



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PROYECTO DE INGENIERÍA BÁSICA DE UN PARQUE EÓLICO CON ELECTROLIZADORES

Autor: Álvaro Sánchez García

Director: Fernando Alonso Cuervo

Madrid

Agosto de 2024

Ingeniería Básica de un Parque Eólico con Electrolizadores

Sánchez García, Álvaro.

Alonso Cuervo, Fernando.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

1. Introducción

Planteamiento del Problema

En un contexto global donde la transición hacia fuentes de energía renovable es imperativa para mitigar los efectos del cambio climático, el proyecto que se presenta tiene como objetivo el desarrollo de un parque eólico en el País Vasco. Este proyecto se centra en la explotación del recurso eólico de la región, considerada una de las zonas con mayor potencial en la península ibérica. Adicionalmente, se plantea la innovación de incorporar electrolizadores para la producción de hidrógeno, un vector energético que puede almacenar energía excedente y proporcionar ingresos adicionales.

El desarrollo de este parque eólico no solo tiene la intención de generar electricidad de manera sostenible, sino también de enfrentar los retos asociados con la variabilidad de la generación eólica. La fluctuación en la producción de energía eólica puede resultar en vertidos de energía cuando la producción supera la demanda o la capacidad de la red. Por lo tanto, el hidrógeno se presenta como una solución efectiva para almacenar este exceso y mejorar la rentabilidad del proyecto.

Estado de la Técnica

La tecnología eólica ha avanzado significativamente en las últimas décadas, con aerogeneradores más eficientes y de mayor capacidad. No obstante, la integración de estos sistemas con tecnologías de almacenamiento como los electrolizadores es relativamente nueva y prometedora. El hidrógeno, producido mediante la electrólisis del agua, ofrece una solución limpia para almacenar la energía generada en momentos de baja demanda, permitiendo su uso posterior o su comercialización en mercados emergentes de hidrógeno verde.

El presente proyecto se basa en resultados anteriores, como en un Trabajo de Fin de Grado (TFG) que evaluó la capacidad de generación de un parque eólico en esta región y estimó la producción energética bajo diferentes condiciones de viento. Este conocimiento previo se ha complementado con estudios más recientes sobre la viabilidad técnica y económica haciendo

así un proyecto integral de Ingeniería, además de incorporar electrolizadores en parques eólicos.

Objeto del Proyecto

El proyecto tiene como objetivo principal el diseño de un parque eólico que maximice el aprovechamiento del recurso eólico disponible en el País Vasco. Se busca también evaluar la integración de electrolizadores como una estrategia para reducir los vertidos de energía a la red y aumentar la rentabilidad del proyecto. Los objetivos específicos incluyen:

Diseño de la infraestructura del parque eólico: Selección de aerogeneradores, diseño de cimentaciones y sistemas eléctricos.

Evaluación del potencial de producción de hidrógeno: Análisis de la viabilidad técnica y económica de los electrolizadores.

Estudio del impacto ambiental y normativo: Asegurar el cumplimiento con las normativas vigentes y minimizar el impacto ambiental.

Análisis económico-financiero: Evaluación de la rentabilidad del proyecto en diferentes escenarios de mercado.

2. Metodología

Selección del Emplazamiento

El emplazamiento del parque eólico se ha seleccionado con base en un análisis exhaustivo de los recursos eólicos disponibles en el País Vasco. Utilizando datos meteorológicos históricos y mapas de recursos eólicos, se identificó un sitio óptimo que combina un alto potencial de viento con condiciones favorables para la evacuación de la energía generada. Además, se realizó un análisis multicriterio que incluyó aspectos como el acceso a infraestructuras existentes, la proximidad a la red eléctrica y la minimización del impacto visual y acústico en áreas habitadas.

Diseño de las Instalaciones

El diseño de las instalaciones del parque eólico incluyó varias etapas clave:

Selección de Aerogeneradores: Se seleccionaron aerogeneradores de última generación, con una capacidad unitaria óptima para las condiciones del sitio. Se consideraron aspectos como la curva de potencia, la altura de buje y el diámetro del rotor.

Infraestructura Civil: Se diseñaron las cimentaciones, accesos y plataformas de montaje, asegurando la estabilidad estructural de los aerogeneradores y el acceso seguro para su mantenimiento.

Sistemas Eléctricos: Se diseñaron los sistemas de media y alta tensión para la evacuación de la energía generada, incluyendo subestaciones y líneas de conexión a la red. Se tuvo en cuenta la normativa local y las mejores prácticas internacionales.

Incorporación de Electrolizadores

En la fase de diseño, se evaluó la integración de electrolizadores como parte del sistema del parque eólico. Se consideraron diferentes escenarios de operación para maximizar el uso de la energía excedente, especialmente durante los periodos de alta producción eólica y baja demanda eléctrica. Los electrolizadores seleccionados son capaces de convertir la energía eléctrica en hidrógeno mediante un proceso de electrólisis, almacenando el hidrógeno producido para su posterior uso o venta.

El análisis incluyó:

Dimensionamiento de los Electrolizadores: Basado en la capacidad de producción del parque eólico y las características del perfil de viento del sitio, se dimensionaron los electrolizadores necesarios para optimizar la producción de hidrógeno.

Análisis Económico: Se evaluaron los costos de inversión, operación y mantenimiento de los electrolizadores, así como los ingresos potenciales derivados de la venta de hidrógeno en diferentes escenarios de precios de mercado.

3.- Resultados

Con las hipótesis consideradas de venta de energía, costes de mantenimiento y duración de 20 años de la instalación, se traza un plan financiero para estimar los flujos de caja esperados de la instalación. Previamente se calculó el valor del WACC para poder descontar dichos flujos, y se obtuvo un valor de 6,00% ya que se estimó un valor de costes propios del 6,64% en base a tendencias en la industria, y a un valor de deuda del 6% para el importe solicitado, con un impuesto de sociedades del 25%. Con ello se evaluó los flujos de caja y métricas de rentabilidad esperadas para los escenarios en los que se vende el 100% de la energía producida en el mercado y en el que tan solo se coloca el 80%; quedando el restante 20% para vertidos a la red o para la producción de Hidrógeno.

Con ello se consiguieron unos valores de:

Métricas financieras según escenario		VAN	TIR
100% producción venta	Caso base	22.685.724,98 €	10,02%
80% Producción venta	Sin electrolizadores	11.443.455,69 €	5,31%
	Con electrolizadores	22.037.747,99 €	9,17%

4.- Conclusiones

Las conclusiones principales tras haber hecho el proyecto de Ingeniería Básica son que la instalación tiene unas métricas de rentabilidad muy competentes para las hipótesis seleccionadas. Bien es cierto que la falta de un análisis de sensibilidad con el WACC daría una imagen más clara del análisis financiero. Por la parte ingenieril, el proyecto es autoexplicativo y estaría listo para el siguiente paso, que sería la aprobación por parte de la Administración.

En el caso de los electrolizadores, con las hipótesis asumidas en el trabajo parece claro como compensa su uso en este tipo de instalaciones, si bien estas pueden ser optimistas al asumir una producción plana, algo alejado de la realidad en la que los picos más intermitentes de la eólica no podrían ser asumidos a tiempo por el electrolizador como si haría con unas baterías. Quedaría por tanto pendiente un estudio más profundo antes de confirmar categóricamente que los electrolizadores pueden mejorar la rentabilidad y reducir los vertidos de la instalación.

Basic Engineering of a Windfarm with electrolyzers

Sánchez García, Álvaro.

Alonso Cuervo, Fernando.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

PROJECT SUMMARY

1. Introduction

Problem Statement

In a global context where the transition to renewable energy sources is imperative to mitigate the effects of climate change, this project aims to develop a wind farm in the Basque Country. This project focuses on exploiting the wind resource of the region, considered one of the areas with the highest potential in the Iberian Peninsula. Additionally, the project proposes the innovative incorporation of electrolyzers for hydrogen production, an energy vector that can store excess energy and provide additional revenue.

The development of this wind farm aims not only to generate electricity sustainably but also to address the challenges associated with the variability of wind power generation. The fluctuation in wind energy production can result in energy curtailment when production exceeds demand or the grid's capacity. Therefore, hydrogen presents an effective solution for storing this excess energy and improving the project's profitability.

State of the Art

Wind technology has advanced significantly over the past decades, with more efficient and higher-capacity wind turbines. However, integrating these systems with storage technologies like electrolyzers is relatively new and promising. Hydrogen, produced through water electrolysis, offers a clean solution to store energy generated during low-demand periods, allowing its later use or commercialization in emerging green hydrogen markets.

This project builds on previous research, such as a Final Degree Project (TFG) that evaluated the generation capacity of a wind farm in this region and estimated energy production under different wind conditions. This prior knowledge has been supplemented with more recent studies on the technical and economic feasibility of incorporating electrolyzers into wind farms.

Project Objectives

The primary objective of the project is to design a wind farm that maximizes the use of the wind resource available in the Basque Country. It also seeks to assess the integration of electrolyzers as a strategy to reduce energy curtailment and increase the project's profitability. The specific objectives include:

Wind farm infrastructure design: Selection of wind turbines, design of foundations, and electrical systems.

Evaluation of hydrogen production potential: Analysis of the technical and economic feasibility of the electrolyzers.

Environmental and regulatory impact study: Ensure compliance with current regulations and minimize environmental impact.

Economic and financial analysis: Evaluate the project's profitability under different market scenarios.

2. Methodology

Site Selection

The wind farm site was selected based on an exhaustive analysis of the wind resources available in the Basque Country. Using historical meteorological data and wind resource maps, an optimal site was identified that combines high wind potential with favorable conditions for energy evacuation. Additionally, a multi-criteria analysis was conducted, including aspects such as access to existing infrastructure, proximity to the power grid, and minimizing visual and acoustic impact on populated areas.

Design of the Facilities

The design of the wind farm facilities included several key stages:

Wind Turbine Selection: State-of-the-art wind turbines were selected with optimal unit capacity for the site conditions. Aspects such as the power curve, hub height, and rotor diameter were considered.

Civil Infrastructure: Foundations, access roads, and installation platforms were designed to ensure the structural stability of the wind turbines and safe access for maintenance.

Electrical Systems: Medium and high voltage systems for evacuating the generated energy were designed, including substations and grid connection lines. Local regulations and international best practices were taken into account.

Incorporation of Electrolyzers

During the design phase, the integration of electrolyzers as part of the wind farm system was evaluated. Different operational scenarios were considered to maximize the use of excess energy, particularly during periods of high wind production and low electricity demand. The selected electrolyzers are capable of converting electrical energy into hydrogen through an electrolysis process, storing the produced hydrogen for later use or sale.

The analysis included:

Electrolyzer Sizing: Based on the wind farm's production capacity and the site's wind profile, the necessary electrolyzers were sized to optimize hydrogen production.

Economic Analysis: Investment, operation, and maintenance costs of the electrolyzers were evaluated, as well as potential revenues from hydrogen sales under different market price scenarios.

3. Results

Under the considered assumptions for energy sales, maintenance costs, and a 20-year installation duration, a financial plan was developed to estimate the expected cash flows of the installation. The Weighted Average Cost of Capital (WACC) was previously calculated to discount these flows, and a value of 6.00% was obtained. This was based on an estimated equity cost of 6.64%, aligned with industry trends, and a debt cost of 6% for the requested amount, with a corporate tax rate of 25%. Cash flows and expected profitability metrics were evaluated for scenarios where 100% of the produced energy is sold on the market and where only 80% is sold, with the remaining 20% either curtailed or used for hydrogen production.

The financial metrics achieved were:

Financial metrics		NPV	IRR
100% production sold	Base case	22.685.724,98 €	10,02%
80% production sold	Without electrolyzers	11.443.455,69 €	5,31%
	With electrolyzers	22.037.747,99 €	9,17%

4. Conclusions

The main conclusions after completing the Basic Engineering project are that the installation has highly competitive profitability metrics for the selected assumptions. However, the lack of a sensitivity analysis with the WACC would provide a clearer picture of the financial analysis. From an engineering standpoint, the project is self-explanatory and ready for the next step, which would be approval by the authorities.

Regarding the electrolyzers, with the assumptions made in this work, it seems clear that their use in this type of installation is justified, although these assumptions may be optimistic by assuming flat production. This scenario is somewhat removed from reality, where the more intermittent peaks of wind power may not be absorbed in time by the electrolyzer, as batteries would. Therefore, a deeper study is needed before categorically confirming that electrolyzers can improve profitability and reduce curtailment in the installation.

ÍNDICE GENERAL

MEMORIA DESCRIPTIVA	11
ANEXO I: ESTUDIO DE RECURSO EÓLICO Y RESULTADOS DE PARTIDA DEL TRABAJO DE FIN DE MÁSTER	78
ANEXO II: CÁLCULOS ELÉCTRICOS	92
ANEXO III: PRESUPUESTO Y PLAN FINANCIERO	116
ANEXO IV: CRONOGRAMA	128
ANEXO V: ALINEACIÓN CON ODS	130
ANEXO VI: PLANOS	132

MEMORIA DESCRIPTIVA

ÍNDICE

1. Antecedentes y objetivos	14
2. Promotor y entregables	16
3. Normativa legal.....	17
4. Justificación de la elección del emplazamiento	21
5. Potencial eólico de la zona	31
6. Descripción de las instalaciones	35
7. Descripción de las instalaciones. Obra Civil	39

8. Descripción de las instalaciones. Instalación eléctrica.....	48
9. Centro de Seccionamiento del Parque	59
10. Movimiento de Tierras	63
11. Cronograma.....	64
12. Electrolizadores. Caso de estudio.....	65
13. Presupuesto	67
14. Plan financiero.....	68
15. Análisis de competitividad.....	72
16. Conclusiones	75
17. Bibliografía y agradecimientos.....	76

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características generales de aerogenerador	35
Tabla 2. Coordenadas UTM (ETRS89, Huso 30T) de aerogeneradores dentro de la	35
Tabla 3. Características generales del rotor del aerogenerador.....	37
Tabla 4. Características generales de las palas del aerogenerador	37
Tabla 5. Características generales del generador del aerogenerador	37
Tabla 6. Características generales de la torre del aerogenerador	38
Tabla 7. Datos operativos del aerogenerador.....	38
Tabla 8. Características generales de las plataformas de montaje de aerogeneradores.....	43
Tabla 9. Características generales de las cimentaciones de los aerogeneradores	44
Tabla 10. Características generales de los centros de transformación para aerogenerador	49
Tabla 11. Protección y maniobra en centros de transformación para aerogenerador.	50
Tabla 12. Características generales de las celdas de media tensión en centros de transformación para aerogeneradores.....	50
Tabla 13. Características de los circuitos de la línea subterránea de media tensión.	53
Tabla 14. Características generales de los conductores de media tensión.	53
Tabla 15. Características constructivas de los conductores de media tensión.....	53
Tabla 16. Características eléctricas de los conductores de media tensión.....	54
Tabla 17. Características generales de la línea subterránea de media tensión del PE.	54
Tabla 18. Características eléctricas generales del Centro de Seccionamiento "C.S PE 30 kV.....	59
Tabla 19. Características generales del trafo de SS.AA.....	61
Tabla 20. Características generales de los conductores del C.S.....	62

Tabla 21. Resumen 1 Movimiento de Tierras	63
Tabla 22. Resumen 2 Movimiento de Tierras	63
Tabla 23. Evolución de la cantidad en forma de intereses y amortizada dentro del importe anual adeudado	69
Tabla 24. Métricas financieras según escenario.	70

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Mapa de recurso eólico del País Vasco empleado para la búsqueda de zonas potencialmente aptas para el desarrollo de proyectos eólicos	21
Ilustración 2. Zonas óptimas y de exclusión para eólica según la zonificación del Documento de Avance del PTS de EERR respecto al Parque Eólico.	25
Ilustración 3. Resultado del análisis multicriterio pormenorizado (ENV_GIS) en el que se muestra en ortofotografía del área estudiada, la información cartográfica más relevante analizada (en distintos tonos verdes, azules y naranjas), así como la zona óptima	27
Ilustración 4. Ortofotografías de la zona de estudio en la que se representa en color rosa la zona óptima obtenida tras realizar un análisis multicriterio pormenorizado (ENV-GIS).	28
Ilustración 5. Alternativa elegida de layout del Parque Eólico. En rosa se muestra la zona óptima	29
Ilustración 6. Trazado (en morado) de la alternativa elegida para el acceso al Parque Eólico con la Alternativa elegida de layout. Los viales internos del parque eólico se representan en azul.	29
Ilustración 7. Trazado de las infraestructuras de evacuación de la alternativa elegida del Parque Eólico.	30
Ilustración 8. Estructura del aerogenerador	36
Ilustración 9. Sección Vial Acceso a Parque Eólico.....	41
Ilustración 10. Área de almacenamiento de plataformas.....	42
Ilustración 11. Configuración "Just in Time" con acopio de palas de las plataformas de montaje de los aerogeneradores.....	42
Ilustración 12. Plataformas de montaje de aerogeneradores.	43
Ilustración 13. Esquema de zanja paralela a los caminos	46
Ilustración 14. Esquema zanja que cruza a los viales.....	46
Ilustración 15. Ejemplos de zanjas tipo.....	55
Ilustración 16. Evolución del WACC y del valor de la empresa según ratio D/E	73
Ilustración 17. LCOE para distintos métodos de generación de energía	74

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Fórmula potencia generada.....	31
Ecuación 2. Reacción de disociación de agua en hidrógeno y oxígeno	65
Ecuación 3. Fórmula del sistema de amortización francés, donde a es el importe anual a devolver, Co la cantidad inicial prestada, i la tasa de interés anual y n el periodo para la devolución del préstamo en años.....	69
Ecuación 4. Fórmula WACC.....	72
Ecuación 5. Fórmula ke	73

1. Antecedentes y objetivos

El objeto de este TFM es el de ampliar los resultados obtenidos en el TFG que el alumno realizó en su momento en colaboración con la empresa de ingeniería en la que realizó sus prácticas con el objetivo de presentar un trabajo de ingeniería básica integral de un parque eólico clásico.

Para ello, se toman como datos de partida los resultados obtenidos en dicho trabajo de Fin de grado, que incluyen como dato último la estimación de la producción de energía para las condiciones dadas, que incluyen el modelo de aerogenerador, el número de estos y su disposición en una posición concreta. Con ellos se presenta un proyecto de ingeniería básica integral que recoge los elementos y procesos necesarios para realizar un parque eólico. Además, se incluye un estudio sobre la posibilidad de incorporar electrolizadores a la instalación como fuente extra de ingresos y para reducir los vertidos de energía a la red.

Resulta importante mencionar que dichas estimaciones de producción correspondientes al Trabajo de Fin de Grado están relacionadas con un proyecto real que la empresa de ingeniería tuvo con un promotor externo, en el que se les pidió estimar dicha producción según unos requisitos dados para unas situaciones concretas de emplazamiento y modelo de aerogeneradores, restricciones que suelen ser dadas por las promotoras de este tipo de proyectos según requisitos legales o materiales que pudiera haber. Al tratarse ahora de un trabajo ampliado pero que utiliza la información resultante de dicha colaboración confidencial, se omitirá información relevante pero privada tales como el nombre de la empresa promotora, la ingeniería encargada del Anteproyecto o la ubicación exacta del emplazamiento. En su lugar se referirá como “la Empresa Promotora” o “Promotora”, la “Empresa de Ingeniería” o “Ingeniería” y el “Emplazamiento”, dejando la información mínima que pueda comprometer a dichas partes pero que haga el proyecto autoexplicativo.

No suele ser habitual que la ingeniería se encargue de detallar un estudio económico o proponer elementos adicionales a los estrictamente necesarios o pedidos por el promotor, pero en este trabajo se incluyen como información adicional y para complementar el alcance del proyecto y los contenidos aprendidos.

El proceso para la obtención de licencias de construcción y explotación de este tipo de instalaciones es el siguiente: En primer lugar, es la ingeniería a petición de la promotora la que estima la producción obtenida para los requisitos dados por el promotor, como parte del anteproyecto necesario por la Administración Pública para su aprobación preliminar. Este anteproyecto es el que se realizó en el Trabajo de Fin de Grado en el que se estimó la producción obtenida según las curvas de funcionamiento de distintos tipos de aerogeneradores junto con la rosa de vientos y frecuencias, obteniendo un factor de aprovechamiento y unas horas equivalentes de energía.

El siguiente paso, que es en que se enmarca este Trabajo de Fin de Máster es el de realizar un proyecto de ingeniería básica que defina todo el alcance del proyecto y explique los trabajos necesarios debidamente justificados numéricamente. Este proyecto contará pues con toda la información necesaria para ser autoexplicativo y pudiese ser aprobado por la Administración competente. Es por eso por lo que se detalla toda la normativa vigente a la que se acoge, así como la forma en la que se redacta cada apartado, como práctica habitual que suelen hacer las empresas reales para conseguir dicha aprobación. Dicho proyecto se completa con el apartado con los cálculos utilizados, así como un presupuesto estimado, un plan de viabilidad económica, el estudio de la

incorporación de electrolizadores al proyecto, el impacto ambiental que tendrá el proyecto, un cronograma y planos explicativos del proyecto.

2. Promotor y entregables

El Promotor es una sociedad que habiendo adquirido los terrenos donde se proyecta el Emplazamiento, tiene como objetivos:

- El aprovechamiento de cualquier tipo de recurso natural para la obtención de energía eléctrica.
- Gestión de recursos naturales renovables.
- La realización de obras y suministros, así como la prestación de servicios en orden a la construcción, conservación y mantenimiento de instalaciones muebles o inmuebles o cualquier otra obra pública.
- La realización de estudios, informes, proyectos y direcciones de toda clase de obras.
- Las actividades enumeradas podrán ser desarrolladas por este Promotor de modo indirecto, por medio de la participación en otras Sociedades con objeto idéntico o análogo.

El Promotor, como desarrollador integral de proyectos y obras en el sector de la generación de energía, plantea sus instalaciones a partir de los siguientes principios y criterios:

- Selección de los emplazamientos de alto valor energético, independientemente a la potencia a instalar.
- Elección de emplazamientos con facilidad para la evacuación de energía
- Desarrollo, tanto de parques de inmediata realización, como de otros proyectos a medio-largo plazo.
- Especial atención a la integración de los parques en el entorno
- Adquisición de las tecnologías de equipamiento y construcción más eficientes.
- Adquisición de la mayor cantidad de suministros y servicios en compañías que desarrollen su actividad en la zona de instalación.

El proyecto propuesto por el Promotor apuesta por la mejora y el aprovechamiento de los recursos eólicos del País Vasco, contribuyendo así a la sostenibilidad energética de la región, mediante las más recientes tecnologías de aprovechamiento energético de recursos y desde el máximo respeto al entorno y medio ambiente natural.

3. Normativa legal

Todas las obras que en este proyecto de Ingeniería Básica se describen, se proyectan con arreglo a las diversas disposiciones legales, reglamentos y demás normativa general vigente, así como las normas técnicas particulares de los ayuntamientos implicados y la compañía que explota la red general de distribución eléctrica de la zona. Por ello, para la realización del presente proyecto, ha sido tenida en cuenta, entre otras, la normativa que a continuación se relaciona con carácter enunciativo y no limitativo:

Obra Civil y Estructuras

- Decreto 1247/2008, de 22 de agosto por el que se establece la Instrucción de hormigón estructural EHE-08.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Código Técnico de la Edificación. Documento Básico. Seguridad Estructural. Cimientos. CTE DB-SE-C.
- Código Técnico de la Edificación. Documento Básico. Seguridad Estructural. Acciones en la edificación CTE DB-SE-AE
- Decreto 256/2016, de 10 de junio, por el que se aprueba la instrucción para Recepción del Cemento.
- Orden de 6 de febrero de 1976 del Ministerio de Obras Públicas, por la que se aprueba el Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Obras de Carreteras y Puentes (PG-3) y sus modificaciones posteriores.
- Instrucción de Carreteras 5.2-IC “Drenaje Superficial”
- Norma 6.1-IC “Secciones de firme”, de la Instrucción de Carreteras..

Seguridad y Salud

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborables, con las modificaciones de la Ley 54/2003 de 12 de diciembre.
- Real Decreto 604/2006, de 19 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- 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.

- 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.
- Real Decreto 286/2006, de 10 de marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- 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.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de materia de Seguridad y salud en obras de construcción.

Instalaciones eléctricas

- Decreto 223/2008, de 15 de febrero, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 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 (B.O.E. del 19-03-08).
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para baja tensión, y sus Instrucciones técnicas complementarias ITC- BT 01 a 52.
- 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. Modificaciones posteriores mediante Decreto 1454/2005 de 2 de diciembre.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, y sus Instrucciones Técnicas complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 186/2016, de 6 de mayo, por el que se regulan las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión.
- Real Decreto 187/2016, de 6 de mayo, por el que se regulan las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Decreto 48/2020, de 31 de marzo, por el que se regulan los procedimientos de autorización administrativa de las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica.
- Todas las instalaciones cumplirán la Normativa Europea EN, las Normas UNE y las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).
- Normas Particulares de la compañía suministradora aplicables.
- Instrucciones. técnicas de los fabricantes y suministradores de equipos

Eólica y Energética Autonómica y Nacional

- 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.
- Real Decreto 413/2014 de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Decreto 104/2002, de 14 de mayo, por el que se aprueba definitivamente el Plan Territorial Sectorial de la Energía Eólica en la Comunidad Autónoma del País Vasco.
- Decreto 115/2002, de 28 de mayo, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, a través de Parques Eólicos, en el ámbito de la Comunidad Autónoma del País Vasco.
- Ley 4/2019, de 21 de febrero, de Sostenibilidad Energética de la Comunidad Autónoma Vasca.
- Decreto 254/2020, de 10 de noviembre, sobre Sostenibilidad Energética de la Comunidad Autónoma Vasca.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Estrategia Energética de Euskadi al 2030 (3E2030).
- Orden de 22 de marzo de 2021, de la Consejería de Desarrollo Económico, Sostenibilidad y Medio Ambiente, por la que se acuerda el inicio del procedimiento para la elaboración de un Plan Territorial Sectorial de las Energías Renovables en Euskadi.
- Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética.
- Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.
- Ley 33/2015, de 21 de septiembre, por la que se modifica la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, que establece las bases que deben regir la evaluación ambiental de los planes, programas y proyectos que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente, garantizando en todo el territorio del Estado un elevado nivel de protección ambiental.
- Directiva 2011/92/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.
- Ley 26/2007, de 13 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental, que regula la responsabilidad de los operadores de prevenir, evitar y reparar los daños medioambientales.
- Decreto 159/1994, de 14 de julio, que aprueba el desarrollo reglamentario de la Ley 5/1993, de Actividades Clasificadas como molestas, insalubres, nocivas y peligrosas.
- Decreto Legislativo 1/2000, de 18 de mayo, que aprueba el Texto Refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental y Auditorías Medioambientales.

- Ley 9/2018 de 5 de diciembre, por la que se modifican: (i) la Ley 21/2013, de 9 de diciembre de evaluación ambiental; (ii) la Ley 4372002, de 21 de noviembre de Montes; y (iii) la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Decreto Legislativo 1/2014, de 15 de abril, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Conservación de la Naturaleza del País Vasco.
- Ley 9/2021, de 25 noviembre, de conservación del patrimonio natural de Euskadi

4. Justificación de la elección del emplazamiento

Con la intención de localizar las zonas óptimas potencialmente aptas para el desarrollo de energía eólica, el Promotor realiza en cada territorio un análisis multicriterio apoyado en herramientas informáticas como son los sistemas de información geográfica (SIG o GIS, por sus siglas en inglés).

Para ello, se realiza previamente una recopilación cartográfica, solicitando a todos los servicios y administraciones con competencias, toda la información cartográfica digital que pueda ser de interés para el desarrollo de este tipo de infraestructuras como, por ejemplo, las áreas críticas de aves necrófagas contempladas en el Plan de Gestión de aves necrófagas del País Vasco.

A nivel general, la elección de los emplazamientos potenciales en el territorio del País Vasco ha venido determinada por los siguientes factores limitantes:

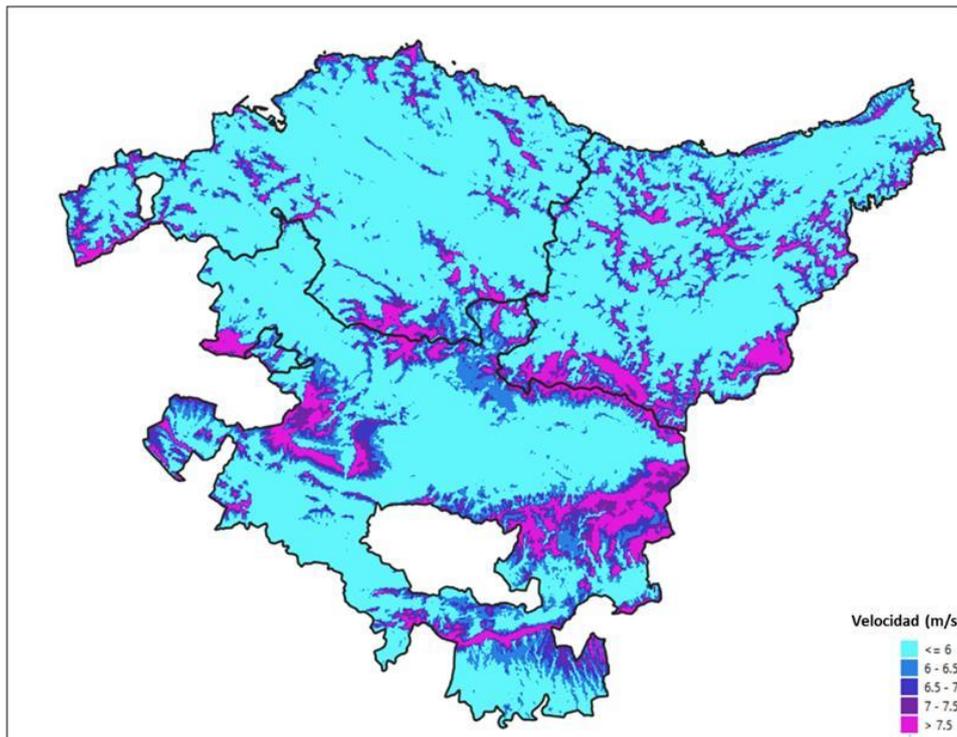


Ilustración 1. Mapa de recurso eólico del País Vasco empleado para la búsqueda de zonas potencialmente aptas para el desarrollo de proyectos eólicos

- Disponibilidad de recurso eólico: Se trata de uno de los principales factores técnicos limitantes, influyendo en la rentabilidad que tendrá el proyecto. El emplazamiento deberá disponer de un recurso eólico mínimo para poder ser considerado rentable, situándose dicho límite inferior en una velocidad media de 6,5 m/s. Así, en el ámbito del País Vasco, de acuerdo con modelizaciones realizadas mediante el software Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP) así como modelizaciones mesoescalares, se presenta el siguiente mapa de recurso eólico.
- Parques eólicos u otras infraestructuras existentes: Una vez identificadas las zonas del territorio con disponibilidad de recurso eólico adecuado y suficiente, éstas deben encontrarse libres de otras infraestructuras como parques eólicos existentes y/o en tramitación, así como guardar las servidumbres reglamentarias a vías de transporte, conducciones de energía, estaciones de telecomunicaciones, núcleos urbanos, etc. Para ello se contó con diversa información cartográfica en formato digital obtenida de distintas fuentes oficiales, tanto a nivel nacional como regional.
- Encaje con los valores ambientales que atesora el territorio: En este proceso iterativo mediante el que se pretenden identificar las zonas del territorio con potencial capacidad de acogida para proyectos eólicos, resulta indispensable tener en cuenta los factores ambientales que conforman el territorio. Dichos factores ambientales pueden categorizarse como excluyentes o bien como condicionantes. En el presente análisis preliminar y global del territorio se tuvieron en cuenta los valores ambientales excluyentes, puesto que estos determinan áreas del territorio no aptas para el desarrollo de este tipo de tecnologías. Así, a continuación, se indican los factores ambientales excluyentes que han sido considerados en el análisis efectuado:
 - Presencia de espacios protegidos, incluyendo: espacios naturales protegidos (Parques Naturales, Biotopos protegidos y Árboles singulares), Red Natura 2000, Reserva de la Biosfera de Urdaibai, Humedales RAMSAR, y Geoparque de la Costa Vasca.
 - Presencia de lugares de interés, como: Lugares de Interés Geológico (LIG), dominio público hidráulico y zona de servidumbre, y Reservas de biodiversidad de la Infraestructura verde.
 - Vegetación, incluyendo: Hábitats de interés comunitario de carácter prioritario, Masas forestales autóctonas de más de 1 ha de superficie, y Áreas conservación y de recuperación de especies de flora del Catálogo Vasco de Especies Amenazadas (CVEA).
 - Fauna, contando con: Áreas de interés especial de fauna amenazada con plan de gestión aprobado del Catálogo Vasco de Especies Amenazadas (CVEA), Áreas definidas en el Plan de gestión de Aves Necrófagas, y hábitats de interés para avifauna y quirópteros.
 - Condicionantes excluyentes en los Planes Territoriales Sectoriales (PTS) vigentes, como: “Zonas de especial protección estricta y especial protección compatible” del PTS del Litoral; “Pasto montano y roquedos” del PTS agroforestal; “Inventario de Humedales” del PTS de Zona Húmedas del CAPV.
- Presencia de bienes de interés cultural (BIC) y sus áreas de protección.

Atendiendo a los valores ambientales excluyentes descritos anteriormente, se obtuvieron un conjunto de zonas a las que se denominaron zonas potencialmente aptas, caracterizadas por su potencial aptitud para la instalación de infraestructura eólica:

- Punto de evacuación: Una vez identificadas estas zonas potencialmente aptas, se estudió la viabilidad de evacuación de las mismas, criterio que suele ser muy limitativo dadas las escasas opciones de evacuación actualmente existentes. Los futuros parques eólicos deben contar con un punto de conexión que disponga de capacidad suficiente, para lo que se ha contado con información de las distintas capacidades publicadas por los gestores de la red tanto para la Red de Transporte (REE) como para la Red de Distribución (Distribuidoras, en este caso de I-DE Redes Inteligentes del Grupo Iberdrola), actualizadas mensualmente. Como criterio interno, cabe resaltar que se han descartado aquellos puntos de conexión que precisaran de líneas eléctricas de evacuación de gran longitud puesto que estas son susceptibles de generar impactos ambientales de mayor magnitud, así como mayores costes económicos. Asimismo, destacar que, en el análisis llevado a cabo para determinar la evacuación del proyecto, ha prevalecido el diseño del sistema eléctrico en soterrado frente a la opción de un trazado en aéreo al objeto de minimizar impactos de diversa índole como, por ejemplo, los impactos paisajísticos. Por último, añadir a este respecto que, en caso de que fuera necesario plantear un diseño de evacuación en aéreo, se procura evitar las zonas de cresta y de ladera, circunscribiéndose la parte aérea exclusivamente a los fondos de valle.
- Otros factores como la existencia y/o posibilidad de acceso al parque eólico por transporte terrestre y la constructibilidad de este.

Tras lo anteriormente expuesto, entre las zonas potencialmente aptas identificadas en el conjunto del territorio del País Vasco, se encuentra el Emplazamiento.

A continuación, se analiza la compatibilidad del emplazamiento en el que se propone el Parque Eólico con la planificación territorial en materia de energías renovables del País Vasco.

1. Compatibilidad del emplazamiento con la planificación territorial en materia de energías renovables

En Euskadi sigue vigente el I Plan Territorial Sectorial (PTS) de la energía eólica de Euskadi, aprobado mediante el Decreto 104/2002 de 14 de mayo, en el cual se seleccionaron los emplazamientos más adecuados para la implantación de parques eólicos en el territorio. Para ello, partiendo de los que consideraban emplazamientos teóricos o potenciales con la tecnología disponible al momento de su elaboración identificó aquellos que eran los más idóneos desde el punto de vista combinado energético-económico y medioambiental.

En total se identificaron 29 emplazamientos potenciales, de los que finalmente resultaron seleccionados 11.

Los emplazamientos admisibles seleccionados se dividieron en dos grupos:

- Grupo I: los prioritarios para su desarrollo. Permitían el cumplimiento de los objetivos energéticos del “Plan 3E2005. Estrategia Energética de Euskadi” vigente al momento de aprobación del PTS.
- Grupo II: a desarrollar únicamente en el caso de acreditarse la dificultad objetiva para el cumplimiento de los objetivos energéticos sin recurrir a estos emplazamientos.

El emplazamiento seleccionado para el presente Parque Eólico no se encuentra entre las alineaciones del Grupo I o Grupo II identificadas en el PTS eólico, no obstante, al contar con menos de 8 aerogeneradores, no le será de aplicación lo dispuesto en el artículo 2 de las determinaciones del mencionado PTS y, por tanto, no se encuentra sujeto a los emplazamientos en él establecidos:

“Artículo 2.- Ámbito del Plan Territorial Sectorial

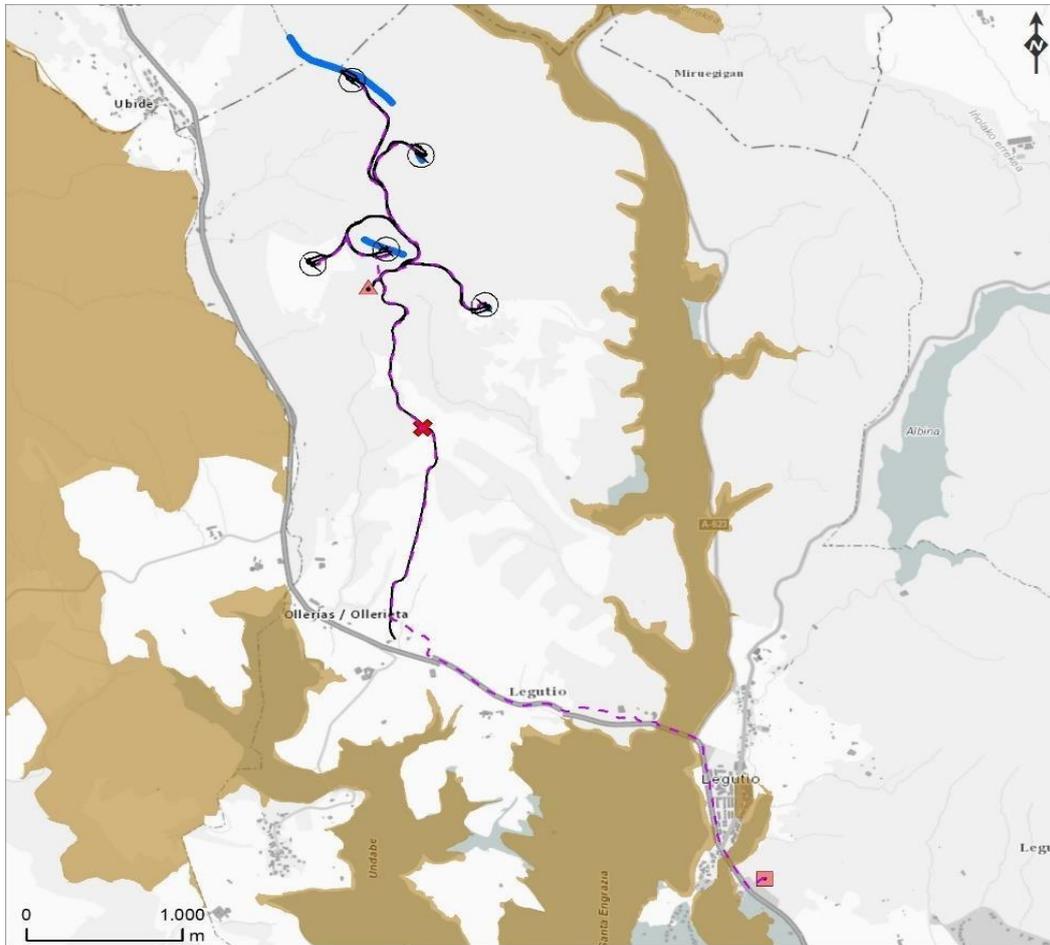
2.- Constituyen el ámbito material del Plan Territorial Sectorial de la energía eólica, exclusivamente, los parques eólicos que cuenten con más de ocho aerogeneradores, viertan la energía generada en la red general y tengan así mismo una potencia instalada superior a 10 MW”

El Parque Eólico, por lo tanto, al no incluirse en este supuesto y atendiendo a lo establecido en el artículo 2.3 de las determinaciones, solamente requerirá de la preceptiva autorización industrial de las instalaciones, así como de la correspondiente evaluación de impacto ambiental, además de encontrarse sometido en cuanto su implantación a la legislación del suelo vigente.

Actualmente se encuentra en tramitación el PTS de Energías Renovables de Euskadi (PTS EERR), que en el futuro sustituirá al I PTS de la Energía eólica de Euskadi, ordenando el despliegue renovable en dicha comunidad. Dicho PTS EERR, tiene actualmente redactados el Documento de Avance de la memoria del Plan y el Documento Inicial Estratégico. A pesar de no contar aún con la aprobación inicial, a continuación, se procede a analizar la compatibilidad del presente proyecto con la zonificación hasta ahora propuesta.

Siguiendo una perspectiva sostenible en relación a la implantación de las energías renovables, que tiene en cuenta tanto instalaciones a gran escala, como autoconsumos y generación distribuida de todo tipo de energías renovables, el PTS plantea una zonificación basada en Zonas de exclusión (en las que queda expresamente prohibida la ejecución de instalaciones de energía renovable) y Zonas óptimas netas (se corresponden con zonas localizadas fuera de las zonas de exclusión, sin condicionantes y en las que adicionalmente se ha realizado un análisis de zonas con recurso óptimo, para aquellas energías renovables que dependen de la localización del recurso) a partir de la aplicación de criterios técnicos, ambientales, sectoriales y territoriales.

Teniendo en cuenta dicha zonificación, tal y como puede apreciarse en la Ilustración 2 los aerogeneradores KA-02 y KA-03 presentan solapes directos con zonas óptimas netas de nivel II (definidas por el PTS EERR como aquellas zonas en las cuales la velocidad media umbral del viento se comprende entre 7,2 m/s y 6,22 m/s a 100 m de altura o si a pesar de no cumplir esto, las horas de funcionamiento anuales son superiores a 2.650). Por otro lado, a escasos 30 m de la posición KA-01, discurre otra zona óptima neta de nivel II. Tanto el KA-01 como los aerogeneradores restantes (KA-04 y KA-05) están localizados sobre lo que el PTS de EERR denomina el “Resto del territorio”, es decir, no presentan solape con las zonas de exclusión, así como tampoco con las zonas óptimas.



- Infraestructuras del proyecto
- - Infraestructuras soterradas proyectadas
- ▲ Torre meteorológica
- ✕ Edificio de control
- SE Villarreal existente
- Zonas óptimas eólicas Nivel 2
- Zonas de exclusión eólica

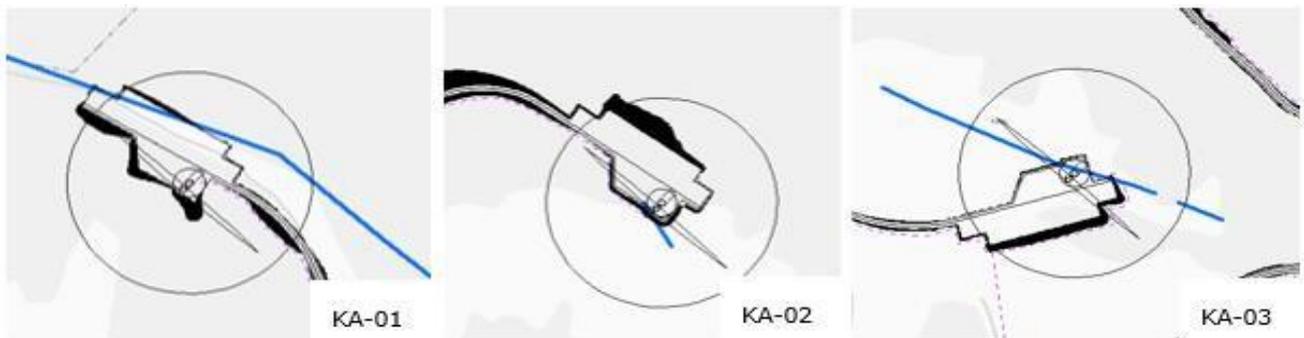


Ilustración 2. Zonas óptimas y de exclusión para eólica según la zonificación del Documento de Avance del PTS de EERR respecto al Parque Eólico.

Por otro lado, el trazado planteado para la línea subterránea de media tensión (LSMT) de evacuación de la electricidad generada presenta un solape con una zona excluida para la energía eólica del PTS de EERR, al tratarse el embalse de un espacio incluido en la Red Natura 2000 y, por tanto, considerado incompatible con la conservación de su patrimonio natural.

A este respecto comentar que, en las consideraciones previas de la zonificación del PTS de EERR, se establece que la zonificación planteada exclusivamente será aplicable para las instalaciones productivas (turbinas) y no para las instalaciones auxiliares asociadas a las mismas (camino de acceso, líneas eléctricas de evacuación, etc.). Por lo tanto, a pesar de que parte de la línea de evacuación presenta solapes con este espacio de la Red Natura 2000, no le será de aplicación la exclusión del PTS. Resulta conveniente insistir en que los dos cruzamientos de la línea de evacuación con el espacio de la Red Natura 2000 están planteados de manera que no se genere incompatibilidad con sus valores naturales pues se han diseñado como conducciones grapadas al tablero de los dos puentes que cruzan el embalse.

Con todo ello, el proyecto propuesto es totalmente compatible con el avance del PTS de EERR, además de ubicarse en parte sobre unas zonas definidas como óptimas de nivel II para el desarrollo eólico.

5.2 Análisis multicriterio del emplazamiento y elección de las alternativas concretas

Una vez seleccionado el emplazamiento, se procede a analizar en profundidad la zona escogida para tratar de categorizar las zonas óptimas y no óptimas sobre las que trazar el layout del parque. Dicho análisis multicriterio forma parte de el Trabajo de Fin de Grado del alumno, y el resumen básico de los datos encontrados junto con el análisis del recurso eólico se encuentran resumidos en el Anexo I de este proyecto.

Las zonas no óptimas se consideran como el área del emplazamiento en la que, dadas sus características ambientales, patrimoniales y de ordenación de usos, no resultaría viable promover la construcción de un parque eólico. Mientras que la zona óptima queda definida como el área del emplazamiento analizado que presentaría capacidad de acogida, desde el punto de vista normativo, para plantear un proyecto de esta naturaleza. Dicha capacidad de acogida deberá ser ratificada mediante la tramitación reglada de evaluación de impacto ambiental.

A modo resumen se muestra adjunto la información obtenida tras haber realizado el análisis multicriterio con programas de Sistemas de Información Geográfica (SIG).

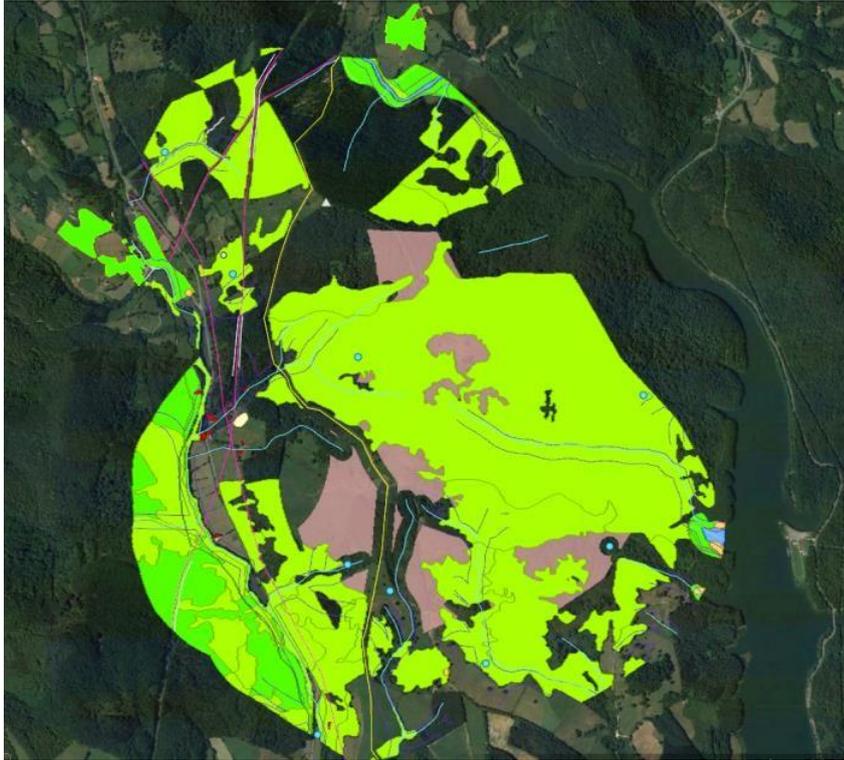


Ilustración 3. Resultado del análisis multicriterio pormenorizado (ENV_GIS) en el que se muestra en ortofotografía del área estudiada, la información cartográfica más relevante analizada (en distintos tonos verdes, azules y naranjas), así como la zona óptima



Ilustración 4. Ortofotografías de la zona de estudio en la que se representa en color rosa la zona óptima obtenida tras realizar un análisis multicriterio pormenorizado (ENV-GIS).

Posteriormente se eligió las alternativas concretas de layout del parque, especificando la disposición final de los aerogeneradores así como el punto de evacuación y la ruta de acceso. De nuevo a modo de resumen se adjuntan las ilustraciones de las decisiones tomadas para estos 3 aspectos, dejando en el Anexo I más información acerca de las alternativas estudiadas y el proceso de elección.



Ilustración 5. Alternativa elegida de layout del Parque Eólico. En rosa se muestra la zona óptima

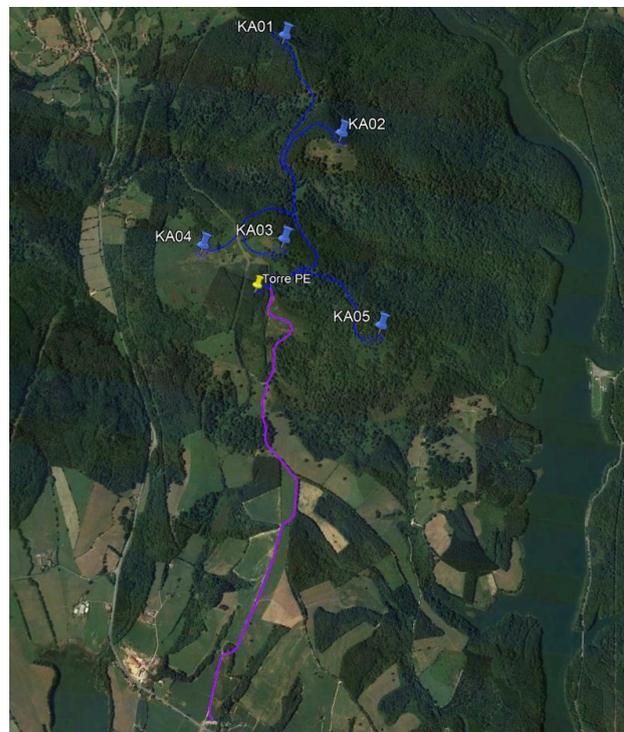


Ilustración 6. Trazado (en morado) de la alternativa elegida para el acceso al Parque Eólico con la Alternativa elegida de layout. Los viales internos del parque eólico se representan en azul.

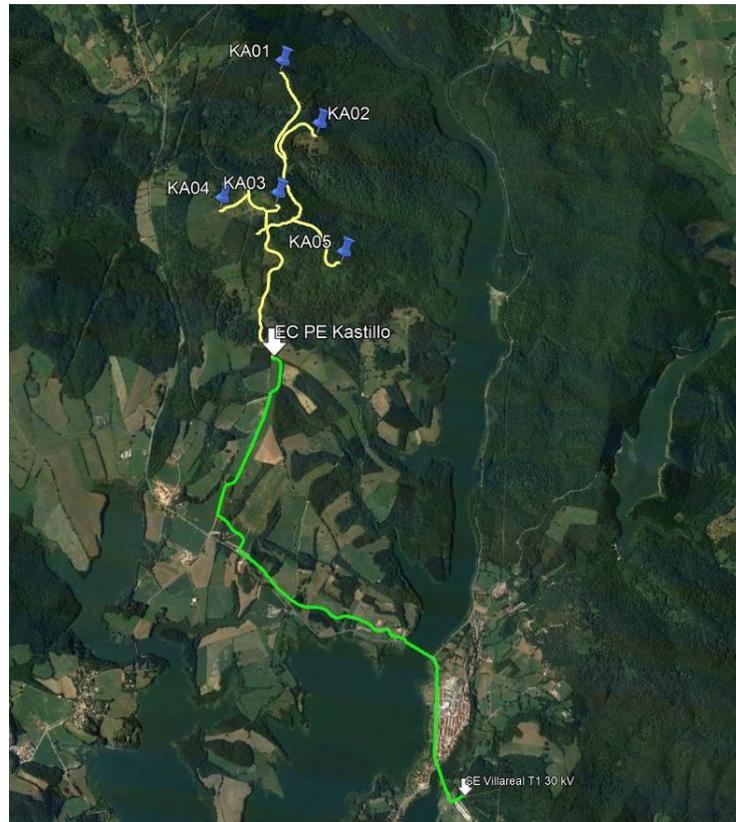


Ilustración 7..Trazado de las infraestructuras de evacuación de la alternativa elegida del Parque Eólico.

5. Potencial eólico de la zona

La razón fundamental de que el Promotor promueva parques eólicos en la zona es que el potencial eólico es muy elevado y el impacto ambiental es reducido, así como otros criterios de tipo técnicos-económicos y ambientales.

Recurso Eólico

La cantidad de energía contenida o proporcionada por las masas de aire en movimiento en su circulación por las capas bajas atmosféricas, representa un nivel de potencia energético relativamente elevado, especialmente en determinadas condiciones locales y temporales, de tal modo que se justifica el esfuerzo por el que lleva a cabo su transformación en energía útil y su aprovechamiento en condiciones favorables de eficiencia y rentabilidad, dado el grado de desarrollo alcanzado por las tecnologías de conversión eólica en la actualidad.

Por otra parte, el viento, al considerarlo como recurso energético y desde el punto de vista de su disponibilidad como suministro, tiene sus características específicas ya que es una fuente con sustanciales variaciones temporales, a pequeña y gran escala de tiempo, y espaciales, tanto en superficie como en altura, contando además con una componente aleatoria que afecta en gran parte a su variación total.

Al mismo tiempo, se debe considerar que la energía eólica disponible por unidad de área expuesta al viento A (tamaño de la máquina) es proporcional al cubo de la velocidad v , por lo que pequeñas variaciones en la velocidad de viento conllevan importantes variaciones en la energía suministrada

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

Ecuación 1. Fórmula potencia generada

Donde ρ se expresa en [kg/m³], A en [m²] y v en [m/s], la potencia disponible (P_d) viene dada en unidades de potencia [W].

Las características del viento intervienen de forma importante en varias áreas de trabajo relacionadas con los sistemas de aprovechamiento de la energía eólica:

- En la selección del emplazamiento más favorable para la instalación de los sistemas eólicos, dadas las acusadas diferencias locales del viento. Este punto es fácilmente comprobable mediante la observación de los datos recogidos en estaciones meteorológicas instaladas en regiones concretas de cara a elaborar atlas de los recursos

eólicos de una zona. El análisis de estos datos demuestra que las variaciones en la velocidad media del viento pueden ser bastante elevadas aun cuando hablemos de distancias sobre el terreno relativamente pequeñas.

- En la estimación o previsión de la producción energética y del funcionamiento global del sistema eólico, donde se consideran valores medios de viento y distribuciones diarias, estacionales, direccionales etc., en los lugares específicos de interés
- En el diseño del sistema, donde se tienen en cuenta las condiciones medias representativas y condiciones extremas de viento y se estudian los recursos eólicos en la zona correspondiente al emplazamiento del Parque Eólico, donde se tienen en cuenta los datos eólicos disponibles para optimizar las posiciones de los aerogeneradores en el Parque con el objetivo de aprovechar la energía contenida en el viento de la forma más eficiente. Las condiciones extremas de viento se tendrán en cuenta en la obra civil, de manera que se preverán unas cimentaciones adecuadas para las torres de los aerogeneradores.
- En la operación y regulación del sistema eólico, donde intervienen aspectos como predicción del viento para planificar el funcionamiento en tiempo real, así como características del viento que influyen en la estrategia de operación (arranque, parada, orientación, etc.) y factores que afectan al mantenimiento o vida útil del sistema (ráfagas, turbulencia, etc.).

Por todas estas razones se concluye que una correcta evaluación del recurso eólico disponible, así como la optimización de la posición de las torres en el Parque, es de vital importancia para que la previsión de producción energética sean lo más real y veraz posible.

Para la determinación del recurso eólico de una zona es necesario disponer de datos lo más precisos posible, para lo cual se realiza una campaña de medidas que proporcione todos aquellos parámetros básicos para un buen diseño del parque eólico.

Modelización

Dado que las mediciones meteorológicas disponibles sólo son representativas para un entorno próximo a las mismas, pero insuficientes para evaluar el recurso eólico en los diferentes puntos de un emplazamiento, será necesario realizar un proceso de modelización.

Una vez obtenida una base de medidas suficientemente extensa en uno o más puntos de medición de un emplazamiento, las series de viento obtenidas se emplearán para realizar la modelización del recurso eólico. Ahora bien, para esto es necesario establecer un modelo que permita determinar el viento en todos los puntos de implantación aplicando una serie de hipótesis acordes con las condiciones del lugar, incluyendo aquellos factores que originan la variabilidad del viento en los distintos puntos del emplazamiento, tales como orografía, rugosidad del terreno y obstáculos.

Los datos estadísticos obtenidos de una estación meteorológica en el emplazamiento son los siguientes:

- Velocidad media: 7,00 m/s.

Con los datos obtenidos se hace una modelización de la zona de estudio, mediante una extrapolación temporal a largo plazo (al menos durante la vida útil del parque) y una extrapolación espacial a todo el dominio considerado.

Producción energética

Tras el estudio de las características del recurso eólico en el emplazamiento, se estimará la producción energética anual de cada aerogenerador, así como la producción global del parque.

Una vez determinada la producción de cada aerogenerador, y descontando las pérdidas por efecto estela, será necesario considerar una corrección debido a las posibles indisponibilidades del parque, pérdidas ocasionadas por degradación de pala, hielo e histéresis, estimándose éstas en un 3% global. También habrá que tener en cuenta las pérdidas ocasionadas en el transporte eléctrico, que se han estimado en un 3%, y otras posibles pérdidas estimadas en 1%.

Con estas consideraciones, los valores de producción obtenidos para el parque eólico son:

- **Potencia instalada: 31 MW**
- **Producción neta: 88.878 MWh/año 2.867 hh. ee./año**

Para más detalle, consultar el Anexo I.

Accesos del parque eólico

Con el objeto de realizar tanto la construcción como la operación y mantenimiento del Parque Eólico se dispondrán los caminos de acceso, que permitirán la llegada a éste desde la red de carreteras existente, así como hasta los diferentes puntos en que se localizarán los aerogeneradores.

Para el diseño del trazado de los distintos accesos se tiene en cuenta tanto las condiciones de accesibilidad impuestas por los equipos que deben moverse, así como la compatibilización de éstas con el respeto al medio ambiente.

La zona permite un fácil acceso rodado a la ubicación del parque siendo los accesos planteados los siguientes, pudiendo consultarse en la cartografía adjunta en los planos.

Evacuación de la energía y descripción general de la instalación

El parque eólico de 31 MW de potencia eléctrica instalada, estará integrado por 5 aerogeneradores. Cada aerogenerador genera energía a 690 V, la cual se eleva a 30 kV en los centros de transformación de cada aerogenerador.

La evacuación del Parque Eólico se hará mediante una línea subterránea a 30 kV. Se recogerá la energía generada por cada uno de los aerogeneradores mediante diferentes circuitos formándose así la red de media tensión del Parque Eólico (RMT). Estos circuitos llegarán hasta las diferentes celdas de Media Tensión ubicadas en el Centro de Seccionamiento del Parque Eólico 30 kV. Desde éste se evacuará toda la energía generada por el parque eólico objeto en un único circuito de media tensión, cuya longitud será aproximadamente de 5,14 km, hasta la subestación "SET Subestación 30/132 kV", de I-DE Iberdrola Distribución, lugar donde el Parque Eólico tendrá su punto de conexión.

6. Descripción de las instalaciones

Se trata de una instalación de 5 aerogeneradores Siemens-Gamesa 170 de 6,2 MW de potencia nominal unitaria y sobre torre de 115 m de altura, para un total de 31 MW.

Las características generales de los aerogeneradores son las siguientes

Nº de aerogeneradores	5
Modelo	SG170-6,2MW
Potencia nominal	6,2 MW
Diámetro del rotor	170 m
Altura de torre	115 m

Tabla 1. Características generales de aerogenerador

Basándose en los cálculos del estudio de viento, se ha diseñado una disposición óptima de aerogeneradores, teniendo además en cuenta restricciones de tipo técnico y ambiental (las ya consideradas en la selección de emplazamientos de la poligonal eólica, así como la menor afección a terrenos con vegetación natural). Así, los aerogeneradores se han de disponer lo más perpendicularmente posible al viento dominante y adaptándose a la topografía del terreno formando alineaciones; se adopta una separación entre aerogeneradores de 1 a 4 diámetros de rotor en la dirección perpendicular al viento dominante, y aproximadamente 1 a 3 diámetros entre filas.

La ubicación de los aerogeneradores proyectados será la especificada en la siguiente tabla mediante coordenadas UTM (ETRS89 Huso 30T)

AEROGENERADOR	UTM X	UTM Y
KA-01	xxxx	yyyy
KA -02	xxxx	yyyy
KA -03	xxxx	yyyy
KA -04	xxxx	yyyy
KA -05	xxxx	yyyy

Tabla 2. Coordenadas UTM (ETRS89, Huso 30T) de aerogeneradores dentro de la

En base al tratamiento previo de los datos eólicos, a las características específicas del terreno de cara a posibilitar una correcta obra civil y un menor impacto ambiental, y sobre la base de la calidad y fiabilidad del fabricante garantizada por la experiencia y certificaciones de rendimiento y las homologaciones correspondientes, se ha

realizado la elección óptima de los modelos de aerogenerador que mejor se adaptan a las condiciones del emplazamiento a día de hoy, aunque no se descarta la instalación de otros modelos que existan en el mercado en el momento de su construcción y que mejore el rendimiento eólico del emplazamiento.

De este modo, el modelo de aerogenerador contemplado en este proyecto es el SG170-6,2MW de SIEMENS-GAMESA.

Aerogenerador

Se trata de una máquina de gran tamaño adaptable a los accesos existentes en el Parque Eólico, minimizando, en lo posible, los impactos sobre el medio ambiente.

El modelo SG170-6,2 MW es un referente para emplazamientos con vientos medios y bajos gracias a su baja densidad, lo que posibilita una rentabilidad máxima. Este modelo aúna rendimiento y eficacia gracias al uso de un rotor de 170 metros y 115 metros de altura de torre. La pala y sus perfiles aerodinámicos proporcionan una producción de energía máxima y niveles de ruidos reducidos. Además, está equipado con tecnologías contrastadas y certificadas que contribuyen a la reducción del coste de energía.

A continuación, se detallan las especificaciones técnicas de los diferentes componentes del aerogenerador.

Rotor

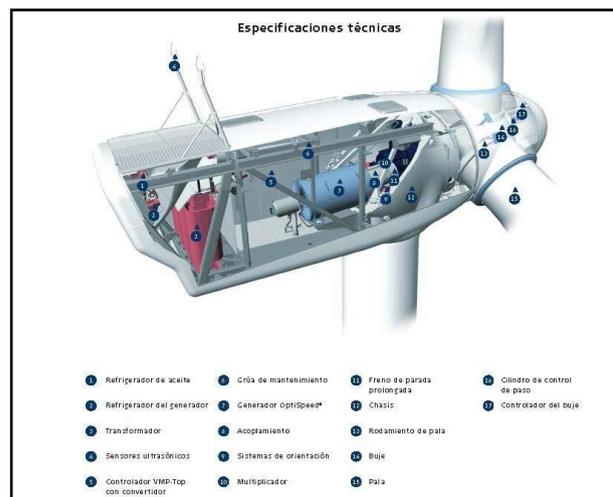


Ilustración 8. Estructura del aerogenerador

Diámetro	170 m
Área barrida	22.698 m ²
Sentido de giro	Sentido agujas del reloj (vista frontal)
Orientación	Barlovento
Inclinación	6°
Número de palas	3
Frenos aerodinámicos	Puesta en bandera de palas completa

Tabla 3. Características generales del rotor del aerogenerador

Palas

Longitud	83,3 m
Ancho	4,5 m
Tipo	Perfil estructural aerodinámico
Material	GRE (epoxi reforzado con fibra de vidrio) CRP (plástico reforzado con carbono)
Conexión	Insertados
Número de palas	3
Perfil aerodinámico	Perfil sustentador más elevado

Tabla 4. Características generales de las palas del aerogenerador

Generador

Potencia nominal	6.200 kW
Tipo	Asíncrono
Número	1
Tensión nominal	690 V
Frecuencia	50-60 Hz
Velocidad nominal	1.120-1.344 rpm
Sensor de Temperatura	Sondas PT100
Grado de protección	IP65

Tabla 5. Características generales del generador del aerogenerador

Torre

Tipo	Tubo de acero
Forma	Cónico
Protección contra la corrosión	Pintado
Altura	115 m

Tabla 6. Características generales de la torre del aerogenerador

Datos operativos

Clase de viento	IEC IIA-IIB
Control	Pitch y velocidad variable
Temperatura operativa estándar	Rango desde -20°C hasta 45°C
Velocidad de viento de arranque	3 m/s
Velocidad máxima de viento de corte	25 m/s
Velocidad de re arranque	22 m/s

Tabla 7. Datos operativos del aerogenerador

7. Descripción de las instalaciones. Obra Civil

Descripción general

La obra civil necesaria para la construcción, puesta en marcha y explotación del parque eólico consiste en lo siguiente:

- Apertura, preparación y acondicionamiento de los caminos de acceso a pie de las torres de los aerogeneradores, para el traslado de los equipos y el desplazamiento de las grúas.
- Explanación de plataformas de montaje y áreas de acopio para situar las grúas junto a las torres para la elevación de los equipos, así como el acopio de los componentes de turbina.
- Cimentaciones de los aerogeneradores.
- Canalizaciones para el soterramiento de las ternas de cables.

El movimiento de tierras se ha de reducir al máximo con el objeto de afectar a la menor superficie posible, y por tanto el número de propietarios afectados y minimizar con ello el impacto sobre la vegetación y los riesgos erosivos.

En este capítulo se especifican los criterios de diseño para cada uno de los elementos de trazado del presente anteproyecto constructivo, que están condicionados fundamentalmente, entre otros aspectos, por la maquinaria implicada en el transporte de los aerogeneradores, dada la envergadura de estas operaciones.

Viales

El acceso al parque eólico se realizará, en la medida de lo posible, a través de caminos existentes.

Sólo se abrirán nuevos caminos para la ejecución y servicio del parque eólico, cuando no puedan aprovecharse vías existentes, siendo el criterio de apertura del menor número posible de kilómetros de camino y el menor impacto ambiental y paisajístico de los mismos. Se acondicionarán o crearán las vías que dan acceso a los distintos aerogeneradores mediante calzadas que están diseñadas para el tránsito de vehículos especiales. Estos caminos alcanzarán una longitud total aproximada de 7.445 m; siendo caminos de nueva construcción 4.125 metros.

Es necesario conservar los caminos en perfectas condiciones a lo largo del tiempo, para la construcción, explotación y mantenimiento del parque y se han diseñado teniendo en cuenta esta característica y que deben de facilitar el paso para el montaje de elementos pesados y de gran longitud.

Los datos principales de diseño son:

- La anchura mínima del vial 5 m.
- El máximo peso desplazado por los vehículos es el de la grúa principal de montaje de 500 Tm, cuyo peso es de 110 Tm, dispone de 8 ejes, con un reparto por eje de presión de 25/40 kg/cm² que es lo que debe de soportar el vial.
- Cunetas, con cualquier pendiente, a ambos lados del camino para recogida de aguas de lluvia, que permite una perfecta conservación del camino. Las cunetas desaguaran en cauces naturales, en su caso se conducirá la recogida mediante imbornal, y caño de cruce (vierteaguas). En los puntos donde se alcance la capacidad hidráulica de la cuneta se desaguará a una obra de paso bajo el camino dando salida al agua a la zona de terraplén.
- Los vierteaguas que atraviesen los viales se hormigonarán previamente a su relleno.
- Para ayudar a la evacuación del agua desde el eje del camino se establecerán pendientes hacia las cunetas de un máximo de 2%.
- Se aplanará el camino con objeto de que no se produzcan retenciones de agua en el mismo.
- No se realizarán peraltes.
- Los cambios de rasante bruscos se suprimirán con objeto de que las grúas, de gran longitud no se queden sin tracción en el centro de las mismas, así como los tramos de las torres y las palas que sobresalen del vehículo no toquen en el suelo.
- La compactación del vial se considera fundamental en su realización, siendo de 98% de Proctor Modificado.
- La pendiente máxima de los viales se cifra en torno al 20 %.

En áreas montañosas donde no podría ser posible diseñar caminos con la pendiente máxima anterior debido a restricciones ambientales, el pavimento debe mejorarse mediante el uso de una solución adecuada como losas de hormigón. En casos extremos donde la pendiente puede ser superior al 14%, se podrá acordar con el tecnólogo el uso de camiones especiales o vehículos adicionales para remolcar camiones en condiciones seguras. En el caso de curvas relevantes (radio bajo y ángulo alto), la pendiente longitudinal máxima se reducirá de manera proporcional a su complejidad, y se recomienda no exceder el 7%.

Para el desagüe longitudinal del agua procedente de la plataforma y de sus márgenes, allí donde el camino discurre a nivel o en un desmonte, se dispondrá de una cuneta, de las características siguientes:

- Forma: triangular.
- Profundidad: 0,5 m.

Sección tipo:

- Capa superior de zahorra de 15 cm de espesor.

- Radio de curvatura: la superficie interior de las curvas debe estar libre de obstáculos ya que la carga del transporte pasa por esta zona. Los radios de curvatura en cualquier punto de los caminos serán de 50 m como mínimo, respecto al eje del camino.

SECCION TIPO EN TERRAPLEN

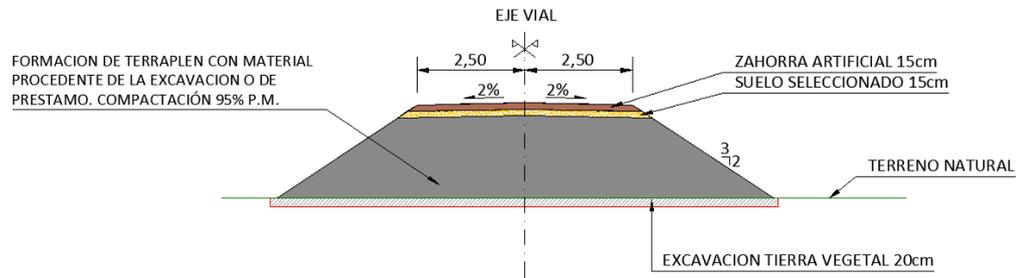


Ilustración 9. Sección Vial Acceso a Parque Eólico

En la salida de las obras de fábrica se colocará una escollera, con el fin de evitar la erosión y disipar la energía del agua. Para dar continuidad a la cuneta en los cruces de viales y accesos a la plataforma se emplearán tubos rígidos de hormigón (caños) cubiertos con hormigón HM-20. Se acondicionarán los caminos existentes para que cumplan estos requisitos.

Los tramos inutilizados o modificados temporalmente, los sistemas de drenaje u otras infraestructuras que puedan verse alteradas por la remodelación de accesos serán restaurados o restituidos adecuadamente.

Se señalizarán en los puntos de cruce de las carreteras con los caminos de acceso mediante la instalación en lugar bien visible y en cada sentido de circulación las siguientes señales:

- Una señal normalizada informativa de salida de camiones
- Una señal normalizada limitativa de velocidad.
- Se señalizará en el punto de cruce del camino con la carretera mediante la instalación de una señal de stop.

Plataformas de montaje de Aerogeneradores

Alrededor de las cimentaciones se habilitará una explanación o plataforma de conectada con el acceso, con un firme debidamente compactado, que servirá para la colocación de las grúas durante el montaje de los aerogeneradores. Siguiendo la guía proporcionada por el fabricante de aerogeneradores, se escoge el diseño de la siguiente figura:

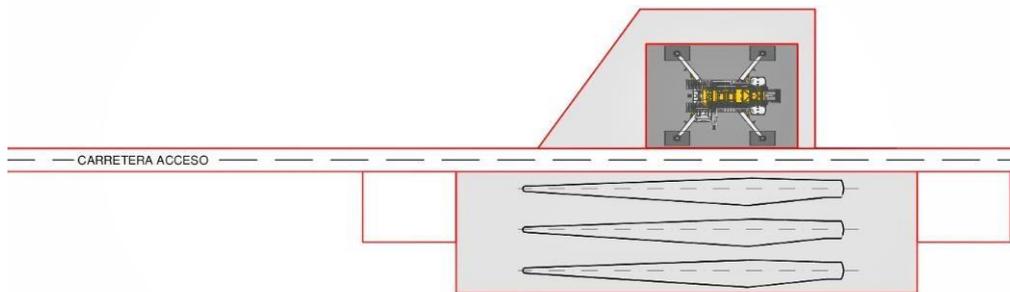


Ilustración 11.. Configuración "Just in Time" con acopio de palas de las plataformas de montaje de los aerogeneradores

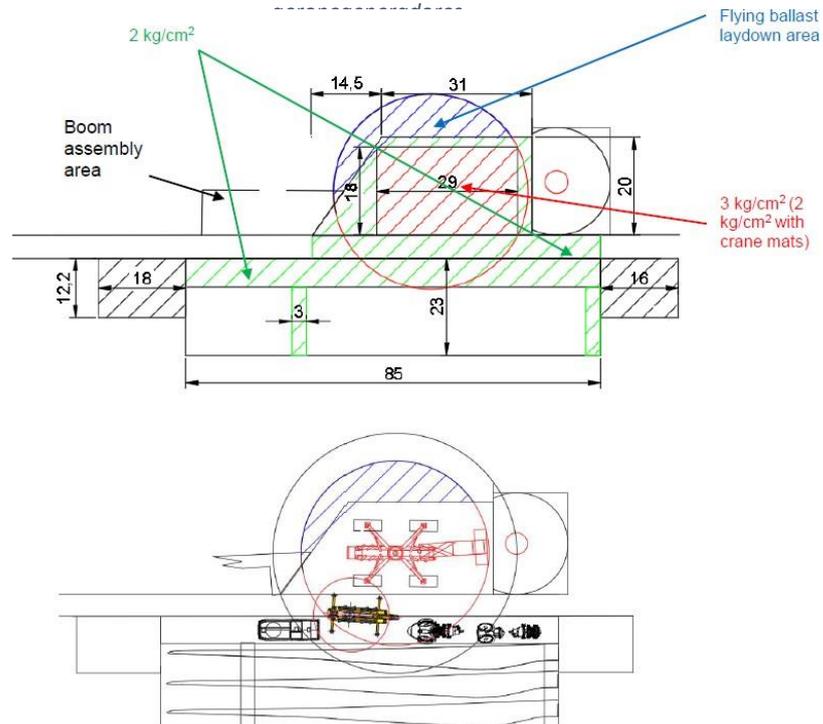


Ilustración 10. Área de almacenamiento de plataformas

El acceso a la misma desde el vial tendrá una anchura mínima de 5 m, a nivel con el vial. Las plataformas tendrán las siguientes características:

Dimensiones	119 x 56 m
Firme	Zahorra artificial
Espesor del firme	15 cm
Pendiente máxima transversal	0%
Pendiente máxima longitudinal	0,5% (*)1% para algunos tipos de grúa

Tabla 8. Características generales de las plataformas de montaje de aerogeneradores.

Los viales, a su paso por las plataformas, deben ser solidarios a éstas, en cuanto a cotas, para evitar la creación de escalones o pendientes bruscas de acceso.

Las plataformas se ejecutarán realizando la excavación necesaria en cada caso para nivelar el terreno con la rasante de la cimentación. La excavación se rellenará con tierras procedentes de las excavaciones de cimentaciones y caminos y se compactarán en capas de 20 cm hasta alcanzar un 98% de Proctor Modificado. La capa final se realizará con zahorra artificial.

La capacidad de carga en las plataformas será de 5 kg/cm² para la zona de la grúa principal y de 2 kg/cm² para las zonas de trabajo de grúas auxiliares, acopio de tramos de torre y palas.

Al finalizar la construcción se retirará la zahorra, se descompactará la capa superficial de las zonas de afección temporal y se extenderá una capa de 20 cm mínimo de tierra vegetal para la restauración del terreno.

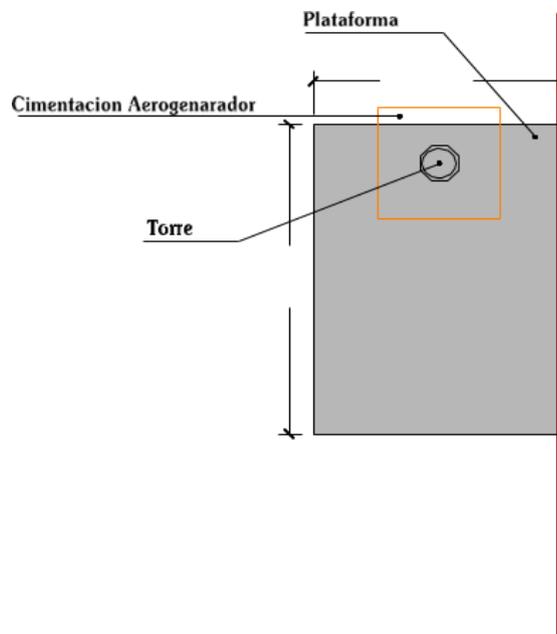


Ilustración 12. Plataformas de montaje de aerogeneradores.

Cimentación de los Aerogeneradores

Las cimentaciones de los aerogeneradores estarán dimensionadas para soportar los esfuerzos derivados de la acción del viento y del funcionamiento de los mismos, además se adaptarán a las características geotécnicas de los suelos sobre los que se ubiquen, pudiendo variar según zonas.

La cimentación de las torres de los aerogeneradores consistirá en una zapata de hormigón armado, sobre la que se construirá un pedestal también de hormigón, cuyas características son las siguientes:

Forma	Circular
Dimensiones	Ø 22,9 m
Profundidad	2,90 m
Hormigón zapata/pedestal	HA-30 / HA-45
Hormigón de limpieza	HM-20
Barras de acero corrugado	B 500 S
Volumen de hormigón	923,73 m ³
Volumen de hormigón de limpieza	38 m ³
Peso de barras de acero	143.178 kg

Tabla 9. Características generales de las cimentaciones de los aerogeneradores

En el pedestal se dispondrá la virola, atornillándose a la torre mediante pernos de anclaje, de forma que se transmitan los esfuerzos de la torre a la zapata. El hueco circundante al pedestal se rellenará con material seleccionado procedente de la excavación.

El acceso de los cables al interior de la torre se realizará por unos tubos corrugados de doble pared de 200 mm de diámetro, embebidos en el pedestal. Los tubos del interior de la cimentación sobresaldrán 5 cm por encima de la superficie de la cimentación. Cuando los tubos estén en el exterior de las cimentaciones se dejarán 0,5 m aproximadamente por debajo del nivel del terreno, pudiéndose reducir esta distancia cuando sea necesario. En el interior del pedestal se colocará un tubo de 50 mm de diámetro para evitar que se formen charcos de agua en el interior de la torre.

Canalizaciones. Zanjas de conducciones eléctricas

Las canalizaciones se dividirán en zanjas para la evacuación de la energía del parque eólico y comunicaciones, y para la red de tierras.

Los cables de media tensión (30 kV) y de comunicaciones se instalarán enterrados en zanjas por los caminos de servicio, por un lateral del mismo, de forma que se minimicen las afecciones directas a parcelas. Estos se tenderán entre cada aerogenerador y el edificio de control de la subestación.

El tipo de canalizaciones a realizar, caracterizadas por una anchura y profundidad, se ajustará a los recogido por el reglamento eléctrico correspondiente tal y como se dimensionan y diseñan en el plano correspondiente. Los tipos de zanjas a disponer dependen de la localización de estas. La obra consistirá en una excavación, de dimensiones apropiadas, donde se tenderán los cables a la profundidad adecuada para a continuación rellenar la misma, de acuerdo con las disposiciones de protección y señalización propias de este tipo de conducción eléctrica.

El conductor de la red de tierras se alojará en el fondo de las canalizaciones para cableado y en las excavaciones de las cimentaciones de los aerogeneradores.

Paralela a los caminos:

Esta zanja se subdivide a su vez en dos tipos distintos, cuyas diferencias esenciales son debidas al número de líneas que albergue en su interior. Esta zanja estará formada por un lecho de 30-40 cm de arena de río, que envolverá a las ternas de canalizaciones. Sobre esta se colocará una placa de protección de polietileno de unos 1,5 cm de grosor aproximadamente. Tras la colocación de la misma se colocarán unos 90 cm procedente de la excavación compactado al 95% PM. Además, a unos 25 cm de la placa de protecciónse tenderá una cinta de señalización. Los anchos de zanja serán variables en función del número de líneas que transporten, teniendo siempre en cuenta que la distancia mínima entre los centros de las ternas será de 40 cm.

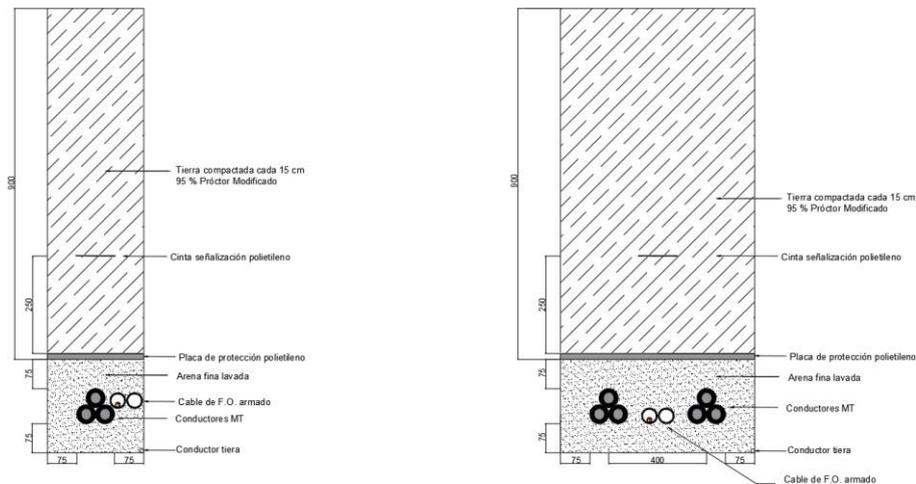


Ilustración 13. Esquema de zanja paralela a los caminos

Cruce de viales:

Formada por tubos de PVC \varnothing 160/150 mm que albergarán dentro de ellos las conducciones de MT. La sección tipo de la zanja estará formada por 30 cm de hormigón en masa que rodeará los tubos. Sobre esta se colocará una placa de protección de polietileno de unos 1,5 cm de grosor aproximadamente. Encima de esta se dispondrán unos 90 cm de terraplén procedente de la excavación compactado al 95% PM. Destacar que, a unos 25 cm de la placa de protección se colocará una cinta de señalización. El cruce de la zanja con cada vial se realizará perpendicularmente al mismo. El ancho de la zanja variará dependiendo del número con circuitos que aloje, cumpliéndose siempre que la distancia mínima entre el centro de las ternas será de 400 mm.

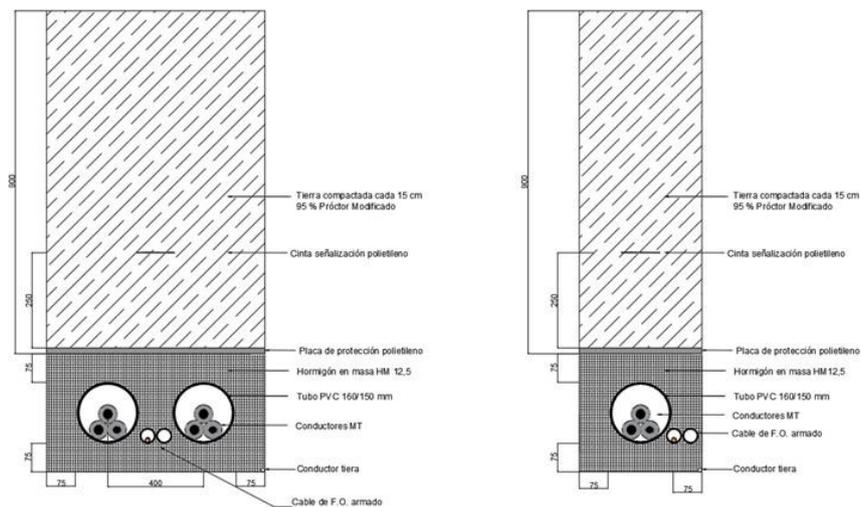


Ilustración 14. Esquema zanja que cruza a los viales.

Correcciones medioambientales

Para la protección perimetral de áreas de interés ambiental en la zona de obra se realizará un jalonamiento temporal.

Previo al inicio de las excavaciones, se retirará la capa de tierra vegetal de la zona a explotar. Esta tierra se almacenará en cordones alrededor de la zona de explotación con una altura máxima de 1 metro.

Se retirarán todos los restos de material, residuos o tierras sobrantes a vertederos adecuados a la naturaleza de cada residuo, dejando el área de actuación en perfecto estado de limpieza. No se llevará a cabo restauración ambiental de los caminos, al ser necesario su utilización para los trabajos de mantenimiento. En los taludes y superficies de las plataformas se extenderá tierra vegetal y se revegetará con especies autóctonas

El resto de superficies afectadas temporalmente por la ejecución de las obras serán restauradas favoreciendo la recuperación del suelo y la reinstalación de la vegetación original. Durante la construcción del parque eólico y en periodos de falta de lluvias que conlleven una desecación del terreno, se efectuarán labores de riego de los caminos y superficies por los que circule la maquinaria.

Se dispondrá de un almacén para los residuos peligrosos generados en obra (aceites, baterías, envases contaminados, aerosoles...) compuesto por una estructura de chapa prefabricada, que supone la parte superior del almacenamiento (techo y paredes). La parte inferior consta de una bandeja de chapa que actuará como cubeto de retención ante posibles derrames líquidos, y que deberá estar soldada a la estructura superior.

Para el almacenamiento de residuos no peligrosos se instalarán contenedores para cada tipo de residuo (plásticos, cartones, madera, etc.). En la zona de acopio se realizará una excavación en el terreno, destinada al lavado de las canaletas de los camiones hormigonera, así como de las cubas de hormigón. Se deberá dotar al vaciado del terreno de una lámina de plástico, que una vez lleno deberá de ir limpiándose y llevado a su posterior reciclado a la planta de hormigón.

Para garantizar la aplicación de las medidas correctoras, deberá existir un operario cualificado a cargo de la empresa constructora.

8. Descripción de las instalaciones.

Instalación eléctrica.

Descripción general

El sistema eléctrico de media tensión permite conducir la energía eléctrica generada desde cada aerogenerador hasta el centro de transformación a construir y perteneciente al Parque Eólico.

A su vez, este centro de seccionamiento evacúa a través de una línea aérea 30 kV, hasta la subestación existente, denominada SET Subestación, propiedad de Iberdrola Distribución.

Para llevar a cabo esta evacuación de energía, entran en juego distintas instalaciones eléctricas pertenecientes al presente proyecto, que podremos separar en:

- Centros de transformación en cada uno de los aerogeneradores, 0,69/30 kV.
- Red subterránea de media tensión de evacuación, 30 kV.
- Centro de Seccionamiento "C.S Parque Eólico 30 kV".
- Línea Subterránea de Media Tensión de evacuación 30 kV.

Desde el generador de cada turbina se conduce la energía a la tensión de generación de 690 V hasta el centro de transformación de cada aerogenerador.

En el centro de transformación, que esencialmente consta de un transformador de potencia con sus elementos de protección y maniobra, se transforma la energía eléctrica de la tensión de generación de 0,690 kV a 30 kV.

Cada uno de los aerogeneradores de las alineaciones de las que consta el parque conforma circuitos que van recogiendo la energía hasta la subestación a la tensión de 30 kV. Estos circuitos soterrados a lo largo de los caminos diseñados, con una o varias ternas de cables unipolares aislados con entrada y salida en cada torre a las celdas del centro de transformación, sin empalmes intermedios.

Para la evacuación eléctrica en 30 kV se proyectan canalizaciones directamente enterradas en lecho de arena. La potencia generada será evacuada a través del centro de seccionamiento a la subestación existente.

En las torres metálicas de cada aerogenerador se establece una puesta a tierra, y se interconectan todas mediante un circuito que discurre por las mismas zanjas que los circuitos de potencia anteriores. En las mismas zanjas de los circuitos de potencia y de puesta a tierra se instala el circuito

de control, compuesto por cable de fibra óptica con entrada y salida en cada torre de sustentación al cuadro de control del aerogenerador

Centros de transformación

La energía eléctrica producida por el generador, en forma de corriente alterna trifásica de 50 Hz, a baja tensión es elevada a media tensión mediante un transformador instalado en el interior de cada aerogenerador.

El aerogenerador proyectado genera a una tensión de 690 V, por lo que para reducir pérdidas a un nivel económicamente aceptable es necesario elevar dicha tensión hasta 30 kV. Esta operación se efectúa en los centros de transformación ubicados en cada aerogenerador, uniéndose a la red de media tensión mediante cables de potencia.

En cada centro de transformación se instalan los elementos de seguridad necesarios para efectuar maniobras (guantes, banquetas, ...) así como un extintor. Todos los elementos metálicos se conectan a la misma puesta a tierra, con lo que se obtiene una red equipotencial. El centro de transformación se compone de dos elementos básicos: celdas y transformador.

Transformador de potencia

- Conexión cables del aerogenerador con el lado de BT del transformador. Se hará mediante terminales de presión en los cables unidos a las bornas del lado de baja del transformador mediante tornillos de apriete.
- Transformador de potencia. El transformador de potencia se instalará en envoltura metálica ventilada, tipo verja de protección de malla metálica, constituyendo una celda accesible con división de chapa metálica. Las características del transformador son:

Transformador de Potencia	
Tipo	Modelo trifásico seco encapsulado
Tensión lado BT	690 V
Tensión lado MT	30 kV
Potencia	7.200 kVA
Grupo de conexión	Dyn11
Nivel de aislamiento	Correspondiente a 36 kV

Tabla 10. Características generales de los centros de transformación para aerogenerador

- Conexión cables de media tensión con el lado de alta del transformador. El lado de alta del transformador se conectará a través de cables de aislamiento seco de Al 18/30 kV de sección

240 o 400 o 630 mm² mediante botellas terminales a los bornes del interruptor de protección mediante bornas enchufables.

- Protección y maniobra del transformador en el lado de MT. La protección del transformador se realizará mediante fusibles de APR:

Protección y maniobra del transformador en el lado de MT	
Tipo de celda	Compacto SF6
Nivel de aislamiento	36 kV
Intensidad nominal	630 A

Tabla 11. Protección y maniobra en centros de transformación para aerogenerador.

- Maniobra de líneas de entrada y salida. Las maniobras de las líneas de entrada y salida se realizarán mediante seccionadores tripolares con mando manual instalados en celdas con envolvente metálica y aislamiento de SF6. Los transformadores de inicio de alineación sólo llevarán celda de salida.

Celdas de media tensión

Las celdas utilizadas, que también se instalarán en el interior de las torres, serán de distribución secundaria, blindadas y aislamiento SF6.

El esquema de conexión en media tensión de los aerogeneradores dependerá principalmente de su posición en la red interna del parque eólico. Existirán tres posiciones distintas:

- Aerogenerador intermedio de una línea: OL+1L+1P-F (Remonte + Línea + Protección)
- Aerogenerador intermedio de una línea: OL+2L+1P-F (Remonte + 2 Líneas + Protección)
- Aerogenerador final de línea: OL+1P-F (Remonte + Protección)

Las características constructivas de las celdas de media tensión son las siguientes:

Tensión nominal	36 kV
Tipo de construcción	Compacto
Aislamiento	SF6
Intensidad asignada en el embarrado	630 A
Intensidad fusible	125 A
Intensidad de corta duración (1 s), eficaz	25 kA
Intensidad de corta duración (1 s), cresta	65 kA

Tabla 12. Características generales de las celdas de media tensión en centros de transformación para aerogeneradores.

Puesta a tierra

La tierra de los centros de transformación estará formada por una única tierra general que hará las funciones de tierra de protección y tierra de servicio. La sección del conductor de cobre que forma dicha tierra será, como mínimo, de 50 mm².

Todas las partes metálicas no unidas a los circuitos principales de todos los aparatos y equipos instalados en el centro de transformación se unen a la tierra: envolventes de las celdas y cuadros de baja tensión, rejillas, carcasa de los transformadores, etc., así como la torre del aerogenerador. El neutro del sistema de baja tensión se conecta a la toma de tierra de servicio.

Señalizaciones y material de seguridad

Los centros de transformación cumplirán con las siguientes prescripciones:

- Las puertas de acceso al aerogenerador llevarán el cartel con la correspondiente señal triangular distintiva de riesgo eléctrico.
- En un lugar bien visible del aerogenerador se situará un cartel con las instrucciones de primeros auxilios a prestar en caso de accidente.
- Cartel de las cinco reglas de oro.
- Deberán estar dotados de bandeja o bolsa portadocumentos, con la siguiente documentación:
 - Manual de instrucciones y mantenimiento del CT.
 - Protocolo del transformador.
 - Documentación técnica.
- Los centros de transformación dispondrán de banqueta aislante y guantes de goma para la correcta ejecución de las maniobras.

Red subterránea de Media Tensión

La energía transformada a media tensión se evacúa, desde cada aerogenerador, mediante una línea enterrada a través de una canalización que unirá las torres entre sí formando circuitos. Se efectuará la interconexión de los grupos de aerogeneradores, mediante las celdas correspondientes, llevándose las líneas ya agrupadas hasta la subestación transformadora

Criterios de diseño para el cálculo de la sección

Intensidad máxima admisible por el cable: Que la intensidad máxima, correspondiente a plena potencia de funcionamiento de los aerogeneradores, sea inferior a la máxima admisible del conductor afectada por los coeficientes correctores según la temperatura y resistividad del terreno, profundidad de la instalación y número de ternas bajo una misma canalización. Este criterio es determinante para la durabilidad de las instalaciones.

Caída de tensión: Que la caída de tensión máxima por circuito sea menor al 3%. Este criterio es determinante para el funcionamiento de la energía vertida a la red.

Pérdida de potencia: Que la pérdida de potencia máxima por circuito sea menor 1% de la energía generada. Este criterio es determinante para el resultado económico de la explotación.

Intensidad máxima admisible durante un cortocircuito: Que la intensidad de cortocircuito máxima que pueda presentarse en la red sea menor que la admisible por los cables. Este criterio es determinante tanto para la durabilidad de la instalación como para la economía de la explotación por tiempos de parada, menor producción, así como gastos de reposición y averías.

Ello bajo las siguientes hipótesis simplificadas:

- La corriente de cortocircuito es puramente inductiva, se desprecia el valor de la resistencia frente a la reactancia. Simplificación que da un valor por exceso.
- Las impedancias se suman aritméticamente con resultado por exceso.
- El cortocircuito es simétrico, cortocircuito trifásico. Caso más desfavorable.
- La red de evacuación se considera de potencia de cortocircuito infinita. Simplificación que supone admitir que la tensión de la red de evacuación no variará por un cortocircuito.

Trazado de las líneas

Para la evacuación de la energía hasta la subestación transformadora se han proyectado un total de 2 circuitos (C1 y C2) de media tensión conectando los aerogeneradores mediante una configuración radial. Adicionalmente del centro de seccionamiento partirá una línea subterránea de 30 kV, hasta la SET existente (C3).

En la siguiente tabla se pueden ver datos relevantes de los circuitos y de las líneas que incluyen los resultados de los cálculos para la obtención de la sección de las mismas, y los aerogeneradores que cada uno de estos circuitos agrupa.

Circuito	Aerog. Anterior	Aerog. Posterior	Longitud (km)	Nº Cables	Sección (mm ²)	Tensión	Conductor
C1	KAS-01	KAS-02	1,675	1	150	18/30	Aluminio
C1	KAS-02	C.S	3,023	1	400	18/30	Aluminio
C2	KAS-04	KAS-03	0,853	1	150	18/30	Aluminio

C2	KAS-05	KAS-03	1,391	1	150	18/30	Aluminio
C2	KAS-03	C.S	1,793	1	630	18/30	Aluminio
C3	C.S	SET	5,436	2	400	18/30	Aluminio

Tabla 13. Características de los circuitos de la línea subterránea de media tensión.

Cables

Se utilizarán cables de aislamiento de dieléctrico seco de las características esenciales siguientes:

Especificaciones Generales	
Tipo	Aislado
Modelo	XLPE
Normas de fabricación	UNE-21123; 21147.1; 21147.2 ICE 502; 754.1; 754.2
Conductores	Cuerda redonda compacta de hilos de aluminio/cobre, clase 2, conforme a norma UNE 21022
Tensión nominal	18/30 kV

Tabla 14. Características generales de los conductores de media tensión.

Características Constructivas	
Conductor	Aluminio. Triple extrusión
Semiconductor interno	Capa extrusionada de material conductor
Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE)
Semiconductor exterior	Capa extrusionada de material conductor separable en frío.
Pantalla	Hilos Cu en hélice. Obturación longitudinal. Sección total 16 mm ²
Cubierta exterior	Poliolefina termoplástica (Z1)
Protección longitudinal al agua	Cordones hinchantes

Tabla 15. Características constructivas de los conductores de media tensión.

Características Eléctricas	
Conductores	Terna unipolar
Instalación	Directamente enterrada
Modo	En contacto a tresbolillo
Servicio	Permanente
Temperatura del aire	40° C
Temperatura del terreno	25° C

Profundidad de la instalación	1 m, y 1.25 m.
Resistividad térmica del terreno	1,5 K·m/W
Temperatura final de c/c	250 °C
Tiempo de duración del cortocircuito	1 s

Tabla 16. Características eléctricas de los conductores de media tensión.

Las características más importantes de las distintas secciones de conductores instalados son:

	1x150 mm ²	1x400 mm ²	1x630 mm ²
Tipo	Unipolar 18/30 kV	Unipolar 18/30 kV	Unipolar 18/30 kV
Diámetro Externo	39 mm	48,3 mm	58,5 mm
Peso	1500 kg/km	2510 kg/km	3514 kg/km
Resistencia (20°C)	0.206 Ω/km	0.078 Ω/km	0.047 Ω/km
Reactancia (20°C)	0.123 Ω/km	0.107 Ω/km	0.097 Ω/km

Tabla 17. Características generales de la línea subterránea de media tensión del PE.

Accesorios

En los puntos de unión de los distintos tramos de tendido se utilizarán empalmes elásticos contráctiles en frío.

Los terminales serán de tipo enchufables acodados con contacto atornillable y apantallados.

Las piezas de empalme y terminales serán de compresión

Canalizaciones

La zanja de cableado se diseña cumpliendo los requerimientos de la ITC-LAT06, según la cual:

- La profundidad, hasta la parte superior del cable más próximo a la superficie, no será menor de 0,6 m en acera o tierra, ni de 0,8 m en calzada.
- La zanja ha de ser de la anchura suficiente para permitir el trabajo de un hombre. Sobre el fondo de la zanja se colocará una capa de arena dulce procedente de cantera o material de características equivalentes de espesor mínimo 5 cm y exenta de cuerpo extraños. Los laterales de la zanja han de ser compactos y no deben desprender piedras o tierra. La zanja se protegerá con estribas u otros medios para asegurar su estabilidad, conforme a la normativa de riesgos laborales. Por encima del cable se dispondrá otra capa de 10 cm de espesor, como mínimo, que podrá ser de arena o material con características equivalentes.

- Para proteger el cable frente a excavaciones hechas por terceros, los cables deberán tener una protección mecánica que en las condiciones de instalación soporte un impacto puntual de una energía de 20 J y que cubra la proyección en planta de los cables, así como una cinta de señalización que advierta la existencia del cable eléctrico de AT. Se admitirá también la colocación de placas con doble misión de protección mecánica y de señalización.

Siguiendo esto, las zanjas utilizadas tendrán un perfil similar al de las siguientes figuras. Hay que tener en cuenta que la profundidad de la misma no superará los 1,2 m en total y el ancho dependerá del número de circuitos que contenga pudiendo estar entre los 0,3 m y los 0,5 m aproximadamente.

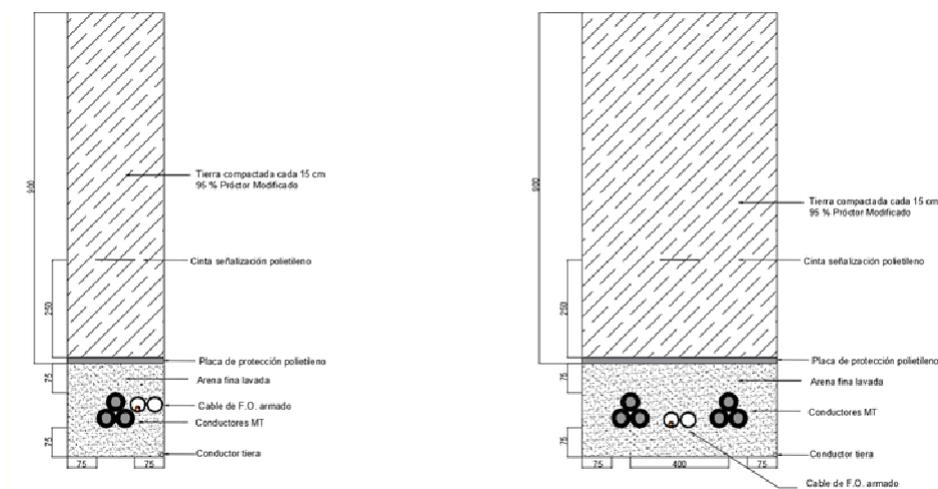


Ilustración 15.. Ejemplos de zanjas tipo

Las comunicaciones estarán albergadas en un conductor bitubo a lo largo de toda la zanja. Las zanjas quedarán debidamente señalizadas mediante hitos de hormigón prefabricado, instalados a razón de uno cada 50 metros, así como en todos los cruces y cambios de dirección.

Cruzamientos

Conforme a lo establecido en el artículo 162 del RD 1955/2000, de 1 de diciembre, para las líneas subterráneas se prohíbe la plantación de árboles y construcción de edificios e instalaciones industriales en la franja definida por la zanja donde van alojados los conductores, incrementada a cada lado en una distancia mínima de seguridad igual a la mitad de la anchura de la canalización.

La zanja proyectada sufre varios cruzamientos con el vial interno del Parque Eólico. Adicionalmente la zanja presenta, en parte de su recorrido, paralelismos tanto con el vial interno del Parque como con las plataformas de montaje de los aerogeneradores.

Los cruces con vial se harán perpendiculares al eje del vial.

En estos casos los cables se colocarán en canalizaciones entubadas hormigonadas entoda su longitud; cumpliéndose que la profundidad hasta la parte superior del tubo más próximo a la superficie no será inferior a 0,9 m.

Arquetas

Los puntos sensibles de los cables de media tensión (30 kV) corresponde a los empalmes, es por esto que se procurará la existencia del mínimo número de ellos a lo largo del trazado de la línea. En aquellos puntos en los que sean imprescindibles, los empalmes irán bajo una arqueta para una fácil accesibilidad a los mismos.

Estas arquetas serán de obra de fábrica de tapa de hormigón de dimensiones de 1,0x 1,0 m para permitir el trabajo de un operario con comodidad. Por encima de ellas, paraevitar posibles actos de vandalismo, se tenderá una capa de tierra vegetal.

Las arquetas, también serán de obra de fábrica, pero de tapa de fundición de dimensiones 0,5 x 0,5 m, y para evitar posibles casos de vandalismo se verterá sobre ellasuna capa de tierra vegetal.

Red de Puesta a Tierra

Puesta a Tierra de Aerogeneradores

La puesta a tierra de la cimentación es la parte de la protección contra rayos del aerogenerador, y, por lo tanto, es importante para el perfecto funcionamiento de todo elsistema de seguridad.

La tierra de los aerogeneradores estará formada por una única tierra general, cuya sección no será menor e 50 mm², que hará las funciones de tierra de protección y tierra de servicio. La malla de puesta a tierra del aerogenerador se deberá llevar a cabo simultáneamente a las tareas de cimentación de la zapata del propio aerogenerador.

La configuración de la red de puesta a tierra se representa en el documento Planos.

Se instalará otro anillo sobre el relleno de la cimentación englobando el pedestal deforma que sirva de conductor de equipotencialidad en el acceso al aerogenerador y limite las tensiones de paso en este punto. Se asegurará una resistencia de puesta a tierra individual igual o menor a diez ohmios.

Puesta a tierra enlace parque

El diseño de la red de tierras del parque eólico se basa en el sistema de tierra única; por lo tanto, las tomas de tierra de cada aerogenerador se conectarán entre sí y a la subestación del parque, mediante un conductor de cobre de sección nunca inferior a 50 mm^2 , formando todo el conjunto una malla equipotencial.

La unión de dicho conductor con la tierra de cada aerogenerador se realizará en el interior de la torre, en donde quedará accesible para ser inspeccionada cuando sea necesario.

Todos los anillos de puesta a tierra se unen entre sí mediante una canalización compuesta por un conductor de cobre desnudo de sección igual o superior a 50 mm^2 que se aloja en el fondo de las zanjas de los cables que discurren por los caminos de servicio.

Con la red de puesta a tierra diseñada se logrará que la tensión de defecto máxima que se pueda presentar, en caso de contacto indirecto, sea menor que las tensiones de paso y de contacto máximas permitidas por la normativa vigente en centros de transformación y centrales eléctricas. Estos cálculos se pueden ver en la Memoria de cálculos.

Una vez realizada la instalación se medirán las tensiones de paso y de contacto para comprobar son inferiores a los valores obtenidos.

Sistema de Control y Telecomunicaciones

Las peculiaridades propias de un parque eólico hacen que sea necesario disponer de una herramienta fiable, capaz de conocer el estado de cada uno de los elementos que componen el parque eólico (aerogeneradores, torres meteorológicas y subestación). El medio físico empleado para la transmisión de la información entre las diferentes estaciones es el cable de fibra óptica.

El aerogenerador, incorpora un sistema de control que realiza todas las tareas necesarias para permitir al aerogenerador el funcionamiento en modo automático. Este sistema de control se encarga de regular todas las secuencias de operación y control de la máquina, a la vez que es capaz de reconocer cualquier posible defecto durante la operación, disparando los dispositivos de frenado y manteniendo la máquina dentro de los márgenes de seguridad establecidos. Estos parámetros de seguridad están escritos en una memoria no volátil en el sistema de control que solo puede ser modificada por personal autorizado (por medio de contraseña).

El sistema de control se encarga así mismo de suministrar los datos necesarios para poder evaluar de forma remota y en tiempo real el estado de funcionamiento de la máquina. El sistema de monitorización, situado en el ordenador central del parque, constata una potente base de datos y del software necesario para la adquisición y monitorización de los datos. Trabaja en entorno multitarea en tiempo real, y permite tanto la monitorización como el acceso a la base de datos de forma remota vía línea telefónica.

Topología

Todos los aerogeneradores del parque eólico estarán unidos por fibra óptica formando una topología mixta estrella-bus, con centro en el centro de seccionamiento. Para formar el ramal se tenderá un cable con tres pares de fibra: un par para la comunicación con el telemando (fibras 1 y 2), otro par para operaciones especiales de carga y descarga software (fibras 3 y 4), y un par de reserva (fibras 5 y 6).

Cables

El cable de distribución será armado dieléctrico, antihumedad y reforzado, tipo "breakout", libre de elementos rígidos, formado por 6 cordones individuales de fibra óptica de estructura ajustada (MM 62,5/125), con recubrimiento individual a 900 μm , refuerzo de aramida y cubierta individual LSZH, libre de gel, recubiertos por una protección interior, una armadura antirroedores formada por una trenza de fibra de vidrio, y una cubierta exterior LSZH.

Conexiones

La fibra óptica tiene las siguientes posibles conexiones:

- Directamente: El conector ST macho se conecta a la propia fibra y desde ésta a la tarjeta de comunicación, por lo que tendríamos conexiones directas entre aerogeneradores.
- A través cajas de conexión: Se trataría de conectar las fibras que tiene el cable hasta una caja de conexión y desde allí sacar latiguillos con conectores ST macho hasta las tarjetas de comunicación.

9. Centro de Seccionamiento del Parque

La evacuación del Parque Eólico se hará mediante dos circuitos subterráneos a 30 kV, que recogerá la energía generada en cada uno de los aerogeneradores de dicho parque hasta el Centro de Seccionamiento Parque Eólico.

El Centro de Seccionamiento PE evacuará dicha energía generada a través de una línea subterránea de 30 kV, de 5,14 km de longitud aproximadamente, a la subestación, existente, SET Subestación, propiedad de Iberdrola.

El Centro de Seccionamiento, denominado "CS PE 30 kV", ocupa una superficie aproximada de 367 m².

Todos los elementos del centro de seccionamiento se ubicarán en un edificio cerrado que albergará, entre otras cosas, las celdas de Media Tensión y los cuadros de Baja Tensión para medida, control y protección.

Descripción general del Centro de Seccionamiento

El centro de seccionamiento "C.S. PE 30 kV" responderá a las siguientes características principales:

	Parque de 30 kV
Tensión nominal (kV)	30 kV
Tensión más elevada para el material, Um (kV)	36 kV
Tensión a frecuencia industrial durante 1min	50 kV
BIL (kV)	150 kV

Tabla 18. Características eléctricas generales del Centro de Seccionamiento "C.S PE 30 kV"

El aparellaje que se ha proyectado para el centro de seccionamiento es el siguiente: Elementos eléctricos Interior en edificio:

- 2 celdas de media tensión de línea. 1 celda para cada uno de los circuitos de Media Tensión de cada parque.
- 1 celdas de medida.
- 1 celda de salida con interruptor automático
- 1 celda de protección con interruptor fusible para el transformador de SS.AA.
- 1 transformadores de SS.AA. de relación 30/0,42 kV.
- 1 grupo electrógeno de 50 kVA.
- Armarios de medida, control, protección y telemando de la subestación y de cada parque.

Para el anclaje de la estructura se dispondrán de cimentaciones adecuadas a los esfuerzos a los que se verá sometida, construidas a base de hormigón en masa.

La disposición interna del Edificio de Control será la siguiente:

- Sala de celdas: 24,30 m².
- Sala de Protección y Control: 24,00 m².
- Sala de transformador de SSAA: 14,92 m².
- Sala de grupo electrógeno: 15,49 m².
- Comedor: 13,23 m².
- Oficina: 37,00 m².
- Vestuario mixto: 16,78 m².
- Aseos minusválidos: 5,29 m².
- Almacén y taller: 80,50 m²

Los acabados exteriores del edificio cumplirán la legislación urbanística del Ayuntamiento, vigente en el momento de la ejecución de la obra, de tal manera que se mimetice con las edificaciones del entorno, pudiendo modificar dicho acabado exterior para ajustarse a tales requerimientos.

Se propone un tejado a dos aguas de teja y acabado blanco con zócalo externo inferior perimetral de 80 cm de piedra de la zona, acorde a otras edificaciones similares en la zona. Sin perjuicio de lo indicado, en cualquier caso, quedará condicionado a la normativa municipal.

El revestimiento interior estará constituido por los paramentos verticales que estarán enlucidos de yeso, con aristas redondeadas. Los paramentos verticales irán pintados con pintura plástica lisa o a la gota fina. El aseo estará alicatado con azulejos de primera calidad para asegurar la impermeabilidad de las paredes y facilitar su limpieza. Para el revestimiento de techos se dispondrá un falso techo de fibras naturales en sala de control, mientras que el resto de los techos irán enlucidos. La tabiquería interior se realizará con ladrillo hueco doble de 29x14x9 en medio pie, para garantizar la estabilidad de los tabiques y asegurar el grado de aislamiento. La carpintería interior estará constituida por las puertas interiores de paso, que serán de madera en los aseos y en el resto de las salas serán de aluminio o madera con cristal. La carpintería exterior de puertas será de chapa galvanizada lacada o esmaltada y la de las ventanas de aluminio lacado. Para el acceso exterior a las distintas salas, se instalarán puertas metálicas con dimensiones adecuadas para el acceso y paso de los equipos a montar.

El edificio contará con los correspondientes sistemas de alumbrado y fuerza, así como el alumbrado de emergencia correspondientes.

Estará dotado de acceso rodado, de servicio de abastecimiento de agua, energía eléctrica y depuración adecuados. La energía será evacuada desde este centro de seccionamiento mediante una línea de media tensión subterránea, hasta la subestación colectora "Subestación 30/132 kV".

Transformador de Servicios Auxiliares y Grupo Electrónico

Para la alimentación de los servicios auxiliares del centro de seccionamiento se procederá a la instalación de un transformador de aislamiento en aceite con las siguientes características.

Transformador de SS AA	
Tipo	Trifásico seco
Relación de transformación	30/0,42 kV
Grupo de conexión	Dyn11

Tabla 19. Características generales del trafo de SS.AA

En el caso de que exista un problema en el transformador de servicios auxiliares, se dispondrá de un grupo electrógeno de 50 kVA como respaldo. El grupo electrógeno arrancará automáticamente ante una mínima tensión en la línea de alimentación desde el transformador de servicios auxiliares.

Este grupo electrógeno será de interior de 50 kVA a 400 V, y con potencia suficiente para realizar la operación normal de subestación.

Red de Tierras

Se ejecutará la instalación de puesta a tierra, tal como prescribe la Norma MIE- RAT 13.

El centro de seccionamiento estará dotado de una malla de tierras inferiores, formada con cable de cobre cuya sección será tal, que la máxima corriente que circule por él en caso de defecto o de descarga atmosférica no lleve a este conductor una temperatura cercana a la de fusión, formando retículas extendidas por todas las zonas ocupadas por las instalaciones. De esta forma se consigue reducir las tensiones de paso y contacto a niveles admisibles, anulando completamente el peligro de electrocución del personal

Además, todas las partes metálicas no sometidas a tensión normalmente, pero que pueden estarlo como consecuencias de averías, sobretensiones por descargas atmosféricas o tensiones inducidas se conectarán a las tierras de protección. Por este motivo se unirán a la malla la estructura metálica, bases de aparellaje, cerramientos, etc...

Las derivaciones de la malla de tierra a las estructuras metálicas, así como a la carcasa de transformadores y aparellaje en general, se realizarán por medio de piezas que se fijarán con tornillos de acero inoxidable a la parte inferior de cada columna o soporte. Mediante este sistema se podrá llevar a cabo, en cualquier momento, una inspección de todas las uniones de la malla y obtener unos valores mínimos de resistencia de contacto a tierra.

La red de tierras enterradas se realizará de acuerdo con las siguientes consideraciones:

- Los conductores de tierra se situarán a una profundidad, como mínimo, de 0,8 m.
- Los ramales de la malla enterrada para las conexiones con la superficie quedarán a cerca de 1 m por encima del pavimento.
- Todas las uniones se realizarán mediante soldadura aluminotérmica o grapa bimetálica.

- Se realizarán arquetas visitables, formadas por pica y grapas adecuadas donde sea necesario para medir resistencia de P.A.T.
- Los conductores de la malla enterrada y de los ramales estarán constituidos por cables de cobre electrolítico desnudo cuyas secciones serán como mínimo las indicadas en la siguiente tabla.

TIPO	SECCIÓN
Mallas enterradas	50 mm ²
Ramales de conexión	50 mm ²
Conexiones de armarios, cuadros y farolas	35 m ²

Tabla 20. Características generales de los conductores del C.S.

- Todos los conductores enterrados deberán quedar cubiertos por tierra natural.

Se utilizarán picas de acero cobreado de 17,2 mm hincadas verticalmente en el terreno.

10. Movimiento de Tierras

La construcción del parque eólico requiere de la ejecución de plataformas para los aerogeneradores, viales, e infraestructuras de evacuación que requieren de la realización de movimientos de tierras.

Se resume a continuación el movimiento de tierras necesario para la ejecución del Parque Eólico.

Denominación	Desmonte (m ³)	Suelo Selecc. (m ³)	Terraplén (m ³)	T. Vegetal (m ³)
Cimentaciones	5.060		2.629	392
Plataformas	31.744	3.119	19.412	6.481
Viales	28.911	6.096	38.386	16.012
Total	65.715	9.215	60.427	22.885

Tabla 21. Resumen 1 Movimiento de Tierras

Denominación	Excavación (m ³)
Zanjas	5.571
Total	5.571

Tabla 22. Resumen 2 Movimiento de Tierras

11. Cronograma

Al realizar los programas de ejecución de las obras se han tenido en cuenta, en el cálculo de la duración de cada actividad, los coeficientes de los días laborables, tomando como media semanal 5 días, siendo la jornada diaria de trabajo de 8 horas.

Los rendimientos conseguidos en cada frente de trabajo dependen directamente de los medios empleados, con un límite impuesto físicamente por la interferencia entre ellos en el espacio reducido. La duración total prevista de las obras es de siete (7) meses.

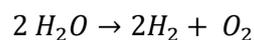
Para más información, consultar el Anexo IV. Programa de Ejecución del presente Proyecto, en el cual se adjunta el cronograma completo en el que se han reflejado las actividades más importantes que componen el presente Proyecto y las duraciones estimadas para cada una de ellas

12. Electrolizadores. Caso de estudio.

Uno de los aspectos más negativos en la explotación de la energía eólica es su temporalidad: el hecho de que dependa de un agente externo como son las rachas de viento para la generación de electricidad hace que de la potencia real instalada tan solo se pueda aprovechar una parte en función de la disponibilidad del recurso eólico. Esta situación se conoce como capacity ratio, y expresa la estimación de la potencia media desde la que se generará energía anualmente entre la potencia real instalada, cuyos valores pueden oscilar entre el 20 y el 40%.

Para este proyecto y como suele ser practica habitual en la industria, se modeliza una estimación de los vientos que soplarán en la zona elegida durante el año y se tiene en cuenta los aerogeneradores instalados para estimar el capacity ratio y las horas equivalentes de energía producida. Si bien este cálculo es una buena primera estimación, hay que tener en cuenta que realmente es optimista, pues se esta asumiendo una producción constante ya que se asume una potencia media igual durante todo el periodo, cuando la realidad es que diariamente la potencia va a sufrir cambios, por ejemplo en horas en las que se llegue a la potencia pico instalada en momentos de máximo viento y a momentos de producción nula en momentos de calma.

Siguiendo con esta hipótesis se plantea la instalación de electrolizadores. Estos dispositivos de reciente desarrollo aprovechan los momentos en los que la energía está siendo desechada y no vertida a la red para producir hidrógeno a través de la electrolisis utilizando agua corriente y dicha electricidad. Con esto se consigue un aprovechamiento mayor de la energía producida, contribuyendo a una producción mas eficiente y resultando en una fuente de ingresos extra para el promotor del parque.



Ecuación 2. Reacción de disociación de agua en hidrógeno y oxígeno

El electrolizador permite disociar el agua por medio de la electrolisis. Este proceso consiste en, por medio de la acción de la electricidad, separar las moléculas de hidrógeno y oxígeno en cada uno de los dos electrodos (cátodo y ánodo). De esta forma se consigue producir hidrógeno para poder ser comercializado y se libera oxígeno a la atmósfera.

Dichos electrolizadores necesitan estar funcionando un determinado número de horas seguidas, normalmente al menos 2, para poder llegar al régimen de funcionamiento estacionario, con lo que realmente no son capaces de asumir los picos de energía producida por la instalación y no vertidos a la red (como si harían unas baterías), aprovechan las horas de menor demanda pero que aún hay producción para generar dicho hidrógeno que puede ser utilizado más adelante en industria y en un futuro no muy lejano en el transporte.

El presente apartado tiene como objetivo plantear como afectaría la implantación de electrolizadores en el proyecto y su viabilidad técnica y económica con los precios actuales tanto de equipos como de venta de hidrógeno para estudiar una posible implantación. Cabe mencionar que

los supuestos que se estudian en este caso de negocio incluyen simplificaciones que habrían de ser tenidas en cuenta por parte del promotor si finalmente se decidiese acometer esta parte del proyecto.

El supuesto que se plantea en este estudio es que no toda la energía producida va a poder ser vendida, ya que el operador eléctrico no siempre va a estar dispuesto a comprar (otras fuentes más baratas, demanda insuficiente...), con lo que va a haber cierta energía que sería desechada. Para evitar esto, se pone en funcionamiento el electrolizador para tratar de aprovechar esa energía produciendo hidrógeno, consiguiendo una fuente alternativa de ingresos.

Por ello, el caso de estudio de electrolizadores en ningún caso va a ser comparable al inicial y expuesto en primer lugar en el plan financiero, ya que este asume que siempre se vende la energía producida, y en todo caso los ingresos provenientes de la venta de hidrógeno verde siempre serán menores en términos relativos a los de la venta de electricidad, en caso contrario siempre compensaría más tener los electrolizadores en funcionamiento en vez de suministrando energía a la red.

Para estudiar la viabilidad de los electrolizadores, se han tenido en cuenta las siguientes hipótesis:

- La energía producida tan solo será vendida en un 80% de su producción (en lugar del 100% anterior), quedando el resto como vertido eólico
- La eficiencia del electrolizador es del 65%
- Para cada kg de H₂ producido se necesitan 9L de agua (reacción química de disociación del agua, teniendo en cuenta los pesos moleculares)
- El precio del litro de agua es de 0,002€/L
- El coste de adquisición e instalación de los electrolizadores es de 0,8M€/MW
- El coste anual de mantenimiento es del 3% del precio de adquisición de los electrolizadores
- El Hidrógeno Verde producido se venderá en su totalidad a un precio de 5€/kg

Con esto, se propone instalar unos electrolizadores de 2MW de tamaño, ya que la energía real producida es de 10,3MW a la que hay que descontar el 80% que se coloca en el mercado.

Tras realizar el estudio económico correspondiente se concluye que resulta más conveniente tanto desde el punto de vista medioambiental como económico la instalación de los electrolizadores en caso de que la energía producida no vaya a ser colocada en el mercado en su totalidad. Para más detalle consultar en apartado de Plan Financiero de la presente memoria y el Anexo III presupuesto.

13. Presupuesto

El PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL del Parque Eólico, así como su infraestructura de evacuación, asciende a la cantidad de 23.150.872,48 € (VEINTITRÉS MILLONES CIENTO CINCUENTA MIL OCHOCIENTOS SETENTA Y DOS EUROS Y CUARENTAY OCHO CÉNTIMOS).

En caso de adoptar el uso de los electrolizadores, el PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL aumentaría en 1.600.000€ (UN MILLÓN SEISCIENTOS MIL EUROS).

Para más detalle consultar el Anexo III Presupuesto

14. Plan financiero

A continuación, se detalla el estudio financiero llevado a cabo para garantizar la rentabilidad y viabilidad económica del proyecto.

Para ello, se han tomado las siguientes hipótesis y asunciones basadas en la experiencia de la Ingeniería en este tipo de proyectos:

- Horizonte temporal de explotación del P.E.: 20 años
- Depreciación anual de la instalación de 1M€
- Impuestos del 25% sobre beneficio obtenido
- Factor de capacidad del 32,7% (Ver anexo I Recurso Eólico)
- Tasa de interés anual del 6%
- OPEX de 35.000€/MW año, para un total de 1.085.000 €/año (ver anexo III Presupuesto)

Como se puede apreciar, se han tomado valores muy conservadores para este estudio, entre otras razones, porque la estimación de 20 años está en el rango inferior del que se suele tomar, habiendo multitud de parques en la actualidad con más de 30 años de funcionamiento, así como una depreciación de las instalaciones un tanto elevada. Por último considerar que en los escenarios de inflación actual, la tasa de interés anual real es menor de la considerada, siendo la aquí tomada una más pesimista.

Todas estas consideraciones de carácter conservador sirven para hacer este estudio en las condiciones futuras más duras que las esperadas, para garantizar con bastante seguridad que la instalación será rentable sea cual sea, hasta cierto punto, la situación económica futura.

Para la financiación del proyecto, se ha solicitado a entidades financieras un préstamo del 70% del CAPEX, es decir, de la inversión inicial para la puesta en marcha de la instalación, siendo esta en total de 23.150.872,48 € (ver anexo III Presupuesto).

Quedaría por tanto, 16.205.611 € a ser aportado por dichas entidades financieras, y el restante 6.945.262 € para ser aportado por el Promotor del proyecto.

La forma de devolución del importe solicitado a las entidades financieras pertinentes será por medio de un sistema de amortización francés (ver Ecuación 3), es decir, se devolverá un importe fijo anual hasta completar el adeudo más los intereses. Se establece un tipo de interés anual del 6%, y un periodo de 20 años para la devolución del crédito completo.

$$a = C_o \frac{i}{1 - (1 + i)^{-n}}$$

Ecuación 3 . Fórmula del sistema de amortización francés, donde a es el importe anual a devolver, Co la cantidad inicial prestada, i la tasa de interés anual y n el periodo para la devolución del préstamo en años.

Quedaría, por tanto, un importe anual a devolver de 1.412.879 € al año. En el anexo III presupuesto se detalla la evolución del crédito año a año, siendo el importe total adeudado de 28.257.580 €. A modo resumen, en la siguiente tabla se incluye la evolución anual del crédito, pagándose al principio la mayor parte en concepto de intereses a la entidad financiera y el resto al préstamo en sí.

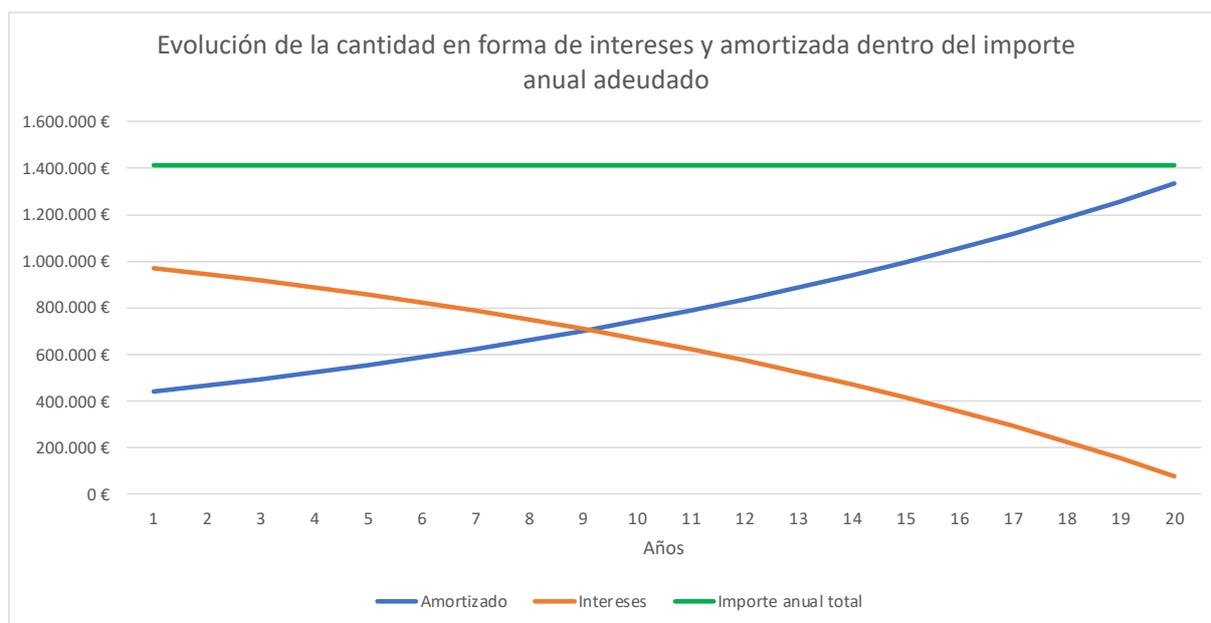


Tabla 23. Evolución de la cantidad en forma de intereses y amortizada dentro del importe anual adeudado

Se tiene en cuenta los siguientes parámetros para estimar el beneficio de la explotación de la instalación tras el horizonte temporal previamente estimado de 20 años:

- Se tienen 5 máquinas de 6,2 MW para un total de 31 MW de potencia instalada.
- Se estima un factor de capacidad del 32,7 % (Ver anexo I recurso eólico)
- La producción neta anual estimada es de 88.878 Mwh/año
- El precio de venta es de 78 €/Mwh

Con todos estos factores, se estima que tras los 20 años se generarán unos beneficios de explotación de 60.431.291 €.

Hay una segunda variación a este plan financiero recogido en el anexo III: Presupuesto que incluye el supuesto de que no toda la energía producida se vende, en concreto se asume que tan solo el 80% de la energía producida será vendida.

Esta estimación más pesimista se realiza para poder encajar el caso de los electrolizadores y su posible adopción al proyecto. Para que tuviese sentido aprovechar el uso de los electrolizadores y producir así Hidrogeno Verde, suponiendo una fuente de ingresos extra, habría primero que suponer que toda la energía producida no se vende, ya que de ser así siempre primaría la venta de electricidad sobre la producción de Hidrógeno al ser esta más rentable en términos económicos (en caso contrario no tendría sentido hacer una instalación dedicada a producir electricidad en lugar de directamente instalar una planta destinada exclusivamente a producir hidrógeno verde).

Por ello se plantea este segundo escenario, en el que se compara la decisión de adoptar o no electrolizadores siempre bajo la premisa de ese 80% de producción vendida.

Con ello, en caso de decidir no instalar los electrolizadores, tanto el gasto de inversión inicial (CAPEX) como el de mantenimiento anual (OPEX) se mantendrían igual que en el caso “optimista” descrito anteriormente de 100% de energía vendida. Sin embargo, sus ingresos decaerían al estar vendiendo menos cantidad de energía, con lo que los resultados financieros esperados decaerían como puede verse en el Anexo, como es de esperar.

Por otro lado, una situación interesante sucede al instalar los electrolizadores. Basándonos en estimaciones realistas de tecnología en el mercado actuales, que indican que el precio por MW instalado de electrolizador ronda los 0,8M€ y sus gastos de mantenimiento son del 3% anual; diseñando unos electrolizadores de 2MW de tamaño resulta en una inversión inicial extra de 1,6M€ y unos gastos anuales incrementados en 48.000€.

Con ello se puede ver cómo tanto el VAN como el TIR aumentan adoptando los electrolizadores, pero no llegan al nivel de rentabilidad que en el caso base de 100% de venta de energía como cabría de esperar:

Métricas financieras según escenario		VAN	TIR
100% producción vendida	Caso base	22.685.724,98 €	10,02%
80% Producción vendida	Sin electrolizadores	11.443.455,69 €	5,31%
	Con electrolizadores	22.037.747,99 €	9,17%

Tabla 24. Métricas financieras según escenario.

Por tanto, queda demostrado como la adopción de electrolizadores aumenta la rentabilidad esperada de la instalación en el supuesto que la producción media no consiguiese colocarse en el mercado en su totalidad. No obstante, cabe destacar que la inversión extra que supone ha de ser estudiada en detalle con simulaciones más profundas que repliquen en qué momento el parque eólico genera vertidos y si es en la cantidad de horas suficiente para que compense desde el punto de vista técnico instalar los electrolizadores, ya que en estas hipótesis se asume que ese 80% de energía producida es constante y por tanto los electrolizadores trabajan al mismo régimen y durante todo el día constantemente. Es por eso que el estudio de análisis de competitividad y precio medio de la energía se ha realizado teniendo en cuenta tan solo el escenario base y optimista del 100% de energía vendida al operador.

15. Análisis de competitividad

Para poder analizar la competitividad del proyecto, se ha optado por el cálculo de diversos factores objetivos para su comparación con otros proyectos similares de otras firmas dentro del mercado.

Cálculo WACC

Resulta particularmente útil el cálculo y análisis del WACC, o coste promedio ponderado del capital (del inglés Wighted Averaged Cost of Capital), que es una muestra del peso de las fuentes de financiación de un proyecto. Su fórmula es la siguiente:

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

Ecuación 4. Fórmula WACC

Donde

- WACC viene dado en %
- k_e se refiere al coste de los fondos propios, expresado en %
- k_d se refiere al coste de la deuda financiera, expresada en % (en nuestro caso 6%, más información en el Anexo III Presupuesto)
- E se refiere a los fondos propios (Equity). En nuestro caso, es del 30%
- D se refiere a la deuda financiera (Debt). En nuestro caso, es del 70%
- T se refiere al impuesto de sociedades, en nuestro caso del 25%

A menor valor de WACC, mayor valor tendrá la empresa tal como se muestra en la gráfica.

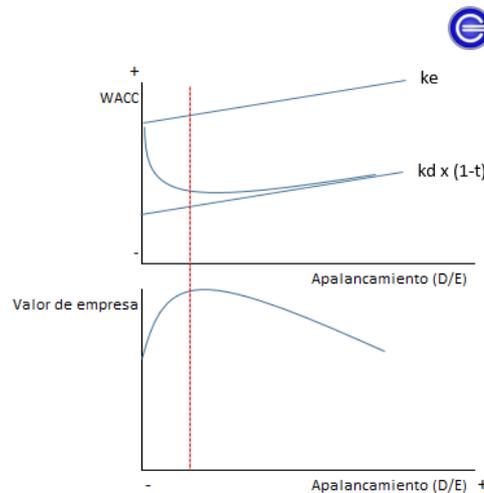


Ilustración 16. Evolución del WACC y del valor de la empresa según ratio D/E

Para el cálculo del k_e , se usa la siguiente fórmula

$$k_e = k_f + \beta * \Delta k_f$$

Ecuación 5. Fórmula k_e

Siendo k_f la tasa libre de riesgo, es decir la rentabilidad para un proyecto sin nada de riesgo (0,67% para España), β la volatilidad del proyecto y Δk_f la prima de riesgo española, escogida al 5%

El cálculo de la volatilidad del proyecto se ha hecho tomando como referencia la volatilidad de empresas similares del sector, en función de su apalancamiento (D/E) y comparándola con la nuestra, quedando un valor de 0,27.

En total el valor del WACC para nuestro proyecto es del 3,76%

Cálculo LCOE

Para obtener un valor final objetivo dentro del mercado de la generación de la energía, es muy común dentro del sector el cálculo del LCOE (Levelized cost of energy) o coste normalizado de la energía. Este valor nos dice el precio que va a costar realmente producir la energía, según varios parámetros para su posterior análisis.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1 + WACC)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1 + WACC)^t}}$$

Ecuación 5. Fórmula LCOE

Donde

- t es la evolución del proyecto, en años y empezando en el año 1 y finalizando en el 20 (fin del periodo de explotación del parque)
- $CAPEX_t + OPEX_t$ se refieren a los costes de capital y mantenimiento anuales
- E_t se refiere a la energía producida anualmente, en Mwh
- El $LCOE$ será por tanto el coste total por cantidad de energía producida, en este caso en €/Mwh

Tras realizar los cálculos (ver anexo III presupuesto), el LCOE del proyecto es de 29,47€/Mwh.

Como se puede ver en la tabla adjunta, conclusión de un estudio global sobre los LCOE de distintos métodos de generación de energía, este proyecto se encuentra dentro de los precios competitivos del mercado eólico, con un precio de 31,45\$/Mwh. Es por tanto, un proyecto que se espera sea muy competitivo dentro del mercado de generación de energía.

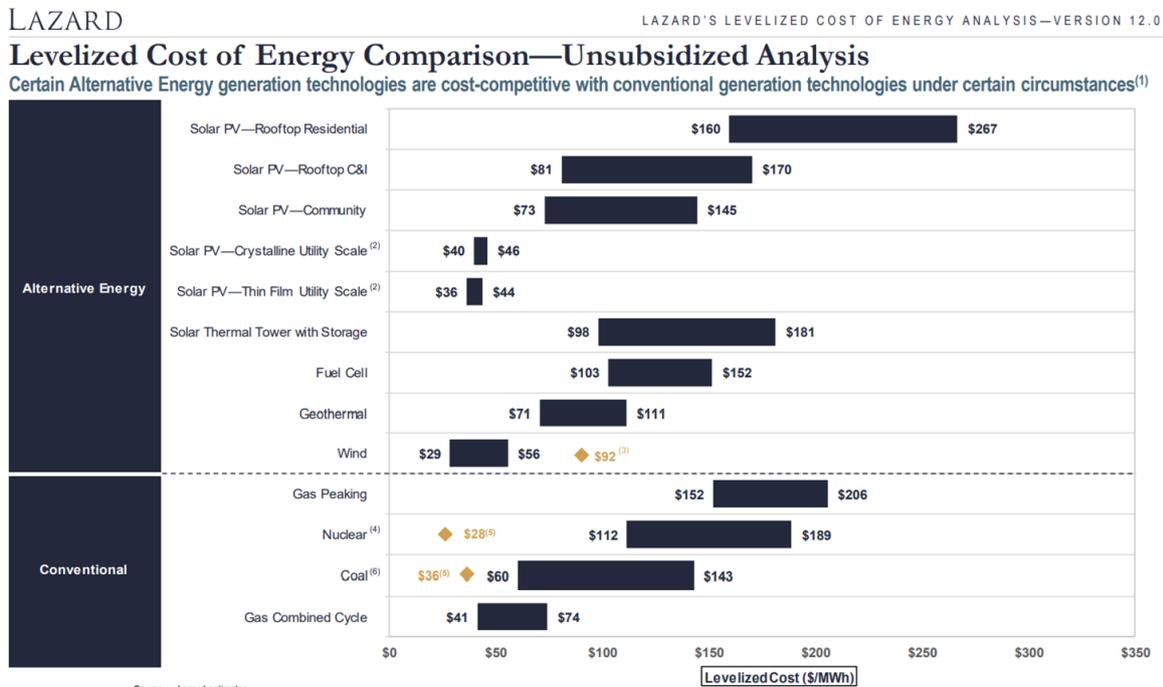


Ilustración 17.LCOE para distintos métodos de generación de energía

16. Conclusiones

Como se puede ver en este documento, el proyecto del Parque Eólico 31 MW queda definido para su aprobación por parte de la Administración, así como por parte del Promotor del proyecto y su posterior paso a Ingeniería de Detalle y realización material.

El proyecto supondrá una menor dependencia a nivel nacional de los combustibles fósiles, abogando por un uso de tecnologías más limpias aprovechando recursos que, como se puede ver en esta memoria, son de sobra válidos para una generación eficaz de energía.

Se ha perseguido en todo momento el desarrollo del proyecto respetando y minimizando al máximo el impacto ambiental, así como las afecciones a entidades públicas y privadas para garantizar que el parque eólico cumple con su cometido de generación de energía con respeto a la sociedad, haciendo así un servicio que será beneficioso tanto para el Promotor de este proyecto como para los usuarios finales.

El estudio de la implantación de los electrolizadores demuestra como en situaciones en las que por diversos motivos la energía producida no va a poder ser colocada en el mercado en su totalidad, los electrolizadores suponen una fuente de ingresos extra para el Promotor de la instalación y suponen la eliminación o disminución de los vertidos eólicos, consiguiendo un mayor aprovechamiento energético. Pese a que más simulaciones serían necesarias para una aprobación definitiva, el abaratamiento de costes tecnológicos y una creciente demanda de Hidrógeno Verde hacen que esta vía complementa a la perfección las instalaciones eólicas clásicas para aportar mayor eficiencia.

Por último, se ha garantizado la viabilidad económica del proyecto, pues se han estudiado planes de financiación y análisis de competitividad rigurosos que suponen una viabilidad del proyecto dentro del horizonte temporal marcado, aún dentro de un entorno pesimista.

17. Bibliografía y agradecimientos

El presente trabajo recoge los conocimientos adquiridos durante mis años de aprendizaje universitario combinados con su experiencia profesional en una empresa de Ingeniería de energías renovables.

En primer lugar, me gustaría agradecer a la Universidad Pontificia Comillas y a ICAI en particular por sus enseñanzas, que me han servido para acabar de formarme como Ingeniero Superior y entender mejor el mundo que me rodea.

También me gustaría agradecer al grupo Isastur, empresa en la que realicé mis prácticas, por haberme enseñado como se relaciona lo aprendido en las aulas con el mundo empresarial y cómo la Ingeniería que se ve en libros y problemas cobra sentido en el mundo real; como se puede ver en este proyecto.

Mi familia y amigos han supuesto un pilar fundamental en mi motivación y empeño tanto en elegir como en querer acabar la carrera universitaria, y es algo de lo que siempre estaré agradecido.

Por último y más importante me gustaría agradecer al director de este Trabajo de Fin de Máster, D. Fernando Alonso por su tiempo dedicado a ayudarme e instruirme, y los recursos proporcionados para elaborar este trabajo en materia de estructura y prácticas habituales en la industria.

Pese a haber utilizado en gran medida los conocimientos aprendidos tanto en la Universidad como en las prácticas, resultaron también de referencia las siguientes fuentes consultadas:

- [NELH2023] Nel Hydrogen (2023) *Electrolyzer technology and prices*. <https://nelhydrogen.com>
- [IREN2022] IRENA (2022) *Green Hydrogen: A guide to policy making*. International Renewable Energy Agency. <https://irena.org/publications/2022/Jan/Green-Hydrogen>
- [HYDR2021] Hydrogen Council (2021) *Hydrogen Insights 2021*. <https://hydrogencouncil.com>
- [NACI2015] Naciones Unidas (2015) *Objetivos de Desarrollo Sostenible*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible>
- [NACI2019] Naciones Unidas (2019) *ODS 7: Energía asequible y no contaminante*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>
- [COME2023] Comisión Europea (2023) *Estrategia de la UE sobre el hidrógeno*. <https://ec.europa.eu/energy/hydrogen-strategy>
- [WIND2022] WindEurope (2022) *Wind energy in Europe: Outlook for 2023*. <https://windeurope.org>
- [REDE2022] Red Eléctrica de España (2022) *Informe del sistema eléctrico español*. <https://www.ree.es/es/actividades/informe-del-sistema-electrico>

- [AEEO2021] AEE (2021) *La Eólica en España: Informe anual*. Asociación Empresarial Eólica. <https://www.aeeolica.org/publicaciones/informe-anual>
- [GWEC2023] Global Wind Energy Council (2023) *Global Wind Report 2023*. <https://gwec.net/global-wind-report-2023>
- [MITE2023] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) (2023) *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030*. <https://www.miteco.gob.es/es/energia/temas/planificacion-energetica/Plan-Nacional-Integrado-Energia->
- [EWEA2016] EWEA (2016) *Wind energy - The facts: A guide to the technology, economics and future of wind power*. European Wind Energy Association. https://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Wind_energy_-_The_facts.pdf
- [BURT2021] Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D., and Bossanyi, E. (2021) *Wind Energy Handbook*. 3rd edn. Chichester: John Wiley & Sons.
- [MANW2010] Manwell, J.F., McGowan, J.G., and Rogers, A.L. (2010) *Wind Energy Explained: Theory, Design, and Application*. 2nd edn. Chichester: John Wiley & Sons.
- [ACKE2012] Ackermann, T. (2012) *Wind Power in Power Systems*. 2nd edn. Chichester: John Wiley & Sons.
- [GOBI2020] Gobierno de España (2020) *Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica*. Boletín Oficial del Estado, 25 de junio de 2020, núm. 175.

ANEXO I: ESTUDIO DE RECURSO EÓLICO Y RESULTADOS DE PARTIDA DEL TRABAJO DE FIN DE MÁSTER.

ÍNDICE

1. Objeto	2
2. Conclusiones	3
3. Datos meteorológicos	4
4. Mapa de pendientes	5
5. Mapa de restricciones	6
6. Mapa de elevación	12
7. Resultados de producción por explotación	13

1. Objeto

El objeto del presente anexo es el de ilustrar el proceso de obtención de la estimación de la energía que producirá el Parque Eólico. Dicho proceso es en esencia los resultados del Trabajo de Fin de Grado que el autor realizó durante sus prácticas curriculares en una empresa externa. Dichos datos y conclusiones, si bien contienen información confidencial y fruto de la colaboración con la empresa, han sido debidamente alterados para mostrar unos resultados fiables pero sin comprometer la confidencialidad que fue firmada entre empresa y alumno.

Partiendo de los datos geográficos del terreno, tales como la elevación y la climatología se obtiene una primera estimación de los resultados esperados en términos de producción energética para distintos emplazamientos cercanos. Desde ese punto se tienen en cuenta las distintas restricciones que existan en el terreno y en la legalidad vigente para modelizar en base a dichos parámetros las zonas óptimas sobre las que emplazar los aerogeneradores.

A partir de ahí se estudian diversas alternativas para conseguir una disposición final, teniendo en cuenta los 3 siguientes factores:

- Disposición y número de aerogeneradores
- Vía de acceso a la instalación
- Vía de evacuación de la energía producida

De cada uno de estos aspectos se desarrollaron 3 alternativas las cuales fueron enviadas como entregables a la empresa cliente y fue esta la que seleccionó el diseño final en materia de layout, acceso y evacuación teniendo en cuenta métricas propias y sinergias con otros parques existentes de la zona, por lo que la explicación de cada alternativa elegida no está recogida en el presente anexo, además de por distintos temas de confidencialidad. Una vez elegida la disposición final, se procedió a calcular y estimar la producción según las características y restricciones de la zona, procediendo a los resultados aquí mostrados.

Con esto se consigue una distribución final para la instalación, conocida como layout y que sirve como punto de partida sobre la que desarrollar el presente proyecto de Ingeniería Básica del Parque Eólico.

En el presente anexo se explican los distintos resultados obtenidos en dicho TFG y sobre los que se basa el Proyecto actual.

2. Conclusiones

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para el Parque Eólico para la configuración finalmente escogida:

Modelo y curva de potencia

Diámetro de rotor (m)	170
Potencia unitaria (MW)	6.2
Altura de buje (m)	115
Código de curva de potencia	Siemens Gamesa170_6200_01
Nº WTGs	5
Potencia total (MW)	31

Datos generales

Proyecto	Kastillo
Código Evaluación	ESP-EUS-KAS-EVA-001-04042022
Código de procesado de datos de viento	ESP-EUS-KAS-WDB-0001-04042022
Código Layout	ESP-EUS-KAS-LAY-005-01042022

Diámetro de rotor (m)	170
Altura de buje (m)	115
Potencia unitaria (MW)	6.2
Número de turbinas	5
Potencia instalada total (MW)	31.0
Potencia de acceso (MW)	31.0
Velocidad media a altura de buje (m/s)	7.0
Densidad promedio del aire (kg/m ³)	1.10

Resumen de producción bruta

Producción bruta (MWh/año)	103959
Factor de capacidad bruto (%)	38,3
Horas brutas equivalentes	3354

Resumen de factores de eficiencia aplicados

Efecto Estela y Efecto Bloqueo (%)	95,2
Eficiencia Eléctrica (%)	97,5
Disponibilidad (%)	95,9
Rendimiento de WTG (%)	96,1
Meteorología Extrema y Entorno (%)	100,0
Limitaciones (%)	100,0
Total de factores aplicados (%)	85,5

Resumen de producción neta

Producción neta (MWh/año)	88878
Factor de capacidad netas (%)	32,7
Horas netas equivalentes	2867

Incertidumbre

Horizonte temporal	Largo Plazo
Incertidumbre Total (%)	25,2
P90 (horas equivalentes netas)	1939
P75 (horas equivalentes netas)	2379
P50 (horas equivalentes netas)	2867
Programas utilizados para la modelización del viento y las estelas	WASP, Openwind

Tabla 1. Tabla de resultados

3. Datos meteorológicos

3.1. Equipos de medida y fuentes de datos

Los datos de viento empleados son una serie temporal horaria virtual del modelo de reanálisis ERA5, desarrollado por el ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts).

La serie de datos utilizada se extiende desde enero de 1979 hasta marzo de 2021. Esta serie de reanálisis se ha ajustado posteriormente a un modelo que acopla análisis mesoescalar y microescalar.

La distancia media de este punto a cada una de las posiciones del Parque Eólico es de 739m aproximadamente.

3.2. Rosa de vientos

Los datos de viento utilizados muestran una rosa de frecuencia con dos componentes principales, N y S. Al analizar la rosa de energía, la componente S resulta acentuada por la mayor velocidad de los registros de viento en las direcciones SW y SE.

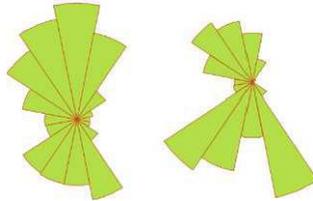


Ilustración 1. Rosa de frecuencia y de energía a 115m

4. Mapa de pendientes

En la siguiente imagen se observa el mapa de pendientes en grados en el Parque Eólico



Ilustración 2..Mapa de pendientes en el Parque Eólico

5. Mapa de restricciones

Para hallar las restricciones que puedan afectar al Proyecto, se utilizan datos tanto de entidades públicas como de entidades privadas para conseguir modelizar una zona óptima tanto desde el punto de vista legal como de viabilidad técnica. Para ello se modelizó en el software EnvGis distintos parámetros, cuyas capas más destacadas fueron:

Medio ambiente

MEDIO AMBIENTE				
NOMBRE CAPA	DESCRIP. NOMBRE	ESTUDIADO	ENTREGADO	COMENTARIO
CORRED_PRIO_WWF	Corredores Prioritarios	X		No afecta al área de estudio
ENP	Espacios Naturales Protegidos	X	X	Se entrega en ZONIF_PARNATURAL
HIC_P_ATLAS	Hábitat de Interés Comunitario Prioritario de Atlas de los Hábitat de España	X	X	Se excluye de la zona óptima
IBAS	Áreas importantes para la conservación de aves	X		No afecta al área de estudio
IEZH	Inventario Español de Zonas Húmedas	X		No afecta al área de estudio
LIC_QUIRÓPTER O	LIC con quirópteros	X	X	Limita con la poligonal
RAMSAR	Humedales Ramsar	X		No afecta al área de estudio
REDNATURA2000	Red Natura 2000	X	X	Limita con la poligonal
RESERVASBIO	Reservas de la Biosfera	X		No afecta al área de estudio

Tabla 2.Aspectos estudiados. Medio ambiente

Hidrología

HIDROLOGIA				
NOMBRE CAPA	DESCRIP. NOMBRE	ESTUDIADO	ENTREGADO	COMENTARIO
ACUEDUCTO_L	Acueducto	X		No afecta al área de estudio
ALM_AGU_S	Almacenamiento de Agua Superficie	X	X	Próximo a la poligonal
CAUCE_ART_L	Cauce Artificial Línea	X		No afecta al área de estudio
CAUCE_ART_S	Cauce Artificial Superficie	X		No afecta al área de estudio

CONST_HIDRO_S	Construcción Hidrográfica Superficie	X		No afecta al área de estudio
DEPO_AGUA_S	Depósito de Agua	X		No afecta al área de estudio
DPH_DESLIN	Dominio Público Hidrául icoDeslindado	X		Considerado en Otras Fuentes
DPH_CARTO	Dominio Público Hidrául icoCartográfico	X		Considerado en Otras Fuentes
EMBALSE_S	Embalse_ Superficie	X		Considerado en PTS_ZHUMEDA
HUMEDAL_S	Humedal Superficie	X		No afecta al área de estudio
LAGUNA_S	Laguna Superficie	X		No afecta al área de estudio
RIO_L	Río línea	X	X	Se aplica restricción de 50 m (4ª Jerarquía)
RIO_S	Río Superficie	X		Considerado en Otras Fuentes
SALINA_S	Salina Superficie	X		No afecta al área de estudio
SURGENCIA_P	Surgencia	X		No afecta al área de estudio

Tabla 3. Aspectos estudiados. Hidrología

Usos del suelo

USOS DEL SUELO				
DESCRIP.	NOMBRE	ESTUDIADO	ENTREGADO	COMENTARIO
	Agrupación de Edificios	X		Considerado en Otras Fuentes
	Almacén Superficie	X		No afecta al área de estudio
	Residuos	X		
	Cortafuegos línea	X	X	Se excluye de la zona óptima
	Cultivo Intensivo Superficie	X		No afecta al área de estudio
	Depósito General	X		No afecta al área de estudio
	Estación Depuradora de Aguas Residuales Urbanas	X		No afecta al área de estudio
	Punto de Vertido de Aguas Residuales	X		No afecta al área de estudio

Entidad de Superficie	Población	X		Considerado en Otras Fuentes
Explotación Superficie	Minera	X	X	A 83 m de la poligonal
Explotación Minera	Punto	X		No afecta al área de estudio
Parcelas catastrales		X		

Tabla 4. Aspectos estudiados. Uso del suelo

Redes de transporte

REDES DE TRANSPORTE				
NOMBRE CAPA	DESCRIP. NOMBRE	ESTUDIADO	ENTREGADO	COMENTARIO
CAMINO_L	Camino Línea	X	X	No se aplica restricción
CARRETERA_L	Carretera Línea	X	X	Considerado en BTA5_RED_VIARIA. Se aplica restricción de 200 m a CARRETERAS PRINCIPALES y de 20 m a OTRAS VIAS REVESTIDAS
ESTACION_FFCC_S	Estación Ferrocarril	X		No afecta al área de estudio
FFCC_AV_L	Ferrocarril Alta Velocidad Línea	X		No afecta al área de estudio
FFCC_CONV_L	Ferrocarril Convencional Línea	X		No afecta al área de estudio
INF_TRANS_S	Infraestructura de Transporte Superficie	X		No afecta al área de estudio
ITINERARIO_L	Itinerario	X		Considerado en Otras Fuentes
PISTA_ATERR_S	Pista Aterrizaje Superficie	X		No afecta al área de estudio
SENDA_L	Senda línea	X	X	Considerado en Otras Fuentes
SERV_AERONAUTICA	Servidumbre aeronáutica	X	X	Se tienen en cuenta las servidumbres
TRANSP_ESP_L	Transporte Especial	X		No afecta al área de estudio
TRANSP_SUSP_L	Transporte Suspenso	X		No afecta al área de estudio
ZONA_ATERR_S	Zona Aterrizaje Superficie	X		No afecta al área de estudio

Tabla 5. Aspectos estudiados. Redes de transporte

Patrimonio

PATRIMONIO				
NOMBRE CAPA	DESCRIP. NOMBRE	ESTUDIAD O	ENTREGAD O	COMENTARIO
ARBOL_P	Árbol Punto	X		No afecta al área de estudio
CONST_HIST_L	Construcción Línea	Histórica X		No afecta al área de estudio
CONST_HIST_S	Construcción Superficie	Histórica X		No afecta al área de estudio
C_SANTIAGO	Camino de Santiago	X		No afecta al área de estudio
CUEVA_P	Cueva Punto	X		No afecta al área de estudio
EDIF_RELL_S	Edificio Religioso	X	X	Se aplica restricción de 200 m (altura efectiva)
LIG_P	Lugares de Interés Geológico Punto	X		No afecta al área de estudio
LIG_S	Lugares de Interés Geológico Superficie	X		No afecta al área de estudio
MONUMEN_P	Monumento Superficie	X		No afecta al área de estudio
REF_VISU_S	Referencia Superficie	Visual X		No afecta al área de estudio
VERTICE_GEO	Vértices Geodésicos	X	X	Se aplica restricción de 100 m
VIA_PECU_L	Vía Pecuaria Línea	X		No afecta al área de estudio
YACI_ARQ_S	Yacimiento Superficie	Arqueológico X		Considerado en Otras Fuentes
YACI_ARQ_P	Yacimiento Punto	Arqueológico X		Considerado en Otras Fuentes

Tabla 6. Aspectos estudiados. Patrimonio

Energía y conducción

ENERGIA Y CONDUCCION				
NOMBRE CAPA	DESCRIP. NOMBRE	ESTUDIADO	ENTREGADO	COMENTARIO
AEROS_COMP	Aerogeneradores de la competencia	X		No afecta al área de estudio

CENTRAL_ELECT_S	Central Eléctrica	X		No afecta al área de estudio
CONDUC_COMB_L	Conducción Combustible Línea	X		Considerado en GAS_ENAGAS
GAS_ENAGAS	Gaseoducto_Enagas	X	X	Se aplica restricción de 50 m
LIN_ELECT_L	Línea Eléctrica Línea	X	X	Considerado en BTA5_LIN_ELECT. Se aplica restricción de 250 m
SOLAR_COMP	Parques Solares Competencia	X		No afecta al área de estudio

Tabla 7.Aspectos estudiados. Energía y conducción

Edificación

EDIFICACION					
NOMBRE	DESCRIP.	NOMBRE	ESTUDIAD O	ENTREGADO	COMENTARIO
CAPA ANTENA_P	Antena	Punto	X		No afecta al área de estudio
CEMENT_S	Cementerio	Superficie	X		No afecta al área de estudio
EDIF_S	Edificación	Superficie	X	X	Buffer de 500 m a edificaciones residenciales, y 50 m a edificaciones de otra naturaleza (no residencial)
INST_INDUS_S	Instalación Superficie	Industrial	X		Se encuentra en UDAL_RESID (ya aplicada restricción)
INST_DEPOR_S	Instalación Superficie	Deportiva	X		No afecta al área de estudio
INST_RECRE_P	Instalación Recreativa	Punto	X		No afecta al área de estudio
INST_RECRE_S	Instalación Superficie	Recreativa	X		No afecta al área de estudio
MOLINO_S	Molino	Superficie	X		No afecta al área de estudio

Tabla 8.Aspectos estudiados. Edificación

Con esto se llega al siguiente mapa general de restricciones encontradas.

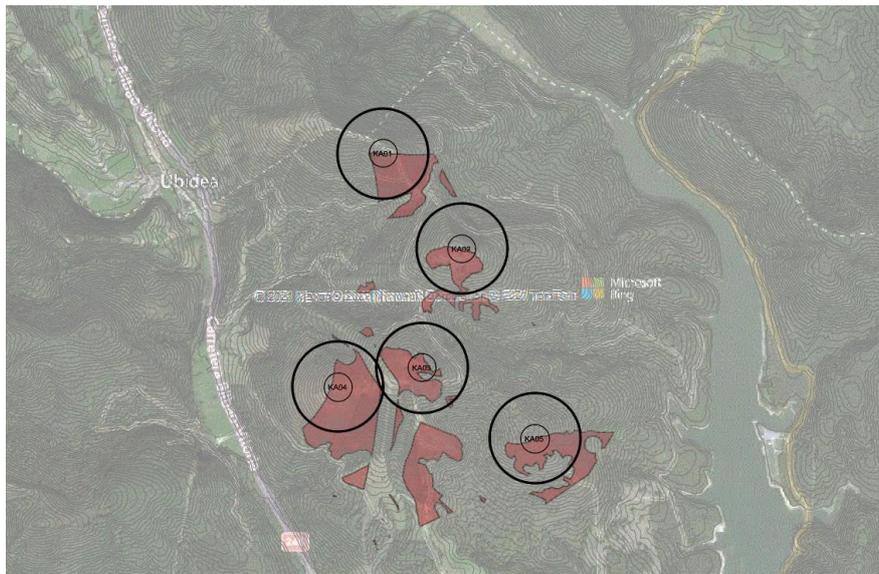


Ilustración 3. Mapa de área válida considerada en el Parque Eólico.

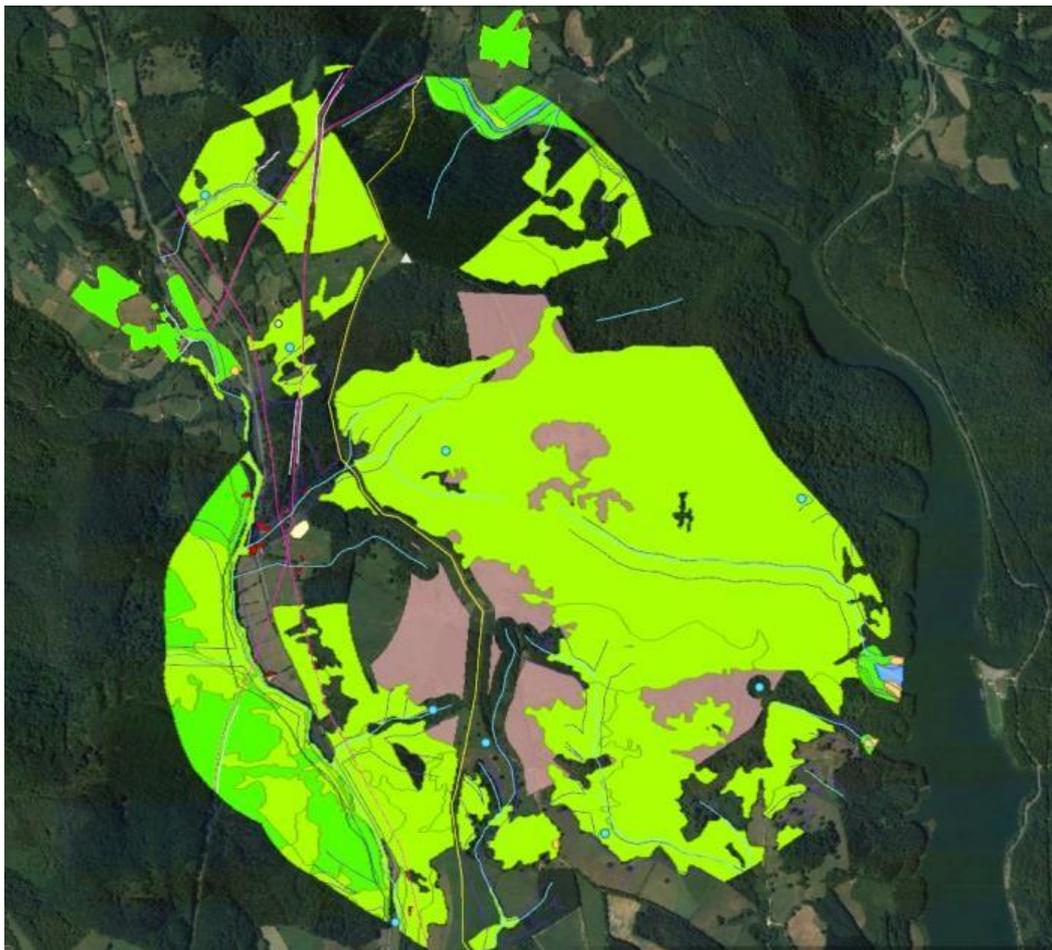


Ilustración 4. Resultado del análisis multicriterio pormenorizado (ENV_GIS) en el que se muestra en ortofotografía del área estudiada, la información cartográfica más relevante analizada (en distintos tonos verdes, azules y naranjas), así como la zona óptima (en rosa)

6. Mapa de elevación

A continuación, se muestra el mapa de elevación del emplazamiento:

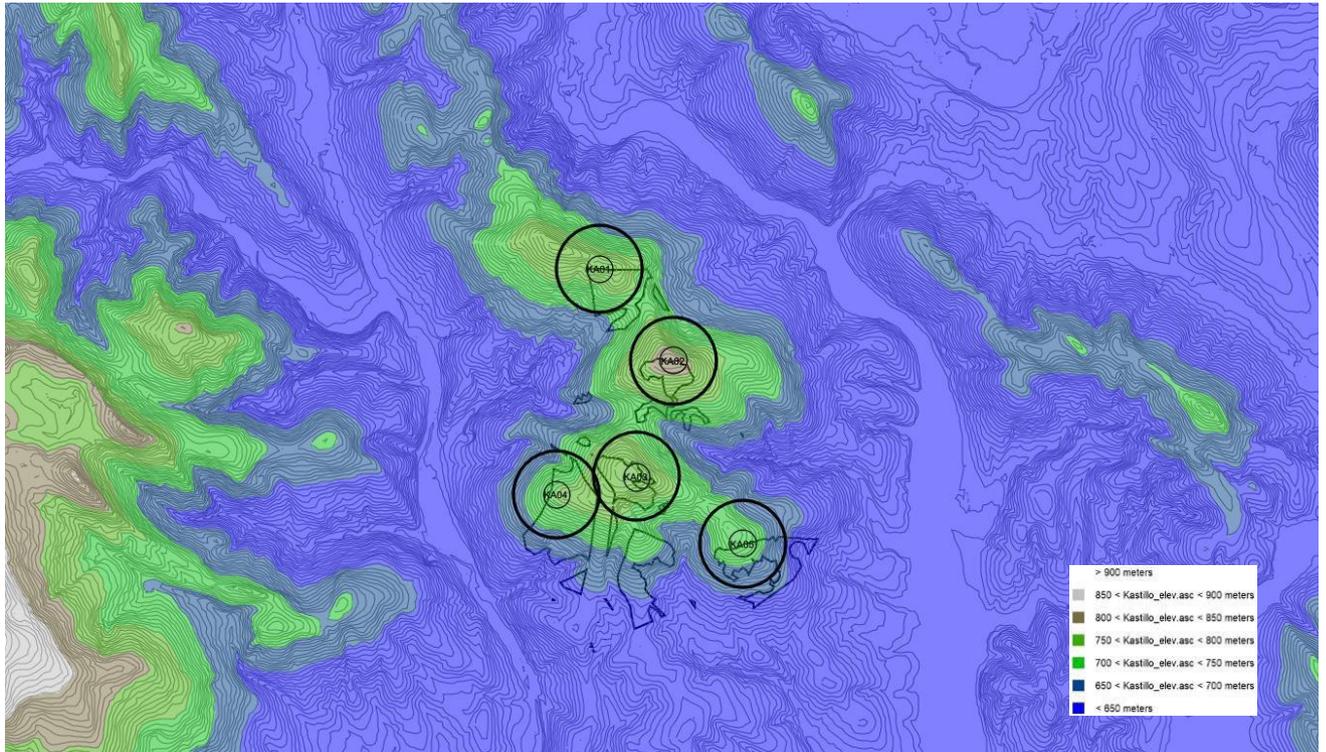


Ilustración 5. Mapa de elevación del Parque Eólico.

7. Resultados de producción por explotación

A continuación, se muestra el mapa de viento, rosa de energía y layout del parque.

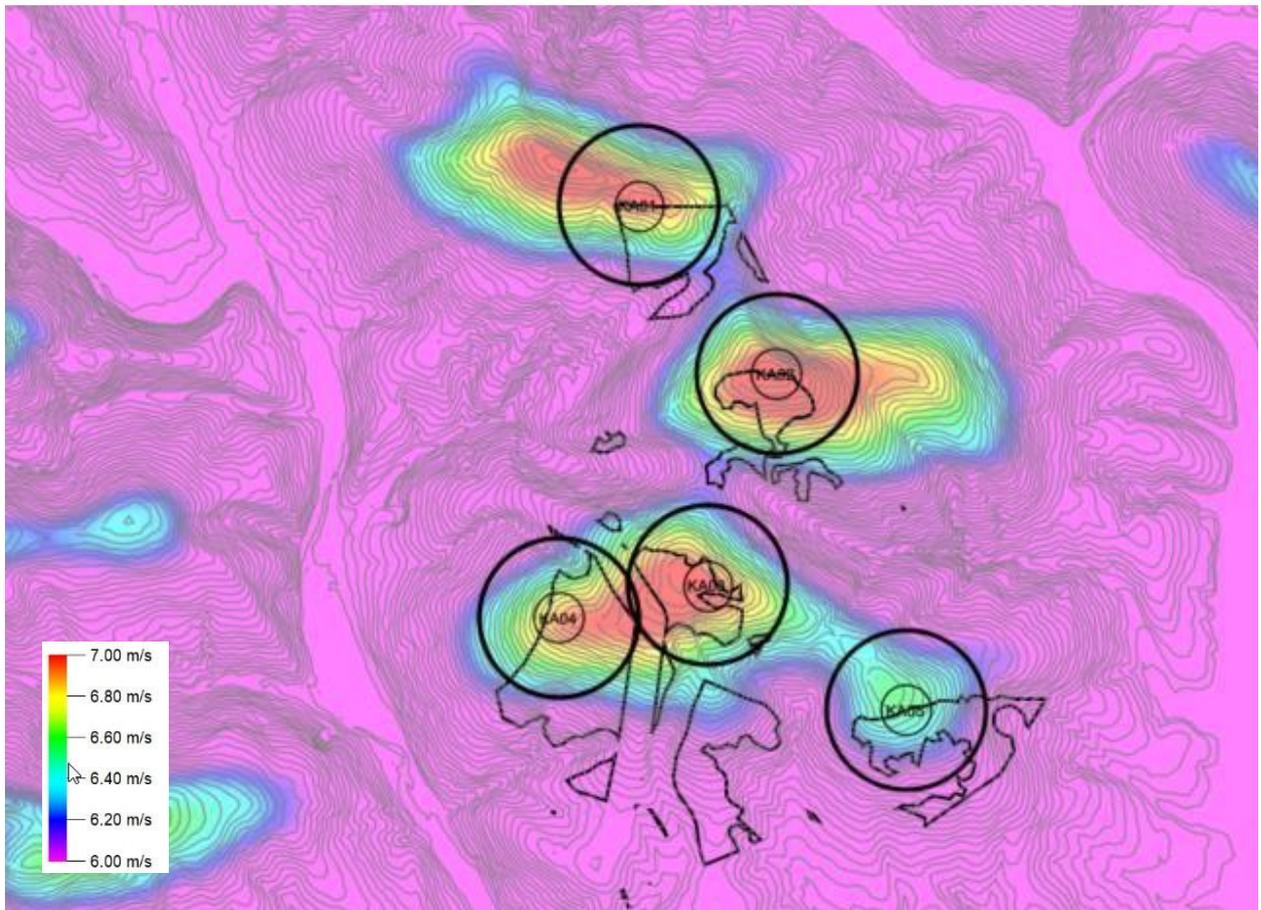


Ilustración 6. Mapa de viento con la SG170 - 6.2MW a 115m del Parque Eólico.

La malla del modelo de flujo de viento ha sido generada mediante:

- WAsP v12.

La producción bruta ha sido calculada a través de dicha malla mediante:

- Openwind.

El modelo de estelas utilizado ha sido:

- Openwind "DAWM Eddy Viscosity"

En la siguiente tabla se muestran los resultados de los cálculos de producción para todas las posiciones de los aerogeneradores (UTM WGS84 30N):

Sistema de coordenadas	ID	X (m)	Y (m)	Elevación (m)	Diámetro de Rotor (m)	Altura de buje (m)	Potencia Unitaria (kW)	Energía Bruta (MWh)	Energía Neta (MWh)	Velocidad libre (m/s)	Pérdida por efecto estela (en términos de eficiencia, %)	Otras pérdidas (en términos de eficiencia, %)	Horas equivalentes netas
UTM WGS84 Huso 30 N	KA01	526664	4763659	779	170	115,0	6200	20879	18154	7,0	96,8	89,8	2928
UTM WGS84 Huso 30 N	KA02	527106	4763122	814	170	115,0	6200	21932	18060	7,3	91,7	89,8	2913
UTM WGS84 Huso 30 N	KA03	526883	4762450	795	170	115,0	6200	21190	17839	7,1	93,7	89,8	2877
UTM WGS84 Huso 30 N	KA04	526412	4762344	753	170	115,0	6200	20961	18552	7,0	98,5	89,8	2992
UTM WGS84 Huso 30 N	KA05	527516	4762053	725	170	115,0	6200	18996	16273	6,6	95,4	89,8	2625

Tabla 9. Resultados por posición para la SG170 - 6.2MW a 115m.

ANEXO II: CÁLCULOS ELÉCTRICOS

ÍNDICE

1. Objeto	1
2. Normativa Aplicable	2
3. Bases de cálculo.....	3
4. Tensiones nominales y niveles de aislamiento	4
5. Intensidades Nominales.....	5
6. Características de los cables de Media Tensión.....	6
7. Requisitos generales de dimensionamiento	7
8. Criterios de cálculo de Conductores	8
9. Dimensionamiento de los Conductores	10
10. Estudio de Puesta a Tierra.....	18

1. Objeto

El objeto del presente anexo es la justificación y cálculo de los principales parámetros eléctricos de la instalación, así como el dimensionamiento de los conductores a emplear y la selección de los equipos protección y maniobra, todo ello de acuerdo con los reglamentos y normas de aplicación en cada caso.

2. Normativa Aplicable

El cálculo descrito en los apartados siguientes, se ha hecho basándose en las siguientes normativas de alcance nacional:

- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias

3. Bases de cálculo

En los cálculos que a continuación se desarrollan se ha partido de los siguientes supuestos:

- El Parque Eólico estará constituido por 5 generadores de 6.200kW de potencia nominal unitaria, Tensión nominal $U_n=0,72$ kV.
- Cada aerogenerador incluye su correspondiente transformador 30/0,690 kV, de 7.200 kVA.
- Se dispone de un sistema de compensación de energía reactiva en cada aerogenerador, que mantiene el factor de potencia igual a 0,95.
- Los distintos centros de transformación están interconectados mediante líneas subterráneas de 30 kV, con conductores XLPE 18/30 kV Al directamente enterrados a 1 metro de profundidad como mínimo.

La evacuación del Parque Eólico se hará mediante líneas subterráneas a 30 kV y de aproximadamente 8,735 Km de longitud de cableado por terna (26,205 km por fase), que recogerá la energía generada en cada uno de los aerogeneradores de dicho parque y la conducirá hasta el "C.S Parque Eólico 30 kV".

A su vez, este centro evacúa a través de una línea subterránea de 30 kV, hasta la SET existente, denominada SET Subestación, propiedad de Iberdrola.

4. Tensiones nominales y niveles de aislamiento

Circuitos de media tensión

La distribución de energía desde los aerogeneradores hasta la subestación se efectuará a 30 kV. De acuerdo con la Instrucción MIE-RAT 12 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, el material a emplear será el correspondiente al Grupo A (tensión nominal superior a 1 kV y menor de 52 kV).

La red proyectada es de Categoría A, según la ITC-LAT 06, siendo sus características principales:

- Tensión nominal de la red (U_n) - 30 kV
- Tensión más elevada de la red (U_s) – 36 kV
- Categoría de la red – A
- Características mínimas del cable y accesorios:
 - Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre cada conductor y la pantalla del cable, para la que se han diseñado el cable y sus accesorios (U_o) - 30 kV
 - Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre dos conductores cualesquiera para la que se han diseñado el cable y sus accesorios (U) - 36 kV
 - Valor de cresta de la tensión soportada a impulsos de tipo rayo aplicada entre cada conductor y la pantalla o la cubierta para el que se ha diseñado el cable o los accesorios (U_p) - 170 kV

5. Intensidades Nominales

Aerogeneradores

La intensidad en el lado de 30 kV será:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} = \frac{6.200}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 0,95} = 113,44 \text{ A}$$

Este valor se tendrá en cuenta para la selección de la apartamentación de corte de la celda de protección del transformador y para el dimensionamiento de los conductores entre el transformador y dicha celda.

Circuitos de distribución de Media Tensión

La intensidad nominal de las líneas de distribución interior del parque será el resultado de multiplicar la intensidad en el lado de media tensión de cada generador por el número de aerogeneradores de cada circuito. En este caso:

$$I_n = \frac{n^{\circ} \text{ aeros} \cdot P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} = \frac{2 \cdot 6.200}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 0,95} = 226,89 \text{ A (circuitos 2 aeros)}$$

$$I_n = \frac{n^{\circ} \text{ aeros} \cdot P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} = \frac{3 \cdot 6.200}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 0,95} = 226,89 \text{ A (circuitos 3 aeros)}$$

Estos valores se tendrán en cuenta para la selección de los interruptores de las celdas de media tensión de los aerogeneradores, así como en el dimensionamiento de los conductores de 30 Kv en los distintos tramos de canalización.

6. Características de los cables de Media Tensión

Los cables de media tensión presentes en la instalación deben tener las siguientes características:

- Conductor Aluminio
- Aislamiento del cable XLPE
- Aislamiento del cable 18/30 Kv
- Máxima temperatura en servicio permanente: 90°C
- Máxima temperatura de cortocircuito: 250°C

Los datos de intensidad admisible, resistencia y reactancia del cable, necesarios para los cálculos, serán obtenidos de un catálogo comercial de fabricante, y serán actualizados con datos facilitados por el suministrador seleccionado.

7. Requisitos generales de dimensionamiento

Método de instalación

Los cables de media tensión, se instalarán directamente enterrados en el terreno, al tresbolillo, a una profundidad mínima de 1m, y con una distancia entre ternos de cables de 200 mm.

Temperatura del terreno

Se toma como dato de partida una temperatura del terreno de 15°C a la profundidad de tendido de los cables. Este dato se corroborará con futuros estudios geotécnicos de las parcelas afectadas.

Resistividad Térmica del terreno

Se toma como dato de partida una resistividad del terreno de 1,5 k·m/W. Este dato se corroborará con futuros estudios geotécnicos de las parcelas afectadas

8. Criterios de cálculo de Conductores

Los conductores de interconexión a 30 Kv entre los distintos aerogeneradores se dimensionan teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Intensidad máxima permanente admisible.
- Intensidad máxima admisible de cortocircuito del conductor.
- Caída de tensión.
- Pérdida de potencia.

Intensidad máxima permanente admisible.

Las condiciones que afectan a este requisito son las siguientes:

- Los valores de capacidad de corriente en régimen permanente de los cables serán calculados de acuerdo al Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión, o valores proporcionados por fabricante, considerando los factores de corrección debido a la temperatura ambiente y el método de instalación.
- Con el fin de garantizar que las temperaturas en los cables no excedan los valores apropiados (mediante la limitación de la capacidad de corriente), el área transversal de los conductores deberá ser tal que el valor de la corriente máxima admisible del cable en régimen permanente (teniendo en cuenta los factores de corrección debido a temperatura ambiente y agrupación de cables) sea mayor que la corriente nominal o de ajuste del dispositivo de protección del cable (p. ej. Fusibles, interruptores magnetotérmicos, etc.).
- Los cables que discurran bajo tierra lo harán según el método de instalación descrito en el apartado 9 del presente documento.
- La temperatura del terreno considerada para el dimensionamiento del cable estará de acuerdo a lo indicado en el apartado 9 del presente documento.
- La resistencia térmica del terreno tendrá un valor de acuerdo con el apartado 9 del presente documento.

La temperatura de funcionamiento del conductor en régimen permanente no sobrepasará el límite térmico del material. La cargabilidad admisible para el cable se considera del 85%.

Intensidad máxima admisible de cortocircuito del conductor.

La sección mínima de los cables MT, será calculada a partir del tiempo de despeje de falta ajustado en el dispositivo de protección, de la máxima corriente de cortocircuito prevista y de la temperatura máxima permitida del cable (250°C para aislamiento XLPE) bajo condiciones de cortocircuito.

Será considerado un tiempo de despeje de falta de 1 s. Como criterio de diseño inicial será considerada una intensidad de cortocircuito máxima de los diferentes circuitos de 20 Ka. Este requisito se deberá comprobar con los cálculos de cortocircuito realizados en base a las condiciones reales de la red de conexión y de los equipos a instalar.

Caída de tensión.

La sección de los conductores a utilizar se determinará de forma que la caída de tensión en cualquier punto de la instalación sea menor del 4 % de la tensión nominal.

Pérdida de potencia.

La sección de los conductores a utilizar se determinará de forma que la pérdida de potencia por circuito sea menor del 1%.

9. Dimensionamiento de los Conductores

Capacidad de corriente

La sección transversal del cable será determinada seleccionando el cable cuya capacidad de corriente máxima admisible, en las condiciones de instalación referidas, sea mayor que la corriente nominal que circulará por el conductor.

La capacidad de corriente del cable seleccionado en régimen permanente (I_z) en Amperios se obtendrá de:

$$I_z = I_0 \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4$$

Siendo:

- I_z : Corriente máxima admisible del cable en las condiciones de instalación.
- I_0 : Corriente máxima admisible del cable en las condiciones de referencia del Reglamento.
- k_1 es el factor de corrección para temperaturas del suelo diferentes de 25 °C
- k_2 es el factor de corrección para agrupación de ternos.
- k_3 es el factor de corrección para resistividad térmica del suelo diferente del valor de referencia (1,5 K.m/W).
- k_4 es el factor de corrección para instalaciones enterradas a una profundidad diferente del valor de referencia (1 m).

9.1.1. Capacidad de corriente de los cables

Se tiene en cuenta el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión para la selección de la capacidad de corriente de los cables utilizados:

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

Tabla 1. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 Kv directamente enterrados

Para secciones superiores no contempladas en el RLAT se toman valores obtenidos de un catálogo comercial de fabricante, y serán actualizados con datos facilitados por el suministrador seleccionado.

Dicha tabla está referida a las siguientes hipótesis de entrada:

- Temperatura del suelo de referencia: 25°C
- Resistividad térmica del suelo: 1,5k·m/W
- Profundidad de instalación: 1 m

Según indica el Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión en su apartado 6.1.2.2.5. no se tendrán en cuenta factores de corrección en tramos de longitud inferior a 15 metros (cruce de viales).

9.1.2. Factores de corrección

A continuación, se describen los factores de corrección para los cables de Media tensión que salen de los Centros de Transformación.

- Factor de corrección K1

Se utilizará para el cálculo la fórmula descrita en el apartado 6.1.2.2.1 del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión:

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_t}{\theta_s - 25}}$$

Siendo:

θ_s : Máxima temperatura asignada al conductor (90°C)

θ_t : Temperatura del terreno (15° C)

En función de los valores anteriores, el factor de corrección K1, tendrá el siguiente valor:.

- $K_1 = 1,074$
- Factor de corrección K_2

En función de la disposición de circuitos y conductores mostrada en los planos unifilares y de implantación, se consideran diferentes factores de agrupamiento, considerando una distancia entre ternas de 0,2 m.

Los factores de corrección por agrupamiento de circuitos contemplado en el Reglamento se extraen de la siguiente tabla:

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

Tabla 2. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares

- Factor de corrección K_3

El factor de corrección por resistividad térmica del terreno, se extrae de la tabla 8 del Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión.

La resistencia térmica del suelo de la planta se obtiene de los valores que figuran en el apartado 0 del presente documento: 1,5 K.m/W

Anexo II: Cálculos eléctricos

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

Tabla 3. Factor de corrección para resistividad térmica de terreno distinta de 1,5 K·m/W

- Factor de corrección K4

La profundidad mínima de instalación es 1 m.

El factor de corrección necesario se extrae de la tabla 11 del citado Reglamento

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

Tabla 4. Factor de corrección para profundidades de la instalación distinta de 1m

Criterio de Cortocircuito

La corriente de cortocircuito máxima admisible para los conductores seleccionados se calcula a partir de la fórmula extraída del apartado 6.2 de la ITC 06 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t_{cc}}} \cdot \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{\theta_{cc} + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{\theta_{cc} + \beta}{\theta_s + \beta}\right)}}$$

Donde

- I_{cc} es la máxima corriente de cortocircuito admisible por el conductor.
- t_{cc} es el tiempo de operación del dispositivo de protección del circuito [s]. Será considerado un tiempo de 1 s.
- $K = 94$ (para cables con conductores de Aluminio y aislamiento XLPE, según tabla 26 del citado Reglamento)
- θ_{cc} es la temperatura máxima de cortocircuito del cable [°C]. 250°C para cables de polietileno reticulado (XLPE) según Tabla 5 del Reglamento.
- θ_i es la temperatura inicial del cortocircuito o temperatura en régimen permanente del conductor [°C]
- θ_s es la temperatura máxima asignada en régimen permanente del conductor [°C]. 90°C para cables de polietileno reticulado (XLPE) según Tabla 5 del Reglamento.

De acuerdo a este criterio, la sección transversal de los conductores seleccionados deberá ser elegida de forma que la corriente máxima admisible por el conductor según la fórmula anterior sea superior a la corriente máxima de cortocircuito prevista.

Como cálculo preliminar se establece una corriente mínima admisible por cortocircuito de 20 Ka para todos los conductores de la instalación.

Este criterio será revisado con los cálculos de cortocircuito precisos en base a las condiciones reales particulares de línea de evacuación y equipos concretos a instalar en la planta.

Criterio de caída de Tensión

La sección de los conductores a utilizar se determinará de forma que la caída de tensión en cualquier punto de la instalación sea menor del 4 % de la tensión nominal.

El cálculo de la caída de tensión se realiza en base a la siguiente formulación:

$$e = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R_{\theta} \cdot \cos \phi + X \cdot \sin \phi)$$

Siendo:

- e = Caída de tensión en V.
- L = Longitud del cable en km.
- I = Intensidad de cálculo en A.
- X = Inductancia en Ω/km .
- $\cos \phi$ = Factor de potencia.
- R_{θ} = Resistencia de la línea a la temperatura de trabajo en Ω/km .

A su vez, la resistencia del conductor a la temperatura de trabajo se extrae de la siguiente expresión:

$$R_{\theta} = R_{20^{\circ}} \cdot [1 + \alpha \cdot (\theta - 20)]$$

Donde:

- $R_{20^{\circ}}$ = Resistencia del conductor a 20°C [Ω/km]. Extraído de tablas del fabricante.
- α = Coeficiente de variación de resistencia específica por temperatura del conductor en [$^{\circ}\text{C}^{-1}$]
- θ = Temperatura de trabajo del cable [$^{\circ}\text{C}$]. Calculada a partir de:

$$\theta = \theta_0 + (\theta_s - \theta_0) \cdot \left(\frac{I_L}{I_{Zm\acute{a}x}}\right)$$

- θ_0 = Temperatura ambiente del conductor [$^{\circ}\text{C}$].
- θ_s = Temperatura máxima asignada en régimen permanente del conductor [$^{\circ}\text{C}$]. 90°C para cables de polietileno reticulado (XLPE).
- I_L = Intensidad de la línea [A].
- I_{Zmax} = Intensidad máxima admisible para el conductor según el tipo de instalación, calculada en base al apartado **Error! Reference source not found.** del presente documento [A].

1.1. Resistencias y Reactancias de los cables XLPE

Sección mm ²	RESISTENCIA 20°C (Ω/km)	REACTANCIA (Ω/km)
95	0,32	0,135
120	0,268	0,130
150	0,206	0,126
185	0,175	0,122
240	0,125	0,116
300	0,107	0,112
400	0,078	0,107
500	0,061	0,102
630	0,047	0,097

INFORMACIÓN GENERAL										CONDUCTOR FASE						PROT.	PÉRDIDAS					
CIRCUITO	ORIGEN	DESTINO	POTENCIA TOTAL (MVA)	TENSIÓN (kV)	LONG. (km)	COS ϕ	RESIST. (Ω /km)	REACT. (Ω /km)	INTENS. (A)	TIPO	Tª MÁX. RÉG. PERM. (°C)	Tª OP. (°C)	SECCIÓN (mm ²)	CONDUCT. POR LÍNEA	INT. MÁX. ADM. (A)	INT. MÁX. CC (kA)	CALIBRE (A)	ΔV (V)	ΔV (%)	ΔV (%) CIRCUITO	ΔP (kW)	ΔP (%)
C1	KAS-01	KAS-02	6,20	30,00	1,675	0,95	0,2060	0,1230	125,60	AI XLPE	90	35,17	150	1	269,81	24,13	160	85,30	0,28%	0,28%	620,39	2,00%
C1	KAS-02	C.S	12,40	30,00	3,023	0,95	0,0780	0,1070	251,20	AI XLPE	90	48,00	400	1	397,15	61,73	315	141,41	0,47%	0,76%		
C2	KAS-04	KAS-03	6,20	30,00	0,853	0,95	0,2060	0,1230	125,60	AI XLPE	90	44,93	150	1	210,46	23,38	160	43,45	0,14%	0,14%		
C2	KAS-05	KAS-03	6,20	30,00	1,391	0,95	0,2060	0,1230	125,60	AI XLPE	90	44,93	150	1	210,46	23,38	160	70,83	0,24%	0,24%		
C2	KAS-03	C.S	18,60	30,00	1,793	0,95	0,0470	0,0968	376,80	AI XLPE	90	65,88	630	1	465,43	91,50	400	87,62	0,29%	0,67%		
C3	C.S	SET	31,00	30,00	5,436	0,95	0,0780	0,1070	628,00	AI XLPE	90	52,36	400	2	923,60	60,84	800	635,68	2,12%	3,55%		

Tabla 5. Trazado de la línea subterránea de media tensión del Parque Eólico

10. Estudio de Puesta a Tierra

Tensiones admisibles

10.1.1 Tensión de paso y contacto máximas

La tensión nominal de la red de distribución interior del parque eólico es de 30 kV. El tiempo máximo de eliminación del defecto que se tomará de cara a los cálculos es de 500 milisegundos. Así, el valor de la tensión máxima de contacto aplicada, en el tiempo de defecto, según la tabla 1 de la ITC-RAT-13, es:

- Tensión de contacto

$$V_{ca} = 204 \text{ V}$$

- Tensión de paso

$$V_{pa} = 10 \cdot V_{ca} = 2040 \text{ V}$$

10.1.2. Tensiones de paso y contacto máximas admisibles en una instalación.

Según el apartado 1.1 de la Instrucción ITC-RAT-13, las tensiones de paso y contacto admisibles en la instalación para:

- Tensión de contacto

$$V_c = V_{ca} \cdot \left(1 + \frac{R_{a1/2} + 1,5 \cdot \rho_s}{1.000} \right)$$

- Tensión de paso

$$V_p = 10 \cdot V_{ca} \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot R_{a1/2} + 6 \cdot \rho_s}{1.000} \right)$$

- Tensión de paso de acceso.

En el caso de la tensión de paso, puede suceder que la resistividad superficial del terreno sea distinta para cada pie. Esta situación es habitual en el acceso a los centros de transformación, donde los pavimentos, interior y exterior, pueden ser de distinta composición.

En estos casos, la fórmula de, la tensión máxima de paso admisible que puede aparecer en, una instalación y que no debe ser superada tiene la expresión:

$$V_{p \text{ acc}} = 10 \cdot V_{ca} \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot R_{a1/2} + 3 \cdot \rho_s + 3 \cdot \rho'_s}{1.000} \right)$$

Siendo:

- Ra1: la resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante. Se puede emplear como valor 2000 Ω .
- ρ_s : resistividad superficial aparente del terreno.
- ρ'_s : resistividad superficial aparente del terreno en el interior del CT. La resistividad del pavimento de hormigón se puede considerar de 3000 $\Omega \cdot m$

Las tensiones de paso y contacto admisibles se calcularán atendiendo a las fórmulas descritas en este apartado y en base a la resistividad superficial aparente del terreno extraída de futuros estudios geotécnicos.

Sistema de puesta a tierra de aerogeneradores.

La puesta a tierra de la cimentación, debe cumplir con los requisitos de puesta a tierra de la protección contra rayos del aerogenerador, y, por lo tanto, es importante para el perfecto funcionamiento de todo el sistema de seguridad.

Se asegurará una resistencia de puesta a tierra individual igual o menor a diez ohmios, para cumplir con la función de protección contra rayos.

La tierra de los aerogeneradores estará formada por una única tierra general que hará las funciones de tierra de protección y tierra de servicio.

La puesta a tierra del aerogenerador, tendrá dos anillos, formados por cable de cobre desnudo de 50 mm² de sección, el inferior situado en torno a la zapata, en contacto directo con el terreno, y el superior sobre ella, alrededor del pedestal y a 0,5 m de profundidad. Además, se colocarán 4 picas de 14 mm de diámetro.

Siguiendo las indicaciones de UNESA, la configuración de la puesta a tierra según su Anexo 2 (perímetro del anillo y longitud de las picas), se debe seleccionar para que, junto con la resistividad del terreno extraída de un futuro estudio geotécnico (ρ_s), cumpla con:

$$R_{\text{aerog}} = Kr \cdot \rho_s < 10 \Omega$$

$$Kr < 10 \Omega / \rho_s$$

Una vez seleccionada la configuración que nos permita alcanzar el valor de Kr anterior, obtenemos los siguientes valores:

- Tensión de paso: K_p
- Tensión de contacto exterior y de paso de acceso: $K_{c \text{ ext}} = K_{p \text{ acc}}$

10.2.1 Intensidades máximas fase-tierra en la parte de MT

Se trata de una red de MT subterránea con neutro conectado a tierra mediante pica vertical de 4 m. de longitud.

La impedancia de la puesta a tierra de neutro viene en este caso determinada por:

$$R_n = \rho_s / L = \rho_s / 4$$

La intensidad de defecto a tierra, en el caso de redes con el neutro a tierra es inversamente proporcional a la impedancia del circuito que debe recorrer. Como caso más desfavorable y para simplificar los cálculos, salvo que el proyectista justifique otros aspectos, sólo se considerará la impedancia de puesta a tierra del neutro de la red de alta tensión y la resistencia de puesta a tierra del aerogenerador:

$$I_d = \frac{V}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_n + R_{aerog})^2 + X_n^2}} = \frac{30.000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_n + R_{aerog})^2 + 0^2}}$$

10.2.2. Tensión de defecto en el centro de transformación

$$U_d = I_d \cdot R_{aerog}$$

La tensión de defecto en el centro de transformación debe quedar por debajo de la tensión máxima de BT a soportar por los aparatos, normalmente esta tensión es de 10.000 V de aislamiento según recomendaciones de UNESA.

10.2.3. Tensión de paso exterior máxima

$$U_p = K_p \cdot \rho_s \cdot I_d$$

10.2.4. Tensión de paso de acceso y de contacto exterior

$$U_{p acc} = K_c \cdot \rho_s \cdot I_d$$

Con la instalación del mallado equipotencial en el suelo del CT, la tensión de paso de acceso es equivalente al valor de la tensión de contacto exterior máxima.

10.2.5. Comparación de los valores obtenidos con la tensión de contacto y de paso aplicadas al cuerpo humano.

Con los datos de resistividad del terreno extraídos del estudio geotécnico se validará que la red propuesta cumple los siguientes criterios:

Anexo II: Cálculos eléctricos

$$U_p < V_p$$

$$U_{p\text{acc}} < V_{p\text{acc}}$$

$$U_d < 10.000 \text{ V}$$

En cualquier caso, una vez efectuada la instalación de tierra, se medirán los valores de las tensiones de paso y de contacto, y se comprobará que sean inferiores a los valores reglamentarios, tomándose en caso contrario las medidas correctoras que sean necesarias

Sistema de puesta a tierra del parque.

El diseño de la red de tierras del parque eólico se basa en el sistema de tierra única; por lo tanto, las tomas de tierra de cada aerogenerador se conectarán entre sí y a la subestación del parque, mediante un conductor de cobre de sección de 50 mm², formando todo el conjunto una malla equipotencial.

La unión de dicho conductor con la tierra de cada aerogenerador se realizará en el interior de la torre, en donde quedará accesible para ser inspeccionada cuando sea necesario.

Todos los anillos de puesta a tierra se unen entre sí mediante una canalización compuesta por un conductor de cobre desnudo de 50 mm² que se aloja en el fondo de las zanjas de los cables que discurren por los caminos de servicio.

10.3.1. Cálculo de tensiones de paso y de contacto.

Con la red de puesta a tierra diseñada se logrará que la tensión de defecto máxima que se pueda presentar, en caso de contacto indirecto, sea menor que las tensiones de paso y de contacto máximas permitidas por la normativa vigente en centros de transformación y centrales eléctricas.

En este caso, las tensiones de paso y contactos máximas presentes en la instalación se han de calcular mediante software a tal efecto, considerando los datos extraídos de los estudios geotécnicos y de cortocircuito pertinentes.

Una vez realizada la instalación se medirán las tensiones de paso y de contacto para comprobar son inferiores a los valores obtenidos.

ANEXO III: PRESUPUESTO Y PLAN FINANCIERO

ÍNDICE

1. Resumen.....	2
2. CAPEX y OPEX	3
3. Plan financiero	5
4. Análisis de Competitividad	0

1. Resumen

El PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL del Parque Eólico Castillo, así como su infraestructura de evacuación, asciende a la cantidad de 23.150.872,48 € (VEINTITRÉS MILLONES CIENTO CINCUENTA MIL OCHOCIENTOS SETENTA Y DOS EUROS Y CUARENTA Y OCHO CÉNTIMOS). El desglose individualizado de cada partida se encuentra en la tabla del siguiente apartado.

El PRESUPUESTO ANUAL DE MANTENIMIENTO del Parque Eólico Castillo asciende a 1.085.000 €/año (UN MILLÓN OCHENTA Y CINCO MIL EUROS AL AÑO). De nuevo consultar tabla del siguiente apartado para mayor información.

El plan de financiación está estudiado para un horizonte temporal de 20 AÑOS con una TASA ANUAL DE INTERÉS DEL 6%. El valor anual de la cantidad a devolver asciende a 1.412.879€ (UN MILLÓN CUATROCIENTOS DOCE MIL OCHOCIENTOS SETENTA Y NUEVE EUROS)

El LCOE o coste normalizado de la energía producida es de 29,47 €/Mwh

Cabe destacar que el presupuesto se ve modificado con la adopción de los electrolizadores, aumentando su coste inicial de inversión en 1.600.000€ (UN MILLÓN SEISCIENTOS MIL EUROS) y unos costes de mantenimiento anuales de 48.000€ (CUARENTA Y OCHO MIL EUROS)

2. CAPEX y OPEX

a. CAPEX

CASO BASE. NO ELECTROLIZADORES

Aerogeneradores	18.600.000,00 €
Cimentaciones	1.519.000,00 €
Viales y Plataformas	781.200,00 €
Línea Subterránea de Media Tensión	1.456.848,00 €
Red de Puesta a Tierra	126.163,04 €
Red de Comunicaciones	70.511,44 €
Centro de Seccionamiento	527.150,00 €
Seguridad y salud	30.000,00 €
Medio Ambiente	40.000,00 €

Presupuesto de Ejecución Material (EM)	23.150.872,48 €
---	------------------------

CASO ELECTROLIZADORES

Presupuesto de Ejecución Material anterior (EM)	23.150.872,48 €
Electrolizadores	1.600.000,00 €

NUEVO Presupuesto de Ejecución Material (EM)	23.150.872,48 €
---	------------------------

b. OPEX

CASO BASE. SIN ELECTROLIZADORES

Operaciones y mantenimiento planificado	356.500,00 €
Mantenimiento imprevisto y otros servicios	728.500,00 €

Presupuesto Anual de Mantenimiento	1.085.000,00 €
---	-----------------------

CASO ELECTROLIZADORES

Presupuesto Anual de Mantenimiento	1.085.000 €
Electrolizadores	48.000€

NUEVO Presupuesto Anual de Mantenimiento	1.133.000€
---	-------------------

3. Plan financiero

Caso base: el 100% de la energía producida se vende al mercado.

Datos de partida:

NUMBER OF GEN	5	GEN
POWER PRODUCED PER GEN	6,2	MW
ACTUAL TOTAL RATED POWER	31	MW
CAPACITY RATIO	0,3270	%
REAL ACTUAL POWER PRODUCED	10,14	MW
RETAIL SELLING PRICE	78	€/MWh
TOTAL SELLING PRICE	6.926.409,36	€
TOTAL ENERGY PRODUCED	88.800,12	MWh

Como se aprecia en la tabla, el 100% de la energía que se produce se consigue colocar en el mercado a 78€/ Mwh; cifra estándar de casación en el mercado español (tomada como referencia media anual), lo que genera unos ingresos anuales por venta de energía de 6.926.409,36€ constantes durante 20 años.

Con esto, se plantea una inversión inicial de cantidad igual al CAPEX del proyecto que será repartido entre fondos propios y fondos externos de la siguiente manera:

Las entidades financieras soportan el 70% del coste del capital inicial CAPEX = 16.205.611 €

La empresa promotora soporta el otro 30% del coste del capital inicial CAPEX=6.945.262 €

Los flujos de caja obtenidos durante el transcurso de los 20 años proyectados servirán para devolver el crédito en forma de anualidades de 1.412.879 €, siguiendo una amortización del préstamo de tipo francés. Además, se obtiene un flujo de caja libre para la empresa.

Los resultados principales obtenidos a modo resumen son:

IRR	10,02%
NPV	22.685.724,98 €

	YEAR 0	YEAR 1	YEAR 2	YEAR 3	YEAR 10	YEAR 20	TOTAL
AÑO	0	1	2	3	10	20	
CAPEX	-23.150.872 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	-23.150.872 €
OPEX	0 €	-1.085.000 €	-1.085.000 €	-1.085.000 €	-1.085.000 €	-1.085.000 €	-21.700.000 €
PRECIO VENTA		6.926.409 €	6.926.409 €	6.926.409 €	6.926.409 €	6.926.409 €	138.528.187 €
BENEFICIO BRUTO	-23.150.872 €	5.841.409 €	5.841.409 €	5.841.409 €	5.841.409 €	5.841.409 €	93.677.315 €
DEPRECIACIÓN	0 €	-1.000.000 €	-1.000.000 €	-1.000.000 €	-1.000.000 €	-1.000.000 €	-20.000.000 €
INTEREST		-972.337 €	-945.904 €	-917.886 €	-668.592 €	-79.974 €	-12.051.969 €
BENEFICIO ANTES DE IMPUEST	-23.150.872 €	3.869.073 €	3.895.505 €	3.923.524 €	4.172.817 €	4.761.435 €	61.625.346 €
IMPUESTOS	0 €	-967.268 €	-973.876 €	-980.881 €	-1.043.204 €	-1.190.359 €	-21.194.055 €
BENEFICIO NETO	-23.150.872 €	2.901.805 €	2.921.629 €	2.942.643 €	3.129.613 €	3.571.076 €	40.431.291 €
FLUJO CAJA NETO (BN+DEP)	-23.150.872 €	3.901.805 €	3.921.629 €	3.942.643 €	4.129.613 €	4.571.076 €	60.431.291 €
VALOR ACTUAL	-23.150.872 €	3.760.388 €	3.642.511 €	3.529.303 €	2.854.836 €	2.184.551 €	€
ANUIDAD		1.412.879 €	1.412.879 €	1.412.879 €	1.412.879 €	1.412.879 €	28.257.580 €
INTERÉS		972.337 €	945.904 €	917.886 €	668.592 €	79.974 €	12.051.969 €
AMORTIZACIÓN		440.542 €	466.975 €	494.993 €	744.287 €	1.332.905 €	16.205.611 €
PRINCIPAL REPAYMENT	16.205.611 €	15.765.068 €	15.298.093 €	14.803.100 €	10.398.912 €	0 €	
CANCELLED REPAYMENT		440.542 €	907.517 €	1.402.511 €	5.806.698 €	16.205.611 €	

Caso I: el 80% de la energía producida se vende al mercado, el resto se deshecha

Datos de partida:

NUMBER OF GEN	5	GEN
POWER PRODUCED PER GEN	6,2	MW
ACTUAL TOTAL RATED POWER	31	MW
CAPACITY RATIO	0,3270	%
ELECTRICITY SOLD	80	%
REAL ACTUAL POWER PRODUCED	10,14	MW
RETAIL SELLING PRICE	78	€/MWh
TOTAL SELLING PRICE	5.541.127	€
TOTAL ENERGY SOLD	71.040	MWh

Como se aprecia en la tabla, el único cambio con respecto al caso base consiste en la cantidad de energía vendida al operador, que pasa de ser el 100% de la producción a el 80%, una estimación conservadora ya que los vertidos eólicos son un fenómeno frecuente en estas instalaciones, especialmente en periodos de baja demanda de energía y en los que esta es suministrada por otras fuentes como la solar o la hidráulica que pueden llegar a ofertar precios más competitivos que la eólica, dejando a este fuera de la casación de precios y por tanto obligándola a desechar la energía producida

No existe cambio ni en el desembolso inicial ni en los gastos anuales de mantenimiento, con lo que la estructura financiera y el importe se mantiene igual, siendo los ingresos por venta de energía el único valor que cambia el plan financiero.

Con este nuevo caso se consiguen unos valores de:

IRR	5,31%
NPV	11.443.455,69 €

Caso II: el 80% de la energía producida se vende al mercado, el resto se aprovecha en la producción de hidrógeno verde

En el caso actual se mantiene un aprovechamiento del 80% de la energía producida en forma de venta directa de electricidad, mientras que el restante 20% se aprovechará en la producción de Hidrógeno verde para ser vendido a diferentes sectores industriales y del transporte, causando una fuente extra de ingresos.

Anexo III: Presupuesto y Plan Financiero

Para poder realizar esta instalación, además de los costes anteriores se incluye una inversión inicial de 1,6M€ para comprar e instalar los electrolizadores de una potencia de 2MW y 48k€ anuales en gastos de mantenimiento.

Con esto y las hipótesis mencionadas en la memoria se consiguen unos ingresos anuales extra de 1.592.727 € complementarios a la venta de energía, aumentando el flujo de caja resultante. El desarrollo de los ingresos y gastos esperados se encuentra en la tabla de la siguiente página.

Al realizar las métricas anteriores de rentabilidad se obtienen:

IRR	9,17%
NPV	22.037.747,99 €

Como se puede apreciar, la instalación de electrolizadores si bien supone un aumento del desembolso inicial, es una inversión que mejora en gran medida el hecho de poder vender tan solo el 80% de la energía producida, ya que los flujos de caja anuales hacen que compense el desembolso inicial.

Además, existen ciertas subvenciones por parte de la UE y del Gobierno que sufragan parte del coste de adquisición de estos equipos, haciendo que su inversión inicial sea menor y por ende más interesante desde el punto de vista económico su adopción. La razón principal de estas subvenciones es la de idear un mecanismo que permita minimizar los vertidos eólicos y tratar de aprovechar al máximo toda la energía producida.

Resulta por último importante mencionar que si bien la adopción de electrolizadores mejora la rentabilidad del conjunto de la instalación, en ningún caso debería mejorar la del caso en el que se vende el 100% de la energía producida, ya que en ese supuesto no tendría sentido desde el punto de vista económico producir energía para venderse sino utilizarla para producir en exclusiva Hidrógeno Verde, hecho que queda demostrado en la situación actual en la que sigue siendo más rentable vender toda la energía.

En la siguiente tabla se adjunta la evolución del plan financiero teniendo este caso con electrolizadores en cuenta.

	YEAR 0	YEAR 1	YEAR 2	YEAR 3	YEAR 10	YEAR 20	TOTAL
NUMBER OF YEAR	0	1	2	3	10	20	
CAPEX	-24.750.872 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	-24.750.872 €
OPEX	0 €	-1.138.734 €	-1.138.734 €	-1.138.734 €	-1.138.734 €	-1.138.734 €	-22.774.676 €
SELLING PRICE, ELECTRICITY		5.541.127 €	5.541.127 €	5.541.127 €	5.541.127 €	5.541.127 €	110.822.550 €
SELLING PRICE, GREEN H2		1.592.727 €	1.592.727 €	1.592.727 €	1.592.727 €	1.592.727 €	31.854.545 €
GROSS PROFIT	-24.750.872 €	5.995.121 €	5.995.121 €	5.995.121 €	5.995.121 €	5.995.121 €	95.151.546 €
DEPRECIATION	0 €	-1.000.000 €	-1.000.000 €	-1.000.000 €	-1.000.000 €	-1.000.000 €	-20.000.000 €
INTEREST		-1.039.537 €	-1.011.277 €	-981.322 €	-714.800 €	-85.501 €	-12.884.903 €
EBT	-24.750.872 €	3.955.584 €	3.983.844 €	4.013.799 €	4.280.321 €	4.909.619 €	62.266.643 €
TAXES	0 €	-988.896 €	-995.961 €	-1.003.450 €	-1.070.080 €	-1.227.405 €	-21.754.379 €
EAIT	-24.750.872 €	2.966.688 €	2.987.883 €	3.010.349 €	3.210.241 €	3.682.215 €	40.512.264 €
NET CF(EAIT+DEPRECIATION)	-24.750.872 €	3.966.688 €	3.987.883 €	4.010.349 €	4.210.241 €	4.682.215 €	60.512.264 €
NPV	-24.750.872 €	3.742.159 €	3.549.201 €	3.367.166 €	2.350.977 €	1.459.937 €	
ANNUITY		1.510.526 €	1.510.526 €	1.510.526 €	1.510.526 €	1.510.526 €	30.210.514 €
INTEREST		1.039.537 €	1.011.277 €	981.322 €	714.800 €	85.501 €	12.884.903 €
AMORTIZATION		470.989 €	499.248 €	529.203 €	795.726 €	1.425.024 €	17.325.611 €
PRINCIPAL REPAYMENT	17.325.611 €	16.854.622 €	16.355.373 €	15.826.170 €	11.117.601 €	-0 €	

4. Análisis de Competitividad

c. Cálculo WACC

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

$$k_e = k_f + \beta * \Delta k_f$$

RISK FREE-RETURN rf (%)	0,675
T (%)	0,25
PROJECT D (%)	70
PROJECT E (%)	30
PROJECT D/E RATIO (%)	0,42
PROJECT β	0,56
RISK PREMIUM Δr_f (%)	5,00
r_e (%)	6,64
r_d (%)	6,00
WACC (%)	6,00

	COMPETITORS DATA	β _LEVERED	D/E	β _UNLEVERED
IBERDROLA	IBE	0,490	0,920	0,290
ACCIONA	ANA	0,770	1,560	0,355
ENDESA	ELE	0,460	0,712	0,300
NATURGY	NTGY	0,780	1,800	0,332
SIEMENS GAMESA	SGREN	0,700	0,250	0,589
REPSOL	REP	1,290	0,570	0,904
	AVERAGE	0,748	0,969	0,462

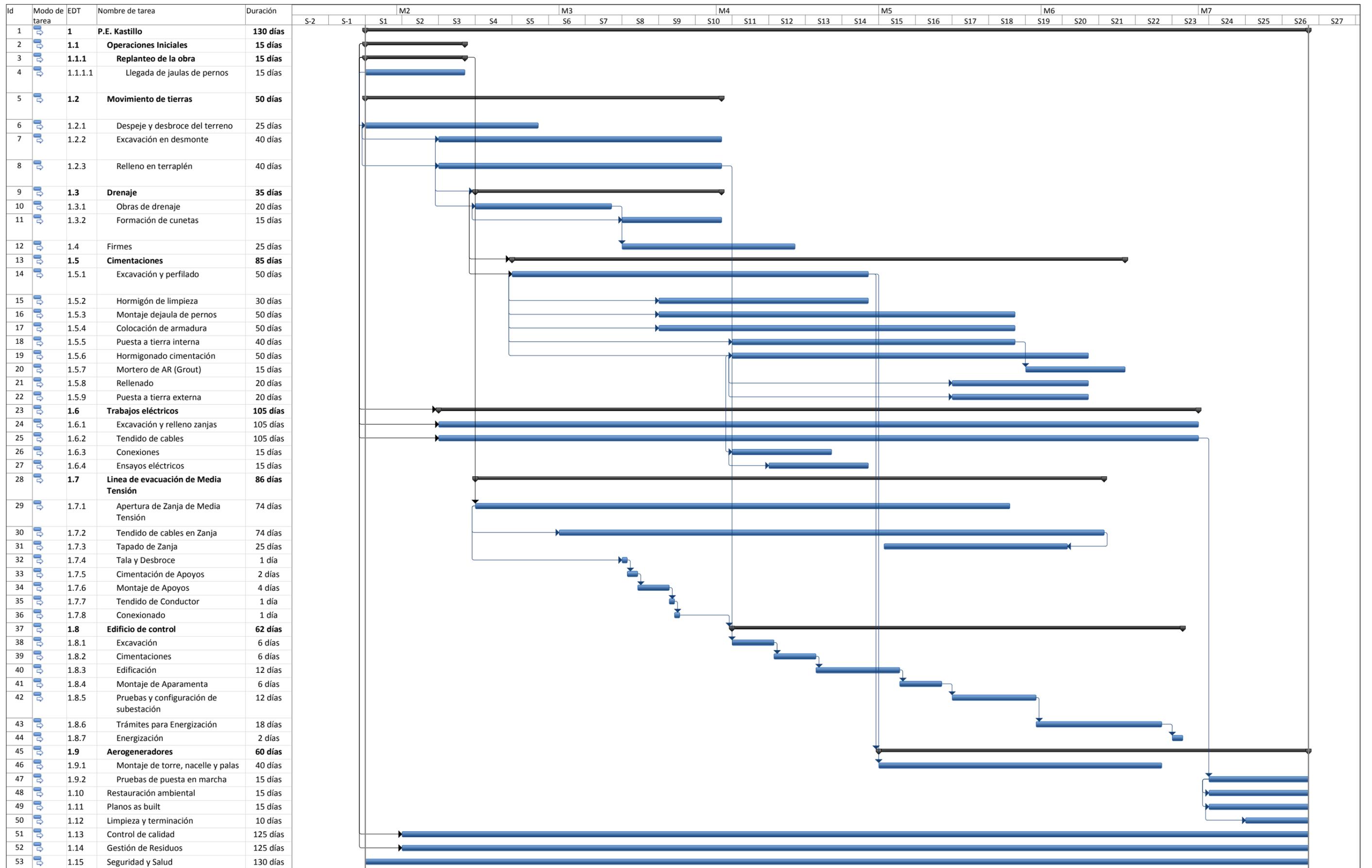
d. Cálculo LCOE

YEAR	1	2	3	10	11	20	TOTAL
CAPEX	-23.150.872 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	23.150.872 €
OPEX	0 €	-1.085.000 €	-1.085.000 €	-1.085.000 €	-1.085.000 €	-1.085.000 €	20.615.000 €
ENERGY PRODUCED	88800,12	88800,12	88800,12	88800,12	88800,12	88800,12	1776002,4
CAPEX + OPEX	23.150.872 €	1.085.000 €	1.085.000 €	1.085.000 €	1.085.000 €	1.085.000 €	43.765.872 €
(1+WACC) ^t	1,06	1,1236	1,191016	1,790847697	1,898298558	3,207135472	38,99272668
CAPEX + OPEX/(1+WACC) ^t	21.840.446 €	965.646 €	910.987 €	605.858 €	571.564 €	338.308 €	33.261.725 €
E/(1+WACC) ^t	83773,69811	79031,79067	74558,29309	49585,5232	46778,79547	27688,29716	1018530,381
						LCOE	32,66 €/MWh
							0,0327 €/kWh

ANEXO IV: CRONOGRAMA

ÍNDICE

1. Cronograma	1
----------------------------	----------



Proyecto: CRONOGRAMA PE KAST
Fecha: lun 25/04/22

Tarea	[Barra azul]	Resumen	[Barra negra con punta]	Hito externo	[Barra gris con punta]	Tarea inactiva	[Barra blanca con punta]	Tarea manual	[Barra verde con punta]	Resumen manual	[Barra azul con punta]	Sólo el comienzo	[Barra azul con punta]	Sólo fin	[Barra azul con punta]	Fecha límite	[Barra azul con punta]	Progreso	[Barra azul con punta]
División	[Barra azul punteada]	Resumen del proyecto	[Barra negra con punta]	Hito inactivo	[Barra blanca con punta]	Tareas externas	[Barra azul con punta]	Resumen inactivo	[Barra verde con punta]	Sólo duración	[Barra azul con punta]	Sólo el comienzo	[Barra azul con punta]	Sólo fin	[Barra azul con punta]	Fecha límite	[Barra azul con punta]	Progreso	[Barra azul con punta]
Hito	[Barra azul con punta]	Tareas externas	[Barra negra con punta]	Hito inactivo	[Barra blanca con punta]	Tareas externas	[Barra azul con punta]	Resumen inactivo	[Barra verde con punta]	Sólo duración	[Barra azul con punta]	Sólo el comienzo	[Barra azul con punta]	Sólo fin	[Barra azul con punta]	Fecha límite	[Barra azul con punta]	Progreso	[Barra azul con punta]

ANEXO V: ALINEACIÓN CON ODS

ÍNDICE

1. Alineación con objetivos ODS.....	1
--------------------------------------	---

1. Alineación con objetivos ODS

El presente Proyecto busca perseguir los objetivos de desarrollo de las Naciones Unidas. La energía renovable, por su naturaleza de fuente inagotable constituye el pilar básico sobre el que desarrollar el mix energético de cualquier país. La energía renovable no solo presenta una fuente permanente de energía, sino que también asegura unas emisiones nulas durante su operación normal. En los últimos años ha habido en los países desarrollados, España entre ellos, numerosas subvenciones y ayudas del Gobierno para apoyar este cambio hacia las energías renovables, aún al alto coste de desarrollo e implementación que suponían. A día de hoy, con un abaratamiento de costes y tecnologías cada vez más eficientes, el auge de las renovables es notable a nivel global como el pilar sobre el que sostener el consumo energético de la mayoría de países.

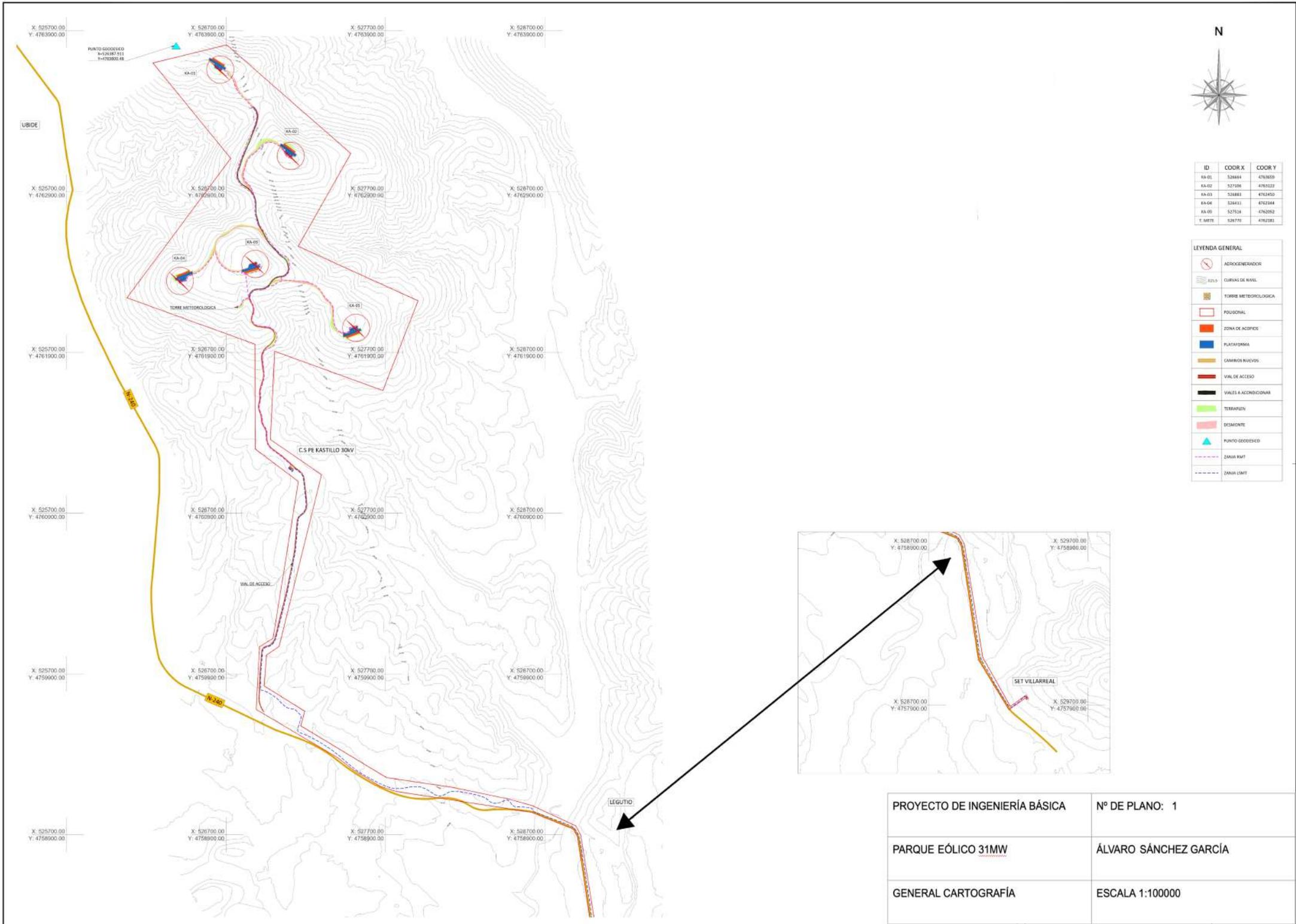
Al ser un proyecto de Ingeniería de una instalación generadora queda enmarcado claramente con el objetivo Nº 7 de la ONU, que busca conseguir energía asequible y no contaminante. Mediante el uso del recurso eólico, que es inagotable (pero también temporal), se consigue obtener una energía limpia cuya única contaminación podría situarse en el proceso productivo de los elementos que forman parte de la instalación y en el impacto paisajístico; pero no en sus operaciones como sí sucede en una central de ciclo combinado o en una planta clásica de biodiésel con las emisiones que generan. Estas plantas tradicionales y contaminantes siguen constituyendo una parte importante del mix energético en España (centrales de CC) y en países subdesarrollados (centrales de generación por diésel), pues ofrecen rampas de subida rápidas en caso de que no haya producción renovable.

Este es el gran problema de las fuentes renovables: su temporalidad debida a factores meteorológicos hace muy complicada una planificación exacta de su producción, teniendo que optar por una potencia instalada mucho mayor de la necesaria. Es por esto por lo que la adopción de electrolizadores como forma de no desechar y verter la energía producida en esos momentos en los que la demanda excede la oferta renovable resulta interesante. De este modo, en esos momentos se podría usar esa energía para la producción de Hidrógeno Verde, evitando desechar esa energía y consiguiendo un producto atractivo para la industria, y en cada vez mayor medida, en el transporte. Este uso de los electrolizadores como remedio contra el despilfarro de energía se enmarcaría en los objetivos ODS 12 y 13 de producción y consumo responsable y acción por el clima.

ANEXO VI: PLANOS

ÍNDICE

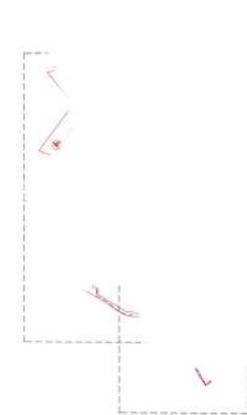
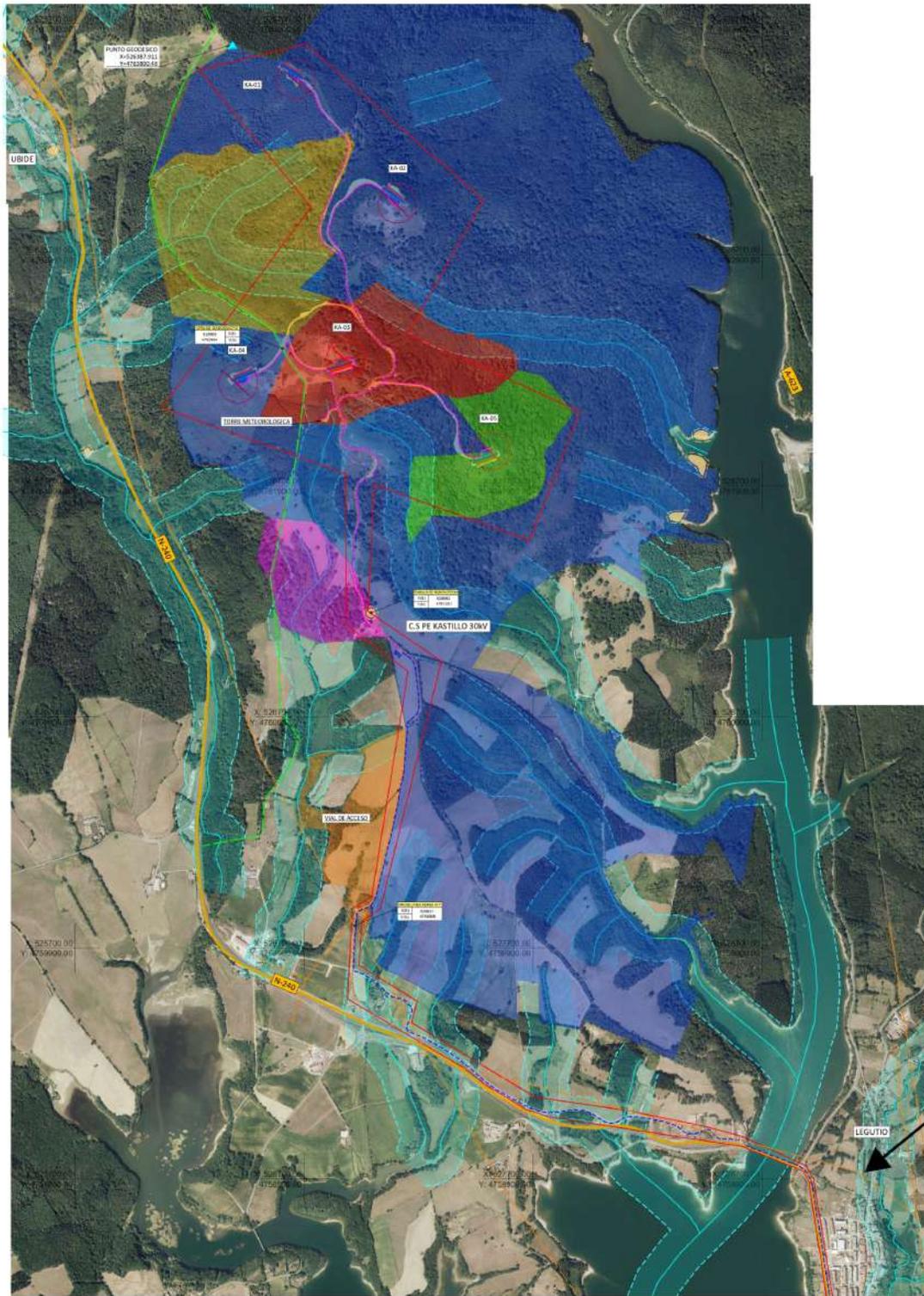
1. General cartografía.....	2
2. General restricciones	3
3. Aerogeneradores dimensiones	4
4. Equipos plataformas	5
5. Obra Civil. Viales.....	6
6. Ingeniería eléctrica. Zanjas tipo	7
7. Ingeniería eléctrica. Esquema unifilar	8
8. Ingeniería eléctrica. Diagrama de interconexión.....	9
9. Ingeniería eléctrica. Centro de Seccionamiento.....	10



ID	COORD X	COORD Y
KA-01	526844	476355
KA-02	527106	476322
KA-03	528881	476345
KA-04	526411	476384
KA-05	527514	476292
T. METE	528770	476283

LEYENDA GENERAL	
	AEROGENERADOR
	CURVAS DE NIVEL
	TORRE METEOROLÓGICA
	POLIGONAL
	ZONA DE ACFIDES
	PLATAFORMA
	CAMINOS NUEVOS
	VIAL DE ACCESO
	VALES A ACONDICIONAR
	TERRAPLEN
	DESCANTE
	PUNTO GEODÉSICO
	ZONA RMT
	ZONA LMT

PROYECTO DE INGENIERÍA BÁSICA	Nº DE PLANO: 1
PARQUE EÓLICO 31MW	ÁLVARO SÁNCHEZ GARCÍA
GENERAL CARTOGRAFÍA	ESCALA 1:100000



ID	COORD X	COORD Y
KA-01	528844	4763650
KA-02	527106	4765122
KA-03	528887	4762450
KA-04	528411	4762184
KA-05	527516	4762052
T. METE	526770	4762181

LEYENDA GENERAL	
	ALERGOGENERADOR
	TORRE METEOROLOGICA
	POIGONAL
	ZONA DE ACCESOS
	PLATAFORMA
	CAMINOS NUEVOS
	VIAL DE ACCESO
	VALSIA ACONDICIONAR
	TERRAPLEN
	CEMONTITE
	PUNTO GEODESICO
	ZANIA LMT
	ZANIA LMT
	GASOLUTO ENAGAS
	LINEA AREA EXISTENTE MT
	TORNILLO
	BOS Y ARROYOS
	M.U.P. 052 AVAAGO
	M.U.P. 053 AVAAGO
	M.U.P. 067 AVAAGO
	M.U.P. 068 BELLE Y LIBERDAD
	M.U.P. 071 NOROESTE
	M.U.P. 075 MONTES ALTOS

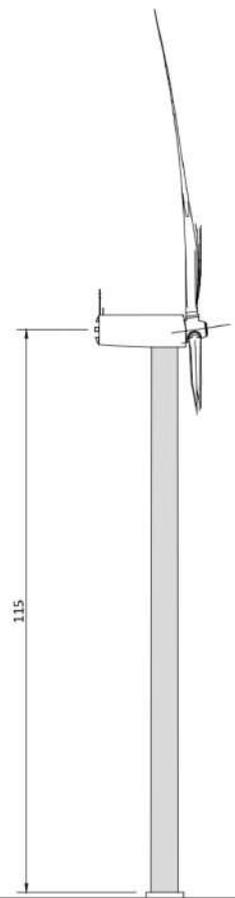
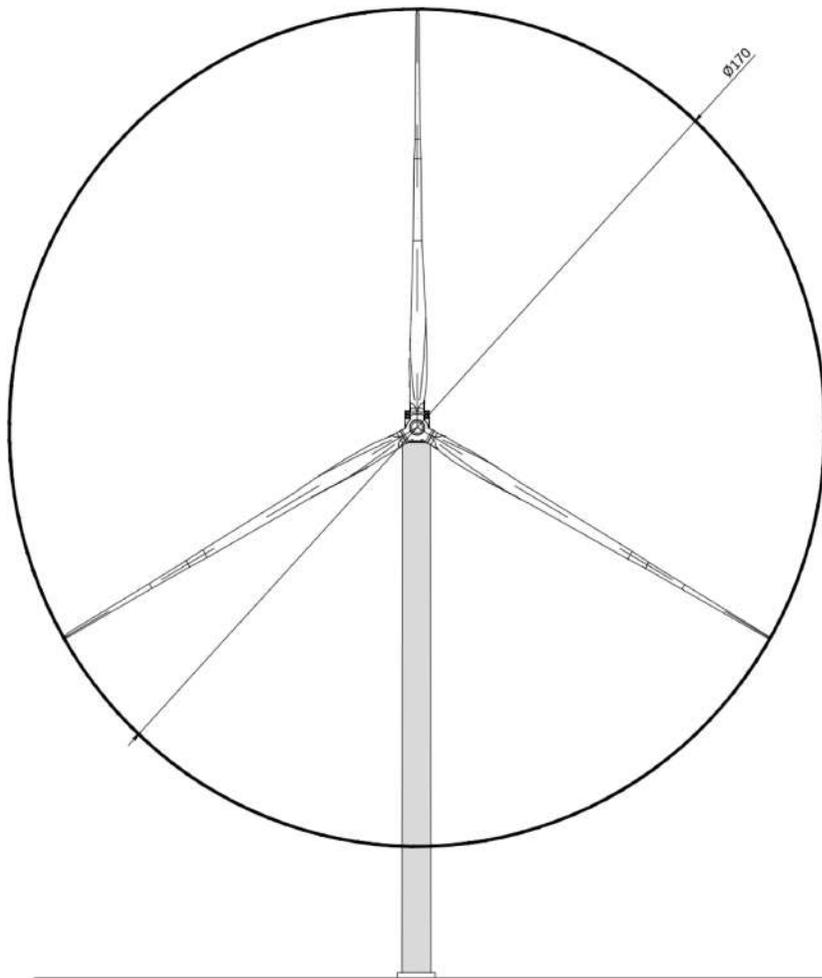


PROYECTO DE INGENIERÍA BÁSICA Nº DE PLANO: 2

PARQUE EÓLICO 31MW ÁLVARO SÁNCHEZ GARCÍA

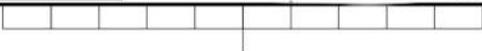
GENERAL RESTRICCIONES ESCALA 1:100000

P.E. KASTILLO - 31 MW	
GENERAL	FOLIA 01 DE 04
AFECCIONES	ESCALA 1:10000



PROYECTO DE INGENIERÍA BÁSICA	Nº DE PLANO: 3
PARQUE EÓLICO <u>31MW</u>	ÁLVARO SÁNCHEZ GARCÍA
AEROGENERADOR DIMENSIONES	ESCALA E/S

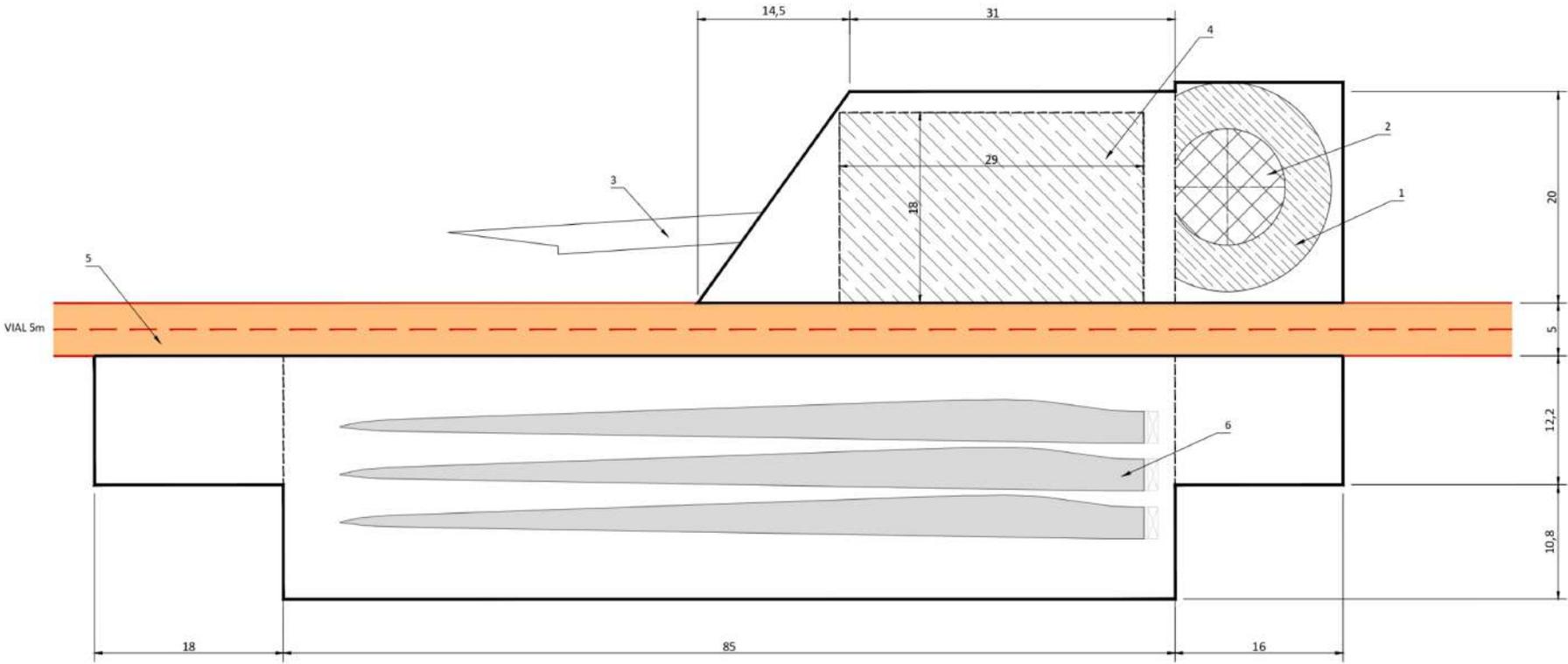
NOTA: ACOTACIONES EN METROS EXCEPTO INDICADAS
SISTEMA DE REPRESENTACION EUROPEO



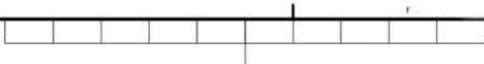
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12

DEFINICIONES	
1	CIMENTACION
2	TORRE
3	AREA DE MONTAJE
4	PLATAFORMA DE GRUA
5	ACCESOS
6	ZONA DE ACOPIOS

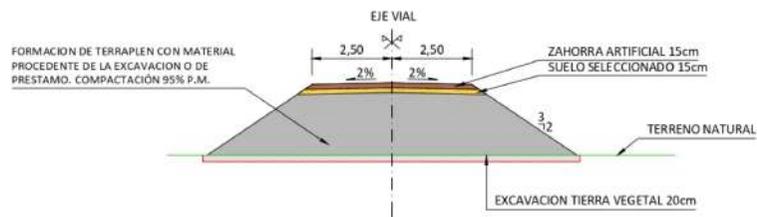
DIMENSIONES PLATAFORMA DE MONTAJE



PROYECTO DE INGENIERÍA BÁSICA	Nº DE PLANO: 4
PARQUE EÓLICO 31MW	ÁLVARO SÁNCHEZ GARCÍA
EQUIPOS PLATAFORMAS	ESCALA E/S



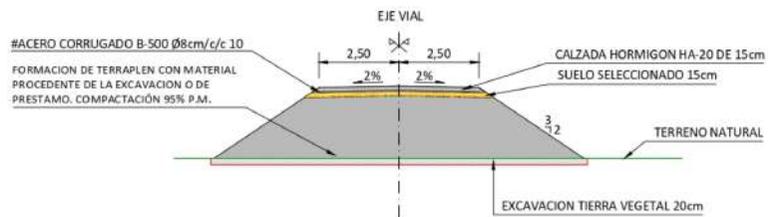
SECCION TIPO EN TERRAPLEN



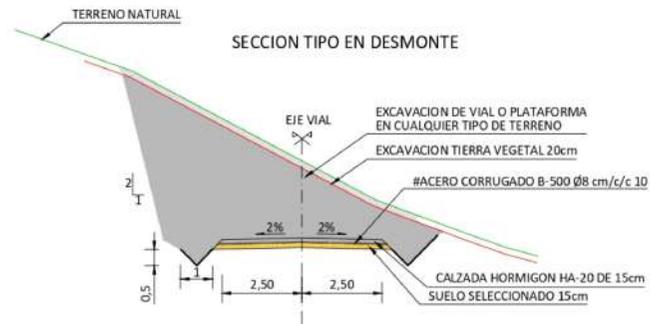
SECCION TIPO EN DESMONTE



SECCION TIPO EN TERRAPLEN

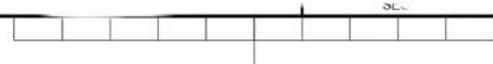


SECCION TIPO EN DESMONTE

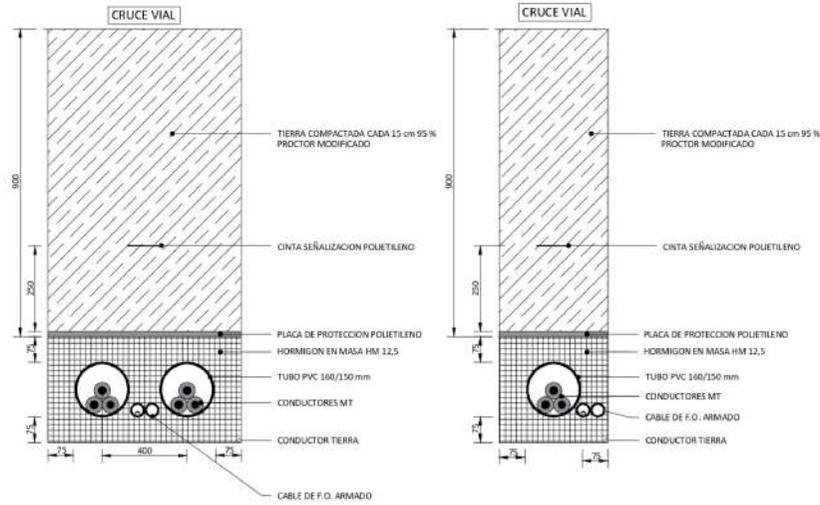


NOTA: ACOTACIONES EN METROS EXCEPTO INDICADAS

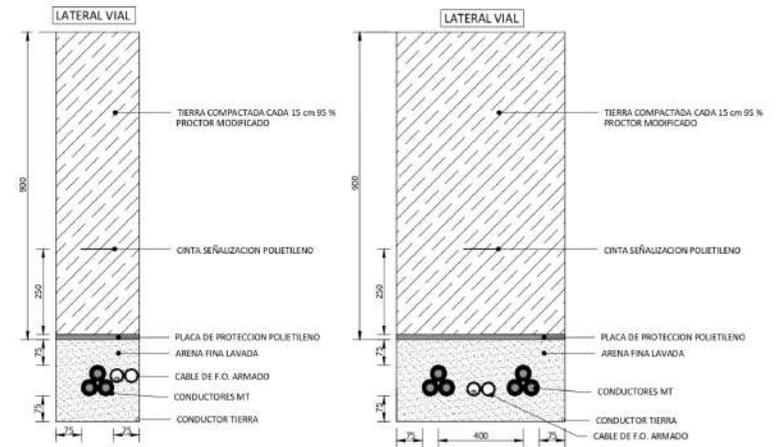
PROYECTO DE INGENIERÍA BÁSICA	Nº DE PLANO: 5
PARQUE EÓLICO 31MW	ÁLVARO SÁNCHEZ GARCÍA
OBRA CIVIL. VIALES	ESCALA 1:150



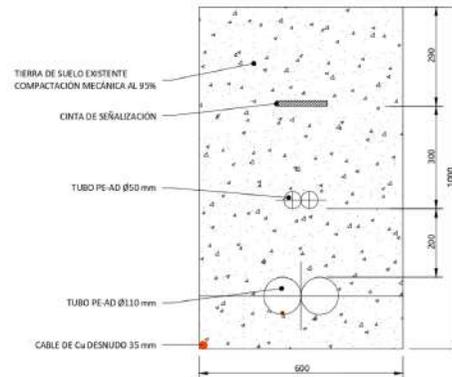
CRUZAMIENTO VIALES



LATERAL VIALES



ZANJA BT TORRE DE MEDICION

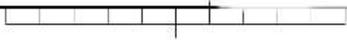
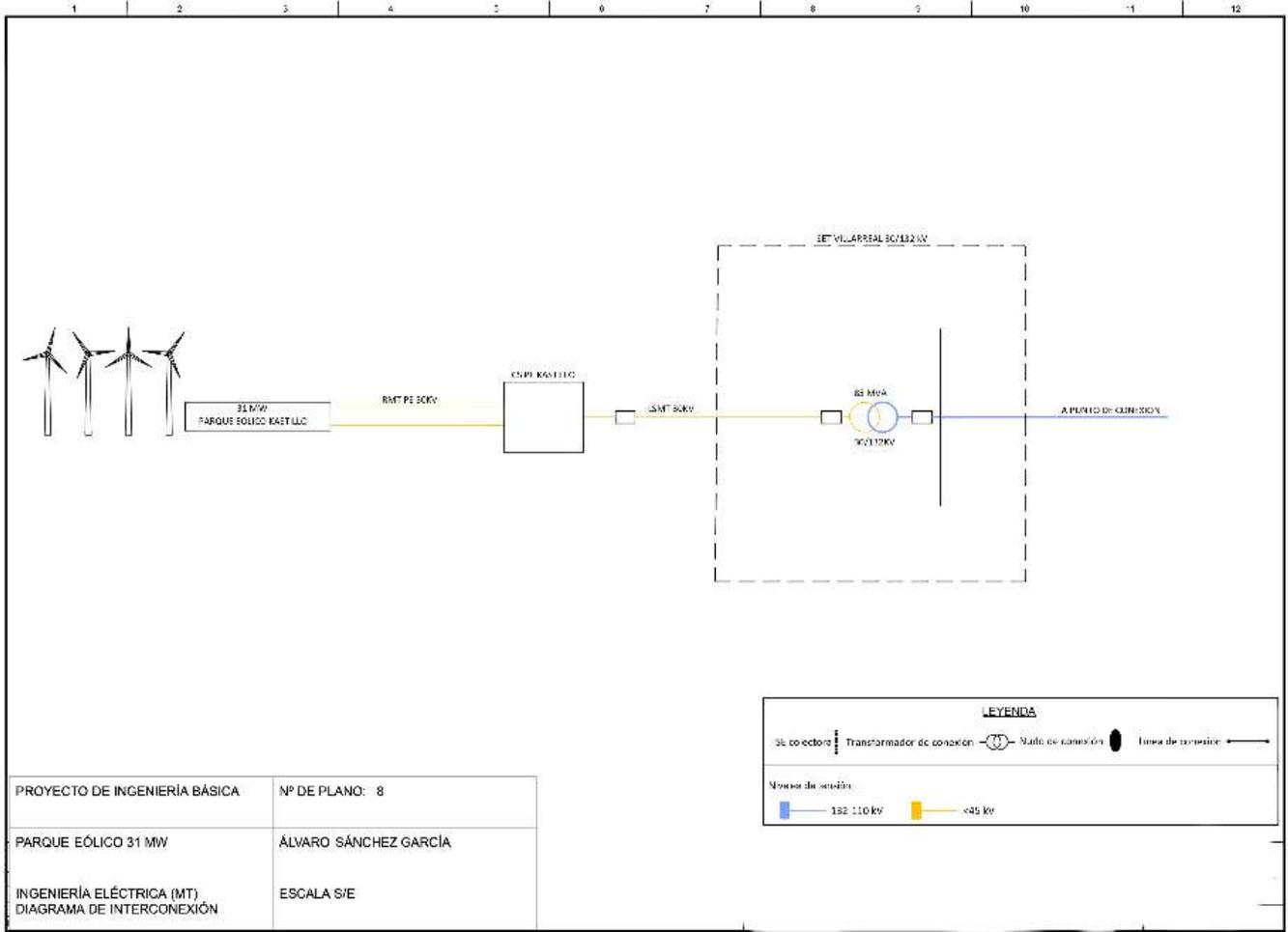


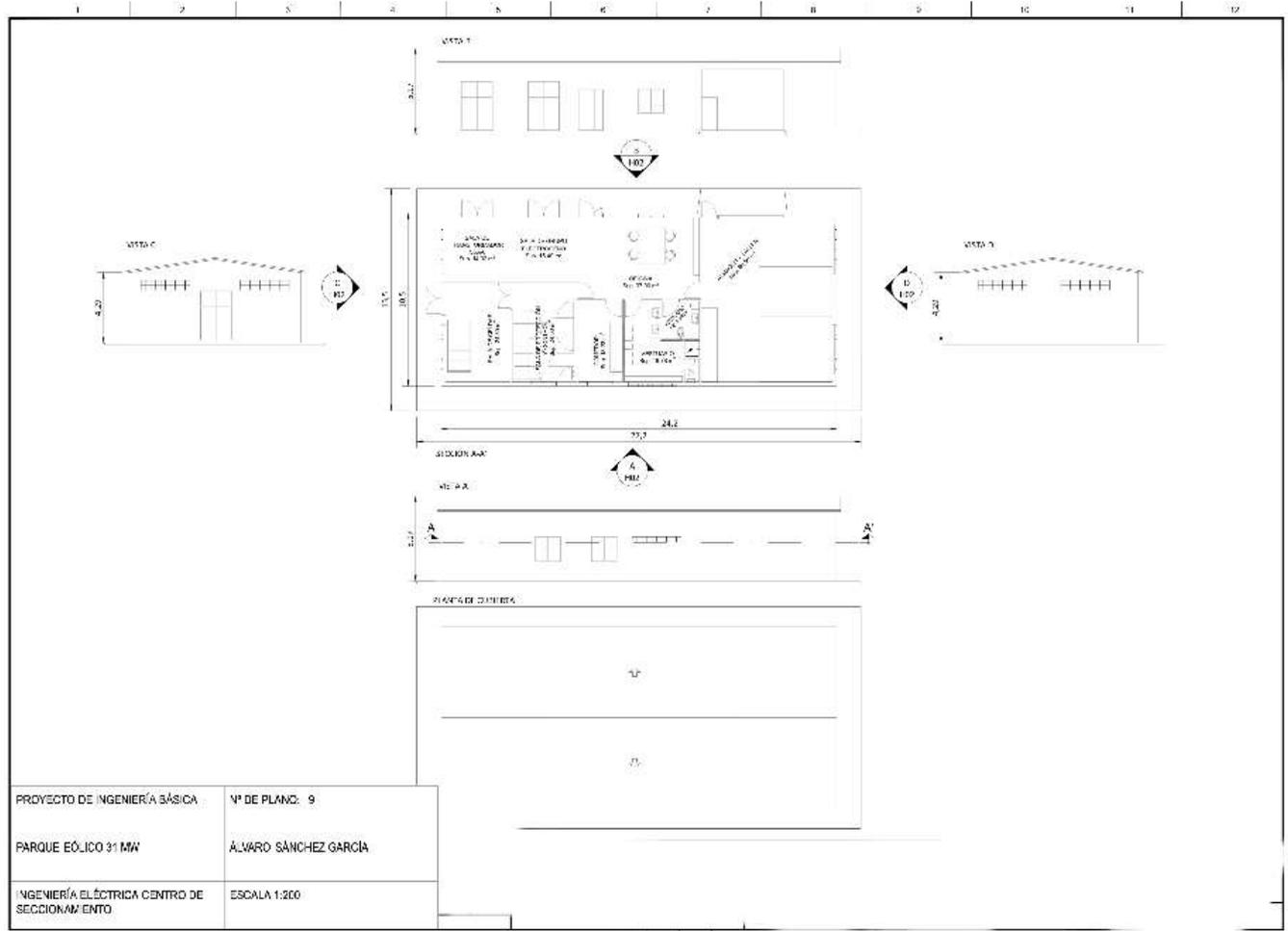
PROYECTO DE INGENIERÍA BÁSICA N° DE PLANO: 6

PARQUE EÓLICO 31 MW ÁLVARO SÁNCHEZ GARCÍA

INGENIERÍA ELÉCTRICA. ZANJAS TIPO ESCALA 1:10

NOTA: ACOTACIONES EN MILIMETROS EXCEPTO INDICADAS





Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título .Proyecto de Ingeniería Básica de un parque eólico con electrolizadores en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2023-2024. es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Álvaro Sánchez García

Fecha: 24/08/2024



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Fernando Alonso Cuervo

Fecha: 25/08/2024

