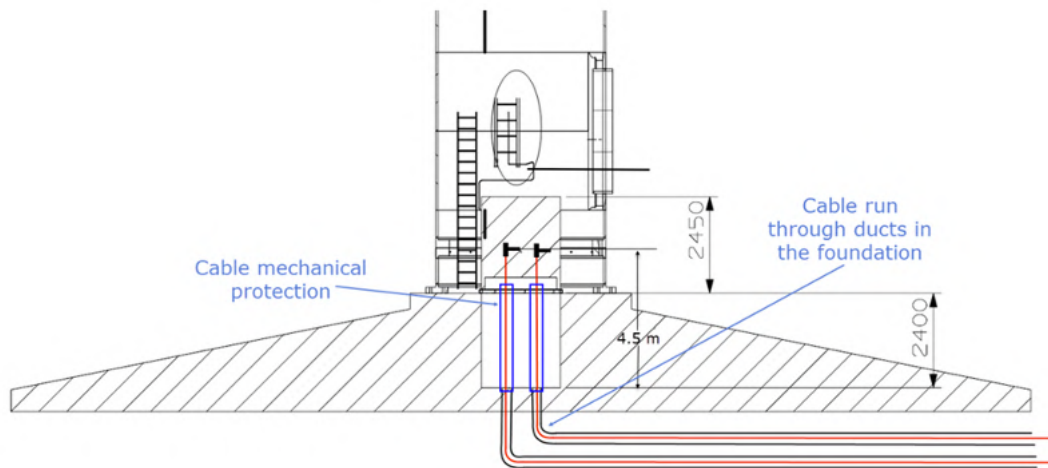


Figura 52. Esquema en sección del recorrido de cables de potencia a través de la cimentación [17].

El proceso constructivo comienza con la excavación del terreno hasta la cota definida en proyecto. Posteriormente se ejecuta una capa de hormigón de limpieza, sobre la que se coloca la armadura principal y los pernos de anclaje. Una vez colocados estos elementos, se procede al hormigonado estructural, relleno perimetral y compactación final. Las unidades de obra asociadas a una cimentación de aerogenerador son significativas, especialmente en términos de volumen de excavación, hormigón

estructural, relleno y acero para armado. A modo de referencia, la Tabla 30 recoge las principales magnitudes para una cimentación tipo de un aerogenerador de 4–4,5 MW sobre terreno de consistencia normal.

Tabla 30. Unidades de obra aproximadas para una cimentación tipo de aerogenerador de 4–4,5 MW.

Unidad de obra	Valor aproximado
Hormigón de limpieza (m ³)	33,5
Hormigón estructural (m ³)	430
Volumen de excavación (m ³)	1.425
Volumen de relleno (m ³)	925
Acero para armado (kg)	43.175

7.4 Canalizaciones en zanja

Las canalizaciones en zanja tienen como función alojar los cables de media tensión, los cables de comunicaciones y los conductores de puesta a tierra que conectan los aerogeneradores entre sí y con la subestación eléctrica del parque. Estas canalizaciones se ejecutarán enterradas y, siempre que sea posible, siguiendo el trazado de los caminos interiores, con el objetivo de reducir la ocupación del terreno y facilitar las operaciones de construcción, inspección y mantenimiento.

Como se muestra en la Figura 53, las canalizaciones, dibujadas en amarillo, se han planteado siguiendo, en la medida de lo posible, el trazado de los caminos interiores del parque, conectando los distintos aerogeneradores con la Subestación Eléctrica Transformadora (SET). La SET es donde se agrupan los circuitos de media tensión procedentes de los aerogeneradores antes de su evacuación hacia la red eléctrica. Su ubicación se propone en la zona sur del parque, próxima al acceso desde la NA-6030, por tratarse de un punto accesible, cercano al eje principal de caminos interiores y favorable para una eventual evacuación hacia Tafalla. Esta hipótesis resulta coherente con la existencia de infraestructura eléctrica relevante en Tafalla, donde Red Eléctrica ha concluido la ampliación de la subestación de 220 kV para facilitar la integración de nueva generación renovable en Navarra [18]. En este caso se considerará la conexión a la subestación de 66 kV, al tratarse de una instalación de tamaño medio. Según la información publicada por i-DE en su mapa de capacidad de acceso [19], en la zona existe un punto de conexión en la subestación transformadora de reparto (STR) Tafalla, con un nivel de tensión de 66 kV y asociado al nudo de afección mayoritaria Tafalla 220. Aunque la capacidad de acceso disponible indicada en la consulta es nula, en el presente trabajo se emplea esta infraestructura únicamente como referencia para definir un punto de conexión técnicamente plausible y dimensionar la evacuación del parque.



Figura 53. Trazado preliminar de canalizaciones en zanja entre aerogeneradores y SET del parque eólico.

En la Figura 54 se muestra un esquema tipo de canalización en zanja para un parque eólico, con la disposición de cables de media tensión, fibra óptica y puesta a tierra.

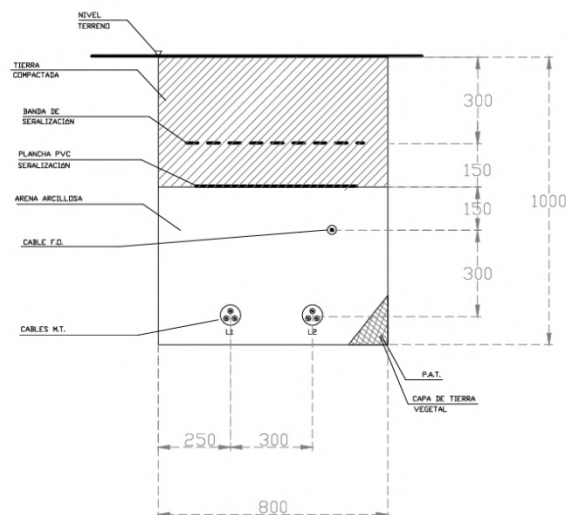


Figura 54. Esquema tipo de canalización en zanja para cables de media tensión, comunicaciones y puesta a tierra.

Se ha escogido una zanja tipo Z-2C, ya que en ningún tramo habrá más de dos circuitos en una misma zanja, por lo que se ha considerado esta la situación más desfavorable.

De acuerdo con la documentación del fabricante, los cables de media tensión pueden instalarse enterrados directamente en tierra o mediante conductos. En cualquier caso, el tendido deberá realizarse sobre terreno sólido, liso y libre de piedras, o sobre una cama de arena o suelo sin piedras, evitando daños mecánicos durante la instalación. Asimismo, deberán protegerse frente a afecciones químicas, térmicas y esfuerzos excesivos de tracción o curvatura.

La profundidad mínima de enterramiento indicada por el fabricante para cables subterráneos es de 0,6 m bajo la superficie, aumentando a 0,8 m bajo caminos. Esta mayor profundidad resulta especialmente relevante en los cruces con viales interiores o zonas de tráfico pesado, donde los cables pueden verse afectados por las cargas transmitidas por vehículos de transporte, maquinaria y equipos de montaje.

En la entrada a cada aerogenerador, el trazado de los cables deberá coordinarse con los conductos embebidos en la cimentación, descritos previamente en la sección 7.3. Según la documentación del fabricante, estos conductos deberán disponer de un diámetro interior mínimo de 200 mm para cables de media tensión y 50 mm para cables de señal. Esta coordinación entre zanja, cimentación y torre es necesaria para garantizar una entrada ordenada y protegida de los cables hacia el interior del aerogenerador.

Finalmente, el dimensionamiento definitivo de las zanjas dependerá del número de circuitos, la sección de los cables, la capacidad térmica del terreno, las separaciones requeridas y los criterios de protección mecánica. Por ello, en este apartado se plantea únicamente una descripción preliminar de la solución constructiva desde el punto de vista de obra civil. El desarrollo eléctrico de la instalación, incluyendo la definición de los circuitos de media tensión, conductores, protecciones y conexión con la subestación, se aborda posteriormente en la sección 8.

7.5 Edificio de control

El edificio de control se ubicará junto a la subestación eléctrica del parque, formando una única zona técnica de operación y evacuación. Esta ubicación permite centralizar los equipos auxiliares, reducir recorridos internos, facilitar el acceso para operación y mantenimiento y concentrar las infraestructuras permanentes en una misma zona.

El edificio deberá albergar, la sala de control, equipos de comunicaciones, servicios auxiliares, almacén de repuestos, aseos, vestuario y sala de celdas de media tensión o cuadros eléctricos asociados a la instalación. Su diseño se plantea como una construcción de una sola planta, de dimensiones contenidas y con acabados compatibles con el entorno rural en el que se implanta el parque. Un posible ejemplo del edificio se muestra en las Figuras 55 y 56. La Figura 55 ha sido creada a partir de un ejemplo real y extraída del plano en el documento n.º2. En el caso de la Figura 56 se muestra el alzado de dicho edificio de control. Sin embargo, hoy en día varias empresas ofrecen edificios prefabricados de hormigón que permiten agilizar el proceso de construcción de dicho edificio, por lo que también se podría optar por dicha solución.

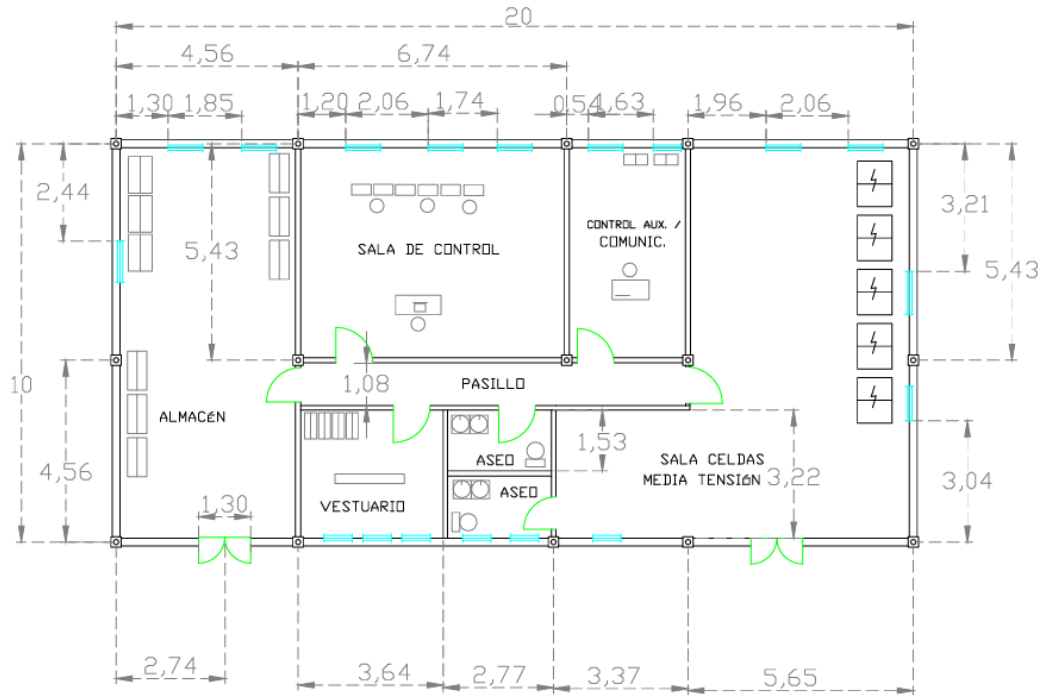


Figura 55. Plano en planta de la distribución interior del edificio de control.

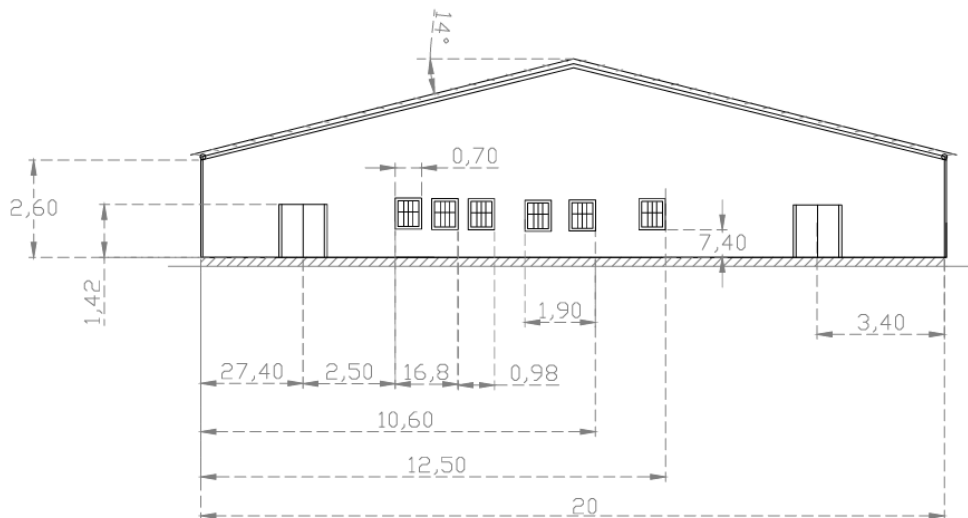


Figura 56. Alzado del edificio de control.

Desde el punto de vista normativo, el edificio deberá cumplir las exigencias aplicables del Código Técnico de la Edificación [20], que establece los requisitos básicos de seguridad y habitabilidad de los edificios. Además, al ubicarse en Navarra, su implantación deberá ajustarse al procedimiento de autorización de parques eólicos y sus instalaciones de evacuación asociadas, regulado por el Decreto Foral 56/2019 [21]. Según dicho reglamento, el edificio no requiere de especificaciones detalladas relativas al cerramiento o cubierta en la zona que puedan afectar al posterior estudio de impacto ambiental, por lo que aparentemente podrá emplearse un edificio prefabricado.

7.6 Obra civil de la subestación eléctrica

La subestación eléctrica del parque se ubicará junto al edificio de control descrito en la sección 7.5, concentrando los equipos necesarios para la evacuación de la energía generada y su adecuación a las condiciones de conexión a red. Desde el punto de vista civil, la subestación requerirá la ejecución de explanación, cerramiento perimetral, caminos interiores de acceso, drenaje, canalizaciones, arquetas y cimentaciones específicas para los equipos eléctricos.

Los equipos principales de alta tensión, tales como transformadores de potencia, interruptores, seccionadores, transformadores de medida y embarrados, se instalarán sobre sus correspondientes bases, soleras o dados de hormigón armado. Estas cimentaciones deberán dimensionarse en función de las cargas transmitidas por cada equipo, de las acciones de viento, del peso propio, de las condiciones geotécnicas del terreno y de las especificaciones particulares de los fabricantes. Asimismo, se preverán canalizaciones y arquetas para el tendido y conexión de los cables de potencia, control, comunicaciones y puesta a tierra.

Las canalizaciones y arquetas asociadas a la subestación se coordinarán con las especificaciones de los equipos eléctricos y de los aerogeneradores, especialmente en lo relativo a la entrada y guiado de cables de media tensión y señal. Su definición detallada se recoge en la sección 8, correspondiente a la instalación eléctrica del parque.

8. Instalación eléctrica

8.1 Introducción y alcance de la instalación eléctrica

La instalación eléctrica del parque eólico será la responsable de recoger toda la energía generada por los aerogeneradores, elevar su tensión a un nivel adecuado para su transporte y evacuarla hacia la red eléctrica. Además, deberá asegurar que la instalación esté protegida ante perturbaciones externas, al igual que proteger la red externa de posibles problemas en la misma.

8.2 Centro de transformación del aerogenerador

El centro de transformación del aerogenerador está formado por el transformador de baja/media tensión, la celda de media tensión y los elementos de conexión, protección y puesta a tierra asociados. Su función principal es elevar la tensión de la energía eléctrica generada por el aerogenerador hasta el nivel de media tensión de la red interna del parque, permitiendo su evacuación hacia el circuito colector y, posteriormente, hacia la subestación del parque.

En el caso del aerogenerador GE Cypress 6.0, la documentación del fabricante indica que cada unidad está equipada con un transformador de media tensión y una celda de media tensión para su conexión al sistema colector del parque. Además, el transformador aparece incluido dentro del conjunto de la góndola. Por tanto, a diferencia de otras configuraciones en las que el centro de transformación puede situarse en una caseta exterior o en la base de la torre, en esta tecnología el transformador se encuentra integrado en la propia góndola del aerogenerador. Esto permite reducir las pérdidas en los 120 m de torre por los que debe de transmitirse la electricidad.

La celda de media tensión se sitúa en la zona inferior de la torre y permite realizar la conexión, protección y seccionamiento del aerogenerador respecto a la red interna del parque. Los cables de media tensión acceden al interior de la torre a través de la cimentación y son guiados hasta la celda mediante bandejas. Esta disposición se muestra en la Figura 57, donde se representa la celda de media tensión en la base del aerogenerador y el encaminamiento de los cables desde la cimentación.

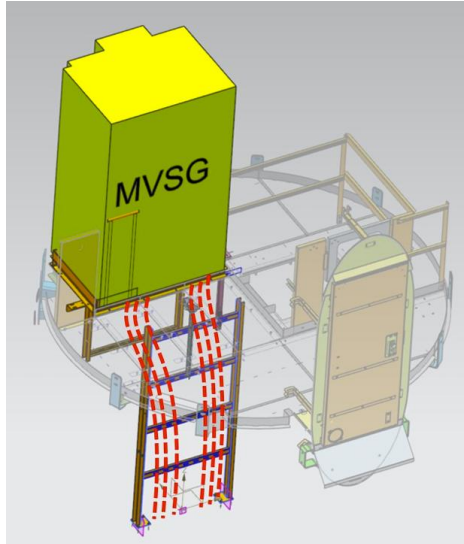


Figura 57. Disposición de la celda de media tensión en la base del aerogenerador y guiado de los cables de media tensión desde la cimentación [17].

Dado que el transformador se encuentra integrado en el aerogenerador, resulta conveniente que sea de tipo seco, con aislamiento en aire, frente a soluciones con dieléctrico líquido. Esta elección reduce el riesgo asociado a posibles fugas de aceite o refrigerante líquido en el interior de la góndola, evitando daños sobre otros componentes eléctricos o mecánicos del aerogenerador y simplificando las condiciones de seguridad, mantenimiento y protección ambiental.

La potencia aparente del transformador se dimensiona a partir de la potencia nominal del aerogenerador y del factor de potencia considerado. La documentación disponible del fabricante no especifica la potencia nominal del transformador en kVA ni el factor de potencia nominal de diseño. Por ello, para el dimensionamiento se toma como referencia la potencia nominal del aerogenerador, de 6,0 MW, y se adopta un valor de $\cos\varphi = 0,90$.

$$S = \frac{P}{\cos\varphi} \quad (7)$$

$$S = \frac{6,0}{0,90} = 6,67 \text{ MVA} \quad (8)$$

Por tanto, la potencia aparente mínima del transformador deberá ser de aproximadamente 6,67 MVA. Para el diseño preliminar se considerará un transformador de potencia normalizada igual o superior, siendo razonable adoptar un valor de 7 MVA, condicionado a la configuración final suministrada por el fabricante y al nivel de tensión seleccionado para la red interna del parque.

8.2.1. Celdas de media tensión

Las celdas de media tensión son los equipos encargados de realizar la maniobra, protección, seccionamiento y conexión del aerogenerador con la red interna de media tensión del parque. Se sitúan en la parte inferior de la torre, aguas abajo del transformador

BT/MT, y permiten aislar tanto el transformador como la línea de generación en caso de avería, operación de mantenimiento o maniobra de explotación.

Desde el punto de vista funcional, la celda debe permitir, por un lado, la protección del transformador del aerogenerador y, por otro, la entrada y/o salida de la línea de media tensión en función de la posición que ocupe cada máquina dentro del circuito colector.

En este parque eólico, la red interna de media tensión se ha organizado en tres líneas de generación, de acuerdo con el trazado de zanjas definido en la Figura 53. Esta distribución por líneas puede verse en la Figura 58.

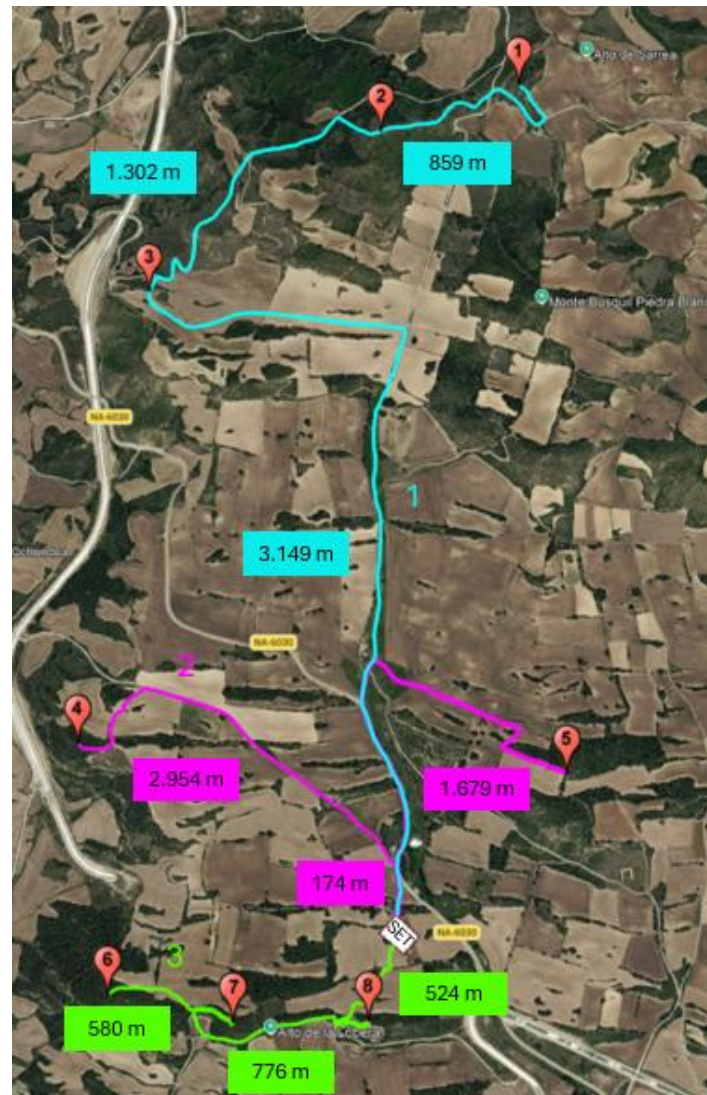


Figura 58. Distribución de las tres líneas eléctricas.

La distribución adoptada es la siguiente:

- Línea 1: aerogeneradores A-1, A-2 y A-3
- Línea 2: aerogenerador A-4 y A-5
- Línea 3: aerogeneradores A-6, A-7 y A-8

Esta organización permite limitar la intensidad circulante por cada circuito, reducir pérdidas y simplificar la explotación del parque. Además, se ha considerado la utilización de caminos ya existentes para realizar las zanjas de manera más sencilla y alterar lo menos posible el medio ambiente. A efectos eléctricos, cada línea se materializa como un circuito trifásico de media tensión asociado a su correspondiente conjunto de celdas.

La tipología de celda a emplear depende de la posición del aerogenerador dentro de cada línea de generación. En este trabajo se adopta la siguiente nomenclatura:

- **0L:** celda de remonte o salida de línea.
- **1L:** una celda adicional de línea.
- **1V:** una celda de protección del transformador mediante interruptor automático.

Dado que la potencia unitaria de cada aerogenerador es de 6 MW, resulta más adecuado emplear interruptor automático en la protección del transformador en lugar de seccionador con fusibles. Por ello, la posición de protección se expresa como V y no como P. En consecuencia, las configuraciones adoptadas son las siguientes:

- 0L + 1V para aerogeneradores situados en extremo de línea.
- 0L + 1L + 1V para aerogeneradores situados en posición intermedia o en la cabecera de una línea con continuidad hacia otro aerogenerador.

La Figura 59 recoge de forma esquemática ambas configuraciones, que serán las empleadas en el diseño del parque. En ambas configuraciones por la parte superior se conecta con el aerogenerador (transformador BT/MT y generador). Después, la flecha de salida indica la salida al siguiente aerogenerador o al SET en caso de ser el primer o único aerogenerador de la línea. En el caso de la celda 0L + 1L + 1V la flecha de entrada indica el circuito que viene desde el aerogenerador anterior.

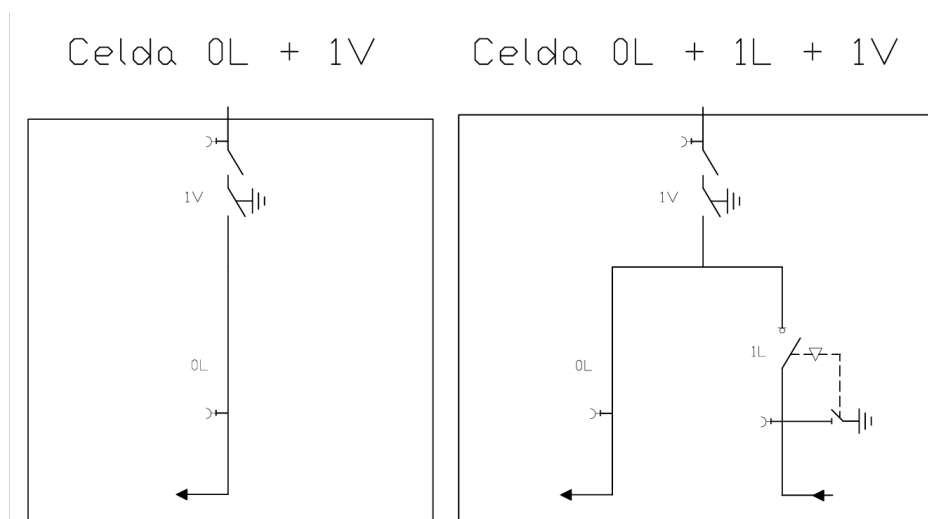


Figura 59. Tipologías de celda de media tensión adoptadas en el parque.

De acuerdo con esta lógica, la configuración de celdas para cada aerogenerador queda definida como se muestra a continuación:

- **A-1:** extremo de la Línea 1 $\rightarrow 0L + 1V$
- **A-2:** posición intermedia en la Línea 1 $\rightarrow 0L + 1L + 1V$
- **A-3:** cabecera de la Línea 1, conectada con la SET y con A-2 $\rightarrow 0L + 1L + 1V$
- **A-4:** cabecera de la Línea 2, conectada con la SET y con A-5 $\rightarrow 0L + 1L + 1V$
- **A-5:** extremo de la Línea 2 $\rightarrow 0L + 1V$
- **A-6:** extremo de la Línea 3 $\rightarrow 0L + 1V$
- **A-7:** posición intermedia en la Línea 3 $\rightarrow 0L + 1L + 1V$
- **A-8:** cabecera de la Línea 3, conectada con la SET y con A-7 $\rightarrow 0L + 1L + 1V$

Por tanto, de los ocho aerogeneradores, tres dispondrán de configuración $0L + 1V$ y cinco dispondrán de configuración $0L + 1L + 1V$.

Finalmente, en la subestación eléctrica del parque se dispondrán tres posiciones de entrada de línea, una por cada circuito colector, de modo que cada línea de generación pueda ser maniobrada y protegida de forma independiente desde la SET.

8.3 Red de cables canalizados en zanja

La red de cables canalizados en zanja constituye la red colectora de media tensión del parque eólico. Su función es transportar la energía generada por los aerogeneradores desde las celdas de media tensión situadas en la base de cada torre hasta la subestación eléctrica del parque.

La red interna de media tensión del parque eólico estará formada por cables subterráneos aislados, con régimen de funcionamiento en corriente alterna trifásica a 50 Hz. Su diseño deberá cumplir las prescripciones técnicas del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por el Real Decreto (RD) 223/2008 [22], y en particular la ITC-LAT 06, relativa a líneas subterráneas con cables aislados.

Para el diseño preliminar de esta red interna se adopta una tensión nominal de 30 kV. Esta elección permite limitar la intensidad circulante por los circuitos colectores, especialmente en las líneas que agrupan tres aerogeneradores, reduciendo así las pérdidas eléctricas y la caída de tensión respecto a una solución de menor tensión, como 20 kV. Asimismo, se trata de un nivel de tensión compatible con cables normalizados de media tensión de tensión asignada 18/30 kV y con equipos comerciales de maniobra y protección.

8.3.1. Trazado de la red interna de media tensión

Se plantea una red de tres circuitos trifásicos independientes de media tensión y canalizados en zanja tipo Z-2C como se indica en la Figura 54.

El trazado de las tres líneas de la Figura 58 se resume de forma cualitativa en la Tabla 31.

Tabla 31. Características de las tres líneas.

Línea	Aerogeneradores conectados	Potencia máxima transportada	Observación	Longitud cable total
Línea 1	A-1, A-2, A-3	18 MW	Línea con tres aerogeneradores	5.310 m
Línea 2	A-4, A-5	12 MW	Línea con dos aerogeneradores	4.807 m
Línea 3	A-6, A-7, A-8	18 MW	Línea con tres aerogeneradores	1.880 m

A la hora de calcular el cable de media tensión, se escogerá el caso más desfavorable, en este caso el tramo final de las líneas 1 y 2, ya que se juntan los dos cables en una misma zanja. Además, será el cable de la línea 1 el más desfavorable, ya que transporta una mayor potencia que el de la línea 2.

8.3.2. Características constructivas de los cables de media tensión

Para la red colectora de media tensión se selecciona un cable unipolar de media tensión con conductor de aluminio, aislamiento seco y pantalla metálica, adecuado para la instalación subterránea en zanja. En concreto, se toma como referencia un cable tipo AL RHZ1-OL 18/30 kV, correspondiente a una solución comercial empleada en redes de media tensión [23], cuya estructura constructiva se muestra en la Figura 60.

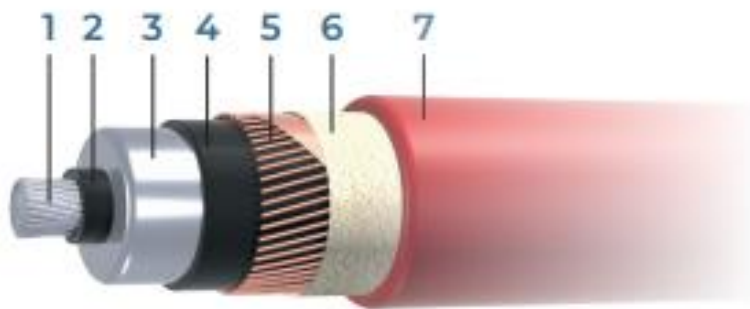


Figura 60. Estructura constructiva del cable AL RHZ1-OL 18/30 kV [23].

El significado de cada una de las letras que componen la designación del cable se recoge en la Tabla 32.

Tabla 32. Significado de cada una de las letras que componen la designación del cable [23].

Código	Significado
AL	Conductor de aluminio
R	Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE)
H	Pantalla metálica de alambres de cobre
Z1	Cubierta exterior de poliolefina
OL	Obturación longitudinal frente al paso del agua
18/30 kV	Tensión asignada del cable, U_o/U

La elección de este tipo de cable se justifica por las características de la instalación. Al tratarse de una red interna subterránea, con longitudes de cable elevadas y circuitos trifásicos canalizados en zanja, resulta conveniente emplear cables unipolares, ya que permiten una instalación más flexible y facilitan la formación de ternas de media tensión. Además, el empleo de conductor de aluminio permite reducir el peso y el coste del cable frente a una solución equivalente en cobre, manteniendo una capacidad de transporte adecuada mediante la selección de la sección correspondiente.

Como se observa en la Figura 60, el cable está formado por siete elementos principales. El elemento 1 corresponde al conductor, formado por una cuerda compacta de hilos de aluminio de clase 2, según UNE-EN 60228. Su función es transportar la corriente eléctrica generada por los aerogeneradores hacia la subestación del parque.

El elemento 2 es la pantalla semiconductora interna, dispuesta directamente sobre el conductor. Esta capa permite regularizar el campo eléctrico en la superficie del conductor y evitar concentraciones locales de campo que podrían dañar el aislamiento.

El elemento 3 corresponde al aislamiento principal del cable, formado por XLPE. Este material se emplea habitualmente en cables de media tensión por sus buenas propiedades dieléctricas y térmicas. Según la ITC-LAT 06 del RD 223/2008 mostrado en la Tabla 33, el cable admite una temperatura máxima del conductor de 90°C en servicio permanente y de 250°C en régimen de cortocircuito.

Tabla 33. Cables aislados con aislamiento seco. Temperatura máxima, en °C, asignada al conductor [22].

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

El elemento 4 es la capa semiconductor externa, situada sobre el aislamiento. Al igual que la pantalla interna, su función es regularizar el campo eléctrico, en este caso en la superficie exterior del aislamiento, garantizando una distribución más uniforme del campo eléctrico dentro del cable.

El elemento 5 corresponde a la pantalla metálica, formada por hilos de cobre dispuestos helicoidalmente junto con una cinta equipotencial de cobre. Esta pantalla confina el campo eléctrico en el interior del cable y proporciona un camino de circulación para corrientes capacitivas y posibles corrientes de defecto a tierra. Por ello, deberá conectarse adecuadamente al sistema de puesta a tierra de la instalación.

El elemento 6 representa la protección frente al paso de agua, formada por una obturación longitudinal mediante cinta hinchante.

Finalmente, el elemento 7 corresponde a la cubierta exterior, fabricada en poliolefina. Esta cubierta proporciona protección mecánica y ambiental al cable durante la instalación y explotación, especialmente frente a la humedad, la abrasión y las acciones externas propias de una instalación enterrada.

En la designación 18/30 kV, $U_0 = 18$ kV corresponde a la tensión asignada entre conductor y tierra, mientras que $U = 30$ kV corresponde a la tensión asignada entre fases. La tensión máxima del sistema asociada a esta clase de cable es $U_m = 36$ kV, coherente con la tensión nominal de 30 kV adoptada para la red interna del parque.

8.3.3. *Criterios de selección de la sección de los cables*

Para la selección de la sección de los cables se realizarán una serie de cálculos considerando la intensidad máxima admisible por el cable en servicio permanente, la intensidad máxima admisible en cortocircuito durante un tiempo determinado y las caídas de tensión.

Para ello, se parte del cable tipo AL RHZ1-OL 18/30 kV descrito en el apartado anterior y se centrará el estudio en el caso más desfavorable, que como se ha explicado en la sección 8.3.1, se trata del tramo final de las líneas 1 y 2, ya que se juntan los dos cables en una misma zanja. Además, será el cable de la línea 1 el más desfavorable, ya que transporta una mayor potencia que el de la línea 2.

El tramo mencionado se muestra rodeado en amarillo en la Figura 61.

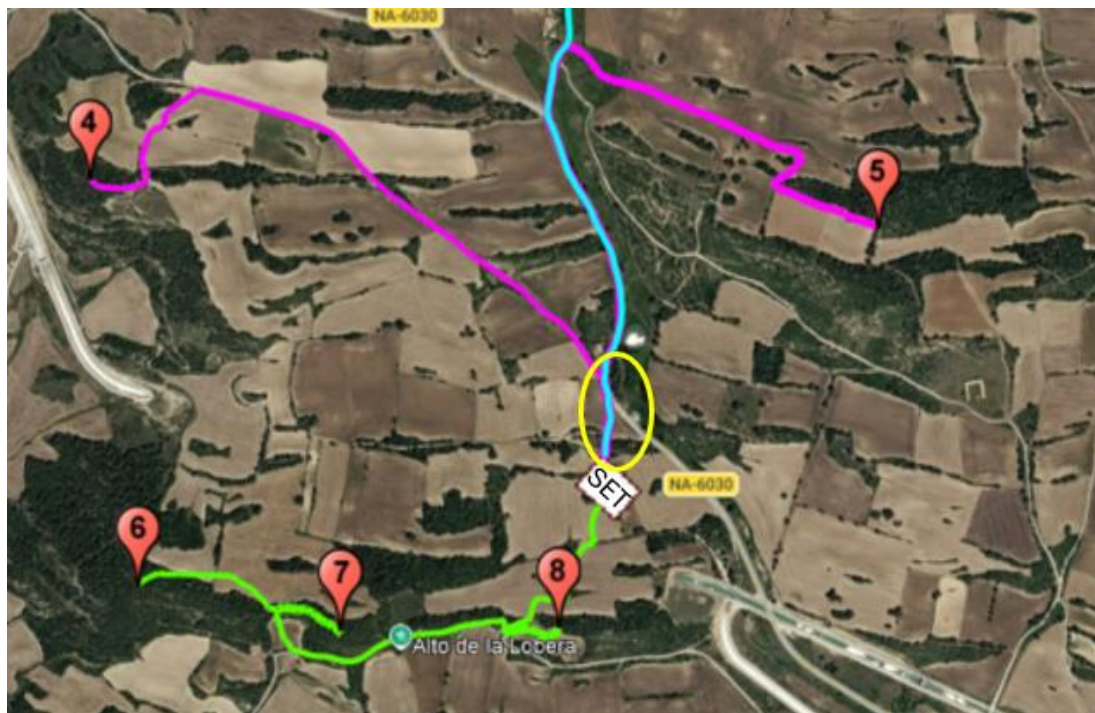


Figura 61. Tramo que requerirá mayor sección de cable marcado en amarillo.

Para la selección del cable se tendrá en cuenta la ficha técnica del cable para la tensión 18/30 kV [23]. Esta ficha considera cables enterrados a una profundidad de 1 m, resistividad térmica del terreno de 1,5 K·m/W y temperatura del terreno de 25°C.

La selección de la sección de los cables de media tensión se realiza considerando los principales criterios eléctricos aplicables a una red colectora subterránea: intensidad máxima admisible en servicio permanente, capacidad térmica frente a cortocircuito, caída de tensión y pérdidas de potencia activa. El cálculo completo se recoge en el punto 1 del Anexo B, sobre cálculos eléctricos justificativos de la instalación de evacuación.

A partir de los cálculos realizados en dicho Anexo B, se ha obtenido que la sección mínima necesaria para cumplir el criterio de intensidad máxima admisible en servicio permanente, considerando el factor de corrección por agrupamiento de dos circuitos, es de 400 mm² de aluminio. Esta sección presenta una intensidad máxima admisible directamente enterrada de 445 A, que al ser superior a la intensidad corregida de 437,39 A permite cumplir el criterio térmico en régimen permanente.

Asimismo, la sección de 400 mm² cumple la comprobación frente a cortocircuito, al presentar una intensidad máxima admisible de cortocircuito durante 1 s de aproximadamente 37,6 kA. También cumple los criterios de caída de tensión y pérdidas de potencia en la Línea 1, obteniéndose una caída de tensión máxima del 1,33 % y unas pérdidas de potencia del 0,96 % respecto a la potencia máxima transportada por dicha línea.

8.4 Red de puesta a tierra

La red de puesta a tierra tiene como objetivos la seguridad de las personas, la protección de la instalación y la compatibilidad electromagnética. En una instalación

eólica, la puesta a tierra resulta especialmente importante, ya que los aerogeneradores son estructuras de gran altura, expuestas al impacto de rayos y conectadas a una red interna de media tensión.

En el presente proyecto no se realizará el cálculo detallado de la red de tierras, ya que se trata de un estudio específico que requiere conocer con precisión la resistividad eléctrica del terreno, la corriente de defecto a tierra, el tiempo de despeje de las protecciones, la geometría exacta de la malla y los límites admisibles de tensión de paso y contacto. Este cálculo deberá realizarse en fase de ingeniería de detalle, siguiendo la normativa aplicable y metodologías reconocidas para el diseño de sistemas de puesta a tierra.

No obstante, se plantea una solución preliminar basada en una red de tierra común, formada por conductores de cobre desnudo enterrados en las zanjas de media tensión y conectados a la puesta a tierra individual de cada aerogenerador. De esta forma, todos los aerogeneradores quedarán interconectados entre sí y con la red de tierras de la subestación eléctrica y del edificio de control, formando un sistema equipotencial único para el conjunto del parque.

La red de tierra se alojará preferentemente en las mismas zanjas que los cables de media tensión y comunicaciones, aprovechando el trazado de la red colectora. Esta disposición permite reducir la ocupación adicional del terreno y facilita la continuidad eléctrica entre los distintos elementos del parque. La solución general se muestra en la Figura 62.

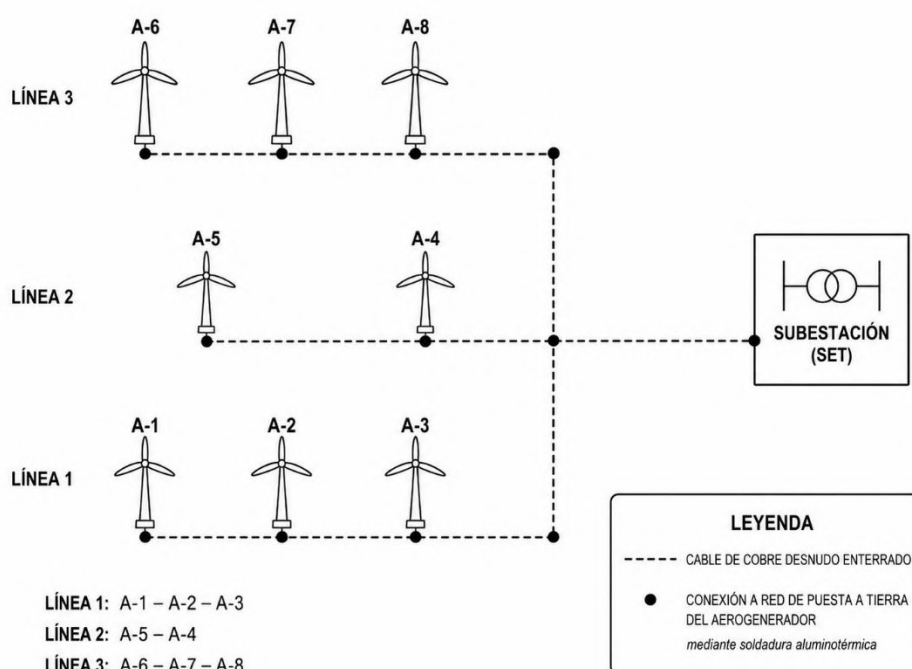


Figura 62. Esquema general de interconexión de la red de puesta a tierra entre aerogeneradores y subestación.

En cada aerogenerador se ejecutará una puesta a tierra local asociada a la cimentación. Esta podrá estar formada por uno o varios anillos concéntricos de conductor de cobre desnudo, dispuestos alrededor de la cimentación y conectados a las armaduras, a la torre y a los elementos metálicos principales del aerogenerador.

El conductor empleado para la red general será de cobre desnudo, por su elevada conductividad eléctrica, resistencia mecánica y buen comportamiento frente a la corrosión en instalaciones enterradas. En parques eólicos suelen emplearse secciones habituales de 50 mm² o 95 mm², aunque la sección definitiva deberá determinarse en función de la corriente de defecto prevista y del tiempo de actuación de las protecciones. Para el presente diseño preliminar se adoptará una sección de referencia de 95 mm² de cobre desnudo, al proporcionar un margen superior frente a esfuerzos térmicos de cortocircuito.

8.5 Red de comunicaciones

Además de la red de tierra, se instalarán una serie de cables de fibra óptica que transmitirán las señales de comunicaciones de los diferentes aerogeneradores hacia el ordenador de control ubicado en el edificio de control, junto a la SET.

La comunicación se realizará mediante cable de fibra óptica instalado en las zanjas de la red interna, junto con los cables de media tensión y la red de puesta a tierra, manteniendo las separaciones y protecciones necesarias. La documentación técnica del fabricante GE para la plataforma Cypress prevé la entrada de conductos específicos para cables de señal en la cimentación, con diámetro interior mínimo de 50 mm, además de los conductos destinados a cables de media tensión.

Si se considera una red de comunicaciones de baja velocidad para señales SCADA, según Universal Networks, los tramos inferiores a 2 km podrían resolverse con fibra multimodo [24]. Por lo tanto, se escogerá una fibra multimodo para tramos inferiores a 2 km y monomodo para los dos tramos superiores a 2 km.

Como cable comercial de referencia se selecciona un cable óptico armado de exterior, de tubo holgado central, apto para instalación enterrada en zanja con cama de arena. En concreto, se adopta como referencia la familia *Draka UCFIBRE Outdoor Central Tube Armoured Cable* [25], formada por un tubo central con 2–24 fibras, hilos de refuerzo de vidrio, armadura de cinta de acero corrugada y cubierta exterior de MDPE (polietileno de media densidad). Esta construcción proporciona protección frente a la humedad, resistencia mecánica y protección frente a roedores, por lo que resulta adecuada para acompañar el trazado enterrado de la red interna del parque. Para los tramos multimodo se empleará fibra OM4 50/125 µm, mientras que para el tramo A-3–SET se empleará fibra OS2 9/125 µm [24], manteniendo una misma familia constructiva de cable y diferenciando únicamente el tipo de fibra según la distancia del enlace.

Un esquema general de la red de comunicaciones se muestra en la Figura 63.

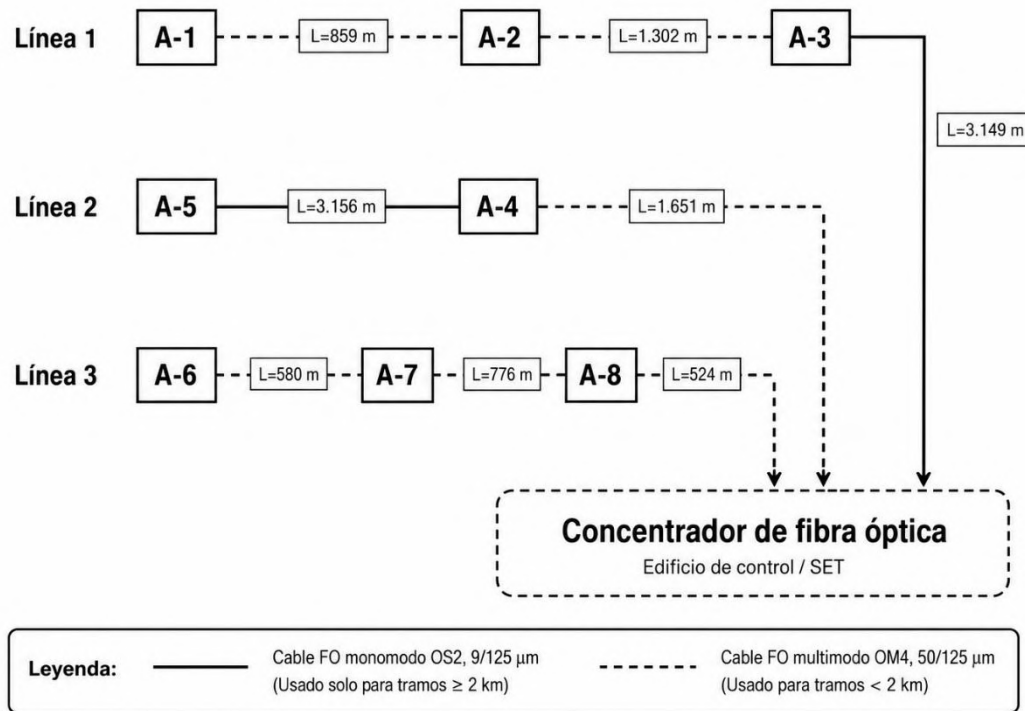


Figura 63. Esquema de la red de comunicaciones por fibra óptica del parque eólico, con selección de fibra monomodo o multimodo en función de la longitud de cada tramo.

8.6 Diseño de la subestación eléctrica

La subestación eléctrica se encarga de transformar la media tensión de las líneas de generación en alta tensión, utilizando un transformador de potencia elevador como equipo principal.

8.6.1. Configuración general de la subestación

Desde el punto de vista funcional, la subestación estará formada por dos sistemas principales. El primero será el sistema de media tensión, asociado a la llegada de las tres líneas internas del parque, las celdas de maniobra y protección, el embarrado de 30 kV y la conexión al transformador principal. El segundo será el sistema de alta tensión, situado en intemperie, que incluirá el transformador principal, la aparamenta de maniobra y protección, los transformadores de medida, los pararrayos, la posición de salida y la conexión con la línea de evacuación.

En este proyecto se considera como hipótesis de diseño una subestación elevadora 30/66 kV, coherente con la red interna de media tensión adoptada y con la posible evacuación hacia la infraestructura eléctrica de Tafalla [19]. Esta hipótesis se apoya en la existencia de la subestación de Tafalla de 66 kV, mencionada en la sección 7.4. En la Figura 64 se muestra un ejemplo de disposición en alzado de una posición de transformador y una posición de línea en una subestación, que se toma como referencia conceptual para la configuración general de la SET del parque.

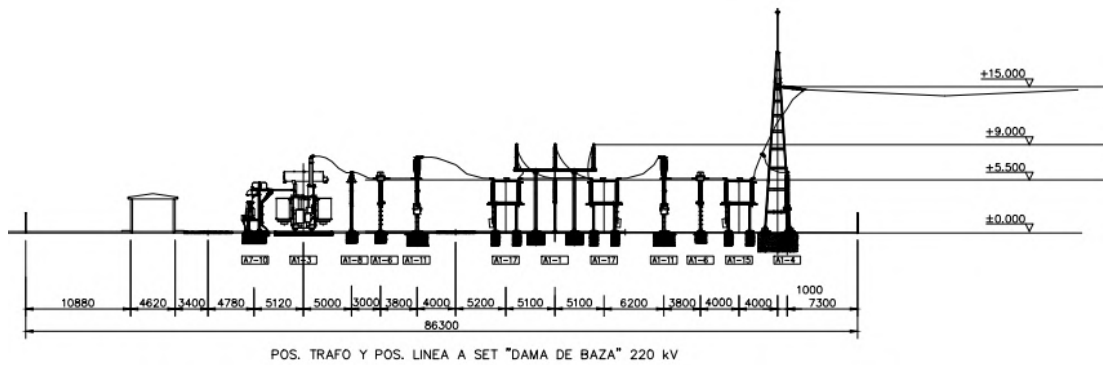


Figura 64. Ejemplo de disposición en alzado de una subestación de simple posición línea-trafo de intemperie [26].

8.6.2. Principales equipos y sus características técnicas

Basada en la Figura 64, extraída de un proyecto de subestación eléctrica [26], se ha creado la Figura 65, en la que se muestran los diferentes elementos que constituyen la subestación eléctrica a la intemperie del proyecto.

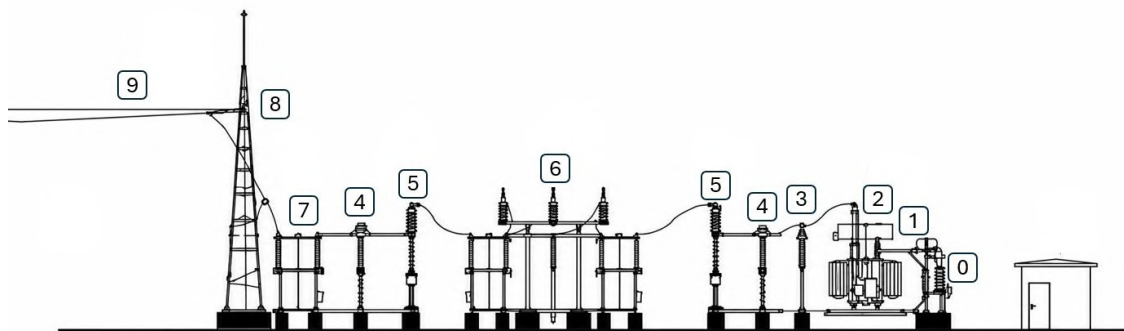


Figura 65. Elementos que componen la subestación del parque eólico.

En la Figura 65 se encuentran los siguientes elementos numerados, que cumplen las siguientes funciones:

- **0 – Pararrayos en MT:** Limita las sobretensiones transitorias en MT.
- **1 – Cables de MT:** Conectan la red interna de 30 kV del parque con el transformador principal.
- **2 – Transformador de potencia 30/66 kV:** El transformador se describe detalladamente en el punto 8.6.2.1, por ser el equipo principal de la subestación.
- **3 – Pararrayos en AT:** Limita las sobretensiones transitorias en AT.
- **4 – Transformador de intensidad:** Sirve para obtener una señal de baja intensidad para su correcta medida y control.
- **5 – Interruptor:** Permite abrir un circuito en carga o en funcionamiento y despejar faltas mediante la actuación de las protecciones.
- **6 – Aisladores de apoyo de barra:** Soportan mecánicamente las barras de AT y garantizan el aislamiento respecto a tierra.
- **7 – Transformador de tensión:** Reduce la tensión primaria a valores adecuados para medida y control.

- **8 – Pórtico de salida de la línea eléctrica aérea:** Estructura metálica que soporta la salida de los conductores.
- **9 – Línea eléctrica aérea:** Transporta la energía desde la subestación hasta Tafalla (punto de conexión a red).

Además de la disposición general de equipos mostrada en la Figura 65, la configuración eléctrica de la subestación se desarrolla con mayor detalle en los esquemas unifilares del documento n.º 2. En concreto, el esquema unifilar simplificado del proyecto muestra la estructura general de evacuación desde los aerogeneradores hasta la red de i-DE en la SET Tafalla; el esquema unifilar de la subestación eléctrica 30/66 kV representa la posición de transformación y evacuación de la subestación; y el esquema unifilar de la red interna de media tensión recoge la conexión de las líneas internas, las celdas de los aerogeneradores y las barras de 30 kV.

A partir de dichos esquemas, la subestación se define como una instalación elevadora 30/66 kV, formada por un sistema de media tensión a 30 kV, un transformador principal de potencia y una posición de alta tensión a 66 kV para la evacuación de la energía generada. Las características principales de la subestación se resumen en la Tabla 34.

Tabla 34. Características principales de la subestación eléctrica.

Elemento	Característica principal	Valor adoptado
Tipo de subestación	Subestación elevadora	30/66 kV
Potencia nominal del transformador	Potencia aparente	60 MVA
Grupo de conexión del transformador	Conexión de devanados	YNd11
Sistema de media tensión	Tensión nominal	30 kV
Barras de media tensión	Tensión, intensidad y cortocircuito	30 kV, 1.000 A, 50 kA, 1 s
Celdas de línea de MT	Tensión e intensidad asignadas	36 kV, 630 A
Celda de transformador de MT	Tensión e intensidad asignadas	36 kV, 1.250 A
Sistema de alta tensión	Tensión nominal de evacuación	66 kV
Aparamenta de alta tensión	Tensión asignada	72,5 kV
Interruptor automático de AT	Tensión, intensidad y poder de corte	72,5 kV, 1.250 A, 25 kA
Pararrayos de AT	Corriente nominal y tensión asignada	10 kA, 72,5 kV
Cable aislado de MT	Tipo y sección	AL RHZ1-OL 18/30 kV, 3 × (1 × 400 mm ² Al)

En el lado de media tensión, la red interna del parque llega a unas barras de 30 kV, dimensionadas para 1.000 A y una corriente de cortocircuito de 50 kA durante 1 s. Desde estas barras se conectan las tres líneas colectoras del parque y la posición del transformador principal. Las posiciones de línea disponen de equipos de maniobra y protección de 36 kV y 630 A, mientras que la posición asociada al transformador se dimensiona con equipos de 36 kV y 1.250 A, debido a la mayor intensidad que circula por el lado de 30 kV del transformador principal. La Tabla 35 recoge las 5 celdas de MT que se encontrarán dentro del edificio de control, tal y como se indica en la planta del documento n.º2.

Tabla 35. Celdas principales de media tensión de la subestación.

Posición	Función	Tensión asignada	Intensidad asignada
89-1 / 52-1	Entrada de la Línea 1 de MT	36 kV	630 A
89-2 / 52-2	Entrada de la Línea 2 de MT	36 kV	630 A
89-3 / 52-3	Entrada de la Línea 3 de MT	36 kV	630 A
89-0 / 52-0	Conexión y protección del transformador principal	36 kV	1.250 A
Medida y servicios auxiliares	Medida, protección y alimentación auxiliar	30 kV	Según equipos asociados

Para observar la magnitud de la subestación se incluye la Figura 66 de la subestación de 66 kV de Majuelo en Zamora, desarrollada por Garaysa [27].



Figura 66. Subestación eléctrica Majuelo en Zamora a la intemperie de 30/66 kV [27].

8.6.2.1. Transformador principal MT/AT

El transformador de potencia es el equipo que eleva la tensión de la red interna del parque, definida en 30 kV, hasta la tensión de evacuación considerada en la subestación, 66 kV. Se trata del elemento principal de la subestación, ya que permite adaptar la energía generada por los aerogeneradores al nivel de tensión necesario para su transporte hasta el punto de conexión.

La potencia aparente del transformador se dimensiona a partir de la potencia nominal del parque y el factor de potencia considerado de 0,90, según la ecuación (9).

$$S = \frac{P}{\cos\varphi} \quad (9)$$

Donde:

- S: Potencia aparente del transformador [MVA].
- P: Potencia activa total del parque [MW].
- $\cos\varphi$: Factor de potencia [-].

Por consiguiente, la potencia aparente necesaria en el transformador será la definida en la ecuación (10).

$$S = \frac{48 \text{ MW}}{0,90} = 53,33 \text{ MVA} \quad (10)$$

Considerando dicho cálculo (10), se adopta como solución preliminar un transformador principal de 60 MVA, con relación de transformación 30/66 kV. Esta potencia proporciona margen respecto a la potencia aparente calculada y permite absorber variaciones de operación del parque.

Como referencia comercial se toma la familia de transformadores de potencia de *GE Vernova Grid Solutions*, adecuada para aplicaciones de red y generación eléctrica [28]. Esta elección mantiene coherencia con la tecnología seleccionada para el parque, basada en aerogeneradores GE Vernova Cypress-164, y permite plantear una solución integrada con equipos del mismo fabricante. La definición final del transformador deberá ajustarse en fase de ingeniería de detalle, ya que estos equipos se diseñan normalmente de forma específica para cada proyecto.

8.6.3. Sistemas de protección, control, medida y servicios auxiliares

Los sistemas eléctricos de la instalación se protegen mediante protecciones o relés de todo tipo de defectos como sobreintensidades, sobretensiones o cortocircuitos. Un relé es un equipo electrónico que envía una orden para actuar sobre un interruptor en caso de que una señal determinada supere un valor de referencia establecido. De esta forma, el interruptor abre el circuito, evitando el deterioro de cualquier equipo del sistema, especialmente el transformador.

Entre las protecciones a utilizar se encuentran:

- **Protecciones para la red de MT.**
 - o **50/51:** Protección de sobreintensidad y cortocircuito en fases.
 - o **50N/51N:** Protección de sobreintensidad y cortocircuito en neutro.
 - o **59:** Sobretensión.
 - o **27:** Subtensión.
 - o **67N:** Protección direccional del neutro.
- **Protecciones para el transformador.**
 - o **87T:** relé diferencial que dispara ambos interruptores de MT y AT si detecta una diferencia de intensidad.
 - o **49:** Protección térmica del transformador.
 - o **63B:** Protección Buchholz frente a defectos internos en el transformador.
 - o **63L:** Protección asociada a la presión del transformador.
 - o **86:** Relé maestro de disparo y bloqueo, que recibe la actuación de las protecciones internas del transformador y ordena la apertura de los interruptores de MT y AT.
- **Protecciones de la red de AT de la subestación,** exigidas por el operador de la red.
 - o **50/51 y 50N/51N con 79.**
 - o **81M/81m:** Relé de mínima y máxima frecuencia que dispara el interruptor de AT.

Las funciones de protección y su relación con los interruptores de media y alta tensión se representarán posteriormente en el esquema unifilar del documento n.º2.

8.7 Línea eléctrica aérea de alta tensión

La conexión de la subestación del parque eólico con la red eléctrica se hará a través de una línea eléctrica de alta tensión, que recorrerá los aproximadamente 4 km que hay desde la subestación del parque a la STR de Tafalla. Esta línea deberá garantizar el transporte de la energía generada en condiciones adecuadas de seguridad, fiabilidad y eficiencia.

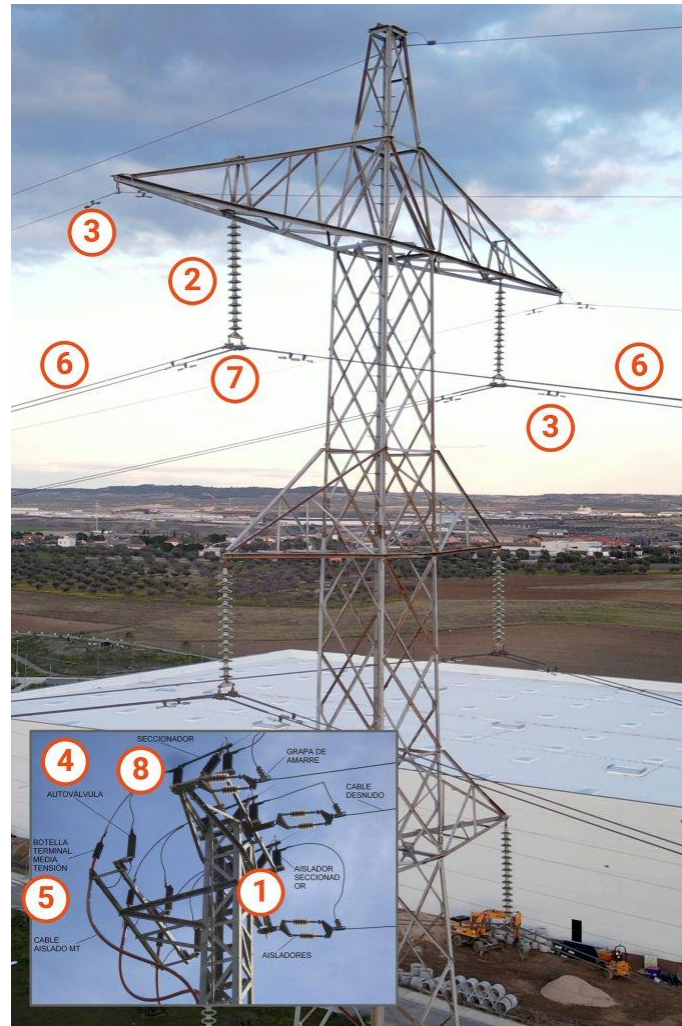


Figura 67. Elementos de línea aérea de alta tensión [29].

En la Figura 67 se muestra un ejemplo general de línea eléctrica aérea de alta tensión donde pueden observarse los elementos principales, entre los que se encuentran los siguientes:

- **1 – Aislador del seccionador:** Elemento aislante polimérico asociado al seccionador, formado por un núcleo resistente que soporta los esfuerzos mecánicos y un revestimiento exterior polimérico que garantiza el aislamiento eléctrico [30].
- **2 – Aislador de vidrio:** Elemento formado por discos de vidrio templado que permite sostener mecánicamente el conductor a la vez que se aísla del apoyo metálico.
- **3 – Amortiguadores de vibraciones:** Elementos instalados para evitar daños por fatiga mecánica por vibraciones producidas por el viento.
- **4 – Autoválvula:** Elemento para limitar sobretensiones en la instalación.
- **5 – Botellas terminales:** Elemento terminal del cable aislado que permite la conexión de este con otros equipos.

- **6 – Conductores de fase:** Cables que transportan la energía eléctrica por la línea aérea. Suelen ser de aluminio con alma de acero por su equilibrio entre conductividad y resistencia mecánica.
- **7 – Grapas de amarre:** Herraje encargado de unir el conductor a la cadena de aisladores, transmitiendo a esta los esfuerzos mecánicos generados por la tracción del propio conductor [30].
- **8 – Seccionador:** Elemento que permite aislar una parte de la instalación, permitiendo labores de operación y mantenimiento, aislando una parte sin carga.

8.7.1. Elección de la sección de conductor

La sección del conductor de la línea aérea de evacuación se selecciona a partir de la potencia máxima que debe transportar la línea, correspondiente a la potencia total instalada del parque eólico, igual a 48 MW. El cálculo completo de la intensidad de transporte y la justificación de la sección seleccionada se recoge en la sección 2 del Anexo B.

Considerando una tensión nominal de 66 kV, un único circuito, un conductor por fase y un factor de potencia de 0,90, se obtiene una intensidad máxima de transporte de 466,54 A. Por tanto, se adopta como solución preliminar un **conductor de aluminio-acero 242-AL1/39-ST1A**, antiguamente denominado LA-280 o Hawk, con una sección total de 281,1 mm², al ser capaz de soportar la intensidad requerida para la evacuación de la potencia total del parque.

La solución adoptada se considera válida desde el punto de vista de la capacidad de transporte en régimen permanente.

8.7.2. Sistemas de protección

La línea eléctrica aérea debe contar con las suficientes protecciones para detectar y aislar cualquier defecto en la propia línea. Los elementos de protección incluyen:

- **21:** Relé de distancia que actúa frente a faltas en función de la impedancia medida entre el punto de instalación y el defecto.
- **87L:** Protección diferencial de línea, que protege de forma rápida y selectiva de faltas internas.
- **67N:** Protección de apoyo de diferencial de neutro, capaz de identificar la dirección de la corriente de defecto y ordenar el disparo del interruptor de alta tensión cuando corresponda.

8.7.3. Longitud de la línea aérea

En la Figura 68 se muestra la distancia rectilínea entre la SET (blanco) y la subestación de interconexión en Tafalla (morado), por lo tanto, la línea aérea de evacuación será de unos 3,6-4 km de longitud. Finalmente es mucho menor a la considerada en el estudio preliminar, ya que la ubicación final se encuentra mucho más próxima a Tafalla que Artajona, tomada como referencia inicial.

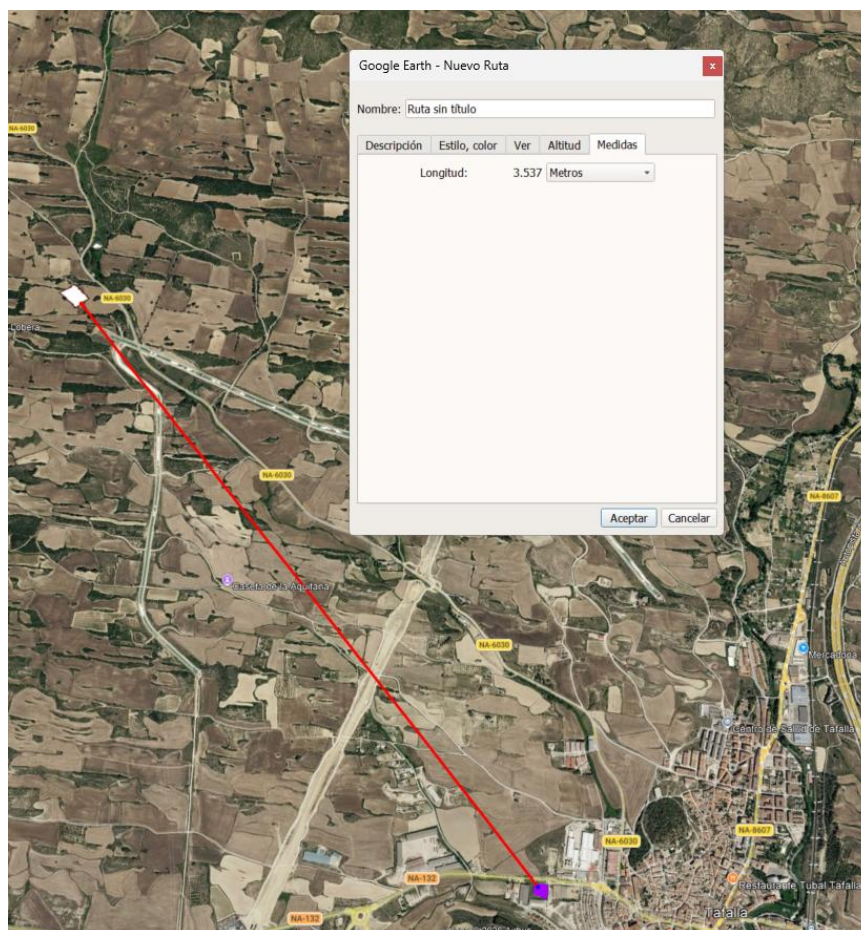


Figura 68. Distancia rectilínea entre la SET y la subestación de interconexión.

9. Viabilidad económica del proyecto

El estudio de viabilidad económica completo se desarrolla en el Anexo C. En dicho anexo se analiza la rentabilidad del parque eólico a partir de la inversión inicial obtenida en el presupuesto, la producción anual estimada y una serie de hipótesis económicas relativas a ingresos, costes de explotación, financiación, amortización e impuestos.

El parque eólico proyectado cuenta con una potencia instalada de 48 MW y una producción anual a red de 162,39 GWh/año. A partir de estos valores, y considerando el presupuesto total del proyecto, se obtiene una inversión inicial de 57,40 M€, equivalente a un coste específico aproximado de 1.196 €/kW instalado.

Los resultados del modelo económico muestran que el proyecto presenta un Valor Actual Neto (VAN) positivo de 12,19 M€, una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 7,73 %, superior al WACC considerado del 5,40 %, y un periodo de recuperación de la inversión de 10,28 años. Desde el punto de vista del accionista, el proyecto también resulta atractivo, con un VAN positivo de 6,40 M€, una TIR del 13,85 % y un *payback* de 8,53 años. Por tanto, bajo las hipótesis económicas planteadas, se concluye que el parque eólico es económicamente viable en el escenario base analizado.

En la Tabla 36 se resumen los principales resultados económicos del análisis del Anexo C.

Tabla 36. Resumen de los principales resultados económicos del proyecto.

Parámetro	Valor
Inversión inicial	57,40 M€
Coste específico	1.196 €/kW
Ingresos de explotación, año 1	7,48 M€
Vida útil del análisis	20 años
<i>Equity</i>	20 %
Deuda	80 %
WACC	5,40 %
VAN del proyecto	12,19 M€
TIR del proyecto	7,73 %
Payback del proyecto	10,28 años
VAN del accionista	6,40 M€
TIR del accionista	13,85 %
Payback del accionista	8,53 años

10. Impacto ambiental

El impacto ambiental del proyecto se analiza de forma preliminar en el Anexo D. En dicho anexo se identifican los principales impactos asociados a la construcción y explotación del parque eólico, así como algunas medidas básicas de prevención y corrección.

Durante la fase de construcción, los impactos más relevantes estarán asociados a la ejecución de caminos, plataformas de montaje, cimentaciones, zanjas, subestación eléctrica y línea de evacuación. Estas actuaciones pueden generar movimientos de tierras, ocupación temporal del terreno, polvo, ruido, residuos de obra y afección puntual a la vegetación existente.

Durante la fase de explotación, los principales impactos serán el impacto visual de los aerogeneradores, el ruido generado por su funcionamiento y la posible afección sobre avifauna. También deberá tenerse en cuenta la línea aérea de evacuación, ya que puede suponer un riesgo de colisión para las aves si no se aplican medidas adecuadas.

No obstante, el emplazamiento seleccionado se sitúa en una zona rural y no afecta directamente a espacios incluidos en la Red Natura 2000. Además, el proyecto contempla medidas como el aprovechamiento de caminos existentes, la limitación de la ocupación de obra, la restauración de zonas afectadas, la correcta gestión de residuos y la aplicación de medidas de protección de avifauna en la línea eléctrica.

Finalmente, se ha calculado la cantidad de emisiones que podrán evitarse en la producción de electricidad gracias a la explotación del parque. El parque eólico permitirá evitar aproximadamente 350.000 tCO₂ equivalente en sus 20 años de vida útil.

Por tanto, desde un punto de vista preliminar, el proyecto se considera ambientalmente compatible, siempre condicionado al cumplimiento de la normativa ambiental aplicable.

11. Planificación del proyecto

La planificación del proyecto se ha realizado considerando que el presente documento constituye el proyecto completo del parque eólico terrestre de Artajona. Por tanto, el cronograma representa la secuencia posterior a la adquisición o aceptación del proyecto por parte de un promotor, incluyendo la tramitación, contratación, construcción, puesta en marcha y entrada en operación comercial.

La Tabla 37 recoge las actividades principales consideradas, identificadas mediante un código asociado a cada fase. Las duraciones se expresan en días hábiles, considerando un calendario laboral estándar de lunes a viernes. A partir de esta planificación se ha elaborado el diagrama de Gantt mostrado en la Figura 69.

Tabla 37. Planificación de actividades del proyecto.

Código	Fase	Actividad	Duración	Inicio	Fin	Predecesoras
A1	Adquisición y arranque	Inicio tras adquisición del proyecto	0 días	01/01/2027	01/01/2027	-
A2		Compra/aceptación del proyecto y arranque del promotor	20 días	01/01/2027	28/01/2027	A1
B1	Tramitación y preparación	Tramitación administrativa, ambiental y acceso a red	220 días	29/01/2027	02/12/2027	A2
B2		Gestión de terrenos y permisos de paso	10 días	29/01/2027	11/02/2027	A2
B3		Revisión final para construcción y preparación documental	40 días	03/12/2027	27/01/2028	B1; B2
B4		Licitación y adjudicación de contratos principales	60 días	28/01/2028	20/04/2028	B3
C1	Suministros	Fabricación y suministro de aerogeneradores	180 días	21/04/2028	28/12/2028	B4
C2		Suministro de transformador, celdas, cables y equipos eléctricos	120 días	21/04/2028	05/10/2028	B4
D1	Obra civil	Preparación de obra, replanteo y seguridad	20 días	21/04/2028	18/05/2028	B4
D2		Ejecución de caminos, accesos y plataformas	70 días	19/05/2028	24/08/2028	D1

D3		Cimentaciones de aerogeneradores	70 días	25/08/2028	30/11/2028	D2
D4		Zanjas, red interna de MT, comunicaciones y puesta a tierra	65 días	25/08/2028	23/11/2028	D2
E1	Instalación eléctrica	Subestación eléctrica y edificio de control	90 días	06/10/2028	08/02/2029	C2; D2
E2		Línea aérea de evacuación	70 días	19/05/2028	24/08/2028	D1
F1	Montaje y Puesta en marcha	Transporte y recepción de aerogeneradores en obra	30 días	29/12/2028	08/02/2029	C1; D3
F2		Montaje mecánico y eléctrico de aerogeneradores	70 días	09/02/2029	17/05/2029	F1
F3		Conexión general y pruebas eléctricas	30 días	18/05/2029	28/06/2029	D4; E1; E2; F2
F4		Energización, puesta en marcha y pruebas funcionales	30 días	29/06/2029	09/08/2029	F3
F5		Entrada en operación comercial	0 días	10/08/2029	10/08/2029	F4

Como se observa en la Figura 69, la planificación total del proyecto se extiende desde el 1 de enero de 2027 hasta el 10 de agosto de 2029. Las actividades críticas se concentran principalmente en la tramitación, la licitación, el suministro de aerogeneradores, las cimentaciones, el montaje y la puesta en marcha final del parque.

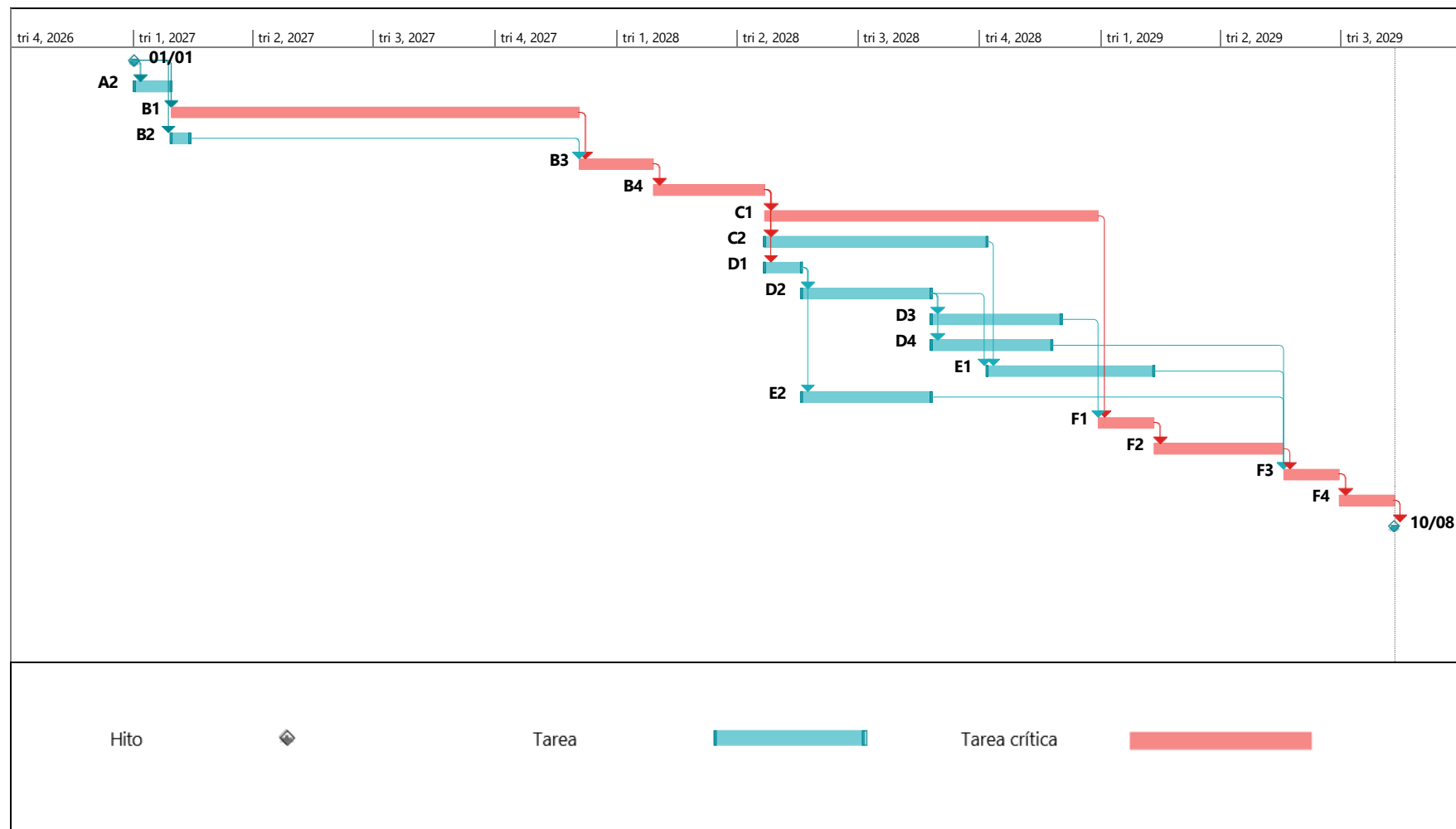


Figura 69. Diagrama de Gantt del proyecto.

12. Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

Tal y como se desarrolla en el Anexo E, el proyecto presenta una alineación clara con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) definidos en la Agenda 2030 de Naciones Unidas [10].

En primer lugar, contribuye al ODS 7, Energía asequible y no contaminante, al plantear una instalación renovable capaz de producir 162,39 GWh/año de energía eléctrica a red.

También se relaciona con el ODS 11, Ciudades y comunidades sostenibles, ya que, aunque se trata de una instalación en suelo no urbano, contribuye al suministro de energía más limpia y sostenible e incorpora criterios de planificación territorial y compatibilidad con el entorno.

Asimismo, se vincula con el ODS 12, Producción y consumo responsables, mediante el uso de tecnología eficiente, el cumplimiento de normas técnicas y ambientales, la elaboración de un pliego de condiciones y la valoración ambiental preliminar del proyecto.

Finalmente, contribuye al ODS 13, Acción por el clima, al permitir desplazar parte de la generación fósil y reducir las emisiones asociadas al sistema eléctrico.

En la Figura 70 se recogen los principales ODS mencionados.



Figura 70. Principales ODS asociados al proyecto [10].

13. Resultados

A partir de todos los análisis realizados en el proyecto, se concluye que el diseño final del parque eólico cumple los objetivos planteados al inicio del trabajo. Se ha seleccionado un emplazamiento adecuado, se ha caracterizado el recurso eólico, se ha estimado la producción energética, se ha escogido una tecnología de aerogenerador, se han definido las principales infraestructuras civiles y eléctricas, se ha estudiado la viabilidad económica y se ha realizado una valoración ambiental preliminar.

13.1 Resultados de la selección de emplazamiento

En primer lugar, se realizó un estudio comparativo de tres posibles emplazamientos para el parque eólico, situados en el entorno de Quintanilla de la Mata, Motilla del Palancar y Artajona. De la comparación realizada en el Anexo A, el emplazamiento C, situado en el entorno de Artajona, Navarra, obtuvo la mayor puntuación.

13.2 Resultados del recurso eólico

Una vez seleccionado el emplazamiento, se realizó el estudio detallado del recurso eólico mediante datos sintéticos proporcionados por Vortex. Estos datos corresponden a una serie horaria de aproximadamente once años, entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de enero de 2026, con valores de velocidad y dirección del viento a 120 m y 150 m de altura.

El tratamiento de datos se realizó mediante Windographer y WAsP. A partir del análisis estadístico de la serie de viento a 120 m, altura de buje seleccionada para el aerogenerador final, se obtuvieron los principales parámetros representativos del emplazamiento, recogidos en la Tabla 38.

Tabla 38. Principales resultados del recurso eólico a 120 m.

Parámetro	Valor
Periodo de datos	01/01/2015 – 31/01/2026
Paso temporal	1 h
Velocidad media	7,489 m/s
Parámetro k de Weibull	2,028
Parámetro A de Weibull	8,434 m/s
Dirección dominante	Eje SE–NNW
Sector energético principal	135°

Por otro lado, la distribución de Weibull obtenida, representada en la Figura 13 de la sección 4.5.1, refleja un régimen de viento moderado y relativamente estable, con una concentración importante de velocidades entre 5 y 10 m/s.

Por otro lado, el análisis direccional muestra que la contribución energética principal se concentra en el sector sureste, alrededor de 135° (véase la Tabla 18). Sin embargo, considerando también los sectores norte y nornoroeste, el recurso eólico se

organiza principalmente en un eje SE–NNW. Esta información ha sido utilizada para definir la orientación general de la implantación, colocando los aerogeneradores de forma que se reduzcan las pérdidas por estela.

13.3 Resultados del estudio de producción energética

Para la estimación de la producción energética se han analizado tres tecnologías de aerogenerador: Nordex N163 de 7 MW, Vestas V162 de 6,2 MW y GE Vernova GE164 de 6 MW. En todos los casos se ha buscado mantener la potencia instalada del parque por debajo de 50 MW, con el objetivo de que la tramitación administrativa se mantuviera dentro del ámbito autonómico.

Las tres alternativas han sido modelizadas en WASP, utilizando la topografía, rugosidad, posiciones de aerogeneradores, curvas de potencia y coeficientes de empuje correspondientes. Además, se ha considerado un rendimiento global del 89 %, incluyendo pérdidas eléctricas, disponibilidad de operación y mantenimiento, incumplimiento de la curva de potencia y otras pérdidas.

En la Tabla 39 se recogen los principales resultados de la comparativa, que resulta con la decisión de instalar la tecnología de GE Vernova, por permitir una mayor producción anual en comparación con el resto.

Tabla 39. Comparación de los resultados energéticos por tecnología.

Tecnología	Nº aerogeneradores	Potencia total [MW]	Producción bruta [GWh/año]	Producción neta [GWh/año]	Producción a red [GWh/año]	Horas equivalentes [h]
N163	7	49	166,44	161,43	144,29	2.944,76
V162	8	49,6	187,25	180,76	161,57	3.257,51
GE164	8	48	187,54	181,67	162,39	3.383,07

Por tanto, la configuración final seleccionada para el parque eólico está formada por 8 aerogeneradores GE Vernova Cypress-164, de 6 MW de potencia nominal unitaria, 164 m de diámetro de rotor y 120 m de altura de buje. La potencia total instalada del parque es de 48 MW y la producción anual estimada a red es de 162,39 GWh/año. Las características principales de la tecnología se resumen en la Tabla 40.

Tabla 40. Características principales del aerogenerador seleccionado.

Parámetro	Valor
Fabricante	GE Vernova
Modelo	Cypress-164
Potencia nominal	6 MW
Número de aerogeneradores	8
Potencia total instalada	48 MW
Diámetro del rotor	164 m
Altura de buje	120 m
Número de palas	3
Tipo de aerogenerador	Eje horizontal, tripala, barlovento
Sistema de regulación	Control de paso de pala
Sistema eléctrico	Generador, convertidor, transformador y celda de MT
Control	SCADA

13.4 Resultados de la obra civil

Desde el punto de vista civil, se han descrito las principales infraestructuras necesarias para la construcción, montaje, operación y mantenimiento del parque eólico. Estas infraestructuras incluyen los caminos de acceso e interiores, las plataformas de montaje, las cimentaciones, las canalizaciones en zanja, el edificio de control y la obra civil asociada a la subestación eléctrica.

Respecto al diseño de caminos se ha tratado de aprovechar los caminos existentes, resultando en la definición de la Tabla 41, según se plantea en la Figura 34.

Tabla 41. Resumen de caminos del parque eólico.

Tipo de camino	Nº de tramos	Longitud total
Camino existente aprovechado	1	1.442 m
Camino existente a acondicionar	3	4.505 m
Camino nuevo	8	5.264 m

Las plataformas de montaje se proyectan junto a cada aerogenerador y deberán permitir el posicionamiento de la grúa principal, grúas auxiliares, vehículos de apoyo y componentes principales. Estas plataformas deberán ser sensiblemente horizontales, compactadas y con capacidad portante suficiente para soportar las cargas durante el montaje.

Las cimentaciones se han descrito de forma preliminar, considerando que su dimensionamiento definitivo requeriría un estudio geotécnico detallado y un cálculo estructural específico. De forma general, se prevé una cimentación de hormigón armado

capaz de transmitir al terreno las cargas verticales, horizontales y momentos generados por torre, góndola y rotor.

Las canalizaciones en zanja alojarán los cables de media tensión, los cables de comunicaciones y la red de puesta a tierra. Siempre que sea posible, se han planteado siguiendo el trazado de los caminos interiores, con el objetivo de reducir la ocupación del terreno y facilitar tanto la construcción como el mantenimiento posterior.

13.5 Resultados de la instalación eléctrica

La instalación eléctrica del parque tiene como objetivo recoger la energía generada por los aerogeneradores, elevar su tensión y evacuarla hasta el punto de conexión previsto. Para ello, se ha definido una red interna de media tensión a 30 kV, una subestación elevadora 30/66 kV y una línea aérea de evacuación hacia Tafalla.

La red interna de media tensión se ha dividido en tres líneas colectoras descritas en la Tabla 42, con el objetivo de limitar la intensidad circulante por cada circuito, reducir pérdidas y facilitar la explotación del parque.

Tabla 42. Configuración de la red interna de media tensión.

Línea	Aerogeneradores conectados	Potencia máxima transportada	Longitud total
Línea 1	A-1, A-2, A-3	18 MW	5.310 m
Línea 2	A-4, A-5	12 MW	4.807 m
Línea 3	A-6, A-7, A-8	18 MW	1.880 m

Para la red interna se ha seleccionado como solución preliminar un cable unipolar de aluminio tipo AL RHZ1-OL 18/30 kV, con aislamiento XLPE, pantalla metálica y cubierta exterior adecuada para instalación subterránea.

A partir de los cálculos eléctricos justificativos recogidos en el Anexo B, se ha adoptado una sección de 400 mm² de aluminio. Esta sección cumple los criterios de intensidad admisible en régimen permanente, capacidad frente a cortocircuito, caída de tensión y pérdidas de potencia. Esta se ha calculado considerando el caso más desfavorable, corresponde a la Línea 1, al ser la de mayor longitud y transportar la potencia acumulada de tres aerogeneradores.

En cuanto a las celdas de media tensión, se han definido dos configuraciones principales: 0L + 1V para aerogeneradores situados en extremo de línea, y 0L + 1L + 1V para aerogeneradores intermedios o de cabecera con continuidad de línea. Dado que cada aerogenerador tiene una potencia de 6 MW, se ha considerado más adecuado emplear interruptor automático para la protección del transformador en lugar de seccionador con fusibles.

La subestación eléctrica se ha definido con relación de transformación 30/66 kV y un transformador principal de 60 MVA, considerando un factor de potencia de 0,90. La subestación incluirá sistema de media tensión, transformador principal, aparataje de

alta tensión, transformadores de medida, pararrayos, interruptores, seccionadores, embarrados, sistema de control, protecciones, servicios auxiliares y posición de salida hacia la línea aérea.

Finalmente, la línea aérea de evacuación se ha diseñado para una tensión nominal de 66 kV y una potencia máxima de evacuación de 48 MW. Considerando un único circuito, un conductor por fase y $\cos\phi = 0,90$, se ha obtenido una intensidad de transporte de 466,54 A. Como solución preliminar se ha adoptado el conductor 242-AL1/39-ST1A, antiguo LA-280 o *Hawk*. Dicho conductor deberá cubrir una longitud de unos 4 km.

Respecto a la red de puesta a tierra, se ha decidido la instalación de conductores de cobre desnudo enterrado, con una sección preliminar de 95 mm². Por último, las comunicaciones se llevarán a cabo mediante fibra óptica multimodo OM4 y monomodo OS2, según la longitud a cubrir. En tramos mayores a 2 km se empleará la solución monomodo, y la multimodo en caso contrario.

13.6 Resultados económicos

El estudio de viabilidad económica se desarrolla con detalle en el Anexo C. Para ello, se ha partido de la potencia instalada, la producción anual a red, del presupuesto total del proyecto y de una serie de hipótesis planteadas en el mismo anexo. A partir de estos datos se ha elaborado un modelo económico simplificado que incluye ingresos, costes de explotación, amortización, financiación, impuestos y flujos de caja. En la Tabla 43 se presentan los principales resultados de dicho modelo.

Tabla 43. Principales resultados económicos del proyecto.

Parámetro	Valor
Inversión inicial	57,40 M€
Coste específico	1.196 €/kW
Ingresos de explotación año 1	7,48 M€
Vida útil considerada	20 años
<i>Equity</i>	20 %
Deuda	80 %
WACC	5,40 %
VAN del proyecto	12,19 M€
TIR del proyecto	7,73 %
<i>Payback</i> del proyecto	10,3 años
VAN del accionista	6,40 M€
TIR del accionista	13,85 %
<i>Payback</i> del accionista	8,5 años

13.7 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

Como se muestra en el Anexo E, el proyecto presenta una alineación clara con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) definidos en la Agenda 2030 de Naciones Unidas [10]. En concreto, el parque eólico contribuye al ODS 7, Energía

asequible y no contaminante, al plantear una instalación renovable capaz de producir 162,39 GWh/año de energía eléctrica a red, incrementando la generación limpia del sistema eléctrico.

Asimismo, el proyecto se relaciona con el ODS 11, Ciudades y comunidades sostenibles, ya que, aunque la instalación se ubica en suelo no urbano, contribuye al suministro de energía más limpia y sostenible para los entornos humanos, incorporando además criterios de planificación territorial, accesibilidad, compatibilidad ambiental y respeto por el entorno.

También se vincula con el ODS 12, Producción y consumo responsables, mediante el uso de una tecnología eficiente, el cumplimiento de criterios técnicos y ambientales, la elaboración de un pliego de condiciones y la consideración de medidas de integración ambiental durante las fases de construcción, explotación y desmantelamiento del parque.

Finalmente, el proyecto contribuye al ODS 13, Acción por el clima, al favorecer la sustitución de generación eléctrica de origen fósil por energía renovable, reduciendo las emisiones asociadas al sistema eléctrico y apoyando los objetivos nacionales y europeos de descarbonización. Por tanto, además de su viabilidad técnica y económica, el parque eólico proyectado presenta una contribución positiva a los objetivos de sostenibilidad energética y climática.

14. Conclusiones

A partir de los resultados obtenidos en las distintas fases del proyecto y resumidos en la sección 13, puede comprobarse que los objetivos definidos al inicio del trabajo se han cumplido de forma satisfactoria. En la Tabla 44 se recoge la relación entre cada objetivo planteado y el resultado alcanzado durante el desarrollo del parque eólico.

Tabla 44. Cumplimiento de los objetivos del proyecto.

Objetivo planteado	Resultado obtenido	Cumplimiento
Diseñar un parque eólico terrestre conectado a la red, definiendo sus características técnicas.	Se ha diseñado un parque eólico de 48 MW en el entorno de Artajona, Navarra, formado por 8 aerogeneradores de 6 MW, red interna de media tensión, subestación elevadora y línea de evacuación.	Cumplido
Estimar la producción total del parque.	Se ha calculado una producción anual a red de 162,39 GWh/año, con 3.383 horas equivalentes y un factor de capacidad del 38,62 %.	Cumplido
Analizar la viabilidad económica del proyecto.	Se ha desarrollado el estudio económico en el Anexo C, obteniéndose un VAN positivo, una TIR superior al WACC considerado y un periodo de recuperación inferior a la vida útil del proyecto.	Cumplido
Caracterizar el emplazamiento seleccionado, analizando el recurso eólico disponible y sus condiciones de terreno.	Se ha seleccionado el emplazamiento C, situado en Artajona, y se ha analizado su recurso eólico, topografía, rugosidad, tipo de terreno, accesibilidad y compatibilidad ambiental preliminar.	Cumplido

Seleccionar el modelo y tipo de aerogenerador más adecuado.	Se han comparado las tecnologías Nordex N163, Vestas V162 y GE Vernova GE164, seleccionándose finalmente el modelo GE Vernova Cypress-164 de 6 MW.	Cumplido
Definir la configuración de los aerogeneradores para aprovechar el recurso disponible.	Se ha definido una implantación de 8 aerogeneradores considerando la dirección dominante del viento, las distancias mínimas y las condiciones del emplazamiento.	Cumplido
Describir la obra civil del proyecto.	Se han definido los caminos de acceso e interiores, plataformas de montaje, cimentaciones, canalizaciones en zanja, edificio de control y obra civil de la subestación.	Cumplido
Diseñar la red de media tensión y la subestación MT/AT.	Se ha diseñado una red interna subterránea de 30 kV, formada por tres líneas colectoras, y una subestación elevadora 30/66 kV con transformador principal de 60 MVA.	Cumplido
Integrar el parque en el sistema eléctrico nacional.	Se ha planteado la evacuación mediante una línea aérea de 66 kV hacia Tafalla, adoptando un conductor adecuado para transportar la potencia máxima del parque.	Cumplido

Alinear el proyecto con los objetivos de penetración renovable a nivel nacional, europeo y global.	El parque contribuye a la generación de energía eléctrica renovable mediante una instalación eólica terrestre de 48 MW, coherente con los objetivos de transición energética y descarbonización.	Cumplido
--	--	----------

Como conclusión general, el parque eólico proyectado puede considerarse viable desde el punto de vista técnico, energético, económico y ambiental preliminar. El emplazamiento seleccionado dispone de un recurso eólico adecuado, la tecnología escogida permite obtener una producción anual elevada, la infraestructura civil y eléctrica definida resulta coherente con la potencia del parque y los indicadores económicos obtenidos son positivos.

No obstante, debe señalarse que el alcance del trabajo es académico y de ingeniería preliminar. Por ello, en una fase real de desarrollo sería necesario completar el proyecto con una campaña de medición de viento en emplazamiento, un estudio geotécnico detallado, cálculos estructurales específicos de cimentaciones, estudios eléctricos de cortocircuito y coordinación de protecciones, estudio detallado de puesta a tierra, estudio de impacto ambiental completo, análisis de acceso y conexión real a red, y tramitación administrativa conforme a la normativa vigente.

A pesar de estas limitaciones, el trabajo permite obtener una visión completa del desarrollo de un parque eólico terrestre, desde la selección inicial del emplazamiento hasta la evaluación económica final. Por tanto, se considera que se han cumplido los objetivos planteados y que la solución propuesta representa una alternativa técnicamente razonable para la generación de energía renovable en Navarra.

Fecha de emisión: 25 de junio de 2026

Ingeniero responsable del proyecto: Julen Roteta Romero

15. Referencias

- [1] European Commission, «Renewable energy targets,» 2025. [En línea]. Disponible: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en. [Último acceso: 15 noviembre 2025].
- [2] Ministerio de la Presidencia, Justicia y Relaciones con las Cortes, «BOE: Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2021.
- [3] Asociación Empresarial Eólica, «Anuario Eólico 2025,» 2026. [En línea]. Disponible: <https://aeolica.org/wp-content/uploads/2025/06/AF-ANUARIO-AEE-2025-web.pdf>. [Último acceso: 15 junio 2026].
- [4] IRENA, «Renewable Capacity Highlights,» 31 marzo 2026. [En línea]. Disponible: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2026/Mar/IRENA_DAT_RE_capacity_highlights_2026.pdf. [Último acceso: 16 junio 2026].
- [5] IRENA, «Renewable Energy Statistics 2026,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2026.
- [6] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «El Gobierno aprueba la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030, eje de la oportunidad económica, social y ambiental de España, por su contribución a la modernización y transformación del modelo productivo,» 24 septiembre 2024. [En línea]. Disponible: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/2024/septiembre/el-gobierno-aprueba-la-actualizacion-del-plan-nacional-integrado.html>. [Último acceso: 15 noviembre 2025].
- [7] GWEC, «GWEC | Global Wind Report 2025,» 23 abril 2025. [En línea]. Disponible: https://26973329.fs1.hubspotusercontent-eu1.net/hubfs/26973329/2.%20Reports/Global%20Wind%20Report/GWEC%20Global%20Wind%20Report%202025.pdf?__hsfp=737915754&__hssc=45859835.2.1745426990439&__hstc=45859835.097739f84d7d5527f6771afbfde39935.1745426990438.174. [Último acceso: 15 noviembre 2025].
- [8] Entso-E, «ENTSO-E publishes Phase II Technical Report on Grid Forming Requirements,» 4 noviembre 2025. [En línea]. Disponible: <https://www.entsoe.eu/news/2025/11/04/entso-e-publishes-phase-ii-technical-report-on-grid-forming-requirements/>. [Último acceso: 15 noviembre 2025].
- [9] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Red Natura 2000: Cartografía,» [En línea]. Disponible: <https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos->

- naturaleza/informacion-disponible/rednatura_2000_desc.html. [Último acceso: 18 enero 2026].
- [10] Naciones Unidas, «Objetivos de Desarrollo Sostenible,» Naciones Unidas, 2025. [En línea]. Disponible: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-development-goals/>. [Último acceso: 16 junio 2026].
 - [11] Centro Nacional de Energías Renovables (CENER), «Mapa Eólico Ibérico,» [En línea]. Disponible: <https://www.mapaeolicoiberico.com/map>. [Último acceso: 18 Enero 2026].
 - [12] Instituto Geológico y Minero de España (IGME), «Mapa Geológico de España a escala 1:50.000,» [En línea]. Disponible: https://mapas.igme.es/Servicios/default.aspx#IGME_MAGNA_50. [Último acceso: 18 Enero 2026].
 - [13] Red Eléctrica de España (REE), «Mapa del Sistema Eléctrico Ibérico,» Diciembre 2005. [En línea]. Disponible: <https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/maptra2005.pdf>. [Último acceso: 18 Enero 2026].
 - [14] GE Renewable Energy, «Technical Documentation Wind Turbine Generator Systems Cypress-164 - 50 Hz - WT General Description,» General Electric Company, 2023.
 - [15] GE Renewable Energy, «Technical Documentation Wind Turbine Generator Systems Cypress 164m Rotor - 50 Hz - Site Roads and Crane Hard Standings Specification,» General Electric Company, 2023.
 - [16] Redacción Futureenergy, «Cimentaciones para aerogeneradores de cualquier potencia, de 1 a 12 MW,» Interempresas, 2020.
 - [17] GE Renewable Energy, «Technical Documentation Wind Turbine Generator Systems Cypress - 50/60 Hz - Technical Description: Requirements for the Medium Voltage Cable to Switchgear Interface,» General Electric Company, 2021.
 - [18] Red Eléctrica, «Red Eléctrica concluye la ampliación de la subestación de Tafalla para la integración de nueva energía renovable en Navarra,» Redeia, 25 Junio 2025. [En línea]. Disponible: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa-transporte/2025/06/red-electrica-concluye-ampliacion-subestacion-tafalla-navarra>. [Último acceso: 05 Mayo 2026].
 - [19] i-DE, «Mapa de Capacidad de Generación de Energía Eléctrica,» 4 mayo 2026. [En línea]. Disponible: <https://www.i-de.es/conexion-red-electrica/produccion-energia/mapa-capacidad-acceso>. [Último acceso: 31 mayo 2026].

- [20] Código Técnico de la Edificación, «Ámbito de aplicación,» [En línea]. Disponible: <https://www.codigotecnico.org/QueEsCTE/AmbitoDeAplicacion.html>. [Último acceso: 06 Mayo 2026].
- [21] Lex Navarra, «Decreto Foral 56/2019, de 8 de mayo, por el que se regula la autorización de parques eólicos en Navarra,» Gobierno de Navarra, 16 Mayo 2019. [En línea]. Disponible: <https://www.lexnavarra.navarra.es/detalle.asp?r=51568>. [Último acceso: 06 Mayo 2026].
- [22] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, «Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2008.
- [23] Prysmian, «AL VOLTALENE H - AL RHZ1-OL (normalizado por Endesa),» 2026. [En línea]. Disponible: <https://es.prysmian.com/sites/es.prysmian.com/files/media/products/Al-Voltalene-H-AL-RHZ1-OL-Fca-MAY26.pdf>. [Último acceso: 27 mayo 2026].
- [24] Universal Networks, «What are Achievable Distances of Singlemode vs Multimode Fibre,» Universal Networks.
- [25] Prysmian Group, «E06a: UC Fibre Outdoor Central Tube Armoured Cable,» 21 Septiembre 2020. [En línea]. Disponible: https://www.prysmian.com/sites/default/files/business_markets/markets/downloads/datasheets/E06a_e.pdf. [Último acceso: 28 Mayo 2026].
- [26] J. M. Zamora, «Proyecto de Ejecución de Subestación 220/30 kV, "Venalta",» noviembre 2018. [En línea]. Disponible: https://www.juntadeandalucia.es/sites/default/files/2020-10/PRO18-06-001_PROYECTO%20COMPLETO_Venalta_rev01_sgd.pdf. [Último acceso: 28 mayo 2026].
- [27] Garaysa, «EPC Subestación Majuelo 30/66 kV,» Garaysa, 2022. [En línea]. Disponible: <https://garaysa.com/epc-subestacion-majuelo-30-66-kv-zamora-2022/>. [Último acceso: 31 mayo 2026].
- [28] GE Vernova, «Generator Step-Up Transformers,» 2026. [En línea]. Disponible: <https://www.gevernova.com/grid-solutions/equipment/transformers/generator-step-transformers>. [Último acceso: 31 mayo 2026].
- [29] Adron, «Inspecciones en Alta Tensión,» Adron, 2026. [En línea]. Disponible: <https://adron.es/alta-tension/>. [Último acceso: 30 mayo 2026].

- [30] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, «Proyecto Tipo Líneas de Alta Tensión Aéreas (Hasta 36 KV),» diciembre 2013. [En línea]. Disponible: https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/lineas-alta-tension/Documents/proyectos-vigentes-anulados/eon-distribucion/YE-LMTA.01_1.pdf. [Último acceso: 31 mayo 2026].

Anexo A. Estudio de selección de emplazamiento

Índice

1.	Objeto	114
2.	Localización de los 3 emplazamientos	115
2.1	Emplazamiento A	115
2.2	Emplazamiento B	116
2.3	Emplazamiento C	116
3.	Descripción de las características de los 3 emplazamientos.....	117
3.1	Emplazamiento A	117
3.1.1.	Recurso eólico	117
3.1.2.	Orografía.....	118
3.1.3.	Tipo de terreno.....	118
3.1.4.	Vegetación	120
3.1.5.	Interconexión eléctrica.....	120
3.1.6.	Accesibilidad	121
3.1.7.	Medio ambiente	121
3.1.8.	Otros	122
3.2	Emplazamiento B	122
3.2.1.	Recurso eólico	122
3.2.2.	Orografía.....	123
3.2.3.	Tipo de terreno.....	124
3.2.4.	Vegetación	125
3.2.5.	Interconexión eléctrica.....	125
3.2.6.	Accesibilidad	126
3.2.7.	Medio ambiente	126
3.2.8.	Otros	127
3.3	Emplazamiento C	127
3.3.1.	Recurso eólico	127
3.3.2.	Orografía.....	128
3.3.3.	Tipo de terreno.....	129
3.3.4.	Vegetación	130
3.3.5.	Interconexión eléctrica.....	130
3.3.6.	Accesibilidad	131
3.3.7.	Medio ambiente	131

3.3.8. Otros	131
4. Metodología para la selección de emplazamientos	132
4.1 Criterios de selección.....	132
4.2 Puntuación de características.....	133
4.3 Selección emplazamiento	135
5. Conclusiones.....	137
6. Correcciones Finales.....	138

Índice de figuras

Figura A.1. Los 3 municipios más cercanos a los emplazamientos A, B y C.	115
Figura A.2. Distancia entre Quintanilla de la Mata y el emplazamiento A.	115
Figura A.3. Distancia entre Motilla de Palancar y el emplazamiento B.	116
Figura A.4. Distancia entre Artajona y el emplazamiento C.	116
Figura A.5. Rosa de vientos del Aerogenerador 1 en el emplazamiento A [17].	117
Figura A.6. Pendiente en el emplazamiento A.	118
Figura A.7. Recta para la medición de la pendiente en el emplazamiento A.	118
Figura A.8. Polígono del emplazamiento A.	118
Figura A.9. Polígono A sobre Mapa Geológico de España.	119
Figura A.10. Leyenda del Mapa Geológico de España [18].	120
Figura A.11. Emplazamiento A en mapa del Sistema Eléctrico Ibérico [19].	121
Figura A.12. Distancia a zona protegida desde el emplazamiento A.	121
Figura A.13. Rosa de vientos del Aerogenerador 1 en el emplazamiento B [17].	122
Figura A.14. Perfil de elevación desde el aerogenerador 2 al 6 en el emplazamiento B.	123
Figura A.15. Perfil de elevación desde el aerogenerador 3 al 5 en el emplazamiento B.	123
Figura A.16. Rectas analizadas para la pendiente en el emplazamiento B.	123
Figura A.17. Polígono del emplazamiento B.	124
Figura A.18. Polígono del emplazamiento B junto con Mapa Geológico de España. .	124
Figura A.19. Emplazamiento B en mapa del Sistema Eléctrico Ibérico [19].	125
Figura A.20. Distancia entre carretera nacional y polígono B.	126
Figura A.21. Distancia desde el emplazamiento B a la zona protegida más cercana...	126
Figura A.22. 'Corral de Patiño' en el emplazamiento B.	127
Figura A.23. Rosa de vientos del Aerogenerador 1 en el emplazamiento C [17].	128
Figura A.24. Perfil de elevación en el emplazamiento C.	128
Figura A.25. Recta analizada para la pendiente en el emplazamiento C.	128
Figura A.26. Polígono del emplazamiento C.	129
Figura A.27. Polígono del emplazamiento C junto con Mapa Geológico de España. .	129
Figura A.28. Vegetación del emplazamiento C.	130
Figura A.29. Emplazamiento C en mapa del Sistema Eléctrico Ibérico [19].	130
Figura A.30. Distancia desde el emplazamiento C a la zona protegida más cercana...	131

Figura A.31. Mapa del Sistema Eléctrico Ibérico [19].	132
Figura A.32. Mapa de la Red Natura 2000 integrado en Google Earth Pro.	133
Figura A.33. Rosa de vientos del aerogenerador 4 del emplazamiento C mejorado [17].	138
Figura A.34. Pendiente del nuevo emplazamiento C.	139
Figura A.35. Emplazamiento C nuevo junto a Artajona, Navarra.	139

Índice de tablas

Tabla A.1. Velocidades en el emplazamiento A.	117
Tabla A.2. Velocidades en el emplazamiento B.	122
Tabla A.3. Velocidades en el emplazamiento C.	127
Tabla A.4. Puntuación del Recurso Eólico.	133
Tabla A.5. Puntuación de la Orografía.	134
Tabla A.6. Puntuación del Tipo de Terreno.	134
Tabla A.7. Puntuación de la Vegetación.	134
Tabla A.8. Puntuación de la Interconexión Eléctrica.	134
Tabla A.9. Puntuación de la Accesibilidad.	134
Tabla A.10. Puntuación del Medio Ambiente.	135
Tabla A.11. Puntuación de Otros.	135
Tabla A. 12. Resumen de puntuaciones para los 3 emplazamientos.	136
Tabla A.13. Velocidades en el emplazamiento C.	138

1. Objeto

En este anexo se tratará de elegir el mejor emplazamiento para la instalación del parque eólico en España. Para ello, se analizarán las características de 3 emplazamientos diferentes en el estado y se compararán según las siguientes características:

- **Recurso eólico:** Se realizará una búsqueda en el Mapa Eólico Ibérico [11] y se cogerá el dato de velocidad de viento a 100 m de altura. El error o desviación en la predicción de la velocidad de viento puede oscilar entre 5-10 %, por lo que únicamente se utilizará para esta evaluación preliminar en la selección de emplazamiento.
- **Orografía:** Se analizará la pendiente del terreno.
- **Tipo de terreno:** Se analizará la consistencia, blanda o dura.
- **Vegetación (rugosidad):** Se estudiará el tipo de vegetación.
- **Interconexión eléctrica:** Se medirá la distancia a la subestación o línea eléctrica de interconexión para el parque eólico.
- **Accesibilidad:** Se analizarán las características y estado de carreteras o puertos de acceso.
- **Medio ambiente:** El parque deberá estar en una zona excluida de listas de espacios naturales protegidos.

Con dicha información se podrán valorar los 3 emplazamientos y elegir de esa forma el más favorable para el parque. Se estimará que en los 3 emplazamientos solo se instalarán los aerogeneradores necesarios para una planta de 50 MW (6-7 aerogeneradores), por lo que la capacidad de poder coger un terreno más amplio para tener una mayor instalación no se tendrá en cuenta.

2. Localización de los 3 emplazamientos

Para entender el criterio de la selección de los emplazamientos leer la sección 4 de este anexo. En este caso, se han escogido 3 emplazamientos dentro del estado español, ubicados en la península y que permiten aparentemente una instalación eólica. En la Figura A.1 se resumen los municipios más cercanos de los 3 emplazamientos escogidos para su estudio.



Figura A.1. Los 3 municipios más cercanos a los emplazamientos A, B y C.

2.1 Emplazamiento A

En primer lugar, se ha escogido un emplazamiento en Castilla y León, en la provincia de Burgos, a unos 6,4 km al sursuroeste de Quintanilla de la Mata. Dicha distancia se puede ver en la Figura A.2.



Figura A.2. Distancia entre Quintanilla de la Mata y el emplazamiento A.

2.2 Emplazamiento B

En segundo lugar, se ha escogido un emplazamiento en Castilla-La Mancha, en la provincia de Cuenca, a 6,15 km al este del municipio de Motilla de Palancar. Dicha distancia puede verse indicada de color amarillo en la Figura A.3.



Figura A.3. Distancia entre Motilla de Palancar y el emplazamiento B.

2.3 Emplazamiento C

En tercer lugar, se ha escogido un emplazamiento situado a 2,8 km al sursureste de Artajona, en Navarra. Dicha distancia se puede ver marcada en la Figura A.4 de amarillo.



Figura A.4. Distancia entre Artajona y el emplazamiento C.

3. Descripción de las características de los 3 emplazamientos

En este apartado se procederá a proporcionar una explicación detallada de todas las características relevantes mencionadas en la sección 1 de este anexo para la instalación de un parque eólico en cualquiera de los 3 emplazamientos.

3.1 Emplazamiento A

3.1.1. Recurso eólico

Respecto al recurso eólico, se ha procedido a la recogida de datos de 7 puntos en los que se ha supuesto la posible instalación de los aerogeneradores, y se ha recogido en la Tabla A.1. Dichos datos han sido recogidos del Mapa Eólico Ibérico [11], que recoge la velocidad media del viento de 32 años de datos.

Tabla A.1. Velocidades en el emplazamiento A.

Aerogenerador	Velocidad del viento a 100 m [m/s]
1	6,8646
2	6,8843
3	6,9219
4	6,9564
5	7,1050
6	6,8635
7	6,8400
Media	6,9194

Por otro lado, se ha recogido la rosa de vientos, visible en la Figura A.5, para poder ubicar los aerogeneradores en la dirección perpendicular a la dirección de viento dominante.

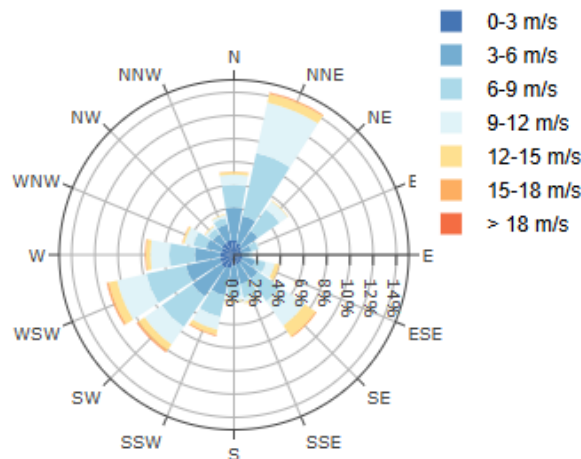


Figura A.5. Rosa de vientos del Aerogenerador 1 en el emplazamiento A [11].

3.1.2. Orografía

La orografía ha sido analizada gracias a Google Earth Pro, el cual indica una pendiente media positiva de 1,2 % y negativa de -2 %, según se aprecia en la Figura A.6. La pendiente ha sido medida en la longitud desde el primer aerogenerador al último, como se indica en la Figura A.7 mediante una línea roja.

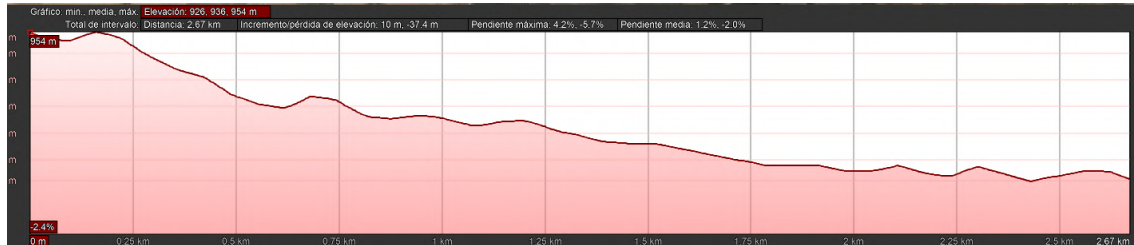


Figura A.6. Pendiente en el emplazamiento A.



Figura A.7. Recta para la medición de la pendiente en el emplazamiento A.

3.1.3. Tipo de terreno

Para analizar el tipo de terreno en el emplazamiento A, se ha procedido a dibujar un polígono con borde azul en la zona que se procura instalar el parque. Dicho polígono puede verse en la Figura A.8.



Figura A.8. Polígono del emplazamiento A.

Por otro lado, se ha incorporado a Google Earth Pro el Mapa Geológico de España desarrollado por el Instituto Geológico y Minero de España (IGME) junto con el Consejo Superior de Investigación Científica [12]. En la Figura A.9 puede verse el polígono en dicho mapa.

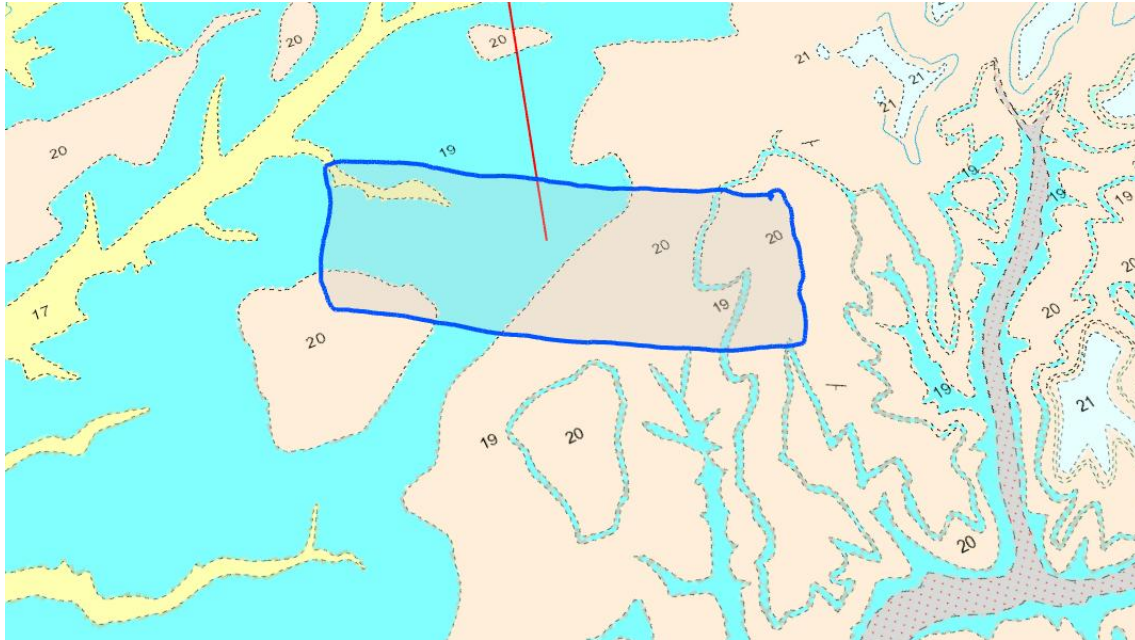


Figura A.9. Polígono A sobre Mapa Geológico de España.

Según se aprecia en la Figura A.9, el emplazamiento A se encuentra en áreas 19 y 20 principalmente, y en menor parte 17. Al analizar la leyenda del mapa (véase Figura A.10), se puede ver que dichos números indican:

- 19: Margocalizas y arcillas yesíferas con lignitos, margas azules y areniscas
- 20: Calizas tobáceas, arcillas, arenas, areniscas y margas
- 17: Calizas y margas

La coexistencia de materiales carbonatados con niveles arcillosos y yesíferos justifica la clasificación del terreno como de consistencia normal con zonas blandas, lo que puede implicar una penalización moderada en la facilidad de ejecución de cimentaciones frente a un sustrato carbonatado homogéneo. No obstante, se observa que un ligero desplazamiento del emplazamiento hacia el sector occidental permitiría reducir significativamente la afección de las unidades más blandas, concentrando el desarrollo del parque sobre materiales calizos más competentes, lo que pone de manifiesto la viabilidad de optimizar el diseño del emplazamiento desde el punto de vista geotécnico.

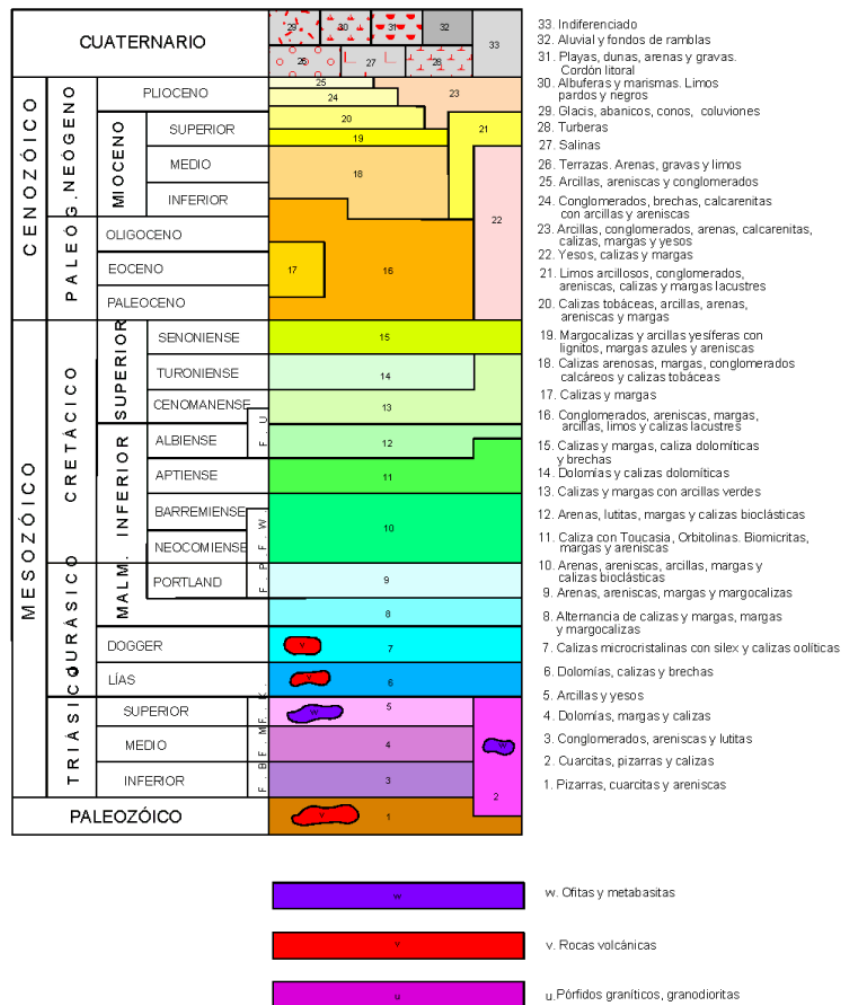


Figura A.10. Leyenda del Mapa Geológico de España [12].

3.1.4. Vegetación

Para el análisis de la vegetación en el emplazamiento, se ha analizado la imagen aérea extraída de Google Earth Pro, en este caso, la Figura A.8.

En la imagen puede verse que se trata de una vegetación que podría clasificarse como cultivo o monte bajo, que aporta una gran facilidad constructiva.

3.1.5. Interconexión eléctrica

En la Figura A.11 se muestra una ubicación aproximada de Quintanilla de la Mata en el mapa del Sistema Eléctrico Ibérico [13]. Quintanilla de la Mata se encuentra a unos 45 km de Villalbilla de Burgos, por lo que se tomará una distancia de unos 50 km a la línea más cercana.

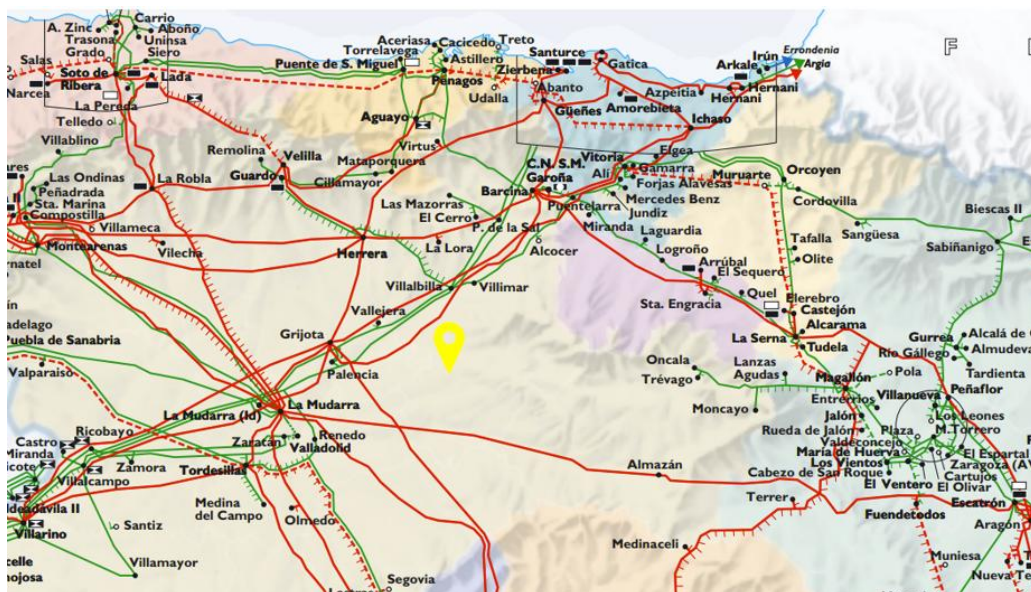


Figura A.11. Emplazamiento A en mapa del Sistema Eléctrico Ibérico [13].

3.1.6. Accesibilidad

Respecto a la accesibilidad, se ha analizado la distancia a una carretera principal y si hay gran dificultad en el acceso a la ubicación. En este caso, no hay apenas 2-3 km desde la carretera Madrid-Burgos, incluso demasiado poco en la zona este del polígono, por lo que será mejor seguir la recomendación indicada en la sección 3.1.3 de este anexo y desplazar el emplazamiento levemente al oeste respecto al indicado en la Figura A.8.

3.1.7. Medio ambiente

Respecto al medio ambiente, el emplazamiento ha sido seleccionado evitando las zonas marcadas por la Red Natura 2000 [9], por lo que aparentemente no hay problemas ambientales con la selección del emplazamiento A.

Por otro lado, como se indica en la Figura A.12, la zona protegida más cercana se encuentra a unos 18,6 km del emplazamiento A.

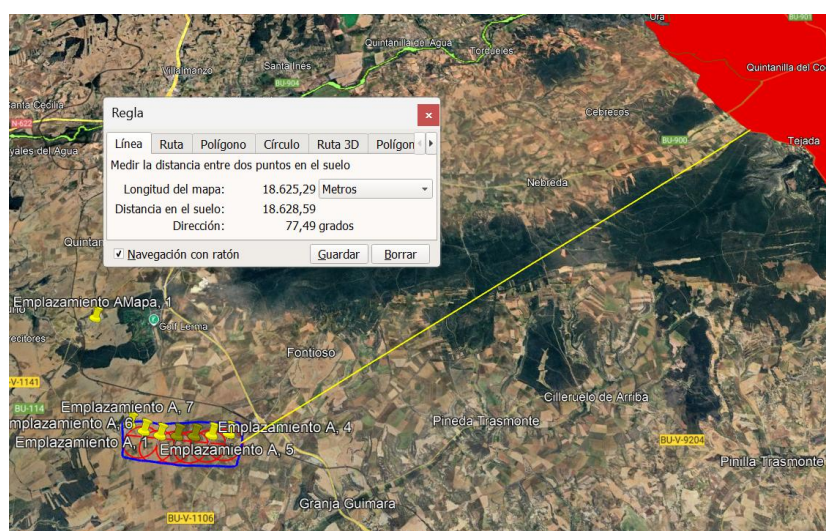


Figura A.12. Distancia a zona protegida desde el emplazamiento A.

3.1.8. Otros

No se han identificado infraestructuras incompatibles (torres de telecomunicaciones, infraestructuras privadas) dentro del polígono del emplazamiento A, por lo que no se considera un impedimento adicional.

3.2 Emplazamiento B

3.2.1. Recurso eólico

Respecto al recurso eólico, se ha procedido a la recogida de datos de 6 puntos en los que se ha supuesto la posible instalación de los aerogeneradores, y se ha recogido en la Tabla A.2. Dichos datos han sido recogidos del Mapa Eólico Ibérico [11], que recoge la velocidad media del viento de 32 años de datos.

Tabla A.2. Velocidades en el emplazamiento B.

Aerogenerador	Velocidad del viento a 100 m [m/s]
1	7,1492
2	6,9319
3	6,6152
4	6,9068
5	6,8158
6	6,5674
Media	6,8311

Por otro lado, se ha recogido la rosa de vientos, visible en la Figura A.13, para poder ubicar los aerogeneradores en la dirección perpendicular a la dirección de viento dominante.

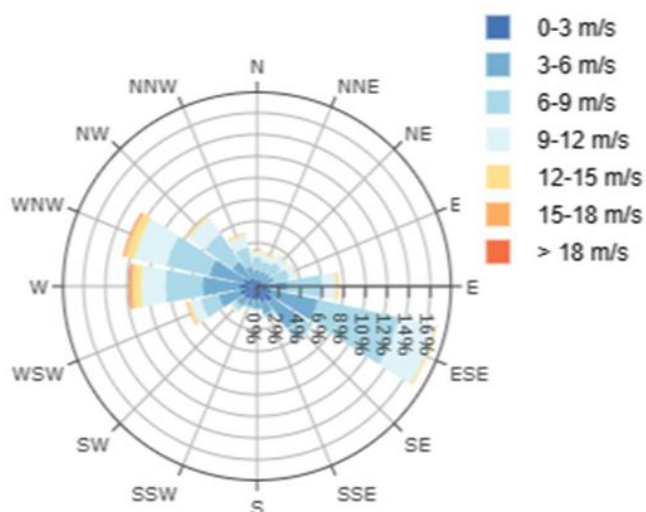


Figura A.13. Rosa de vientos del Aerogenerador 1 en el emplazamiento B [11].

3.2.2. Orografía

Como para el emplazamiento A, la orografía ha sido analizada gracias a Google Earth Pro, en este caso en dos direcciones diferentes, según se aprecia en la Figura A.16, indicadas por las dos líneas rojas. En la Figura A.14 se aprecia la pendiente del punto 2 al 6, que es de 5,8% la positiva y -7,6% la negativa. En la Figura A.15 se aprecia la pendiente del punto 3 al 5, que es de 7,1% la positiva y -6,8% la negativa. Por lo tanto, se considerará la pendiente del 7,6%, siendo esta la más desfavorable.

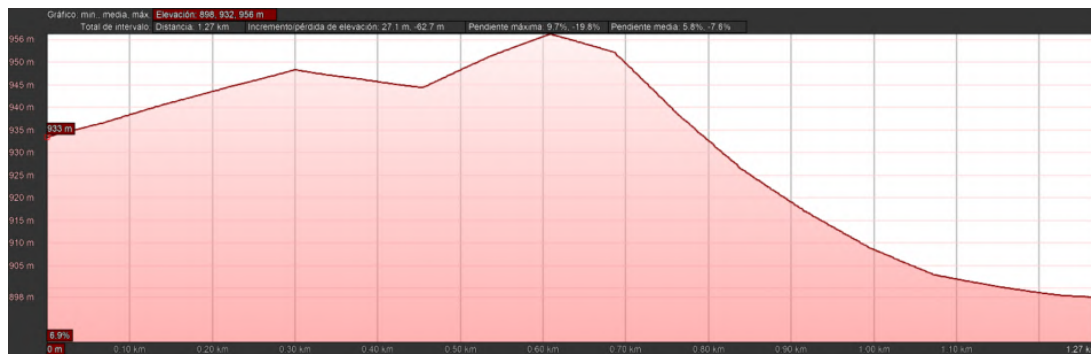


Figura A.14. Perfil de elevación desde el aerogenerador 2 al 6 en el emplazamiento B.

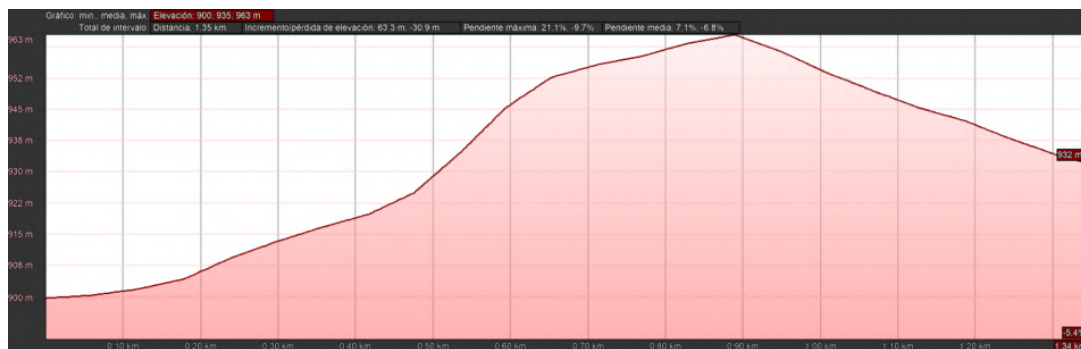


Figura A.15. Perfil de elevación desde el aerogenerador 3 al 5 en el emplazamiento B.



Figura A.16. Rectas analizadas para la pendiente en el emplazamiento B.

3.2.3. Tipo de terreno

Para el análisis del tipo de terreno, se ha procedido al mismo método que con el emplazamiento A. En este caso el polígono es el ilustrado en la Figura A.17.

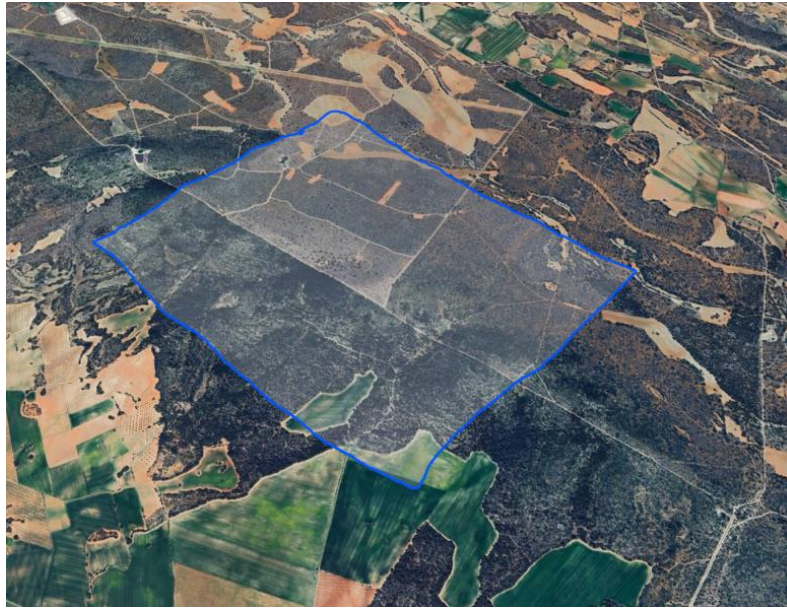


Figura A.17. Polígono del emplazamiento B.

Con el polígono de la Figura A.17 y el Mapa Geológico de España [12], se ha podido extraer de la Figura A.18, que en el emplazamiento B hay los siguientes tipos de terrenos (basado en la leyenda de la Figura A.10):

- 14: Dolomías y calizas dolomíticas
- 13: Calizas y margas con arcillas verdes
- 25: Areniscas, arcillas y conglomerados

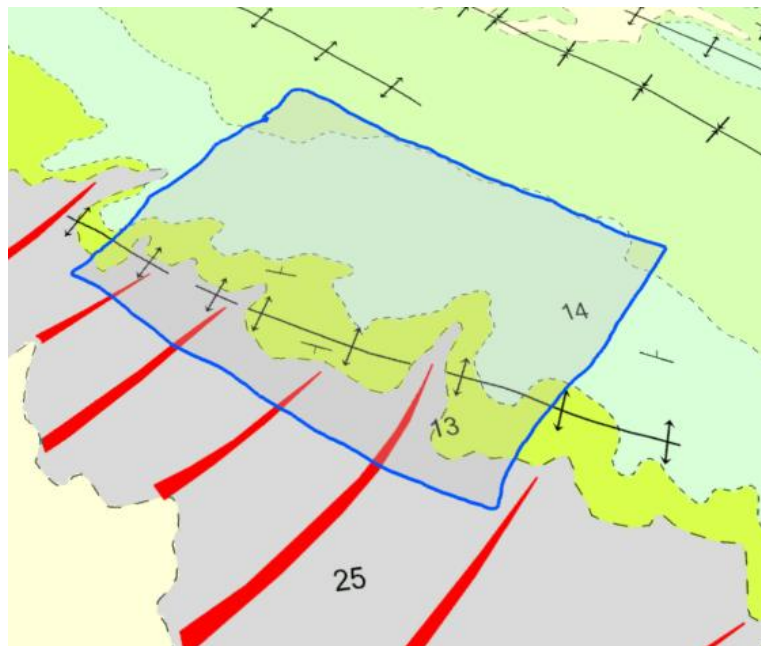


Figura A.18. Polígono del emplazamiento B junto con Mapa Geológico de España.

La unidad 14, compuesta por dolomías y calizas dolomíticas, corresponde a materiales carbonatados de elevada competencia geotécnica, adecuados para la ejecución de cimentaciones eólicas. La unidad 13, formada por calizas y margas con arcillas verdes, presenta un comportamiento intermedio, combinando niveles competentes con la presencia puntual de materiales más plásticos. Por último, la unidad 25, constituida por areniscas, arcillas y conglomerados, incluye materiales detríticos y arcillosos potencialmente más deformables y heterogéneos.

La coexistencia de formaciones carbonatadas competentes con niveles arcillosos y detríticos justifica la clasificación del terreno del emplazamiento B como de consistencia normal con zonas blandas, lo que puede implicar una penalización moderada en la facilidad constructiva respecto a un sustrato carbonatado homogéneo. No obstante, la presencia significativa de dolomías y calizas dolomíticas indica que, mediante un adecuado diseño de la implantación y la localización de las cimentaciones sobre los materiales más competentes, el emplazamiento resulta técnicamente viable desde el punto de vista geotécnico.

3.2.4. Vegetación

Respecto a la vegetación, utilizando la Figura A.17 se puede hacer una inspección visual. El emplazamiento B se caracteriza por una cobertura vegetal predominante de monte bajo con arbolado disperso, sin presencia de masas forestales densas y continuas. Este tipo de vegetación presenta una afección ambiental y constructiva moderada, inferior a la de zonas forestales cerradas, si bien superior a la de terrenos agrícolas abiertos. En consecuencia, la vegetación del emplazamiento se clasifica como monte bajo con árboles puntuales, conforme a los criterios establecidos para la selección de emplazamientos.

3.2.5. Interconexión eléctrica

En la Figura A.19 se puede observar la ubicación de dicho municipio en el mapa del Sistema Eléctrico Ibérico [13], que será empleado para definir la distancia a la línea de interconexión. En este caso, la línea pasa por dicha localidad, por lo que la distancia será de los 6,15 km mencionados.

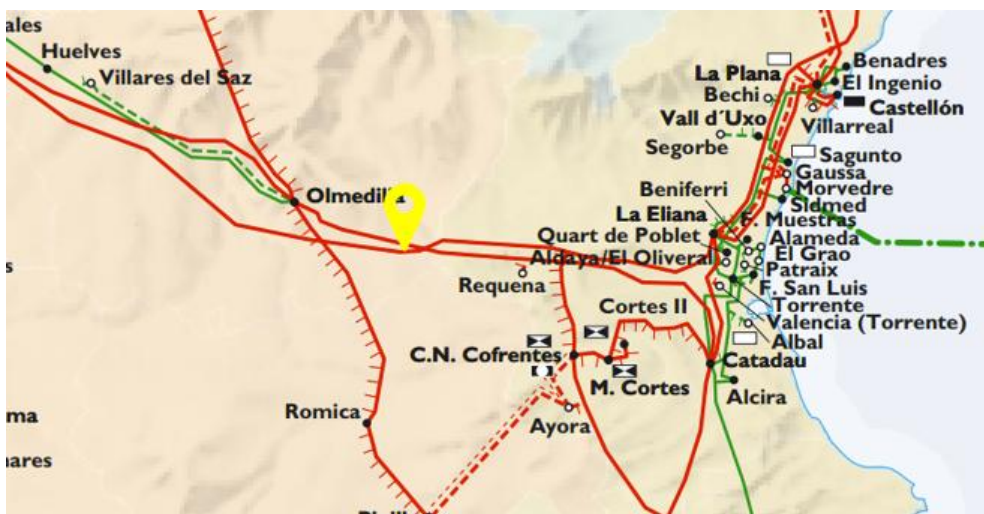


Figura A.19. Emplazamiento B en mapa del Sistema Eléctrico Ibérico [13].

3.2.6. Accesibilidad

Respecto a la accesibilidad, el emplazamiento B se encuentra a poco más de 1 km de una carretera nacional, con acceso no demasiado dificultoso hasta el emplazamiento. Esta distancia está indicada de amarillo en la Figura A.20.



Figura A.20. Distancia entre carretera nacional y polígono B.

3.2.7. Medio ambiente

Respecto al medio ambiente, el emplazamiento ha sido seleccionado evitando las zonas marcadas por la Red Natura 2000 [9], por lo que aparentemente no hay problemas ambientales con la selección del emplazamiento B.

Por otro lado, como se indica en la Figura A.21, la zona protegida más cercana se encuentra a unos 16,7 km del emplazamiento B.

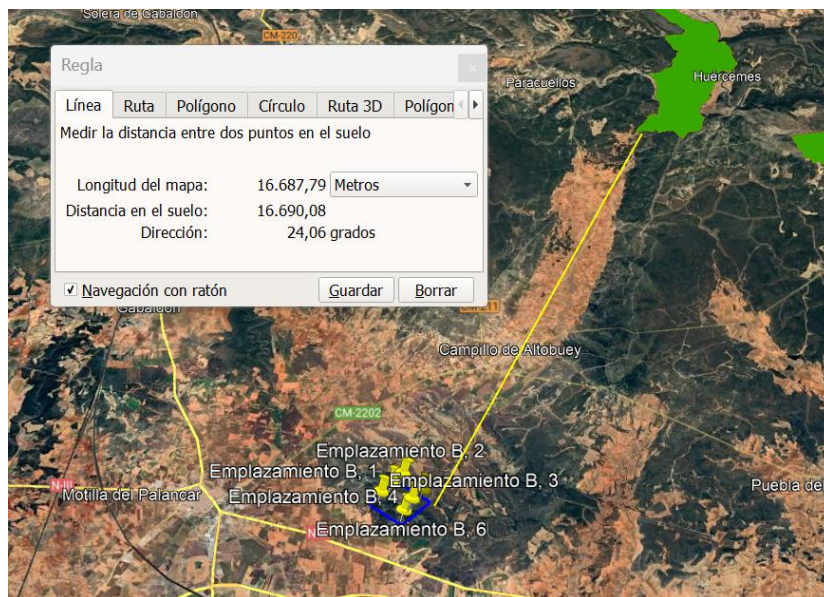


Figura A.21. Distancia desde el emplazamiento B a la zona protegida más cercana.

3.2.8. Otros

No se han identificado infraestructuras incompatibles de carácter crítico, como torres de telecomunicaciones o grandes infraestructuras industriales, dentro del polígono del emplazamiento B. No obstante, se ha detectado la presencia de una edificación aislada identificada en Google Maps como “Corral de Patiño”, visible en la Figura A.22, correspondiente a una construcción de uso agropecuario tradicional. Dada su localización puntual y su carácter no estratégico, esta edificación no se considera un impedimento significativo para el desarrollo del parque eólico, si bien deberá ser tenida en cuenta en la fase de diseño detallado para garantizar las distancias de seguridad y compatibilidad de usos.



Figura A.22. 'Corral de Patiño' en el emplazamiento B.

3.3 Emplazamiento C

3.3.1. Recurso eólico

Respecto al recurso eólico, se ha procedido a la recogida de datos de 7 puntos en los que se ha supuesto la posible instalación de los aerogeneradores, y se ha recogido en la Tabla A.3. Dichos datos han sido recogidos del Mapa Eólico Ibérico [11], que recoge la velocidad media del viento de 32 años de datos.

Tabla A.3. Velocidades en el emplazamiento C.

Aerogenerador	Velocidad del viento a 100 m [m/s]
1	7,6440
2	7,3948
3	7,5159
4	7,4458
5	7,1589
6	7,1535
7	7,0607
Media	7,3391

Por otro lado, se ha recogido la rosa de vientos, visible en la Figura A.23, para poder ubicar los aerogeneradores en la dirección perpendicular a la dirección de viento dominante.

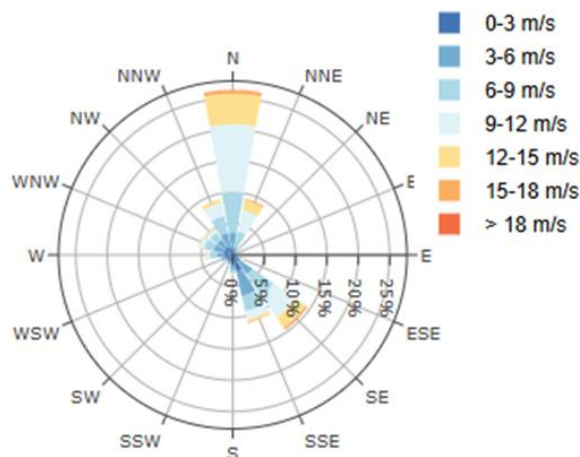


Figura A.23. Rosa de vientos del Aerogenerador 1 en el emplazamiento C [11].

3.3.2. Orografía

Como para el emplazamiento A, la orografía ha sido analizada gracias a Google Earth Pro. En este caso, la pendiente se ha medido en dirección de la línea amarilla de la Figura A.25. En la Figura A.24 se aprecia que la pendiente media es de 5,4% y -3,4%.



Figura A.24. Perfil de elevación en el emplazamiento C.



Figura A.25. Recta analizada para la pendiente en el emplazamiento C.

3.3.3. Tipo de terreno

Para el análisis del tipo de terreno, se ha procedido al mismo método que con el emplazamiento A. En este caso el polígono es el ilustrado en la Figura A.26.



Figura A.26. Polígono del emplazamiento C.

Con el polígono de la Figura A.26 y el Mapa Geológico de España [12], se ha podido extraer de la Figura A.27, que en el emplazamiento C hay los siguientes tipos de terrenos (basado en la leyenda de la Figura A.10):

- 10: Arenas, areniscas, arcillas margas y calizas bioclásticas
- 11: Caliza con Toucasia, Orbitolinas Biomicritas, margas y areniscas
- 12: Arenas, lutitas, margas y calizas
- 20: Calizas tobáceas, arcillas, arenas areniscas y margas

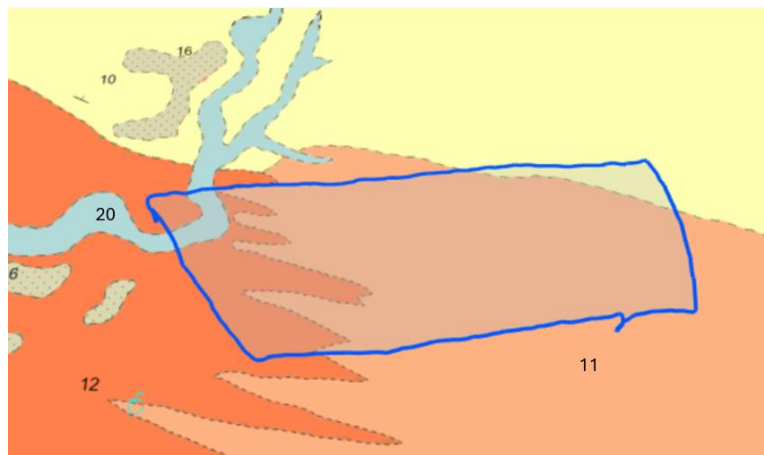


Figura A.27. Polígono del emplazamiento C junto con Mapa Geológico de España.

En este caso, se considerará una consistencia normal para el emplazamiento C, al estar dominado por materiales carbonatados competentes y presentar únicamente afecciones puntuales de materiales más blandos.

3.3.4. Vegetación

En este caso, al igual que en el del emplazamiento A, se trata de una vegetación que podría clasificarse como cultivo o monte bajo, que aporta una gran facilidad constructiva. Esto puede apreciarse en la Figura A.28, en la que se ha sacado de *Google Maps* la perspectiva desde una carretera ligeramente lejana, pero desde la que se ve que el terreno tiene una vegetación similar en toda su llanura.



Figura A.28. Vegetación del emplazamiento C.

3.3.5. Interconexión eléctrica

En la Figura A.29 puede observarse la ubicación aproximada de Artajona en el mapa del sistema eléctrico. Artajona se encuentra a unos 10 km de Tafalla, por lo que se podrá considerar esta la distancia entre el parque eólico a instalar y la línea de conexión.

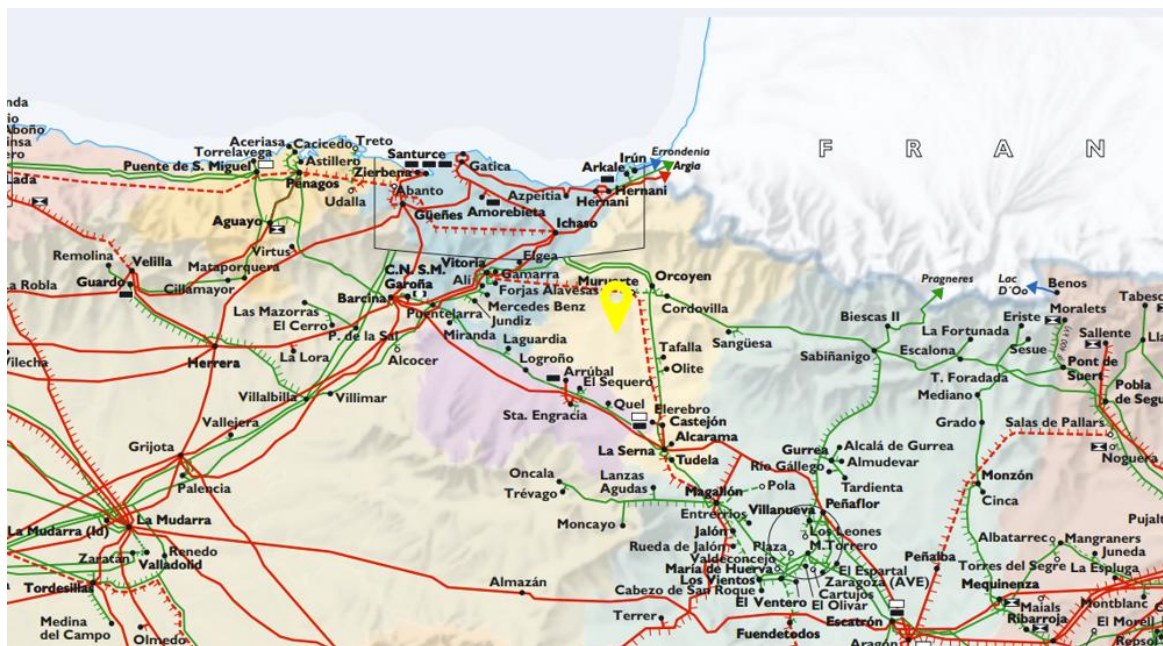


Figura A.29. Emplazamiento C en mapa del Sistema Eléctrico Ibérico [13].

3.3.6. Accesibilidad

Respecto a la accesibilidad, la zona se encuentra a unos 2 km de una carretera nacional, con una ruta aparentemente no demasiado dificultosa hasta el emplazamiento. Por lo tanto, se considerará una accesibilidad favorable.

3.3.7. Medio ambiente

Respecto al medio ambiente, el emplazamiento ha sido seleccionado evitando las zonas marcadas por la Red Natura 2000 [9], por lo que aparentemente no hay problemas ambientales con la selección del emplazamiento C.

Por otro lado, como se indica en la Figura A.30, la zona protegida más cercana se encuentra a unos 5,1 km del emplazamiento C.

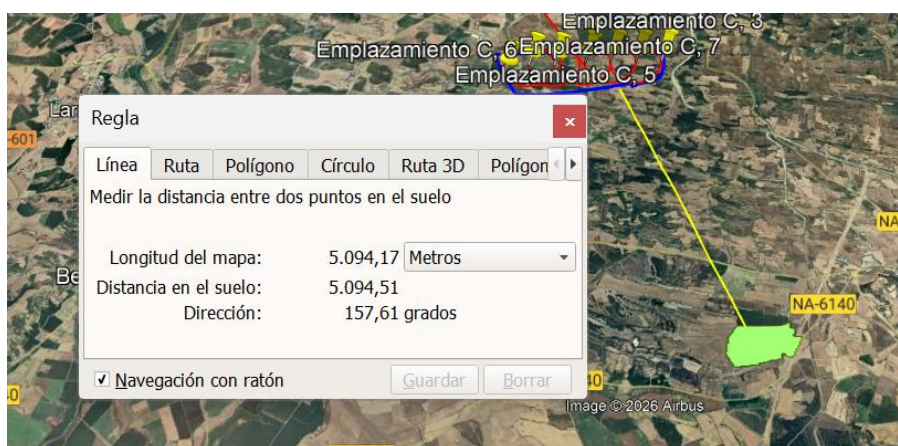


Figura A.30. Distancia desde el emplazamiento C a la zona protegida más cercana.

3.3.8. Otros

No se han identificado infraestructuras incompatibles (torres de telecomunicaciones, infraestructuras privadas) dentro del polígono del emplazamiento C, por lo que no se considera un impedimento adicional.

4. Metodología para la selección de emplazamientos

4.1 Criterios de selección

Primero, se ha analizado el mapa del Sistema Eléctrico Ibérico proporcionado por REE [13]. Aunque no sea estrictamente necesario conectar la instalación a una red de 220 kV considerando la magnitud del parque, el mapa se ha empleado para analizar zonas en las que poder buscar zonas interesantes en las que poder trabajar y considerar una distancia aproximada a puntos de conexión. En la Figura A.31 se puede ver dicho mapa.



Figura A.32. Mapa de la Red Natura 2000 integrado en Google Earth Pro.

Una vez, seleccionada la ubicación, se ha procedido a ubicar en el mapa una posible instalación de los aerogeneradores en el terreno, que podrá cambiar una vez se analicen los datos proporcionados por los expertos. Para ello, se ha considerado la rosa de vientos proporcionada en el Mapa Eólico Ibérico [11] y ubicado los aerogeneradores en dirección perpendicular a la dirección dominante. En el caso del emplazamiento B, se han colocado dos filas de aerogeneradores, dejando el doble de distancia en la dirección del viento. Con dicha información se ha obtenido la velocidad media de los aerogeneradores, y analizado las características del terreno de forma visual y utilizando la información del IGME [12].

4.2 Puntuación de características

Una vez seleccionados los 3 emplazamientos, se ha procedido a puntuar las características de cada uno de ellos, de forma que sean comparables. Para ello, se ha elaborado una rúbrica basada en la utilizada por la directora del proyecto.

La rúbrica está resumida en las Tablas A.4-A.11.

Tabla A.4. Puntuación del Recurso Eólico.

Velocidad del viento [m/s]	Puntuación
$V \leq 6$	0
$6 < V \leq 6,5$	1
$6,5 < V \leq 7$	1,5
$7 < V \leq 7,5$	2
$7,5 < V < 8$	2,5
$V \geq 8$	3

Tabla A.5. Puntuación de la Orografía.

Pendiente media del terreno [%]	Puntuación
$P \leq 5$	3
$5 < P \leq 10$	2
$10 < P \leq 15$	1
$P > 15$	0

Tabla A.6. Puntuación del Tipo de Terreno.

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

Tabla A.7. Puntuación de la Vegetación.

Tipo de Cubierta Vegetal	Puntuación
Monte bajo	3
Monte bajo con árboles puntuales	2
Bosque	1

Tabla A.8. Puntuación de la Interconexión Eléctrica.

Distancia (conexión subestación o línea de AT) [km]	Puntuación
$D \leq 15$	3
$15 < D \leq 25$	2
$25 < D \leq 50$	1
$D > 50$	0

Tabla A.9. Puntuación de la Accesibilidad.

Carreteras de llegada	Puntuación
Buenas carreteras y puertos de llegada	3
Reforma puntual en carreteras y buen puerto de llegada	2
Reforma de carreteras necesaria y sin puerto factible	0

Tabla A.10. Puntuación del Medio Ambiente.

Descripción	Puntuación
No afecta a espacios naturales y el espacio protegido más cercano está a más de 15 km	3
No afecta a espacios naturales y el espacio protegido más cercano está entre 5 y 15 km	2
No afecta a espacios naturales y el espacio protegido más cercano está a menos de 5 km	1
Afecta a espacios naturales	Eliminación

Tabla A.11. Puntuación de Otros.

Descripción	Puntuación
Existe una instalación de TV en el emplazamiento	0
Existe una instalación de telefonía móvil en el emplazamiento	1
Existe una propiedad privada crítica	0
Existe una pequeña propiedad privada	2
No existe ningún impedimento	3

4.3 Selección emplazamiento

Con la puntuación explicada en la sección 4.2 de este anexo se procede a la aplicación de dichas puntuaciones para los emplazamientos A, B y C en la Tabla A. 12.

De la Tabla A. 12 se pueden extraer las puntuaciones para los 3 emplazamientos, que serán de 19,5 puntos para el emplazamiento A, 18,5 puntos para el emplazamiento B y 21 puntos para el emplazamiento C. Por lo tanto, se escogerá el emplazamiento C para el desarrollo del trabajo.

Tabla A. 12. Resumen de puntuaciones para los 3 emplazamientos.

	Recurso eólico		Orografía		Tipo de Terreno		Vegetación		Interconexión Eléctrica		Accesibilidad		Medio Ambiente		Otros	
	Descripción	Puntuación	Descripción	Puntuación	Descripción	Puntuación	Descripción	Puntuación	Descripción	Puntuación	Descripción	Puntuación	Descripción	Puntuación	Descripción	Puntuación
Emplazamiento A	V = 6,9194 m/s	1,5	2%	3	Consistencia normal con zonas blandas	2	Monte bajo	3	50 km	1	Buena accesibilidad	3	No afecta a zonas protegidas y la más cercana a 18,6 km	3	No hay impedimentos	3
Emplazamiento B	V = 6,8311 m/s	1,5	7,60%	2	Consistencia normal con zonas blandas	2	Monte bajo con árboles puntuales	2	6,15 km	3	Buena accesibilidad	3	No afecta a zonas protegidas y la más cercana a 16,7 km	3	No hay impedimentos, pequeña construcción privada	2
Emplazamiento C	V = 7,3391 m/s	2	5,40%	2	Consistencia normal	3	Monte bajo	3	10 km	3	Buena accesibilidad	3	No afecta a zonas protegidas y la más cercana a 5,1 km	2	No hay impedimentos	3

5. Conclusiones

Tras el análisis comparativo de los emplazamientos A, B y C mediante una metodología que analiza el recurso eólico, orografía, tipo de terreno, vegetación, interconexión eléctrica, accesibilidad, medio ambiente y otros condicionantes, se concluye que el emplazamiento C es el más favorable para el desarrollo del parque eólico terrestre. El emplazamiento C presenta mejor puntuación total, con un recurso eólico superior al de A y B, una orografía moderada y un tipo de terreno mayoritariamente competente, al estar dominado por materiales carbonatados y presentar únicamente afecciones puntuales de zonas blandas. Además, su vegetación favorece la constructibilidad, y el acceso por carretera resulta viable con cambios limitados. Aunque el emplazamiento C se encuentra más próximo a un espacio protegido que los otros dos emplazamientos, no se sitúa dentro de la Red Natura 2000 [9] y, aplicando la rúbrica definida, su proximidad es más que aceptable.

Por todo ello, y dado que la rúbrica otorga al emplazamiento C la mayor puntuación total, se selecciona este emplazamiento como ubicación definitiva para continuar el diseño del parque eólico. Finalmente, se destaca que este estudio es de carácter preliminar, por lo que los valores de viento y terreno deberán ser analizados con mayor detalle en fases posteriores del proyecto.

6. Correcciones Finales

Tras consultar el emplazamiento con la directora del proyecto, Consolación Alonso Alonso, se ha decidido replantear ligeramente la posición a las montañas más próximas al emplazamiento. En este caso, las características del emplazamiento serán las mismas que las del emplazamiento C, pero se deberá comprobar que hay más de 1 km a una localidad habitada y 350 m a una línea eléctrica o carretera. Además, se han vuelto a comprobar todas las características del nuevo emplazamiento para asegurar su viabilidad.

Respecto al recurso eólico, se ha procedido a la recogida de datos de 8 puntos en los que se ha supuesto la posible instalación de los aerogeneradores, y se ha recogido en la Tabla A.13. Dichos datos han sido recogidos del Mapa Eólico Ibérico [11], que recoge la velocidad media del viento de 32 años de datos. Como se puede apreciar, al mover la posición a las montañas, se aumenta la velocidad media notablemente.

Tabla A.13. Velocidades en el emplazamiento C.

Aerogenerador	Velocidad del viento a 100 m [m/s]
1	8,8168
2	8,9116
3	8,4293
4	8,3814
5	8,1660
6	8,4459
7	8,4277
8	7,8497
Media	8,4286

Este valor corresponde al análisis preliminar de selección de emplazamiento, mientras que el estudio detallado posterior se realiza con la serie sintética de Vortex.

Por otro lado, se ha recogido la rosa de vientos del aerogenerador 4, visible en la Figura A.33, para poder ubicar los aerogeneradores en la dirección perpendicular a la dirección de viento dominante.

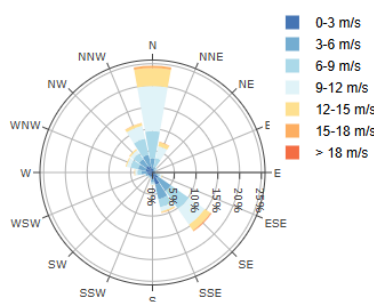


Figura A.33. Rosa de vientos del aerogenerador 4 del emplazamiento C mejorado [11].

Respecto a la inclinación en este caso será de 12,4 % de media, mayor a la calculada para el viejo emplazamiento C, pero sigue estando dentro de un valor aceptable. Dicha pendiente se muestra en la Figura A.34.

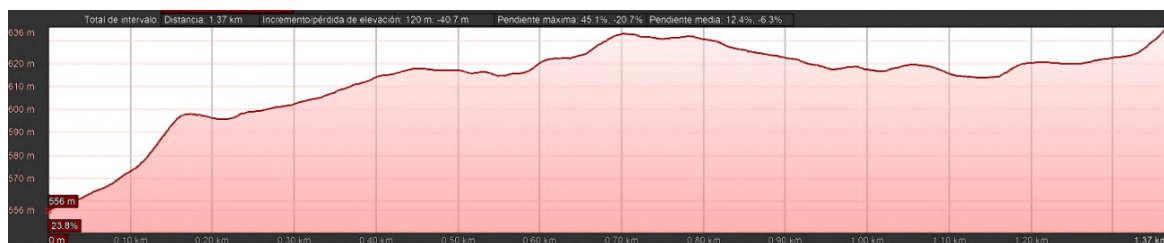


Figura A.34. Pendiente del nuevo emplazamiento C.

Respecto al tipo de terreno, vegetación, interconexión eléctrica y medio ambiente las características son muy similares a las analizadas en el viejo emplazamiento C. Además, se ha comprobado que para todos los aerogeneradores hay al menos 350 m de distancia a una línea eléctrica o carretera y 1 km hasta una localidad habitada.

Tras comprobar todo ello, se han seleccionado el emplazamiento mostrado en la Figura A.35. En este caso, se encuentra a unos 4,6 km de Artajona, localidad más cercana al emplazamiento.

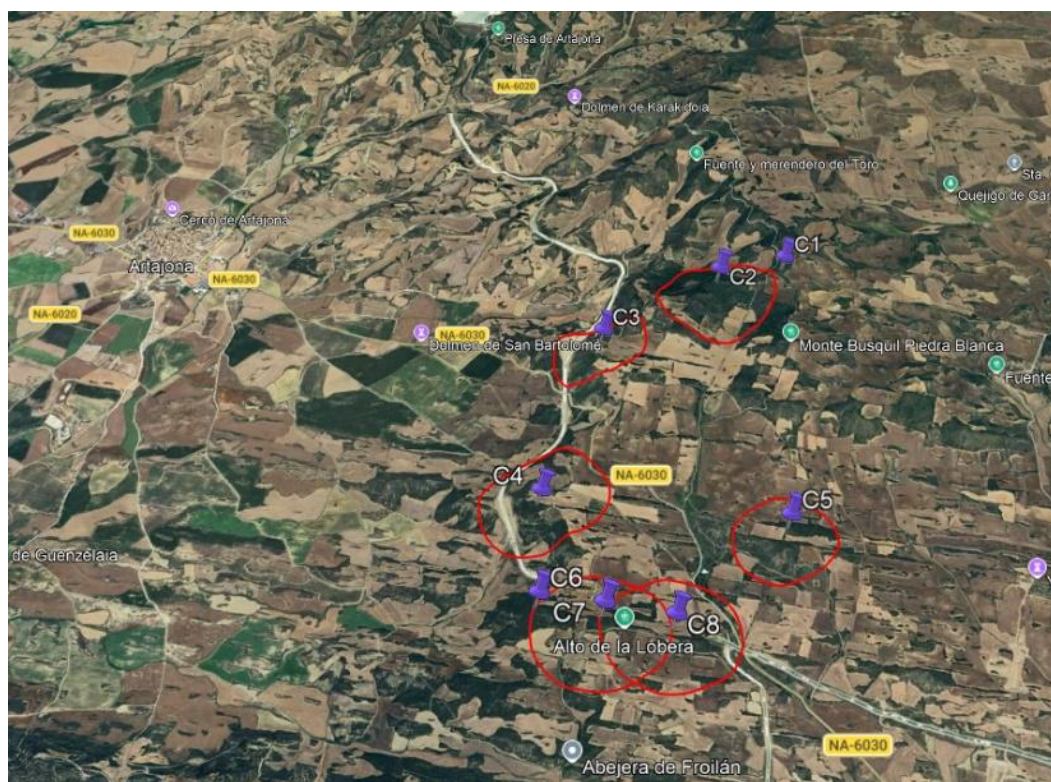


Figura A.35. Emplazamiento C nuevo junto a Artajona, Navarra.

Anexo B. Cálculos eléctricos justificativos de la instalación de evacuación

Índice

1.	Cálculos justificativos de la red interna de media tensión.....	143
1.1	Cálculo de intensidad en servicio permanente	143
1.2	Comprobación de intensidad de cortocircuito	145
1.3	Cálculo de caída de tensión	146
1.4	Cálculo de las pérdidas de potencia.....	148
2.	Cálculos justificativos de la línea aérea de evacuación	150
3.	Referencias	151

Índice de figuras

Figura B.1. Distancia d entre cables enterrados para la aplicación de los factores de corrección [27].	144
Figura B.2. Tramos de Línea 1 con longitudes en metros.	147

Índice de tablas

Tabla B.1. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad [27].	144
Tabla B.2. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares [27].	144
Tabla B.3. Características dimensionales e intensidades máximas del cable Voltalene H - AL RHZ1-OL [28].	145
Tabla B.4. Resistencias, reactancias y capacidades del cable Voltalene H - AL RHZ1-OL [29].	147
Tabla B.5. Datos para el cálculo de la caída de tensión por tramo de la Línea 1.	148
Tabla B.6. Datos para el cálculo de la pérdida de potencia por tramo de la Línea 1.	149
Tabla B.7. Características esenciales de los conductores de aluminio/acero [36].	151

1. Cálculos justificativos de la red interna de media tensión

1.1 Cálculo de intensidad en servicio permanente

Para obtener la intensidad que circula por la línea 1 se aplica la fórmula (11).

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi} \quad (11)$$

Donde:

- I: Intensidad de la línea [A].
- P: Potencia [W].
- V: Tensión compuesta del sistema [V].
- $\cos\varphi$: Factor de potencia [-].

Por lo tanto, de la fórmula (11) se puede concluir que la intensidad máxima de servicio permanente será la correspondiente al tramo que transporta la potencia acumulada de tres aerogeneradores, con una potencia total de 18 MW.

$$I = \frac{18.000.000 \text{ W}}{\sqrt{3} \cdot 30.000 \text{ V} \cdot 0,9} = \mathbf{384,90 \text{ A}} \quad (12)$$

Tras calcular la intensidad teórica, esta deberá ser corregida atendiendo a las características específicas del terreno antes de seleccionar una sección.

A falta de un estudio térmico del terreno se considerará una temperatura en el terreno de 25°C. Los cables serán enterrados directamente a una profundidad de 1 m. Por lo tanto, no será necesario ningún factor de corrección relativo a la temperatura del terreno ni a la profundidad.

En cuanto a la resistividad térmica del terreno, en el Anexo A, apartado 3.3.3, se analiza el tipo de terreno del emplazamiento C a partir del Mapa Geológico de España del Instituto Geológico y Minero de España [12]. En dicho análisis se identifican materiales formados por arenas, areniscas, arcillas, margas, calizas bioclásticas, calizas con Toucasia, Orbitolinas, biomicritas, lutitas y calizas tobáceas, concluyéndose que el emplazamiento presenta una consistencia normal, dominada por materiales carbonatados competentes con presencia puntual de materiales más blandos. Al no disponer de un estudio térmico específico del terreno ni de datos de humedad, se adopta de forma conservadora una resistividad térmica de 1,5 K·m/W, correspondiente a terreno arenoso muy seco según la Tabla B.1. Este valor coincide además con la condición empleada por el fabricante para las intensidades admisibles de cables directamente enterrados, por lo que no será necesario aplicar un factor de corrección adicional por resistividad térmica.

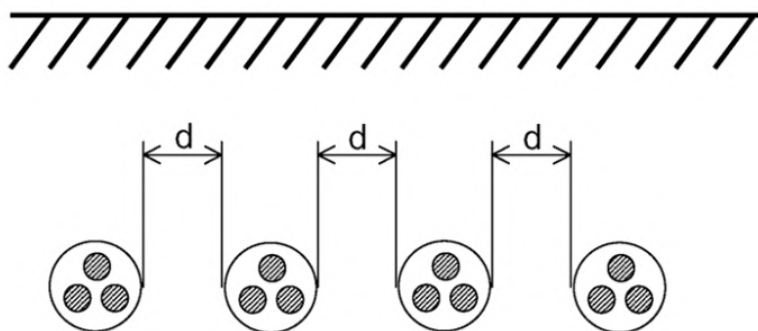
Tabla B.1. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad [22].

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

El único factor de corrección necesario será el relativo a los cables unipolares agrupados bajo tierra. Se considerará una separación entre cables de $d = 0,6$ m (véase Figura B.1), lo que permitirá tener un factor de corrección menos restrictivo, pero sin necesitar de demasiado espacio, como el que podría requerir una mayor distancia entre ternos. Por consiguiente, según la Tabla B.2, el factor de corrección para los 2 circuitos en la misma zanja será de 0,88.

Tabla B.2. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares [22].

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

Figura B.1. Distancia d entre cables enterrados para la aplicación de los factores de corrección [22].

Considerando dicho factor de corrección, la intensidad de servicio permanente será la siguiente:

$$I_{\text{corregida}} = \frac{384,90 \text{ A}}{0,88} = 437,39 \text{ A} \quad (13)$$

Una vez calculada la intensidad de servicio permanente, se puede proceder a la selección preliminar de la sección del cable. Según la Tabla B.3 para los cables directamente enterrados, se necesitará un cable de 400 mm² de sección, el cual cuenta con una intensidad máxima admisible de 445 A, ya que el anterior solo permite 345 A, menor a la $I_{\text{corregida}}$ obtenida en la ecuación (13).

Tabla B.3. Características dimensionales e intensidades máximas del cable Voltalene H - AL RHZ1-OL [23].

										
Sección Conductor / Pantalla Cu	Diámetro sobre aislamiento	Diámetro exterior	Peso aprox.	Radio mínimo de curvatura	Intensidad máx. admisible al aire	Intensidad máx. admisible directamente enterrado	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado	Intensidad máxima de cortocircuito durante 1 s (kA)		Emisiones de CO ₂
(mm ²)	(mm) (I)	(mm) (I)	(kg/km)	(mm)	(A) (2)	(A) (2)	(A) (2)	Conductor	Pantalla	(t/km) (3)
12/20 kV										
1X95 (Al)/16*	23,2	33,6	1080	504	255	205	190	8,93	2,97	4,582
1X150 (Al)/16*	25,9	36,1	1289	542	335	260	245	14,1	2,97	5,605
1X240 (Al)/16*	30,0	40,2	1661	603	455	345	320	22,6	2,97	7,451
1X400 (Al)/16*	35,0	45,8	2238	687	610	445	415	37,6	2,97	10,349
1X500 (Cu)/16***	39,2	49,3	2642	740	930	635	605	71,5	2,97	12,460
1X630 (Cu)/16***	42,6	53,5	3143	803	1095	715	675	90,1	2,97	15,054
18/30 kV										
1X95 (Al)/16*	28,2	38,6	1330	579	255	205	190	8,93	2,97	5,282
1X150 (Al)/16*	30,9	41,1	1558	617	335	260	245	14,1	2,97	6,360
1X240 (Al)/16*	35,0	45,2	1959	678	455	345	320	22,6	2,97	8,297
1X400 (Al)/16*	40,7	50,9	2577	764	610	445	415	37,6	2,97	11,314
1X500 (Al)/16**	43,7	54,2	2997	813	715	505	480	47,0	2,97	13,477
1X630 (Al)/16	48,0	58,5	3538	878	830	575	545	59,2	2,97	16,182
1X800 (Al)/16****	52,7	63,0	4445	945	955	640	625	75,2	2,97	-
1X1000 (Al)/16****	56,7	67,3	5225	1010	1085	710	695	94	2,97	-
1X500 (Cu)/16***	44,2	53,7	6305	806	930	635	605	71,5	2,97	-
1X630 (Cu)/16***	47,6	57,2	7720	858	1095	715	675	90,1	2,97	-

1.2 Comprobación de intensidad de cortocircuito

En esta sección se comprobará que la sección de 400 mm² es suficiente para soportar la corriente de cortocircuito. Esta comprobación se realizará mediante la expresión (14), disponible en el RD 223/2008 [22], de acuerdo con la Norma UNE 21192.

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}} \quad (14)$$

Donde:

- I_{cc} : Intensidad de cortocircuito [A].
- t_{cc} : duración del cortocircuito [s].
- K: coeficiente dependiente del material del conductor y de las temperaturas inicial y final. En la hipótesis de que los conductores se hallaran inicialmente a la temperatura máxima de régimen (90°C) y alcancen al final del cortocircuito la admisible (250°C), se considerará un valor K de 93, correspondiente al aluminio $\left[\frac{A \cdot mm^2}{s}\right]$.
- S: Sección del conductor [mm²].

Para la sección preliminar seleccionada de 400 mm² y considerando un tiempo de despeje de 1 s, la intensidad máxima admisible de cortocircuito será:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t_{cc}}} = \frac{93 \cdot 400}{\sqrt{1}} = 37.200 \text{ A} = 37,2 \text{ kA} \quad (15)$$

Este valor coincide de forma aproximada con el indicado en la ficha técnica del fabricante para el cable AL RHZ1-OL 18/30 kV 1x400 mm² Al mostrada en la Tabla B.3, donde se establece una intensidad máxima de cortocircuito durante 1 s de 37,6 kA.

Por tanto, desde el punto de vista térmico, el cable de 400 mm² Al será válido siempre que la intensidad de cortocircuito prevista en la red interna de media tensión sea inferior a 37,2 kA para un tiempo de despeje de 1 s.

En el diseño preliminar del parque, y a falta de un estudio detallado de cortocircuitos en la subestación, se considera que la red interna de media tensión no superará dicho valor. Por consiguiente, la sección preliminar de 400 mm² Al cumple la comprobación térmica frente a cortocircuito. Esta condición deberá verificarse en fases posteriores del proyecto mediante el estudio de cortocircuitos y la coordinación de protecciones de la subestación y de las celdas de media tensión.

1.3 Cálculo de caída de tensión

Para el cálculo de la caída de tensión, y comprobar si se trata de una cantidad admisible, se tomará de nuevo la línea más desfavorable. En este caso será de nuevo la línea 1, la más larga de las 4 y con un gran tramo transportando 18 MW, lo cual aumenta la intensidad que circula por el cable y por lo tanto la caída de tensión, como se muestra en la ecuación (16).

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi) \cdot L \quad (16)$$

Donde:

- ΔU : Caída de tensión [V].
- I : Intensidad de la línea [A].
- R : Resistencia del conductor en corriente alterna [Ω/km].
- X : Reactancia inductiva del conductor [Ω/km].
- L : Longitud de la línea [km].
- $\cos\varphi$: Factor de potencia [-].
- $\sin\varphi$: Seno del ángulo de desfase [-].

En la Línea 1 se separarán 3 tramos según la intensidad máxima por cada tramo, que irá aumentando según se conecten más aerogeneradores. En la Figura B.2 se muestran las longitudes de cada tramo.



Figura B.2. Tramos de Línea 1 con longitudes en metros.

En la Tabla B.5 se resumen las características de cada tramo, para los cuales la intensidad se ha calculado mediante la ecuación (11) y la caída de tensión mediante la ecuación (16). La resistencia y reactancia del conductor se obtienen de la Tabla B.4, extraída del catálogo del cable seleccionado.

Tabla B.4. Resistencias, reactancias y capacidades del cable Voltalene H - AL RHZ1-OL [23].

 Sección Conductor Al (mm ²)	 Resistencia en corriente continua a 20 °C (Ω/km)	 Resistencia en corriente alterna a 90 °C (Ω/km)	 Reactancia inductiva a 50 Hz (Ω/km)	 Capacidad (μF/km)	 Resistencia homopolar R_0 (Ω/km)	 Reactancia inductiva homopolar X_{L0} (Ω/km)	 Capacidad homopolar C_0 (μF/km)
12/20 kV							
1X95 (Al)/16*	0,320	0,411	0,125	0,216	1,155	0,514	0,216
1X150 (Al)/16*	0,206	0,264	0,117	0,251	1,038	0,508	0,251
1X240 (Al)/16*	0,125	0,161	0,108	0,304	0,952	0,503	0,304
1X400 (Al)/16*	0,0778	0,102	0,100	0,372	0,900	0,500	0,368
1X500 (Cu)/16***	0,0366	0,051	0,099	0,422	0,855	0,500	0,422
1X630 (Cu)/16***	0,0283	0,0408	0,095	0,465	0,844	0,498	0,465
18/30 kV							
1X95 (Al)/16*	0,320	0,403	0,134	0,166	1,149	0,528	0,166
1X150 (Al)/16*	0,206	0,262	0,126	0,190	1,032	0,521	0,190
1X240 (Al)/16*	0,125	0,161	0,116	0,227	0,947	0,514	0,227
1X400 (Al)/16*	0,0778	0,102	0,108	0,272	0,895	0,510	0,272
1X500 (Al)/16**	0,0605	0,103	0,103	0,303	0,875	0,508	0,303
1X630 (Al)/16	0,0469	0,0636	0,100	0,343	0,857	0,506	0,343
1X800 (Al)/16***	0,0367	0,0509	0,095	0,399	0,845	0,503	0,399
1X1000 (Al)/16****	0,0291	0,0426	0,092	0,436	0,835	0,502	0,436
1X500 (Cu)/16***	0,0366	0,0510	0,105	0,309	0,851	0,508	0,309
1X630 (Cu)/16***	0,0283	0,0408	0,101	0,339	0,840	0,507	0,339

Tabla B.5. Datos para el cálculo de la caída de tensión por tramo de la Línea 1.

Tramo	L [km]	P [MW]	I [A]	R [Ω /km]	X [Ω /km]	ΔU [V]
1-2	0,859	6	128,30	0,102	0,108	26,51
2-3	1,302	12	256,60			80,36
3-SET	3,149	18	384,90			291,55

De la Tabla B.5 se puede concluir que la caída de tensión total será la suma de los tres tramos, como se muestra en la ecuación (17).

$$\Delta U_{\text{total}} = \Delta U_{1-2} + \Delta U_{2-3} + \Delta U_{3-\text{SET}} \quad (17)$$

$$\Delta U_{\text{total}} = 26,51 + 80,36 + 291,55 = 398,42 \text{ V} \quad (18)$$

Para saber si se trata de un valor elevado, se puede analizar en porcentaje mediante la ecuación (19), siendo V la tensión nominal de la red (30 kV).

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U_{\text{total}}}{V} \cdot 100 \quad (19)$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{398,42 \text{ V}}{30.000 \text{ V}} \cdot 100 = \mathbf{1,33\%} \quad (20)$$

Por consiguiente, de la resolución en la ecuación (20) se puede concluir que la caída de tensión es admisible, siendo esta menor al 2%. Además, dado que la Línea 1 es la de mayor longitud entre las líneas que agrupan tres aerogeneradores, se considera que el criterio de caída de tensión queda verificado para la solución preliminar adoptada.

1.4 Cálculo de las pérdidas de potencia

Además de la caída de tensión, se calculan las pérdidas de potencia activa, producidas por el efecto Joule en el conductor. Estas se calculan con la ecuación (21).

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot L \cdot I^2 \quad (21)$$

Donde:

- ΔP : Pérdidas de potencia activa [W].
- R: Resistencia del conductor en corriente alterna [Ω /km].
- L: Longitud del tramo [km].
- I: Intensidad de la línea [A].

Para el cálculo se emplea la resistencia en corriente alterna a 90°C del cable seleccionado, correspondiente a ($R = 0,103 \text{ } \Omega/\text{km}$). Como en el apartado anterior, se analiza la Línea 1 por ser la línea de mayor longitud y una de las que transporta la potencia acumulada de tres aerogeneradores. El cálculo se realiza por tramos, considerando la potencia transportada en cada uno de ellos, y se resume en la Tabla B.6.

Tabla B.6. Datos para el cálculo de la pérdida de potencia por tramo de la Línea 1.

Tramo	L [km]	P transportada [MW]	I [A]	R [Ω /km]	ΔP [kW]
1-2	0,859	6	128,30	0,102	4,33
2-3	1,302	12	256,60		26,23
3-SET	3,149	18	384,90		142,75
Total	5,310				173,31

En porcentaje respecto a la potencia máxima transportada por la línea, sería el calculado mediante la ecuación (22) en la expresión (23), resultando en una pérdida de potencia de 0,96%.

$$\Delta P_{\%} = \frac{\Delta P_{\text{total}}}{P_{\text{transportada}}} \cdot 100 \quad (22)$$

$$\Delta P_{\%} = \frac{173,31 \text{ kW}}{18.000 \text{ kW}} \cdot 100 = \mathbf{0,96\%} \quad (23)$$

Las pérdidas calculadas para la Línea 1 son, por tanto, admisibles para una red interna de media tensión. Además, al tratarse de la línea de mayor longitud entre las líneas con tres aerogeneradores, se considera que el criterio de pérdidas queda verificado para la solución preliminar adoptada.

2. Cálculos justificativos de la línea aérea de evacuación

La elección del conductor es el aspecto principal del diseño de la línea aérea y dependerá de la potencia que deberá transportarse. La sección debe ser suficiente para evacuar la potencia máxima del parque eólico sin que la intensidad máxima supere la del conductor. Por lo tanto, deberá cumplirse la inecuación (25), donde la intensidad máxima del cable ($I_{\max}$) deberá ser mayor a la intensidad del cable en el caso de que se transporte la potencia máxima ($P_{\max}$).

$$P_{\max} = m \cdot n \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos\varphi \quad (24)$$

$$I_{\max} > \frac{P_{\max}}{m \cdot n \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} \quad (25)$$

Donde:

- $P_{\max}$: Potencia máxima de transporte de la línea [MW].
- m : N° de circuitos [-].
- n : N° de conductores por fase [-].
- U : Tensión nominal compuesta de la línea [kV].
- I : Intensidad del conductor en caso de transportar la potencia máxima [kA].
- $I_{\max}$: Intensidad máxima de corriente admisible del conductor [kA].
- $\cos\varphi$: Factor de potencia [-].

La potencia máxima resulta de 48 MW para el parque eólico completo. Se considerará el caso más simple para m y n , que resulta de un circuito y un conductor por fase, que solo será ampliado en caso de que la sección necesaria resulte demasiado excesiva. Por lo tanto, con $U = 66$ kV y $\cos\varphi = 0,90$, se obtiene el resultado de la ecuación (26).

$$I_{\max} > \frac{48 \text{ MW}}{1 \cdot 1 \cdot \sqrt{3} \cdot 66 \text{ kV} \cdot 0,90} = 0,47 \text{ kA} = \mathbf{466,54 \text{ A}} \quad (26)$$

Por lo tanto, se necesitará un conductor de aluminio-acero que soporte unos 470 A. Considerando la tabla proporcionada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y revisada por el Laboratorio Central Oficial de Electrotecnia [31] (Tabla B.7), se escogerá un cable con designación **242-AL1/39-ST1A**, antiguamente conocido como LA-280 o *Hawk*, con una sección total de 281,1 mm².

Tabla B.7. Características esenciales de los conductores de aluminio/acero [31].

Designación	Designación antigua	Secciones			Número de alambres		Diámetros de los alambres		Diámetros		Masa lineal	Carga de rotura	Resistencia en C.C.	Módulo de elasticidad	Coeficiente de dilatación lineal	Reglamento		Código
		AL1	ST1A	Total	AL1	ST1A	AL1	ST1A	Alma	Conductor						Densidad de corriente	Intensidad de corriente	
		mm²	mm²	mm²	n°	n°	mm	mm	mm	mm						Kg/km	daN	
47-ALI/8-ST1A	LA 56	46,8	7,8	54,6	6	1	3,15	3,15	3,15	9,45	189,1	1640	0,6136	7900	19,1	3,7	202	5463004
67-ALI/11-ST1A	LA 78	67,4	11,2	78,6	6	1	3,78	3,78	3,78	11,34	272	2310	0,4261	7900	19,1	3,10	244	5463007
100-ALI/17-ST1A	=	100	16,7	116,7	6	1	4,61	4,61	4,61	13,8	404	3433	0,2869	7900	19,1	2,76	320	5463116
107-ALI/18-ST1A	LA 125 PENGUIN	107	17,9	125,1	6	1	4,77	4,77	4,77	14,31	433	3680	0,2675	7900	19,1	2,68	336	5463012
152-ALI/25-ST1A	LA 175 OSTRICH	152	24,7	176,7	26	7	2,73	2,12	6,36	17,28	613	5500	0,1900	7500	18,9	2,42	429	5463017
147-ALI/34-ST1A	LA 180	147,3	34,3	181,6	30	7	2,50	2,50	7,50	17,50	676	6390	0,1962	8000	17,8	2,33	424	5463020
242-ALI/39-ST1A	LA 280 HAWK	241,7	39,4	281,1	26	7	3,44	2,68	8,04	21,80	977	8450	0,1194	7500	18,9	2,04	574	5463023
337-ALI/44-ST1A	LA 380 GULL	337,3	43,7	381,0	54	7	2,82	2,82	8,46	25,38	1275	10650	0,0857	6900	19,3	1,87	712	5463032
402-ALI/52-ST1A	LA 455 CONDOR	402,3	52,2	454,5	54	7	3,08	3,08	9,24	27,72	1521	12400	0,0718	6900	19,3	1,75	799	5463035
483-ALI/33-ST1A	LA 510 RAIL	483,4	33,4	516,8	45	7	3,70	2,47	7,39	29,59	1600	11580	0,0599	6600	20,9	1,70	882	5463038
485-ALI/63-ST1A	LA 545 CARDINAL	484,5	62,8	547,3	54	7	3,38	3,38	10,14	30,42	1832	14850	0,0596	6900	19,3	1,62	890	5463041
565-ALI/72-ST1A	LA 635 FINCH	565,0	71,6	636,6	54	19	3,65	2,19	10,95	32,85	2125	17500	0,0511	6700	19,4	1,51	960	5463047
806-ALI/56-ST1A	LA 860 LAPWING	805,7	55,6	861,3	45	7	4,77	3,18	9,54	38,16	2666	18700	0,0359	6600	20,9	1,25	1077	5463056

3. Referencias

- [31] i-DE Iberdrola, “Especificación Particular - Conductores desnudos de aluminio-acero para líneas eléctricas de alta tensión,” mayo 2019. [En línea]. Disponible: https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/lineas-alta-tension/Documents/proyectos-vigentes-anulados/iberdrola/NI%2054.63.01_E09_may19-.pdf. [Último acceso: 31 mayo 2026].

Anexo C. Estudio de viabilidad económica del proyecto

Índice

1.	Objeto	155
2.	Datos de partida	155
3.	Hipótesis económicas	156
4.	Costes de Explotación	156
5.	Ingresos de Explotación.....	159
6.	Cuenta de Pérdidas y Ganancias.....	162
7.	Estructura financiera y WACC.....	165
8.	Indicadores de viabilidad económica	165
9.	Amortización de la deuda	166
10.	Retorno para los accionistas	169
11.	Conclusiones.....	170
12.	Referencias	170

Índice de figuras

Figura C.1. Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario [33]. 160

Índice de tablas

Tabla C.1. Principales datos técnicos y energéticos del parque.	155
Tabla C.2. Detalle de la inversión extraída del presupuesto.	156
Tabla C.3. Principales hipótesis económicas.	156
Tabla C.4. Coste del mantenimiento por aerogenerador.	157
Tabla C.5. Datos de costes en € de mantenimiento de terreno y otros.	157
Tabla C.6. Reparto del coste de explotación anual del proyecto (unidades en k€).	158
Tabla C.7. Precio medio aritmético anual de la casación del mercado diario en España [€/MWh] [33].	159
Tabla C.8. Precio de la energía estimado para los 20 años de vida del proyecto.	161
Tabla C.9. Cuenta de pérdidas y ganancias en miles de euros.	163
Tabla C.10. Cálculo de FCF en miles de euros.	164
Tabla C.11. Estructura financiera del proyecto.	165
Tabla C.12. Indicadores de viabilidad económica del proyecto.	166
Tabla C.13. Amortización de la deuda con pago anual de deuda, intereses y amortización.	167
Tabla C.14. Flujo de caja para la deuda en miles de euros [k€].	168
Tabla C.15. FCF del proyecto, deuda y accionistas.	169
Tabla C.16. Indicadores de viabilidad económica para los accionistas.	169

1. Objeto

El presente anexo tiene como objeto analizar la viabilidad económica del parque eólico desarrollado en este proyecto. Para ello, se parte de los resultados técnicos obtenidos en la memoria, principalmente la potencia instalada y la producción anual estimada, y del presupuesto total del proyecto desarrollado en su debido documento. A partir de estos datos se elabora un modelo económico simplificado que permite estimar los ingresos anuales, los costes de explotación, los flujos de caja del proyecto y los principales indicadores de rentabilidad.

El análisis se realiza desde el nivel de detalle que permite un trabajo académico. Por lo tanto, se presentarán una serie de hipótesis razonadas para establecer ciertos parámetros en el desarrollo del presente anexo.

2. Datos de partida

El parque eólico considerado está formado por 8 aerogeneradores GE Vernova Cypress-164, con una potencia nominal unitaria de 6 MW. Por tanto, la potencia instalada total del parque es de 48 MW. La producción anual a red se obtiene a partir del estudio de producción energética realizado en la sección 5 de la memoria, obteniendo 162,39 GWh/año de producción a red.

Los principales datos técnicos y energéticos se resumen en la Tabla C.1.

Tabla C.1. Principales datos técnicos y energéticos del parque.

Parámetro	Valor
Número de aerogeneradores	8
Potencia unitaria	6 MW
Potencia instalada total	48 MW
Producción a red	162,39 GWh/año
Horas equivalentes	3.383 h/año
Factor de capacidad	38,62 %

La inversión inicial del proyecto se toma del presupuesto desarrollado en el documento n.º4. Este presupuesto incluye los aerogeneradores, la obra civil, el montaje, la instalación eléctrica, la logística, los costes de ingeniería y desarrollo (*DEVEX*), los costes indirectos y una contingencia adicional. En la Tabla C.2 se muestran las principales partidas de la inversión total, sumando una inversión de 57,40 M€. Este coste equivale a un coste específico de aproximadamente 1.196 €/kW instalado.

Tabla C.2. Detalle de la inversión extraída del presupuesto.

Inversión total	57.404.714 €
Gastos de Desarrollo	2.176.157 €
Equipo principal: Aerogeneradores	30.436.218 €
Coste de BOP (Obras e Instalaciones)	24.792.339 €
Ratio	1.196 €/kW

3. Hipótesis económicas

En la Tabla C.3 se muestran las principales hipótesis económicas consideradas en la realización del proyecto.

Tabla C.3. Principales hipótesis económicas.

Hipótesis	Valor
Vida útil del análisis	20 años
Inflación anual considerada	1,5 %
Impuesto sobre el valor de la producción eléctrica	7 % de los ingresos
Impuesto de sociedades	25 %
Inversión en Necesidades Operativas de Fondo (NOF)	7 % de diferencia en los ingresos
Periodo de amortización contable	18 años
Periodo de amortización de la deuda	15 años
Porcentaje de fondos propios o <i>equity</i> (E)	20 %
Porcentaje de deuda (D)	80 %
Coste de los fondos propios (k_e)	9 %
Coste de la deuda (k_d)	6 %
Tasa impositiva sobre beneficios (T)	25 %

4. Costes de Explotación

Los costes de explotación hacen referencia a los costes de operación y mantenimiento (O&M) del parque durante los años de vida útil del proyecto. Estos incluyen el coste de mantenimiento de los aerogeneradores, el coste asociado al terreno y otros costes de explotación, como administración, operación de la subestación, seguros, supervisión y costes auxiliares.

Para calcular el coste de los aerogeneradores, se toma como referencia la Tabla C.4. Dicha tabla muestra el coste del mantenimiento por aerogenerador en USD, la cual se ha pasado a EUR mediante el cambio de 0,885 EUR/USD utilizado en el presupuesto [32].

Tabla C.4. Coste del mantenimiento por aerogenerador.

Coste mantenimiento aerogenerador		
Años	USD	EUR
año 1 al 2	65.000	57.522,12
año 3 al 5	70.000	61.946,9
año 6 al 10	86.000	76.106,19
año 11 al 15	96.000	84.955,75
año 16 al 20	99.000	87.610,62

Por otro lado, en la Tabla C.5 se recogen los valores de referencia utilizados para los costes de explotación relativos al terreno y demás costes, basados en referencias de proyectos similares.

Tabla C.5. Datos de costes en € de mantenimiento de terreno y otros.

Terrenos [€/año]	80.000
Otros (subestación seguros, etc.) [€/año]	350.000

Finalmente, en la Tabla C.6 se resumen los costes totales de O&M, indicados en miles de euros. El crecimiento de los costes es proporcional a la inflación interanual indicada en la sección 3, 1,5 %. Por lo tanto, sumando el coste total anual de explotación del proyecto para los 20 años, resulta en un coste de explotación total de 22.297.159 €.

Tabla C.6. Reparto del coste de explotación anual del proyecto (unidades en k€).

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Coste aerogeneradores	460,18	460,18	495,58	495,58	495,58	608,85	608,85	608,85	608,85	608,85
Coste terrenos	80,00	81,20	82,42	83,65	84,91	86,18	87,48	88,79	90,12	91,47
Otros (subestación, administración, etc.)	350,00	355,25	360,58	365,99	371,48	377,05	382,71	388,45	394,27	400,19
Coste total	890,18	896,63	938,57	945,22	951,96	1.072,08	1.079,03	1.086,08	1.093,24	1.100,51
Coste por MW (o €/kW)	18,55	18,68	19,55	19,69	19,83	22,34	22,48	22,63	22,78	22,93

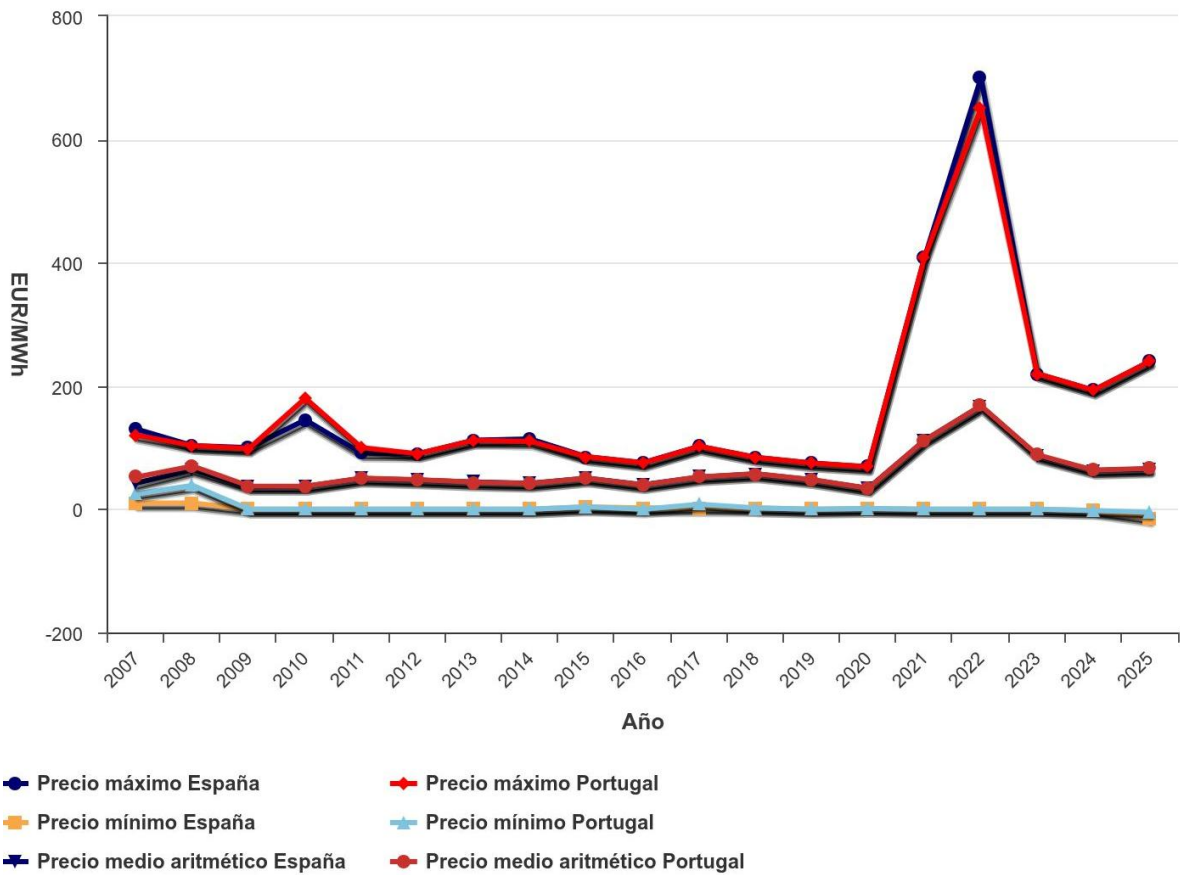
Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Coste aerogeneradores	679,65	679,65	679,65	679,65	679,65	700,88	700,88	700,88	700,88	700,88
Coste terrenos	92,84	94,24	95,65	97,08	98,54	100,02	101,52	103,04	104,59	106,16
Otros (subestación, administración, etc.)	406,19	412,28	418,47	424,74	431,11	437,58	444,14	450,81	457,57	464,43
Coste total	1.178,68	1.186,16	1.193,76	1.201,47	1.209,30	1.238,48	1.246,55	1.254,73	1.263,04	1.271,47
Coste por MW (o €/kW)	24,56	24,71	24,87	25,03	25,19	25,80	25,97	26,14	26,31	26,49

5. Ingresos de Explotación

Para el cálculo de los ingresos de explotación se ha utilizado el precio medio aritmético de la casación del mercado diario en España proporcionada por Operador del Mercado Ibérico de la Energía (OMIE) basado en el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) [33]. En la Tabla C.7 se recogen los datos históricos desde julio de 2007. Estos datos han sido utilizados como referencia de precio, sin tener en cuenta los precios desde 2021 a 2025. Estos precios han sido eliminados con el objetivo de no alterar el estudio con ellos, ya que como puede apreciarse visualmente en la Figura C.1, los precios en dichos años han sido significativamente elevados, principalmente debido a la guerra en Ucrania y la adaptación de las cadenas de suministro ante la tensión geopolítica y tras el COVID-19. Por lo tanto, se obtiene un precio de venta de la energía medio de 46,09 €/MWh.

Tabla C.7. Precio medio aritmético anual de la casación del mercado diario en España [€/MWh] [33].

Año	Precio medio [EUR/MWh]
2007 (Julio-Diciembre)	42,19
2008	64,43
2009	36,96
2010	37,01
2011	49,93
2012	47,23
2013	44,26
2014	42,13
2015	50,32
2016	39,67
2017	52,24
2018	57,29
2019	47,68
2020	33,96
2021	111,93
2022	167,52
2023	87,1
2024	63,03
2025	65,28



• Los datos del 2007 corresponde al período Julio-Diciembre.

Figura C.1. Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario [33].

Considerando el precio medio de 46,09 €/MWh para el primer año y la inflación interanual del 1,5 % indicada en la sección 3, se ha desarrollado la Tabla C.8 para los 20 años de vida útil, indicando el precio de la energía anual estimado para cada año.

Tabla C.8. Precio de la energía estimado para los 20 años de vida del proyecto.

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Precio de la energía [EUR/MWh]	46,09	46,78	47,49	48,20	48,92	49,66	50,40	51,16	51,92	52,70

Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Precio de la energía [EUR/MWh]	53,49	54,30	55,11	55,94	56,78	57,63	58,49	59,37	60,26	61,16

6. Cuenta de Pérdidas y Ganancias

Una vez indicados todos los datos e hipótesis necesarios, se procede al cálculo de las cuentas de pérdidas y ganancias. Todos los elementos de dicha cuenta se muestran en miles de euros (k€) en la Tabla C.9.

Los beneficios antes de intereses e impuestos (EBIT) anuales son calculados tras restar a los ingresos de explotación los costes de explotación, impuestos de generación y la amortización.

La amortización no supone una salida real de caja, pero se incluye en la cuenta de resultados por su efecto fiscal. Posteriormente se suma de nuevo en el cálculo del flujo de caja libre. Para el cálculo de la amortización (A) se ha considerado una cantidad constante durante los 18 años; por lo tanto, se ha calculado mediante la ecuación (27), obteniendo un valor de 3.189,15 k€ al año.

$$A = \frac{57,40 \cdot 10^6 \text{€}}{18 \text{ años}} = 3.189.150,78 \text{ €} = 3.189,15 \text{ k€} \quad (27)$$

Es importante considerar que los ingresos de explotación serán el precio de venta de la energía, indicado en la sección 5, multiplicado por la energía total producida, 162,39 GWh/año en este caso.

Después, en la Tabla C.10, se calcula el Flujo de Caja Libre o *Free Cash Flow* (FCF), compuesto por el beneficio antes de impuestos e intereses tras quitar el impuesto de sociedades, sumar la amortización, y restar el inmovilizado, relativo a la construcción y desarrollo, e inversión en NOF. Los elementos de dicha tabla también se muestran en miles de euros.

En el año 0, el flujo de caja libre es negativo e igual a la inversión inicial:

$$-57,40 \text{ M€}$$

Sin embargo, los flujos de caja positivos generados durante la vida útil del proyecto permiten recuperar la inversión inicial y obtener una rentabilidad superior al coste medio ponderado del capital.

Tabla C.9. Cuenta de pérdidas y ganancias en miles de euros.

Cuenta de Pérdidas y Ganancias (parte 1/2) [k€]											
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos de Explotación		7.484,91	7.597,18	7.711,14	7.826,80	7.944,21	8.063,37	8.184,32	8.307,08	8.431,69	8.558,17
- Costes de Explotación		890,18	896,63	938,57	945,22	951,96	1.072,08	1.079,03	1.086,08	1.093,24	1.100,51
- Impuestos de generación (7% sobre ingresos)		523,94	531,80	539,78	547,88	556,09	564,44	572,90	581,50	590,22	599,07
- Amortización		3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15
Beneficios antes de intereses e impuestos		2.881,63	2.979,60	3.043,63	3.144,56	3.247,00	3.237,70	3.343,24	3.450,35	3.559,08	3.669,44

Cuenta de Pérdidas y Ganancias (parte 2/2) [k€]										
Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ingresos de Explotación	8.686,54	8.816,84	8.949,09	9.083,33	9.219,57	9.357,87	9.498,24	9.640,71	9.785,32	9.932,10
- Costes de Explotación	1.178,68	1.186,16	1.193,76	1.201,47	1.209,30	1.238,48	1.246,55	1.254,73	1.263,04	1.271,47
- Impuestos de generación (7% sobre ingresos)	608,06	617,18	626,44	635,83	645,37	655,05	664,88	674,85	684,97	695,25
- Amortización	3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15		
Beneficios antes de intereses e impuestos	3.710,65	3.824,34	3.939,74	4.056,87	4.175,75	4.275,18	4.397,66	4.521,98	7.837,31	7.965,38

Tabla C.10. Cálculo de FCF en miles de euros.

FCF (parte 1/2) [k€]											
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Beneficios antes de impuestos		2.881,63	2.979,60	3.043,63	3.144,56	3.247,00	3.237,70	3.343,24	3.450,35	3.559,08	3.669,44
- Impuesto de Sociedades		720,41	744,90	760,91	786,14	811,75	809,43	835,81	862,59	889,77	917,36
+ Amortización		3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15
- Inversión inmovilizado	57.404,71										
- Inversión en NOF		523,94	7,86	7,98	8,10	8,22	8,34	8,47	8,59	8,72	8,85
Flujos de Caja Libres (FCF)	-57.404,71	4.826,43	5.415,99	5.463,90	5.539,47	5.616,18	5.609,08	5.688,11	5.768,32	5.849,74	5.932,37

FCF (parte 2/2) [k€]										
Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Beneficios antes de impuestos	3.710,65	3.824,34	3.939,74	4.056,87	4.175,75	4.275,18	4.397,66	4.521,98	7.837,31	7.965,38
- Impuesto de Sociedades	927,66	956,09	984,93	1.014,22	1.043,94	1.068,80	1.099,42	1.130,49	1.959,33	1.991,34
+ Amortización	3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15	3.189,15	0,00	0,00
- Inversión inmovilizado										
- Inversión en NOF	8,99	9,12	9,26	9,40	9,54	9,68	9,83	9,97	10,12	10,27
Flujos de Caja Libres (FCF)	5.963,15	6.048,29	6.134,70	6.222,41	6.311,43	6.385,86	6.477,57	6.570,66	5.867,86	5.963,76

7. Estructura financiera y WACC

La estructura financiera estará formada por un 20% de fondos propios o *equity* y 80 % de deuda. Bajo esta hipótesis, la aportación inicial de 57,40 M€ se repartirá de la forma indicada en la Tabla C.11.

Tabla C.11. Estructura financiera del proyecto.

Equity	20 %	11.480.943 €
Deuda	80 %	45.923.771 €
Total	100 %	57.404.714 €

Por otro lado, con la ecuación (28) se ha calculado el coste medio ponderado del capital o WACC.

$$\text{WACC} = E \cdot k_e + D \cdot k_d \cdot (1 - T) \quad (28)$$

Donde:

- E: Porcentaje de fondos propios.
- D: Porcentaje de deuda.
- k_e : Coste de los fondos propios.
- k_d : Coste de la deuda.
- T: Tasa impositiva.

Con los datos de la sección 3 se obtiene el siguiente WACC:

$$\text{WACC} = 5,40 \%$$

8. Indicadores de viabilidad económica

Una vez calculado el WACC y los Flujos de Caja Libres, se procede al cálculo de los indicadores de viabilidad económica del proyecto, que incluyen el Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión o *Payback*.

El VAN permite traer los flujos de caja futuros al presente y descubrir si el proyecto es rentable. Por lo tanto, si el VAN no es mayor de 0, la inversión no resultaría económicamente viable. En la ecuación (29) se muestra cómo se ha obtenido el VAN.

$$\text{VAN} = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + \text{WACC})^t} \quad (29)$$

Donde:

- I_0 : Inversión inicial.
- F_t : Flujo de caja libre de cada periodo.
- n: Número total de años de vida útil del proyecto.

La TIR refleja el porcentaje de la rentabilidad promedio anual que se espera obtener de una inversión. Para que el proyecto sea rentable, la TIR debe ser mayor que el coste de capital. Para su cálculo, se iguala el VAN a 0, como se indica en la ecuación (30).

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} \quad (30)$$

Por último, el *payback* es el tiempo necesario para que un proyecto recupere su inversión inicial. Este se calcula con la ecuación (31), al tratarse de un caso con flujos de caja variables.

$$Payback = A_X + \frac{\text{Inversión inicial} - \text{Flujo acumulado anterior}}{F_{X+1}} \quad (31)$$

Donde:

- A_X : El último año en el que el flujo de caja acumulado es menor a la inversión inicial.
- Flujo acumulado anterior: La suma de todo el dinero recuperado hasta el año A_X .
- F_{X+1} : El flujo de caja neto del año siguiente (el año en el que se termina de recuperar la inversión).

Considerando las ecuaciones (29), (30) y (31) se calculan los tres indicadores recogidos en la Tabla C.12.

Tabla C.12. Indicadores de viabilidad económica del proyecto.

VAN	12,19 M€
TIR	7,7 %
Payback	10,28 años

9. Amortización de la deuda

Para el cálculo de la amortización de la deuda se ha utilizado el modelo francés, en el que la cuota a pagar es constante durante los 15 años en los que se amortiza la deuda. La cuota anual constante se calcula mediante la fórmula (32).

$$C = P \cdot \frac{i \cdot (1 + i)^N}{(1 + i)^N - 1} \quad (32)$$

Donde:

- C: Valor de la cuota constante a pagar.
- P: Principal o capital total prestado.
- i: El tipo de interés anual.
- N: Número de años de amortización.

En este caso, resulta en una cuota de 4.728.438,41 €, según el resultado (33).

$$C = 45,92 \cdot 10^6 \text{€} \cdot \frac{0,06 \cdot (1 + 0,06)^{15}}{(1 + 0,06)^{15} - 1} = 4.728,44 \text{ k€} \quad (33)$$

Dicho pago se dividirá en intereses y amortización real de la deuda. Los intereses se calcularán con el tipo de interés de la deuda (k_d) sobre el capital pendiente de amortizar. De esa forma se obtiene la Tabla C.13 para los 15 años de amortización.

Tabla C.13. Amortización de la deuda con pago anual de deuda, intereses y amortización.

Devolución de la deuda [k€] (parte 1/3)						
Año	0	1	2	3	4	5
Préstamo pendiente de amortizar	45.923,77					
Pago anual de deuda		4.728,44	4.728,44	4.728,44	4.728,44	4.728,44
Intereses		2.755,43	2.637,05	2.511,56	2.378,55	2.237,56
Amortización		1.973,01	2.091,39	2.216,88	2.349,89	2.490,88
Capital pendiente de amortizar	45.923,77	43.950,76	41.859,37	39.642,49	37.292,60	34.801,72
Amortización acumulada	0	1.973,01	4.064,41	6.281,28	8.631,17	11.122,05

Devolución de la deuda [k€] (parte 2/3)					
Año	6	7	8	9	10
Préstamo pendiente de amortizar					
Pago anual de deuda	4.728,44	4.728,44	4.728,44	4.728,44	4.728,44
Intereses	2.088,10	1.929,68	1.761,76	1.583,76	1.395,08
Amortización	2.640,34	2.798,76	2.966,68	3.144,68	3.333,36
Capital pendiente de amortizar	32.161,38	29.362,63	26.395,95	23.251,27	19.917,90
Amortización acumulada	13.762,39	16.561,14	19.527,82	22.672,51	26.005,87

Devolución de la deuda [k€] (parte 3/3)					
Año	11	12	13	14	15
Préstamo pendiente de amortizar					
Pago anual de deuda	4.728,44	4.728,44	4.728,44	4.728,44	4.728,44
Intereses	1.195,07	983,07	758,35	520,15	267,65
Amortización	3.533,36	3.745,37	3.970,09	4.208,29	4.460,79
Capital pendiente de amortizar	16.384,54	12.639,17	8.669,08	4.460,79	0,00
Amortización acumulada	29.539,23	33.284,60	37.254,69	41.462,98	45.923,77

De ese modo, el flujo de caja para la deuda será el indicado en la Tabla C.14, consiguiendo para el año 15 el pago completo de la misma según lo definido en la sección 3.

Tabla C.14. Flujo de caja para la deuda en miles de euros [k€].

Flujo de caja de la deuda (unidades en k€) (parte 1/2)											
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Préstamo	45.923,77										
- Intereses		2.755,43	2.637,05	2.511,56	2.378,55	2.237,56	2.088,10	1.929,68	1.761,76	1.583,76	1.395,08
- Amortización del préstamo		1.973,01	2.091,39	2.216,88	2.349,89	2.490,88	2.640,34	2.798,76	2.966,68	3.144,68	3.333,36
+ Ahorro fiscal (tasa impositiva sobre intereses)		688,86	659,26	627,89	594,64	559,39	522,03	482,42	440,44	395,94	348,77
FLUJO de CAJA PARA LA DEUDA	-45.923,77	4.039,58	4.069,18	4.100,55	4.133,80	4.169,05	4.206,41	4.246,02	4.288,00	4.332,50	4.379,67

Flujo de caja de la deuda (unidades en k€) (parte 2/2)										
Año	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Préstamo										
- Intereses	1.195,07	983,07	758,35	520,15	267,65	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- Amortización del préstamo	3.533,36	3.745,37	3.970,09	4.208,29	4.460,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
+ Ahorro fiscal (tasa impositiva sobre intereses)	298,77	245,77	189,59	130,04	66,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FLUJO de CAJA PARA LA DEUDA	4.429,67	4.482,67	4.538,85	4.598,40	4.661,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

10. Retorno para los accionistas

Debido a que gran parte del proyecto es financiado mediante deuda, el retorno que verán los accionistas no será el mismo que el del proyecto. En la Tabla C.15 se ha desarrollado el flujo de caja, separado por la parte relativa a la deuda y la parte relativa a los accionistas.

Tabla C.15. FCF del proyecto, deuda y accionistas.

Flujo de caja para los accionistas (unidades en k€) (parte 1/4)						
Año	0	1	2	3	4	5
FCF	-57.404,71	4.826,43	5.415,99	5.463,90	5.539,47	5.616,18
Flujo de caja de la deuda	-45.923,77	4.039,58	4.069,18	4.100,55	4.133,80	4.169,05
Cash Flow para el accionista	-11.480,94	786,85	1.346,81	1.363,35	1.405,67	1.447,13

Flujo de caja para los accionistas (unidades en k€) (parte 2/4)					
Año	6	7	8	9	10
FCF	5.609,08	5.688,11	5.768,32	5.849,74	5.932,37
Flujo de caja de la deuda	4.206,41	4.246,02	4.288,00	4.332,50	4.379,67
Cash Flow para el accionista	1.402,67	1.442,09	1.480,32	1.517,24	1.552,71

Flujo de caja para los accionistas (unidades en k€) (parte 3/4)					
Año	11	12	13	14	15
FCF	5.963,15	6.048,29	6.134,70	6.222,41	6.311,43
Flujo de caja de la deuda	4.429,67	4.482,67	4.538,85	4.598,40	4.661,53
Cash Flow para el accionista	1.533,48	1.565,62	1.595,85	1.624,00	1.649,90

Flujo de caja para los accionistas (unidades en k€) (parte 4/4)					
Año	16	17	18	19	20
FCF	6.385,86	6.477,57	6.570,66	5.867,86	5.963,76
Flujo de caja de la deuda	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cash Flow para el accionista	6.385,86	6.477,57	6.570,66	5.867,86	5.963,76

Con ese último flujo de caja para el accionista de los 20 años, se ha procedido al cálculo del VAN, TIR y *payback* para los accionistas, resumidos en la Tabla C.16.

Tabla C.16. Indicadores de viabilidad económica para los accionistas.

VAN_{accionista}	6,40 M€
TIR_{accionista}	13,85 %
Payback_{accionista}	8,53 años

11. Conclusiones

A partir del estudio realizado, se concluye que el parque eólico presenta viabilidad económica bajo las hipótesis consideradas. La inversión inicial estimada asciende a 57,40 M€, con un coste específico de 1.196 €/kW instalado. La producción anual a red es de 162,39 GWh/año, lo que permite obtener unos ingresos de explotación de 7,48 M€ en el primer año del análisis.

El proyecto obtiene un VAN positivo de 12,2 M€ y una TIR del 7,7 %, superior al WACC considerado del 5,40 %. Además, el periodo de recuperación simple de la inversión se sitúa en torno a 10,3 años. Desde el punto de vista del accionista, el proyecto presenta una TIR del 13,85 % y un VAN positivo de 6,4 M€, favorecidos por la estructura de financiación considerada.

Por tanto, el proyecto puede considerarse económicamente viable en el escenario base.

12. Referencias

- [32] Deutsche Bundesbank, “Exchange rate statistics,” 15 junio 2026. [En línea]. Disponible:
<https://www.bundesbank.de/resource/blob/810490/fff72764629d1c0edc6954f010d9a05e/472B63F073F071307366337C94F8C870/wk1e1011-data.pdf>. [Último acceso: 16 junio 2026].
- [33] Operador del Mercado Ibérico de Energía, “Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario,” Operador del Mercado Ibérico de Energía, 2026. [En línea]. Disponible: <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual>. [Último acceso: 16 junio 2026].

Anexo D. Estudio de impacto ambiental

Índice

1. Objeto	173
2. Normativa ambiental considerada	173
3. Descripción ambiental general del emplazamiento	174
4. Principales impactos ambientales.....	174
5. Medidas preventivas y correctoras	175
6. Vigilancia ambiental.....	176
7. Emisiones evitadas	176
8. Conclusiones.....	177
9. Referencias	177

1. Objeto

El presente anexo tiene como objeto realizar una valoración preliminar del impacto ambiental del parque eólico proyectado en el entorno de Artajona, Navarra. No se pretende desarrollar un Estudio de Impacto Ambiental completo, sino identificar de forma general los principales efectos ambientales asociados al proyecto y plantear medidas básicas para reducirlos.

El parque está formado por 8 aerogeneradores de 6 MW, con una potencia total instalada de 48 MW. Además de los aerogeneradores, el proyecto incluye caminos de acceso, plataformas de montaje, cimentaciones, canalizaciones, red interna de media tensión, subestación elevadora 30/66 kV, línea aérea de evacuación, red de puesta a tierra, comunicaciones y edificio de control.

2. Normativa ambiental considerada

Para este estudio se toma como referencia la normativa ambiental indicada en el Pliego de Condiciones del proyecto. Entre las normas más relevantes se encuentran:

- Ley 37/2003, del Ruido [34].
- Ley 26/2007, de Responsabilidad Medioambiental [35].
- Ley 42/2007, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad [36].
- Ley 21/2013, de evaluación ambiental [37].
- Ley 7/2022, de residuos y suelos contaminados para una economía circular [38].
- Decreto Foral 56/2019, por el que se regula la autorización de parques eólicos en Navarra [39].
- Ley Foral 17/2020, reguladora de las Actividades con Incidencia Ambiental [40].
- Normativa relativa a Red Natura 2000 [9].
- Real Decreto 105/2008, sobre producción y gestión de residuos de construcción y demolición [41].
- Real Decreto 1432/2008, sobre protección de avifauna frente a colisión y electrocución en líneas eléctricas de alta tensión [42].

3. Descripción ambiental general del emplazamiento

El emplazamiento seleccionado se sitúa en una zona rural próxima a Artajona. Se trata de un entorno formado principalmente por terrenos agrícolas, monte bajo y vegetación arbustiva. Este tipo de terreno permite reducir la afección frente a otras zonas de mayor sensibilidad ambiental, como masas forestales densas o espacios naturales protegidos.

Durante la fase de selección del emplazamiento (véase Anexo A) se comprobó que la zona escogida no afecta directamente a espacios incluidos en la Red Natura 2000 [9]. Aun así, al tratarse de un parque eólico, será necesario prestar atención a posibles afecciones sobre aves, quirópteros, paisaje, ruido y ocupación del suelo.

4. Principales impactos ambientales

Los impactos ambientales del proyecto se pueden dividir en impactos durante la construcción e impactos durante la explotación.

Durante la fase de construcción, los efectos principales estarán relacionados con la apertura y acondicionamiento de caminos, ejecución de plataformas, cimentaciones, zanjas, subestación y línea de evacuación. Estas actuaciones pueden generar movimientos de tierras, polvo, ruido, residuos de obra y ocupación temporal del terreno.

Durante la fase de explotación, los impactos más importantes serán el impacto visual de los aerogeneradores, el ruido producido por su funcionamiento y la posible afección sobre aves y otro tipo de fauna. También deberá tenerse en cuenta la línea aérea de evacuación, ya que puede suponer riesgo de colisión para la avifauna si no se aplican medidas adecuadas.

En la Tabla D.1 se resumen estos principales impactos y su valoración preliminar.

Tabla D.1. Posibles impactos ambientales en el proyecto.

Elemento afectado	Impacto principal	Valoración preliminar
Suelo	Excavaciones, caminos, plataformas y cimentaciones	Moderado
Vegetación	Desbroce y ocupación de terreno	Bajo-moderado
Fauna	Molestias durante la obra	Moderado
Avifauna	Posible riesgo de colisión	Moderado
Paisaje	Presencia visual de aerogeneradores y línea eléctrica	Moderado
Ruido	Maquinaria durante obra y aerogeneradores en operación	Bajo-moderado
Residuos	Residuos de construcción, embalajes y aceites	Moderado

5. Medidas preventivas y correctoras

Con el objetivo de reducir los impactos planteados en la sección 4, se han planteado las siguientes medidas básicas, que han sido aplicadas en la medida de lo posible en la realización del proyecto:

- Aprovechar caminos existentes siempre que sea posible.
- Limitar la ocupación de obra a las zonas estrictamente necesarias.
- Ejecutar las zanjas, siempre que sea posible, siguiendo el trazado de los caminos interiores.
- Retirar y conservar la tierra vegetal para su uso posterior en la restauración.
- Regar caminos en periodos secos para reducir la generación de polvo.
- Limitar los trabajos más ruidosos al horario diurno.
- Separar los residuos generados en obra y entregarlos a gestores autorizados.
- Evitar vertidos de aceites, combustibles u otros productos contaminantes.
- Restaurar las zonas temporales de obra una vez finalizados los trabajos.
- Instalar dispositivos de protección de avifauna en la línea aérea cuando sea necesario.

- Realizar seguimiento ambiental durante la fase de explotación, especialmente sobre aves.

6. Vigilancia ambiental

Durante la construcción del parque se deberá comprobar que las obras se ejecutan de acuerdo con las condiciones ambientales definidas. En especial, se controlará la ocupación real del terreno, la gestión de residuos, la generación de polvo y ruido, y la ausencia de vertidos accidentales.

Una vez el parque entre en funcionamiento, se recomienda realizar un seguimiento básico de aves y otro tipo de fauna que pueda ser afectada, así como revisar el estado de la línea aérea de evacuación y de las medidas de protección instaladas. También se deberá comprobar que las zonas restauradas evolucionan correctamente.

7. Emisiones evitadas

Sin embargo, el mayor impacto ambiental será positivo y vendrá del ahorro de emisiones de CO₂ derivado de la utilización de energía limpia. Según el Informe del Sistema Eléctrico de 2025 publicado por REE [43], las emisiones asociadas a la generación eléctrica nacional fueron 29,5 MtCO_{2,eq}, para una generación de 272.201 GWh. Por lo tanto, se puede extraer el factor de emisiones (FE) de la ecuación (34).

$$FE = \frac{29,5 \text{ MtCO}_{2,eq}}{272.201 \text{ GWh}} = 0,108 \text{ tCO}_{2,eq}/\text{MWh} \quad (34)$$

Del FE de la ecuación (34) se puede extraer la cantidad total de emisiones evitadas, considerando los 20 años de vida del proyecto y los 162.387,5 MWh de generación anuales.

$$\text{Emisiones evitadas} = 162.387,5 \frac{\text{MWh}}{\text{año}} \cdot 0,108 \frac{\text{tCO}_{2,eq}}{\text{MWh}} \cdot 20 \text{ años} \quad (35)$$

$$\text{Emisiones evitadas} = 350.760 \text{ tCO}_{2,eq} \quad (36)$$

8. Conclusiones

El parque eólico proyectado presenta una viabilidad ambiental preliminar razonable, ya que se ubica en un entorno rural y no afecta directamente a espacios de la Red Natura 2000. Los impactos más importantes se relacionan con la ocupación del terreno durante la construcción, el impacto visual de los aerogeneradores y la posible afección a aves durante la explotación.

No obstante, estos impactos pueden reducirse mediante una correcta planificación de la obra, el aprovechamiento de caminos existentes, la restauración de zonas afectadas, la gestión adecuada de residuos y la aplicación de medidas de protección de avifauna en la línea aérea de evacuación.

Desde el punto de vista de emisiones, la explotación del parque evitará la emisión de aproximadamente 350.000 toneladas de CO₂, aunque este cálculo constituye una estimación simplificada y conservadora, basada en el factor medio de emisión del sistema eléctrico.

Por tanto, desde el punto de vista preliminar, el proyecto puede considerarse ambientalmente compatible, siempre condicionado al cumplimiento de la normativa ambiental aplicable.

9. Referencias

- [34] Jefatura del Estado, “Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido.,” Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2003.
- [35] Jefatura del Estado, “Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental.,” Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2007.
- [36] Jefatura del Estado, “Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.,” Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2007.
- [37] Jefatura del Estado, “Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.,” Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2013.
- [38] Jefatura del Estado, “Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular.,” Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2022.
- [39] Gobierno de Navarra, “Decreto Foral 56/2019, de 8 de mayo, por el que se regula la autorización de parques eólicos en Navarra,” LexNavarra, Pamplona, 2019.
- [40] Boletín Oficial del Estado, “Ley Foral 17/2020, de 16 de diciembre, reguladora de las Actividades,” 22 diciembre 2020. [En línea]. Disponible:

<https://www.boe.es/buscar/pdf/2021/BOE-A-2021-526-consolidado.pdf>. [Último acceso: 3 junio 2026].

- [41] Ministerio de Presidencia, “Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.,” Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2008.
- [42] Ministerio de la Presidencia, “Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.,” Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2008.
- [43] Red Eléctrica, “Informe del Sistema Eléctrico 2025,” marzo 2026. [En línea]. Disponible: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/sites/default/files/informes/2026/ise-2025.pdf>. [Último acceso: 22 junio 2026].

Anexo E. Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

Este proyecto contribuye tanto de forma directa como indirecta al cumplimiento de varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) definidos en la Agenda 2030 de Naciones Unidas [10], en especial a aquellos relacionados con la transición energética y acción climática. Entre ellos se encuentran principalmente:

- **ODS 7: Energía asequible y no contaminante**

Un parque eólico impulsa el uso de la energía renovable en el sistema eléctrico español, incrementando la capacidad de generación limpia y reduciendo la dependencia de combustibles fósiles.



Figura E.1. ODS 7: Energía asequible y no contaminante.

- **ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles**

Aunque se trata de una instalación en suelo no urbano, la generación renovable contribuye a que los entornos humanos dispongan de energía más limpia, estable y sostenible. Además, el estudio incorpora criterios de planificación territorial y compatibilidad con el entorno.



Figura E.2. ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles.

- **ODS 12: Producción y consumo responsables**

El proyecto contempla la utilización de tecnologías eficientes y el cumplimiento de normas técnicas y ambientales mediante un pliego de condiciones que regula calidad, seguridad y buenas prácticas constructivas. Además, se realiza un estudio preliminar de impacto ambiental en el Anexo D, con el objetivo de asegurar la correcta integración del parque en su entorno y asegurar un ciclo de vida responsable con el medio ambiente, desde la preparación del terreno al desmantelamiento del parque.



Figura E.3. ODS 12: Producción y consumo responsables.

- **ODS 13: Acción por el clima**

La energía eólica es una de las medidas más efectivas para reducir las emisiones de CO₂. La producción anual del parque permitirá desplazar generación fósil, contribuyendo así a la mitigación del cambio climático y al cumplimiento de los objetivos de reducción de gases de efecto invernadero. Para más detalle en la reducción de emisiones véase el Anexo D.



Figura E.4. ODS 13: Acción por el clima.



MII EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

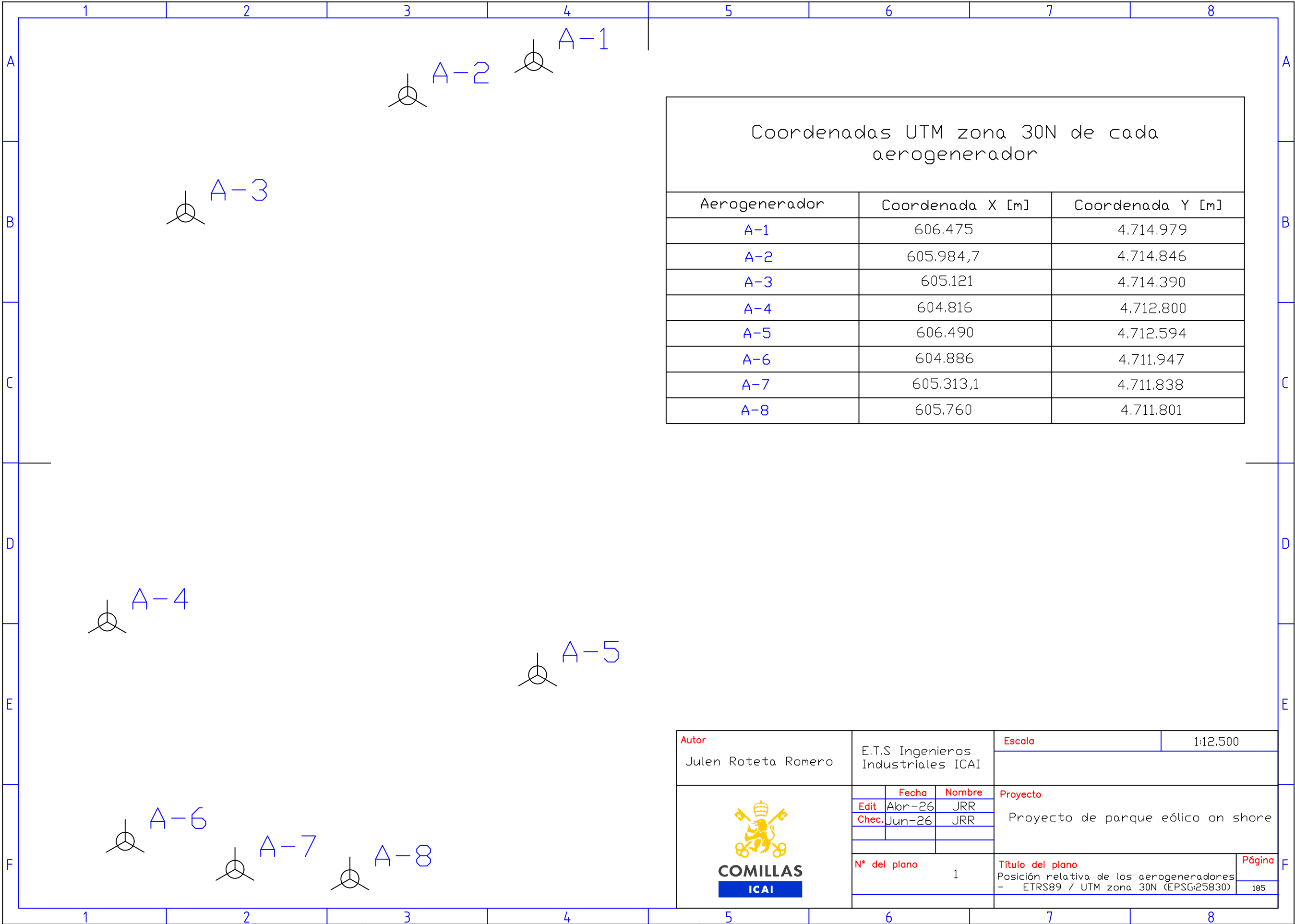
TRABAJO FIN DE MÁSTER
PROYECTO DE PARQUE EÓLICO TERRESTRE
ARTAJONA
Documento n.º2: PLANOS

Autor: Julen Roteta Romero
Directora: Consolación Alonso Alonso

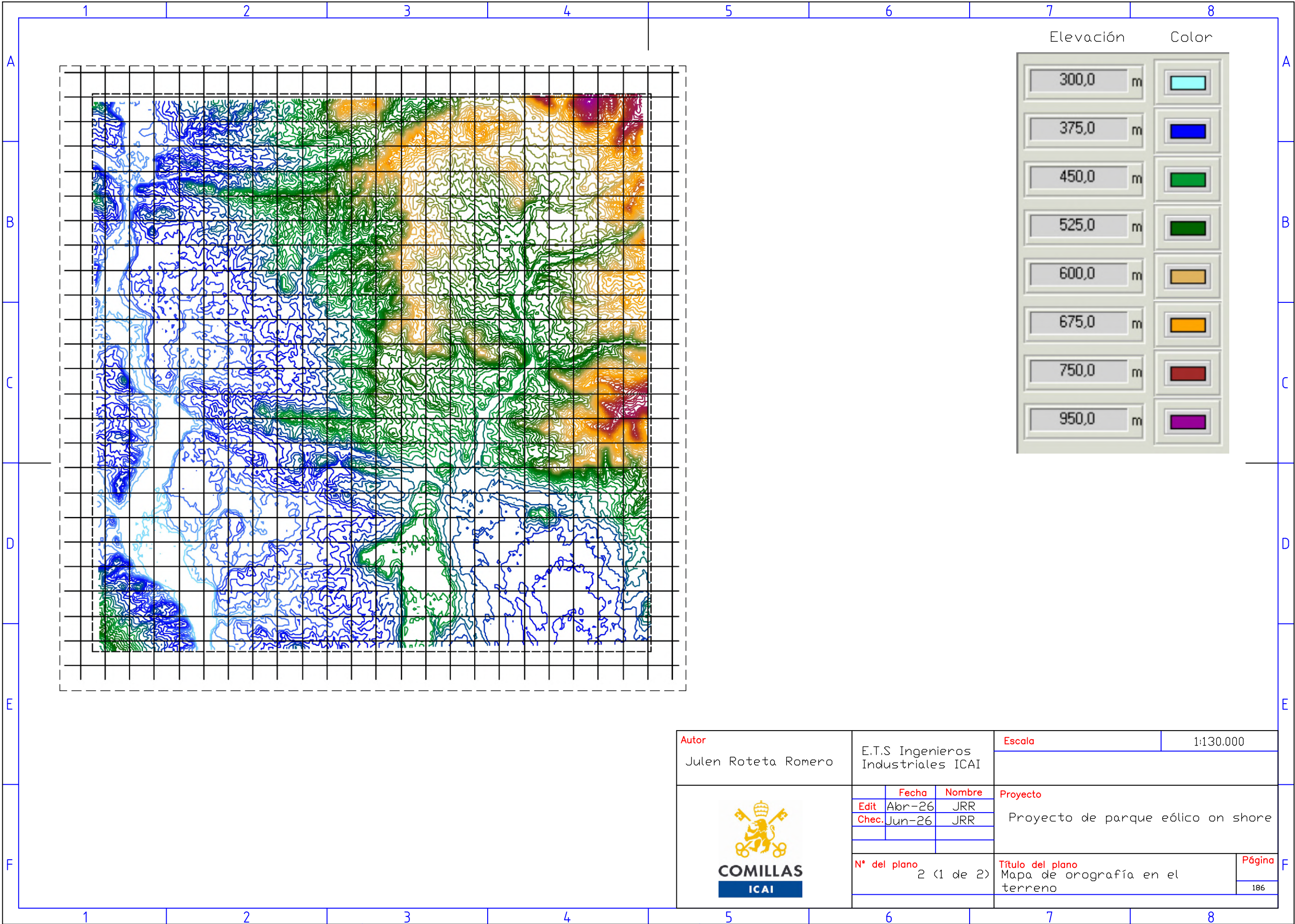
Madrid
Junio de 2026

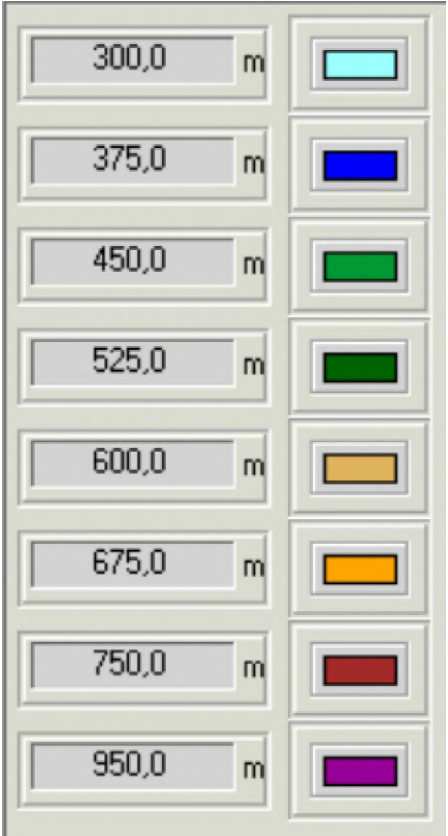
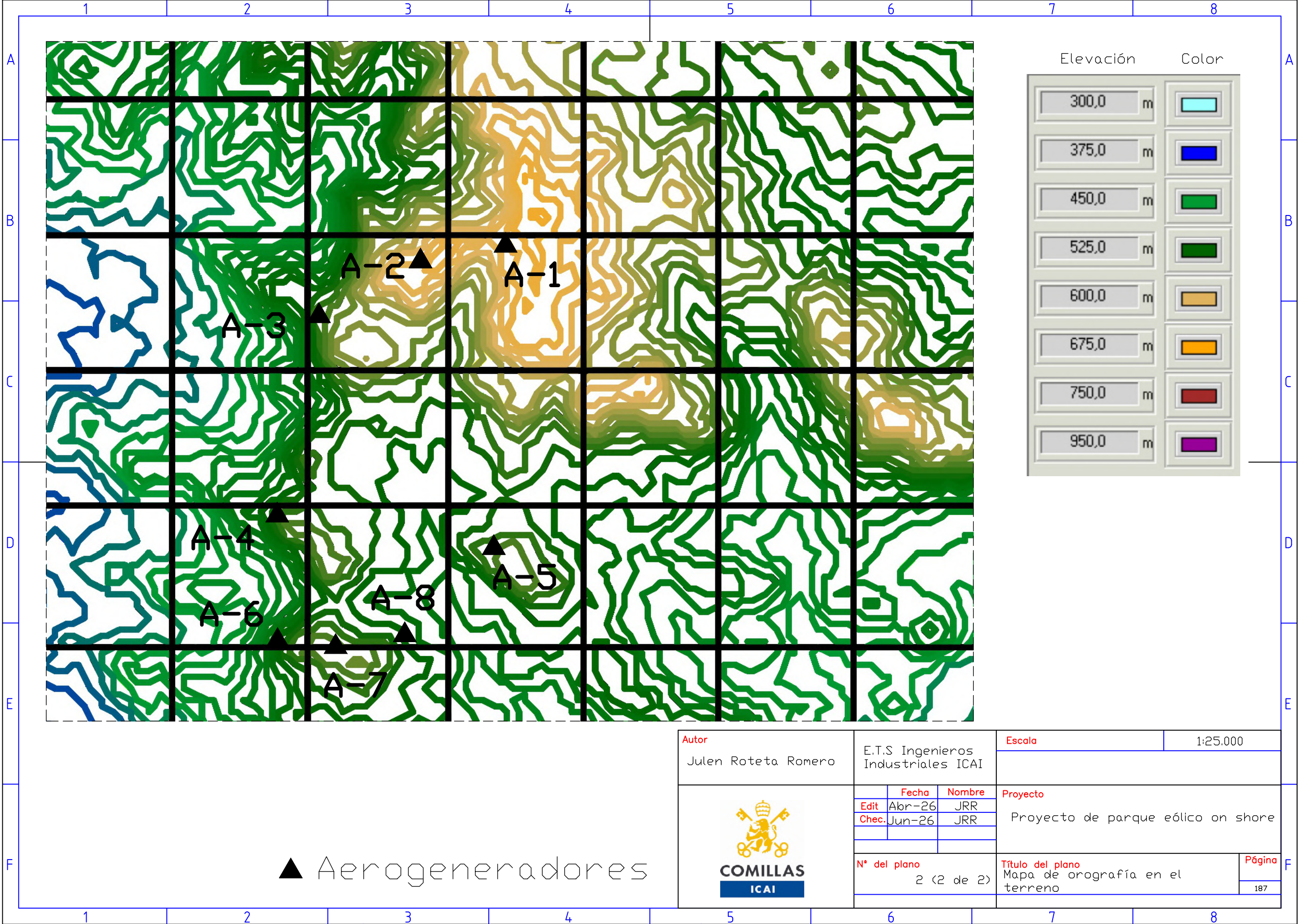
Listado de planos

1. Posición relativa de los aerogeneradores – ETRS89 / UTM zona 30 N (EPSG:25830).....	185
2. Mapa de orografía en el terreno.....	186
3. Mapa de rugosidad en el terreno.....	188
4. Mapa de isotacas en el emplazamiento.....	189
5. Mapa de rutas de acceso.....	190
6. Secciones tipo de caminos de acceso.....	191
7. Zanja tipo: Z-2C.....	192
8. Edificio de control de la subestación – Planta.....	193
9. Edificio de control de la subestación – Alzado.....	194
10. Esquema unifilar simplificado del proyecto.....	195
11. Esquema unifilar de la red interna de media tensión.....	196
12. Esquema unifilar de la subestación eléctrica 30/66 kV.....	197

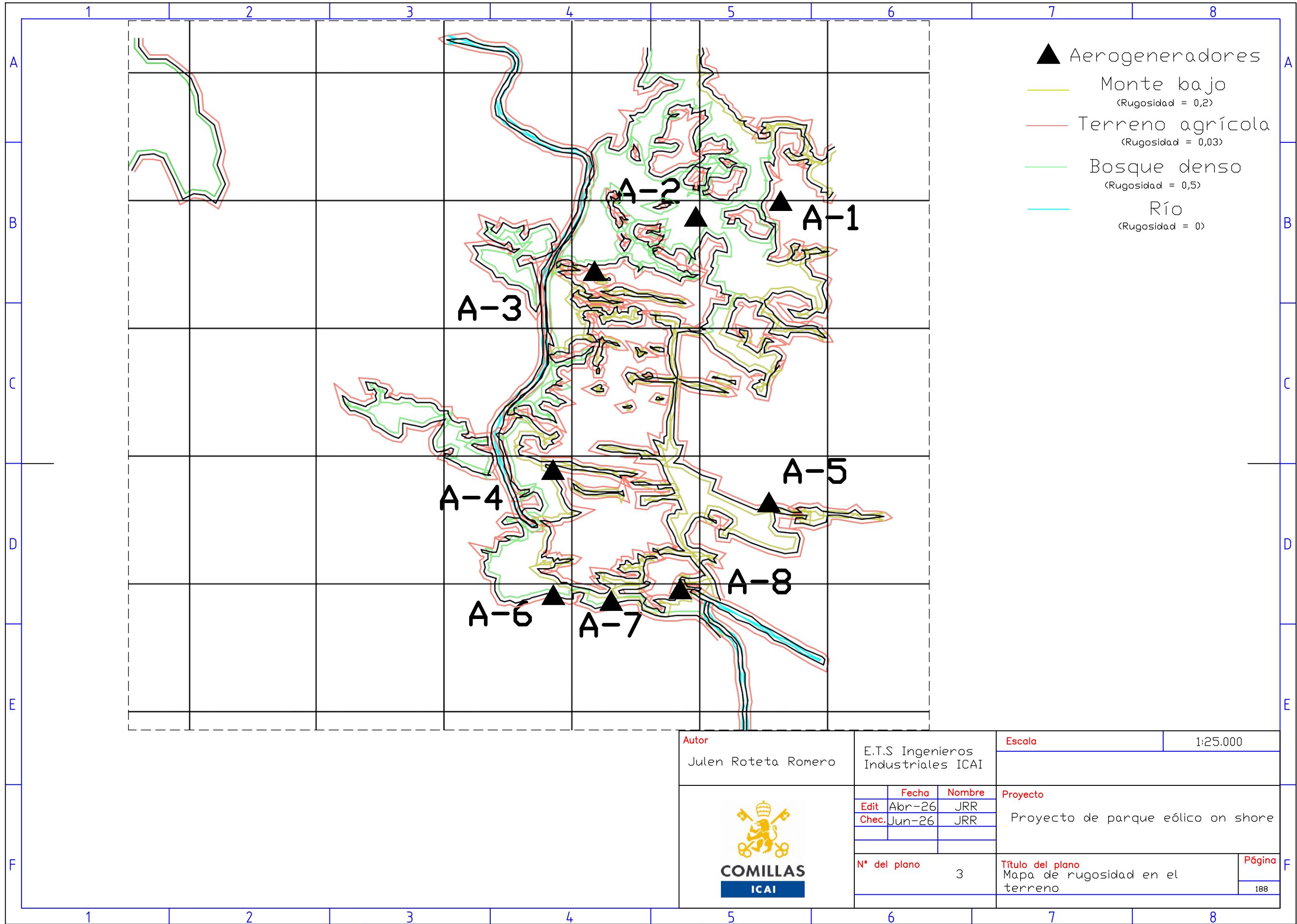


Autor Julen Roteta Romero	E.T.S Ingenieros Industriales ICAI		Escala		1:12.500
		Fecha	Nombre	Proyecto Proyecto de parque eólico on shore	
	Edit.	Abr-26	JRR		
	Chec.	Jun-26	JRR		
		Nº del plano		1	Título del plano Posición relativa de los aerogeneradores - ETRS89 / UTM zona 30N (EPSG:25830)
					Página
					185

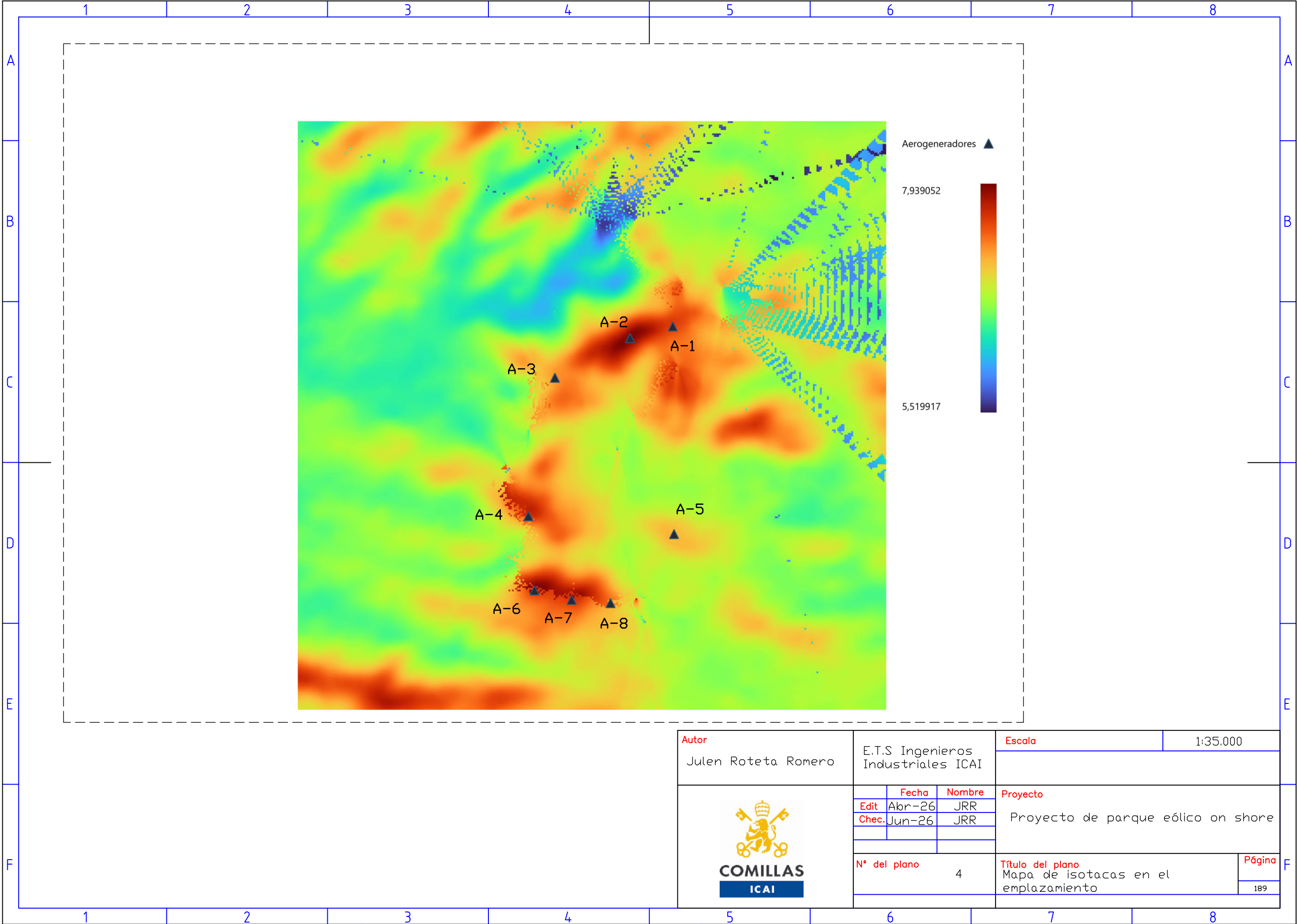


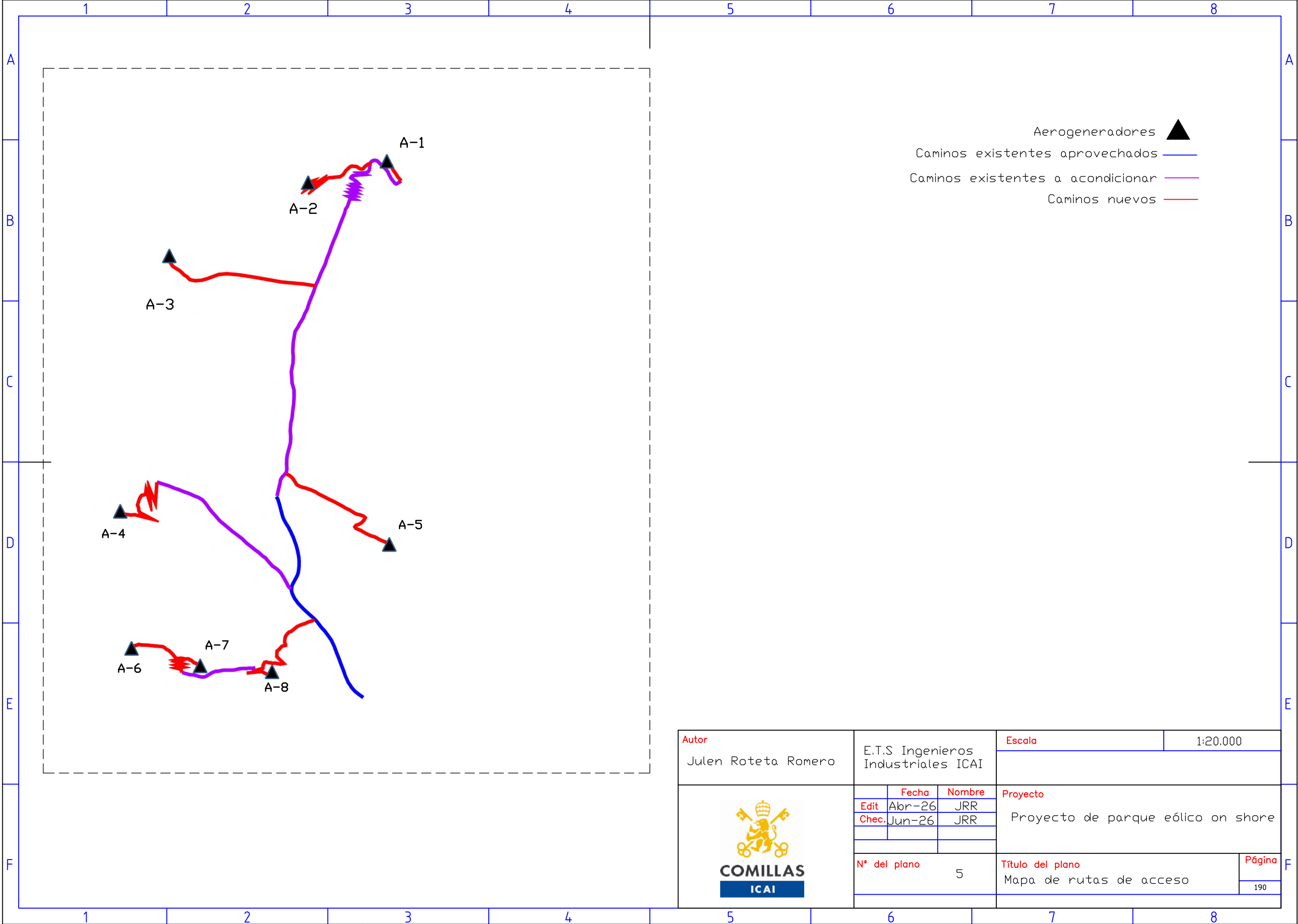


Autor		E.T.S Ingenieros Industriales ICAI		Escala	1:25.000	
Julen Roteta Romero						
			Fecha	Nombre	Proyecto	
		Edit	Abr-26	JRR		
		Chec.	Jun-26	JRR		
		Nº del plano			Título del plano	
2 (2 de 2)			Mapa de orografía en el terreno		187	

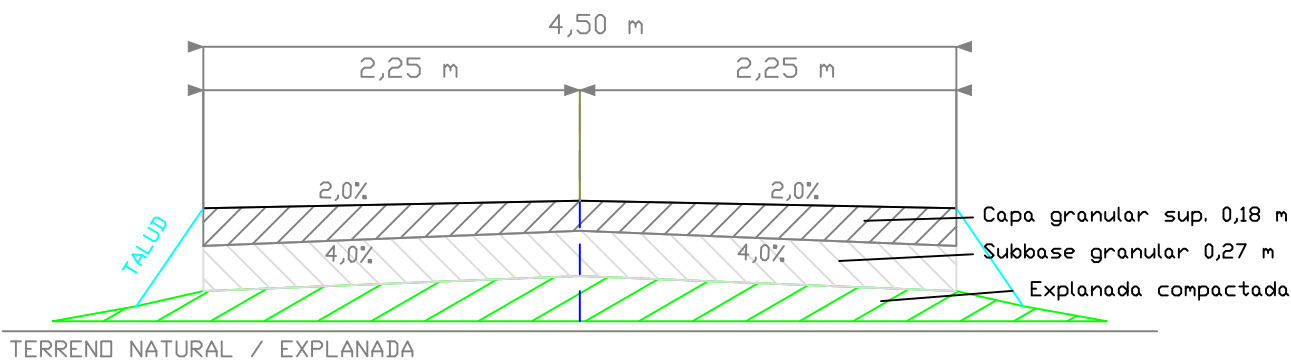


Autor		E.T.S Ingenieros Industriales ICAI		Escala	1:25.000		
Julen Roteta Romero							
			Fecha	Nombre	Proyecto		
		Edit	Abr-26	JRR			
		Chec.	Jun-26	JRR			
						Proyecto de parque eólico on shore	
		Nº del plano		3	Título del plano		Página
					Mapa de rugosidad en el terreno		188

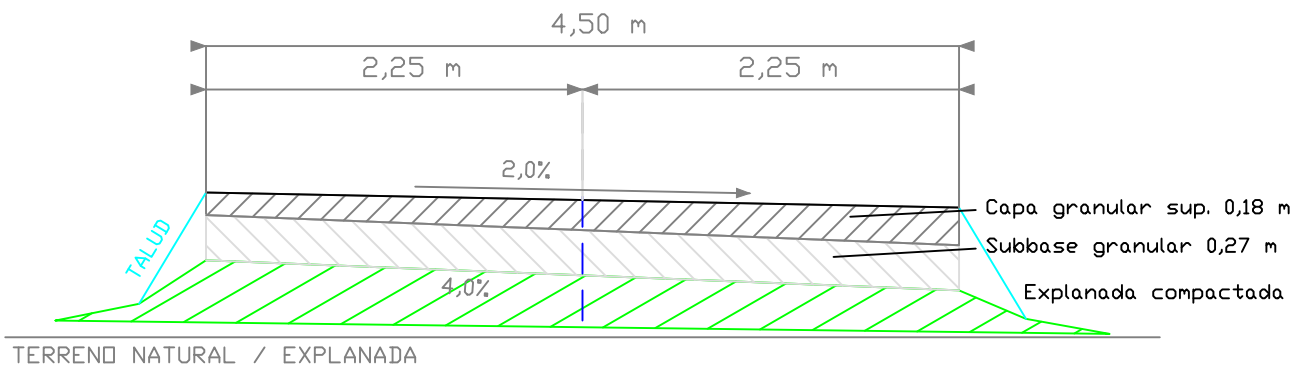




Autor		E.T.S Ingenieros Industriales ICAI		Escala	1:20.000	
Julen Roteta Romero						
			Fecha	Nombre	Proyecto Proyecto de parque eólico on shore	
		Edit	Abr-26	JRR		
		Chec.	Jun-26	JRR		
		Nº del plano		5		Título del plano
				Mapa de rutas de acceso		190



SECCION TIPO A: BOMBEADA

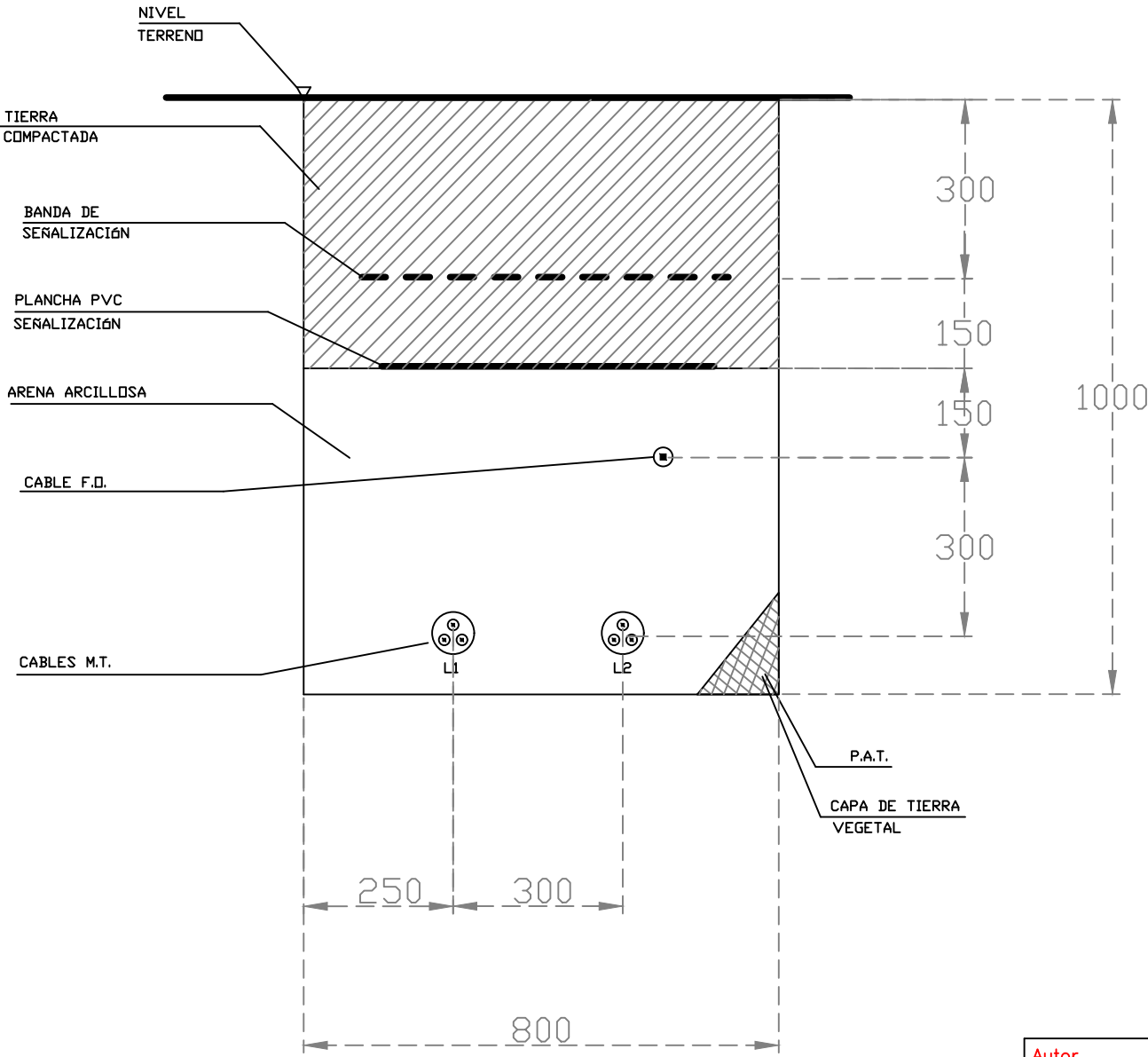


SECCION TIPO B: PERALTADA / TRANSICIÓN

Cotas en metros



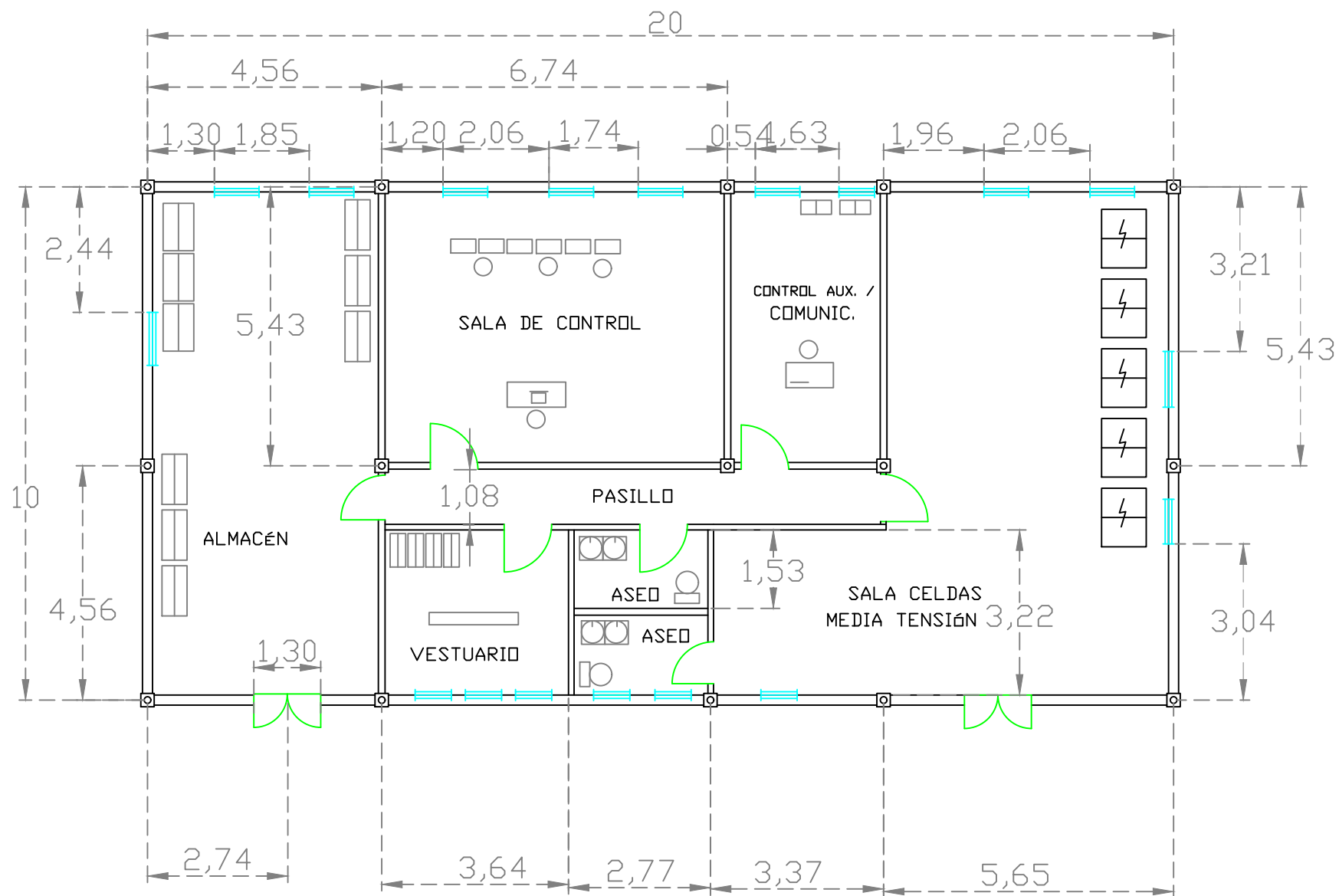
Autor Julen Roteta Romero	E.T.S Ingenieros Industriales ICAI		Escala 1:40	
		Fecha	Nombre	Proyecto Proyecto de parque eólico on shore
	Edit	Jun-26	JRR	
	Chec.	Jun-26	JRR	
Nº del plano 6		Título del plano Secciones Tipo de caminos de acceso		Página 191



Cotas en metros



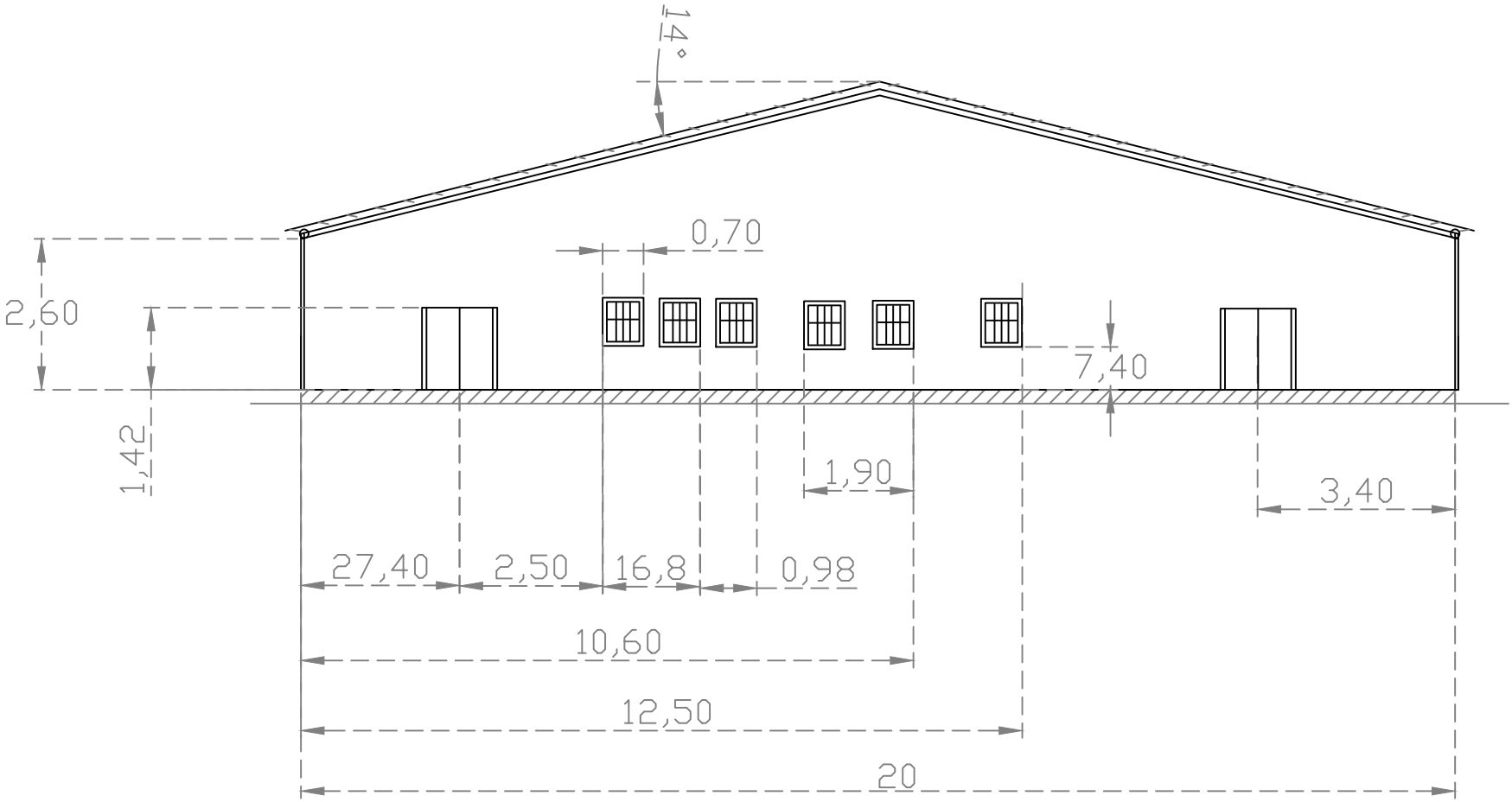
Autor		E.T.S Ingenieros Industriales ICAI		Escala	1:10		
Julen Roteta Romero							
			Fecha	Nombre	Proyecto		
		Edit	Jun-26	JRR			
		Chec.	Jun-26	JRR			
						Proyecto de parque eólico on shore	
		Nº del plano		7	Título del plano		
					Página		
					Zanja Tipo Z-2c		
					192		



Cotas en metros

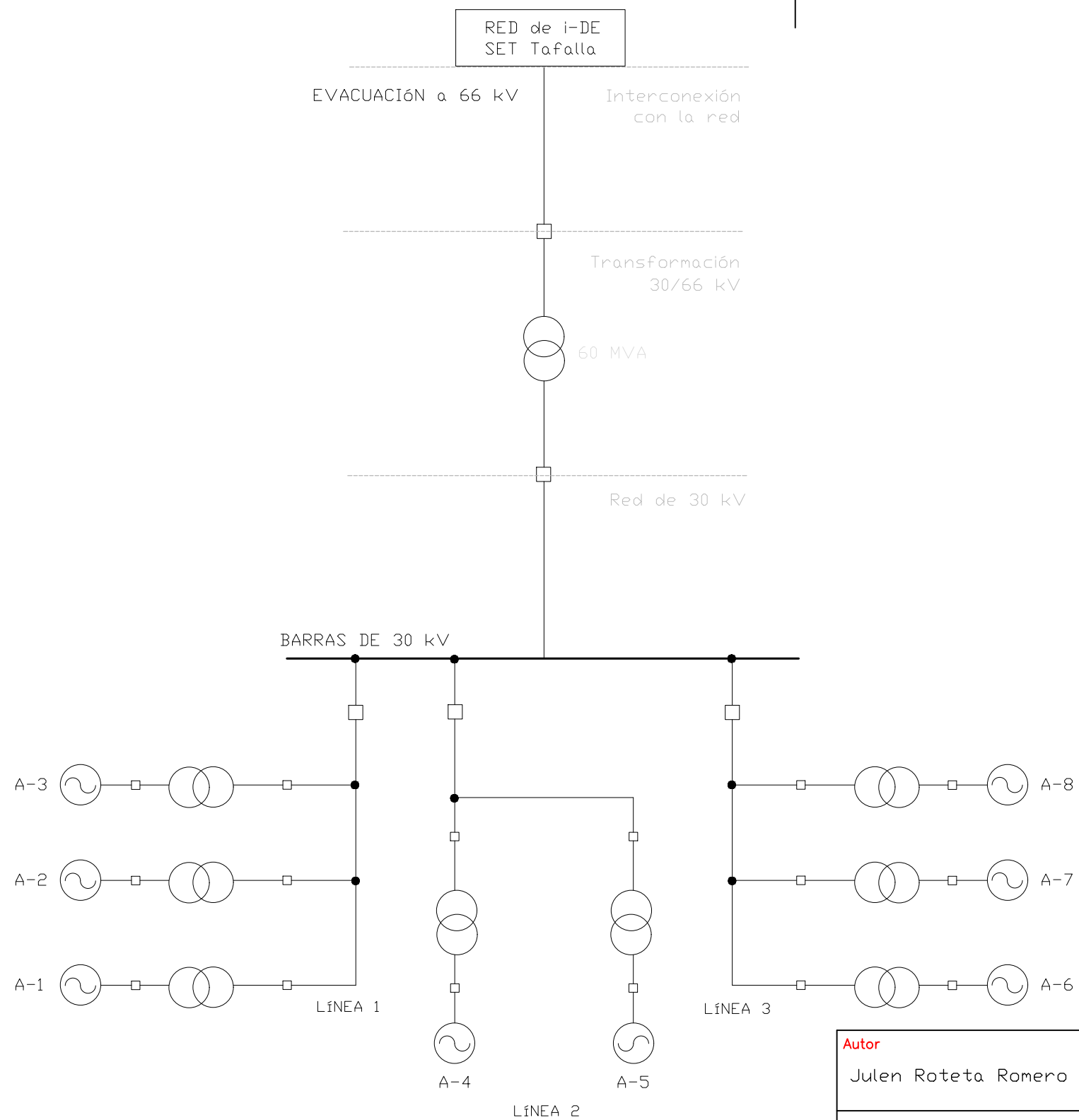


Autor Julen Roteta Romero		E.T.S Ingenieros Industriales ICAI		Escala 1:100	
				Proyecto Proyecto de parque eólico on shore	
		Fecha	Nombre		
		Edit. Jun-26 Chec. Jun-26	JRR JRR		
		Nº del plano 8		Título del plano Edificio de control de subestación - Planta	
				Página 193	

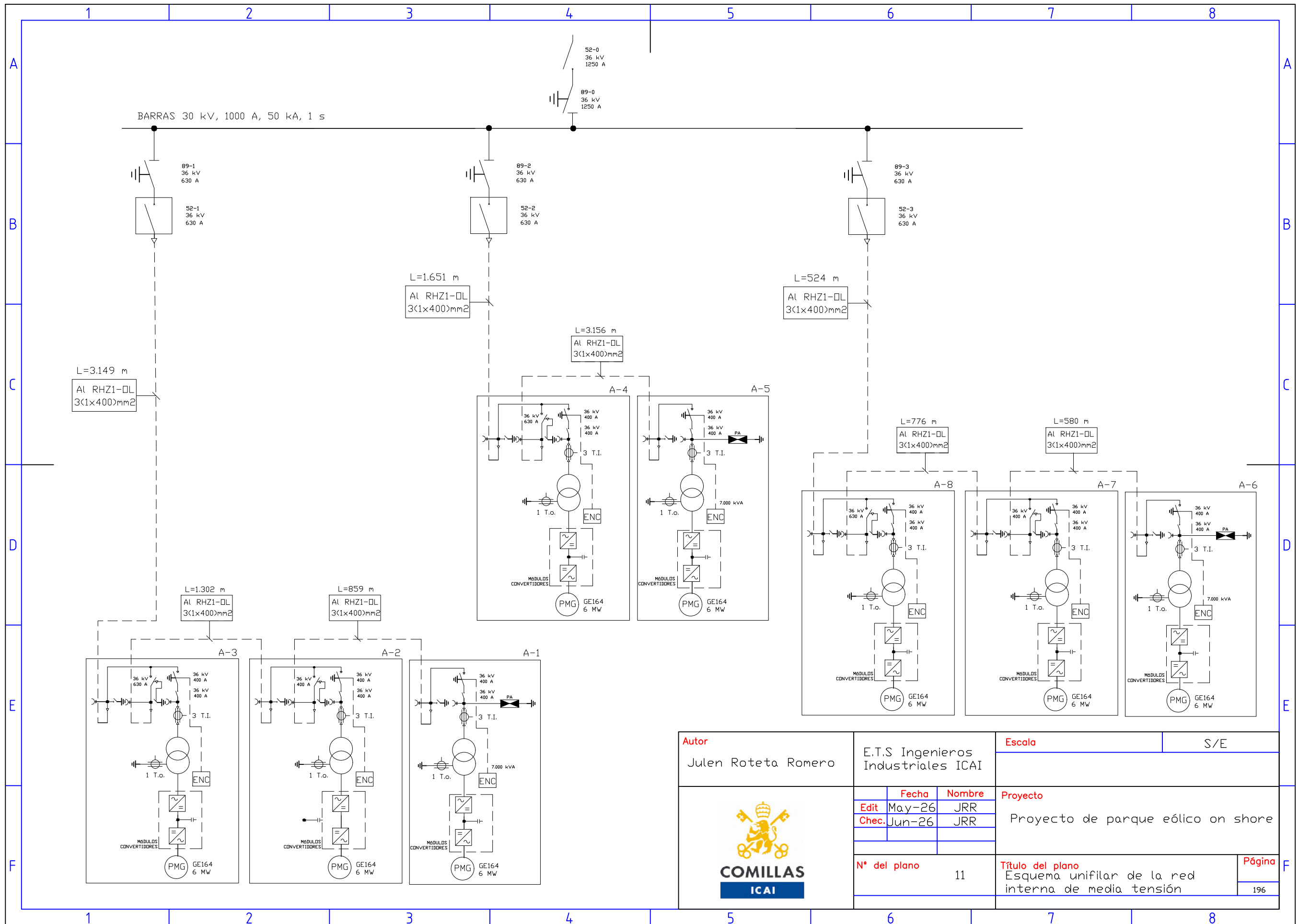


Cotas en metros

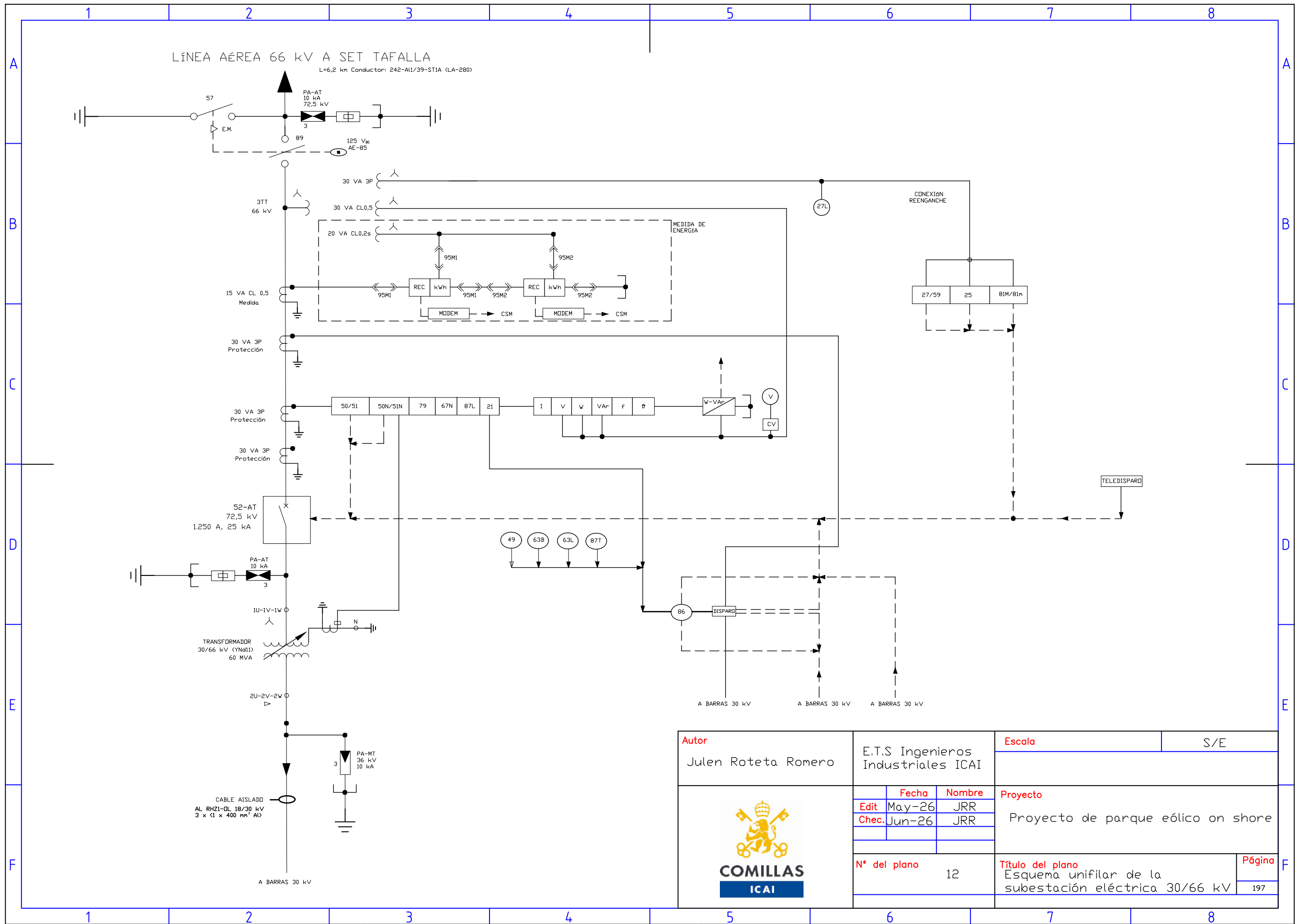
Autor Julen Roteta Romero	E.T.S Ingenieros Industriales ICAI		Escala 1:100	
		Fecha	Nombre	Proyecto Proyecto de parque eólico on shore
	Edit.	Jun-26	JRR	
	Chec.	Jun-26	JRR	
Nº del plano 9		Título del plano Edificio de control de subestación - Alzado		Página 194



Autor		E.T.S Ingenieros Industriales ICAI		Escala	S/E	
Julen Roteta Romero						
		Fecha	Nombre	Proyecto Proyecto de parque eólico on shore		
	Edit	May-26	JRR			
	Chec.	Jun-26	JRR			
	Nº del plano		10		Título del plano Esquema unifilar simplificado del proyecto	
				Página 195		



Autor	E.T.S Ingenieros Industriales ICAI		Escala	S/E
	Julen Roteta Romero			
	Fecha	Nombre	Proyecto	
	Edit May-26	JRR		
	Chec. Jun-26	JRR		
			Proyecto de parque eólico on shore	
N° del plano		11	Título del plano	Página
			Esquema unifilar de la red interna de media tensión	196





MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER PROYECTO DE PARQUE EÓLICO TERRESTRE ARTAJONA **Documento n.º3: PLIEGO DE CONDICIONES**

Autor: Julen Roteta Romero
Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid
Junio de 2026

Índice

1. Objeto	201
2. Documentos que definen el proyecto	202
3. Pliego de condiciones generales y económicas	203
3.1. Normativa aplicable.....	203
3.2. Responsabilidades del contratista.....	205
3.3. Seguridad y salud	205
3.4. Condiciones ambientales	205
3.5. Condiciones económicas	205
3.6. Modificaciones del proyecto	205
3.7. Garantías y recepción	205
4. Pliego de condiciones técnicas y particulares.....	207
4.1. Condiciones generales de ejecución	207
4.2. Aerogeneradores.....	207
4.3. Caminos de acceso e interiores.....	207
4.4. Plataformas de montaje	207
4.5. Cimentaciones	207
4.6. Canalizaciones en zanja.....	208
4.7. Red interna de media tensión	208
4.8. Celdas de media tensión	208
4.9. Red de puesta a tierra.....	209
4.10. Red de comunicaciones	209
4.11. Subestación eléctrica 30/66 kV	209
4.12. Transformador principal	209
4.13. Protecciones, control y medida.....	209
4.14. Línea aérea de evacuación.....	210
4.15. Edificio de control	210
4.16. Control de calidad, ensayos y pruebas.....	210
4.17. Recepción de la obra.....	211
5. Referencias	212

1. Objeto

El presente Pliego de Condiciones establece las condiciones generales, económicas, técnicas y particulares que deberán cumplir los equipos, trabajos de construcción, pruebas, puesta en marcha y todos los trabajos o materiales relacionados con el proyecto del parque eólico diseñado en el entorno de Artajona, Navarra, por Julen Roteta Romero.

Las condiciones aquí recogidas serán de aplicación a la ejecución de las infraestructuras civiles, eléctricas y auxiliares del parque, incluyendo caminos de acceso, plataformas de montaje, cimentaciones, canalizaciones, red interna de media tensión, subestación elevadora 30/66 kV, línea aérea de evacuación, red de puesta a tierra, comunicaciones y edificio de control.

2. Documentos que definen el proyecto

El proyecto queda definido por cuatro documentos, que incluyen la memoria, los planos, el presente pliego de condiciones y el presupuesto. Los cuatro documentos forman parte del mismo proyecto, siendo necesario el análisis de los cuatro para una comprensión completa del proyecto.

3. Pliego de condiciones generales y económicas

3.1. Normativa aplicable

El parque eólico y todos sus trabajos asociados deberán asegurar el cumplimiento de las siguientes normas:

- **Ley 31/1995**, de Prevención de Riesgos Laborales [1].
- **Ley 37/2003**, del Ruido [2].
- **Ley 32/2006**, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción [3].
- **Ley 26/2007**, de Responsabilidad Medioambiental [4].
- **Ley 42/2007**, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad [5].
- **Ley 21/2013**, de evaluación ambiental [6].
- **Ley 24/2013**, del Sector Eléctrico [7].
- **Ley 7/2022**, de residuos y suelos contaminados para una economía circular [8].
- **Reglamento electrotécnico de baja tensión**, para los servicios auxiliares en BT.
- **Código Técnico de la Edificación**, para el edificio de control.
- **Decreto Foral 56/2019** de Navarra, por el que se regula la autorización de parques eólicos en Navarra [9].
- **Ley Foral 17/2020**, reguladora de las Actividades con Incidencia Ambiental [10].
- Normativa relativa a **Red Natura 2000** [11].
- Los siguientes **Reales Decretos (RDs)**:
 - **RD 39/1997**, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención [12].
 - **RD 485/1997**, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo [13].
 - **RD 486/1997**, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo [14].
 - **RD 773/1997**, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual [15].
 - **RD 1215/1997**, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo [16].
 - **RD 1627/1997**, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción [17].
 - **RD 1955/2000**, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica [18].

- **RD 614/2001**, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico [19].
- **RD 681/2003**, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de atmósferas explosivas en el lugar de trabajo [20].
- **RD 171/2004**, por el que se desarrolla el artículo 24 de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, en materia de coordinación de actividades empresariales [21].
- **RD 1513/2005**, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a la evaluación y gestión del ruido ambiental [22].
- **RD 1109/2007**, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción [23].
- **RD 105/2008**, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición [24].
- **RD 223/2008**, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09 [25].
- **RD 1432/2008**, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión [26].
- **Normas UNE correspondientes**, entre las que se incluyen las siguientes familias:
 - **UNE-EN IEC 61400**: Referente a los aerogeneradores y requerimientos de generación de energía eólica.
 - **UNE-EN IEC 60076**: Referente a los requisitos para transformadores de potencia.
 - **UNE-EN 62271**: Referente a la aparamenta de AT.
 - **UNE-EN 61869**: Referente a los transformadores de medida.
 - **UNE-EN 60255**: Referente a los relés eléctricos y equipos de protección.
 - **UNE-EN 60099 y UNE-EN 62305**: Referente al uso de pararrayos.
 - **UNE-EN 50522**: Referente a la puesta a tierra.
 - **UNE-EN 60228**: Referente a los conductores de cables aislados.
 - **UNE-HD 620**: Referente a los cables de distribución.
 - **UNE-HD 629**: Referente a los requerimientos de ensayo sobre los cables.
 - **UNE-EN 1990**: Referente a las bases de cálculo estructural.

- **UNE-EN 1991:** Referente a las normas para acciones en estructuras.
- **UNE-EN 1992 y UNE-EN 206:** Referente a la estructura de hormigón.
- **UNE-EN 1997:** Referente a las cimentaciones.

Sin perjuicio de otras normas particulares exigidas por los fabricantes, el operador de red o la administración competente.

3.2. Responsabilidades del contratista

El contratista será responsable de la correcta ejecución de los trabajos conforme a la memoria, planos, presupuesto, normativa vigente recogida en la sección 3.1, instrucciones de la dirección facultativa y especificaciones de los fabricantes. Asimismo, deberá aportar personal cualificado, maquinaria adecuada, certificados de materiales y procedimientos de control de calidad.

3.3. Seguridad y salud

Durante la ejecución de las obras se cumplirán las normativas vigentes en materia de prevención de riesgos laborales. El contratista deberá adoptar las medidas necesarias para garantizar la seguridad de los trabajadores y trabajadoras, transportistas, personal de montaje y terceros, especialmente durante trabajos con maquinaria pesada, ejecución de zanjas, izado de equipos, operaciones en altura y trabajos eléctricos.

3.4. Condiciones ambientales

Desde el punto de vista ambiental, serán de aplicación la Ley 21/2013, de Evaluación Ambiental; la Ley 42/2007, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad; la normativa estatal en materia de ruido, residuos y responsabilidad medioambiental; así como la normativa autonómica de Navarra, especialmente la Ley Foral 17/2020, el Decreto Foral 56/2019 y el Decreto Foral Legislativo 1/2017.

3.5. Condiciones económicas

Los precios incluidos en el presupuesto se entenderán como precios de ejecución material de las unidades de obra definidas. Cualquier modificación del alcance deberá ser aprobada previamente por la dirección facultativa. Las mediciones finales se realizarán sobre obra realmente ejecutada, conforme a las unidades definidas en el presupuesto.

3.6. Modificaciones del proyecto

Las modificaciones del contrato deberán ser aprobadas previamente a su implantación, pudiendo conllevar penalizaciones económicas acorde a la dimensión de la modificación.

3.7. Garantías y recepción

Los equipos principales deberán disponer de las garantías comerciales correspondientes del fabricante. Las obras civiles, montajes eléctricos y equipos auxiliares deberán garantizarse durante el plazo establecido contractualmente, cubriendo defectos de material, fabricación, montaje o ejecución.

La recepción del proyecto será en la fecha establecida por contrato y cumpliendo con todas las condiciones contractuales definidas, sufriendo una penalización económica en caso de su incumplimiento.

4. Pliego de condiciones técnicas y particulares

4.1. Condiciones generales de ejecución

Todos los trabajos deberán ejecutarse de acuerdo con las especificaciones de la memoria, los planos del proyecto, las instrucciones de la dirección facultativa, la normativa vigente y las recomendaciones de los fabricantes de los equipos principales.

Antes del inicio de los trabajos se comprobará la disponibilidad de accesos, replanteo topográfico, autorización de ocupación de terrenos, zonas auxiliares de obra y compatibilidad con las afecciones ambientales identificadas.

4.2. Aerogeneradores

Los aerogeneradores instalados serán del modelo GE Vernova Cypress-164, con potencia nominal de 6 MW, rotor tripala, diámetro de rotor de 164 m y altura de buje de 120 m.

Cada aerogenerador deberá incorporar sistema de orientación de góndola, sistema independiente de cambio de paso de pala, generador, convertidor, transformador de media tensión, celda de media tensión, sistema de control SCADA, protección contra el rayo y sistemas de seguridad y parada de emergencia.

4.3. Caminos de acceso e interiores

Los caminos de acceso e interiores deberán permitir el transporte de los componentes principales del aerogenerador, el paso de maquinaria pesada y la circulación de grúas y vehículos auxiliares.

La anchura mínima transitable será de 4,5 m en tramos rectos, debiendo preverse sobreanchos en curvas, maniobras complejas o zonas de barrido de transportes especiales.

La pendiente longitudinal se mantendrá preferentemente por debajo del 8 %. En los tramos donde se supere este valor deberán estudiarse medidas de regularización de rasante, desmontes, terraplenes o procedimientos especiales de transporte.

4.4. Plataformas de montaje

Junto a cada aerogenerador se ejecutará una plataforma de montaje destinada al posicionamiento de la grúa principal, grúas auxiliares, vehículos y equipos de apoyo.

Las plataformas deberán ser sensiblemente horizontales, compactadas, drenadas y con capacidad portante suficiente para soportar las cargas transmitidas durante el montaje de torre, góndola, buje y palas.

La conexión entre la plataforma y la cimentación deberá permitir el acceso seguro a la puerta de la torre y la entrada ordenada de cables y equipos auxiliares.

4.5. Cimentaciones

Las cimentaciones de los aerogeneradores deberán transmitir al terreno las cargas verticales, horizontales y momentos generados por la torre, góndola y rotor.

La ejecución comprenderá excavación, regularización del fondo, hormigón de limpieza, colocación de armaduras, instalación de pernos de anclaje, disposición de conductos embebidos para cables, hormigonado estructural, relleno perimetral y compactación final.

Antes de su ejecución definitiva deberá verificarse la compatibilidad del diseño con el estudio geotécnico del emplazamiento.

4.6. Canalizaciones en zanja

Las zanjas alojarán los cables de media tensión, fibra óptica y conductores de puesta a tierra. Siempre que sea posible, seguirán el trazado de los caminos interiores para reducir la ocupación del terreno y facilitar las operaciones de construcción y mantenimiento.

Los cables deberán tenderse sobre terreno liso, libre de piedras o sobre cama de arena, garantizando su protección frente a esfuerzos mecánicos, afecciones químicas, humedad y cargas transmitidas por vehículos.

La profundidad mínima de enterramiento será de 0,6 m, aumentando a 0,8 m bajo caminos o zonas sometidas a tráfico pesado.

4.7. Red interna de media tensión

La red interna de media tensión estará formada por circuitos trifásicos subterráneos a 30 kV, encargados de transportar la energía desde las celdas de los aerogeneradores hasta la subestación del parque.

Los cables serán unipolares de aluminio, aislamiento seco XLPE, pantalla metálica y cubierta exterior adecuada para instalación subterránea. Como referencia se adopta cable tipo AL RHZ1-OL 18/30 kV.

La sección mínima adoptada para los tramos más desfavorables será de 400 mm² de aluminio, de acuerdo con los criterios de intensidad admisible, cortocircuito, caída de tensión y pérdidas establecidos en la memoria.

4.8. Celdas de media tensión

Las celdas de media tensión deberán permitir la maniobra, protección, seccionamiento y puesta a tierra de los circuitos de generación.

En los aerogeneradores de extremo de línea o línea individual se instalará una configuración 0L + 1V. En posiciones intermedias o de cabecera con continuidad de línea se instalará una configuración 0L + 1L + 1V.

La protección del transformador del aerogenerador se realizará mediante interruptor automático, al tratarse de unidades de 6 MW.

4.9. Red de puesta a tierra

La instalación dispondrá de una red de puesta a tierra común formada por conductores de cobre desnudo enterrados en las zanjas de media tensión y conectados a las puestas a tierra individuales de cada aerogenerador, a la subestación y al edificio de control.

En cada aerogenerador se ejecutará una puesta a tierra local asociada a la cimentación, conectada a la torre, armaduras y elementos metálicos principales.

Como sección preliminar de referencia se adoptará conductor de cobre desnudo de 95 mm², pendiente de verificación definitiva mediante estudio específico de tierras.

4.10. Red de comunicaciones

La red de comunicaciones se realizará mediante fibra óptica instalada en las zanjas de la red interna del parque.

Se empleará fibra multimodo OM4 50/125 µm para tramos inferiores a 2 km y fibra monomodo OS2 9/125 µm para tramos superiores, de acuerdo con la solución preliminar definida en la memoria.

El cable deberá ser apto para instalación exterior enterrada, con protección mecánica y frente a humedad.

4.11. Subestación eléctrica 30/66 kV

La subestación eléctrica tendrá como función elevar la tensión de la red interna del parque, definida en 30 kV, hasta la tensión de evacuación de 66 kV.

Estará formada por sistema de media tensión, transformador principal, apartamento de alta tensión, transformadores de medida, pararrayos, interruptores, seccionadores, embarrados, sistema de control, protecciones, servicios auxiliares y posición de salida hacia la línea de evacuación.

4.12. Transformador principal

El transformador principal será de tipo elevador, con relación de transformación 30/66 kV y potencia nominal preliminar de 60 MVA.

Deberá estar diseñado para servicio en intemperie, con regulación, refrigeración, protecciones propias y accesorios de control adecuados a la potencia del parque.

Deberá disponer, como mínimo, de protecciones térmicas, Buchholz, presión, nivel de aceite, imagen térmica y protección diferencial externa mediante relé 87T.

4.13. Protecciones, control y medida

La instalación dispondrá de los sistemas de protección, control y medida necesarios para garantizar la seguridad de personas, equipos y red eléctrica.

En la red de media tensión se contemplarán protecciones de sobreintensidad de fase y neutro, subtensión, sobretensión y protección direccional de neutro.

En el transformador principal se contemplarán protección diferencial 87T, protección térmica 49, Buchholz 63B, presión 63L y relé maestro de disparo y bloqueo 86.

En la línea de evacuación se contemplarán protecciones de distancia 21, diferencial de línea 87L y protección direccional de neutro 67N.

4.14. Línea aérea de evacuación

La línea aérea de alta tensión evacuará la energía desde la subestación del parque hasta el punto de conexión previsto en Tafalla.

La línea se diseñará para una tensión nominal de 66 kV y una potencia máxima de evacuación de 48 MW. Como conductor de referencia se adopta aluminio-acero 242-AL1/39-ST1A, antiguo LA-280 o Hawk, conforme a lo definido en la memoria.

La línea contará con apoyos, cadenas de aisladores, grapas, herrajes, pararrayos, seccionadores, puestas a tierra y protecciones adecuadas al nivel de tensión y a la normativa aplicable.

4.15. Edificio de control

El edificio de control se situará junto a la subestación y albergará la sala de control, equipos de comunicaciones, servicios auxiliares, almacén, aseos, vestuario y cuadros eléctricos o celdas asociadas.

Su diseño cumplirá las exigencias aplicables del Código Técnico de la Edificación y deberá ser compatible con el entorno rural del emplazamiento.

4.16. Control de calidad, ensayos y pruebas

Antes de la puesta en servicio deberán realizarse, al menos, las siguientes comprobaciones:

- Verificación geométrica y compactación de caminos y plataformas.
- Comprobación de cimentaciones, armaduras, pernos y hormigonado.
- Ensayos de continuidad y aislamiento en cables de media tensión.
- Ensayos de cubierta en cables subterráneos.
- Verificación de conexiones de puesta a tierra.
- Medición de resistencia de puesta a tierra.
- Pruebas funcionales de celdas de media tensión.
- Pruebas de protecciones eléctricas.
- Comprobación de transformadores de medida.
- Pruebas de comunicaciones y SCADA.
- Pruebas de energización de la subestación.
- Prueba de funcionamiento coordinado del parque.

4.17. Recepción de la obra

La recepción provisional de la obra se realizará una vez ejecutados los trabajos, entregada la documentación final, superadas las pruebas de control y verificado el cumplimiento de las condiciones establecidas en el presente pliego.

La recepción definitiva se producirá tras el periodo de garantía, siempre que no existan defectos pendientes de subsanación.

5. Referencias

- [1] Jefatura del Estado, «Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 1996.
- [2] Jefatura del Estado, «Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2003.
- [3] Jefatura del Estado, «Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2007.
- [4] Jefatura del Estado, «Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2007.
- [5] Jefatura del Estado, «Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2007.
- [6] Jefatura del Estado, «Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2013.
- [7] Jefatura del Estado, «Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2013.
- [8] Jefatura del Estado, «Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2022.
- [9] Gobierno de Navarra, «Decreto Foral 56/2019, de 8 de mayo, por el que se regula la autorización de parques eólicos en Navarra,» LexNavarra, Pamplona, 2019.
- [10] Boletín Oficial del Estado, «Ley Foral 17/2020, de 16 de diciembre, reguladora de las Actividades,» 22 diciembre 2020. [En línea]. Disponible: <https://www.boe.es/buscar/pdf/2021/BOE-A-2021-526-consolidado.pdf>. [Último acceso: 3 junio 2026].
- [11] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Red Natura 2000: Cartografía,» [En línea]. Disponible: https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/rednatura_2000_desc.html. [Último acceso: 18 Enero 2026].
- [12] Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales, «Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 1997.

- [13] Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales, «Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 1997.
- [14] Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales, «Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 1997.
- [15] Ministerio de Presidencia, «Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 1997.
- [16] Ministerio de Presidencia, «Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 1997.
- [17] Ministerio de la Presidencia, «Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 1997.
- [18] Ministerio de Economía, «Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2001.
- [19] Ministerio de la Presidencia, «Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2001.
- [20] Ministerio de la Presidencia, «Real Decreto 681/2003, de 12 de junio, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de atmósferas explosivas en el lugar de trabajo.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2003.
- [21] Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales, «Real Decreto 171/2004, de 30 de enero, por el que se desarrolla el artículo 24 de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, en materia de coordinación de actividades empresariales.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2004.
- [22] Ministerio de Presidencia, «Real Decreto 1513/2005, de 16 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a la evaluación y gestión del ruido ambiental.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2005.

- [23] Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales, «Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2007.
- [24] Ministerio de Presidencia, «Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2008.
- [25] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, «Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2008.
- [26] Ministerio de la Presidencia, «Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.,» Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado, Madrid, 2008.



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER PROYECTO DE PARQUE EÓLICO TERRESTRE ARTAJONA **Documento n.º4: PRESUPUESTO**

Autor: Julen Roteta Romero

Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Junio de 2026

Índice

1. Objeto	219
2. Criterios generales de elaboración del presupuesto.....	220
3. Datos e hipótesis principales del presupuesto	221
4. Mediciones	222
4.1. Aerogeneradores	222
4.2. Obra civil	222
4.3. Instalación eléctrica	223
5. Precios unitarios	224
6. Sumas parciales	226
7. Presupuesto general	228
8. Alcance económico del presupuesto	231
9. Conclusión.....	232
10. Referencias	233

Índice de figuras

Figura 1. Distribución porcentual del presupuesto total por capítulos.	229
Figura 2. Importe de cada capítulo del presupuesto general.....	230

Índice de tablas

Tabla 1. Principales características a emplear en el cálculo del presupuesto. ..	221
Tabla 2. Principales hipótesis consideradas en el cálculo del presupuesto.	221
Tabla 3. Mediciones de aerogeneradores.....	222
Tabla 4. Mediciones de obra civil.....	222
Tabla 5. Mediciones de instalación eléctrica.	223
Tabla 6. Precios unitarios adaptados para el presupuesto.....	224
Tabla 7. DEVEX para la línea aérea.....	225
Tabla 8. Sumas parciales presupuesto.	226
Tabla 9. Presupuesto con contingencia adicional.	227
Tabla 10. Presupuesto general estimado del parque eólico.	228
Tabla 11. Coste específico del parque eólico.	230

1. Objeto

El presente documento tiene por objeto estimar el presupuesto de ejecución del parque eólico terrestre desarrollado en el proyecto por Julen Roteta Romero para el emplazamiento ubicado en las proximidades de Artajona, Navarra. Para ello, se han definido las mediciones principales, los precios unitarios, las sumas parciales por partida y el presupuesto general del proyecto.

El parque eólico considerado está formado por 8 aerogeneradores GE Vernova Cypress 6.0-164, de 6 MW de potencia nominal unitaria, alcanzando una potencia total instalada de 48 MW. El presupuesto se ha elaborado tomando como base las partidas técnicas definidas en la memoria del proyecto, incluyendo los aerogeneradores, la obra civil, el montaje, la instalación eléctrica, la logística, la ingeniería, el desarrollo del proyecto y los costes indirectos asociados.

El presupuesto total obtenido se ha utilizado posteriormente como inversión inicial del proyecto en el estudio de viabilidad económica. Los costes de operación y mantenimiento no se incluyen en el presupuesto general, ya que corresponden a la fase de explotación y serán considerados en el análisis económico-financiero.

2. Criterios generales de elaboración del presupuesto

El presupuesto se ha estructurado en cuatro apartados principales:

- Mediciones.
- Precios unitarios.
- Sumas parciales.
- Presupuesto general.

Las mediciones recogen las cantidades principales del proyecto, tales como el número de aerogeneradores, la potencia instalada, las cimentaciones, las plataformas, la red interna de media tensión, la subestación y la línea de evacuación.

Los precios unitarios se han estimado a partir de referencias sectoriales de costes de parques eólicos terrestres, empleando como fuente principal el informe *Cost of Wind Energy Review: 2024 Edition* del *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) [1]. Dado que dicha fuente se refiere al mercado estadounidense y presenta costes en dólares de 2023, se ha realizado una adaptación a euros de 2026 mediante los siguientes factores:

- Conversión de USD a EUR. Para ello, se han utilizado los ratios de referencia del Banco Central Europeo para el año 2025, recogidos por el *Deutsche Bundesbank* [2].
- Actualización de costes de 2023 a 2026. Para ello, se ha empleado el incremento anual del Índice de Precios de Consumo del Estado hasta abril de 2026, proporcionado por el INE y recogido por Eustat [3].
- Factor de ajuste. Este factor considerará el cambio de precios de EEUU-España/Europa. Además, el estudio de NREL al considerar los costes de un parque de 3,3 MW, resulta en valores elevados. Por lo tanto, el factor de ajuste se escala con la referencia de la *International Renewable Energy Agency* (IRENA) de 2024, proporcionando un coste medio de eólica terrestre de 1.041 \$/kW en 2024 [4].
- Contingencia adicional por incertidumbre de estimación. Se ha considerado una contingencia adicional del 3% sobre el *CapEx* total.

El presupuesto debe entenderse como una estimación académica de orden de magnitud, adecuada para el nivel de definición del presente Trabajo Fin de Máster. En una fase real de desarrollo, estos valores deberían ser sustituidos o contrastados mediante ofertas firmes de tecnólogos, contratistas de obra civil, fabricantes eléctricos, transportistas y empresas de ingeniería.

3. Datos e hipótesis principales del presupuesto

En la Tabla 1 se recogen las principales características del parque, que serán de utilidad en el cálculo del presupuesto.

Tabla 1. Principales características a emplear en el cálculo del presupuesto.

Concepto	Valor	Comentario
Modelo de aerogenerador	GE Vernova Cypress 6.0-164	Tecnología seleccionada en la memoria
Número de aerogeneradores	8	Configuración final del parque
Potencia unitaria	6 MW	Potencia nominal de cada aerogenerador
Potencia total instalada	48 MW	$8 \times 6 \text{ MW}$
Producción neta anual a red	162.387,5 MWh/año	Dato obtenido de WASP

Por otro lado, en la Tabla 2 se señalan las hipótesis consideradas para el cálculo del presupuesto, considerándose en algunos casos las fuentes mencionadas en la sección 2, y en otros casos siendo un criterio aplicado por el autor del proyecto.

Tabla 2. Principales hipótesis consideradas en el cálculo del presupuesto.

Concepto	Valor	Comentario
Tipo de cambio adoptado	0,885 EUR/USD	Conversión de costes de USD a EUR [2]
Factor actualización 2023-2026	1,0747	Actualización temporal de costes, según el INE [3]
Factor actualización 2024-2026	1,0455	Actualización temporal de costes, según el INE [3]
Factor de ajuste	0,612	Adaptación por diferencia de mercado y escala
Contingencia adicional	3,00 %	Incertidumbre de estimación

4. Mediciones

En este apartado se recogen las mediciones principales del proyecto. Las cantidades se han agrupado en diferentes secciones, permitiendo relacionar cada elemento técnico del parque con su correspondiente partida económica. Estos grupos se recogen entre las Tablas 3-5.

4.1. Aerogeneradores

Tabla 3. Mediciones de aerogeneradores.

Descripción	Cantidad	Observaciones
Aerogeneradores GE Vernova Cypress 6.0-164	8 ud	Aerogenerador seleccionado para la configuración final del parque
Potencia nominal unitaria	6 MW/ud	Potencia nominal de cada aerogenerador
Potencia total instalada	48 MW	Resultado de 8 aerogeneradores de 6 MW
Altura de buje	120 m	Altura considerada en el estudio de recurso eólico
Diámetro de rotor	164 m	Correspondiente al modelo GE Vernova Cypress 6.0-164
Transformador BT/MT en aerogenerador	8 ud	Transformador integrado en cada aerogenerador
Celdas de media tensión en aerogenerador	8 conjuntos	Celdas de conexión y protección en la base del aerogenerador

4.2. Obra civil

Tabla 4. Mediciones de obra civil.

Descripción	Cantidad	Observaciones
Cimentaciones de aerogenerador	8 ud	Una cimentación por aerogenerador
Plataformas de montaje	8 ud	Una plataforma asociada a cada aerogenerador
Caminos de acceso e interiores	11,2 km	Longitud según trazado considerado del parque
Zanjas para red de media tensión y comunicaciones	12,0 km	Canalizaciones interiores entre aerogeneradores y subestación

Edificio de control	1 ud	Edificio asociado a operación, control y servicios auxiliares
Obra civil de subestación eléctrica	1 ud	Explanación, cimentaciones, cerramiento, drenaje y viales interiores
Drenajes y obras auxiliares	1 conjunto	Obras de evacuación de aguas y acondicionamiento del terreno

4.3. Instalación eléctrica

Tabla 5. Mediciones de instalación eléctrica.

Descripción	Cantidad	Observaciones
Red interna de media tensión	30 kV	Tensión de evacuación interna del parque
Circuitos internos de media tensión	3 circuitos	Líneas internas L1, L2 y L3
Cable subterráneo de media tensión	400 mm ² Al	Sección seleccionada para la red interna de 30 kV
Fibra óptica de comunicaciones	12,0 km	Canalizada junto a la red interna del parque
Subestación eléctrica MT/AT	1 ud	Subestación de evacuación del parque
Transformador principal MT/AT	1 ud	Transformador elevador de la tensión interna del parque a tensión de evacuación
Línea aérea de evacuación	4 km	Longitud según punto de conexión considerado
Tensión de la línea aérea de evacuación	66 kV	Tensión considerada para la conexión a red
Conductor de línea aérea	242-AL1/39-ST1A	Conductor seleccionado para la línea aérea de evacuación. Conocido como LA-280 o <i>Hawk</i> .
Sistema de protección, control y medida	1 conjunto	Protecciones eléctricas, medida, control y comunicaciones
Sistema de puesta a tierra	1 conjunto	Red de tierras de aerogeneradores, subestación y línea de evacuación

5. Precios unitarios

Los precios unitarios se han obtenido a partir del desglose de costes de un parque eólico terrestre representativo del informe del NREL [1]. Los valores originales se expresan en USD/kW y se adaptan a EUR/kW mediante la aplicación del tipo de cambio, la actualización temporal y el factor de ajuste.

En la Tabla 6 se muestran los precios unitarios adaptados para cada partida del proyecto utilizando el informe del NREL.

Tabla 6. Precios unitarios adaptados para el presupuesto.

Grupo	Elemento	Coste base NREL 2023 [USD/kW]	Precio unitario adaptado [EUR/kW]
Aerogenerador	Rotor	337	196,04
	Góndola	477	277,49
	Torre	276	160,56
Obra civil	Cimentaciones	120	69,81
	Accesos, plataformas e instalaciones auxiliares	47	27,34
Montaje	Montaje e instalación de aerogeneradores	100	58,17
Instalación eléctrica	Infraestructura eléctrica del parque	72	41,88
Transporte y logística	Transporte de componentes principales	194	112,86
Ingeniería y desarrollo	Ingeniería y desarrollo del proyecto	36	20,94
	Gestión del proyecto	14	8,14
Costes indirectos o <i>Soft costs</i>	Financiación durante construcción	111	64,57
	Seguros, permisos y contingencia	54	31,41
	Garantía de aerogeneradores	130	75,63
Total	Precio unitario total estimado	1.968	1.144,85

Según muestra la Tabla 6, el valor total adaptado asciende a 1.144,85 €/kW, antes de añadir la contingencia adicional del 3% mencionada en la sección 3.

Además, para los costes de desarrollo o DEVEX, se añadirán los siguientes costes resumidos en la Tabla 7 relativos a la línea eléctrica aérea.

Tabla 7. DEVEX para la línea aérea.

Elemento	Coste	Coste total [€]	Coste unitario [€/kW]
Construcción de la línea aérea	120.000 €/km	480.000	10
Posición de entronque con la subestación de Tafalla	300.000 €	300.000	6,25

6. Sumas parciales

Las sumas parciales se calculan multiplicando la cantidad presupuestada, expresada en kW instalados, por el precio unitario adaptado de cada partida. En este caso, la cantidad base para el cálculo económico es la potencia instalada del parque, equivalente a 48.000 kW.

En la Tabla 8 se muestran las sumas parciales del presupuesto. Además, el precio de la instalación de la línea aérea, presentado en la Tabla 7, se suma en el grupo de “Ingeniería y desarrollo”, por tratarse de parte del DEVEX.

Tabla 8. Sumas parciales presupuesto.

Grupo	Elemento	Precio unitario adaptado [EUR/kW]	Importe parcial [€]
Aerogenerador	Rotor	196,04	9.410.097
	Góndola	277,49	13.319.336
	Torre	160,56	7.706.786
Obra civil	Cimentaciones	69,81	3.350.776
	Accesos, plataformas e instalaciones auxiliares	27,34	1.312.387
Montaje	Montaje e instalación de aerogeneradores	58,17	2.792.314
Instalación eléctrica	Infraestructura eléctrica del parque	41,88	2.010.466
Transporte y logística	Transporte de componentes principales	112,86	5.417.088
Ingeniería y desarrollo	Ingeniería y desarrollo del proyecto	20,94	1.005.233
	Gestión del proyecto	8,14	390.924
	Conexión a red	16,25	780.000
Costes indirectos o <i>Soft costs</i>	Financiación durante construcción	64,57	3.099.468
	Seguros, permisos y contingencia	31,41	1.507.849
	Garantía de aerogeneradores	75,63	3.630.008
Total	Presupuesto antes de contingencia adicional	1.161,10	55.732.732

Por último, se sumará el 3% de contingencia adicional mencionado en la sección 3, obteniendo el presupuesto final de la Tabla 9.

Tabla 9. Presupuesto con contingencia adicional.

Presupuesto antes de contingencia adicional	55.732.732 €
Contingencia del 3%	1.671.982 €
Presupuesto con contingencia adicional del 3%	57.404.714 €

7. Presupuesto general

Una vez definidas las mediciones, los precios unitarios y las sumas parciales, se obtiene el presupuesto general del proyecto. En este apartado se agrupan las partidas principales del parque eólico, indicando el importe asociado a cada capítulo y su peso relativo sobre el coste total del proyecto.

En la Tabla 10 se muestra el presupuesto general estimado para la ejecución del parque eólico. Como puede observarse, la partida de mayor peso corresponde a los aerogeneradores, con un importe de 30,40 M€, lo que representa el 53,0 % del presupuesto total. Este resultado es coherente con la estructura habitual de costes de un parque eólico terrestre, donde el suministro de los aerogeneradores constituye la partida principal de inversión.

La segunda partida de mayor relevancia corresponde a los costes indirectos o *soft costs*, con un importe de 8,24 M€, equivalente al 14,3 % del total. Dentro de este capítulo se incluyen conceptos como la financiación durante la construcción, garantías, seguros, permisos, contingencias incluidas en la referencia base y otros costes asociados al desarrollo del proyecto.

Tabla 10. Presupuesto general estimado del parque eólico.

Descripción	Importe	% total
Aerogeneradores	30.436.218 €	53,0%
Obra civil	4.663.164 €	8,1%
Montaje	2.792.314 €	4,9%
Instalación eléctrica	2.010.466 €	3,5%
Logística y transporte	5.417.088 €	9,4%
Ingeniería y desarrollo	2.176.157 €	3,8%
Costes indirectos	8.237.325 €	14,3%
Presupuesto de inversión estimado antes de contingencia adicional	55.732.732 €	97%
Contingencia adicional	1.671.982 €	3%
PRESUPUESTO TOTAL DEL PROYECTO	57.404.714 €	100,0%

La distribución porcentual del presupuesto se representa de forma gráfica en la Figura 1. En ella se aprecia claramente el peso dominante de los aerogeneradores dentro de la inversión total, seguidos por los costes indirectos, la logística y transporte, y la obra civil.

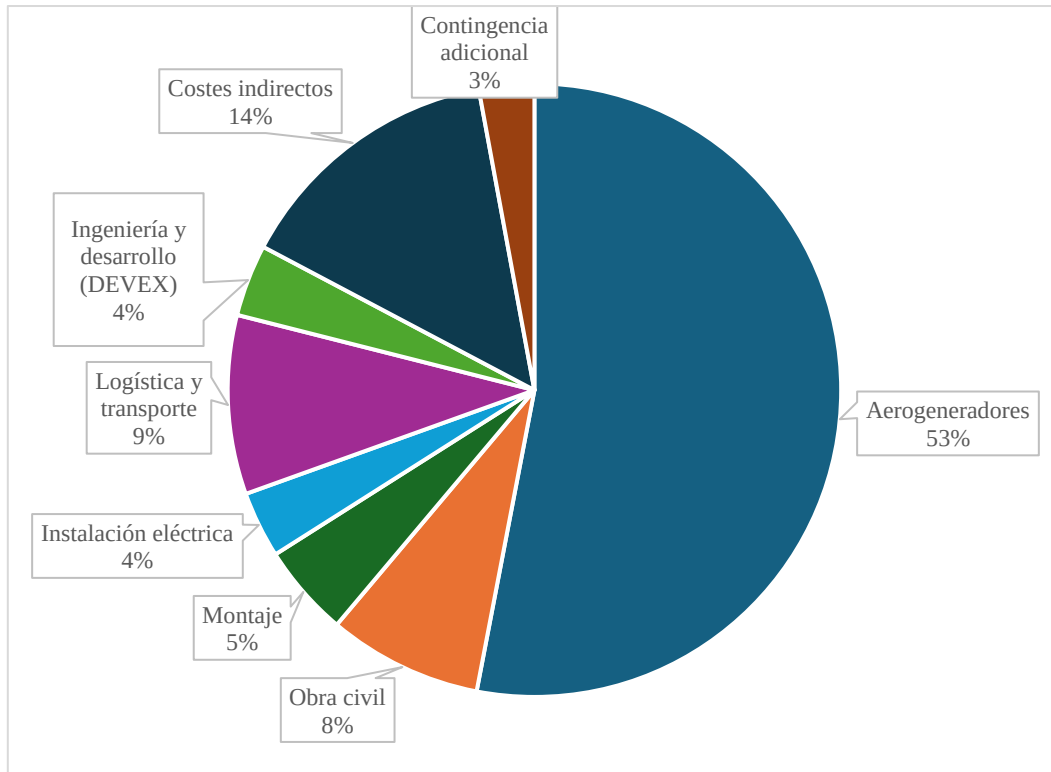


Figura 1. Distribución porcentual del presupuesto total por capítulos.

Además de la distribución porcentual, en la Figura 2 se presenta el importe absoluto asociado a cada capítulo del presupuesto. Esta representación confirma que el coste de los aerogeneradores es claramente superior al resto de partidas, mientras que las partidas de instalación eléctrica, ingeniería y desarrollo, montaje y contingencia adicional presentan importes más reducidos en comparación con el suministro principal de la tecnología.

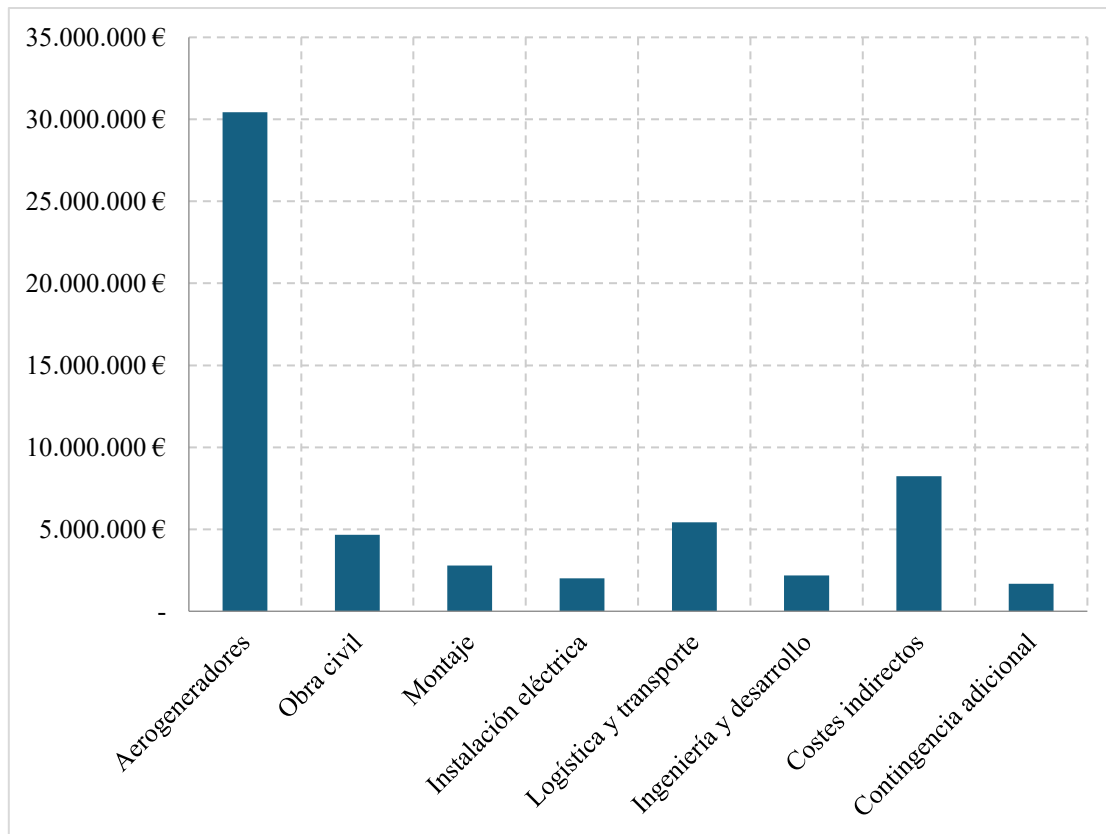


Figura 2. Importe de cada capítulo del presupuesto general.

A partir del presupuesto total y de la potencia instalada del parque, se obtiene el coste específico del proyecto, recogido en la Tabla 11.

Tabla 11. Coste específico del parque eólico.

Presupuesto total del proyecto	57.404.714 €
Potencia instalada	48 MW
Coste específico	1.195.932 €/MW instalado
Coste específico	1.196 €/kW instalado

8. Alcance económico del presupuesto

El presupuesto incluye las principales partidas necesarias para la construcción y puesta en servicio del parque eólico:

- Suministro de los aerogeneradores.
- Componentes principales del aerogenerador: rotor, góndola y torre.
- Cimentaciones.
- Accesos e instalaciones auxiliares.
- Montaje e instalación de aerogeneradores.
- Infraestructura eléctrica interna, subestación y conexión.
- Transporte de componentes principales.
- Ingeniería, gestión y desarrollo del proyecto.
- Financiación durante construcción.
- Garantías, permisos, seguros y contingencias incluidas en los soft costs.
- Contingencia adicional del proyecto.

No se incluyen dentro del presupuesto general los costes de operación y mantenimiento, ya que corresponden a la fase de explotación del parque. Estos costes se han analizado en el estudio de viabilidad económica como gastos anuales de operación.

Tampoco se incluye de forma detallada el coste de desmantelamiento al final de la vida útil, al considerarse fuera del alcance del documento de presupuesto de construcción.

9. Conclusión

El presupuesto total estimado para la ejecución del parque eólico asciende a:

57.404.714 €

Este valor equivale a un coste específico de:

1.196 €/kW instalado

10. Referencias

- [1] T. Stehly, P. Duffy y D. M. Hernando, «Cost of Wind Energy Review: 2024 Edition,» noviembre 2024. [En línea]. Disponible: <https://docs.nlr.gov/docs/fy25osti/91775.pdf>. [Último acceso: 09 junio 2026].
- [2] Deutsche Bundesbank, «Exchange rate statistics,» 29 mayo 2026. [En línea]. Disponible: <https://www.bundesbank.de/resource/blob/810490/9e65e0e009386acc91af40baf8950092/472B63F073F071307366337C94F8C870/wk1e1011-data.pdf>. [Último acceso: 9 junio 2026].
- [3] Eustat, «Índice General de Precios de Consumo (IPC) del Estado. Abril 2026,» abril 2026. [En línea]. Disponible: https://www.eustat.eus/elementos/ele0000400/indice-general-de-precios-de-consumo-ipc-del-estado/tbl0000482_c.html. [Último acceso: 09 junio 2026].
- [4] International Renewable Energy Agency, «Renewable Power Generation Costs,» 2024. [En línea]. Disponible: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_Summary_2025.pdf. [Último acceso: 12 junio 2026].