



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO
**PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE
EÓLICO TERRESTRE**

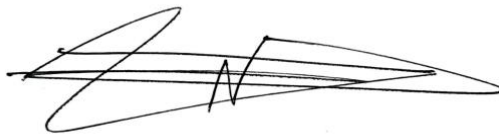
Autor: Ignacio Domingo Górriz

Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2022/23 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.: Ignacio Domingo Górriz

Fecha: 04/ 07/ 2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

ALONSO ALONSO Firmado digitalmente por
CONSOLACION - ALONSO ALONSO
05408293G CONSOLACION - 05408293G
Fecha: 2023.07.04 22:37:15
+02'00'

Fdo.: Consolación Alonso Alonso

Fecha://



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE
EÓLICO TERRESTRE**

Autor: Ignacio Domingo Górriz

Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Agradecimientos

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas y entidades que han contribuido al éxito de mi Trabajo de Fin de Grado. En especial, me gustaría destacar a dos de ellas que han sido fundamentales para la realización de mi proyecto.

En primer lugar, quiero agradecer a Consolación Alonso Alonso, mi directora de proyecto, por su inestimable ayuda en la elaboración y seguimiento de mi TFG. Gracias a su guía y experiencia he podido desarrollar el proyecto de la mejor manera posible. Sus valiosos consejos, su paciencia y dedicación han sido un gran apoyo durante todo este proceso.

En segundo lugar, quiero agradecer a la empresa VORTEX (Vortex, s.f.) por su generosidad y colaboración en mi proyecto. Gracias a su disposición y compromiso, han facilitado los datos de viento en el área elegida de forma totalmente gratuita. Su contribución ha sido esencial para la realización de mi estudio, permitiéndome analizar y obtener conclusiones valiosas para el mismo.

En resumen, quiero agradecer a todas las personas y entidades que han hecho posible la realización de mi Trabajo de Fin de Grado. Gracias a todos ellos, he podido alcanzar los objetivos propuestos y conseguir un trabajo que, espero, sea de utilidad para la comunidad científica.

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE

Autor: Domingo Górriz, Ignacio

Directora: Alonso Alonso, Consolación

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Un proyecto de ejecución de un parque eólico implica la planificación, diseño, construcción y puesta en funcionamiento de un conjunto de aerogeneradores en un área específica para aprovechar la energía del viento y convertirla en electricidad. Este tipo de proyecto requiere la evaluación del potencial eólico del lugar, la selección de equipos y tecnología adecuados, la construcción de cimientos y torres para los aerogeneradores, la instalación de los generadores y la conexión a la red eléctrica, así como la implementación de medidas de seguridad y mantenimiento para garantizar la eficiencia y operación sostenible del parque eólico.

1. Introducción

El proyecto de ejecución del parque eólico terrestre en La Muela, Zaragoza, se ha desarrollado siguiendo una estructura clásica de ingeniería que incluye diversos estudios, cálculos y diseños. El objetivo principal de este proyecto es construir y poner en funcionamiento un parque eólico en esa ubicación, para lo cual se ha realizado una exhaustiva investigación y análisis de viabilidad técnica, económica y medioambiental.

La Memoria del proyecto proporciona una descripción detallada de la planificación y los objetivos generales del parque eólico, así como una justificación de su importancia en el contexto energético actual. Los Planos representan gráficamente la disposición de los aerogeneradores y otros componentes relevantes, facilitando la comprensión del proyecto. El Pliego de Condiciones establece las especificaciones técnicas y los requisitos necesarios para la construcción, asegurando la calidad y eficiencia. El Presupuesto detalla los costos estimados, evaluando la rentabilidad económica del proyecto.

Además de estos elementos, el proyecto cuenta con anexos que complementan la propuesta, como estudios de impacto ambiental y análisis de viabilidad energética. En resumen, el proyecto representa un esfuerzo integral de ingeniería para desarrollar una solución sostenible y eficiente de generación de energía, estableciendo las bases necesarias para la construcción y operación del parque eólico.

2. Definición del proyecto

La definición del proyecto de ejecución del parque eólico terrestre en La Muela, Zaragoza, se basa en establecer claramente su alcance y objetivos. El proyecto tiene como

objetivo principal aprovechar el potencial eólico de la región para generar energía renovable de manera sostenible, contribuyendo así a la mitigación del cambio climático y la transición hacia una economía más limpia.

El alcance del proyecto abarca desde la identificación y selección del emplazamiento adecuado hasta la puesta en marcha y operación del parque eólico. Se han realizado estudios exhaustivos para determinar la viabilidad técnica, económica y ambiental de la instalación.

Los objetivos del proyecto incluyen los siguientes aspectos:

- Generación de energía renovable
- Potencia instalada
- Impacto ambiental
- Cumplimiento normativo
- Rentabilidad económica

3. Descripción del modelo

El modelo utilizado en el proyecto de ejecución del parque eólico terrestre en La Muela, Zaragoza, se basa en una cuidadosa planificación y diseño que incluye los siguientes elementos:

- Selección de aerogeneradores
- Diseño de la infraestructura
- Estudios de viento
- Análisis de viabilidad energética
- Evaluación de impacto ambiental
- Seguridad y cumplimiento normativo

4. Resultados

Los resultados obtenidos en el proyecto de ejecución del parque eólico terrestre en La Muela, Zaragoza son los siguientes:

- La velocidad media del viento en el emplazamiento a 164 metros (altura de buje) es de 8,293 m/s.
- La tecnología de aerogenerador seleccionada es el Nordex N163/5.X, con una potencia de 5,7 MW, un diámetro de rotor de 163 metros y una altura de buje de 164 metros.
- El parque eólico está diseñado con 8 aerogeneradores, que suman un total de 45,6 MW instalados en el parque.
- Con esta tecnología, la energía neta anual vertida a la red es de 167,036 GWh. Las horas de funcionamiento equivalentes se calculan en 3.663, y el factor de capacidad es del 41,82%.
- Se utilizarán cables de aluminio del tipo HEPRZ1 AL (AS) con una sección de 300 mm² para las distintas líneas de generación del parque eólico.

- En términos económicos, para una inversión total del proyecto requerida de 48.888.360,19 €, el proyecto cuenta con un TIR (Tasa Interna de Retorno) del 8,16% y un VAN (Valor Actual Neto) de 11.147 k€, considerando una tasa de descuento del 4%, habiendo considerado un precio de venta de energía red de 4,7 c€/kWh.

5. Conclusiones

En conclusión, el proyecto de ejecución del parque eólico terrestre en La Muela, Zaragoza, ha demostrado ser una propuesta viable y beneficiosa en varios aspectos. La cuidadosa planificación y diseño del parque, basados en estudios exhaustivos y análisis detallados, han permitido seleccionar la tecnología de aerogenerador más adecuada, el Nordex N163/5.X, y optimizar la disposición de los componentes en función de la velocidad media del viento en el emplazamiento.

Los resultados obtenidos indican que el parque eólico tiene una capacidad significativa de generación de energía renovable, con una energía neta anual vertida a la red de 167,036 GWh y un factor de capacidad del 41,82%. Esto contribuirá a reducir la dependencia de fuentes de energía no renovables y a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Además, el proyecto ha sido diseñado teniendo en cuenta los aspectos ambientales, garantizando la minimización de los impactos en la fauna, flora, paisaje y ruido. Se han implementado medidas de mitigación y conservación ambiental para preservar el entorno natural.

Desde el punto de vista económico, el proyecto ha arrojado resultados favorables, respaldados por un TIR del 8,16% y un VAN de 11.147 k€. Estos indicadores demuestran la rentabilidad del proyecto y su capacidad para generar ingresos a lo largo de su vida útil.

PROJECT FOR THE IMPLEMENTATION OF AN ONSHORE WIND FARM

Author: Domingo Górriz, Ignacio

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

A wind farm implementation project involves the planning, design, construction and commissioning of a set of wind turbines in a specific area to harness wind energy and convert it into electricity. This type of project requires the assessment of the wind potential of the site, the selection of suitable equipment and technology, the construction of foundations and towers for the wind turbines, the installation of the generators and the connection to the electricity grid, as well as the implementation of safety and maintenance measures to ensure the efficiency and sustainable operation of the wind farm.

1. Introduction

The project for the implementation of the onshore wind farm in La Muela, Zaragoza, has been developed following a classic engineering structure that includes various studies, calculations and designs. The main objective of this project is to build and put into operation a wind farm at this location, for which an exhaustive investigation and analysis of technical, economic and environmental feasibility has been carried out.

The Project Report provides a detailed description of the overall planning and objectives of the wind farm, as well as a justification of its importance in the current energy context. The Plans graphically represent the layout of the wind turbines and other relevant components, facilitating the understanding of the project. The Specifications set out the technical specifications and requirements necessary for construction, ensuring quality and efficiency. The Budget details the estimated costs, assessing the economic profitability of the project.

In addition to these elements, the project has annexes that complement the proposal, such as environmental impact studies and energy feasibility analyses. In summary, the project represents a comprehensive engineering effort to develop a sustainable and efficient energy generation solution, establishing the necessary foundations for the construction and operation of the wind farm.

2. Project definition

The definition of the project for the implementation of the onshore wind farm in La Muela, Zaragoza, is based on clearly establishing its scope and objectives. The project's main objective is to harness the region's wind potential to generate renewable energy in a sustainable manner, thus contributing to climate change mitigation and the transition to a cleaner economy.

The scope of the project ranges from the identification and selection of a suitable site to the commissioning and operation of the wind farm. Extensive studies have been carried out to determine the technical, economic and environmental feasibility of the facility.

The project objectives include the following aspects:

- Renewable energy generation
- Installed capacity
- Environmental impact
- Regulatory compliance
- Economic profitability

3. Model description

The model used in the project for the implementation of the onshore wind farm in La Muela, Zaragoza, is based on a careful planning and design that includes the following elements:

- Selection of wind turbines
- Infrastructure design
- Wind studies
- Energy feasibility analysis
- Environmental impact assessment
- Safety and regulatory compliance

4. Results

The results obtained in the project for the implementation of the onshore wind farm in La Muela, Zaragoza are as follows:

- The average wind speed at the site at 164 metres (hub height) is 8.293 m/s.
- The selected wind turbine technology is the Nordex N163/5.X, with an output of 5.7 MW, a rotor diameter of 163 metres and a hub height of 164 metres.
- The wind farm is designed with 8 wind turbines, totalling 45.6 MW installed in the wind farm.
- With this technology, the annual net energy fed into the grid is 167.036 GWh. The equivalent operating hours are calculated at 3,663, and the capacity factor is 41.82%.
- Aluminium cables of type HEPRZ1 AL (AS) with a cross-section of 300 mm² will be used for the various generation lines of the wind farm.
- In economic terms, for a total project investment required of 48,888,360.19 €, the project has an IRR (Internal Rate of Return) of 8.16% and a NPV (Net Present Value) of 11,147 k€, considering a discount rate of 4%, having considered a grid energy sales price of 4.7 c€/kWh.

5. Conclusions

In conclusion, the project for the implementation of the onshore wind farm in La Muela, Zaragoza, has proven to be a viable and beneficial proposal in several respects. The careful planning and design of the wind farm, based on comprehensive studies and detailed analysis, have allowed the selection of the most suitable wind turbine technology, the Nordex N163/5.X, and the optimisation of the layout of the components according to the average wind speed at the site.

The results obtained indicate that the wind farm has a significant renewable energy generation capacity, with an annual net energy fed into the grid of 167,036 GWh and a capacity factor of 41,82%. This will contribute to reducing dependence on non-renewable energy sources and reducing greenhouse gas emissions.

In addition, the project has been designed taking into account environmental aspects, ensuring the minimisation of impacts on fauna, flora, landscape and noise. Environmental mitigation and conservation measures have been implemented to preserve the natural environment.

From an economic point of view, the project has yielded favourable results, supported by an IRR of 8,16% and an NPV of 11.147 k€. These indicators demonstrate the profitability of the project and its ability to generate income over its lifetime.

ÍNDICE DEL PROYECTO

DOCUMENTOS:

- I. Documento 1: Memoria Descriptiva
- II. Documento 2: Planos
- III. Documento 3: Pliego de Condiciones Técnicas
- IV. Documento 4: Presupuesto

ANEXOS:

- I. Anexo I: Estudio del Recurso Eólico
- II. Anexo II: Cálculos Justificativos
- III. Anexo III: Estudio Técnico Económico de Viabilidad



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE

DOCUMENTO 1: MEMORIA DESCRIPTIVA

Autor: Ignacio Domingo Górriz

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Índice Memoria Descriptiva

Capítulo 1.	<i>Introducción</i>	2
1.1	Estado actual de la energía eólica en el mundo y en España	2
1.2	Estado de la cuestión.....	5
1.3	Motivación del proyecto	6
1.4	Objetivos del proyecto	7
1.5	Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).....	7
1.6	Metodología de trabajo	9
1.7	Recursos a emplear	10
Capítulo 2.	<i>Emplazamiento</i>	12
2.1	Localización del emplazamiento.....	12
2.2	Justificación de la implantación del parque eólico en el área elegida	13
Capítulo 3.	<i>Normativa legal</i>	17
3.1	Obra civil e infraestructuras	17
3.2	Instalaciones eléctricas.....	18
Capítulo 4.	<i>Evaluación del potencial eólico</i>	20
4.1	Análisis estadístico descriptivo de datos de viento	21
4.2	Análisis del flujo de viento	25
4.3	Criterios generales de diseño	27
4.4	Análisis energético del emplazamiento.....	29
Capítulo 5.	<i>Descripción del parque eólico</i>	33
5.1	Características generales	33
5.2	Obra civil.....	35
	5.2.1 <i>Descripción general del emplazamiento</i>	35
	5.2.2 <i>Cimentación de los aerogeneradores</i>	37
	5.2.3 <i>Zanjas para cables y red de tierras</i>	38
5.3	Aerogenerador de potencia nominal unitaria 5,7 MW.....	39
	5.3.1 <i>Características técnicas principales</i>	40
	5.3.2 <i>Curva de potencia del aerogenerador Nordex 163/5.X de 5,7 MW</i> ...	42
5.4	Infraestructura eléctrica del parque eólico	43
	5.4.1 <i>Descripción general</i>	44
	5.4.2 <i>Centros de transformación</i>	45

5.4.3	<i>Cables de media tensión</i>	51
5.4.4	<i>Cables de fibra óptica</i>	54
5.4.5	<i>Sistema eléctrico de baja tensión</i>	55
5.4.6	<i>Red de puesta a tierra</i>	55
5.5	<i>Subestación Eléctrica 30/132 kV</i>	56
Capítulo 6.	<i>Aspectos socioeconómicos</i>	59
Capítulo 7.	<i>Ahorro económico y contaminación evitada</i>	61
Capítulo 8.	<i>Presupuesto de las instalaciones proyectadas</i>	63
Capítulo 9.	<i>Estudio Técnico Económico de Viabilidad</i>	65
Capítulo 10.	<i>Planificación</i>	68
Capítulo 11.	<i>Conclusiones</i>	1
Capítulo 12.	<i>Bibliografía</i>	3

Índice Figuras

Figura 1. Objetivos de Desarrollo Sostenible	8
Figura 2. Mapa del potencial eólico en la Península Ibérica a 100 metros de altura (Global Wind Atlas, s.f.).....	14
Figura 3. Vista aérea del emplazamiento y sus proximidades (Google Earth, s.f.).....	15
Figura 4. Ubicación de los aerogeneradores en el parque eólico (Google Earth, s.f.)	16
Figura 5. Función de distribución de Weibull (Windographer)	23
Figura 6. Rosas de frecuencia, velocidad y energía, junto con gráfico de dispersión de densidad de potencia (Windographer).....	24
Figura 7. Mapa topográfico del emplazamiento (Instituto Geográfico Nacional, s.f.).....	26
Figura 8. Mapa de potencial eólico (WAsP)	27
Figura 9. Alzado y planta del aerogenerador Nordex 163/5.X. Diámetro de rotor (d): 163 metros. Altura de buje (h): 164 metros.....	40
Figura 10. Curvas de potencia y coeficiente de empuje aerogenerador Nordex 163/5.X de 5,7 MW (Microsoft Excel)	43

Índice Tablas

Tabla 1. Ubicación de aerogeneradores (Elaboración propia)	13
Tabla 2. Análisis estadístico descriptivo de datos de viento (Windographer).....	22
Tabla 3. Producción de energía media anual (WAsP).....	30
Tabla 4. Pérdidas de energía (Elaboración propia).....	31
Tabla 5. Producción de energía neta media anual del parque eólico (Elaboración propia). 32	
Tabla 6. Principales características técnicas del proyecto (Elaboración propia).....	34
Tabla 7. Características técnicas del transformador interno del aerogenerador (Elaboración propia).....	46
Tabla 8. Características técnicas de las celdas de media tensión (Elaboración propia)	48
Tabla 9. Características técnicas de los cables de media tensión (Elaboración propia)	52
Tabla 10. Características técnicas de los cables de fibra óptica (Elaboración propia)	54
Tabla 11. Presupuesto de las instalaciones proyectadas (Elaboración propia).....	63
Tabla 12. Estudio Técnico Económico de Viabilidad (Elaboración Propia).....	67
Tabla 13. Planificación (Elaboración propia).....	68

Lista de Acrónimos

ODS (Objetivos de Desarrollo Sostenible)

WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program)

UTM (Universal Transverse Mercator)

IGN (Instituto Geográfico Nacional)

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)

AIE (Agencia Internacional de Energía)

AEE (Asociación Empresarial Eólica)

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

La necesidad de encontrar fuentes de energía renovable y sostenible se ha vuelto cada vez más evidente en las últimas décadas debido a los efectos del cambio climático y a la creciente demanda energética en todo el mundo. En este contexto, la energía eólica se ha establecido como una de las principales alternativas a los combustibles fósiles, ya que es una fuente de energía limpia, renovable y abundante en muchas regiones del mundo.

España es uno de los países con mayor potencial eólico de Europa, y ha experimentado un notable crecimiento en la producción de energía eólica en las últimas décadas. En este contexto, la realización de un parque eólico terrestre se presenta como una oportunidad para contribuir a la transición hacia una economía más sostenible y reducir la dependencia de los combustibles fósiles.

El objetivo de este Trabajo de Fin de Grado es el desarrollo de un proyecto de ejecución de un parque eólico terrestre en España, analizando los diferentes aspectos que intervienen, como son la viabilidad técnica y económica.

En resumen, este trabajo pretende ofrecer una visión completa y rigurosa de los aspectos clave que deben tenerse en cuenta para la realización de un parque eólico terrestre en España, contribuyendo así al conocimiento y a la difusión de esta importante fuente de energía renovable y sostenible.

1.1 ESTADO ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO Y EN ESPAÑA

La energía eólica se ha convertido en una de las fuentes de energía renovable más importantes en el mundo, debido a su capacidad para generar electricidad de manera limpia y sostenible. En este análisis, se examina el estado actual de la energía eólica a nivel mundial, destacando los principales países productores. Además, se centra en el caso de España,

explorando su desarrollo eólico a nivel nacional y regional, con un enfoque especial en la comunidad autónoma de Aragón.

La energía eólica ha experimentado un crecimiento significativo a nivel mundial en las últimas décadas. Según datos de la AIE, a fines de 2022, la capacidad de energía eólica instalada en todo el mundo ha superado los 900 GW, lo que representa un aumento considerable en comparación con años anteriores. Los principales países productores de energía eólica incluyen:

- China: China lidera el mercado mundial de energía eólica, con una capacidad instalada que supera los 300 GW. El país ha realizado inversiones masivas en proyectos eólicos en todo su territorio, aprovechando su vasto potencial eólico y su objetivo de reducir la dependencia de los combustibles fósiles.
- Estados Unidos: Estados Unidos ocupa el segundo lugar en capacidad instalada de energía eólica, con más de 135 GW. Ha experimentado un crecimiento constante impulsado por políticas de apoyo, incentivos fiscales y un aumento en la conciencia sobre la importancia de las energías renovables.
- Alemania: Alemania ha sido líder en energía eólica en Europa, con una capacidad instalada de alrededor de 65 GW. Ha desempeñado un papel fundamental en el desarrollo de tecnologías eólicas y en la integración de la energía eólica en su matriz energética.

España ha sido uno de los países pioneros en el desarrollo de energía eólica en Europa. Según datos de la AEE, la capacidad instalada de energía eólica en España alcanzó los casi 30 GW a finales de 2022. La energía eólica representa una parte significativa de la generación eléctrica del país, con una contribución del 20% al mix energético.

En España, la energía eólica está presente en diversas Comunidades Autónomas, cada una con un potencial eólico distinto. Algunas de las regiones más destacadas en términos de capacidad instalada son:

- Castilla y León: Esta comunidad autónoma es líder en España en capacidad eólica, con más de 5 GW instalados. Su amplia extensión y condiciones climáticas favorables la convierten en un lugar idóneo para el desarrollo de parques eólicos.
- Galicia: Galicia cuenta con una destacada capacidad eólica, especialmente en la costa atlántica. La región ha aprovechado su potencial eólico para convertirse en un referente en la generación de energía eólica en el país.
- Aragón: Aragón también juega un papel relevante en la generación de energía eólica en España. La región cuenta con condiciones geográficas favorables y una amplia extensión de terreno propicio para la instalación de parques eólicos.

Aragón ha experimentado un notable crecimiento en la producción de energía eólica en los últimos años. Según la AEE, a finales de 2022, Aragón contaba con una capacidad instalada de más de 5 GW. Esta región se caracteriza por su extensión territorial y condiciones climáticas propicias, lo que la convierte en un lugar estratégico para la generación de energía eólica.

El desarrollo de parques eólicos en Aragón ha impulsado la economía local, generando empleo y atrayendo inversiones en el sector. Además, la energía eólica contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y al avance hacia un modelo energético más sostenible.

La energía eólica ha experimentado un notable crecimiento a nivel mundial y se ha convertido en una fuente clave de generación de electricidad limpia. Países como China, Estados Unidos y Alemania lideran la producción de energía eólica, mientras que España ha desempeñado un papel importante en el desarrollo de esta tecnología en Europa. En el caso de España, regiones como Aragón han aprovechado su potencial eólico para contribuir significativamente a la generación de energía renovable y al avance hacia la sostenibilidad energética.

1.2 ESTADO DE LA CUESTIÓN

A pesar de las ventajas que ofrece la energía eólica en la actualidad, esta se enfrenta a una serie de problemas que hacen que se cuestione la implantación de parques eólicos. Algunos de estos problemas son:

- Impacto visual: Los aerogeneradores pueden ser un obstáculo para la vista y disminuir el valor paisajístico de las áreas en las que se encuentran.
- Impacto ambiental: La construcción y operación de parques eólicos pueden tener un impacto negativo en la biodiversidad, incluyendo la migración de aves y de otros animales.
- Costo: Aunque la energía eólica es renovable y limpia, su costo de construcción y mantenimiento puede ser elevado.
- Intermitencia: La energía eólica es intermitente, lo que significa que la cantidad de energía producida varía en función de la velocidad del viento, lo que puede dificultar su integración en la red eléctrica.
- Desafíos técnicos: Los desafíos técnicos incluyen la necesidad de sistemas de almacenamiento de energía eficientes y fiables para compensar la intermitencia de la energía eólica, así como la necesidad de una planificación y diseño cuidadoso para minimizar su impacto ambiental.

Para hacer frente a estos problemas, el sector de la energía eólica trabaja para implementar soluciones y continuar con la implantación de esta energía limpia y sostenible. Algunas de estas posibles soluciones son:

- Diseño sostenible: El diseño cuidadoso y la planificación adecuada pueden minimizar el impacto visual y ambiental de los parques eólicos.
- Desarrollo de tecnologías más eficientes: El desarrollo de tecnologías más eficientes, como aerogeneradores más grandes y sistemas de almacenamiento de energía, puede mejorar la eficiencia y reducir el costo de los parques eólicos.

- Integración en la red eléctrica: La integración de la energía eólica en la red eléctrica a través de la mejora de la planificación y el desarrollo de sistemas de regulación y control puede mejorar la confiabilidad y la fiabilidad de la energía eólica.
- Monitoreo y mitigación: El monitoreo constante y la mitigación de los impactos ambientales, especialmente en relación con la migración de aves y otros animales, puede minimizar el impacto ambiental negativo de los parques eólicos.
- Educación y sensibilización: La educación y sensibilización pública sobre la importancia de la energía renovable y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero puede fomentar el apoyo público a los parques eólicos y mejorar su aceptación social.

1.3 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La motivación del proyecto viene impulsada principalmente por cuatro factores: ambiental, económico, tecnológico y político.

- Motivación ambiental: Los parques eólicos terrestres se consideran una forma de energía renovable y limpia, ya que no emiten dióxido de carbono ni otros gases de efecto invernadero que contribuyen al cambio climático. Al reducir la dependencia de los combustibles fósiles, se puede disminuir la huella de carbono y contribuir a la conservación del medio ambiente.
- Motivación económica: Los parques eólicos terrestres pueden ser rentables y ofrecer una fuente de ingresos para las comunidades locales, ya que generan empleo y atraen inversiones en la zona. Además, una vez que se establece el parque eólico terrestre, los costos de operación y mantenimiento pueden ser relativamente bajos.
- Motivación tecnológica: El desarrollo de parques eólicos terrestres requiere de tecnología avanzada en la fabricación y construcción de las turbinas eólicas, lo que impulsa la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías relacionadas con la generación de energía.
- Motivación política: Muchos países tienen objetivos y compromisos para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero y mejorar su seguridad energética. Los

parques eólicos terrestres pueden ayudar a cumplir estos objetivos, lo que lleva a que los gobiernos promuevan y apoyen el desarrollo de estos proyectos.

1.4 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El objetivo del proyecto es elaborar el diseño de un parque eólico terrestre, determinar su potencia y evaluar la energía total producida. Para ello, se escogerá una ubicación con velocidades de viento adecuadas, se seleccionará la mejor tecnología de aerogenerador según su relación prestaciones-calidad-precio y se diseñarán las infraestructuras de caminos e instalaciones eléctricas para la evacuación de la energía producida. Se estudiará la viabilidad económica del proyecto, así como aspectos relacionados con la sociedad y el medioambiente.

1.5 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son una iniciativa global liderada por las Naciones Unidas que tiene como objetivo abordar los desafíos más urgentes que enfrenta nuestro planeta y promover un futuro sostenible para todos. Estos objetivos se establecieron en el marco de la Agenda 2030 de las Naciones Unidas, un plan de acción integral para el desarrollo sostenible que fue adoptado por todos los países miembros en 2015.

La Agenda 2030 consta de 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible, que abarcan una amplia gama de temas, desde la erradicación de la pobreza hasta la acción por el clima, la igualdad de género, la educación de calidad, la energía asequible y no contaminante, entre otros. Estos objetivos están interrelacionados y son indivisibles, lo que significa que el progreso en uno de ellos está estrechamente vinculado al progreso en los demás.

La siguiente figura muestra los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible:



Figura 1. Objetivos de Desarrollo Sostenible

Uno de los objetivos que se promueve a través de la construcción de un parque eólico es el objetivo número 7: Energía asequible y no contaminante. Este objetivo tiene como objetivo garantizar el acceso a una energía asequible, confiable, sostenible y moderna para todos, al tiempo que se reduce el impacto ambiental negativo de la producción y el consumo de energía.

La energía eólica es una forma de energía renovable que se obtiene mediante la captura de la fuerza del viento mediante aerogeneradores. Los parques eólicos son instalaciones diseñadas para aprovechar esta fuente de energía limpia y convertirla en electricidad. Al construir parques eólicos, se fomenta el uso de energía renovable y se reduce la dependencia de los combustibles fósiles, que contribuyen al cambio climático y la contaminación ambiental.

Además del objetivo número 7, la construcción de parques eólicos también puede contribuir a otros objetivos de desarrollo sostenible. Por ejemplo:

- El objetivo número 8: Trabajo decente y crecimiento económico. La construcción de un parque eólico genera empleo, impulsa la industria y promueve el desarrollo económico sostenible.

- El objetivo número 9: Industria, innovación e infraestructura. La construcción de parques eólicos implica el desarrollo de infraestructuras de energía limpia y sostenible, lo que fomenta la innovación y la creación de empleo en el sector de las energías renovables.
- El objetivo número 11: Ciudades y comunidades sostenibles. Al proporcionar energía renovable a las ciudades y comunidades, los parques eólicos contribuyen a la transición hacia un modelo energético más sostenible y reducen la contaminación atmosférica y acústica asociada a la generación de energía.
- El objetivo número 13: Acción por el clima. Al generar electricidad a partir de fuentes renovables como la energía eólica, se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero y se contribuye a mitigar el cambio climático.

En resumen, la construcción de un parque eólico favorece principalmente el objetivo número 7: Energía asequible y no contaminante, al tiempo que contribuye a otros objetivos de desarrollo sostenible como el objetivo 8, 9, 11 y 13. Estos esfuerzos son fundamentales para avanzar hacia un futuro más sostenible y alcanzar la visión de la Agenda 2030 de las Naciones Unidas.

1.6 METODOLOGÍA DE TRABAJO

Para llevar a cabo el proyecto se seguirán los siguientes pasos:

1. Identificación y evaluación del emplazamiento: Se evaluará la viabilidad técnica y económica del emplazamiento, teniendo en cuenta factores como la velocidad del viento, la topografía del terreno, la distancia a la red eléctrica, la disponibilidad de recursos y servicios necesarios, la regulación local y otros factores relevantes.
2. Evaluación del recurso eólico: Esta etapa implica la realización de mediciones del viento y el análisis de los datos para determinar la velocidad y la dirección del viento en el emplazamiento. Esto es importante para seleccionar los aerogeneradores adecuados y optimizar la disposición de los mismos.

3. Diseño del layout del parque: En esta etapa se define la ubicación y disposición de los aerogeneradores en el terreno, teniendo en cuenta factores como la topografía, los obstáculos en el entorno, las restricciones legales y otros.
4. Diseño de la infraestructura: Se diseñará la infraestructura necesaria para el parque, incluyendo las carreteras de acceso, las plataformas de trabajo, las subestaciones eléctricas, las líneas de transmisión, entre otros.
5. Análisis de la energía generada: Se realizarán simulaciones y análisis para estimar la cantidad de energía eléctrica que se generará en el parque, teniendo en cuenta la velocidad del viento, la potencia nominal de los aerogeneradores y otros factores.
6. Evaluación económica: Se realizará un análisis económico para determinar la rentabilidad del proyecto, teniendo en cuenta los costos de construcción, operación y mantenimiento, la tarifa eléctrica y otros factores.

A través de estas etapas, se logrará elaborar el diseño del parque, determinar su potencia, evaluar la energía total producida y su viabilidad económica.

1.7 RECURSOS A EMPLEAR

Para llevar a cabo un proyecto de análisis de recursos eólicos, es esencial contar con herramientas adecuadas que permitan recopilar y procesar información precisa. En este sentido, se hace necesario el uso de programas como Google Earth Pro, Windographer y WAsP.

Google Earth Pro es una herramienta de visualización geoespacial que permite explorar el mundo en tres dimensiones. Este programa ofrece imágenes de alta resolución y permite realizar mediciones precisas sobre la superficie terrestre, lo que resulta fundamental para la ubicación de parques eólicos y la identificación de zonas con potencial eólico.

Por otro lado, Windographer es una herramienta de análisis de datos que permite procesar información de diferentes fuentes, como torres de medición, satélites meteorológicos y simulaciones de modelos. Este programa es esencial para el análisis de

datos de viento y la identificación de patrones que permitan optimizar la ubicación y el diseño de los aerogeneradores.

Finalmente, WAsP es una herramienta de modelado que permite simular la producción de energía eólica en diferentes escenarios. WAsP utiliza información de diferentes fuentes, como datos de viento, topografía y la ubicación de los aerogeneradores, para realizar simulaciones precisas que permiten optimizar la producción de energía.

Para el éxito de un proyecto de análisis de recursos eólicos, es esencial el uso de herramientas adecuadas que permitan recopilar, procesar y analizar información de manera precisa. Google Earth Pro, Windographer y WAsP son programas esenciales en este proceso, ya que permiten realizar mediciones precisas sobre la superficie terrestre, analizar los datos de viento y simular la producción de energía en diferentes escenarios.

Además de las herramientas mencionadas, en la elaboración del proyecto también se ha contado con la ayuda de la empresa VORTEX, especializada en la obtención de datos de viento. VORTEX ha proporcionado datos de viento pasados, presentes y futuros en el emplazamiento elegido. Estos datos son fundamentales para el análisis del recurso eólico y la identificación de las zonas más favorables para la ubicación de los aerogeneradores. La colaboración con empresas especializadas en el sector energético, como VORTEX, es esencial para obtener datos precisos y fiables que permitan la toma de decisiones informadas en el proceso de planificación y construcción de parques eólicos.

Capítulo 2. EMPLAZAMIENTO

2.1 LOCALIZACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

El parque eólico se ubicará en Alto de la Muela, una localidad situada en el municipio de La Muela, en la provincia de Zaragoza, en la comunidad autónoma de Aragón (Remitirse al Plano 1: Localización). La elección de este lugar se debe a varias razones importantes.

La zona de Alto de la Muela cuenta con unas condiciones geográficas idóneas para la instalación de un parque eólico. La topografía del lugar es favorable para la generación de energía eólica, ya que se trata de una zona elevada y expuesta al viento, lo que permite una producción de energía eficiente.

En definitiva, la elección de Alto de la Muela como ubicación del parque eólico es una decisión acertada que permitirá aprovechar las condiciones geográficas y climáticas de la zona para la generación de energía renovable, contribuyendo así a la lucha contra el cambio climático y a la transición hacia un modelo energético más sostenible.

El parque eólico Alto de la Muela será una instalación formada por ocho aerogeneradores del fabricante Nordex (Nordex N163/5.X), los cuales tendrán una potencia nominal unitaria de 5,7 MW, un diámetro de rotor de 163 metros y una altura de buje de 164 metros. Esto significa que la capacidad total del parque eólico será de 45,6 MW. Cada aerogenerador estará compuesto por una torre de acero y una hélice de tres palas, capaz de convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica mediante un generador que se encuentra en la parte superior de la torre.

Las coordenadas de los aerogeneradores se muestran en la siguiente tabla, utilizando el sistema de coordenadas UTM:

Aerogenerador	X_{UTM}	Y_{UTM}
A1	662304,7	4605840,4
A2	662490,6	4605813,7
A3	662627,5	4605909,4
A4	662790,2	4605882,2
A5	662950,9	4605947,5
A6	663111,6	4606012,9
A7	663084,2	4606197,4
A8	663080,7	4606351,6

Tabla 1. Ubicación de aerogeneradores (Elaboración propia)

2.2 JUSTIFICACIÓN DE LA IMPLANTACIÓN DEL PARQUE EÓLICO EN EL ÁREA ELEGIDA

El parque eólico ha sido diseñado en el área elegida debido a una serie de factores favorables que aseguran la eficiencia y seguridad de los aerogeneradores. La ubicación del parque eólico ha sido cuidadosamente seleccionada debido a varias razones.

En primer lugar, la velocidad de viento en el área elegida es constante y adecuada para la producción de energía, alcanzando valores de entre 6 y 7 m/s, lo que asegura una producción de energía rentable y sostenible. Mediante la plataforma en línea Global Wind Atlas se ha obtenido una primera aproximación del potencial eólico. En la siguiente figura, se observa el mapa del recurso eólico a 100 metros de altura en la Península Ibérica (aparece contorneada la comunidad autónoma de Aragón, donde se aprecia que se trata de una de las zonas más favorables para explotar el recurso eólico):

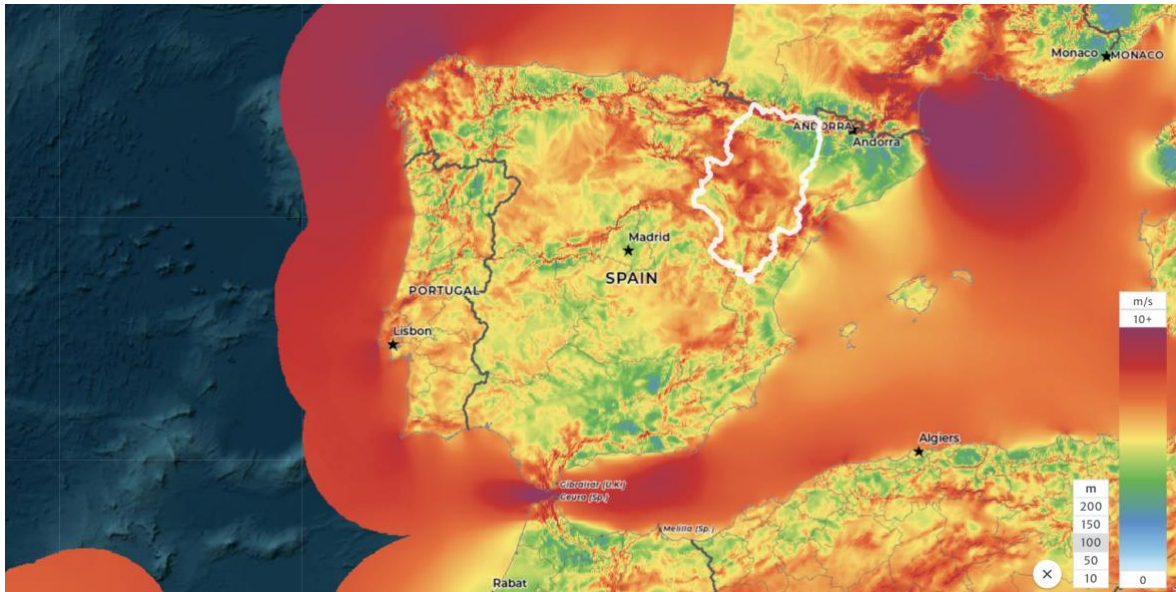


Figura 2. Mapa del potencial eólico en la Península Ibérica a 100 metros de altura (Global Wind Atlas, s.f.)

Además, el parque eólico es accesible gracias a su ubicación a solo 3 km de la Autovía del Nordeste, lo que permite la entrega y transporte de los componentes y materiales necesarios para la construcción y operación de este.

También se encuentra cerca de una red eléctrica, lo que permite conectar los aerogeneradores y transferir la energía producida al sistema eléctrico.

En la siguiente figura, se observa una vista aérea del emplazamiento y sus proximidades, observándose la cercanía entre el Parque Eólico Alto de la Muela con la Autovía del Nordeste y la Subestación Eléctrica Los Vientos:

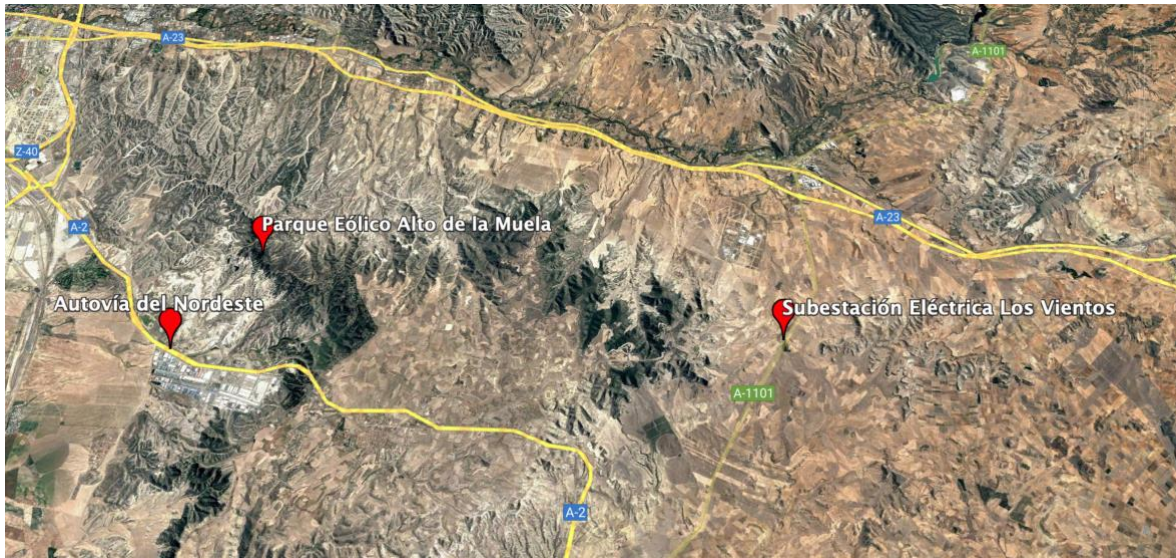


Figura 3. Vista aérea del emplazamiento y sus proximidades (Google Earth, s.f.)

El terreno en el área seleccionada es también ideal para la construcción y el funcionamiento seguro de los aerogeneradores, siendo lo suficientemente plano y estable como para garantizar una operación sin problemas.

En la siguiente figura, se muestra la ubicación de los aerogeneradores en el parque eólico:



Figura 4. Ubicación de los aerogeneradores en el parque eólico (Google Earth, s.f.)

Por otro lado, se han tomado todas las medidas necesarias para garantizar que el parque eólico no genere impactos ambientales, incluyendo impactos sobre la flora y fauna, la calidad del aire y el ruido, entre otros. El parque eólico cumplirá todas las normas y regulaciones ambientales locales y nacionales, lo que garantiza que se llevará a cabo una operación sostenible y responsable.

Finalmente, se ha verificado que no existan zonas de exclusión, como áreas protegidas, zonas urbanas o zonas de exclusión aérea o militar, que puedan impedir la construcción y operación del parque eólico.

En resumen, el parque eólico ha sido implantado en una ubicación estratégica que cumple con todas las condiciones necesarias para garantizar su eficiencia y seguridad, lo que asegura una producción de energía sostenible y responsable en beneficio de todos.

Capítulo 3. NORMATIVA LEGAL

Todas las obras que en el proyecto se describen se proyectan con arreglo a las diversas disposiciones legales, reglamentos y demás normativa general vigentes, 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, se ha tenido en cuenta la normativa que, a continuación, se muestra.

3.1 OBRA CIVIL E INFRAESTRUCTURAS

- Real Decreto 1346/1976, de 9 de abril, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley sobre Régimen del Suelo y Ordenación Urbana.
- Real Decreto Legislativo 7/2015, de 30 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Suelo y Rehabilitación Urbana.
- Real Decreto 2159/1978, de 23 de junio, por el que se aprueba el Reglamento de Planeamiento para el desarrollo y aplicación de la Ley sobre Régimen del Suelo y Ordenación Urbana.
- Real Decreto 2187/1978, de 23 de junio, por el que se aprueba el Reglamento de Disciplina Urbanística para el desarrollo y aplicación de la Ley sobre Régimen del Suelo y Ordenación Urbana.
- Real Decreto 3288/1978, de 25 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento de Gestión Urbanística para el desarrollo y aplicación de la Ley sobre Régimen del Suelo y Ordenación Urbana.
- Real Decreto 1492/2011, de 24 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de valoraciones de la Ley de Suelo.
- Decreto-Legislativo 1/2014, de 8 de julio, del Gobierno de Aragón, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Urbanismo de Aragón.

- Decreto Legislativo 2/2015, de 17 de noviembre, del Gobierno de Aragón, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Ordenación del Territorio de Aragón.
- Decreto 52/2002, de 19 de febrero, del Gobierno de Aragón, por el que se aprueba el Reglamento de desarrollo parcial de la Ley 5/1999, de 25 de marzo, Urbanística, en materia de organización, planeamiento urbanístico y régimen especial de pequeños municipios.
- Decreto 132/2010, de 6 de julio, del Gobierno de Aragón, por el que se aprueba el Reglamento del Consejo de Ordenación del Territorio de Aragón.
- Decreto 78/2017, de 23 de mayo, del Gobierno de Aragón, por el que se aprueba la Norma Técnica de Planeamiento (NOTEPA).
- Decreto 210/2018, de 3 de diciembre, del Gobierno de Aragón, por el que se aprueba el Reglamento de Entidades Urbanísticas Colaboradoras.

3.2 *INSTALACIONES ELÉCTRICAS*

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 1890/2008, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus Instrucciones técnicas complementarias EA-01 a EA-07.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Ley del Sector Eléctrico: La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico establece el marco legal y regulatorio para el sector eléctrico en España, incluyendo la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica.
- Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

- Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Decreto 37/2019, de 5 de marzo, del Gobierno de Aragón, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión en Aragón.
- Decreto 35/2019, de 5 de marzo, del Gobierno de Aragón, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Baja Tensión en Aragón.
- Decreto 254/2007, de 4 de diciembre, del Gobierno de Aragón, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión en el ámbito territorial de la Comunidad Autónoma de Aragón.

Capítulo 4. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO

Se ha llevado a cabo un estudio exhaustivo del potencial eólico en el emplazamiento. Este estudio ha tenido como objetivo evaluar la viabilidad de la energía eólica como fuente de energía renovable en esta ubicación específica. Para llevar a cabo este análisis, se han utilizado varias herramientas y programas especializados para obtener resultados precisos y confiables.

En primer lugar, se ha realizado un análisis estadístico descriptivo de los datos eólicos. Para ello, se ha obtenido una serie de registros de viento suministrados por la empresa Vortex. Estos datos se han procesado y analizado utilizando el programa Windographer, que ha permitido obtener información detallada sobre las características del viento en el emplazamiento. Este análisis estadístico ha ayudado a comprender mejor la velocidad, dirección y distribución del viento en la zona, lo que es fundamental para determinar el potencial eólico.

Además, se ha llevado a cabo un análisis del flujo de viento utilizando el programa WAsP. WAsP ha permitido modelar el flujo de viento en el área, teniendo en cuenta factores topográficos y de obstáculos, como colinas, edificios u otras estructuras que puedan afectar al flujo de viento. Este análisis ha brindado una visión más completa y precisa de las condiciones de viento en el emplazamiento.

Por último, se ha realizado un análisis energético del emplazamiento también utilizando el programa WAsP. Este análisis ha permitido evaluar el potencial energético específico de la ubicación y estimar la cantidad de energía eléctrica que se puede generar a partir del viento. Se han considerado parámetros como la densidad de potencia, la capacidad de producción y la variabilidad estacional del viento. Estos datos han sido fundamentales para determinar la viabilidad económica y técnica del proyecto.

4.1 ANÁLISIS ESTADÍSTICO DESCRIPTIVO DE DATOS DE VIENTO

Se presentan los datos más relevantes de viento asociados a una estación virtual específica, ubicada en las coordenadas UTM X=662950,9 e Y=4605947,5, a una altitud de 120 metros. Estos datos son de suma importancia para comprender las condiciones atmosféricas en esa ubicación particular y son fundamentales en la generación de energía renovable. A través de mediciones precisas de velocidad y dirección del viento, se obtiene una visión detallada de las características del viento en ese lugar específico.

A continuación, se presenta una tabla que muestra un análisis estadístico descriptivo de los datos de viento recopilados en la estación virtual durante un período de 10 años:

Variable	Estación virtual Alto de la Muela (01/01/2012 – 29/01/2023)
Altura de medición [m]	120
Velocidad media del viento [m/s]	8,293
Velocidad máxima del viento [m/s]	24,620
Weibull k	1,959
Weibull c [m/s]	9,345
Densidad de potencia media [W/m ²]	661
Contenido energético medio [kWh/m ² /año]	5,788
Registros posibles	97.104
Registros válidos	97.104
Registros perdidos	0
Índice de recuperación de datos [%]	100
Hora de máxima velocidad de viento	1

Tabla 2. Análisis estadístico descriptivo de datos de viento (Windographer)

Este análisis proporciona una visión general de las características y tendencias del viento en la ubicación específica. Este análisis estadístico brinda una comprensión más completa de los patrones de viento en la estación virtual a lo largo de una década y es de gran utilidad en el campo de la energía eólica.

La figura presentada muestra la función de distribución de Weibull, utilizada para analizar y comprender la distribución de velocidades de viento:

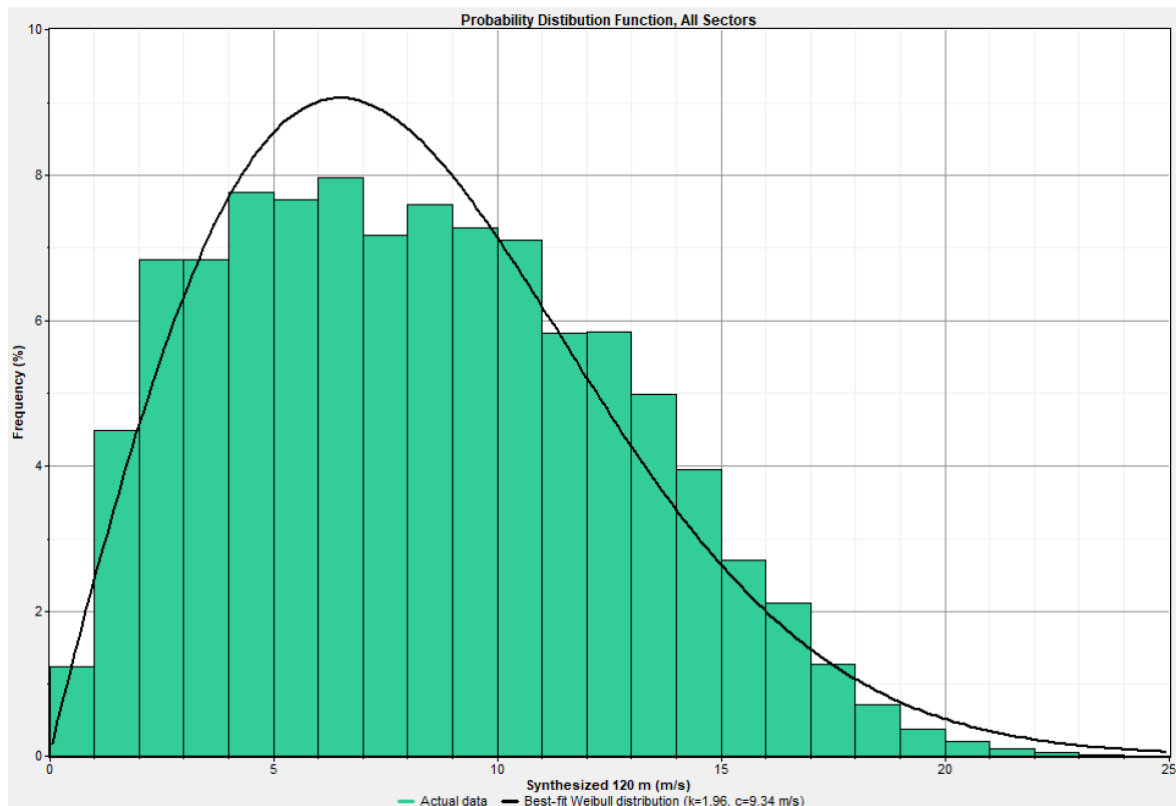


Figura 5. Función de distribución de Weibull (Windographer)

Permite determinar la probabilidad de que la velocidad del viento alcance ciertos valores en un periodo de tiempo determinado. El eje horizontal representa las velocidades de viento, mientras que el eje vertical muestra la probabilidad acumulada de que el viento alcance una velocidad específica o inferior. Esta función es especialmente útil en el diseño y la evaluación de proyectos relacionados con energía eólica, ya que proporciona información valiosa sobre las características del viento en el área de estudio, como la velocidad promedio, la variabilidad y la frecuencia de ocurrencia de velocidades altas o bajas. Con base en esta función, se pueden tomar decisiones informadas sobre la selección de turbinas eólicas, la estimación de la producción de energía y la evaluación de la viabilidad de un proyecto en términos de recurso eólico disponible.

A continuación, se presentan las rosas de viento de frecuencia, velocidad y energía, junto con el gráfico de dispersión de la densidad de potencia del viento:

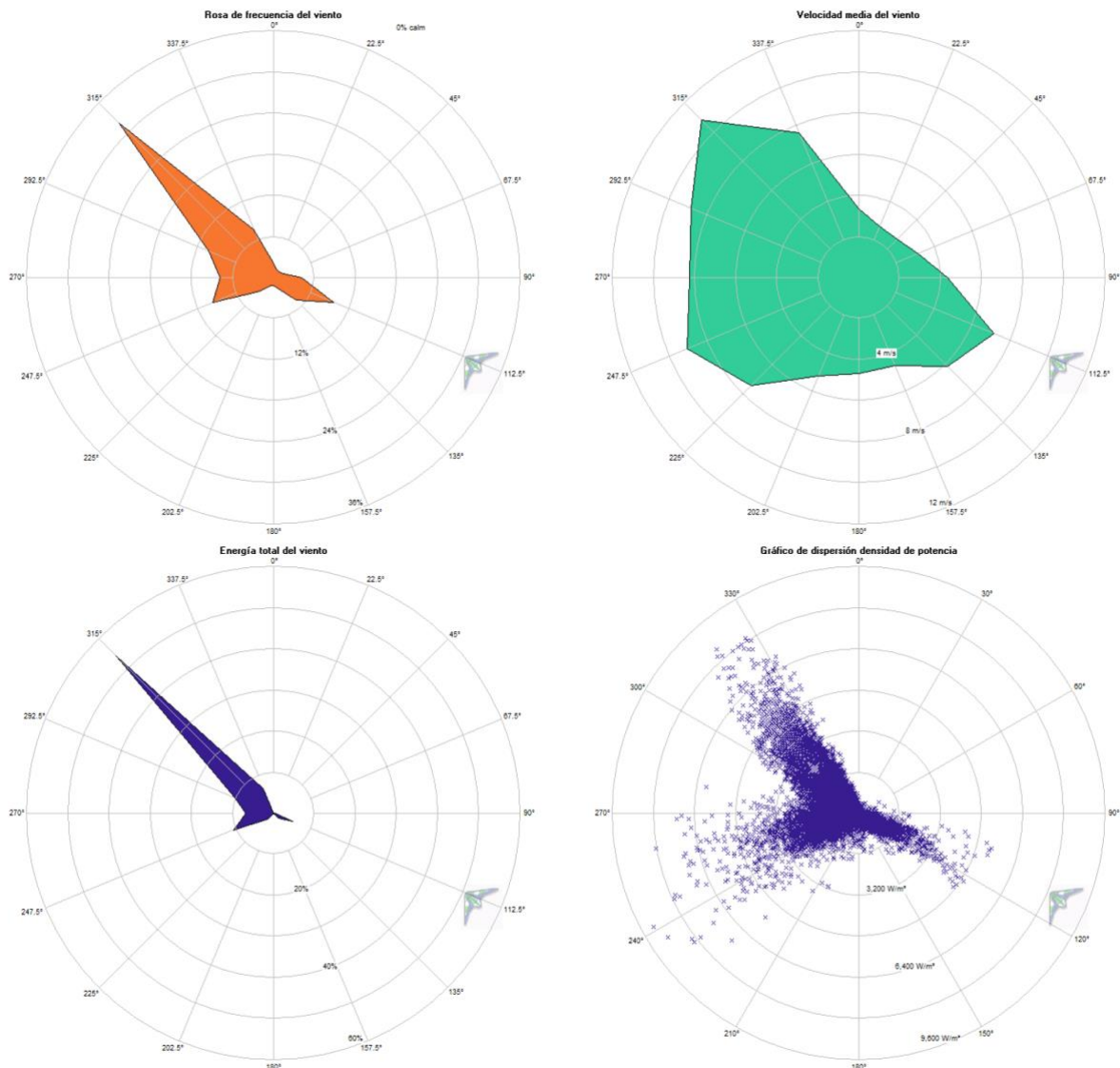


Figura 6. Rosas de frecuencia, velocidad y energía, junto con gráfico de dispersión de densidad de potencia (Windographer)

Estas representaciones gráficas proporcionan información esencial sobre las características del viento. La rosa de viento de frecuencia muestra la distribución de las direcciones del viento, indicando la frecuencia con la que el viento sopla desde cada dirección en particular. La rosa de viento de velocidad muestra la distribución de las velocidades del viento, revelando las velocidades predominantes y sus frecuencias relativas. Por otro lado, la rosa de viento de energía muestra la distribución de la energía contenida en el viento proveniente de cada dirección. Por último, el gráfico de dispersión de la densidad

de potencia del viento representa la densidad de potencia del viento en función de la velocidad y la dirección, brindando una visión más detallada de la energía disponible en el viento en diferentes condiciones. Estas representaciones gráficas permiten comprender y visualizar las características fundamentales del viento en términos de frecuencia, velocidad y energía, lo que resulta invaluable para la energía eólica.

4.2 ANÁLISIS DEL FLUJO DE VIENTO

Se ha realizado un análisis exhaustivo del flujo del viento, lo cual resulta de vital importancia en el diseño del parque eólico. Este análisis permite evaluar las características del viento en el área específica donde se planea instalar el parque, incluyendo la dirección, velocidad y energía del viento. Al comprender estos datos, se puede seleccionar de manera óptima la ubicación de los aerogeneradores y determinar la disposición más eficiente de las turbinas en función de los patrones de viento predominantes. Además, el análisis del flujo de viento ayuda a estimar la producción de energía esperada, evaluar los posibles impactos ambientales y optimizar la operación y mantenimiento del parque eólico.

La figura adjunta representa la topografía del área donde se encuentra ubicado el emplazamiento, y ha sido proporcionada por el IGN:

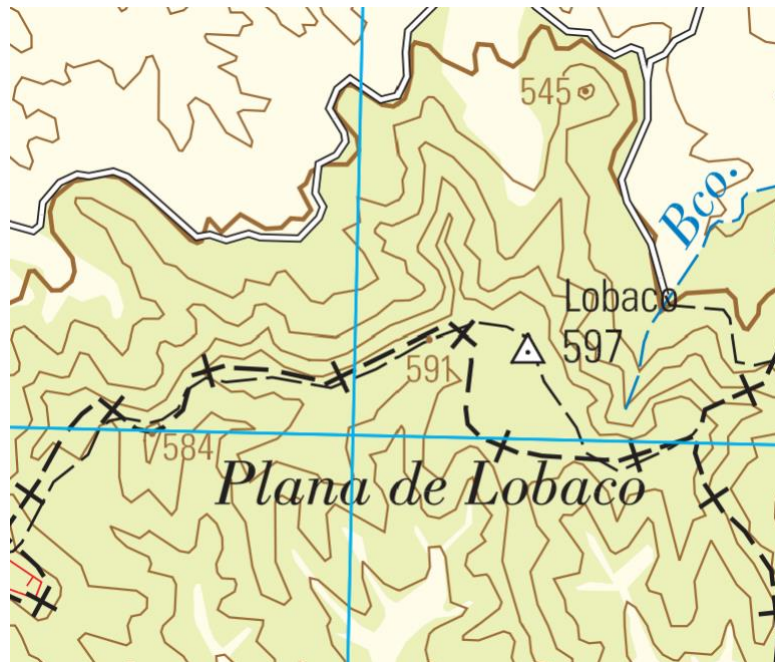


Figura 7. Mapa topográfico del emplazamiento (Instituto Geográfico Nacional, s.f.)

La topografía se refiere al relieve o configuración del terreno, y su representación gráfica es esencial para comprender las características del entorno geográfico. En el contexto del diseño de un parque eólico, la topografía desempeña un papel fundamental. Las variaciones del terreno pueden influir en la ubicación de los aerogeneradores y en la disposición de las infraestructuras asociadas, como caminos de acceso y líneas de transmisión. Además, la topografía puede afectar a la velocidad y dirección del viento, así como a la distribución de las turbulencias, lo cual influye en la eficiencia y capacidad de generación de energía de los aerogeneradores.

A continuación, se presenta el mapa de potencial eólico, obtenido mediante el programa WAsP, utilizando datos de viento, topografía, rugosidad y obstáculos:

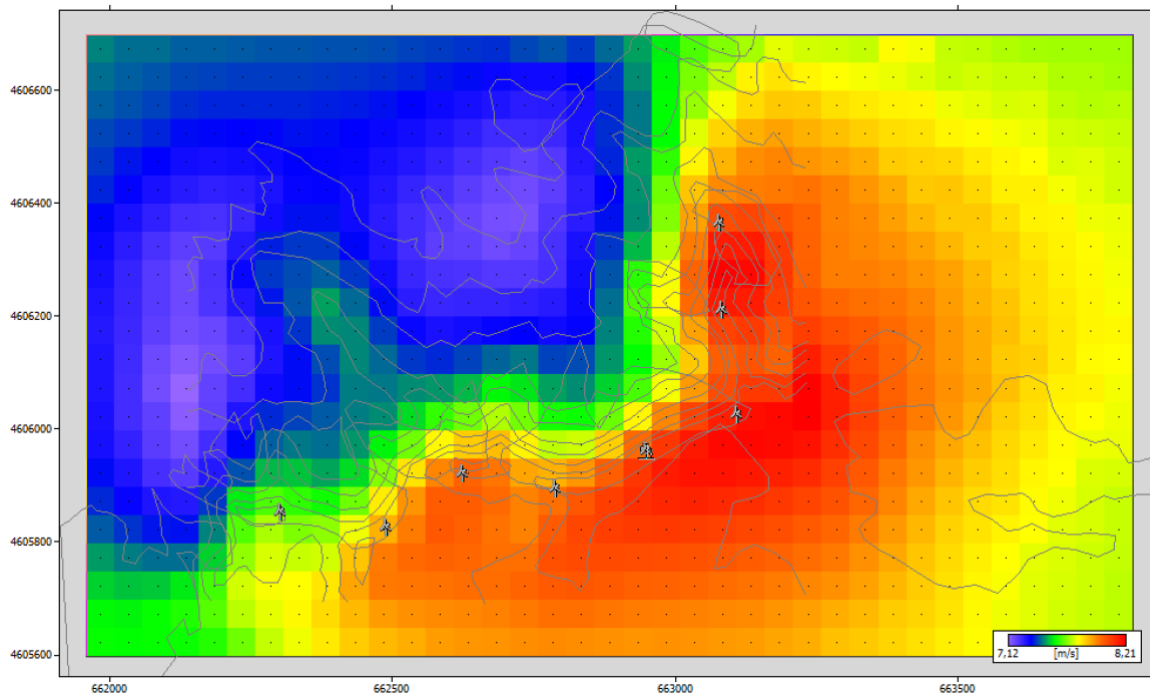


Figura 8. Mapa de potencial eólico (WAsP)

Este mapa proporciona información valiosa sobre las zonas con mayor capacidad para generar energía eólica en el área de estudio (colores más rojos). Al combinar datos de viento con la topografía del terreno, la rugosidad y los obstáculos existentes, el mapa de potencial eólico identifica áreas donde las condiciones son favorables para la instalación de aerogeneradores y la generación eficiente de energía eólica. Estas áreas se caracterizan por vientos consistentes, velocidades adecuadas y un perfil de terreno adecuado que minimiza las turbulencias y maximiza la producción de energía renovable. El mapa de potencial eólico es una herramienta crucial en la planificación y desarrollo de parques eólicos, ya que permite identificar los lugares óptimos para aprovechar el recurso eólico de manera efectiva y rentable.

4.3 CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO

Existen criterios específicos a la hora de ubicar los aerogeneradores de manera adecuada. Los criterios más importantes que se deben cumplir y considerar al ubicar los aerogeneradores son los siguientes:

- Distancia entre aerogeneradores: Es importante garantizar una separación adecuada entre los aerogeneradores (al menos tres veces su diámetro) para evitar la interferencia entre ellos. Esta separación se basa en consideraciones técnicas y de seguridad, así como en la maximización del rendimiento energético.
- Orientación y dirección: Los aerogeneradores se orientan de acuerdo con la dirección predominante del viento en el área. Se busca que las palas estén alineadas de manera óptima con la dirección del viento para aprovechar al máximo su energía cinética.
- Distribución espacial: La distribución espacial de los aerogeneradores debe ser planificada cuidadosamente para optimizar el flujo del viento y minimizar las interferencias mutuas. Esto implica tener en cuenta la topografía local, los obstáculos naturales y artificiales, así como las condiciones del viento en cada ubicación específica.
- Evitar sombreado y efecto estela: Se debe evitar el sombreado entre los aerogeneradores para evitar la disminución del rendimiento de los aerogeneradores cercanos debido a la falta de viento. Además, el efecto estela, que es la turbulencia generada por un aerogenerador y que afecta al que le sigue, debe ser tenido en cuenta para minimizar su impacto en la eficiencia de los aerogeneradores vecinos.
- Accesibilidad y mantenimiento: Es necesario considerar la accesibilidad para el mantenimiento y la operación de los aerogeneradores. Los caminos de acceso y las áreas de servicio deben ser planificados para facilitar el transporte de equipos y personal, así como para el mantenimiento regular de los aerogeneradores.

Estos criterios y consideraciones garantizan que los aerogeneradores estén ubicados de manera óptima en un parque eólico, maximizando su eficiencia y producción de energía, al tiempo que se garantiza su funcionamiento seguro y mantenimiento adecuado.

4.4 ANÁLISIS ENERGÉTICO DEL EMPLAZAMIENTO

Se ha llevado a cabo un análisis energético exhaustivo del emplazamiento del parque eólico, considerando diversos factores clave para maximizar su eficiencia y rendimiento. A partir de los datos previamente recopilados sobre los patrones de viento, la ubicación óptima de los aerogeneradores, etc., se ha utilizado un modelo específico de aerogenerador (Nordex N163/5.X) para realizar un análisis detallado. Este modelo ha permitido estimar con precisión la producción de energía esperada, considerando variables como la potencia nominal, la curva de potencia y los coeficientes de rendimiento. En conclusión, el análisis energético del emplazamiento, basado en un modelo de aerogenerador seleccionado, ha proporcionado información crucial para optimizar la eficiencia y la viabilidad del parque eólico.

El análisis se ha llevado a cabo utilizando el programa WAsP y se han considerado las siguientes hipótesis:

- Se ha tenido en cuenta el campo de viento en el emplazamiento de cada aerogenerador, utilizando parámetros de Weibull, que incluyen el parámetro de escala (c) y el factor de forma (k).
- Se ha asumido un rendimiento del 100% para los aerogeneradores.
- Se han considerado las pérdidas de producción debido al efecto estela.
- La altura de buje de los aerogeneradores se ha fijado en 164 metros.
- Se ha utilizado una densidad del aire de $1,13 \text{ kg/m}^3$ para las curvas de potencia de los aerogeneradores.

En la siguiente tabla, se presenta la producción de energía media anual estimada del parque eólico:

Aerogenerador	Velocidad [m/s]	Producción libre [GWh/año]	Producción bruta [GWh/año]	Pérdidas [%]	Horas equivalentes
A1	8,34	25,928	24,487	5,56	4.296
A2	8,54	26,659	22,690	14,89	3.981
A3	8,60	26,914	22,395	16,79	3.929
A4	8,62	26,948	20,733	23,06	3.637
A5	8,68	27,128	22,117	18,47	3.880
A6	8,76	27,428	20,805	24,15	3.650
A7	8,69	27,262	23,820	12,62	4.179
A8	8,66	27,162	25,971	4,38	4.556
Total		215,429	183,018	15,04	4.014

Tabla 3. Producción de energía media anual (WAsP)

Los valores presentados reflejan tanto la producción de energía libre como la producción de energía bruta (teniendo en cuenta las pérdidas por efecto estela) tanto a nivel individual de cada aerogenerador como en el cálculo total del parque eólico. Estos cálculos permiten obtener una estimación precisa de la energía generada, considerando todas las variables relevantes y proporcionando una visión completa del rendimiento del parque eólico en su conjunto.

Aunque algunos valores de pérdidas por estela pueden considerarse algo elevados (con un valor razonable situado alrededor del 10%), es importante destacar que la producción neta de los aerogeneradores sigue siendo relativamente buena (una producción neta anual de energía de al menos 10 GWh se considera una cifra positiva y significativa). Estas pérdidas

por estela, que se generan cuando el viento que llega a una turbina está afectado por la estela de una turbina adyacente, pueden reducir la eficiencia del rotor y disminuir la producción de energía. Sin embargo, a pesar de este factor, los aerogeneradores modernos están diseñados con tecnologías avanzadas que ayudan a mitigar las pérdidas y maximizar la producción neta de energía.

La determinación de la energía media anual vertida a la red requiere tener en cuenta diversas pérdidas que pueden afectar a la producción total. Estas pérdidas incluyen:

- Pérdidas eléctricas: Pueden ocurrir durante la transmisión y distribución de la energía generada.
- Indisponibilidad de los aerogeneradores: Hace referencia al tiempo en el que los aerogeneradores no están operativos debido a mantenimiento, averías u otras circunstancias.
- Garantía de la curva de potencia: Asegura que la energía generada por los aerogeneradores cumple con las especificaciones del fabricante.

La siguiente tabla presenta las pérdidas asociadas a cada uno de los aspectos mencionados anteriormente, así como las pérdidas totales del parque eólico:

Pérdidas	
Pérdidas eléctricas	97%
Indisponibilidad de aerogeneradores	97%
Garantía curva de potencia	97%
Total	91,27%

Tabla 4. Pérdidas de energía (Elaboración propia)

A continuación, se muestra una tabla con la producción neta media anual:

Parque Eólico Alto de la Muela	
Producción de energía neta media anual	
Conceptos	Nordex N163/5.X
Altura buje [m]	164
Potencia nominal [MW]	5,7
Número de aerogeneradores	8
Potencia instalada [MW]	45,6
Energía libre [GWh/año]	215,429
Energía bruta [GWh/año]	183,018
Energía neta [GWh/año]	167,036
Horas netas equivalentes	3.663
Factor de capacidad [%]	41,82

Tabla 5. Producción de energía neta media anual del parque eólico (Elaboración propia)

Esta tabla refleja la cantidad promedio de energía generada por el parque eólico después de tener en cuenta todas las pérdidas mencionadas previamente. Proporciona una visión concreta de la producción efectiva de energía que se puede esperar del parque eólico en un año determinado. La producción neta media anual es un indicador clave para evaluar el rendimiento y la eficiencia del parque eólico, y es útil para tomar decisiones informadas sobre la capacidad de generación y los beneficios económicos asociados.

Capítulo 5. DESCRIPCIÓN DEL PARQUE EÓLICO

En este capítulo se brinda una descripción general de las obras e instalaciones del parque eólico. No obstante, para obtener un análisis más detallado de dichas obras e instalaciones, se recomienda consultar los documentos adjuntos, que contienen información más exhaustiva. Estos documentos proporcionan un análisis detallado de cada componente del parque eólico, como los aerogeneradores, las infraestructuras de conexión eléctrica, las subestaciones, las torres y los cimientos. La información en dichos documentos complementarios permite una comprensión más profunda de las características técnicas, el diseño y la planificación del parque eólico, ofreciendo un nivel de detalle mayor para obtener una visión más completa de las obras e instalaciones del proyecto.

5.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES

El parque eólico de 45,6 MW está compuesto por ocho aerogeneradores de 5,7 MW de potencia nominal, 163 metros de diámetro de rotor y 164 metros de altura de buje. Cada uno de estos aerogeneradores tiene la capacidad de generar energía a 750 V. Sin embargo, antes de ser transmitida a la red eléctrica, la tensión se debe elevar a 30 kV para facilitar su transporte y distribución eficiente.

Para lograr esto, se utiliza un transformador de 7.000 kVA de potencia aparente, el cual se encuentra ubicado en el interior de cada aerogenerador. Este transformador se encarga de elevar la tensión de 750 V a 30 kV, permitiendo así una transmisión más eficiente de la energía generada.

Además, es necesario establecer una conexión entre los aerogeneradores para formar un sistema integrado. Para lograrlo, se utilizan conductores enterrados y cabinas de entrada-salida de línea. Estas conexiones permiten la formación de dos líneas en 30 kV, lo que facilita la distribución y transmisión de la energía generada de manera coordinada.

En la Subestación Eléctrica 30/132 kV, se lleva a cabo la conexión de los aerogeneradores al embarrado de 132 kV. Aquí es donde se realiza la conexión entre la línea eléctrica de generación, que transporta la energía producida por los aerogeneradores, y la línea de evacuación, que se encarga de llevar la energía hacia la red eléctrica principal.

Para garantizar un funcionamiento seguro y eficiente, se utilizan cabinas de protección y medida. Estas cabinas se encargan de proporcionar las medidas de protección necesarias y realizar las mediciones correspondientes para asegurar la calidad y la cantidad de energía que se está transmitiendo a la red eléctrica.

En la siguiente tabla se presentan las principales características técnicas del proyecto:

Principales características técnicas - Parque Eólico Alto de la Muela	
Número aerogeneradores	8
Potencia nominal unitaria [MW]	5,7
Potencia total instalada [MW]	45,6
Altura buje [m]	164
Diámetro de rotor [m]	163
Producción media bruta [GWh/año]	183,018
Producción media neta [GWh/año]	167,036
Horas equivalentes	3.663

Tabla 6. Principales características técnicas del proyecto (Elaboración propia)

5.2 OBRA CIVIL

La obra civil del parque eólico incluye la construcción de diversas infraestructuras que son fundamentales para su funcionamiento eficiente. En primer lugar, se realizan los accesos y viales interiores, que permiten el desplazamiento de vehículos y maquinaria dentro del parque, facilitando el mantenimiento y la operación de los aerogeneradores.

Además, se lleva a cabo la cimentación de los aerogeneradores y la construcción de las plataformas de montaje. Estas estructuras proporcionan una base sólida y segura para los aerogeneradores, asegurando su estabilidad y minimizando las vibraciones durante su funcionamiento.

Asimismo, se realizan zanjas para cables, que son excavaciones en las cuales se instalan los conductores eléctricos que conectarán los aerogeneradores entre sí y los conectarán al Centro de Seccionamiento e Interconexión. Estas zanjas permiten proteger y mantener los cables en su posición adecuada, garantizando una conexión eléctrica segura y eficiente.

Por último, se establecen canalizaciones para la red de tierras. Estas canalizaciones consisten en sistemas subterráneos que permiten la conexión de los aerogeneradores a una red de puesta a tierra común. La red de tierras es esencial para proteger los equipos y garantizar la seguridad eléctrica en el parque eólico, disipando cualquier sobretensión o corriente no deseada.

5.2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL EMPLAZAMIENTO

El Parque Eólico Alto de la Muela, ubicado en el municipio de La Muela, provincia de Zaragoza, está compuesto por 8 aerogeneradores de 5,7 MW de potencia cada uno, siendo la potencia total instalada de 45,6 MW.

El acceso al parque eólico se lleva a cabo mediante la integración de un camino con un vial ya existente, que se ramifica de la Autovía del Nordeste (A-2). Esta estrategia permite aprovechar la infraestructura ya existente de la A-2 y optimizar el acceso al parque eólico.

El camino se diseña de manera que se conecte de forma eficiente y segura con el vial principal, garantizando un flujo constante de tráfico hacia el parque. Esta integración con la A-2 facilita el transporte de personal, maquinaria y equipos necesarios para la operación del parque eólico, al tiempo que se minimiza la necesidad de construir una nueva infraestructura desde cero.

Se estima que se han diseñado 5.575 metros de viales para enlazar los aerogeneradores entre sí, con el objetivo de proporcionar una infraestructura adecuada para el acceso y mantenimiento de estos equipos. Estos viales cuentan con características específicas que garantizan su funcionalidad y durabilidad.

En primer lugar, la anchura de los viales es de 8 metros, lo que permite el paso seguro de vehículos y maquinaria necesaria para el mantenimiento de los aerogeneradores. Esta amplitud proporciona suficiente espacio para maniobrar y evitar posibles obstrucciones durante las labores de transporte y desplazamiento.

La sección de los viales está compuesta por dos capas distintas. La primera capa es una subbase granular de 30 centímetros de espesor, la cual ha sido compactada al 95% del Próctor Modificado (PM). Esta subbase granular ofrece una base sólida y estable para la carretera, lo que ayuda a prevenir hundimientos y deformaciones a lo largo del tiempo.

La capa superior de rodadura está compuesta por zahorra artificial, con un espesor de 0,25 metros, y ha sido compactada al 98% del PM. Esta capa proporciona una superficie lisa y resistente, adecuada para soportar el tráfico constante de vehículos y maquinaria.

En los bordes laterales de los viales se ha dispuesto una cuneta de drenaje sin revestir. Esta cuneta tiene la función de recoger y desviar el agua de lluvia y otros líquidos que puedan acumularse en la superficie del camino, evitando la formación de charcos y asegurando la evacuación adecuada del agua.

La pendiente máxima de los caminos es del 10%, lo que permite un tránsito seguro y cómodo para los vehículos. Esta inclinación es lo suficientemente suave como para evitar problemas de estabilidad y asegurar un flujo adecuado del tráfico. Sin embargo, en casos

excepcionales, se ha considerado una pendiente máxima del 15% para ciertos tramos. Esto se debe a condiciones topográficas específicas que requieren una mayor inclinación, pero siempre se procura que estos tramos sean lo más cortos posibles.

Por último, se ha establecido un radio de curvatura mínimo de 160 metros. Esto significa que las curvas presentes en los viales tienen una amplitud suficiente para permitir el paso seguro de los vehículos sin dificultad. Estas curvas amplias también facilitan el acceso de maquinaria de gran tamaño y el giro de los vehículos en las intersecciones.

En el plano “Implantación General Sobre Topográfico” se pueden observar los viales interiores.

5.2.2 CIMENTACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

Se ha diseñado la cimentación del aerogenerador con el objetivo de proporcionar una base sólida y estable para el soporte del equipo. Esta cimentación está compuesta por un pedestal de 25 metros de diámetro y 0,5 metros de profundidad, así como un bloque troncocónico con una altura de 2 metros.

El pedestal, con un diámetro de 25 metros, ofrece una amplia superficie de apoyo para distribuir de manera adecuada las cargas generadas por el aerogenerador. Esta dimensión ha sido seleccionada para garantizar la estabilidad estructural y minimizar los posibles asentamientos del terreno.

Además, el bloque troncocónico, con una altura de 2 metros, desempeña un papel fundamental en la cimentación. Este bloque se encuentra ubicado en la parte superior del pedestal y proporciona un punto de anclaje seguro para la torre del aerogenerador. Su forma troncocónica contribuye a mejorar la distribución de las cargas y garantizar una conexión resistente entre la estructura del aerogenerador y la cimentación.

El diseño de esta cimentación ha sido realizado considerando las características específicas del aerogenerador y las condiciones del sitio. Se ha tenido en cuenta la necesidad

de proporcionar estabilidad y resistencia suficientes para soportar las cargas dinámicas y estáticas generadas por el equipo.

En el plano “Cimentación Tipo” se puede observar el diseño de la cimentación específica para este proyecto.

5.2.3 ZANJAS PARA CABLES Y RED DE TIERRAS

Se ha llevado a cabo el diseño de las zanjas y la red de tierras necesarias para el parque eólico, con el objetivo de garantizar una adecuada protección y seguridad eléctrica en todo el sistema. Estas medidas son esenciales para establecer una conexión segura de los aerogeneradores con la red eléctrica y minimizar los riesgos asociados a las descargas eléctricas.

Las zanjas han sido diseñadas estratégicamente para permitir el tendido de los cables de interconexión entre los aerogeneradores y la subestación eléctrica. Estas zanjas actúan como canales protegidos que albergan los cables de alta tensión y garantizan su aislamiento y protección frente a posibles daños externos. Además, facilitan el mantenimiento y la inspección de los cables, permitiendo un acceso seguro y eficiente en caso de reparaciones o revisiones.

Asimismo, se ha diseñado una red de tierras eficiente y segura para el parque eólico. Esta red de tierras tiene como finalidad proporcionar una conexión adecuada a tierra para los equipos y estructuras del parque, disipando así las corrientes de falta y garantizando la protección contra descargas eléctricas. Las conexiones a tierra se realizan de manera estratégica en diferentes puntos del parque, incluyendo los aerogeneradores, la subestación eléctrica y otros componentes clave, para asegurar una dispersión eficiente de las corrientes y una protección efectiva.

El diseño de estas zanjas y red de tierras ha sido realizado considerando los requisitos eléctricos y normativas vigentes. Se han tenido en cuenta factores como la capacidad de carga, el aislamiento adecuado, la resistencia eléctrica y la distribución equitativa de las conexiones a tierra.

En el plano “Zanjas Tipo” se pueden observar las distintas zanjas para cables.

5.3 AEROGENERADOR DE POTENCIA NOMINAL UNITARIA 5,7 MW

El parque eólico está compuesto por 8 aerogeneradores del modelo Nordex 163/5.X, los cuales tienen una potencia nominal unitaria de 5,7 MW. Cada aerogenerador cuenta con un diámetro de rotor de 163 metros, lo que les permite capturar de manera eficiente la energía del viento. Además, presentan una altura de buje de 164 metros, lo que los eleva a una posición óptima para aprovechar las corrientes de viento más favorables. Estas características destacadas de los aerogeneradores Nordex 163/5.X aseguran una generación de energía eólica eficiente y contribuyen al rendimiento y la productividad del parque eólico en su conjunto.

En la siguiente figura se puede observar el alzado y el perfil detallado del aerogenerador Nordex 163/5.X:

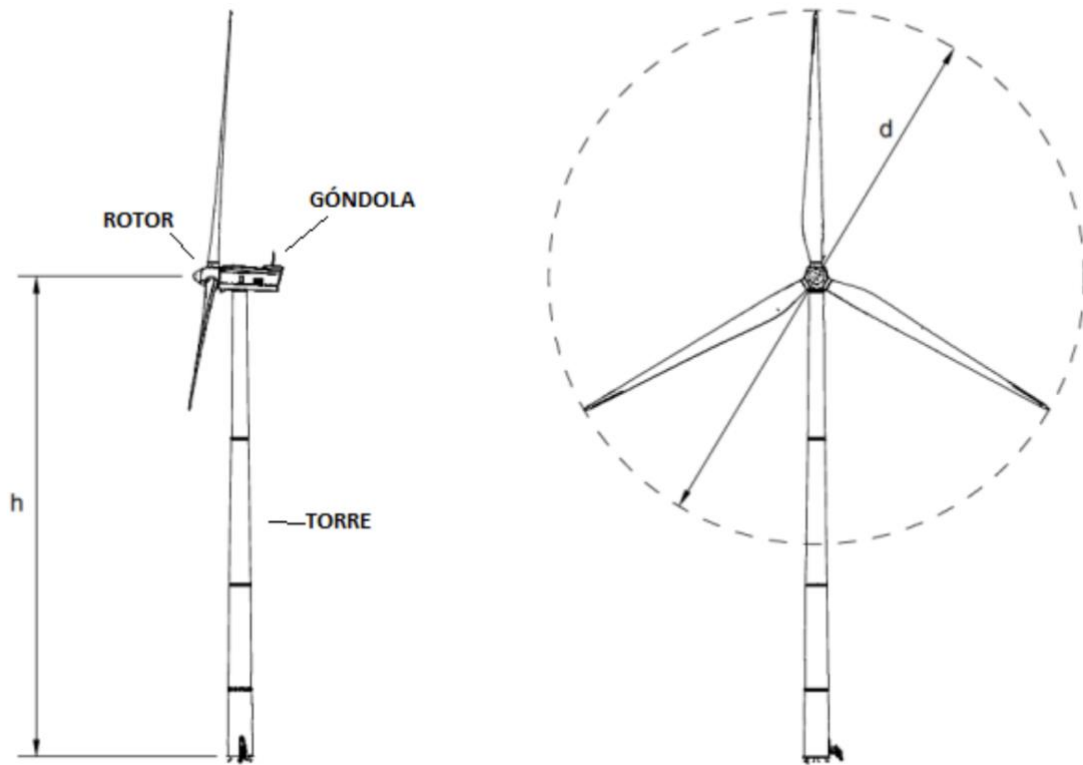


Figura 9. Alzado y planta del aerogenerador Nordex 163/5.X. Diámetro de rotor (d): 163 metros. Altura de buje (h): 164 metros.

5.3.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PRINCIPALES

Se detallan las características técnicas principales del aerogenerador. Se proporciona información precisa y concisa sobre las especificaciones clave del equipo, lo que permite comprender mejor su funcionamiento, rendimiento y capacidad.

A continuación, se presentan las características técnicas principales del aerogenerador Nordex 163/5.X:

- Potencia nominal: 5,7 MW
- Diámetro del rotor: 163 metros
- Altura de buje: 164 metros

- Tecnología de aerodinámica avanzada: Diseño de pala y perfil optimizados para maximizar la captura de energía del viento.
- Transmisión directa: Utiliza un sistema de transmisión directa para la conversión de energía mecánica a eléctrica, eliminando la necesidad de una caja de cambios.
- Control y monitorización avanzados: Incorpora sistemas de control y monitorización avanzados para maximizar la eficiencia y el rendimiento del aerogenerador, así como para facilitar su operación y mantenimiento.
- Diseño modular y resistencia a condiciones ambientales adversas: Construido con materiales resistentes y un diseño modular que permite un montaje y desmontaje eficiente, además de una mayor resistencia a condiciones climáticas desafiantes.
- Eficiencia aerodinámica: El diseño de las palas y el perfil aerodinámico se ha optimizado para maximizar la eficiencia en la captura del viento y la conversión de energía cinética en energía eléctrica.
- Tecnología de control de carga: Cuenta con un sistema de control de carga avanzado que regula la distribución de la carga en las palas, lo que contribuye a una mayor vida útil y confiabilidad del sistema.
- Baja emisión de ruido: Ha sido diseñado para reducir al máximo las emisiones de ruido, mediante la utilización de tecnologías y estrategias de mitigación acústica.
- Torre de acero o concreto: Puede ser instalado sobre una torre de acero o concreto, brindando opciones flexibles para adaptarse a diferentes condiciones geográficas y ambientales.
- Compatibilidad con sistemas de almacenamiento de energía: Es compatible con la integración de sistemas de almacenamiento de energía, permitiendo aprovechar la generación de energía eólica y optimizar su uso según la demanda.
- Fiabilidad y mantenimiento: Cuenta con sistemas de monitoreo y diagnóstico avanzados para detectar y resolver posibles problemas de manera proactiva,

maximizando el tiempo de funcionamiento y reduciendo los costos de mantenimiento.

5.3.2 CURVA DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR NORDEX 163/5.X DE 5,7 MW

La curva de potencia y coeficiente de empuje de un aerogenerador es una representación gráfica que muestra cómo varía la potencia generada y el coeficiente de empuje del aerogenerador en función de la velocidad del viento. Estas curvas son fundamentales para comprender el rendimiento y la eficiencia del aerogenerador en diferentes condiciones de viento.

La curva de potencia muestra una relación entre la velocidad del viento y la potencia eléctrica que puede generar el aerogenerador. Por lo general, esta curva tiene una forma de “S” característica, donde la potencia generada aumenta a medida que aumenta la velocidad del viento hasta alcanzar un punto máximo, llamado “velocidad de viento nominal”. A partir de ese punto, la potencia generada se mantiene constante o disminuye ligeramente a medida que la velocidad del viento continúa aumentando.

El coeficiente de empuje es una medida de la eficiencia aerodinámica del aerogenerador. Indica cuánta energía cinética del viento puede convertirse en energía mecánica en las palas del aerogenerador. La curva de coeficiente de empuje muestra cómo varía este coeficiente en función de la velocidad del viento. Generalmente, el coeficiente de empuje aumenta a medida que aumenta la velocidad del viento y alcanza su máximo en la velocidad de viento nominal. Después de ese punto, el coeficiente de empuje disminuye gradualmente.

A continuación, se presentan las curvas de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador:

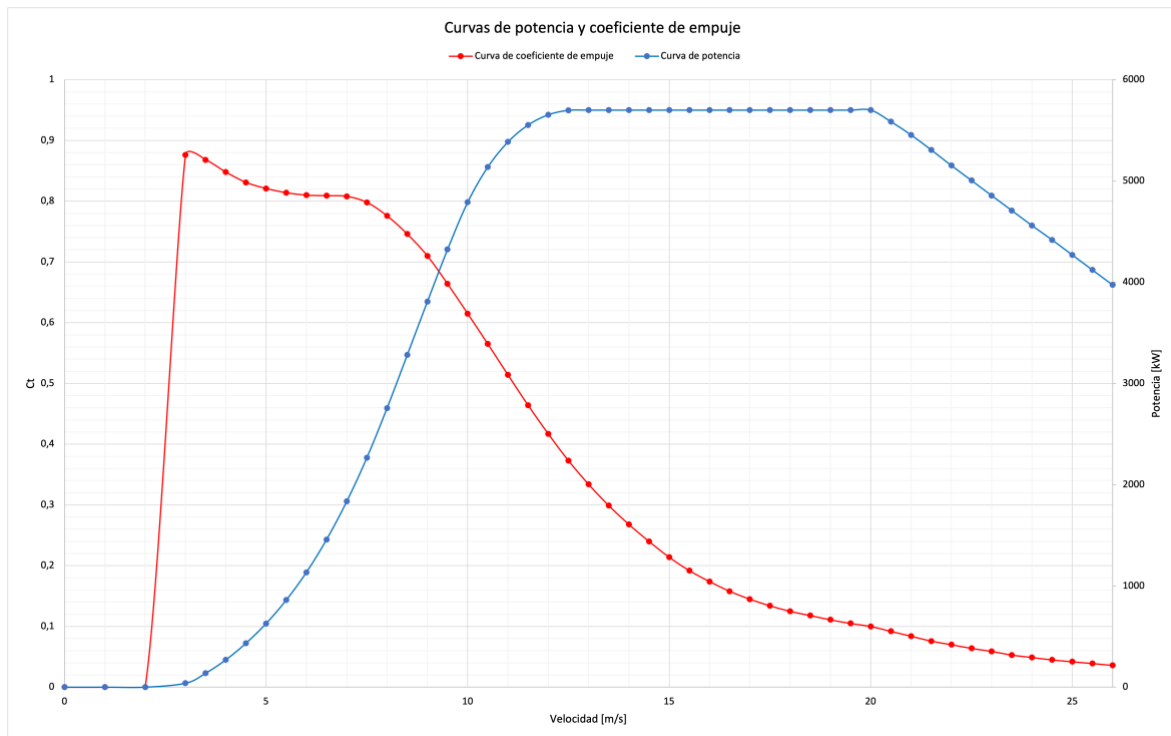


Figura 10. Curvas de potencia y coeficiente de empuje aerogenerador Nordex 163/5.X de 5,7 MW (Microsoft Excel)

5.4 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DEL PARQUE EÓLICO

En este apartado, se proporciona una descripción de las instalaciones eléctricas. Estas instalaciones son diseñadas y planificadas teniendo en cuenta las normas, reglamentos y disposiciones legales vigentes que se han mencionado en secciones anteriores.

El objetivo principal de este conjunto de instalaciones eléctricas es garantizar la adecuada canalización y distribución de la energía generada por los aerogeneradores hasta la Subestación Eléctrica. En otras palabras, se busca establecer un sistema eficiente para transportar la energía generada por los aerogeneradores hacia el punto central de conexión.

Las instalaciones eléctricas desempeñan un papel crucial en la infraestructura eléctrica del parque eólico. Estas incluyen cables, conductores, transformadores, equipos de

protección y control, entre otros componentes necesarios para la transmisión y distribución segura de la energía generada.

Es fundamental que estas instalaciones se diseñen y ejecuten siguiendo las normativas y regulaciones pertinentes. Esto garantiza la seguridad de las personas, la protección del medioambiente y la eficiencia del sistema eléctrico en su conjunto.

5.4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

Se describe la instalación de media tensión presente en cada aerogenerador. Para transportar la energía generada desde los aerogeneradores hasta la Subestación Eléctrica, se requiere elevar la tensión a 30 kV con el fin de minimizar las pérdidas. Para lograr esto, los aerogeneradores están equipados con un centro de transformación 0,75/30 kV.

El transformador instalado en cada aerogenerador tiene una capacidad de 7.000 kVA de potencia aparente. Este transformador es trifásico y hermético, con aislamiento de aceite. Su función es elevar la tensión de 0,75 kV a 30 kV, lo cual permite la transmisión eficiente de la energía.

Cada centro de transformación cuenta con una salida en 30 kV, que se utiliza para conectar y unir los aerogeneradores entre sí. Esto se logra mediante las correspondientes cabinas de entrada y salida de línea, que se instalan en el interior de los centros de transformación de cada aerogenerador.

Para el cálculo y dimensionamiento de los elementos, conductores y equipos utilizados en estas instalaciones, se sigue lo establecido en el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión, junto con sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23. Estas normativas proporcionan pautas y estándares para asegurar la seguridad y el correcto funcionamiento de las instalaciones eléctricas.

En cuanto a los conductores que conectan el transformador con las cabinas de media tensión, se utilizan cables de 1x300 mm² de sección. Estos cables están fabricados con Aluminio y son del tipo HEPRZ1 AL (AS) 18/30 kV.

En el plano “Esquema Unifilar de Generación”, se pueden observar los circuitos de los aerogeneradores.

5.4.2 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

En cada torre del parque eólico se instala un Centro de transformación (C.T). Estos centros de transformación cuentan con un transformador de potencia adecuado, así como las cabinas de media tensión necesarias para establecer la interconexión requerida. Estos C.T desempeñan un papel fundamental al permitir la transformación de la energía generada por los aerogeneradores a una tensión de transmisión o distribución adecuada, además de facilitar la conexión y el control de las instalaciones eléctricas de media tensión. Estos elementos son esenciales para garantizar un transporte seguro y eficiente de la energía generada por el parque eólico.

En el plano “Esquema Unifilar de Generación”, se muestra una representación unifilar del Centro de Transformación.

La siguiente tabla presenta las características técnicas del transformador, detallando sus especificaciones y parámetros relevantes:

Características técnicas del transformador interno del aerogenerador	
Potencia aparente nominal [kVA]	7.000
Número de fases	3
Frecuencia [Hz]	50
Tipo	Aceite
Tipo de refrigeración	ONAN
Instalación	Interior
Tensión nominal M.T. en vacío [kV]	30
Tensión nominal B.T. en vacío [kV]	0,75
Arrollamiento M.T.	Triángulo
Arrollamiento B.T	Estrella
Grupo de conexión	Dyn11

Tabla 7. Características técnicas del transformador interno del aerogenerador (Elaboración propia)

Los transformadores tienen una relación de $20 \pm 2,5 \pm 5\% / 0,75$ kV. Estos transformadores están conectados en el grupo de conexión Dyn11, configuración comúnmente utilizada en sistemas eléctricos de potencia. Tienen una potencia de 7.000 kVA, lo que les permite manejar grandes cantidades de energía generada. Además, están diseñados para operar a una tensión de aislamiento de 36 kV, asegurando un nivel adecuado de aislamiento eléctrico y seguridad.

Estos transformadores son fabricados específicamente para su instalación en el interior de los aerogeneradores. Están diseñados aislamiento dieléctrico de aceite y son herméticos para garantizar un adecuado aislamiento y protección contra factores ambientales adversos.

Cada transformador está equipado con una placa de identificación que contiene información relevante, como el nombre del fabricante, el tipo de transformador, el número de serie, así como las características eléctricas y mecánicas de este. Esta placa de identificación permite un fácil reconocimiento y seguimiento de los transformadores, facilitando su mantenimiento y eventual reemplazo en caso de ser necesario.

La siguiente tabla presenta las características técnicas de las celdas de media tensión, detallando información relevante sobre los equipos, dispositivos y parámetros específicos de estas instalaciones:

Características técnicas de las celdas de media tensión	
Instalación	Interior
Tensión máxima [kV]	36
Tensión nominal [kV]	30
Frecuencia [Hz]	50
Corriente nominal máxima [A]	630
Aislamiento	SF ₆
Tipo de celda	GIS
Protección transformador	Interruptor automático
Seccionamiento	Seccionador
Capacidad nominal interrupción en cortocircuito [kA]	16
Capacidad nominal de cierre en cortocircuito [kA]	40
Duración máxima de cortocircuito [s]	1

Tabla 8. Características técnicas de las celdas de media tensión (Elaboración propia)

Se emplean celdas prefabricadas y compactas que cumplen con las normas UNE-EN 60298, CEI 298 y la recomendación UNESA 6407. Estas celdas están diseñadas para su instalación en interiores y se ajustan a la clasificación IP2 CX según la norma CEI 529. Su construcción está basada en chapa de acero de alta calidad, plegada de forma resistente a los esfuerzos generados por las vibraciones normales de operación y posibles esfuerzos electromecánicos.

Las celdas utilizadas para la maniobra y protección están separadas eléctrica y mecánicamente para garantizar su independencia y evitar la propagación de efectos fuera de las mismas. Las puertas de acceso permiten la manipulación, montaje y desmontaje del equipo eléctrico. Además, estas celdas están diseñadas para resistir sin deformaciones los efectos explosivos que puedan ocurrir en caso de un cortocircuito en su interior.

Además, se establece un circuito de puesta a tierra conectado a la estructura de las celdas. Los herrajes y partes móviles son enlazados a este sistema mediante trenzas flexibles de cobre, asegurando una adecuada conexión a tierra y protección contra descargas eléctricas.

Las cabinas cuentan con diferentes componentes según su función específica. En la cabina de salida de línea, se encuentran los siguientes componentes principales: un interruptor-seccionador en SF⁶, un seccionador de puesta a tierra, una salida de cables con pasatapas a bornes de conexión e indicadores capacitivos de presencia de tensión. Estos elementos permiten el control y la gestión adecuada de la salida de la línea eléctrica.

En la cabina de entrada de línea, los componentes principales incluyen una salida de cables con pasatapas a bornes de conexión, indicadores capacitivos de presencia de tensión y un seccionador de puesta a tierra. Estos elementos facilitan la conexión segura y el monitoreo de la entrada de la línea eléctrica.

Por último, en la cabina de protección de transformador, se encuentra un interruptor-seccionador en SF⁶, un seccionador de puesta a tierra, una salida de cables con pasatapas a bornes de conexión e indicadores capacitivos de presencia de tensión. Estos componentes son esenciales para asegurar la protección y el funcionamiento adecuado del transformador.

A continuación, se detallan las características de los componentes principales que incluyen cada una de las cabinas:

- Embarrado general: El embarrado incluido está dimensionado de manera que pueda soportar, además de la intensidad nominal (400 A), las intensidades térmicas (16 kA valor eficaz) y dinámicas (40 kA valor de cresta) asignadas.

Esto significa que el embarrado está diseñado para manejar corrientes eléctricas más allá de su capacidad nominal, considerando las condiciones de funcionamiento y las posibles cargas adicionales. De esta manera, se asegura que el embarrado pueda resistir de manera segura y confiable las corrientes eléctricas esperadas, evitando sobrecalentamientos y garantizando el correcto funcionamiento del sistema.

- **Conexión con cables:** Para las acometidas de media tensión y las salidas a transformador o celda, se utilizan cables y pasatapas correspondientes deben realizarse utilizando terminales enchufables de conexión reforzada, que son atornillables y apantallados. Estos terminales son necesarios cuando la intensidad de cortocircuito alcanza los 16 kA o más, ya que brindan una mayor resistencia y protección en situaciones de altas corrientes. De esta manera, se asegura una conexión confiable y segura en el sistema.
- **Interruptor-seccionador:** La función principal es la de cortar en carga y cuenta con tres posiciones: abierto, cerrado y puesta a tierra. Este interruptor es accionado manualmente y su mecanismo de corte funciona con SF6. Además, está equipado con los enclavamientos necesarios para evitar falsas maniobras y garantizar una operación segura. Su tensión nominal es de 30 kV y su intensidad nominal es de 630 A, asegurando así un adecuado manejo de la corriente eléctrica en el sistema de media tensión.
- **Interruptor automático:** Cumple la función de protección del transformador contra sobreintensidades, permitiendo su desconexión en carga mediante un corte en vacío de la carga. Es de tipo fijo, con los enclavamientos adecuados para asegurar su correcta operación. El accionamiento se realiza mediante muelles con carga por motor. La tensión de aislamiento es de 36 kV, con una intensidad nominal de 630 A y un poder de corte de 16 kA. Además, cuenta con una bobina de cierre y disparo, así como un sistema de control a 125 V c.c. integrado en la propia cabina. Estas características garantizan una protección efectiva y un control preciso del transformador en el sistema.

- Medidas de seguridad: Las celdas están equipadas con los enclavamientos funcionales establecidos por la Norma UNE-EN 60298. Estos enclavamientos aseguran la correcta secuencia de operaciones y garantizan la seguridad en el manejo de las celdas. Algunos de los enclavamientos implementados son los siguientes: solo se podrá cerrar el interruptor si el seccionador de tierra está abierto y el panel de acceso está cerrado, el seccionador de puesta a tierra solo podrá cerrarse si el interruptor está abierto, la apertura del panel de acceso al compartimento de cables solo será posible si el seccionador de puesta a tierra está cerrado. Además, con el panel delantero retirado, se permitirá abrir el seccionador de puesta a tierra para realizar el ensayo de cables, pero no será posible cerrar el interruptor. Estos enclavamientos garantizan una operación segura y confiable de las celdas de media tensión.

5.4.3 CABLES DE MEDIA TENSIÓN

La siguiente tabla presenta las características técnicas del cable de media tensión utilizado:

Características técnicas de los cables de media tensión	
Denominación	HEPRZ1 AL (AS)
Tipo de conductor	Unipolar-CampoRadial
Nivel de aislamiento	18/30 kV
Secciones	300 mm ²
Material conductor	Aluminio
Normas	UNE21123 IEC502
Cubierta de armadura	Polietileno

Tabla 9. Características técnicas de los cables de media tensión (Elaboración propia)

Se requiere que todos los conductores utilizados en el sistema lleven una identificación grabada de forma indeleble, que incluya el nombre del fabricante. Además, los extremos de los conductores se identifican mediante una codificación numérica en los bornes y los equipos receptores, lo cual se refleja en los planos de cableado correspondientes. Por otro lado, los cables también deben llevar grabada, de manera indeleble cada 30 cm, la identificación del conductor, el nombre del fabricante y el año de fabricación, de acuerdo con las normas UNE 21.123 y R.U. 3.305. Estas medidas de identificación aseguran la trazabilidad y el correcto seguimiento de los conductores y cables utilizados.

El tendido de cables se lleva a cabo siguiendo una serie de criterios para garantizar una instalación segura y eficiente. A continuación, se detallan los pasos a seguir:

1. En primer lugar, se extiende el conductor de tierra en el fondo de la zanja. Este conductor es fundamental para asegurar la correcta puesta a tierra del sistema eléctrico, proporcionando protección contra descargas eléctricas y garantizando la seguridad de las instalaciones.

2. Sobre el fondo de la zanja, se coloca una capa de arena fina y lavada con un espesor aproximado de 100 mm. Esta capa de arena actúa como una base estable sobre la cual se alojan los cables de potencia de media tensión (M.T.). La arena fina ayuda a proteger los cables y proporciona un entorno adecuado para su colocación.
3. A continuación, se extiende otra capa de arena fina con un espesor de aproximadamente 300 mm, la cual se compacta adecuadamente. Sobre esta capa de arena se colocan los cables de fibra óptica, los cuales requieren una protección adicional debido a su naturaleza delicada.
4. Sobre los cables de fibra óptica se dispone otra capa de arena fina con un espesor de unos 150 mm, la cual se compacta debidamente. Además, se instala una protección mecánica utilizando placas de PVC a lo largo de todo el recorrido de los cables de fibra óptica. Esta protección evita posibles daños físicos a los cables y contribuye a mantener su integridad.
5. Posteriormente, se extiende una capa de tierra debidamente compactada con un espesor de aproximadamente 150 mm. Esta capa está libre de piedras, ramas y raíces que puedan causar daños o interferencias. Sobre esta capa de tierra, a lo largo de todo el recorrido de los cables, se coloca una cinta de señalización que alerta de la presencia de cables eléctricos de media tensión debajo de ella. Esta cinta de señalización tiene como objetivo advertir a futuros trabajadores o excavaciones sobre la existencia de cables subterráneos.
6. Por último, sobre la cinta de señalización se extiende otra capa de tierra con un espesor de aproximadamente 300 mm. Esta capa de tierra se compacta adecuadamente y está libre de piedras, ramas y raíces. Finalmente, esta capa alcanza la superficie del terreno, proporcionando una cobertura completa y una protección adicional a los cables subterráneos.

Una vez completado el tendido de cables y cerradas las zanjas, se toman medidas adicionales para garantizar la seguridad y facilitar la identificación de las áreas específicas. Para ello, se instalan hitos de señalización a intervalos aproximados de 50 metros. Estos hitos

están codificados con diferentes colores para diferenciar claramente la ubicación de la zanja en sí de las áreas donde se realicen empalmes. Esta señalización visual proporciona una guía clara a los trabajadores y otros involucrados, asegurando una identificación precisa y una manipulación adecuada en caso de futuras intervenciones.

5.4.4 CABLES DE FIBRA ÓPTICA

Se detallan las características de los cables de interconexión utilizados tanto entre los aerogeneradores como entre estos y la subestación. Estos cables de fibra óptica se seleccionan cuidadosamente para garantizar una transmisión de datos confiable y de alta velocidad. Se utilizan cables de fibra óptica de alta capacidad y baja atenuación, que ofrecen una excelente resistencia a las interferencias electromagnéticas y a las condiciones ambientales adversas.

En la siguiente tabla se detallan las características técnicas de los cables de fibra óptica:

Características técnicas de los cables de fibra óptica	
Tipo de fibra	Multimodo 50/125 μm
Construcción	Ajustada
Número de fibras	8
Cubierta interna	Polietileno
Armadura	Acero corrugado
Cubierta externa	Polietileno

Tabla 10. Características técnicas de los cables de fibra óptica (Elaboración propia)

La señalización y maniobra del parque eólico desde el puesto central de control se llevará a cabo utilizando cables de fibra óptica de X fibras, específicamente del tipo X. Estos cables están diseñados para ser compatibles con los equipos de control que se instalan en los

aerogeneradores. Además, se disponen enterrados directamente en las mismas canalizaciones utilizadas para los conductores de fuerza. Es importante destacar que estos cables de fibra óptica deben contar con una protección adecuada contra la acción de roedores, asegurando así su integridad y funcionamiento óptimo en todo momento.

5.4.5 SISTEMA ELÉCTRICO DE BAJA TENSIÓN

El cuadro de distribución de baja tensión cumple un papel fundamental como punto de conexión entre los armarios de potencia y el transformador en un sistema eléctrico. Cada armario de potencia y el transformador está conectado a un fusible-interruptor-seccionador tripolar, cuyo fusible tiene una capacidad de 500 A y 500 V, clasificado como gL/gG. Estos fusibles-interruptores-seccionadores tripolares aseguran la protección y la capacidad de desconexión adecuadas en caso de fallas o necesidad de realizar mantenimiento.

La conexión entre el cuadro de distribución de baja tensión y el transformador se logra mediante barras de cobre con una sección adecuada. Estas barras de cobre proporcionan una conexión robusta y eficiente, permitiendo el flujo de corriente eléctrica de manera segura y confiable entre el cuadro de distribución y el transformador. La elección de la sección adecuada de las barras de cobre garantiza la capacidad de transporte de corriente necesaria para el funcionamiento del sistema en su totalidad.

5.4.6 RED DE PUESTA A TIERRA

Se implementa una red de tierras en el parque eólico utilizando cable de cobre desnudo de 1x95 mm². Esta red conecta todos los aerogeneradores entre sí, discurriendo por la misma zanja que el cableado de media tensión. Las conexiones se realizan garantizando una conexión segura y confiable.

Además, se lleva a cabo la creación de una red de tierras en la cimentación de cada aerogenerador. Esta red se une a la red general del parque, y se conecta a la armadura de la zapata, cumpliendo con las normativas técnicas específicas (NTE) y la Instrucción Técnica Complementaria (ITC) RAT. El objetivo es obtener una resistencia de puesta a tierra inferior a 10 Ω , asegurando una adecuada protección y seguridad.

Asimismo, se realiza la conexión a tierra de los elementos metálicos de la instalación que normalmente no están bajo tensión, pero que podrían estarlo en caso de averías o circunstancias externas. Esto se lleva a cabo para evitar riesgos eléctricos y garantizar la seguridad de las personas y equipos.

Para la tierra interior de servicio, se utiliza cable de cobre aislado de 50 mm² formando un anillo. Este cable se encarga de conectar a tierra las celdas de media tensión, cuadros eléctricos, herrajes, y otros elementos relevantes. Para asegurar su correcta sujeción y conexión, está sujeto a las paredes mediante bridas de sujeción y conexión.

5.5 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 30/132 KV

La Subestación Eléctrica de 30/132 kV empleada para transportar la energía producida por el parque eólico a la red es una infraestructura clave en el sistema de generación y transmisión de energía. Esta subestación consta de varios elementos esenciales que desempeñan funciones específicas para garantizar una conexión eficiente y segura entre el parque eólico y la red eléctrica.

- Transformadores: Los transformadores son componentes vitales en la subestación. En este caso, se utilizaría un transformador elevador para aumentar la tensión de salida del parque eólico (30 kV) a una tensión de transmisión de 132 kV. Este aumento de tensión se realiza para minimizar las pérdidas de energía durante la transmisión a larga distancia.
- Interruptores de alta tensión: Se instalan interruptores de alta tensión en la subestación para realizar conexiones o desconexiones según sea necesario. Estos interruptores permiten el control y la protección del sistema eléctrico, así como la conmutación de corriente entre diferentes líneas de transmisión.
- Celdas de conexión: Las celdas de conexión son unidades que facilitan la interconexión entre el parque eólico y la red eléctrica. Estas celdas permiten el flujo de energía desde los generadores eólicos hacia la red de transmisión.

- Transformadores de medida y protección: Se utilizan transformadores de medida para monitorear y medir la cantidad de energía generada por el parque eólico, así como para realizar mediciones de voltaje y corriente en diferentes puntos de la subestación. Los transformadores de protección están diseñados para detectar fallas y sobrecargas en el sistema y desencadenar medidas de protección adecuadas.
- Bancos de capacitores y reactores: Estos componentes se utilizan para compensar la potencia reactiva en la subestación y mejorar el factor de potencia. Los bancos de capacitores proporcionan capacitancia adicional cuando la carga es inductiva, mientras que los reactores se utilizan para limitar la corriente durante condiciones de falla y mejorar la estabilidad del sistema.
- Sistemas de puesta a tierra: Los sistemas de puesta a tierra son esenciales para garantizar la seguridad y protección contra descargas eléctricas. Estos sistemas conectan las partes metálicas de la subestación y los equipos a una toma de tierra adecuada, permitiendo la disipación segura de corrientes de falla y protegiendo a las personas y los equipos de posibles riesgos eléctricos.
- Sistemas de control y comunicación: Estos sistemas permiten monitorear y controlar de manera centralizada la operación de la subestación y la transmisión de energía. Esto puede incluir sistemas SCADA que supervisan y controlan los equipos, así como sistemas de comunicación para la transmisión de datos entre la subestación y otros centros de control.
- Estructuras y equipos auxiliares: Además de los componentes principales, una subestación de 30/132 kV también incluiría estructuras de soporte, equipos de seguridad y protección, sistemas de iluminación, sistemas de ventilación y sistemas de extinción de incendios para garantizar un entorno seguro y operaciones confiables.

En resumen, una subestación eléctrica de 30/132 kV empleada para transportar la energía producida por un parque eólico a la red consta de transformadores elevadores, interruptores de alta tensión, celdas de conexión, transformadores de medida y protección, bancos de capacitores y reactores, sistemas de puesta a tierra, sistemas de control y

comunicación, y estructuras y equipos auxiliares. Estos elementos trabajan en conjunto para garantizar una conexión segura, eficiente y confiable entre el parque eólico y la red eléctrica, permitiendo la transmisión de energía generada de manera sostenible y contribuyendo al suministro de electricidad.

Capítulo 6. ASPECTOS SOCIOECONÓMICOS

La energía eólica es una fuente de energía renovable que ha experimentado un crecimiento significativo en las últimas décadas. Además de su contribución a la sostenibilidad ambiental, la energía eólica también tiene importantes aspectos socioeconómicos que la convierten en una opción atractiva para la generación de electricidad.

En primer lugar, la energía eólica genera empleo y estimula el crecimiento económico. La instalación y operación de parques eólicos requieren una amplia gama de profesionales, desde ingenieros y técnicos hasta trabajadores en la construcción y el mantenimiento. Esto crea oportunidades laborales en las comunidades locales, impulsando la economía y generando ingresos para los trabajadores y sus familias. Además, la industria eólica también impulsa la cadena de suministro, ya que se requieren materiales y equipos específicos para la fabricación y montaje de aerogeneradores, lo que puede beneficiar a las empresas locales y regionales.

Otro aspecto socioeconómico relevante de la energía eólica es su capacidad para diversificar las fuentes de energía y reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Al disminuir la dependencia de los recursos energéticos no renovables, los países pueden reducir su vulnerabilidad a las fluctuaciones de los precios del petróleo y del gas, mejorando la seguridad energética y promoviendo la autosuficiencia. Esto tiene un impacto positivo en la balanza comercial y en la estabilidad económica a largo plazo.

Además, la energía eólica puede tener efectos positivos en las comunidades locales. Los parques eólicos pueden generar ingresos adicionales para los propietarios de tierras que alquilan sus terrenos para la instalación de aerogeneradores. Estos pagos de arrendamiento pueden tener un impacto significativo en las comunidades rurales, proporcionando un flujo constante de ingresos y apoyando el desarrollo local.

La energía eólica también puede contribuir al desarrollo sostenible de las regiones donde se implementa. Los parques eólicos atraen inversiones y pueden servir como catalizadores para el desarrollo de infraestructuras locales, como carreteras, líneas de transmisión y centros de investigación. Además, la presencia de parques eólicos puede mejorar la imagen de una región y atraer turismo sostenible, ya que muchas personas están interesadas en visitar y aprender sobre energías renovables.

En resumen, la energía eólica tiene numerosos aspectos socioeconómicos positivos. Genera empleo, estimula el crecimiento económico, diversifica las fuentes de energía, promueve la seguridad energética, genera ingresos para las comunidades locales y contribuye al desarrollo sostenible. A medida que la transición hacia fuentes de energía más limpias continúa, la energía eólica desempeñará un papel cada vez más importante en la transformación de los sistemas energéticos hacia un futuro más sostenible y próspero.

Capítulo 7. AHORRO ECONÓMICO Y CONTAMINACIÓN EVITADA

La energía eólica ofrece beneficios significativos en términos de ahorro económico y reducción de la contaminación ambiental. Gracias a su capacidad para generar electricidad de manera renovable y limpia, la energía eólica se ha convertido en una alternativa rentable y sostenible en comparación con las fuentes de energía convencionales.

Uno de los aspectos más destacados del ahorro económico que proporciona la energía eólica es la reducción de los costos de generación de electricidad a largo plazo. Aunque la inversión inicial para la construcción de parques eólicos puede ser considerable, los costos de operación y mantenimiento son relativamente bajos en comparación con las centrales eléctricas convencionales que dependen de combustibles fósiles. La abundancia y gratitud del viento como fuente de energía hacen que el costo de producción de electricidad a través de la energía eólica sea cada vez más competitivo, lo que se traduce en ahorros para los consumidores y para la economía en general.

Además del ahorro económico, la energía eólica también contribuye a la reducción de la contaminación ambiental. Al reemplazar las centrales eléctricas que queman combustibles fósiles, los parques eólicos evitan la emisión de grandes cantidades de dióxido de carbono (CO₂) y otros gases de efecto invernadero a la atmósfera (de 0,5 a 0,6 toneladas de CO₂ por MWh de electricidad generada), en este caso, se dejan de emitir unas 92 toneladas de CO₂. Estos gases son los principales responsables del cambio climático y sus impactos asociados, como el aumento de las temperaturas globales y los fenómenos meteorológicos extremos. Al utilizar la energía eólica, se reduce significativamente la huella de carbono y se contribuye a la mitigación del cambio climático.

Además, la energía eólica también evita la emisión de otros contaminantes atmosféricos perjudiciales. Las centrales eléctricas convencionales liberan sustancias

nocivas como óxidos de azufre (SO_x), óxidos de nitrógeno (NO_x) y partículas finas que afectan negativamente a la calidad del aire y la salud humana. Al optar por la energía eólica, se evitan estas emisiones, mejorando así la calidad del aire y reduciendo los impactos negativos en la salud de las personas.

En resumen, la energía eólica ofrece un ahorro económico significativo a largo plazo al reducir los costos de generación de electricidad. Además, contribuye a la reducción de la contaminación al evitar la emisión de gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos perjudiciales. Al elegir la energía eólica como fuente de energía, se promueve un sistema energético más sostenible, se preservan los recursos naturales y se protege el medio ambiente para las generaciones futuras.

Capítulo 8. PRESUPUESTO DE LAS INSTALACIONES

PROYECTADAS

El desglose en euros (€) de las principales partidas del presupuesto se refleja a continuación:

Obra civil	2.084.536,14
Parque Eólico (Capítulo 1)	1.859.536,14
Edificio de control (Capítulo 5)	100.000,00
Obra Civil Subestación (Subcapítulo 4.1)	80.000,00
Estructuras metálicas (Subcapítulo 4.2)	20.000,00
Almacén de Residuos Peligrosos	25.000,00
Suministros eléctricos del Parque Eólico	1.139.256,00
Conductores y puesta a tierra (Subcapítulo 2.1)	191.908,00
Subestación (Subcapítulos 4.3 y 4.4)	828.970,00
Cabinas de Media Tensión (Subcapítulo 2.3)	118.378,00
Montaje Eléctrico del Parque Eólico	142.000,00
Tendido de cables (Subcapítulo 2.2)	62.000,00
CSI (Subcapítulo 4.2)	80.000,00
Aerogeneradores (Capítulo 3)	36.160.000,00
Ingeniería y Dirección de Obra	105.000,00
Ingeniería del Parque Eólico (Subcapítulo 6.1)	55.000,00
Dirección facultativa de la obra (Subcapítulo 6.2)	50.000,00
Varios (Capítulo 7)	15.000,00
TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL	39.645.792,14
16% Gastos Generales	6.225.320,46
3% Beneficio Industrial	1.167.247,59
TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	47.038.360,19
GASTOS DE DESARROLLO	600.000,00
INFRAESTRUCTURA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA	1.250.000,00
TOTAL INVERSIÓN (i.i.i)	48.888.360,19

Tabla 11. Presupuesto de las instalaciones proyectadas (Elaboración propia)

El presupuesto de ejecución por contrata de las instalaciones y obras del Parque Eólico de Alto de la Muela (45,6 MW) asciende a la cantidad de:

**CUARENTA Y SIETE MILLONES TREINTA Y OCHO MIL TRESCIENTOS
SESENTA EUROS Y DIECINUEVE CÉNTIMOS (47.038.360,19 €)**

Capítulo 9. ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE VIABILIDAD

El estudio se enfoca en simular un modelo económico y financiero para obtener los parámetros de rentabilidad del proyecto (dicho estudio se presenta en el Anexo III: Estudio Técnico Económico de Viabilidad). A partir de los datos iniciales proporcionados, tales como la producción de energía, la vida útil de la instalación, el precio de venta de energía a la red, los gastos de explotación y las hipótesis económicas y financieras, se realizan los siguientes análisis:

- Flujo anual de ingresos y gastos operativos: Se analiza el flujo de ingresos y gastos operativos durante el periodo de explotación del parque eólico, que abarca desde el primer hasta el vigésimo año. Se consideran los ingresos generados por la venta de energía a la red eléctrica y se contabilizan los gastos operativos asociados a la operación y mantenimiento del parque.
- Amortización: Se calcula el tiempo necesario para amortizar la inversión inicial realizada en la construcción del parque eólico. Teniendo en cuenta los ingresos y gastos proyectados, se determina el periodo de tiempo requerido para recuperar la inversión inicial.
- Rentabilidad del proyecto: Se evalúa la rentabilidad del proyecto mediante indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Estos indicadores permiten determinar la capacidad del proyecto para generar beneficios económicos a lo largo de su vida útil.
- Pérdidas y Ganancias: Se analizan las pérdidas y ganancias proyectadas durante el periodo de explotación del parque eólico. Esto brinda una visión detallada de la evolución financiera del proyecto, identificando los momentos de mayor rentabilidad y los posibles desafíos financieros.

Además, se presenta un análisis de sensibilidad que examina la influencia de ciertos parámetros clave en la viabilidad del proyecto. Los parámetros considerados en este análisis son los siguientes:

- Inversión material: Se evalúa el impacto en la rentabilidad del proyecto ante posibles variaciones en los costos asociados a la adquisición y construcción de los equipos necesarios para el funcionamiento del parque eólico.
- Horas equivalentes anuales de funcionamiento (o energía eléctrica producida): Se analiza cómo cambios en la cantidad de horas equivalentes de funcionamiento o en la producción de energía eléctrica pueden afectar la viabilidad y rentabilidad del proyecto.
- Precio de venta de la energía a la red: Se examina la sensibilidad del proyecto ante modificaciones en el precio al que se vende la energía generada por el parque eólico a la red eléctrica.

El estudio técnico económico de viabilidad proporciona una evaluación completa de los aspectos económicos y financieros del proyecto de un parque eólico, permitiendo tomar decisiones fundamentadas sobre su implementación y ofreciendo información clave para los potenciales inversores y stakeholders involucrados.

La siguiente tabla muestra los resultados finales obtenidos:

Estudio Técnico Económico de Viabilidad	
Inversión total a realizar [€]	48.888.360,19
Tasa de descuento considerada [%]	4
Precio de venta de energía red [c€/kWh]	4,7
Producción neta energía [GWh/año]	167,036
VAN [k€]	11.147
TIR [%]	8,16

Tabla 12. Estudio Técnico Económico de Viabilidad (Elaboración Propia)

Capítulo 10. PLANIFICACIÓN

La siguiente tabla muestra una planificación a seguir para la elaboración del proyecto:

	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Estudios preliminares y selección del emplazamiento	■	■										
Obtención de permisos y licencias		■										
Diseño detallado del parque eólico			■	■								
Adquisición de equipos y materiales				■								
Preparación del terreno y cimentación					■	■						
Instalación de las torres y aerogeneradores						■						
Pruebas y puesta en marcha del parque eólico							■					
Monitoreo y ajustes de operación								■				
Finalización de los trabajos de construcción									■			
Inspecciones finales y auditorías										■		
Cierre del proyecto y entrega											■	
Actividades de mantenimiento y seguimiento												■

Tabla 13. Planificación (Elaboración propia)

Capítulo 11. CONCLUSIONES

Tras realizar un exhaustivo estudio de viabilidad técnico-económica del Parque Eólico Alto de la Muela, con una potencia instalada de 45,6 MW y equipado con 8 aerogeneradores Nordex de potencia nominal 5,7 MW, 163 metros de diámetro de rotor y 164 metros de altura de buje, se han obtenido conclusiones claras y favorables que demuestran su rentabilidad tanto para la empresa como para los accionistas.

Las conclusiones generales del proyecto son las siguientes:

- La velocidad media del viento en el emplazamiento, a una altura de buje de 164 metros, es de 8,293 m/s. Esta velocidad es fundamental para garantizar una generación óptima de energía.
- La tecnología de aerogenerador seleccionada para el proyecto es el Nordex N163/5.X, con una potencia de 5,7 MW, un diámetro de rotor de 163 metros y una altura de buje de 164 metros. Esta elección se basa en su capacidad para aprovechar eficientemente la velocidad del viento en el área.
- El parque eólico constará de 8 aerogeneradores Nordex N163/5.X, lo que suma una capacidad instalada total de 45,6 MW. Esta capacidad representa la potencia máxima que el parque puede generar bajo condiciones óptimas.
- Con esta tecnología y capacidad instalada, se espera que la energía neta anual vertida a la red sea de 167,036 GWh. Además, se calcula que el parque tendrá 3.663 horas de funcionamiento equivalentes, lo que indica una alta eficiencia, y un factor de capacidad del 41,82%.
- En cuanto a la infraestructura de cables, se utilizarán cables de aluminio del tipo HEPRZ1 AL (AS) con una sección de 300 mm². Estos cables garantizarán una adecuada conducción de la energía generada por los aerogeneradores hacia la red de distribución.
- En términos económicos, el proyecto requerirá una inversión total de 48.888.360,19 €. Sin embargo, al considerar una tasa de descuento del 4%, se

ha obtenido un Valor Actual Neto (VAN) de 11.147 k€ y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 8,16%. Estos indicadores demuestran que el proyecto es financieramente viable, ya que las ganancias esperadas superan los costos de inversión en el tiempo considerado.

En resumen, el proyecto se muestra prometedor. La velocidad del viento, la tecnología de los aerogeneradores, la capacidad instalada y la eficiencia en la generación de energía son aspectos positivos. Además, la infraestructura de cables garantiza una transmisión eficiente de la energía. Desde el punto de vista económico, el proyecto es rentable, con un VAN positivo y una TIR atractiva. En conjunto, el parque eólico representa una solución sostenible y rentable para la generación de energía.

Capítulo 12. BIBLIOGRAFÍA

- Global Wind Atlas*. (s.f.). Obtenido de <https://globalwindatlas.info/es>
- Google Earth*. (s.f.). Obtenido de <https://www.google.com/intl/es/earth/>
- Vortex*. (s.f.). Obtenido de <https://vortexfdc.com/>
- Windographer*. (s.f.). *Tratamiento de datos y análisis estadístico del recurso eólico*.
- WAsP*. (s.f.). *Evaluación del potencial eólico*.
- Instituto Geográfico Nacional*. (s.f.). Obtenido de <https://www.ign.es/web/ign/portal>
- Microsoft Excel. (s.f.).
- Red Eléctrica de España*. (s.f.). Obtenido de <https://www.ree.es/es>
- Siemens Gamesa*. (s.f.). Obtenido de <https://www.siemensgamesa.com/es-es>
- General Electric*. (s.f.). Obtenido de <https://www.ge.com/>
- Nordex*. (s.f.). Obtenido de <https://www.nordex-online.com/es/product/n163-5-x/>
- Agencia Estatal de Meteorología*. (s.f.). Obtenido de <https://www.aemet.es/es/portada>
- Prysmian*. (s.f.). Obtenido de <https://es.prysmiangroup.com/>
- Operador del Mercado Ibérico de Energía*. (s.f.). Obtenido de <https://www.omie.es/es>
- Reglamento de Líneas de Alta Tensión*. (s.f.). Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2008-5269>
- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima*. (s.f.). Obtenido de <https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/plan-nacional-integrado-de-energia-y-clima-pniec-2021-2030>

Protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión. (s.f.). Obtenido de <https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/conservacion-de-especies/especies-silvestres/tendidos/ce-silvestres-tendidos-RD.aspx>

Guía Técnica para la Evaluación y Prevención de los Riesgos Relativos a las Obras de Construcción. (s.f.). Obtenido de <https://www.insst.es/documents/94886/203536/Gu%C3%ADa+t%C3%A9cnica+para+la+evaluaci%C3%B3n+y+prevenci%C3%B3n+de+los+riesgos+relativos+a+las+obras+de+construcci%C3%B3n/0f27d561-a94d-4997-9cf7-b1999cded617>

Guía Técnica para la Evaluación y Prevención de los Riesgos Relativos a las Obras de Construcción. (s.f.). Obtenido de <https://www.insst.es/documents/94886/203536/Gu%C3%ADa+t%C3%A9cnica+para+la+evaluaci%C3%B3n+y+prevenci%C3%B3n+de+los+riesgos+relativos+a+las+obras+de+construcci%C3%B3n/0f27d561-a94d-4997-9cf7-b1999cded617>

Asociación Empresarial Eólica. (s.f.). Obtenido de <https://aeolica.org/>

Agencia Internacional de Energías Renovables. (s.f.). Obtenido de <https://www.iaea.org/es/el-oiea/agencia-internacional-de-energias-renovables-irena>

Global Wind Energy Council. (s.f.). Obtenido de <https://gwec.net/>

Naciones Unidas. (s.f.). Obtenido de <https://www.un.org/es/>

Prysmian. (s.f.). Obtenido de Catálogo de cables de baja y media tensión: <https://es.prysmiangroup.com/catalogos-online/general-cable/catalogo-de-cables-para-baja-y-media-tension>



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO
**PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE
EÓLICO TERRESTRE**

DOCUMENTO 2: PLANOS

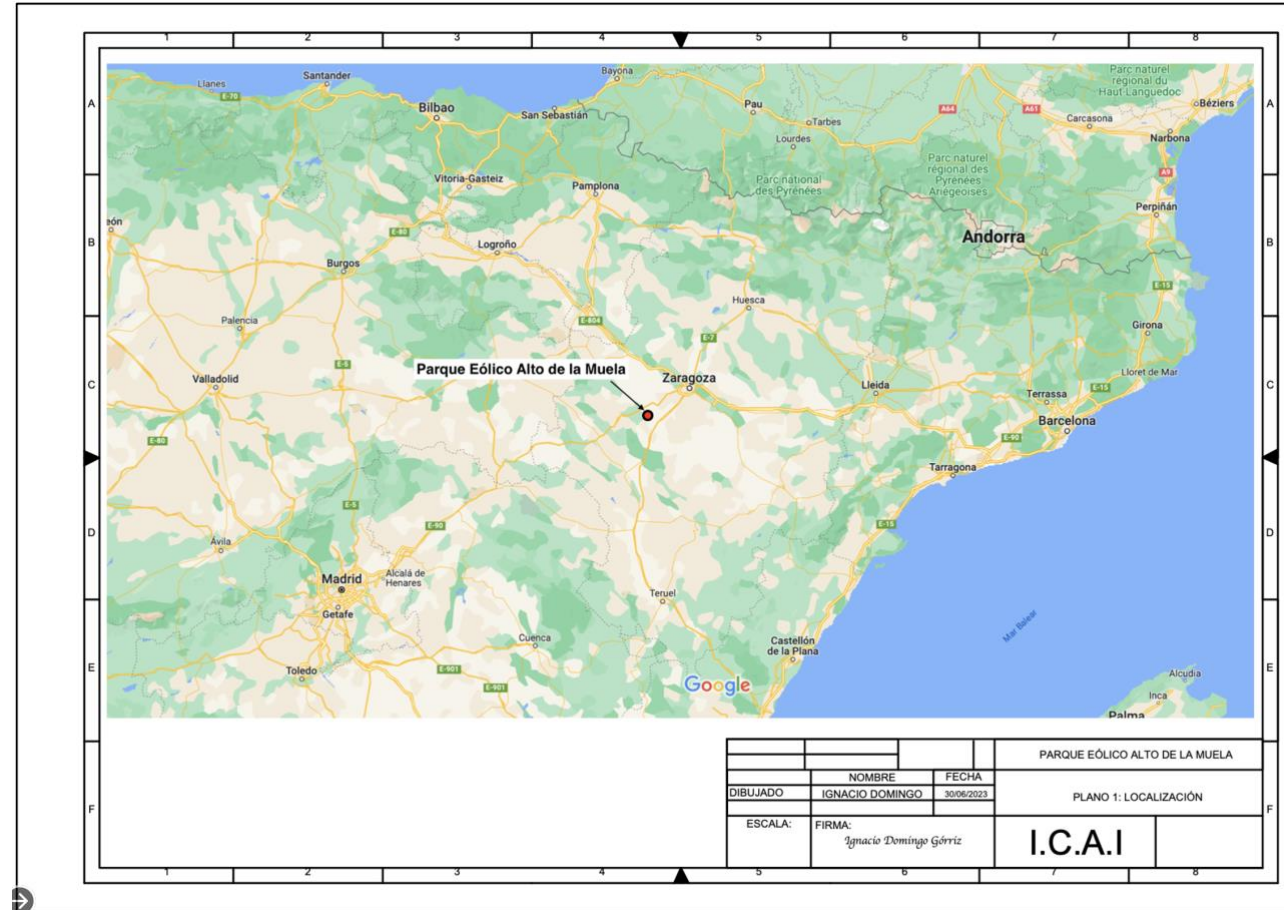
Autor: Ignacio Domingo Górriz

Directora: Consolación Alonso Alonso

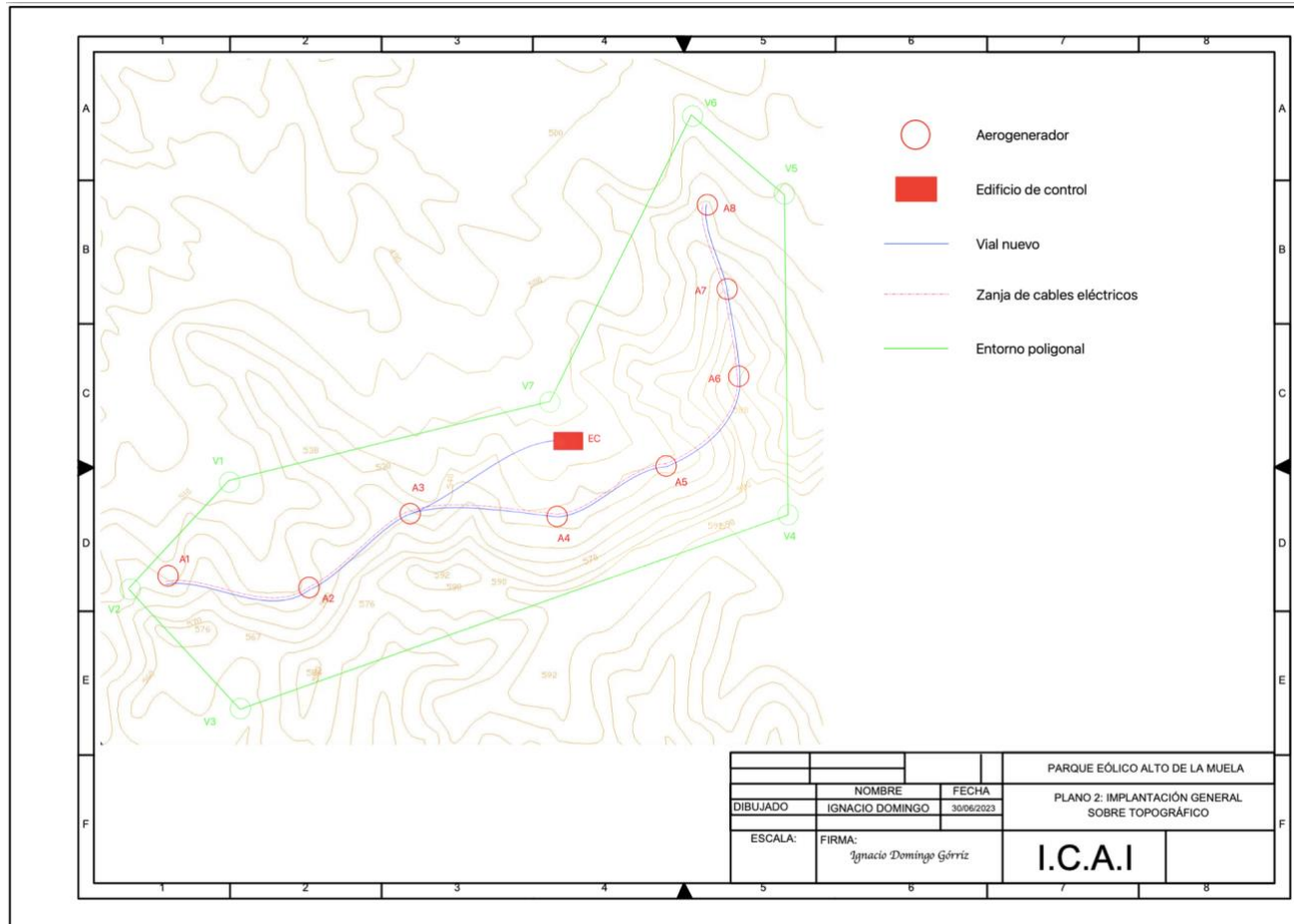
Madrid

Índice de Planos

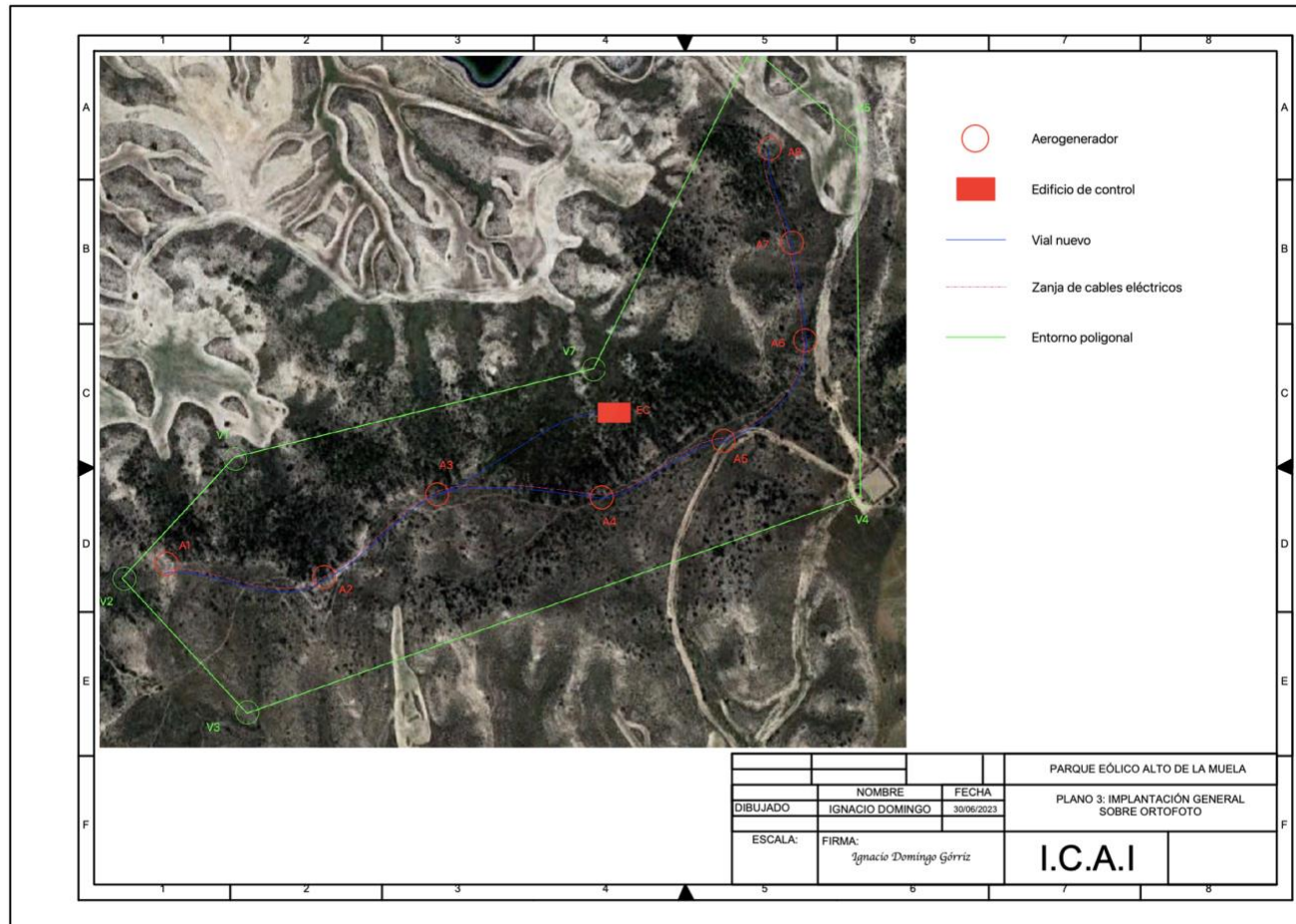
Plano 1. Localización	4
Plano 2. Implantación general sobre topográfico	5
Plano 3. Implantación general sobre ortofoto	6
Plano 4. Viales tipo.....	7
Plano 5. Zanjas tipo	8
Plano 6. Cimentación tipo	9
Plano 7. Esquema unifilar de generación	10



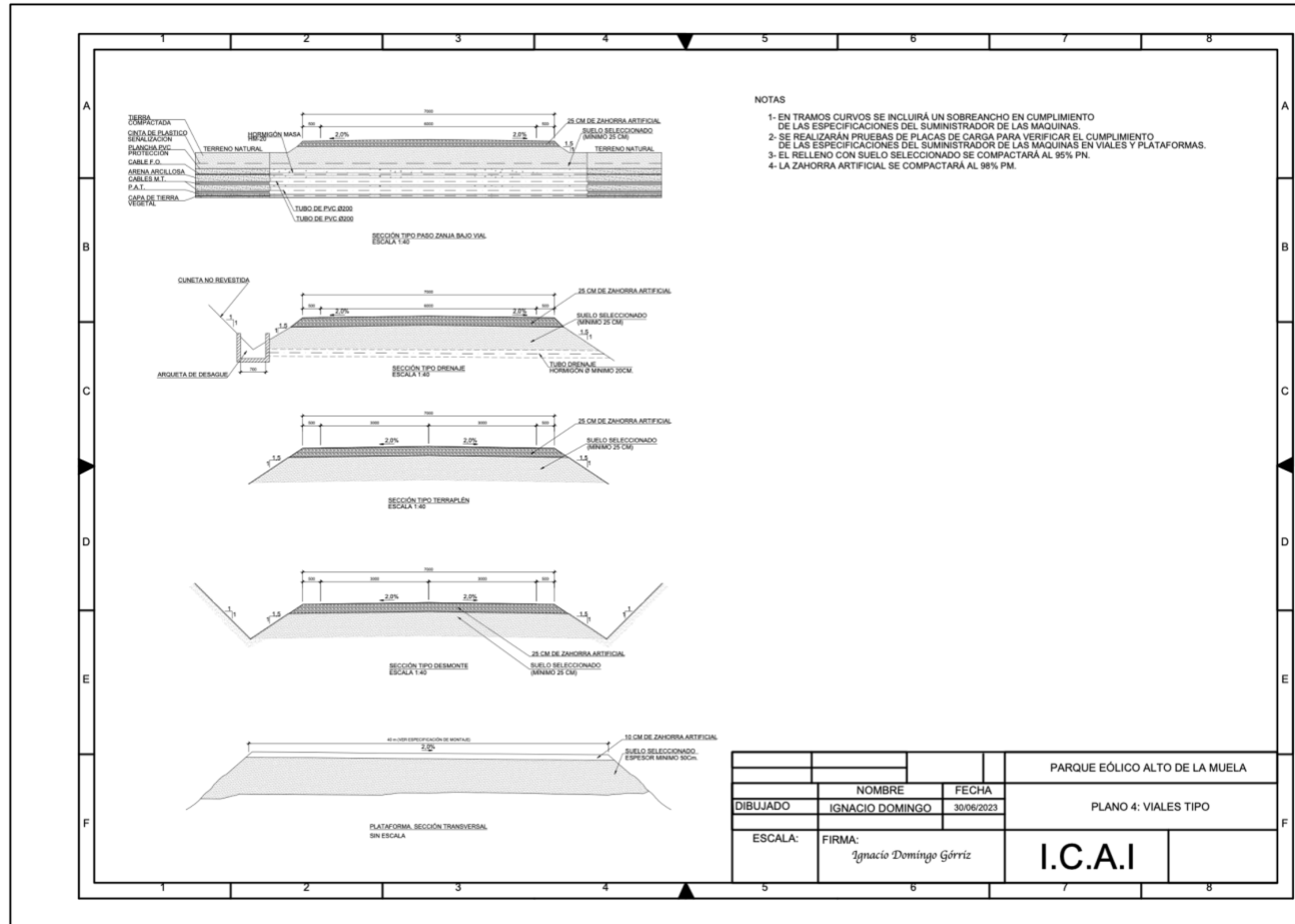
Plano 1. Localización



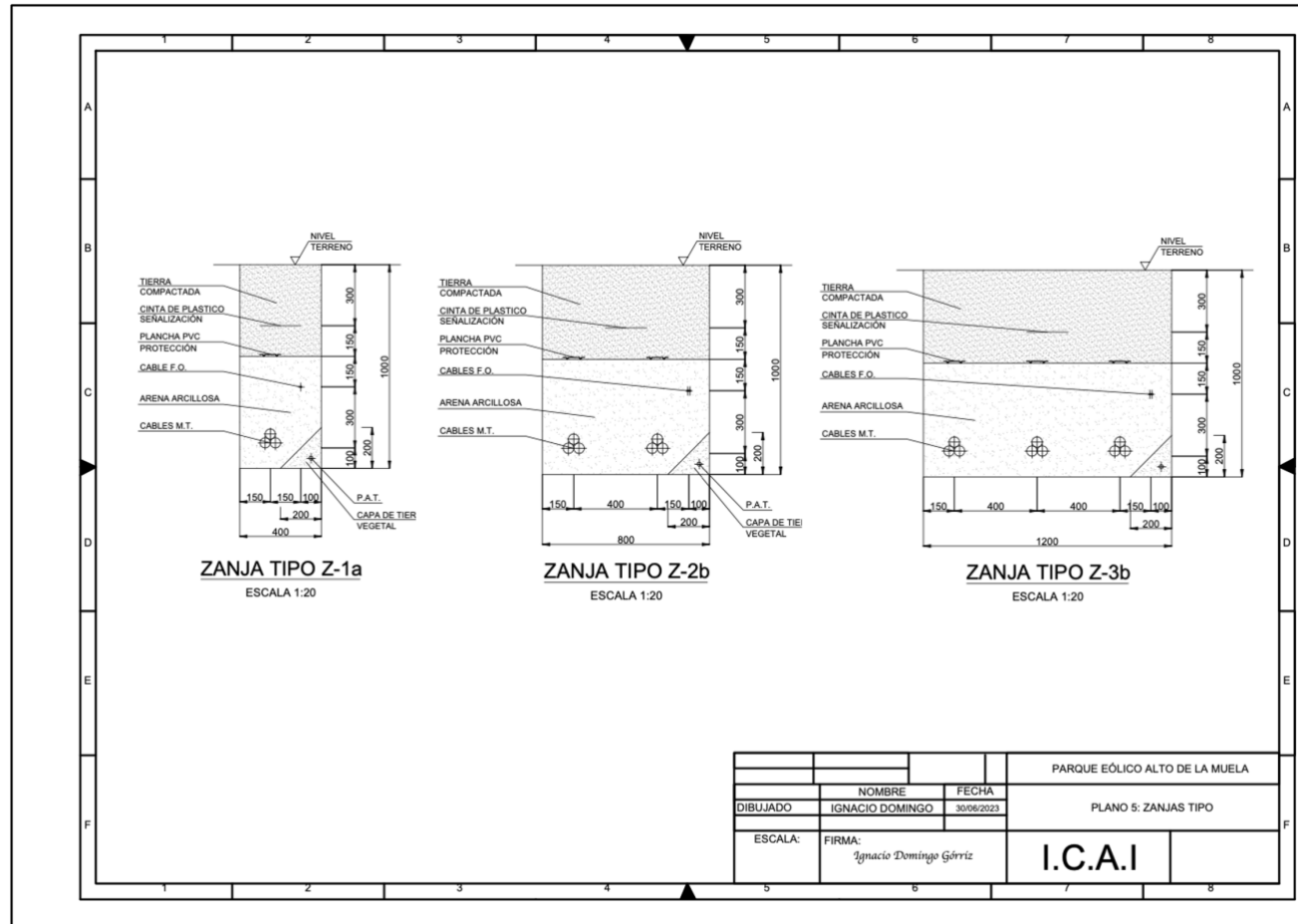
Plano 2. Implantación general sobre topográfico



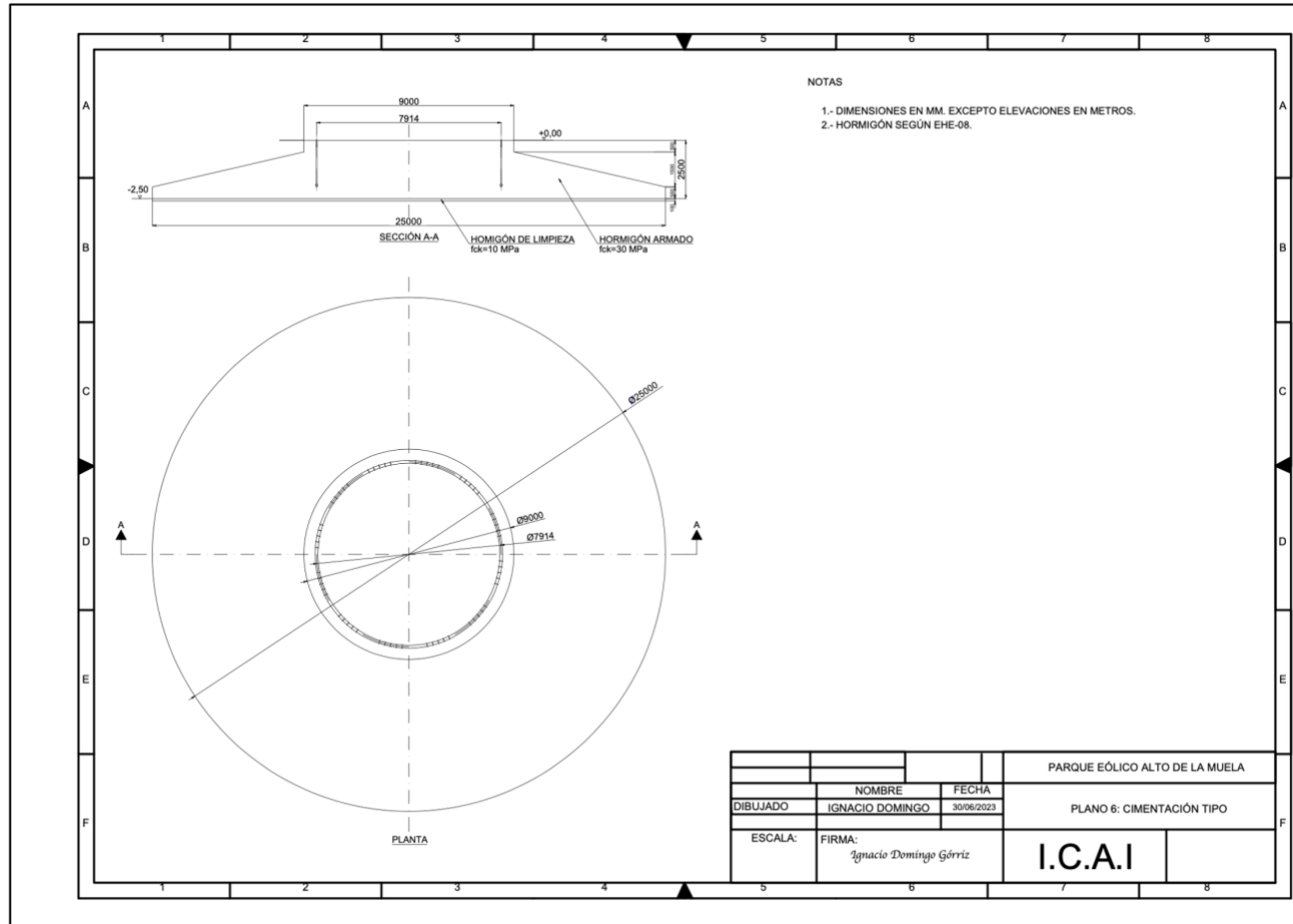
Plano 3. Implantación general sobre ortofoto



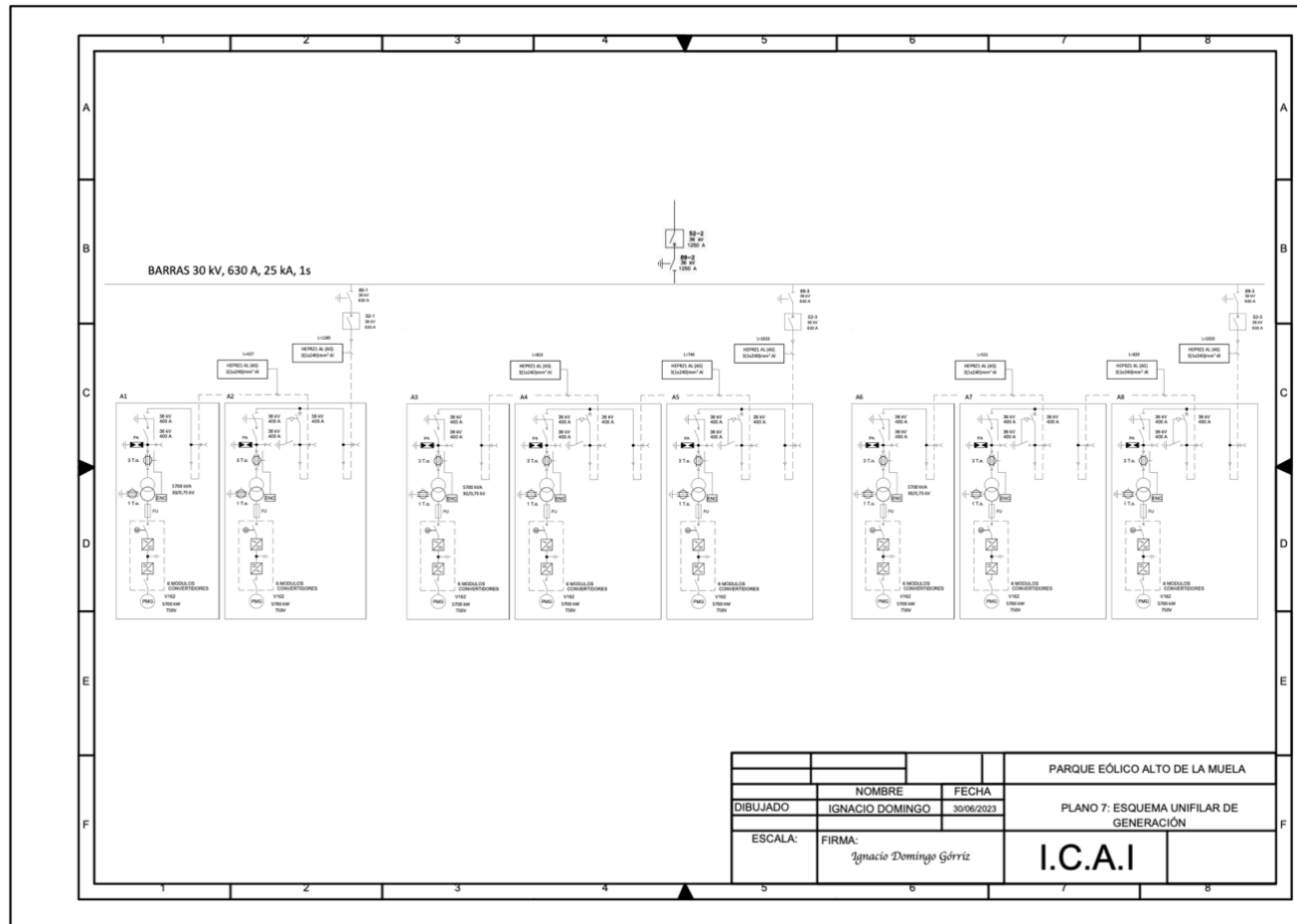
Plano 4. Viales tipo



Plano 5. Zanjas tipo



Plano 6. Cimentación tipo



Plano 7. Esquema unifilar de generación



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE
EÓLICO TERRESTRE**

**DOCUMENTO 3: PLIEGO DE CONDICIONES
TÉCNICAS**

Autor: Ignacio Domingo Górriz

Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Índice Pliego de Condiciones Técnicas

Capítulo 1. Pliego de Condiciones Generales.....	4
1.1 Objeto.....	4
1.2 Disposiciones generales	4
1.3 Códigos y normas aplicables en el proyecto	4
1.4 Estudio de seguridad	5
1.5 Seguridad pública.....	5
1.6 Organización del trabajo	6
1.7 Datos de la obra.....	6
1.8 Replanteo de la obra.....	6
1.9 Mejoras y variaciones en el proyecto.....	7
1.10 Recepción del material.....	7
1.11 Organización	7
1.12 Ejecución de las obras.....	7
1.13 Control y supervisión	8
1.14 Recepción provisional y definitiva.....	9
1.15 Garantía	9
1.16 Pago y liquidación.....	10
1.17 Resolución de controversias.....	10
1.18 Ley aplicable y jurisdicción	10
Capítulo 2. Pliego de Condiciones Técnicas de Obra Civil.....	11
2.1 Especificación del movimiento de tierras	11
2.1.1 Objeto	11
2.1.2 Instrucciones y normas.....	11
2.1.3 Descripción de la obra.....	11
2.1.4 Prescripciones para la ejecución de excavaciones y rellenos	12
2.1.5 Estanqueidad de excavaciones.....	12
2.1.6 Rellenos	13
2.2 Especificación de obras de hormigón	13
2.2.1 Objeto	13
2.2.2 Instrucciones y normas.....	13

2.2.3 Descripción de la obra.....	14
2.2.4 Características de los materiales.....	14
2.2.5 Condiciones de ejecución.....	16
2.2.6 Control de calidad.....	17
Capítulo 3. Pliego de Condiciones Técnicas de Infraestructura Eléctrica	18
3.1 Especificación de la infraestructura eléctrica de generación	18
3.1.1 Conductores	18
3.1.2 Centros de transformación.....	18
3.1.3 Sistemas de control.....	19
3.2 Especificación de sistemas eléctricos 30 kV en edificio de control y centro de seccionamiento	19
3.2.1 Conductores	19
3.2.2 Aparellaje en 30 kV.....	20
3.2.3 Aparellaje B.T. y Equipos Auxiliares.....	22

Capítulo 1. PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES

1.1 OBJETO

El presente Pliego de Condiciones Generales tiene como objetivo establecer los requisitos y condiciones técnicas que regirán la ejecución del proyecto del parque eólico. Este documento proporciona las pautas y directrices generales para el desarrollo del proyecto.

1.2 DISPOSICIONES GENERALES

El contratista estará obligado a cumplir todas las regulaciones laborales y sociales vigentes durante la ejecución de las obras. Esto incluye el cumplimiento de la Norma UNE 24041: “Contratación de Obras. Condiciones Generales”, a menos que se modifique en este Pliego de Condiciones.

1.3 CÓDIGOS Y NORMAS APLICABLES EN EL PROYECTO

Además de las disposiciones establecidas en este Pliego de Condiciones, las obras se regirán por los siguientes códigos y normas:

- Artículo 1.588 y siguientes del Código Civil.
- Real Decreto Legislativo 2/2000, de 16 de junio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas.
- Real Decreto 1098/2001, de 12 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento general de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas.
- Real Decreto 223/08, de 15 de febrero, por el que se aprueban el reglamento sobre condiciones técnicas de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT.

- Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas y Centros de Transformación (Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre).
- Normas Administrativas y Técnicas para el Funcionamiento y conexión a Redes Eléctricas de Centrales Hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y Centrales de Autogeneración Eléctrica (Orden de 5 de septiembre de 1985).
- Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas (Decreto 2414/1961, de 30 de noviembre).
- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, aprobada por Orden del 09/03/71, del Ministerio de Trabajo).
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas.
- Otras normativas laborales, reglamentos y convenios colectivos vigentes.

1.4 ESTUDIO DE SEGURIDAD

Antes del inicio de las obras, el contratista deberá presentar un estudio de seguridad que contemple las medidas necesarias para garantizar la seguridad en el desarrollo del proyecto. Este estudio deberá cumplir con las normativas y disposiciones establecidas en este Pliego de Condiciones.

1.5 SEGURIDAD PÚBLICA

El Contratista deberá cumplir con todas las normas y medidas necesarias para garantizar la seguridad pública durante la ejecución de las obras. Se debe prestar especial atención a la protección de personas, animales y propiedades contra los riesgos derivados de los trabajos. El Contratista será responsable de cualquier accidente o daño que ocurra como resultado de la ejecución de las obras y deberá tomar las precauciones adecuadas para evitarlos.

Además, el Contratista deberá contar con una póliza de seguro que cubre las responsabilidades por daños, responsabilidad civil, etc., tanto hacia sus empleados y obreros como hacia terceros, que puedan surgir como resultado de la realización de los trabajos.

1.6 ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO

El Contratista será responsable de organizar los trabajos de manera eficiente y asegurarse de su correcta ejecución de acuerdo con las disposiciones establecidas en el presente Pliego de Condiciones. Deberá seguir las indicaciones y directrices del proyecto para garantizar la calidad y el cumplimiento de los requisitos establecidos.

1.7 DATOS DE LA OBRA

Se proporcionará al Contratista una copia de los planos, así como todos los documentos necesarios para la ejecución de la obra. El Contratista podrá tomar nota o hacer copias de los documentos, asumiendo la responsabilidad de su correcta conservación. Después de finalizar los trabajos, el Contratista deberá actualizar los planos y documentos originales de acuerdo con las características de la obra terminada y entregar dos expedientes completos al Director de Obra.

Cualquier alteración, corrección, omisión, adición o variación sustancial en los datos del proyecto requerirá la aprobación previa y por escrito del Director de Obra.

1.8 REPLANTEO DE LA OBRA

Antes de comenzar las obras, el Director de Obra deberá realizar el replanteo de la misma, prestando especial atención a los puntos singulares. Se levantará un acta firmada por la Propiedad, el Director de Obra y el representante del Contratista, en la que se dejará constancia de los resultados del replanteo.

1.9 MEJORAS Y VARIACIONES EN EL PROYECTO

Solo se considerarán como mejoras y variaciones del proyecto aquellas que sean ordenadas expresamente por escrito por el Director de Obra y que hayan sido acordadas previamente en cuanto a su precio y ejecución.

1.10 RECEPCIÓN DEL MATERIAL

El Director de Obra, en colaboración con el Contratista, aprobará los materiales suministrados y verificará su idoneidad para su correcta instalación.

1.11 ORGANIZACIÓN

El Contratista asumirá el papel de patrono legal y será responsable del pago de salarios, cargas sociales y demás obligaciones establecidas legalmente. Será responsable de organizar la obra y determinar el origen de los materiales utilizados, informando al Director de Obra sobre estos aspectos.

1.12 EJECUCIÓN DE LAS OBRAS

Las obras se llevarán a cabo de acuerdo con el proyecto, las condiciones establecidas en el presente Pliego de Condiciones Generales, el pliego particular (si lo hubiera) y las especificaciones señaladas en el Pliego de Condiciones Técnicas. El Contratista no podrá realizar alteraciones o modificaciones en los datos del proyecto sin la aprobación previa y por escrito del Director de Obra.

El Contratista será responsable de la correcta ejecución de las obras, siguiendo las técnicas y procedimientos adecuados. Deberá contar con personal calificado y competente, así como con los equipos y maquinarias necesarios para llevar a cabo los trabajos de manera eficiente y segura.

El Contratista deberá cumplir con los plazos establecidos en el contrato y realizar los trabajos en el orden y secuencia indicados en el programa de ejecución de la obra. En caso de retrasos, el Contratista deberá notificarlos al Director de Obra de inmediato y proponer las acciones correctivas necesarias.

Durante la ejecución de las obras, el Contratista deberá cumplir con todas las normas y regulaciones aplicables, incluyendo las relacionadas con la seguridad laboral, medioambiente, gestión de residuos, entre otras. Deberá mantener un entorno de trabajo limpio y seguro, y tomar las medidas necesarias para prevenir daños a terceros y al entorno.

El Contratista será responsable de la calidad de los trabajos realizados, asegurándose de que cumplan con los estándares y especificaciones establecidas en el proyecto. Deberá realizar pruebas y ensayos de calidad, según lo requerido, y corregir cualquier defecto o no conformidad detectada.

1.13 CONTROL Y SUPERVISIÓN

El Director de Obra tendrá la responsabilidad de supervisar y controlar la ejecución de las obras. Realizará inspecciones periódicas para verificar el avance de los trabajos, la calidad de los materiales utilizados y el cumplimiento de las especificaciones técnicas.

El Contratista deberá permitir el acceso del Director de Obra y su personal a la obra en todo momento y proporcionar la información necesaria sobre el progreso de los trabajos, los materiales utilizados y cualquier otra cuestión relacionada con la ejecución de la obra.

El Director de Obra tendrá la facultad de solicitar al Contratista la corrección de cualquier defecto o deficiencia encontrada durante las inspecciones. El Contratista deberá realizar las modificaciones y reparaciones necesarias en el plazo establecido por el Director de Obra.

1.14 RECEPCIÓN PROVISIONAL Y DEFINITIVA

Una vez finalizada la obra, se llevará a cabo una recepción provisional en presencia del Contratista, el Director de Obra y la Propiedad. Durante esta recepción se verificará que la obra se haya ejecutado de acuerdo con el proyecto y las condiciones establecidas en el contrato. Se levantará un acta donde se dejará constancia de los resultados de la recepción provisional.

Posteriormente, se llevará a cabo la recepción definitiva de la obra, una vez que se hayan corregido los defectos o deficiencias señaladas durante la recepción provisional. En esta etapa se verificará nuevamente la conformidad de la obra con el proyecto y se levantará un acta de recepción definitiva.

1.15 GARANTÍA

El Contratista deberá proporcionar una garantía de la obra ejecutada por un período establecido en el contrato, durante el cual se compromete a corregir cualquier defecto o daño que pueda surgir como resultado de la ejecución de los trabajos.

La garantía deberá cubrir la mano de obra, los materiales y cualquier equipo instalado durante la ejecución de la obra. En caso de que se produzcan defectos o daños dentro del período de garantía, el Contratista deberá repararlos o reemplazarlos sin costo adicional para la Propiedad.

Durante el período de garantía, el Contratista estará sujeto a inspecciones y revisiones por parte del Director de Obra para asegurar que se cumplan las obligaciones de garantía. Si se detectan defectos o daños que no hayan sido corregidos de acuerdo con la garantía, el Contratista será responsable de realizar las reparaciones necesarias.

1.16 PAGO Y LIQUIDACIÓN

El Contratista tiene derecho a recibir pagos por los trabajos ejecutados de acuerdo con el contrato. El pago se realizará de acuerdo con las condiciones establecidas en el contrato y los hitos o etapas completadas de la obra.

El Contratista deberá presentar las solicitudes de pago correspondientes, acompañadas de la documentación necesaria que respalde los trabajos ejecutados y los costos incurridos. Estas solicitudes serán revisadas por el Director de Obra y, una vez aprobadas, se procederá al pago correspondiente.

La liquidación final se llevará a cabo después de la recepción definitiva de la obra. En esta etapa, se calcularán los ajustes finales, como las modificaciones o cambios ordenados durante la ejecución de la obra, y se realizará el cierre financiero del contrato.

1.17 RESOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

En caso de surgir controversias entre el Contratista y la Propiedad, se buscará resolverlas mediante negociaciones de buena fe. Si las negociaciones no llegan a un acuerdo, las partes podrán recurrir a métodos alternativos de resolución de disputas, como la mediación o el arbitraje, de acuerdo con lo establecido en el contrato.

1.18 LEY APLICABLE Y JURISDICCIÓN

El contrato estará sujeto a la ley aplicable del país donde se ejecuten las obras. Cualquier disputa que surja en relación con el contrato estará sujeta a la jurisdicción de los tribunales competentes del país en cuestión.

Capítulo 2. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE OBRA CIVIL

2.1 ESPECIFICACIÓN DEL MOVIMIENTO DE TIERRAS

2.1.1 OBJETO

El presente pliego tiene como objetivo establecer las especificaciones técnicas para la ejecución del movimiento de tierras en el proyecto de obra civil.

2.1.2 INSTRUCCIONES Y NORMAS

El Contratista deberá cumplir con todas las instrucciones y normas aplicables relacionadas con el movimiento de tierras, incluyendo normativas locales, reglamentos de seguridad y salud ocupacional, así como las especificaciones establecidas en el contrato.

2.1.3 DESCRIPCIÓN DE LA OBRA

- Documentación: El Contratista deberá revisar detalladamente la documentación del proyecto, que incluye el pliego de condiciones generales, los planos y cualquier otra información técnica relevante relacionada con el movimiento de tierras.
- Planos: Los planos del proyecto indicarán la ubicación, la geometría y las cotas de los movimientos de tierras a realizar. El Contratista deberá seguir e interpretar correctamente los planos para ejecutar los trabajos de acuerdo con las especificaciones.
- Interpretación de la documentación: En caso de cualquier ambigüedad o discrepancia entre los documentos del proyecto, el Contratista deberá solicitar aclaraciones al Director de Obra antes de iniciar los trabajos.
- Replanteo: El Contratista deberá llevar a cabo el replanteo de la obra, asegurando que las excavaciones, rellenos y demás actividades se realicen en las ubicaciones y

dimensiones correctas, de acuerdo con los planos y las instrucciones del Director de Obra.

- Seguridad y salud: El Contratista deberá implementar las medidas de seguridad y salud adecuadas para proteger a los trabajadores y a terceros durante la ejecución de los trabajos de movimiento de tierras. Deberán cumplirse las normativas y regulaciones vigentes en materia de seguridad laboral.
- Control de calidad: El Contratista será responsable de llevar a cabo un control de calidad adecuado durante todas las etapas del movimiento de tierras, incluyendo la supervisión de la compactación del suelo, la adecuada colocación y compactación de los rellenos y la comprobación de la estanqueidad de las excavaciones.

2.1.4 PRESCRIPCIONES PARA LA EJECUCIÓN DE EXCAVACIONES Y RELLENOS

- Excavación para cimentaciones y foso: Las excavaciones para cimentaciones y fosos deberán ejecutarse de acuerdo con las dimensiones y las cotas indicadas en los planos del proyecto. Se deberá prestar especial atención a la estabilidad del terreno durante las excavaciones, implementando las medidas de seguridad necesarias.
- Excavación en zanjas: Las excavaciones en zanjas deberán realizarse de manera que se garantice la estabilidad de las mismas y se evite el deslizamiento del terreno. Se tomarán medidas para evitar daños a servicios existentes y se seguirán las indicaciones del proyecto en cuanto a profundidad, pendiente y protección de taludes.

2.1.5 ESTANQUEIDAD DE EXCAVACIONES

En caso de que sea necesario mantener las excavaciones estancadas, el Contratista deberá adoptar las medidas apropiadas, como el uso de materiales impermeabilizantes o la instalación de sistemas de drenaje adecuados. Se deberá garantizar que no haya filtraciones de agua u otros líquidos en las excavaciones, evitando posibles problemas de estabilidad y daños a estructuras adyacentes.

2.1.6 RELLENOS

- Rellenos con material filtrante: Los rellenos con material filtrante se realizarán de acuerdo con las especificaciones del proyecto. Se utilizará material de calidad adecuada, evitando la presencia de materiales orgánicos, escombros o cualquier otro elemento que pueda comprometer la estabilidad y la capacidad de drenaje del relleno. Se llevará a cabo una compactación adecuada para garantizar la estabilidad del terreno.
- Relleno de zanjas para cables eléctricos: En el caso de rellenos de zanjas destinadas a la instalación de cables eléctricos, se seguirán las instrucciones y normativas específicas establecidas por las empresas proveedoras de servicios eléctricos. Se utilizarán materiales y técnicas adecuadas para proteger los cables y garantizar su correcto funcionamiento.
- Control de calidad: El Contratista deberá llevar a cabo un control de calidad durante la ejecución de los rellenos, verificando la compactación, el espesor y la homogeneidad de los mismos. Se podrán realizar pruebas de densidad y muestras de materiales para asegurar el cumplimiento de los requisitos establecidos en el proyecto.

2.2 ESPECIFICACIÓN DE OBRAS DE HORMIGÓN

2.2.1 OBJETO

El presente pliego establece las especificaciones técnicas para la ejecución de obras de hormigón en el proyecto de obra civil.

2.2.2 INSTRUCCIONES Y NORMAS

El Contratista deberá cumplir con todas las instrucciones y normas aplicables relacionadas con la ejecución de obras de hormigón, incluyendo normativas locales, reglamentos de seguridad y salud ocupacional, así como las especificaciones establecidas en el contrato.

2.2.3 DESCRIPCIÓN DE LA OBRA

- Documentación: El Contratista deberá revisar detalladamente la documentación del proyecto, que incluye el pliego de condiciones generales, los planos y cualquier otra información técnica relevante relacionada con las obras de hormigón.
- Planos: Los planos del proyecto indicarán la ubicación, las dimensiones y las características del hormigón a utilizar. El Contratista deberá seguir e interpretar correctamente los planos para ejecutar los trabajos de acuerdo con las especificaciones.
- Interpretación de la documentación: En caso de cualquier ambigüedad o discrepancia entre los documentos del proyecto, el Contratista deberá solicitar aclaraciones al Director de Obra antes de iniciar los trabajos.
- Replanteo: El Contratista deberá llevar a cabo el replanteo de la obra de hormigón, asegurando que las dimensiones y las ubicaciones de los elementos estructurales sean las correctas, de acuerdo con los planos y las instrucciones del Director de Obra.
- Seguridad y salud: El Contratista deberá implementar las medidas de seguridad y salud adecuadas para proteger a los trabajadores y a terceros durante la ejecución de las obras de hormigón. Deberán cumplirse las normativas y regulaciones vigentes en materia de seguridad laboral, incluyendo el uso de equipos de protección personal, la señalización adecuada de áreas de trabajo y la implementación de medidas de prevención de riesgos.
- Control de calidad: El Contratista será responsable de llevar a cabo un riguroso control de calidad durante todas las etapas de las obras de hormigón. Se realizarán pruebas y ensayos para verificar la resistencia, la densidad, la adherencia y otras propiedades del hormigón, asegurando que cumpla con los requisitos establecidos en el proyecto.

2.2.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES

- Procedencia y recepción de los materiales: Todos los materiales utilizados en las obras de hormigón deberán ser de procedencia confiable y cumplir con las normas y especificaciones técnicas aplicables. El Contratista deberá recibir y verificar la

calidad de los materiales antes de su utilización, rechazando aquellos que no cumplan con los requisitos.

- Almacenamiento de materiales: Los materiales utilizados en las obras de hormigón deberán almacenarse adecuadamente para evitar su deterioro. Se tomarán precauciones para protegerlos de la humedad, la contaminación y otros factores que puedan afectar su calidad.
- Materiales para encofrados y cimbras: Los materiales utilizados para encofrados y cimbras deberán ser resistentes y de calidad adecuada para soportar las cargas y presiones del hormigón fresco. Se prestará especial atención a la estabilidad y resistencia de los encofrados durante el proceso de colado.
- Armaduras: Las armaduras utilizadas en las obras de hormigón deberán cumplir con los requisitos de resistencia y dimensiones establecidos en el proyecto. Se llevará a cabo una correcta colocación y anclaje de las armaduras, siguiendo las indicaciones de los planos y las normas técnicas.
- Elementos embebidos y pernos de anclaje: Los elementos embebidos y pernos de anclaje utilizados en las obras de hormigón deberán cumplir con los requisitos de resistencia y dimensiones establecidos en el proyecto. Se prestará especial atención a su correcta ubicación y fijación durante el colado del hormigón.
- Cemento: El cemento utilizado en las obras de hormigón deberá ser de calidad adecuada y cumplir con las normas técnicas aplicables. Se verificará su procedencia, almacenamiento y dosificación de acuerdo con las recomendaciones del fabricante.
- Agua: El agua utilizada en la preparación del hormigón deberá ser limpia y libre de impurezas que puedan afectar la calidad y resistencia del material. Se tomarán medidas para asegurar su correcta dosificación y control durante el proceso de mezclado.
- Áridos: Los áridos utilizados en las obras de hormigón, como la arena y la grava, deberán cumplir con los requisitos de calidad establecidos en el proyecto. Se verificará su granulometría, resistencia y limpieza antes de su utilización.
- Aditivos: En caso de utilizar aditivos en el hormigón, se deberá verificar que cumplan con las especificaciones y normativas correspondientes. Se seguirán las

recomendaciones del fabricante en cuanto a dosificación, tiempo de mezclado y efectos esperados en las propiedades del hormigón.

- Morteros: Los morteros utilizados en las obras de hormigón, como los morteros de rejuntado o los morteros de reparación, deberán cumplir con las especificaciones técnicas establecidas en el proyecto. Se prestará especial atención a la dosificación, la consistencia y la aplicación correcta de los morteros.
- Materiales para juntas de estanqueidad: En caso de requerirse juntas de estanqueidad en las obras de hormigón, se utilizarán materiales adecuados que cumplan con los requisitos de impermeabilidad y resistencia establecidos en el proyecto. Se prestará atención a la correcta colocación y sellado de las juntas para garantizar su efectividad.

2.2.5 CONDICIONES DE EJECUCIÓN

- Ejecución y colocación de encofrados y cimbras: El Contratista deberá seguir las indicaciones del proyecto en cuanto a la ejecución y colocación de encofrados y cimbras. Se prestará especial atención a la estabilidad y resistencia de los encofrados durante el colado del hormigón, evitando deformaciones y fugas de material.
- Preparación y colocación de armaduras: El Contratista deberá preparar y colocar las armaduras de acuerdo con las especificaciones del proyecto. Se prestará atención a la correcta posición, separación y anclaje de las armaduras, asegurando su adecuada resistencia y conexión con el hormigón.
- Elementos embebidos y pernos de anclaje: Los elementos embebidos y pernos de anclaje deberán ser instalados de acuerdo con las indicaciones del proyecto. Se prestará atención a su correcta ubicación y fijación durante el colado del hormigón, asegurando su adecuada resistencia y funcionalidad.
- Dosificación del hormigón: El Contratista deberá asegurar una correcta dosificación del hormigón, siguiendo las indicaciones del proyecto y las recomendaciones del fabricante. Se prestará atención a la mezcla adecuada de los materiales, la relación agua-cemento, la granulometría de los áridos y la dosificación de aditivos, si corresponde.

2.2.6 CONTROL DE CALIDAD

El Contratista será responsable de realizar un riguroso control de calidad durante todas las etapas de las obras de hormigón. Se llevarán a cabo pruebas y ensayos para verificar la resistencia, la densidad, la adherencia y otras propiedades del hormigón, asegurando que cumpla con los requisitos establecidos en el proyecto. Además, se implementarán medidas de control para evitar la aparición de fisuras, defectos superficiales o cualquier otro problema que pueda comprometer la calidad y durabilidad de las estructuras de hormigón.

Capítulo 3. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

3.1 ESPECIFICACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE GENERACIÓN

3.1.1 CONDUCTORES

- Circuitos de control: Los conductores utilizados en los circuitos de control deberán cumplir con las normativas y especificaciones técnicas aplicables. Se utilizarán cables adecuados para la transmisión de señales de control, garantizando su calidad, aislamiento y capacidad de resistencia a interferencias electromagnéticas.
- Circuitos de potencia media tensión: Los conductores empleados en los circuitos de potencia de media tensión deberán cumplir con las normas y regulaciones correspondientes. Se utilizarán cables de media tensión con aislamiento adecuado y capacidad de conducción suficiente para soportar la carga prevista.
- Media tensión: Los conductores de media tensión utilizados en la infraestructura eléctrica de generación deberán cumplir con las especificaciones técnicas establecidas por las autoridades competentes. Se prestará atención a la selección de cables con aislamiento resistente y características adecuadas para la transmisión de energía en media tensión.

3.1.2 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

- Transformadores: Los transformadores utilizados en los centros de transformación deberán cumplir con las normativas y especificaciones técnicas correspondientes. Se seleccionarán transformadores con la capacidad de transformación y aislamiento adecuados, considerando las necesidades de la infraestructura eléctrica.
- Celdas de media tensión:

- Embarrado general de celdas: El embarrado general de las celdas de media tensión deberá realizarse de acuerdo con las especificaciones del proyecto. Se prestará atención a la correcta conexión y distribución de los conductores en el embarrado, asegurando la adecuada capacidad de carga y protección.
- Conexión con cables: La conexión de las celdas de media tensión con los cables de alimentación deberá realizarse de acuerdo con las especificaciones técnicas y las normas aplicables. Se prestará especial atención a la correcta terminación y conexión de los cables, asegurando la integridad y la eficiencia del sistema.

3.1.3 SISTEMAS DE CONTROL

- Sistema de regulación: El sistema de regulación utilizado en la infraestructura eléctrica de generación deberá cumplir con las normativas y especificaciones técnicas correspondientes. Se prestará atención a la selección y configuración adecuada de los dispositivos de regulación, garantizando un control preciso y seguro de los parámetros eléctricos.
- Sistema de supervisión: El sistema de supervisión utilizado en la infraestructura eléctrica de generación deberá cumplir con las normativas y especificaciones técnicas establecidas. Se implementará un sistema de supervisión y control que permita monitorear y gestionar de manera eficiente el funcionamiento de los equipos eléctricos, garantizando la seguridad y la eficacia del sistema.

3.2 ESPECIFICACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS 30 kV EN EDIFICIO DE CONTROL Y CENTRO DE SECCIONAMIENTO

3.2.1 CONDUCTORES

- Circuitos de potencia 0,6/1 kV: Los conductores utilizados en los circuitos de potencia de 0,6/1 kV deberán cumplir con las normas y regulaciones correspondientes. Se emplearán cables adecuados con aislamiento resistente y

capacidad de conducción suficiente para soportar la carga prevista en este rango de tensión.

- Circuitos de potencia 30 kV: Los conductores empleados en los circuitos de potencia de 30 kV deberán cumplir con las especificaciones técnicas establecidas por las autoridades competentes. Se utilizarán cables de alta tensión con aislamiento adecuado y capacidad de conducción para asegurar una transmisión eficiente y segura de la energía eléctrica.
- Baja tensión: En los circuitos de baja tensión, se utilizarán conductores que cumplan con las normativas y especificaciones técnicas correspondientes. Los cables seleccionados deberán tener un aislamiento adecuado y una capacidad de corriente suficiente para satisfacer las demandas de la infraestructura eléctrica.
- Media tensión: Los conductores de media tensión utilizados en la infraestructura eléctrica de 30 kV deberán cumplir con las especificaciones técnicas establecidas por las autoridades competentes. Se prestará atención a la selección de cables con aislamiento resistente y características adecuadas para la transmisión de energía en este nivel de tensión.
- Transformador de Servicios Auxiliares: El transformador de servicios auxiliares utilizado en el sistema eléctrico de 30 kV deberá cumplir con las normativas y especificaciones técnicas correspondientes. Se seleccionará un transformador adecuado para suministrar la energía necesaria a los equipos auxiliares y sistemas de control.

3.2.2 APARELLAJE EN 30 kV

- Cabinas 30 kV:
 - o Cabina de acometida: La cabina de acometida en el sistema eléctrico de 30 kV deberá cumplir con las normativas y especificaciones técnicas establecidas. Se prestará atención a la selección y configuración adecuada de los equipos y dispositivos de protección, asegurando un suministro eléctrico seguro y confiable.

- Cabina de medida: La cabina de medida en el sistema eléctrico de 30 kV deberá cumplir con las normativas y especificaciones técnicas correspondientes. Se instalarán equipos de medición precisos y confiables para monitorear y controlar los parámetros eléctricos en este nivel de tensión.
- Cabina de Servicios Auxiliares: La cabina de servicios auxiliares en el sistema eléctrico de 30 kV deberá cumplir con las normativas y especificaciones técnicas establecidas. Se prestará atención a la selección y configuración adecuada de los equipos de control y suministro de energía para los sistemas auxiliares, garantizando su funcionamiento eficiente y seguro.
- Medida de tensión en barras: Se implementará un sistema de medición de tensión en barras en la cabina de acometida del sistema eléctrico de 30 kV. Este sistema estará compuesto por equipos de medición de alta precisión y confiabilidad, que permitan monitorear y controlar de manera efectiva los niveles de tensión en las barras del sistema.
- Cabina de protección de línea: La cabina de protección de línea en el sistema eléctrico de 30 kV deberá cumplir con las normativas y especificaciones técnicas correspondientes. Se instalarán dispositivos de protección, como relés de sobrecorriente y relés de distancia, para asegurar la detección y desconexión rápida de posibles fallas en la línea de transmisión.
- Interruptores: Los interruptores utilizados en el sistema eléctrico de 30 kV deberán cumplir con las normas y regulaciones aplicables. Se seleccionarán interruptores de potencia adecuados para garantizar la conmutación segura y confiable de la corriente en este nivel de tensión.
- Seccionadores de p.a.t.: Los seccionadores de puesta a tierra (p.a.t.) en el sistema eléctrico de 30 kV deberán cumplir con las especificaciones técnicas establecidas. Se instalarán seccionadores de p.a.t. adecuados para permitir la conexión y desconexión segura de las líneas y equipos, asegurando la protección contra descargas eléctricas.
- Transformadores de intensidad: Los transformadores de intensidad utilizados en el sistema eléctrico de 30 kV deberán cumplir con las normas y regulaciones

correspondientes. Se seleccionarán transformadores de intensidad precisos y confiables para medir la corriente en el sistema y proporcionar señales de control y protección adecuadas.

- Transformadores de tensión: Los transformadores de tensión en el sistema eléctrico de 30 kV deberán cumplir con las especificaciones técnicas establecidas. Se instalarán transformadores de tensión precisos y confiables para medir los niveles de tensión en el sistema, proporcionando señales de control y protección precisas.

3.2.3 APARELLAJE B.T. Y EQUIPOS AUXILIARES

- Armarios distribución y protección de baja tensión: Los armarios de distribución y protección de baja tensión en el sistema eléctrico deberán cumplir con las normas y regulaciones correspondientes. Se instalarán armarios equipados con interruptores automáticos y dispositivos de protección adecuados para garantizar la distribución segura y confiable de la energía eléctrica a los diferentes puntos de consumo.
- Interruptores automáticos: Los interruptores automáticos utilizados en el sistema eléctrico de baja tensión deberán cumplir con las normas y regulaciones aplicables. Se seleccionarán interruptores automáticos de calidad, con capacidad de interrupción adecuada y protección contra sobrecargas y cortocircuitos.
- Interruptores-fusibles: Los interruptores-fusibles utilizados en el sistema eléctrico de baja tensión deberán cumplir con las normativas y especificaciones técnicas correspondientes. Se seleccionarán interruptores-fusibles adecuados para garantizar la protección contra sobrecargas y cortocircuitos, permitiendo una desconexión rápida y segura en caso de fallas en el sistema.
- Protecciones: El sistema de protección en el sistema eléctrico de baja tensión deberá cumplir con las normativas y regulaciones establecidas. Se implementarán dispositivos de protección, como relés de sobrecorriente, relés diferenciales y relés de distancia, que permitan detectar y desconectar de manera eficiente las fallas eléctricas y garantizar la seguridad del sistema.
- Medida: El sistema de medida en el sistema eléctrico de baja tensión deberá cumplir con las especificaciones técnicas establecidas. Se instalarán equipos de medición

precisos, como medidores de energía y medidores de parámetros eléctricos, para monitorear y controlar el consumo y el rendimiento del sistema.

- Telemando y teleseñal: El sistema de telemando y teleseñal en el sistema eléctrico de baja tensión deberá cumplir con las normativas y especificaciones técnicas correspondientes. Se implementarán sistemas de comunicación y control remoto que permitan supervisar y operar los equipos y sistemas eléctricos de forma remota, facilitando la gestión y el monitoreo eficiente del sistema.
- Sistema de alimentación de corriente continua: El sistema de alimentación de corriente continua en el sistema eléctrico de baja tensión deberá cumplir con las especificaciones técnicas establecidas. Se instalarán fuentes de alimentación de corriente continua confiables y estables, como baterías o fuentes de alimentación ininterrumpida (UPS), para garantizar la continuidad del suministro de energía a los equipos y sistemas críticos.
- Aparatos de medida analógica: Los aparatos de medida analógica utilizados en el sistema eléctrico de baja tensión deberán cumplir con las normas y regulaciones aplicables. Se seleccionarán instrumentos de medida analógica de calidad y precisión, como amperímetros y voltímetros, para realizar mediciones de corriente y tensión de manera confiable y precisa.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO
**PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE
EÓLICO TERRESTRE**

DOCUMENTO 4: PRESUPUESTO

Autor: Ignacio Domingo Górriz

Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Índice del Presupuesto

<i>Capítulo 1. Mediciones y precios unitarios.....</i>	<i>3</i>
<i>Capítulo 2. Presupuesto de ejecución material y por contrata</i>	<i>10</i>

Índice de Tablas

Tabla 1. Presupuesto de ejecución material y por contrata 12

Capítulo 1. MEDICIONES Y PRECIOS UNITARIOS

El presente capítulo tiene como objetivo proporcionar una descripción detallada de las mediciones necesarias y los precios unitarios correspondientes en el marco del proyecto de ejecución del parque eólico. Estas mediciones y precios unitarios son elementos fundamentales para estimar con precisión los costos asociados a las distintas partidas del proyecto y asegurar una planificación adecuada de los recursos.

En este capítulo, se presentarán las mediciones requeridas para la realización del parque eólico, las cuales han sido identificadas y evaluadas cuidadosamente. Estas mediciones abarcan diversos aspectos, desde la superficie del terreno a ser utilizado hasta las dimensiones y características técnicas de los elementos eólicos, considerando las particularidades y exigencias propias de este tipo de proyecto.

Asimismo, se proporcionarán los precios unitarios correspondientes a cada partida del proyecto. Estos precios unitarios se establecen tomando en cuenta los recursos necesarios para llevar a cabo las tareas planificadas, como mano de obra, materiales, equipos y servicios especializados. De esta manera, se busca garantizar una estimación precisa de los costos y una gestión eficiente de los recursos económicos disponibles.

Es importante destacar que las mediciones y precios unitarios presentados en este capítulo han sido elaborados con base en estándares reconocidos y considerando las mejores prácticas en la industria de parques eólicos. Asimismo, se ha tenido en cuenta la normativa vigente y las regulaciones aplicables, con el fin de asegurar la calidad y viabilidad del proyecto.

Este capítulo constituye una referencia fundamental para la elaboración del presupuesto global del proyecto de ejecución del parque eólico. Además, servirá como guía durante la etapa de ejecución, facilitando la gestión y control de los costos asociados a las diferentes partidas, así como la toma de decisiones en cuanto a la asignación de recursos.

A lo largo de este capítulo, se detallarán exhaustivamente las mediciones necesarias y los precios unitarios correspondientes, proporcionando una visión integral de los recursos requeridos para la exitosa implementación del parque eólico. Esto permitirá contar con un presupuesto sólido y confiable, respaldado por una planificación precisa y realista.

Cabe resaltar que este capítulo constituye una parte esencial del documento de presupuesto, brindando una base sólida para el desarrollo de los siguientes capítulos relacionados con la ejecución material y contrata del proyecto.

En resumen, el capítulo 1 se enfoca en las mediciones y precios unitarios, los cuales son elementos clave para estimar los costos del proyecto de ejecución del parque eólico. A través de una descripción detallada y precisa, se garantiza una gestión eficiente de los recursos y una adecuada planificación de las actividades necesarias para su realización.

ORDEN	CONCEPTO	UDS.	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	TOTALES	PRECIO UNITARIO	IMPORTE (€)
1	CAPÍTULO 1: OBRA CIVIL								
1.1	Subcapítulo 1.1: Movimiento de tierras								
1.1.1	m ² Limpieza y desbroce a máquina								
	Desbroce y limpieza de terreno por medios mecánicos, con un espesor de 25 a 35 cm, incluso carga y transporte de los productos del desbroce a vertedero o a acopios intermedios para su posterior utilización.								
	Viales nuevos	1	5.575,00	8,00		44.600,00			
	Plataformas	8	60,00	75,00		36.000,00			
	Aerogeneradores	8							
	Cimentación torre meteorológica	1	2,50	2,50		6,25			
	Zanja línea 30 kV	1	7.675,00	0,70		5.372,50			
1.1.2	m ³ Excav. DESMONTE terreno compacto						85.978,75	1,03	88.558,11
	Excavación en desmonte, a cielo abierto, por medios mecánicos, en terrenos de consistencia media dura, hasta una profundidad igual o menor de dos metros, incluso carga y transporte a vertedero de los productos procedentes de la excavación.								
	Viales principales	1				82.510,00			
	Plataformas	8							
							82.510,00	3,62	298.686,20
1.1.3	m ³ Excav. Zanjas en terreno compacto.								
	Excavación en pozo o zanjas, por procedimientos mecánicos, en terreno de consistencia dura, hasta una profundidad igual o menor de dos metros, incluso carga y transporte a vertedero de los productos procedentes de la excavación.								
	Zanjas línea media tensión	1	7.675,00	0,70	1,00	5.372,50			
							5.372,50	6,97	37.446,33
1.1.4	m ³ Excav. Vaciado terreno compacto.								
	Excavación en terrenos de consistencia dura, en vaciado para cimentación de grandes dimensiones, hasta 3 m de profundidad, incluso transporte de sobrantes a vertedero o acopios intermedios, para su posterior reutilización.								
	Ciment. Aerogeneradores	8		1.050,00		8.400,00			
	Ciment. Torres Metro	1	2,20	2,20	1,00	4,84			
							8.404,84	8,60	72.281,62
1.1.5	m ³ Relleno en cimentación de aerogeneradores								
	Relleno en cimentación de aerogeneradores con material procedente de la excavación, tendido en tongadas de 20 cm, con preparación previa, explanación, humectación y compactación hasta el 95% del Proctor Modificado, medido sobre perfil.								
	Ciment. Aerogeneradores	8		830,00		6.640,00			
							6.640,00	13,88	92.163,20
1.1.6	m ³ Relleno en TERRAPLEN núcleo de viales.								
	Relleno en núcleo de viales con material de calidad tolerable (PG-3), procedente de la excavación, o de préstamos, tendido en tongadas de 20 cm, con preparación previa, explanación, humectación y compactación hasta el 95% del Proctor Modificado, medido sobre perfil.								
	Viales principales	1				75.820,00			
	Plataformas	8							
							75.820,00	2,00	151.640,00
1.1.7	m ³ Relleno firme de viales.								
	Relleno en ejecución de firme de viales con zahorras artificiales de calidad sub-base del PG-3, tendido en capa de 20 cm, compactado y humectado, hasta el 98% del Proctor Modificado, medido sobre perfil.								
	Viales nuevos	1	5.575,00	8,00	0,25	11.150,00			
	Plataformas	8	50,00	65,00	0,10	2.600,00			
							13.750,00	10,46	143.825,00
1.1.8	m ³ Relleno en zonas localizadas.								
	Relleno, extendido y compactado de tierras en zonas localizadas, por medios manuales, con apisonadora manual tipo rana, en tongadas de 30 cm de espesor, incluso humectación de las mismas, con aporte de material procedente de la excavación o préstamo, medido sobre perfil.								
	Zanja línea media tensión	1	7.675,00	0,70	0,45	2.417,63			
1.1.9	m ³ Relleno con arena en zanjas.						2.417,63	3,01	7.277,05
	Relleno con arena de río en zanjas, por medios manuales, en formación de lechos para tendidos de cables, incluso aporte de materiales, testigos y compactado, medido sobre perfil.								
	Zanja línea media tensión	1	7.675,00	0,70	0,55	2.954,88			
							2.954,88	21,04	62.170,57
1.1.10	mL Formación de cuneta.								
	Formación de cuneta en tierra, taludes 2-1, con profundidad de 0,20 m.								
	Viales principales	1	5.575,00			5.575,00			
							5.575,00	1,80	10.035,00
	TOTAL SUBCAPÍTULO 1.1								964.083,08

1.2	Subcapítulo 1.2: Hormigones								
1.2.1	m ³ Hormigón de Limpieza HM 10. Suministro y colocación de hormigón en masa HM 10, con una resistencia característica Fck de 10 N/mm ² , para limpieza y nivelación de fondos de excavación, incluso vertido, vibrado y nivelación del mismo.								
	Ciment. Aerogenerador	8			40,00	320,00			
	Ciment. Torre Meteo	1			0,40	0,40			
							320,40	95,49	30.595,00
1.2.2	m ³ Horm. HA-30 T. máx. 20 mm. Ciment. Suministro y colocación de hormigón fuertemente armado, tipo HA-30, con una resistencia característica Fck de 30 N/mm ² , y 20 mm de tamaño máximo del árido en cimentaciones, incluso vertido, vibrado y nivelación del mismo. Según normas NTE-CSZ y EHE.								
	Ciment. Aerogenerador	8			550,00	4.400,00			
	Ciment. Torre Meteo	1			13,20	13,20			
							4.413,20	87,77	387.346,56
1.2.3	m ² Encofrado curvo en alzados Encofrado y desencofrado con madera suelta en zapatas de cimentación, considerando 8 posturas.								
	Ciment. Aerogenerador	8	50,00			400,00			
							400,00	56,21	22.484,00
1.2.4	m ² Junta de hormigón Junta entre fases de hormigonado con producto adhesivo adecuado, incluso limpieza y preparación de la superficie, suministro y colocación, entre la zapata y el pedestal.								
	Ciment. Aerogenerador	8	70,00			560,00			
							560,00	56,21	31.477,60
	TOTAL SUBCAPÍTULO 1.2								471.903,16
1.3	Subcapítulo 1.3: Aceros								
1.3.1	kg Acero Corrugado B 500 S o N. Suministro y colocación de acero corrugado B 500 S o N, cortado, doblado, según dimensiones y formas indicadas en los planos, incluso p.p. de solapes, recortes y despuntes. Según EHE								
	Ciment. Aerogenerador	8			57.420,00	459.360,00			
							459.360,00	0,84	385.862,40
1.3.2	Ud Sistema de anclaje de la torre del aerogenerador a la cimentación Sistema de anclaje compuesto por Juegos de Pernos y accesorios, según las indicaciones del suministrador, para los aerogeneradores.								
	Ciment. Aerogenerador	8				8,00			
							8,00	500,00	4.000,00
	TOTAL SUBCAPÍTULO 1.3								389.862,40
1.4	Subcapítulo 1.4: Varios								
1.4.1	mL Cinta plástica señalizadora. Cinta de plástico señalizadora normalizada, enterrada en zanja sobre cables eléctricos.								
		1	7.675,00			7.675,00			
							7.675,00	0,50	3.837,50
1.4.2	Ud Suplemento cruce zanja/calzada. Suplemento cruce especial de zanja con calzada, a base de fibrocemento para alojamiento de conductores y relleno de hormigón HM-20, s/planos, incluso aporte de material.								
		8				8,00			
							8,00	900,00	7.200,00
1.4.3	mL Plancha PVC Plancha de PVC enterrada para protección de cables eléctricos en zanja enterrada								
		1	7.675,00			7.675,00			
							7.675,00	2,00	15.350,00
1.4.4	Ud de mojoneros de hormigón prefabricado Suministro y colocación de mojoneros de hormigón prefabricado a una distancia de 70 metros, para señalización de recorrido de zanjas incluyendo: aporte, suministro y colocación, aplomado del poste y retacado con materiales de la propia excavación.								
		1				110,00			
							110,00	30,00	3.300,00
1.4.5	P.A de Balizamientos de Yacimientos Arqueológicos Balizamiento de yacimientos arqueológicos a base de cerramiento perimetral constituido por postes de madera y cinta de plástico								
		1				1,00			
							1,00	4.000,00	4.000,00
	TOTAL SUBCAPÍTULO 1.4								33.687,50
	TOTAL CAPÍTULO 1								1.859.536,14

ORDEN	CONCEPTO	UDS.	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	TOTALES	PRECIO UNITARIO	IMPORTE [€]
2	CAPÍTULO 2: CONDUCTORES Y P.A.T. CABINAS MEDIA TENSIÓN								
2.1	Subcapítulo 2.1: Conductores y P.A.T								
2.1.1	ML. Suministro de cable MT 1x400 mm ² Conductor de enlace en M.T., entre aerogeneradores, tipo HEPRZI AL (AS) 18/30 kV, 1x400 mm ² , Al	0	6.461,00			0,00	0,00	10,50	0,00
2.1.2	ML. Suministro de cable MT 1x300 mm ² Conductor de enlace en M.T., entre aerogeneradores, tipo HEPRZI AL (AS) 18/30 kV, 1x300 mm ² , Al	0	0,00			0,00	0,00	8,00	0,00
2.1.3	ML. Suministro de cable MT 1x240 mm ² Conductor de enlace en M.T., entre aerogeneradores, tipo HEPRZI AL (AS) 18/30 kV, 1x240 mm ² , Al	2	12.150,00			24.300,00	24.300,00	6,50	157.950,00
2.1.4	ML. Suministro de cable MT 1x150 mm ² Conductor de enlace en M.T., entre aerogeneradores, tipo HEPRZI AL (AS) 18/30 kV, 1x150 mm ² , Al	0	0,00			0,00	0,00	4,90	0,00
2.1.5	ML. Suministro de cable BT 3x6 mm ² Conductor en B.T., entre aerogeneradores y torres meteorológicas tipo RV 0,6/1 kV, 3x6 mm ² , Cu.	1	500,00			500,00	500,00	0,73	365,00
2.1.6	ML. Suministro de cable Fibra Óptica monomodo. Cable de transmisión de señales y datos para control, maniobra y automatismos de fibra óptica 10/125, a base de 8 hilos monomodo, tipo DP06-ET 90.316.OM2	1	5.025,00			5.025,00	5.025,00	1,37	6.884,25
2.1.7	ML. Suministro de cable Fibra Óptica multimodo Cable de transmisión de señales y datos para control, maniobra y automatismos de fibra óptica 50/125, a base de 8 hilos multimodo, tipo DP06-ET 90.316.OM2	1	5.135,00			5.135,00	5.135,00	1,13	5.802,55
2.1.8	Ud. Puesta a Tierra Aerogenerador. Instalación p.at. aerogenerador considerando cable de Cu desnudo de 50 mm ² , soldaduras aluminométricas, picas, etc.	1	8,00			8,00	8,00	739,00	5.912,00
2.1.9	ML. Suministro de cable de tierra de 1x95 mm ² Conductor de p.a.t. para enlace entre aerogeneradores, CT y subestación, a base conductor Cu desnudo 95 mm ² .	1	5.135,00			5.135,00	5.135,00	2,92	14.994,20
	TOTAL SUBCAPÍTULO 2.1								191.908,00
2.2	Subcapítulo 2.2: Tendido y Montaje								
2.2.1	Ud. Tendido y montaje Tendido, conexionado, e identificación de los cables anteriores, en zanja registrable o enterrados. Incluidos terminales y empalme. (No se incluye obra civil).	1	1,00			1,00	1,00	62.000,00	62.000,00
	TOTAL SUBCAPÍTULO 2.2								62.000,00
2.3	Subcapítulo 2.3: Cabinas de Media Tensión								
2.3.1	Ud. Cabinas compactas Conjunto modular de cabinas de media tensión formado por cabinas de remonte, seccionamiento y protección general	2	1,00			2,00	2,00	11.789,00	23.578,00
	0L+1V	6	1,00			6,00	6,00	15.800,00	94.800,00
	0L+2L+1V	0	1,00			0,00	0,00	19.800,00	0,00
	TOTAL SUBCAPÍTULO 2.3								118.378,00
	TOTAL CAPÍTULO 2								372.286,00

ORDEN	CONCEPTO	UDS.	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	TOTALES	PRECIO UNITARIO	IMPORTE [€]
3	CAPÍTULO 3: AEROGENERADORES								
3.1	Subcapítulo 3.1: Unidades Nordex N163/5.X								
	Ud. Aerogenerador								
	Aerogenerador tipo Nordex compuesto por un rotor de 163 m de diámetro, góndola multiplicador, sistema de frenado, generador eléctrico, grupos hidráulicos, sistemas automáticos de giro, orientación, cuadros control incluido el transporte, montaje y puesta en servicio del mismo.	8				8,00	8,00	4.520.000,00	36.160.000,00
	TOTAL SUBCAPÍTULO 3.1								36.160.000,00
	TOTAL CAPÍTULO 3								
									36.160.000,00
ORDEN	CONCEPTO	UDS.	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	TOTALES	PRECIO UNITARIO	IMPORTE [€]
4	CAPÍTULO 4: SUBESTACIÓN 30/132 kV								
4.1	Subcapítulo 4.1: Obra Civil Subestación								
	P.A. Obra civil subestación área intemperie incluyendo movimiento tierras, hormigones, aceros, albañería, red de tierras, saneamiento y varios.	1				1,00	1,00	80.000,00	80.000,00
	TOTAL SUBCAPÍTULO 4.1								80.000,00
4.2	Subcapítulo 4.2: Estructuras Metálicas								
	Ud. Incluye todos los apoyos soportes en perfiles de acero galvanizado laminado necesarios para el aparellaje a instalar	1				1,00	1,00	20.000,00	20.000,00
	TOTAL SUBCAPÍTULO 4.2								20.000,00
4.3	Subcapítulo 4.3: Aparellaje y equipos Subestación 30 kV								
	Ud. Suministro de celda de acometida de línea 30 kV	2				2,00	2,00	23.990,00	47.980,00
	Ud. Suministro de celda de salida de línea 30 kV	1				1,00	1,00	23.990,00	23.990,00
	Ud. Suministro de celda servicios auxiliares 30 kV	1				1,00	1,00	11.050,00	11.050,00
	Ud. Suministro de equipo rectificador-batería	1				1,00	1,00	11.500,00	11.500,00
	Ud. Suministro de armario de SS.AA.	1				1,00	1,00	7.300,00	7.300,00
	Ud Suministro de transformador SS.AA.	1				1,00	1,00	3.150,00	3.150,00
	Ud. Autoválvulo	3				3,00	3,00	350,00	1.050,00
	P/A. Suministro y montaje de alumbrado y fuerza	1				1,00	1,00	13.400,00	13.400,00
	Ud. Suministro de elementos de seguridad	1				1,00	1,00	4.500,00	4.500,00
	Ud. Suministros S.A.I.	1				1,00	1,00	2.900,00	2.900,00
	TOTAL SUBCAPÍTULO 4.3								126.820,00

4.4	Subcapítulo 4.4: Aparellaje 132 kV								
4.4.1	Ud. Trafo potencia 132/30 kV	1				1,00			
							1,00	425.000,00	425.000,00
4.4.2	Ud. Seccionador C/PAT	1				1,00			
							1,00	11.750,00	11.750,00
4.4.3	Ud. Interruptor automático 132 kV	1				1,00			
							1,00	33.000,00	33.000,00
4.4.4	Ud. Autoválvula	6				6,00			
							6,00	1.600,00	9.600,00
4.4.5	Ud. Control y Protecciones	1				1,00			
							1,00	71.200,00	71.200,00
4.4.6	Ud. Tubos y piezas de conexión	1				1,00			
							1,00	10.000,00	10.000,00
4.4.7	Ud. Armario de medida facturación	1				1,00			
							1,00	30.000,00	30.000,00
4.4.8	Ud. Equipo de comunicaciones	1				1,00			
							1,00	60.000,00	60.000,00
4.4.9	Ud. Transformador intensidad	3				3,00			
							3,00	5.900,00	17.700,00
4.4.10	Ud. Transformador tensión	3				3,00			
							3,00	5.300,00	15.900,00
4.4.11	Ud. Cable de control, protección y medida	1				1,00			
							1,00	18.000,00	18.000,00
	TOTAL SUBCAPÍTULO 4.4								702.150,00
4.5	Subcapítulo 4.5: Montaje y puesta en marcha								
4.5.1	Montaje Aparellaje Eléctrico 30/132 kV	1				1,00			
							1,00	57.000,00	57.000,00
4.5.2	Supervisión, pruebas y puesta en marcha	1				1,00			
							1,00	23.000,00	23.000,00
	TOTAL SUBCAPÍTULO 4.5								80.000,00
	TOTAL CAPÍTULO 4								1.008.970,00
ORDEN	CONCEPTO	UDS.	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	TOTALES	PRECIO UNITARIO	IMPORTE [€]
5	CAPÍTULO 5: EDIFICIO DE CONTROL								
5.1	Subcapítulo 5.1: Obra Civil Edificio de control								
5.1.1	Ud. Obra Civil Edificio de Control								
	Edificio de Control del centro de seccionamiento del parque, según plantas de distribución recogidas en planos del proyecto de ejecución, con acabados y características constructivas adecuadas a las normas vigentes, totalmente acabado, de acuerdo a la memoria	1						100.000,00	100.000,00
	TOTAL SUBCAPÍTULO 5.1								100.000,00
	TOTAL CAPÍTULO 5								100.000,00
ORDEN	CONCEPTO	UDS.	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	TOTALES	PRECIO UNITARIO	IMPORTE [€]
6	CAPÍTULO 6: INGENIERÍA Y DIRECCIÓN DE OBRA								
6.1	Subcapítulo 6.1: Ingeniería del Parque Eólico								
6.1.1	Ud. De Ingeniería del parque eólico incluyendo tanto la ingeniería básica como la de detalle.	1						55.000,00	55.000,00
	TOTAL SUBCAPÍTULO 6.1								55.000,00
6.2	Subcapítulo 6.2: Dirección facultativa de la obra								
6.2.1	Ud. Dirección Facultativa de la obra	1						50.000,00	50.000,00
	TOTAL SUBCAPÍTULO 6.2								50.000,00
	TOTAL CAPÍTULO 6								105.000,00
ORDEN	CONCEPTO	UDS.	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	TOTALES	PRECIO UNITARIO	IMPORTE [€]
7	CAPÍTULO 7: VARIOS								
7.1	Subcapítulo 7.1: Control de Calidad								
7.1.1	Control de calidad en obra realizado por empresa especializada	1						15.000,00	15.000,00
	TOTAL SUBCAPÍTULO 7.1								15.000,00
	TOTAL CAPÍTULO 7								15.000,00
	TOTAL MEDICIONES Y PRECIOS UNITARIOS P.E. ALTO DE LA MUELA								39.248.506,14

Capítulo 2. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL Y POR CONTRATA

En el presente capítulo, se presenta el presupuesto completo para la ejecución material y por contrata del proyecto de parque eólico. Este presupuesto constituye una herramienta fundamental para evaluar los costos asociados a la adquisición de materiales y la contratación de servicios necesarios para llevar a cabo la implementación exitosa del parque eólico.

En primer lugar, se detalla el presupuesto de ejecución material, el cual comprende los costos relacionados con los materiales requeridos para la realización del proyecto. A través de una exhaustiva lista de los materiales necesarios, incluyendo su descripción, precios unitarios y cantidades requeridas, se obtiene un cálculo preciso del costo total de los materiales. Esto permite una planificación financiera adecuada y una gestión eficiente de los recursos económicos destinados a la adquisición de los materiales.

En segundo lugar, se presenta el presupuesto de contratación, el cual abarca los costos asociados a la contratación de servicios necesarios para el desarrollo del proyecto de parque eólico. Estos servicios pueden comprender diversos aspectos, como ingeniería, consultoría, transporte, entre otros. Mediante una descripción detallada de cada servicio, sus precios unitarios y las cantidades requeridas, se obtiene un cálculo preciso del costo total de la contratación. Esto permite evaluar de manera rigurosa los recursos financieros necesarios para contar con los servicios especializados indispensables en el proceso de ejecución del proyecto.

Es importante mencionar que tanto el presupuesto de ejecución material como el de contratación se han elaborado considerando los precios vigentes en el mercado y tomando en cuenta los estándares y regulaciones aplicables en la industria de parques eólicos.

Asimismo, se ha procurado mantener una estimación realista y equilibrada de los costos, teniendo en cuenta la calidad y eficiencia requeridas para alcanzar los objetivos del proyecto.

El presupuesto de ejecución material y por contrata presentado en este capítulo es una herramienta esencial para la planificación financiera y el control económico del proyecto de parque eólico. Proporciona una visión global y detallada de los costos involucrados en la implementación del proyecto, permitiendo una asignación adecuada de los recursos financieros disponibles.

Este capítulo complementa el capítulo anterior, que se centró en las mediciones y precios unitarios. Ambos capítulos constituyen elementos fundamentales para la elaboración del presupuesto global del proyecto, brindando una visión integral de los costos asociados a la ejecución material y contrata. Además, servirán como guía durante la etapa de ejecución, facilitando la gestión financiera y el seguimiento del presupuesto establecido.

En conclusión, el capítulo 2 proporciona un análisis detallado del presupuesto de ejecución material y por contrata del proyecto de parque eólico. A través de una descripción minuciosa y precisa, se establece un marco financiero sólido y confiable, permitiendo una gestión eficiente de los recursos económicos y una correcta planificación de las actividades necesarias para la ejecución exitosa del proyecto.

El desglose en euros (€) de las principales partidas del presupuesto se refleja a continuación:

Obra civil	2.084.536,14
Parque Eólico (Capítulo 1)	1.859.536,14
Edificio de control (Capítulo 5)	100.000,00
Obra Civil Subestación (Subcapítulo 4.1)	80.000,00
Estructuras metálicas (Subcapítulo 4.2)	20.000,00
Almacén de Residuos Peligrosos	25.000,00
Suministros eléctricos del Parque Eólico	1.139.256,00
Conductores y puesta a tierra (Subcapítulo 2.1)	191.908,00
Subestación (Subcapítulos 4.3 y 4.4)	828.970,00
Cabinas de Media Tensión (Subcapítulo 2.3)	118.378,00
Montaje Eléctrico del Parque Eólico	142.000,00
Tendido de cables (Subcapítulo 2.2)	62.000,00
CSI (Subcapítulo 4.2)	80.000,00
Aerogeneradores (Capítulo 3)	36.160.000,00
Ingeniería y Dirección de Obra	105.000,00
Ingeniería del Parque Eólico (Subcapítulo 6.1)	55.000,00
Dirección facultativa de la obra (Subcapítulo 6.2)	50.000,00
Varios (Capítulo 7)	15.000,00
TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL	39.645.792,14
16% Gastos Generales	6.225.320,46
3% Beneficio Industrial	1.167.247,59
TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	47.038.360,19
GASTOS DE DESARROLLO	600.000,00
INFRAESTRUCTURA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA	1.250.000,00
TOTAL INVERSIÓN (i.i.i)	48.888.360,19

Tabla 1. Presupuesto de ejecución material y por contrata

El presupuesto de ejecución por contrata de las instalaciones y obras del Parque Eólico de Alto de la Muela (45,6 MW) asciende a la cantidad de:

CUARENTA Y SIETE MILLONES TREINTA Y OCHO MIL TRESCIENTOS SESENTA EUROS Y DIECINUEVE CÉNTIMOS (47.038.360,19 €)



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO
**PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE
EÓLICO TERRESTRE**

ANEXO I: ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO

Autor: Ignacio Domingo Górriz

Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Índice Estudio del Recurso Eólico

Capítulo 1. Objeto	5
Capítulo 2. Alcance	6
Capítulo 3. Emplazamiento	8
Capítulo 4. Datos de partida	10
4.1 Datos de series temporales de viento en el emplazamiento	11
4.2 Orografía del emplazamiento.....	12
4.3 Rugosidad superficial de los distintos tipos de suelo.....	14
4.4 Densidad del aire.....	14
4.5 Curvas de potencia y coeficiente de empuje.....	16
Capítulo 5. Localización de los aerogeneradores	19
Capítulo 6. Resultados de la campaña de medición	21
6.1 Estación de Alto de la Muela	23
Capítulo 7. Perfiles verticales de viento	28
Capítulo 8. Conclusión de la campaña de medición	30
Capítulo 9. Extrapolación a largo plazo	32
Capítulo 10. Curvas isoventas	33
Capítulo 11. Emplazamiento de detalle de aerogeneradores	35
11.1 Evaluación de la energía media anual producida.....	35
11.2 General Electric GE 5.3-158 de 5,3 MW de Potencia Nominal (Potencia total instalada: 42,4 MW).....	36
11.3 Siemens Gamesa SG 6.0-155 de 6 MW de Potencia Nominal (Potencia total instalada: 48 MW).....	37
11.4 Nordex N163/5.X de 5,7 MW de Potencia Nominal (Potencia total instalada: 45,6 MW) .	38
Capítulo 12. Estimación de la energía media vertida a la red anualmente	39

Capítulo 13. Conclusiones..... 41

Índice de Figuras

Figura 1. Ubicación Parque Eólico Alto de la Muela (Google Maps, s.f.).....	9
Figura 2. Localización de los aerogeneradores en el área elegida (Google Earth, s.f.).....	9
Figura 3. Topografía digitalizada (Instituto Geográfico Nacional, s.f.)	13
Figura 4. Curva de potencia y coeficiente de empuje General Electric GE 5.3-158 (Excel)	17
Figura 5. Curva de potencia y coeficiente de empuje Siemens Gamesa SG 6.0-155 (Excel)	17
Figura 6. Curva de potencia y coeficiente de empuje Nordex N163/5.X (Excel).....	18
Figura 7. Función de distribución de Weibull (Windographer)	25
Figura 8. Rosas de viento de frecuencia, velocidad y energía, junto con el gráfico de dispersión de la densidad de potencia del viento (Windographer).....	26
Figura 9. Variación horaria de la velocidad del viento (Windographer).....	27
Figura 10. Variación mensual de la velocidad del viento (Windographer).....	27
Figura 11. Perfil vertical del viento (Windographer)	29
Figura 12. Mapa de potencial eólico (WASP).....	34

Índice de Tablas

Tabla 1. Alternativas de aerogeneradores estudiadas (Elaboración propia).....	7
Tabla 2. Alcance de la orografía estudiada (Elaboración propia)	13
Tabla 3. Densidad del aire para cada modelo de aerogenerador estudiado (Elaboración propia).....	15
Tabla 4. Localización de los aerogeneradores (Elaboración propia).....	20
Tabla 5. Datos registrados estación de Alto de la Muela (Windographer).....	24
Tabla 6. Producción de energía media anual General Electric GE 5.3-158 de 5,3 MW (WASP)	36
Tabla 7. Producción de energía media anual Siemens Gamesa SG 6.0-155 de 6 MW (WASP)	37
Tabla 8. Producción de energía media anual Nordex N163/5.X de 5,7 MW (WASP).....	38
Tabla 9. Energía media vertida a la red anualmente (Elaboración propia)	40
Tabla 10. Resumen producción energética anual Parque Eólico Alto de la Muela (Elaboración propia)	42

Capítulo 1. OBJETO

El presente anexo tiene como objeto principal brindar información detallada sobre el "Estudio del Recurso Eólico" realizado para el proyecto de ejecución de un parque eólico. El estudio tiene como finalidad evaluar el potencial de aprovechamiento de la energía eólica en la ubicación propuesta y proporcionar datos fundamentales para respaldar la viabilidad técnica y económica del proyecto.

El objetivo específico de este anexo es presentar los procedimientos metodológicos utilizados para medir y analizar el recurso eólico en la zona, así como los resultados obtenidos a partir de estos análisis. Estos resultados incluyen información relevante sobre la velocidad promedio del viento, la distribución de frecuencia de las velocidades y el potencial energético del viento en la ubicación del parque eólico.

El "Estudio del Recurso Eólico" constituye una etapa crucial en la planificación y diseño de un parque eólico, ya que proporciona una base sólida para la toma de decisiones en cuanto a la selección de equipos, la estimación de la producción de energía y la evaluación de la rentabilidad del proyecto. Por lo tanto, este anexo desempeña un papel fundamental al respaldar la viabilidad y el desarrollo exitoso del parque eólico en cuestión.

Capítulo 2. ALCANCE

Las actividades realizadas en el marco del estudio del recurso eólico abarcan los siguientes aspectos:

- Instalación de una estación anemométrica virtual: Se llevó a cabo la instalación de una estación anemométrica virtual proporcionada por VORTEX, la cual emplea una resolución mediante ordenador para estimar los datos de viento. Esta estimación considera diversos factores, como la exposición adecuada a los vientos predominantes y la representatividad del área objeto del estudio. También se evaluó el comportamiento direccional local del viento en la zona de estudio.
- Medición de parámetros eólicos: Se realizaron mediciones de velocidad y dirección del viento a una altura de 120 metros. Estas mediciones se llevaron a cabo en intervalos de una hora, todos los días, durante un período de 10 años. Los datos recopilados constituyen la base para el análisis del potencial energético del recurso eólico y su distribución espaciotemporal.
- Análisis y tratamiento de los datos eólicos: Los datos recopilados fueron sometidos a un análisis exhaustivo y a un tratamiento adecuado. El objetivo fue obtener parámetros estadísticos representativos del potencial energético del recurso eólico, así como comprender su distribución espaciotemporal.
- Determinación de la distribución espacial del campo de vientos: Se utilizó el modelo WASP, desarrollado por el Instituto danés RISO y utilizado en el Atlas Eólico Europeo, para determinar la distribución espacial del campo de vientos en la zona de estudio. Este modelo tridimensional considera la topografía, los obstáculos y la rugosidad superficial, lo que proporciona una representación más precisa de los patrones de viento en el área.
- Análisis energético del emplazamiento: Se llevó a cabo un análisis energético detallado del emplazamiento con el objetivo de evaluar la instalación de un parque

eólico que consta de 8 aerogeneradores. Se consideraron diferentes alternativas tecnológicas para determinar la configuración más adecuada.

La siguiente tabla muestra cada una de las alternativas de aerogenerador estudiadas, así como su potencia nominal unitaria y altura de buje:

Tecnología	Potencia nominal unitaria [MW]	Altura de buje [m]
General Electric GE 5.3-158	5,3	120
Siemens Gamesa SG 6.0-155	6	165
Nordex N163/5.X	5,7	164

Tabla 1. Alternativas de aerogeneradores estudiadas (Elaboración propia)

- Estimación de la producción energética anual: Se utilizó el modelo PARK, que incorpora el programa WASP, para estimar la energía media producida anualmente por el parque eólico propuesto. Este modelo tuvo en cuenta las pérdidas energéticas introducidas por las estelas de los aerogeneradores, proporcionando una estimación más precisa de la producción esperada.

En resumen, el alcance del estudio del recurso eólico abarcó desde la instalación de la estación anemométrica virtual hasta el análisis energético y la estimación de la producción anual del parque eólico propuesto. Se utilizaron modelos y herramientas especializadas para obtener resultados representativos del potencial energético del viento en la zona de estudio.

Capítulo 3. EMPLAZAMIENTO

El parque eólico objeto de estudio se encuentra ubicado en la localidad de Alto de la Muela, en el municipio de La Muela, provincia de Zaragoza. Esta ubicación ha sido seleccionada tras un análisis exhaustivo que consideró diversos factores, como la disponibilidad de terrenos adecuados, la proximidad a infraestructuras eléctricas y las restricciones ambientales.

El Alto de la Muela ofrece condiciones favorables para la generación de energía eólica debido a su exposición a los vientos dominantes y su representatividad en el área objeto del estudio. La topografía y la rugosidad superficial de la zona también han sido consideradas en el análisis del recurso eólico.

La elección de este emplazamiento se basa en la búsqueda de una localización que maximice el potencial de generación de energía renovable y que garantice la viabilidad técnica y económica del proyecto. Además, se ha tenido en cuenta la minimización de posibles impactos ambientales y la integración adecuada con el entorno.

La localidad de Alto de la Muela, en el municipio de La Muela, provincia de Zaragoza, ha sido identificada como un lugar estratégico para la instalación del parque eólico debido a su recurso eólico favorable y su potencial para contribuir a la producción de energía limpia y sostenible en la región.

Las siguientes figuras muestran la ubicación del parque eólico, así como la localización de los aerogeneradores en el área elegida:



Figura 1. Ubicación Parque Eólico Alto de la Muela (Google Maps, s.f.)



Figura 2. Localización de los aerogeneradores en el área elegida (Google Earth, s.f.)

Capítulo 4. DATOS DE PARTIDA

Para llevar a cabo el estudio del recurso eólico en el emplazamiento seleccionado, se han utilizado los siguientes datos de partida.

- Datos de series temporales de viento en el emplazamiento: Se han recopilado datos de series temporales de viento específicos del emplazamiento en estudio. Estos datos abarcan un período de tiempo representativo y se han obtenido a partir de mediciones realizadas en la zona. Estas mediciones proporcionan información detallada sobre la velocidad y la dirección del viento en el área.
- Orografía del emplazamiento: Se ha considerado la orografía del emplazamiento, es decir, las características del relieve y la topografía en la zona. La presencia de colinas, valles u otros elementos geográficos relevantes influye en la forma en que el viento se comporta en la región y puede afectar la distribución y la intensidad del recurso eólico.
- Rugosidad superficial de los distintos tipos de suelo: Se ha tenido en cuenta la rugosidad superficial de los diferentes tipos de suelo presentes en el emplazamiento. La rugosidad superficial se refiere a la aspereza de la superficie terrestre y puede variar dependiendo del tipo de terreno, como áreas urbanas, bosques, campos abiertos, etc. Este factor influye en la velocidad y la dirección del viento en la zona.
- Densidad del aire: Se ha considerado la densidad del aire en el emplazamiento, ya que la densidad del aire puede variar en función de la altitud, la temperatura y otros factores atmosféricos. La densidad del aire afecta directamente la potencia disponible en el viento y, por lo tanto, es un parámetro relevante para el cálculo del potencial energético.
- Curva de potencia y coeficiente de empuje del modelo de los aerogeneradores considerados en el estudio: Se han utilizado los datos correspondientes a la curva de potencia y los coeficientes de empuje del modelo de los aerogeneradores considerados en el estudio. Estos datos proporcionan información sobre el

rendimiento y la eficiencia de los aerogeneradores en función de la velocidad del viento, lo que permite estimar la producción de energía en el parque eólico.

Los datos de partida mencionados anteriormente han sido fundamentales para llevar a cabo el análisis del recurso eólico y evaluar el potencial energético en el emplazamiento seleccionado.

4.1 DATOS DE SERIES TEMPORALES DE VIENTO EN EL EMPLAZAMIENTO

La recopilación de los datos de series temporales de viento en el emplazamiento ha sido llevada a cabo por VORTEX, como parte de la campaña de medición realizada. Estos datos son fundamentales para evaluar el potencial del recurso eólico en la zona.

La estación anemométrica utilizada para la medición se encuentra ubicada en las coordenadas UTM (X=662950,9 ; Y = 4605947,5), en el punto de interés del emplazamiento. La simulación de la estación anemométrica se ha realizado a una altura de 120 metros, con el objetivo de obtener datos representativos del viento en esa altura.

La estación anemométrica virtual está equipada con diferentes sensores para la medición de velocidad y dirección del viento. En la altura de medición de 120 metros, se encuentra instalado un anemómetro que registra la velocidad del viento. Además, se cuenta con una veleta para la medición de la dirección del viento en la misma altura de la torre virtual. Asimismo, se dispone de un barómetro a la altura de 120 metros para medir la presión atmosférica.

Las características principales de la estación anemométrica son las siguientes:

- Altura de torre: 120 metros.
- Distribución de sensores para medición de velocidad y dirección del viento:
 - Anemómetro: 120 metros.
 - Veleta: 120 metros.

- Barómetro: 120 metros.

Estos sensores permiten obtener mediciones precisas y confiables de la velocidad y la dirección del viento en la ubicación del emplazamiento.

La recopilación de los datos de series temporales de viento a partir de esta estación anemométrica es esencial para analizar el recurso eólico y determinar el potencial energético en el área de estudio.

4.2 OROGRAFÍA DEL EMPLAZAMIENTO

La orografía es un parámetro fundamental que se ha considerado en el estudio del recurso eólico, y ha sido utilizado como entrada en el modelo de cálculo WASP. La topografía del emplazamiento ha sido digitalizada y representa una superficie de 1,935 x 1,177 km² (2,277 km²).

La topografía ha sido capturada con una resolución adecuada, donde se ha establecido una distancia entre líneas de nivel de 10 metros. Esto permite obtener una representación detallada del relieve y las características del terreno en el área de estudio.

El uso de datos precisos y actualizados sobre la orografía del emplazamiento es esencial para comprender cómo el terreno afecta el flujo del viento. La presencia de colinas, valles y otros elementos geográficos influyen en la distribución y la intensidad del viento en la zona, y son considerados en el análisis del recurso eólico.

El modelo de cálculo WASP utiliza esta información sobre la orografía para realizar simulaciones y estimaciones más precisas del comportamiento del viento en el área de estudio. La resolución y el detalle de los datos de topografía digitalizados contribuyen a una mejor representación de los patrones de viento y a una evaluación más precisa del potencial energético del recurso eólico.

La siguiente tabla muestra el alcance del área estudiada:

X_{UTM} [m]	Y_{UTM} [m]
661913,4	4605561,5
661913,4	4606738,5
663848,6	4605561,5
663848,6	4606738,5

Tabla 2. Alcance de la orografía estudiada (Elaboración propia)

En la siguiente figura se precisa la topografía digitalizada:



Figura 3. Topografía digitalizada (Instituto Geográfico Nacional, s.f.)

4.3 RUGOSIDAD SUPERFICIAL DE LOS DISTINTOS TIPOS DE SUELO

La rugosidad superficial de los diferentes tipos de suelo presentes en el emplazamiento ha sido considerada en el estudio del recurso eólico. La rugosidad superficial se refiere a la aspereza de la superficie terrestre y juega un papel importante en la interacción entre el viento y el terreno.

Se ha realizado una evaluación exhaustiva de los distintos tipos de suelo presentes en el área de estudio, teniendo en cuenta su rugosidad superficial. Esto implica analizar las características de diferentes superficies, como áreas urbanas, bosques, campos abiertos u otros elementos que pueden influir en la circulación del viento.

Cada tipo de suelo tiene una rugosidad característica que afecta la velocidad y la dirección del viento en su proximidad. Superficies rugosas, como áreas urbanas con edificios altos o bosques densos, generan turbulencias y cambios en el flujo del viento. Por otro lado, áreas con suelo más liso, como campos abiertos, presentan una menor rugosidad superficial y permiten un flujo más uniforme del viento.

La consideración de la rugosidad superficial de los distintos tipos de suelo es esencial para realizar una estimación precisa del recurso eólico. Esta información se utiliza en el modelo de cálculo WASP, que tiene en cuenta la influencia de la rugosidad del terreno en la distribución espacial del viento.

La evaluación de la rugosidad superficial contribuye a una mejor comprensión del comportamiento del viento en el emplazamiento y permite obtener resultados más precisos en cuanto al potencial energético del recurso eólico.

4.4 DENSIDAD DEL AIRE

La densidad del aire es un parámetro crucial en el estudio del recurso eólico, ya que afecta directamente la disponibilidad de energía en el viento. La densidad del aire depende de dos variables principales: la temperatura y la altitud.

$$T(z_2) = T(z_1) - \frac{1 \text{ } ^\circ\text{C}}{154 \text{ m}} \cdot (z_2 - z_1) \text{ [}^\circ\text{C]}$$

En el emplazamiento del parque eólico ubicado en la torre de Alto de la Muela, se ha obtenido una temperatura media de 13,3 °C a una altitud de 588 metros sobre el nivel del mar. Estos valores son relevantes para el cálculo de la densidad del aire en el área de estudio.

La densidad del aire se ha calculado para cada una de las alturas de buje consideradas en el estudio, teniendo en cuenta la elevación del terreno más la altura de buje. Para realizar este cálculo, se ha aplicado la siguiente fórmula:

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

Donde la densidad del aire (ρ) se expresa en kg/m^3 , la presión atmosférica (P_0) se mide en Pascales (Pa) y la temperatura (T) se registra en Kelvin (K).

La siguiente tabla muestra los valores de densidad obtenidos para cada modelo de aerogenerador estudiado:

Tecnología	Altura de buje [m]	Densidad [kg/m^3]
General Electric GE 5.3-158	120	1,136
Siemens Gamesa SG 6.0-155	165	1,13
Nordex N163/5.X	164	1,13

Tabla 3. Densidad del aire para cada modelo de aerogenerador estudiado (Elaboración propia)

El conocimiento de la densidad del aire es esencial para estimar la potencia disponible en el viento, ya que una mayor densidad del aire implica una mayor cantidad de energía cinética. Estos valores se utilizan en los cálculos de producción y rendimiento de los

aerogeneradores, permitiendo una evaluación precisa del potencial energético del recurso eólico en el emplazamiento.

4.5 CURVAS DE POTENCIA Y COEFICIENTE DE EMPUJE

En el estudio del recurso eólico, se han considerado las curvas de potencia y los coeficientes de empuje de los aerogeneradores utilizados en el análisis. Estos parámetros son fundamentales para evaluar el rendimiento y la eficiencia de los aerogeneradores en función de la velocidad del viento.

Las curvas de potencia representan la relación entre la velocidad del viento y la potencia generada por los aerogeneradores. Estas curvas proporcionan información detallada sobre la capacidad de producción de energía en diferentes rangos de velocidades del viento. Cada modelo de aerogenerador tiene su propia curva de potencia, que se obtiene a partir de pruebas y mediciones en condiciones reales.

Por otro lado, los coeficientes de empuje se refieren a la eficiencia del rotor del aerogenerador en la conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica. Estos coeficientes varían en función de la velocidad del viento y están relacionados con el diseño y las características específicas de cada aerogenerador.

En el marco de este estudio, se han utilizado las curvas de potencia y los coeficientes de empuje correspondientes al modelo de aerogenerador considerado, teniendo en cuenta las especificaciones técnicas y las características de rendimiento proporcionadas por el fabricante.

A continuación, se muestran las curvas de potencia y coeficiente de empuje para cada una de las tecnologías estudiadas:

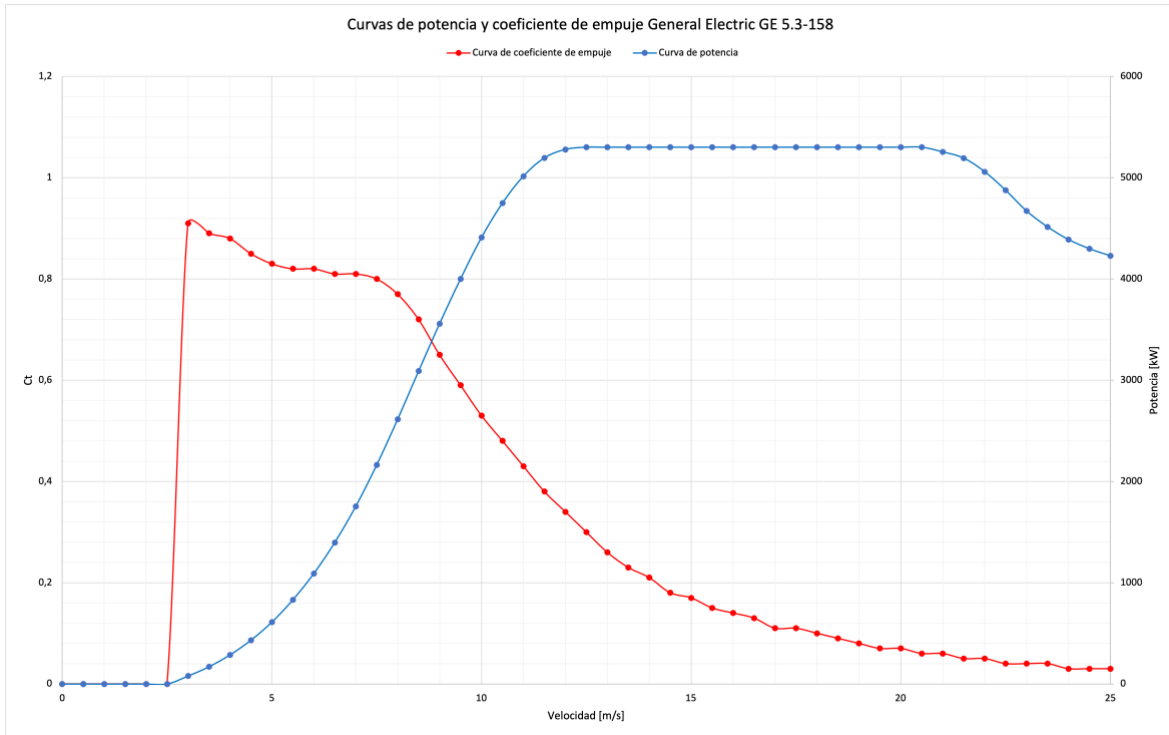


Figura 4. Curva de potencia y coeficiente de empuje General Electric GE 5.3-158 (Excel)

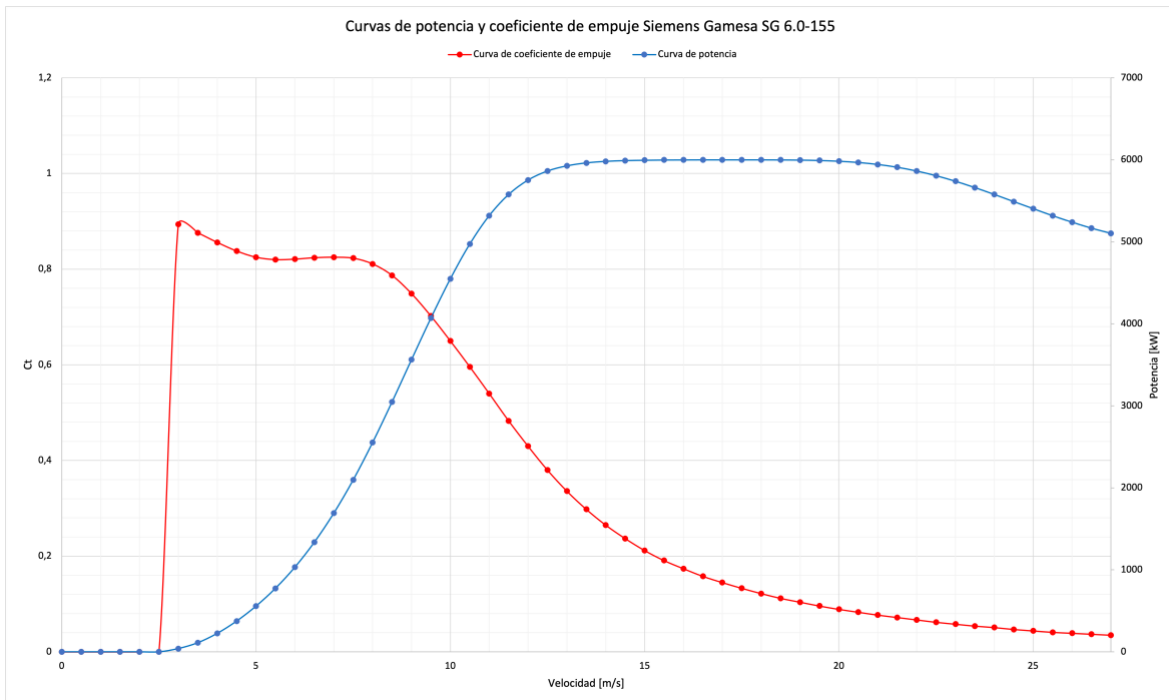


Figura 5. Curva de potencia y coeficiente de empuje Siemens Gamesa SG 6.0-155 (Excel)

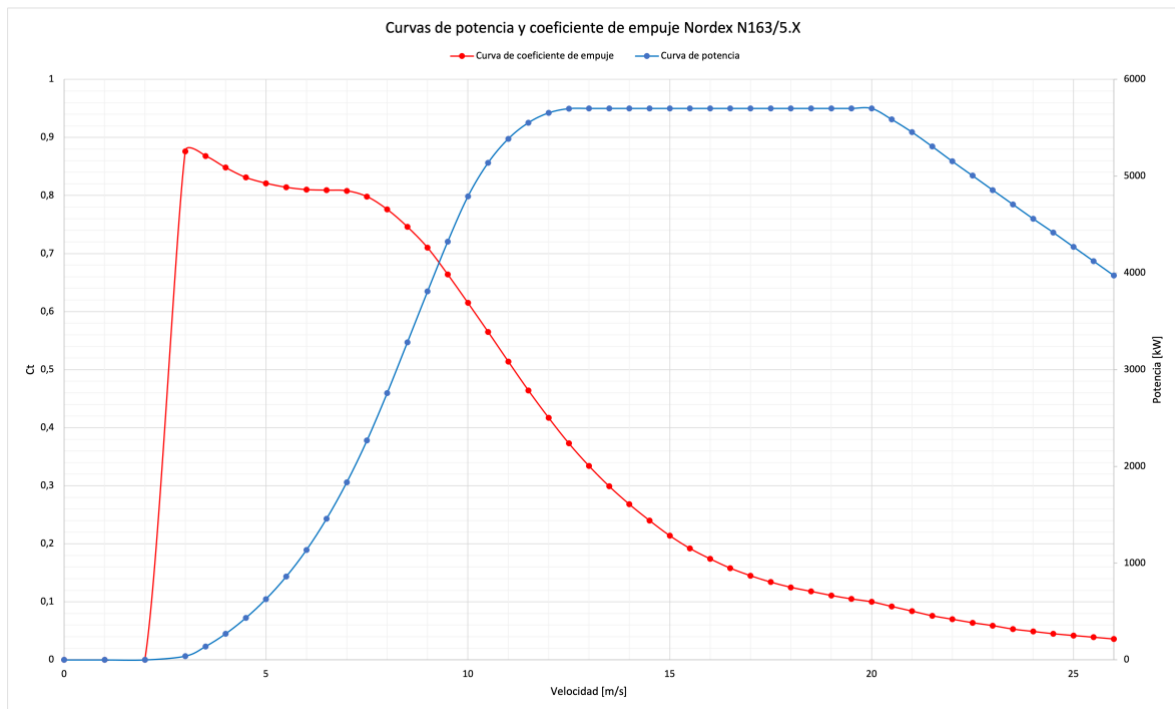


Figura 6. Curva de potencia y coeficiente de empuje Nordex N163/5.X (Excel)

La incorporación de las curvas de potencia y los coeficientes de empuje en el análisis del recurso eólico permite estimar de manera precisa la producción de energía eléctrica a partir del viento en el emplazamiento. Estos parámetros son fundamentales para evaluar la viabilidad y la rentabilidad del proyecto de parque eólico, así como para dimensionar adecuadamente la capacidad y la cantidad de aerogeneradores necesarios.

Capítulo 5. LOCALIZACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

La localización de los aerogeneradores es un aspecto crucial en el diseño y la ejecución de un parque eólico. Se han llevado a cabo análisis exhaustivos para determinar la ubicación óptima de los aerogeneradores en el emplazamiento del proyecto.

Teniendo en cuenta los resultados del estudio del recurso eólico, la topografía del terreno, la rugosidad superficial y otros factores relevantes, se ha realizado una evaluación detallada para determinar los puntos idóneos donde se ubicarán los aerogeneradores.

Durante este proceso, se han considerado varios criterios, como la exposición a los vientos dominantes, la eficiencia en la captación de energía eólica, la interacción entre los aerogeneradores y otros elementos del entorno, y las restricciones técnicas y normativas.

Con base en estos análisis, se ha establecido una configuración específica para la ubicación de los aerogeneradores en el parque eólico. Se ha tenido en cuenta la distancia entre ellos, la orientación de las turbinas y la disposición espacial más adecuada para optimizar la producción de energía y minimizar posibles interferencias.

La localización de los aerogeneradores se ha definido considerando también aspectos ambientales y de seguridad. Se han tenido en cuenta las restricciones y regulaciones relacionadas con la protección de áreas sensibles, la fauna, las rutas migratorias de aves y otros aspectos relevantes para garantizar la sostenibilidad y minimizar el impacto ambiental.

Además, se ha realizado una evaluación de las infraestructuras necesarias para la conexión eléctrica de los aerogeneradores y se han tenido en cuenta los aspectos logísticos para facilitar el transporte, la instalación y el mantenimiento de los equipos.

En resumen, la localización de los aerogeneradores se ha basado en un análisis integral que considera el rendimiento del recurso eólico, las características del terreno, los aspectos normativos y ambientales, así como las necesidades técnicas y logísticas del proyecto.

La siguiente tabla muestra la localización de los aerogeneradores en el emplazamiento según coordenadas UTM:

Aerogenerador	X_{UTM}	Y_{UTM}
A1	662304,7	4605840,4
A2	662490,6	4605813,7
A3	662627,5	4605909,4
A4	662790,2	4605882,2
A5	662950,9	4605947,5
A6	663111,6	4606012,9
A7	663084,2	4606197,4
A8	663080,7	4606351,6

Tabla 4. Localización de los aerogeneradores (Elaboración propia)

Capítulo 6. RESULTADOS DE LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN

Tras llevar a cabo la campaña de medición y realizar el correspondiente tratamiento estadístico de los datos eólicos utilizando el programa Windographer, se presentan a continuación los resultados obtenidos. Estos resultados permiten cuantificar el potencial eólico en el emplazamiento del parque eólico y proporcionan información relevante para la evaluación y el diseño del proyecto.

Los principales parámetros y resultados obtenidos son los siguientes:

- **Período de datos:** Se ha registrado un periodo de tiempo específico durante el cual se han recopilado las mediciones del viento en el emplazamiento.
- **Número de observaciones del período:** Se ha registrado el número total de observaciones realizadas durante el periodo de medición, lo que proporciona una indicación de la cantidad y calidad de los datos recopilados.
- **Velocidad media:** Se ha calculado la velocidad media del viento en el emplazamiento, proporcionando una estimación promedio de la velocidad a lo largo del período de medición.
- **Velocidad máxima:** Se ha determinado la velocidad máxima alcanzada por el viento durante el período de medición. Este dato es importante para evaluar la resistencia y los límites operativos de los aerogeneradores.
- **Parámetros de Weibull:** Se han calculado los parámetros de la distribución de Weibull, que describe la distribución estadística de la velocidad del viento en el emplazamiento. Estos parámetros son fundamentales para la estimación de la producción de energía y el diseño de los aerogeneradores.

- Densidad de potencia media: Se ha calculado la densidad de potencia media del viento en el emplazamiento, que proporciona una medida de la cantidad de energía disponible en el viento por unidad de área.
- Intensidad de turbulencia: Se ha evaluado la intensidad de turbulencia del viento en el emplazamiento. Este parámetro es importante para evaluar el impacto en la operación de los aerogeneradores y determinar la vida útil de los componentes.
- Distribución direccional de velocidad, frecuencia, densidad de energía y turbulencia: Se han analizado la distribución direccional de la velocidad del viento, la frecuencia de ocurrencia, la densidad de energía y la turbulencia. Estos datos proporcionan una comprensión detallada de la variabilidad y las características direccionales del viento en el emplazamiento.

Además de los resultados numéricos, se incluyen los siguientes gráficos que ayudan a visualizar y comprender los datos recopilados:

- Función de distribución de probabilidad: Se muestra la función de distribución de probabilidad de la velocidad del viento, lo que permite evaluar la probabilidad de que ocurran determinadas velocidades del viento en el emplazamiento.
- Rosas de frecuencia, velocidad y energía: Se presentan las rosas de frecuencia, velocidad y energía, que representan gráficamente la distribución direccional del viento en términos de frecuencia, velocidad promedio y energía.
- Perfil diario de velocidad: Se muestra el perfil diario de la velocidad del viento, lo que permite observar las variaciones a lo largo del día y entender los patrones de comportamiento.
- Perfil estacional de velocidad: Se muestra el perfil estacional de la velocidad del viento, lo que permite identificar las variaciones a lo largo de las diferentes estaciones del año y comprender las tendencias estacionales.
- Intensidad de turbulencia: Se presenta una representación gráfica de la intensidad de turbulencia a lo largo del periodo de medición, lo que ayuda a identificar los momentos de mayor o menor turbulencia en el viento.

Estos resultados y gráficos proporcionan una visión detallada del comportamiento del viento en el emplazamiento del parque eólico. Son fundamentales para el diseño eficiente de los aerogeneradores, la estimación de la producción de energía y la evaluación de la viabilidad técnica y económica del proyecto.

Es importante tener en cuenta que estos resultados se basan en la campaña de medición realizada en el emplazamiento específico del proyecto, y son representativos de las condiciones del viento en esa área en particular.

6.1 ESTACIÓN DE ALTO DE LA MUELA

La siguiente tabla muestra las características de los datos registrados desde el 01/01/2012 hasta el 29/01/2023:

Variable	Estación virtual Alto de la Muela (01/01/2012 – 29/01/2023)
Altura de medición [m]	120
Velocidad media del viento [m/s]	8,293
Velocidad máxima del viento [m/s]	24,620
Weibull k	1,959
Weibull c [m/s]	9,345
Densidad de potencia media [W/m ²]	661
Contenido energético medio [kWh/m ² /año]	5,788
Registros posibles	97.104
Registros válidos	97.104
Registros perdidos	0
Índice de recuperación de datos [%]	100
Hora de máxima velocidad de viento	1

Tabla 5. Datos registrados estación de Alto de la Muela (Windographer)

La siguiente figura muestra la función de distribución de Weibull:

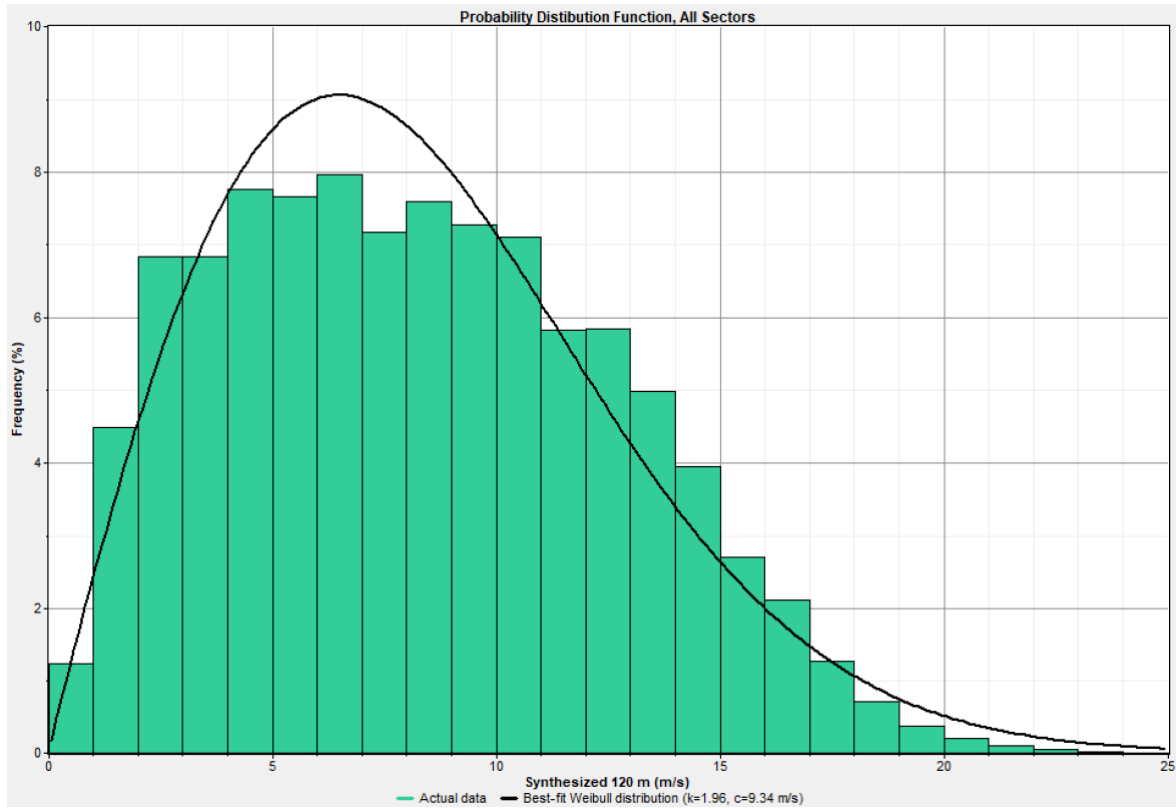


Figura 7. Función de distribución de Weibull (Windographer)

A continuación, se representan las rosas de viento de frecuencia, velocidad y energía, junto con el gráfico de dispersión de la densidad de potencia del viento:

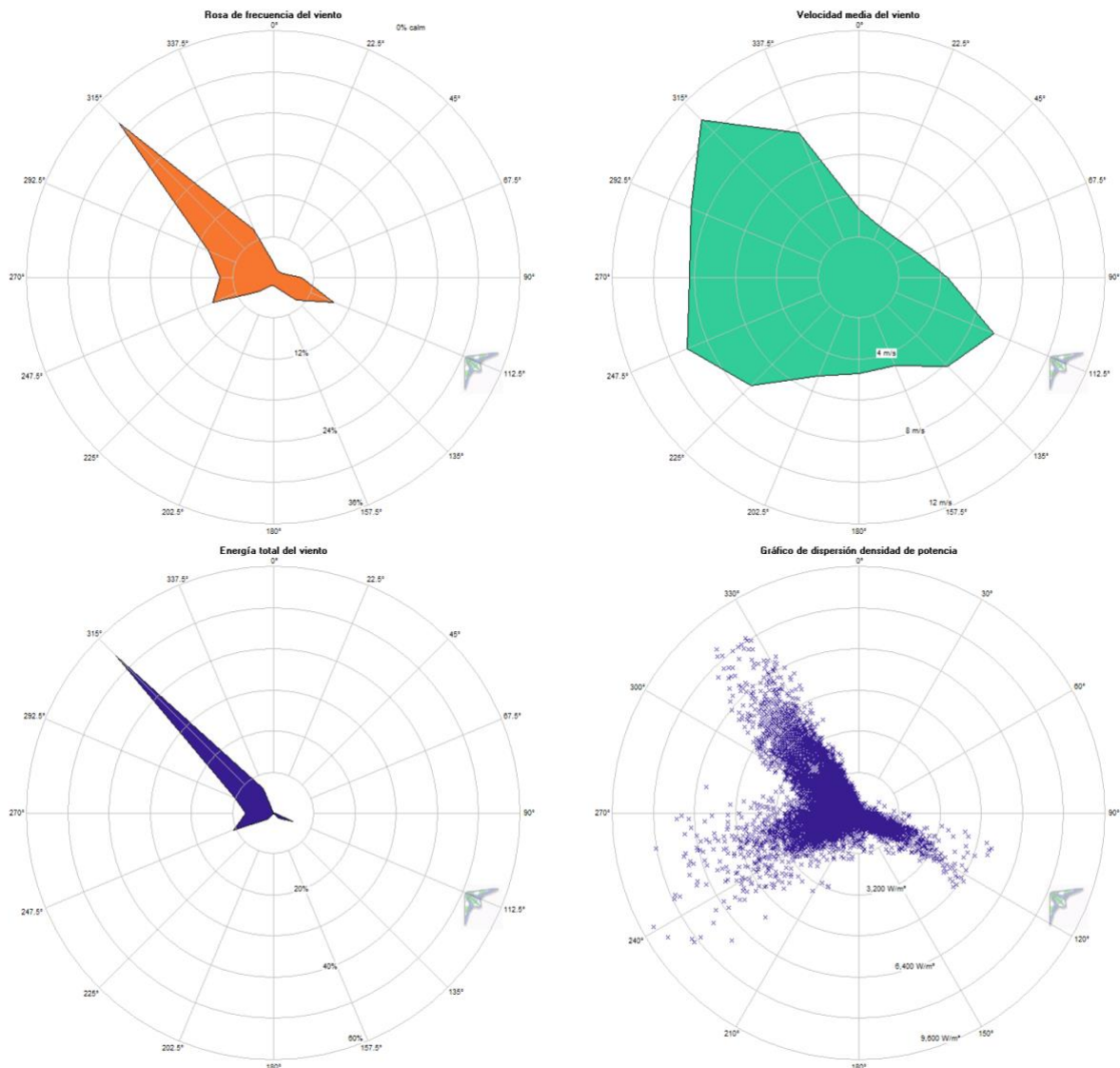


Figura 8. Rosas de viento de frecuencia, velocidad y energía, junto con el gráfico de dispersión de la densidad de potencia del viento (Windographer)

Los siguientes gráficos representan la variación horaria y mensual de la velocidad del viento:

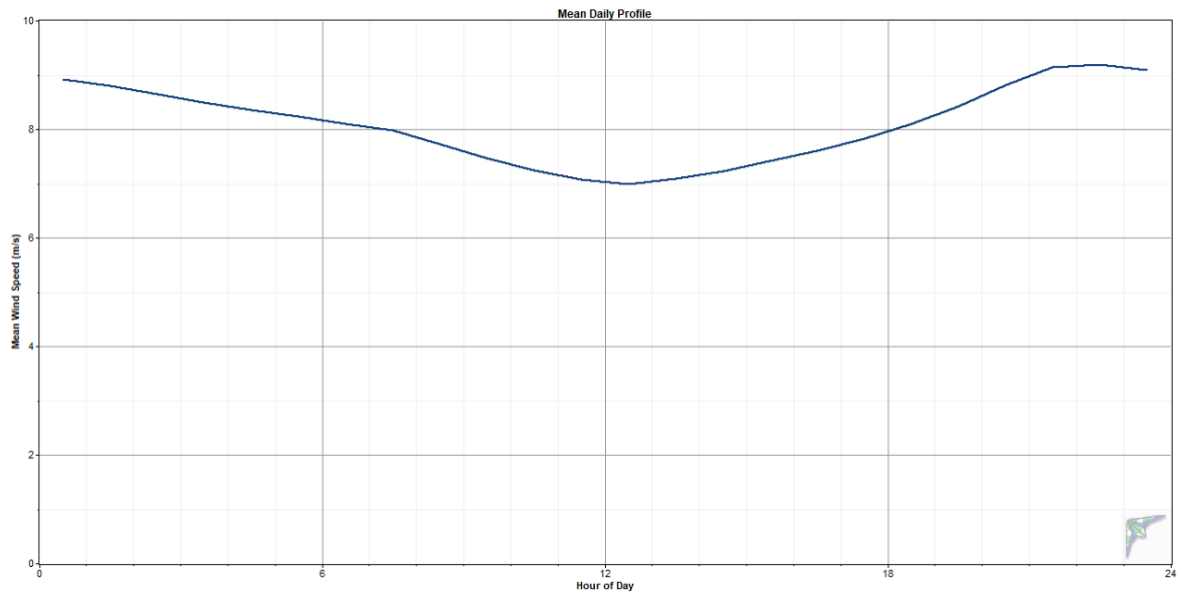


Figura 9. Variación horaria de la velocidad del viento (Windographer)

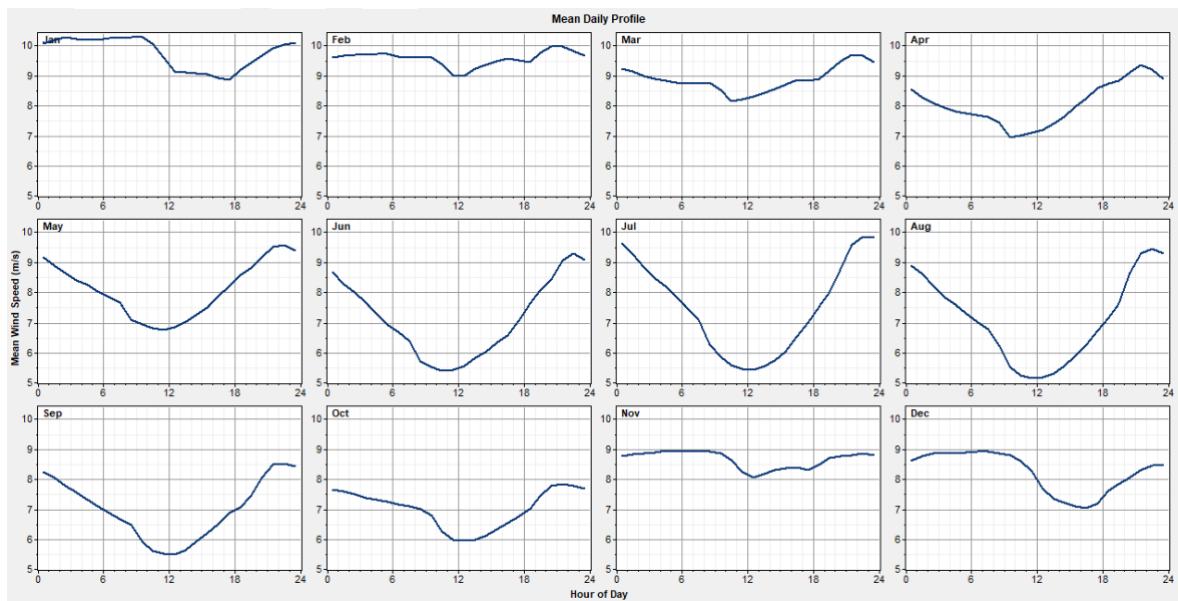


Figura 10. Variación mensual de la velocidad del viento (Windographer)

Capítulo 7. PERFILES VERTICALES DE VIENTO

Para comprender mejor el comportamiento del viento en el emplazamiento del parque eólico, se han realizado análisis de perfiles verticales de viento. Estos perfiles permiten estudiar cómo varía la velocidad del viento a diferentes alturas sobre el terreno.

En este estudio, se ha utilizado la ley potencial como base para determinar los perfiles verticales de viento. La ley potencial establece que la velocidad del viento varía con la altura de acuerdo con una relación exponencial. En este caso, se ha obtenido un valor de exponente de la ley potencial de 0,14.

Con este valor de exponente, se ha calculado la velocidad del viento a diferentes alturas utilizando la ley potencial. Estos perfiles verticales proporcionan información crucial para el diseño de los aerogeneradores y la estimación precisa de la producción de energía.

Es importante destacar que el valor obtenido del exponente de la ley potencial refleja las características específicas del emplazamiento del parque eólico y puede variar en diferentes áreas geográficas. Este valor se ha determinado a partir de los datos recopilados durante la campaña de medición y es una herramienta clave en la evaluación del recurso eólico en el sitio.

Estos perfiles verticales de viento brindan una comprensión más completa del comportamiento del viento en el emplazamiento, lo que contribuye a un diseño eficiente de los aerogeneradores y a una estimación precisa de la producción de energía.

La siguiente figura muestra el perfil vertical del viento:

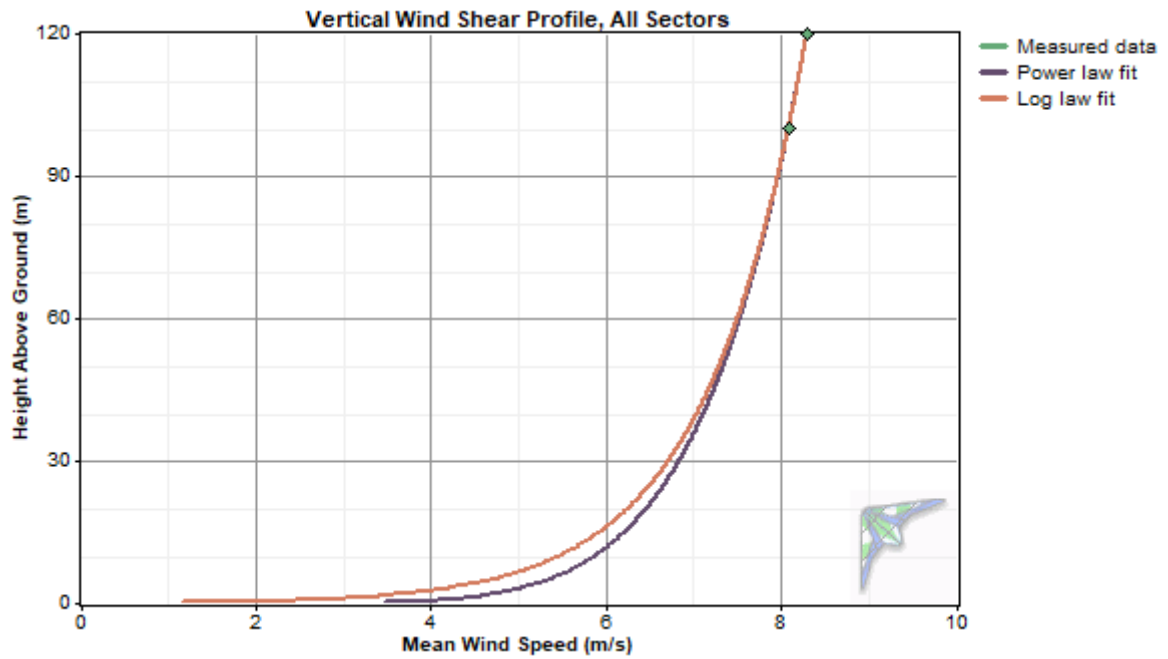


Figura 11. Perfil vertical del viento (Windographer)

Capítulo 8. CONCLUSIÓN DE LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN

Tras llevar a cabo la campaña de medición en el emplazamiento del parque eólico, se han obtenido resultados significativos que permiten realizar conclusiones relevantes sobre el potencial eólico en el área de estudio. A continuación, se presentan las principales conclusiones basadas en los datos recopilados:

- **Velocidad media del viento:** Durante la campaña de medición, se ha determinado una velocidad media del viento de 8,293 m/s. Este valor proporciona una indicación general de la intensidad del viento en el emplazamiento y es fundamental para evaluar la viabilidad de la generación de energía eólica.
- **Dirección predominante del viento:** La mayor parte del viento en el emplazamiento del parque eólico proviene del noroeste. Esta información es crucial para el diseño adecuado de los aerogeneradores y la optimización de su rendimiento en función de la dirección del viento dominante.
- **Densidad de potencia media:** Se ha calculado una densidad de potencia media de 661 W/m² en el emplazamiento. Este valor refleja la cantidad promedio de energía disponible en el viento por unidad de área y es un indicador clave para evaluar el potencial energético del recurso eólico en el área de estudio.
- **Variación horaria de la velocidad media del viento:** Se ha observado una tendencia en la variación horaria de la velocidad media del viento, mostrando un mínimo en torno a las 12:00 del mediodía. Esta información es relevante para la planificación de la generación de energía y la gestión de la operación de los aerogeneradores.

En resumen, los resultados obtenidos de la campaña de medición indican un buen potencial eólico en el emplazamiento del parque. La velocidad media del viento, la dirección

predominante, la densidad de potencia media y la variación horaria son factores clave a tener en cuenta en el diseño y la operación eficiente del parque eólico.

Estos hallazgos proporcionan una base sólida para la toma de decisiones en el desarrollo del proyecto, respaldando la viabilidad técnica y económica de la instalación de aerogeneradores en el área estudiada.

Capítulo 9. EXTRAPOLACIÓN A LARGO PLAZO

En el análisis del potencial eólico en el emplazamiento del parque eólico, se ha realizado una extrapolación a largo plazo basada en los datos recopilados durante el periodo seleccionado. Este periodo abarca desde el 01/01/2012 al 29/01/2023, lo que representa 10 años completos de una serie virtual de datos.

Se ha considerado que este periodo es representativo del largo plazo, ya que proporciona una muestra significativa y consistente de las condiciones del viento en el área de estudio. Sin embargo, es importante mencionar que se podría tener en cuenta una serie virtual de mayor duración si estuviera disponible. A pesar de ello, se espera que los datos obtenidos de una serie virtual más larga sean muy similares a los resultados obtenidos en este estudio.

La extrapolación a largo plazo es un enfoque comúnmente utilizado para estimar el comportamiento del viento en el futuro y evaluar la viabilidad de un proyecto a largo plazo. Se basa en la suposición de que las características estadísticas del viento se mantendrán constantes a lo largo del tiempo.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos durante el periodo de 10 años, se puede inferir que el potencial eólico en el emplazamiento del parque se mantiene en niveles consistentes y favorables a lo largo del tiempo. Esto respalda la viabilidad a largo plazo de la generación de energía eólica en el área estudiada.

Es importante destacar que la extrapolación a largo plazo está sujeta a ciertas incertidumbres inherentes, ya que el clima y las condiciones del viento pueden variar en el futuro. Sin embargo, se han realizado todos los esfuerzos necesarios para realizar una estimación confiable y precisa del potencial eólico en el emplazamiento del parque.

Capítulo 10. CURVAS ISOVENTAS

En el marco del estudio del comportamiento del viento en la zona del parque eólico, se ha llevado a cabo una simulación del campo de viento utilizando el modelo WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program). El objetivo de esta simulación fue evaluar el impacto de la orografía y la rugosidad superficial local en el comportamiento del viento.

El modelo WASP utiliza una serie de datos de entrada, como la serie temporal de viento, la topografía, la rugosidad y los posibles obstáculos, para calcular la velocidad geostrófica, que representa la velocidad del viento sin perturbaciones en la atmósfera libre. A partir de esta velocidad geostrófica, el modelo estima la velocidad del viento en coordenadas específicas, asumiendo la igualdad de velocidades geostróficas. Además, se aplican los modelos de orografía, rugosidad y obstáculos definidos por los parámetros de entrada.

A continuación, se adjunta el mapa del potencial eólico. Este mapa muestra la distribución espacial del potencial eólico en el área del parque. En general, se puede observar que las zonas de mayor potencial eólico corresponden a las áreas de mayor altitud:

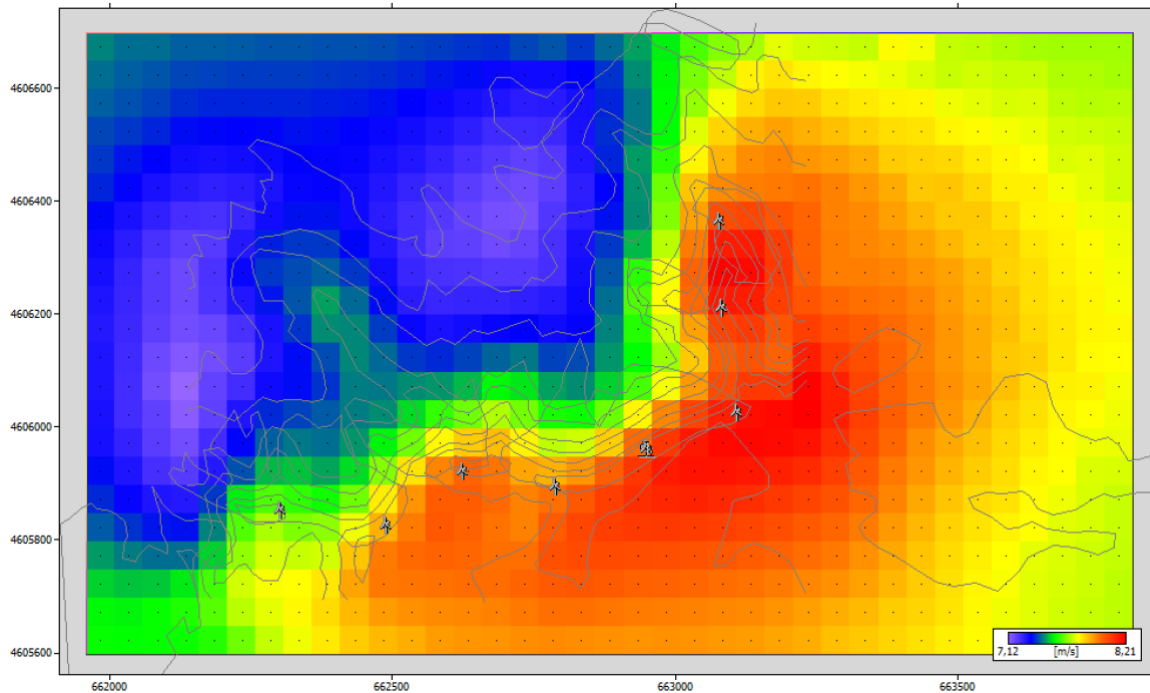


Figura 12. Mapa de potencial eólico (WASP)

Las curvas isoventas representadas en el mapa permiten visualizar las áreas donde se alcanzan velocidades del viento similares. Estas curvas unen los puntos con la misma velocidad de viento y brindan información importante para la ubicación óptima de los aerogeneradores en el parque.

La información proporcionada por las curvas isoventas es valiosa para el diseño y la planificación del parque eólico, ya que permite identificar las áreas con mayor potencial de generación de energía y optimizar la disposición de los aerogeneradores en función de las características del viento en el emplazamiento.

Capítulo 11. EMPLAZAMIENTO DE DETALLE DE AEROGENERADORES

11.1 EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA MEDIA ANUAL PRODUCIDA

La estimación de la energía media anual producida por el parque eólico se ha llevado a cabo utilizando el programa WASP, teniendo en cuenta las hipótesis y parámetros establecidos previamente. Se ha realizado un análisis detallado considerando el campo de viento en el emplazamiento de cada aerogenerador, las curvas de potencia de los aerogeneradores seleccionados y las pérdidas de producción por efecto estela.

Para realizar esta evaluación, se han considerado las alturas de buje de los aerogeneradores, que son de 120, 164 y 165 metros. Además, se han utilizado las curvas de potencia específicas de cada tecnología de aerogenerador, adaptadas a la densidad del emplazamiento.

En los siguientes apartados se presentan los resultados de la producción media anual bruta para cada aerogenerador, considerando diferentes conceptos:

- **Producción Libre:** Se refiere a la producción bruta por máquina considerándola de forma aislada, sin tener en cuenta las pérdidas por efecto estela y otras interferencias entre aerogeneradores.
- **Producción Bruta:** Esta cifra representa la producción bruta por aerogenerador, tomando en cuenta su integración en el parque eólico y considerando las pérdidas de producción debido al efecto estela generado por otros aerogeneradores.
- **Horas equivalentes:** Las horas equivalentes son el tiempo anual de funcionamiento a potencia nominal con una productividad del 100%. No se consideran las pérdidas de producción debidas a mantenimiento, indisponibilidades de la red u otros factores externos.

Estos resultados proporcionan una estimación de la producción media anual de energía para cada aerogenerador y tecnología evaluada en el parque eólico. Son indicadores clave para evaluar la viabilidad y el rendimiento esperado del proyecto.

A continuación, se detallarán los valores obtenidos para cada concepto y se realizará un análisis comparativo de los diferentes aerogeneradores considerados.

11.2 GENERAL ELECTRIC GE 5.3-158 DE 5,3 MW DE POTENCIA NOMINAL (POTENCIA TOTAL INSTALADA: 42,4 MW)

Aerogenerador	Velocidad [m/s]	Producción libre [GWh/año]	Producción bruta [GWh/año]	Pérdidas [%]	Horas equivalentes
A1	7,91	22,667	21,477	5,29	4.052
A2	8,14	23,525	20,150	14,34	3.802
A3	8,25	23,963	20,145	15,93	3.801
A4	8,20	23,744	18,555	21,85	3.501
A5	8,31	24,114	19,961	17,22	3.766
A6	8,41	24,495	18,904	22,83	3.567
A7	8,37	24,415	21,664	11,27	4.088
A8	8,34	24,314	23,419	3,68	4.419
Total		191,247	164,275	14,1	3.874

Tabla 6. Producción de energía media anual General Electric GE 5.3-158 de 5,3 MW (WASP)

11.3 SIEMENS GAMESA SG 6.0-155 DE 6 MW DE POTENCIA NOMINAL (POTENCIA TOTAL INSTALADA: 48 MW)

Aerogenerador	Velocidad [m/s]	Producción libre [GWh/año]	Producción bruta [GWh/año]	Pérdidas [%]	Horas equivalentes
A1	8,35	25,625	24,276	5,26	4.046
A2	8,54	26,421	22,534	14,71	3.756
A3	8,61	26,694	22,335	16,33	3.723
A4	8,63	26,736	20,674	22,67	3.446
A5	8,68	26,941	22,191	17,63	3.699
A6	8,77	27,276	20,851	23,56	3.475
A7	8,70	27,078	23,785	12,16	3.964
A8	8,67	26,969	25,922	3,88	4.320
Total		213,740	182,568	14,58	3.804

Tabla 7. Producción de energía media anual Siemens Gamesa SG 6.0-155 de 6 MW (WASP)

**11.4 NORDEX N163/5.X DE 5,7 MW DE POTENCIA NOMINAL
(POTENCIA TOTAL INSTALADA: 45,6 MW)**

Aerogenerador	Velocidad [m/s]	Producción libre [GWh/año]	Producción bruta [GWh/año]	Pérdidas [%]	Horas equivalentes
A1	8,34	25,928	24,487	5,56	4.296
A2	8,54	26,659	22,690	14,89	3.981
A3	8,60	26,914	22,395	16,79	3.929
A4	8,62	26,948	20,733	23,06	3.637
A5	8,68	27,128	22,117	18,47	3.880
A6	8,76	27,428	20,805	24,15	3.650
A7	8,69	27,262	23,820	12,62	4.179
A8	8,66	27,162	25,971	4,38	4.556
Total		215,429	183,018	15,04	4.014

Tabla 8. Producción de energía media anual Nordex N163/5.X de 5,7 MW (WASP)

Capítulo 12. ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA MEDIA VERTIDA A LA RED ANUALMENTE

La estimación de la energía media vertida a la red anualmente se realiza considerando diversas pérdidas que afectan a la producción bruta obtenida. En base a las siguientes consideraciones:

- Disponibilidad de los aerogeneradores y de las instalaciones eléctricas: Se estima que las pérdidas debido a la indisponibilidad de los aerogeneradores y las instalaciones eléctricas representan un 3% de la producción bruta.
- Pérdidas de energía en las instalaciones eléctricas: Se estima que las pérdidas de energía en las instalaciones eléctricas representan otro 3% de la producción bruta.
- Otras pérdidas: Además de las pérdidas mencionadas anteriormente, se consideran otras posibles pérdidas que también se estiman en un 3% de la producción bruta.

Por lo tanto, la producción neta, es decir, la energía media anual vertida a la red, se calcula multiplicando la producción bruta por los porcentajes de pérdida mencionados anteriormente:

$$\text{Producción neta} = 0,97 \cdot 0,97 \cdot 0,97 \cdot \text{Producción bruta}$$

Con estas consideraciones, se obtiene la estimación de la energía media anual vertida a la red y el tiempo medio de funcionamiento a potencia nominal, que puede observarse en la siguiente tabla:

Parque Eólico Alto de la Muela			
Producción energética anual			
Tecnología	Energía neta [GWh/año]	Horas equivalentes	Factor de capacidad [%]
General Electric GE 5.3-158	149,929	3.536	40,37
Siemens Gamesa SG 6.0-155	166,625	3.471	39,63
Nordex N163/5.X	167,036	3.663	41,82

Tabla 9. Energía media vertida a la red anualmente (Elaboración propia)

Capítulo 13. CONCLUSIONES

Tras realizar este estudio exhaustivo, se han obtenido los siguientes resultados y conclusiones:

- Características del anemómetro: El anemómetro situado a 120 metros de altura, que es el más alto de la estación anemométrica, ha arrojado los siguientes resultados:
 - o Velocidad media de 8,293 m/s.
 - o Dirección media dominante del viento en dirección noroeste.
 - o Densidad de potencia media a 120 metros de altura de 661 W/m².
 - o La velocidad media del viento muestra una tendencia de variación horaria con un mínimo alrededor del mediodía.
- Simulación del campo de vientos: Mediante el uso del modelo WAsP y considerando la orografía y la rugosidad del suelo, se ha obtenido el mapa de isoventas a la altura de buje de 120 metros. En este mapa se puede observar claramente que las zonas de mayor altitud corresponden a las áreas de mayor potencial eólico, donde se han ubicado los aerogeneradores.
- Estimación de la producción media anual: En la estimación de la producción media anual vertida a la red, se han tenido en cuenta diversas disminuciones, como las indisponibilidades de los aerogeneradores y las pérdidas eléctricas en las instalaciones. Esto ha dado como resultado un factor de disminución de la producción media del parque con un valor de 0,91. A partir de este factor, se han obtenido los siguientes resultados para las tres tecnologías de aerogeneradores considerados:

Parque Eólico Alto de la Muela			
Producción energética anual			
Tecnología	Energía neta [GWh/año]	Horas equivalentes	Factor de capacidad [%]
General Electric GE 5.3-158	149,929	3.536	40,37
Siemens Gamesa SG 6.0-155	166,625	3.471	39,63
Nordex N163/5.X	167,036	3.663	41,82

Tabla 10. Resumen producción energética anual Parque Eólico Alto de la Muela (Elaboración propia)

En resumen, los resultados obtenidos indican que el emplazamiento presenta un buen recurso eólico, con velocidades medias adecuadas y una dirección predominante. La simulación del campo de vientos confirma el potencial eólico de las zonas de mayor altitud. Además, se ha realizado una estimación de la producción media anual, considerando diversos factores que afectan a la generación de energía eólica.

Estos hallazgos proporcionan una base sólida para evaluar la viabilidad y el rendimiento esperado del parque eólico en el emplazamiento analizado.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE

ANEXO II: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Autor: Ignacio Domingo Górriz

Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Índice de Cálculos Justificativos

Capítulo 1. Dimensionamiento de cables.....	3
1.1 Objeto.....	3
1.2 Dimensionado de los cables de Media Tensión.....	4
1.2.1 Documentos de referencia.....	4
1.2.2 Criterios para el dimensionamiento de cables.....	5
1.2.3 Hipótesis para el dimensionamiento de cables.....	6
1.2.4 Resultado de las secciones de los conductores.....	9
1.3 Niveles de aislamiento.....	15
1.4 Distancias mínimas.....	15
Capítulo 2. Cálculo de cortocircuito.....	18
2.1 Objeto.....	18
2.2 Documentos de referencia.....	18
2.3 Hipótesis de cálculo y datos de partida.....	20
2.4 Impedancias del sistema.....	21
2.4.1 Red.....	22
2.4.2 Transformador de la subestación.....	22
2.4.3 Transformador principal del aerogenerador.....	23
2.4.4 Generador.....	23
2.5 Fuente equivalente de tensión.....	23
2.6 Resultados.....	24
2.7 Conclusiones.....	25

Índice de Tablas

Tabla 1. Factor de corrección (F) para temperatura del terreno distinta 25°C (Reglamento de Líneas de Alta Tensión).....	11
Tabla 2. Factor de corrección por distancia entre ternas o cables tripolares (Reglamento de Líneas de Alta Tensión).....	11
Tabla 3. Factores de corrección para profundidades de la instalación distinta de 1m (Reglamento de Líneas de Alta Tensión)	12
Tabla 4. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5K·m/W (Reglamento de Líneas de Alta Tensión)	12
Tabla 5. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y corriente alterna. Cables unipolares aislados hasta 18/30 kV bajo tubo. (Reglamento de Líneas de Alta Tensión)	13
Tabla 6. Distancias mínimas para cada nivel de tensión (Elaboración propia)	16
Tabla 7. Distancias mínimas subestación 132 kV (Elaboración propia).....	17

Capítulo 1. DIMENSIONAMIENTO DE CABLES

1.1 OBJETO

El presente apartado tiene como objetivo principal definir el objeto de los cálculos y dimensionamientos realizados para los cables de media tensión en el proyecto de ejecución del parque eólico.

El objeto específico es determinar las secciones adecuadas de los cables de media tensión necesarios para el correcto funcionamiento del parque eólico, garantizando la seguridad, eficiencia y confiabilidad del sistema eléctrico.

Estos cálculos justificativos permitirán establecer las dimensiones óptimas de los conductores eléctricos, considerando aspectos como la intensidad máxima admisible en régimen permanente y la caída de tensión en el cable. Asimismo, se determinarán los niveles de aislamiento requeridos y se establecerán las distancias mínimas recomendadas para evitar interferencias y asegurar un correcto desempeño de los cables de media tensión.

El dimensionamiento adecuado de los cables de media tensión es esencial para garantizar la transmisión eficiente y segura de la energía generada por las turbinas eólicas, desde los aerogeneradores hasta el punto de conexión con la red eléctrica.

El cumplimiento de estos cálculos justificativos es fundamental para asegurar la viabilidad técnica y la calidad del proyecto de ejecución del parque eólico, y proporcionará la base necesaria para la selección de los materiales y la correcta instalación de los cables de media tensión.

1.2 DIMENSIONADO DE LOS CABLES DE MEDIA TENSIÓN

En este apartado se llevará a cabo el dimensionamiento de los cables de media tensión que se encargarán de canalizar la energía generada por cada uno de los aerogeneradores del parque eólico.

El Parque Eólico está compuesto por dos circuitos, cada uno de ellos se compondrá de cuatro aerogeneradores (ocho en total) de 5,7 MW de potencia.

Cada uno de los circuitos llevará consigo una corriente de 538,88 A. Basándonos en esta información, se ha seleccionado el cable HEPRZ1 AL (AS) con conductor de 1x300 mm² y una tensión de aislamiento de 18/30 kV para el tendido subterráneo de media tensión.

A continuación, se presentarán los cálculos realizados para determinar la sección adecuada del conductor. Estos cálculos justificativos se fundamentan en criterios como la intensidad máxima admisible en régimen permanente y la caída de tensión en el cable, con el objetivo de asegurar un funcionamiento eficiente y seguro del sistema eléctrico.

Tras los cálculos correspondientes, se obtendrá la sección óptima del conductor necesario para el tendido subterráneo de media tensión, la cual se utilizará en la instalación del parque eólico.

1.2.1 DOCUMENTOS DE REFERENCIA

Para llevar a cabo el estudio y dimensionamiento de los cables de media tensión, se han consultado y utilizado los siguientes documentos de referencia, los cuales aportan información complementaria necesaria:

- "Zanjas tipo": Este documento proporciona detalles sobre la implantación y diseño de las zanjas eléctricas necesarias para el tendido de cables de media tensión en el parque eólico.

- "Esquema Unifilar de Generación": Este documento brinda un esquema unifilar general del sistema de media tensión, permitiendo visualizar la distribución y conexiones de los cables en el parque eólico.
- Normas UNE 211435, UNE-EN 60228, UNE-21192, IEC-60949, IEC-60228: Estas normas proporcionan directrices y requisitos técnicos relacionados con el dimensionamiento, instalación y características de los cables de media tensión, asegurando su cumplimiento con estándares reconocidos internacionalmente.
- "Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus ITC-LAT 01 a 09 (Real Decreto 223/2008)": Este reglamento establece las condiciones técnicas y requisitos de seguridad aplicables a las líneas eléctricas de alta tensión, incluyendo aspectos relevantes para el diseño y la instalación de cables de media tensión.
- Catálogo de cables de Media Tensión Prysmian: Este catálogo proporciona información específica sobre los cables de media tensión suministrados por Prysmian, incluyendo características técnicas, capacidades de corriente, resistencias, entre otros datos relevantes para su selección y dimensionamiento.

La consulta de estos documentos ha permitido contar con información actualizada y normativas técnicas aplicables, asegurando la precisión y conformidad del dimensionamiento de los cables de media tensión en el parque eólico.

1.2.2 CRITERIOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE CABLES

En el proceso de dimensionamiento de los cables de media tensión, se aplicarán los siguientes criterios, eligiendo el más exigente entre ellos:

- Criterio 1: Intensidad máxima en el cable en régimen permanente
Se considerará la intensidad máxima admisible en régimen permanente para determinar la sección adecuada del cable. Este criterio se basa en las características de la carga y las especificaciones técnicas correspondientes. Se asegurará que la sección seleccionada permita que el cable pueda transportar la corriente máxima requerida de manera segura y eficiente.

- Criterio 2: Caída de tensión en el cable

Se tendrá en cuenta la caída de tensión máxima permitida en el cable de media tensión. La caída de tensión está relacionada con las pérdidas de energía aceptables y las distancias involucradas en el tendido del cable. Se seleccionará una sección que asegure una caída de tensión dentro de los límites establecidos, evitando así una pérdida excesiva de energía y garantizando un rendimiento óptimo del sistema.

Ambos criterios son fundamentales para determinar la sección adecuada de los conductores de media tensión en el parque eólico. Se evaluará la aplicación de cada criterio y se seleccionará el más restrictivo para asegurar un dimensionamiento seguro y eficiente de los cables. Esto garantizará la integridad del sistema eléctrico, optimizando la transferencia de energía y minimizando las pérdidas.

1.2.3 HIPÓTESIS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE CABLES

Para el dimensionamiento de los cables de media tensión, se establecerán las siguientes hipótesis con el fin de calcular las secciones adecuadas:

- En el caso de instalaciones enterradas, se considera una profundidad de instalación de 90 cm. Se tomará como referencia un terreno con una temperatura de 25°C y una resistividad térmica de 1,5 K·m/W.
- La temperatura máxima de servicio en régimen permanente del conductor se establece en 90°C. Esto garantizará que el cable pueda operar de manera segura sin exceder su límite de temperatura.
- La temperatura máxima en caso de cortocircuito del conductor se fija en 250°C. Esta temperatura se utiliza como criterio de diseño para asegurar que el cable pueda soportar las condiciones extremas durante un evento de cortocircuito sin sufrir daños.
- La documentación del fabricante del aerogenerador proporcionará la curva de capacidad de la máquina, que incluirá los valores de potencia activa y reactiva máximas. A partir de estos valores, se calculará el factor de potencia mínimo de funcionamiento ($\cos \varphi$) que determinará la condición de funcionamiento con la

corriente máxima de la máquina. Esta información será utilizada para calcular las secciones de los cables de media tensión correspondientes.

Estas hipótesis proporcionarán los datos necesarios para el cálculo de las secciones de los cables, asegurando un dimensionamiento preciso y acorde a las condiciones de funcionamiento y seguridad del parque eólico.

1.2.3.1 Criterio 1: Intensidad máxima admisible en régimen permanente

El criterio 1 para el dimensionamiento de los cables de media tensión se basa en la intensidad máxima admisible en régimen permanente. Para calcular esta intensidad, se utilizarán los coeficientes reductores según lo establecido en el Reglamento de Líneas de Alta Tensión, en particular la ITC-LAT 06. A continuación se detallan los factores de corrección correspondientes a cables enterrados:

- Temperatura del terreno: Se considerará una temperatura de 25°C, sin factor de corrección.
- Profundidad de enterramiento: Se establecerá una profundidad de enterramiento de 90-110 cm, con factores de corrección entre 1,01 y 0,99 respectivamente.
- Resistividad térmica del terreno: Se supondrá una resistividad térmica igual a 1,5 K·m/W para todos los cables, sin factor de corrección.
- Método de instalación: Los cables estarán tendidos en zanja, directamente enterrados, con una separación entre las ternas igual o mayor a 20 cm. Se tendrán en cuenta los detalles de los tipos de zanjas empleados en el futuro parque eólico.
- Agrupamiento de sistemas: Se aplicarán factores de corrección por agrupamiento de sistemas según el tipo de agrupamiento, utilizando los valores o extrapolaciones de acuerdo a la tabla 10 de la ITC-LAT 06.
- Asociación en paralelo: En casos donde sea necesario instalar más de un conductor por fase, se aplicará un factor de corrección de 0,90 por asociación en paralelo. En estos casos, las ternas se agruparán al tresbolillo.

- Factor de corrección total: El factor de corrección total para un tipo específico de instalación será el producto de todos los factores de corrección anteriores que sean aplicables.

En situaciones donde el cable atraviese tramos al aire y otros enterrados, se aplicarán los coeficientes correspondientes a los cables enterrados, ya que son más restrictivos en este contexto.

La intensidad modificada que el cable será capaz de transportar se calculará dividiendo la carga máxima admisible en servicio permanente por el factor de corrección total:

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

El resultado obtenido será la intensidad modificada del cable, utilizada para determinar la sección adecuada del conductor. Este criterio garantizará que el cable seleccionado pueda transportar de manera segura la corriente máxima requerida en régimen permanente, considerando las condiciones de instalación y los factores de corrección correspondientes.

1.2.3.2 Criterio 2: Caída de tensión en el cable

El criterio 2 para el dimensionamiento de los cables de media tensión se basa en la caída de tensión en el cable. La caída de tensión (en V) en un cable se puede obtener de forma aproximada mediante la siguiente fórmula:

$$\Delta V = 3 \cdot L \cdot I_N \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)$$

También se puede utilizar la siguiente fórmula, que proporciona una aproximación más precisa:

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

Donde:

- L es la longitud del cable en kilómetros.

- I_N es la intensidad que recorre el conductor en amperios.
- R es la resistencia máxima del conductor a 90°C y 50 Hz en ohmios por kilómetro.
- X es la reactancia a 50 Hz en ohmios por kilómetro.
- $\cos \varphi$ es el factor de potencia.

En el caso de que se haya instalado más de un conductor por fase, la intensidad total que recorre el conductor se dividirá por el número de conductores por fase.

El valor obtenido mediante estas fórmulas representa la caída de tensión en el cable. Es importante asegurarse de que la caída de tensión esté dentro de los límites aceptables para el sistema. Se establecerá un límite máximo de caída de tensión, generalmente especificado en porcentaje, para garantizar un rendimiento adecuado del sistema y evitar pérdidas excesivas de energía. Al dimensionar los cables, se seleccionará una sección que permita que la caída de tensión se mantenga dentro de los límites establecidos.

El criterio de caída de tensión se utilizará para determinar la sección adecuada del cable, asegurando que el voltaje requerido para el funcionamiento de los aerogeneradores se mantenga dentro de los parámetros establecidos. Esto garantizará un rendimiento óptimo del sistema y una distribución eficiente de la energía generada.

1.2.4 RESULTADO DE LAS SECCIONES DE LOS CONDUCTORES

Una vez aplicados los criterios de dimensionamiento mencionados anteriormente, se obtendrán los resultados de las secciones de los conductores necesarios para canalizar la energía generada en cada uno de los aerogeneradores del parque eólico.

Utilizando el criterio 1 de intensidad máxima admisible en régimen permanente y el criterio 2 de caída de tensión en el cable, se realizarán los cálculos correspondientes para determinar las secciones adecuadas de los conductores de media tensión.

Se tendrán en cuenta los documentos de referencia, las hipótesis de cálculo y los datos de partida proporcionados anteriormente, así como las normativas y regulaciones aplicables en materia de instalaciones eléctricas de alta tensión.

El resultado obtenido será la sección de los conductores necesarios para cada uno de los circuitos del parque eólico. Se detallará la sección de los conductores de media tensión seleccionados, teniendo en cuenta tanto el cumplimiento de las intensidades máximas admisibles como la limitación de la caída de tensión en el cable.

Estos resultados serán fundamentales para garantizar una correcta transmisión de la energía generada por los aerogeneradores, minimizando las pérdidas y asegurando el funcionamiento eficiente y seguro del parque eólico en su conjunto.

1.2.4.1 Criterio 1: Intensidad máxima admisible

El criterio 1 para la selección de la sección de los conductores se basa en la intensidad máxima admisible en régimen permanente, de acuerdo con el Reglamento de Líneas de Alta Tensión (ITC-006).

Siguiendo las especificaciones del reglamento y considerando la intensidad aportada por cada generador, que en este caso es de 134,72 A, se puede calcular la corriente total de cada circuito, la cual asciende a 538,88 A. Se ha aplicado un factor de corrección total de 0,8, como se ha mencionado anteriormente.

A continuación, se describen los pasos aplicados según el Reglamento de Líneas de Alta Tensión:

1. Intensidad aportada por cada generador:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{7.000 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 30 \text{ kV}} = 134,72 \text{ A}$$

2. Número de aerogeneradores por línea: Se utiliza el valor de corriente nominal del interruptor de 630 A para calcular el número de aerogeneradores por línea:

$$\text{Número de aerogeneradores por línea} = \frac{630}{I}$$

En este caso, se determina que habrá 2 líneas equilibradas, cada una con 4 aerogeneradores.

3. Cálculo de la sección: Se aplican los factores de corrección correspondientes, según las tablas proporcionadas por el Reglamento de Líneas de Alta Tensión:

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

Tabla 1. Factor de corrección (F) para temperatura del terreno distinta 25°C (Reglamento de Líneas de Alta Tensión)

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

Tabla 2. Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares (Reglamento de Líneas de Alta Tensión)

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 3. Factores de corrección para profundidades de la instalación distinta de 1m (Reglamento de Líneas de Alta Tensión)

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 4. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5K-m/W (Reglamento de Líneas de Alta Tensión)

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	115	90	120	90	125	95
35	135	105	145	110	150	115
50	160	125	170	130	180	135
70	200	155	205	160	220	170
95	235	185	245	190	260	200
120	270	210	280	215	295	230
150	305	235	315	245	330	255
185	345	270	355	280	375	290
240	400	310	415	320	440	345
300	450	355	460	365	500	390
400	510	405	520	415	565	450

Tabla 5. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y corriente alterna. Cables unipolares aislados hasta 18/30 kV bajo tubo. (Reglamento de Líneas de Alta Tensión)

La intensidad de cada línea se calcula dividiendo la intensidad total entre el factor de corrección: $I = I_{\text{línea}} / \text{factor}$

$$I = \frac{I_{\text{línea}}}{F} = \frac{134,72 \cdot 4}{0,75} = 718,4 \text{ A}$$

Para cada línea se instalarán dos cables en paralelo, por lo que cada sección se dimensionará para una intensidad de 359,25 A ($0,5 \cdot I$).

Considerando la posibilidad de elegir cables de cobre y aluminio, se seleccionará un cable de aluminio debido a su menor coste. A partir de esta elección, se presentan las siguientes opciones de sección:

- Cable de aluminio de 400 mm² con aislamiento EPR (máxima admisible de 405 A)
- Cable de aluminio de 300 mm² con aislamiento XLPE (máxima admisible de 365 A)
- Cable de aluminio de 300 mm² con aislamiento HEPR (máxima admisible de 390 A)

En base a estos resultados, se elegirá la sección del cable que cumpla con los requisitos de intensidad máxima admisible y brinde la mejor relación costo-eficiencia para el proyecto del parque eólico.

1.2.4.2 Criterio 2: Caída de tensión en el cable

El criterio 2 para el dimensionamiento de los cables se basa en la caída de tensión, la cual debe mantenerse dentro de márgenes razonables, en este caso, por debajo del 1%.

Para calcular la caída de tensión en los cables, se considerarán los dos circuitos por separado. El primer circuito tiene una longitud de 5.697 metros, mientras que el segundo circuito tiene una longitud de 6.461 metros.

La fórmula utilizada para el cálculo de la caída de tensión en los cables es la siguiente:

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

Se realizarán los cálculos para cada circuito y se comprobará que la caída de tensión obtenida está dentro de los márgenes razonables.

$$\text{Circuito 1} \rightarrow \Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot 5.697 \cdot 438,8 \cdot 1}{400 \cdot 44} = 246 \text{ V} = 0,82\%$$

$$\text{Circuito 2} \rightarrow \Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot 6.461 \cdot 438,8 \cdot 1}{400 \cdot 44} = 279 \text{ V} = 0,82\%$$

Al realizar los cálculos correspondientes, se verificará que la caída de tensión en ambos circuitos se encuentra dentro de los márgenes establecidos, lo cual garantiza un funcionamiento adecuado y eficiente del parque eólico.

Es importante destacar que la selección de la sección del cable se realizará teniendo en cuenta tanto el criterio 1 (intensidad máxima admisible en régimen permanente) como el criterio 2 (caída de tensión en el cable), con el objetivo de garantizar un diseño óptimo del sistema de cables de media tensión.

1.3 NIVELES DE AISLAMIENTO

En el proyecto de ejecución del parque eólico, se han establecido los niveles de aislamiento adecuados para garantizar la seguridad y el correcto funcionamiento de los materiales utilizados en el sistema de media tensión.

Para los materiales de 132 kV, siguiendo las pautas establecidas en la MIE-RAT 12, se ha adoptado el grupo B para el aislamiento pleno. Los niveles de aislamiento elegidos para esta tensión consideran una tensión más elevada para el material (U_m) de 145 kV eficaces. Estos niveles de aislamiento implican una tensión soportada nominal de 650 kV cresta para los impulsos tipo rayo y 275 kV eficaces para la tensión soportada nominal de corta duración a frecuencia industrial durante un minuto.

Por otro lado, para el sistema de 30 kV, se han adoptado los niveles de aislamiento correspondientes al grupo A según la MIE-RAT 12. En este caso, la tensión más elevada para el material (U_m) es de 36 kV eficaces. Los niveles de aislamiento establecidos para esta tensión implican una tensión soportada nominal de 170 kV cresta para los impulsos tipo rayo y 70 kV eficaces para la tensión soportada nominal de corta duración a frecuencia industrial durante un minuto.

Estos niveles de aislamiento han sido seleccionados cuidadosamente para garantizar que los materiales utilizados en el parque eólico sean capaces de soportar las tensiones y los impulsos eléctricos a los que estarán expuestos durante su funcionamiento. De esta manera, se asegura la integridad y la fiabilidad del sistema eléctrico de media tensión en el parque eólico.

1.4 DISTANCIAS MÍNIMAS

En cumplimiento de las normativas establecidas en las Instrucciones Técnicas Complementarias MIE-RAT 12 para las tensiones de 132 kV y 30 kV, se han definido las distancias mínimas fase-tierra y entre fases necesarias para garantizar la seguridad y el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

De acuerdo con lo indicado en las instrucciones, se han establecido las siguientes distancias mínimas para cada nivel de tensión:

Nivel de tensión	Tensión soportada impulsos tipo rayo	Distancia mínima fase-tierra	Distancia mínima fase-fase
132 kV	650 kV	130 cm	130 cm
30 kV	150 kV	32 cm	32 cm

Tabla 6. Distancias mínimas para cada nivel de tensión (Elaboración propia)

Además, según lo establecido en la instrucción MIE-RAT 15 en su apartado 3.1.2, los elementos en tensión no protegidos que se encuentren sobre pasillos deben estar a una altura mínima H sobre el suelo. Esta altura H se determina mediante la fórmula $H = 250 + d$, donde "d" es la distancia asociada al nivel de tensión según la tabla anterior, expresada en centímetros.

En las zonas accesibles, todos los elementos en tensión deben estar situados a una altura mínima de 230 cm sobre el suelo. Esta altura se mide considerando la línea de contacto del aislador con su zócalo o soporte, en caso de que este último esté puesto a tierra, tal como se indica en la instrucción MIE-RAT 15 en su apartado 3.1.5.

Asimismo, se establece que la distancia entre el cerramiento y las zonas en tensión debe ser mayor que la distancia B , la cual se calcula según la ecuación $B = 150 + d$. Aquí, "d" representa la distancia asociada al nivel de tensión según la tabla mencionada anteriormente, expresada en centímetros. Esta distancia B es aplicable en el caso de un cerramiento mediante enrejado con una altura superior a 220 cm.

En el caso específico de la subestación con un nivel de tensión de 132 kV, se deben respetar las siguientes distancias mínimas:

Nivel de tensión	d	H	B
132 kV	130 cm	380 cm	280 cm

Tabla 7. Distancias mínimas subestación 132 kV (Elaboración propia)

Estas distancias mínimas han sido establecidas para garantizar la seguridad de las personas, prevenir riesgos eléctricos y asegurar un adecuado funcionamiento del sistema eléctrico en el parque eólico.

Capítulo 2. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

2.1 OBJETO

El presente capítulo tiene como objetivo principal determinar el nivel máximo de corrientes de cortocircuito que se presentarán en los distintos niveles de tensión del sistema eléctrico del parque eólico de Alto de la Muela. Estas corrientes de cortocircuito serán utilizadas para la selección adecuada de los interruptores necesarios en el sistema eléctrico, así como para validar las máquinas eléctricas seleccionadas.

El análisis de las corrientes de cortocircuito es fundamental para garantizar la seguridad y protección de las instalaciones eléctricas, así como para evitar daños en los equipos y minimizar los tiempos de interrupción en caso de un evento de cortocircuito. El conocimiento preciso de estos valores permitirá tomar las medidas adecuadas para asegurar un funcionamiento seguro y eficiente del sistema eléctrico del parque eólico.

Este documento proporcionará información crucial para la planificación y diseño de las protecciones eléctricas necesarias, así como para la selección de los componentes del sistema que deben ser capaces de soportar las corrientes de cortocircuito previstas. El resultado de este análisis contribuirá a garantizar la confiabilidad y la integridad del sistema eléctrico del parque eólico de Alto de la Muela.

2.2 DOCUMENTOS DE REFERENCIA

El presente estudio se basa en los siguientes documentos como referencia clave:

- "Esquema Unifilar de Generación": Este documento proporciona una visión general del esquema eléctrico del parque eólico, incluyendo la configuración de las diferentes partes del sistema y su interconexión.

- IEC Standard 60909: "Short-Circuit Current Calculation in Three Phase A.C. Systems": Esta norma internacional establece los métodos y procedimientos para calcular las corrientes de cortocircuito en sistemas de corriente alterna trifásica. Sirve como guía para determinar las corrientes de cortocircuito en el sistema eléctrico del parque eólico.
- UNE-EN 60067-5-2008: "Transformadores de potencia. Aptitud para soportar cortocircuitos": Esta norma establece los requisitos y métodos de prueba para evaluar la capacidad de los transformadores de potencia para soportar condiciones de cortocircuito. Proporciona pautas importantes para asegurar la integridad y seguridad de los transformadores en caso de un evento de cortocircuito.
- IEEE Standard 141-1993: "Electric Power Distribution for Industrial Plants (Red Book)": Esta norma del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) aborda la distribución de energía eléctrica en plantas industriales. Contiene información relevante sobre la selección y coordinación de los dispositivos de protección contra cortocircuitos.
- UNE 21239-3: "Cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna": Esta norma proporciona directrices específicas para el cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas de corriente alterna trifásica. Es una referencia importante para determinar con precisión las corrientes de cortocircuito en el sistema eléctrico del parque eólico.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión: Este reglamento establece las disposiciones técnicas y de seguridad aplicables a las instalaciones eléctricas de baja tensión. Contiene información relevante sobre la protección contra cortocircuitos en el ámbito de baja tensión, que puede ser útil para el diseño y la implementación de medidas de protección en el parque eólico.

Estos documentos proporcionan los fundamentos y los criterios técnicos necesarios para llevar a cabo el estudio de corrientes de cortocircuito en el sistema eléctrico del parque eólico de referencia. Su aplicación asegurará la precisión y fiabilidad de los resultados obtenidos.

2.3 HIPÓTESIS DE CÁLCULO Y DATOS DE PARTIDA

En el presente estudio, se han considerado las siguientes hipótesis de cálculo y datos de partida:

- Estimación conservadora de las corrientes de cortocircuito trifásicas y de línea a tierra en la futura subestación de 132 kV: Se ha seguido la indicación de la norma UNE-EN 60076-5, que establece que en caso de desconocer la potencia aparente de cortocircuito de la red, se pueden utilizar los valores proporcionados en la tabla 2 de dicha norma. Esta aproximación garantiza una estimación máxima de la potencia aparente de cortocircuito en función de la tensión de la red a la que se conecte la subestación.
- Impedancias despreciables en las líneas de media tensión de 30 kV y en los conductores de baja tensión dentro de cada aerogenerador: Se considera que las impedancias de estas líneas y conductores son nulas, dado que se pueden considerar despreciables en comparación con el resto del sistema.
- Equipos redundantes fuera de servicio: Se supone que los equipos redundantes no están en funcionamiento, por lo que no se tendrán en cuenta en los cálculos de corrientes de cortocircuito.
- Cargas tipo no motor operando al 100%: Se considera que todas las cargas no motorizadas están funcionando a su máxima capacidad durante el cálculo de corrientes de cortocircuito.
- Valor estimado de R/X para la red: Se ha establecido un valor de R/X de 0,125 para la red. Este parámetro representa la relación entre la resistencia (R) y la reactancia (X) en el sistema, y se utiliza en los cálculos de corrientes de cortocircuito para considerar las características de impedancia del sistema eléctrico.

Estas hipótesis de cálculo y datos de partida proporcionan las bases para realizar los cálculos de corrientes de cortocircuito de manera precisa y consistente en el estudio del sistema eléctrico del parque eólico de referencia. Se busca garantizar una evaluación

adecuada de las corrientes de cortocircuito y sus efectos en el sistema, considerando diferentes escenarios y condiciones operativas.

2.4 IMPEDANCIAS DEL SISTEMA

En el análisis de corrientes de cortocircuito del sistema eléctrico del parque eólico de Alto de la Muela, se deben considerar las impedancias de diversos componentes. A continuación, se detallan las principales impedancias que se van a calcular:

- Impedancia de la red: Se determinará la impedancia de la red eléctrica de alimentación de 132 kV. Esta impedancia incluye la resistencia y la reactancia de las líneas de transmisión y las subestaciones asociadas. Su valor se utilizará en los cálculos de corrientes de cortocircuito para evaluar el comportamiento del sistema durante un evento de cortocircuito.
- Impedancia del transformador de la subestación: Se calculará la impedancia del transformador ubicado en la subestación de 132 kV. Esta impedancia comprende tanto la resistencia como la reactancia del transformador y se utilizará para determinar las corrientes de cortocircuito en la subestación y sus efectos en el sistema.
- Impedancia del transformador principal del aerogenerador: Se determinará la impedancia del transformador principal presente en cada aerogenerador. Esta impedancia incluye la resistencia y la reactancia del transformador, y se utilizará en los cálculos de corrientes de cortocircuito para evaluar la respuesta del aerogenerador durante un evento de cortocircuito.
- Impedancia del generador: Se calculará la impedancia del generador de cada aerogenerador. Esta impedancia incluye la resistencia y la reactancia del generador y se tendrá en cuenta para evaluar las corrientes de cortocircuito generadas internamente en cada aerogenerador.

El cálculo de estas impedancias se realizará teniendo en cuenta las características técnicas de los componentes, como las especificaciones del transformador, las características

del generador y los datos de diseño de la red eléctrica. Estas impedancias son fundamentales para comprender el comportamiento del sistema durante condiciones de cortocircuito y garantizar la seguridad y la fiabilidad del parque eólico de Alto de la Muela.

2.4.1 RED

$$Z_{red,132kV} = c \cdot \frac{U_{nQ}^2}{S_{KQ}''} = 1,1 \cdot \frac{(132 \text{ kV})^2}{7.200 \text{ MVA}} = 2,662 \Omega$$

$$Z_{red,30kV} = \frac{Z_{red,132kV}}{t^2} = \frac{2,662 \Omega}{(132/30)^2} = 0,1375 \Omega$$

$$R_Q = 0,1 \cdot Z_Q = 0,1 \cdot 0,1375 \Omega = 0,01375 \Omega$$

$$X_Q = 0,995 \cdot Z_Q = 0,995 \cdot 0,1375 \Omega = 0,1368 \Omega$$

Donde:

- c es el factor de tensión.
- U_{nQ} es la tensión compuesta de la red en vacío.
- S_{KQ}'' es la potencia de cortocircuito simétrica inicial.
- t es la relación de transformación.

2.4.2 TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACIÓN

$$Z_{TS30kV} = \frac{u_{kr} \cdot U_{rT}^2}{S_{rT}} = \frac{0,12 \cdot (30 \text{ kV})^2}{56 \text{ MVA}} = 1,929 \Omega$$

$$Z_{TS30kV} = 1,929 \angle 90^\circ \Omega$$

$$Z'_{eq30kV} = Z_{red30kV} + Z_{TS30kV} = 0,1375 \angle 0^\circ + 1,929 \angle 90^\circ = 1,934 \angle 85,92^\circ \Omega$$

Donde:

- u_{kr} es la tensión asignada de cortocircuito del transformador en %.
- U_{rT} es la tensión compuesta asignada del transformador.

- S_{rT} es la potencia aparente asignada del transformador.

2.4.3 TRANSFORMADOR PRINCIPAL DEL AEROGENERADOR

$$Z_{Tppal30kV} = \frac{u_{kr} \cdot U_{rT}^2}{S_{rT}} = \frac{0,08 \cdot (30 \text{ kV})^2}{5,7 \text{ MVA}} = 12,631 \Omega$$

$$Z_{Tppal30kV} = 12,631 \angle 90^\circ \Omega$$

Donde:

- u_{kr} es la tensión de cortocircuito asignada del transformador en %.
- U_{rT} es la tensión compuesta asignada del transformador.
- S_{rT} es la potencia aparente asignada del transformador.

2.4.4 GENERADOR

$$\begin{aligned} \text{Impedancia de los motores asíncronos según UNE 21239 - 92} &\rightarrow Z_{G30kV} \\ &= 60 \angle 69,5^\circ \Omega \end{aligned}$$

$$Z''_{eq30kV} = Z_{Tppal30kV} + Z_{G30kV} = 12,631 \angle 90^\circ + 60 \angle 69,5^\circ = 71,967 \angle 73,024^\circ \Omega$$

2.5 FUENTE EQUIVALENTE DE TENSIÓN

La fuente equivalente de tensión se determina siguiendo la norma establecida:

$$E = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3}} = \frac{1,1 \cdot 30 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 19,053 \text{ kV}$$

Según la fórmula proporcionada, la impedancia equivalente final ($Z_{eqFinal}$) se calcula como el resultado del paralelo entre Z'_{eq30kV} y Z''_{eq30kV} , resultando en un valor de $1,885 \Omega$ con un ángulo de fase de $85,56$ grados.

La corriente de cortocircuito resultante (I''_k) se determina como 10107,7 amperios con un ángulo de fase de -85,56 grados. Esta corriente de cortocircuito es el resultado combinado de diferentes contribuciones, que incluyen:

- La aportación de cada aerogenerador: La corriente de cortocircuito generada por cada aerogenerador (I''_{kAero}) se establece en 264,746 amperios con un ángulo de fase de -73,024 grados.
- La aportación de la red a través del transformador de la subestación: La corriente de cortocircuito proveniente de la red a través del transformador de la subestación (I''_{kRED}) se establece en 9851,6 amperios con un ángulo de fase de -85,92 grados.

2.6 RESULTADOS

Los resultados obtenidos del análisis de la fuente equivalente de tensión y las contribuciones de corriente de cortocircuito son los siguientes:

- La impedancia equivalente final ($Z_{eqFinal}$) se calculó como el valor resultante del paralelo entre Z'_{eq30kV} y Z''_{eq30kV} , siendo de $1,885 \Omega$ con un ángulo de fase de 85,56 grados.
- La corriente de cortocircuito resultante (I''_k) se determinó como 10107,7 amperios con un ángulo de fase de -85,56 grados. Esta corriente de cortocircuito es el resultado combinado de las contribuciones individuales.
- La contribución de cada aerogenerador (I''_{kAero}) se estableció en 264,746 amperios con un ángulo de fase de -73,024 grados.
- La contribución de la red a través del transformador de la subestación (I''_{kRED}) se estableció en 9851,6 amperios con un ángulo de fase de -85,92 grados.

Estos resultados proporcionan información crucial sobre las características de la corriente de cortocircuito en el sistema analizado. Es fundamental considerar estos valores en el diseño y la protección de la red para garantizar un funcionamiento seguro y confiable en caso de cortocircuitos.

2.7 CONCLUSIONES

Basándonos en los resultados obtenidos del análisis de la fuente equivalente de tensión y las contribuciones de corriente de cortocircuito, así como en las secciones calculadas en el apartado de dimensionamiento de cables, se llega a las siguientes conclusiones:

- La intensidad de cortocircuito máxima determinada a partir de los resultados obtenidos es de 10107,7 amperios. Esto indica que la infraestructura de cables dimensionada soporta ampliamente esta intensidad de corriente de cortocircuito.
- Los cables dimensionados tienen una capacidad máxima de corriente de 310 amperios, lo cual es menor que la intensidad de cortocircuito máxima obtenida. Esto significa que los cables están diseñados de manera adecuada y tienen una capacidad suficiente para soportar las condiciones de cortocircuito previstas.

En resumen, los resultados del análisis y el dimensionamiento de cables indican que la infraestructura eléctrica cumple con los requisitos de seguridad y confiabilidad en caso de cortocircuitos. Los cables seleccionados tienen una capacidad adecuada para soportar la intensidad de cortocircuito máxima prevista, lo que garantiza un funcionamiento seguro y protege la integridad del sistema eléctrico en situaciones de falla.



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE
EÓLICO TERRESTRE**

**ANEXO III: ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE
VIABILIDAD**

Autor: Ignacio Domingo Górriz

Directora: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Índice del Estudio Técnico Económico de Viabilidad

Capítulo 1. Análisis económico y financiero	3
1.1 Datos de partida.....	3
1.1.1 Producción	3
1.1.2 Vida útil	4
1.1.3 Precio de venta.....	4
1.1.4 Gastos de explotación	4
1.1.5 Hipótesis económicas.....	5
1.1.6 Hipótesis financieras.....	6
Capítulo 2. Volumen de inversión total a acometer	8
Capítulo 3. Cronograma previsto para la inversión	10
Capítulo 4. Detalle de las fuentes de financiación a utilizar	12
Capítulo 5. Ingresos esperados por la explotación del parque	13
Capítulo 6. Gastos operativos desglosados por categorías	15
Capítulo 7. Análisis de la rentabilidad del proyecto	17
Capítulo 8. Cuenta de pérdidas y ganancias.....	18
Capítulo 9. Análisis de sensibilidad	20
Capítulo 10. Conclusiones.....	21

Índice de Tablas

Tabla 1. Gastos de explotación.....	5
Tabla 2. Hipótesis económicas	6
Tabla 3. Hipótesis financieras	7
Tabla 4. Volumen de inversión total a acometer	9
Tabla 5. Cronograma previsto para la inversión.....	11
Tabla 6. Fuentes de financiación a utilizar	12
Tabla 7. Ingresos esperados por la explotación del parque	14
Tabla 8. Gastos operativos desglosados por categorías.....	16
Tabla 9. Análisis de la rentabilidad del proyecto	17
Tabla 10. Cuenta de pérdidas y ganancias.....	19
Tabla 11. Análisis de sensibilidad	20

Capítulo 1. ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO

El capítulo se centra en el análisis económico y financiero del proyecto. En esta sección, se examinan detalladamente los aspectos monetarios y financieros del proyecto, evaluando los costos de inversión, los ingresos esperados, los gastos operativos y diversos indicadores financieros clave. Este análisis proporcionará una visión integral de la viabilidad económica del parque eólico, permitiendo tomar decisiones fundamentadas y medir el potencial retorno de la inversión. A través de la consideración rigurosa de datos y supuestos relevantes, se busca evaluar la rentabilidad del proyecto y determinar su viabilidad económica a largo plazo.

1.1 DATOS DE PARTIDA

En esta sección, se presentan los datos clave que servirán como base para las proyecciones y cálculos futuros. Entre estos datos se incluyen la estimación de la producción de energía, la vida útil del parque, el precio de venta de la energía generada, los gastos de explotación proyectados, así como las hipótesis económicas y financieras utilizadas. Estos datos iniciales permiten establecer una sólida fundamentación para el análisis posterior y facilitan la evaluación de la viabilidad económica del proyecto en su conjunto.

1.1.1 PRODUCCIÓN

Según las simulaciones realizadas, se espera que el parque tenga una producción de 167.036 MWh/año. Esta cifra se basa en un funcionamiento aproximado de 3.663 horas equivalentes a potencia nominal, considerando una capacidad instalada de 45,6 MW. Estas proyecciones son fundamentales para calcular los ingresos esperados por la venta de energía y para evaluar la viabilidad económica del proyecto en términos de su capacidad para satisfacer la demanda energética y generar beneficios económicos.

1.1.2 VIDA ÚTIL

Se ha considerado una vida útil de 20 años para el proyecto. Durante este período, se espera que el parque esté en funcionamiento todos los años, excepto en el primero, con un total de 3.663 horas equivalentes a potencia nominal. Esta estimación de vida útil es importante para evaluar la rentabilidad a largo plazo del proyecto, considerando el período de recuperación de la inversión, los costos de mantenimiento y la vida útil esperada de los aerogeneradores y otras infraestructuras.

1.1.3 PRECIO DE VENTA

El precio de venta se determinará de acuerdo con la normativa vigente, basándose en el precio medio anual de la energía eólica establecido por la Comisión Nacional del Mercado de la Competencia. Este precio puede consultarse en el Mercado Ibérico de Electricidad. Para el presente proyecto, se ha establecido un precio medio de 4,7 céntimos de euro por kilovatio-hora (c€/kWh) para el año 2023. Sin embargo, es importante tener en cuenta que este precio puede variar en los años siguientes según las actualizaciones establecidas por la regulación mencionada anteriormente.

1.1.4 GASTOS DE EXPLOTACIÓN

En el apartado correspondiente del presente Estudio, se detallan los gastos de explotación aplicados a este proyecto. A continuación, se presenta una tabla con los siguientes costos:

	c€/kWh	k€/año
Op. & Mant. aerogeneradores	0,75	-
Op. & Mant. Resto de parque	-	61,60
Aceites + repuestos	-	-
Terrenos	-	-
Administración	-	15,20
Personal	-	24,00
Seguros	-	38,66
Impuestos	-	72,53
Otros gastos de explotación	-	30,93

Tabla 1. Gastos de explotación

Además, se ha establecido que estos gastos se actualizarán anualmente siguiendo la evolución del Índice de Precios al Consumidor (IPC) estimado en un 2,5 %. Esta actualización tiene en cuenta la inflación y asegura que los costos reflejen de manera realista las condiciones económicas cambiantes a lo largo del tiempo. De esta manera, se busca tener en cuenta los posibles incrementos en los gastos operativos durante la vida útil del parque eólico.

1.1.5 HIPÓTESIS ECONÓMICAS

A continuación, se presentan las hipótesis económicas consideradas:

Tasa de inflación general [%]	1,5
Tipo impositivo [%]	25
Tipo de iva [%]	21
Amortización de inmovilizado [años]	20
Tipo de colocación de tesorería	1,5
Tasa de descuento [%]	4
Demora en los cobros de e. eléctrica a la red [meses]	1
Demora en los pagos de gastos variables [meses]	1

Tabla 2. Hipótesis económicas

En esta tabla se incluyen las distintas variables económicas y los valores asignados a cada una de ellas. Estas hipótesis económicas son fundamentales para realizar proyecciones financieras, evaluar la rentabilidad del proyecto y tomar decisiones informadas. Algunas de las variables consideradas pueden incluir tasas de inflación, tipos de cambio, tasas de interés, entre otros factores relevantes para el análisis económico del parque eólico.

1.1.6 HIPÓTESIS FINANCIERAS

En cuanto a la financiación del proyecto, se ha considerado una relación entre recursos propios y ajenos (apalancamiento) de 35/65. Las condiciones de financiación ajena se han tenido en cuenta y se detallan en la siguiente tabla:

TIPO BASE [%] / MARGEN [%] = TOTAL [%]	4,5%	0,5%	5,00%
COMISIÓN DE APERTURA [%] / DE AGENCIA [k€]	-	0,9%	6
Período de devolución [AÑOS]	-	-	18
Ratio cobertura servicio de la deuda	-	-	1,15

Tabla 3. Hipótesis financieras

Asimismo, en el servicio de la deuda se garantiza como mínimo un ratio de cobertura de 1,20. Esto asegura que los flujos de efectivo generados por el proyecto sean suficientes para cubrir el servicio de la deuda y proporcionar un margen de seguridad adicional.

Con relación a la política de dividendos, que influye en el cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR) para los accionistas, se ha considerado un reparto de dividendos variable en función de los resultados del período. De los recursos disponibles después de deducir las compensaciones de resultados negativos anteriores y las dotaciones obligatorias a la reserva legal y otras reservas obligatorias, se repartirá un porcentaje razonable como dividendos, destinando el resto a la reserva voluntaria. Esta política permite equilibrar la distribución de beneficios entre los accionistas y el fortalecimiento de las reservas para asegurar la estabilidad financiera y futuros proyectos de inversión.

Estas hipótesis financieras son fundamentales para el análisis de rentabilidad y la evaluación de la viabilidad económica y financiera del proyecto de ejecución del parque eólico.

Capítulo 2. VOLUMEN DE INVERSIÓN TOTAL A

ACOMETER

En esta sección, se analizará detalladamente el monto de capital requerido para la construcción, instalación y puesta en marcha de la infraestructura eólica, así como para cubrir otros gastos asociados, como permisos, estudios ambientales y costos de conexión a la red eléctrica. Este análisis permitirá tener una visión clara y precisa del volumen de inversión necesario para materializar el proyecto, lo que es esencial para evaluar la viabilidad financiera y establecer una planificación adecuada de los recursos económicos requeridos.

El presupuesto de ejecución por contrato del parque eólico y la infraestructura de evacuación asociada asciende a la cantidad de:

**CUARENTA Y SIETE MILLONES TREINTA Y OCHO MIL TRESCIENTOS
SESENTA EUROS Y DIECINUEVE CÉNTIMOS (47.038.360,19 €)**

Obra civil	2.084.536,14
Parque Eólico (Capítulo 1)	1.859.536,14
Edificio de control (Capítulo 5)	100.000,00
Obra Civil Subestación (Subcapítulo 4.1)	80.000,00
Estructuras metálicas (Subcapítulo 4.2)	20.000,00
Almacén de Residuos Peligrosos	25.000,00
Suministros eléctricos del Parque Eólico	1.139.256,00
Conductores y puesta a tierra (Subcapítulo 2.1)	191.908,00
Subestación (Subcapítulos 4.3 y 4.4)	828.970,00
Cabinas de Media Tensión (Subcapítulo 2.3)	118.378,00
Montaje Eléctrico del Parque Eólico	142.000,00
Tendido de cables (Subcapítulo 2.2)	62.000,00
CSI (Subcapítulo 4.2)	80.000,00
Aerogeneradores (Capítulo 3)	36.160.000,00
Ingeniería y Dirección de Obra	105.000,00
Ingeniería del Parque Eólico (Subcapítulo 6.1)	55.000,00
Dirección facultativa de la obra (Subcapítulo 6.2)	50.000,00
Varios (Capítulo 7)	15.000,00
TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL	39.645.792,14
16% Gastos Generales	6.225.320,46
3% Beneficio Industrial	1.167.247,59
TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	47.038.360,19
GASTOS DE DESARROLLO	600.000,00
INFRAESTRUCTURA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA	1.250.000,00
TOTAL INVERSIÓN (i.i.i)	48.888.360,19

Tabla 4. Volumen de inversión total a acometer

Capítulo 3. CRONOGRAMA PREVISTO PARA LA INVERSIÓN

En esta sección, se detallará la planificación temporal de las actividades relacionadas con la inversión, desde la adquisición de terrenos hasta la puesta en funcionamiento completa del parque. Se establecerán las fechas estimadas para la ejecución de cada etapa del proyecto, considerando aspectos como la obtención de permisos y licencias, la adquisición y montaje de los aerogeneradores, la construcción de infraestructuras auxiliares y la conexión a la red eléctrica. Este cronograma permitirá tener una visión clara del tiempo requerido para llevar a cabo el proyecto, facilitando una gestión eficiente de los recursos y la identificación de posibles desviaciones en el plan de inversión.

MES DE CONSTRUCCIÓN	TOTAL	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	TOTAL
AVANCE DE CONSTRUCCIÓN	100%	10,00%	20,00%	20,00%	20,00%	20,00%	10,00%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%
INVERSIÓN TOTAL	47	4,7	9,4	9,4	9,4	9,4	4,7	0	0	0	0	0	0	47
TOTAL ACUMULADO		4,7	14,1	23,5	32,9	42,3	47	47	47	47	47	47	47	
SUBVENCIONES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INVERSIÓN TOTAL		4,7	9,4	9,4	9,4	9,4	4,7	0	0	0	0	0	0	47
TOTAL ACUMULADO		4,7	14,1	23,5	32,9	42,3	47	47	47	47	47	47	47	
		10%	30%	50%	70%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	

Tabla 5. Cronograma previsto para la inversión

Capítulo 4. DETALLE DE LAS FUENTES DE FINANCIACIÓN A UTILIZAR

En esta sección se describirán las diferentes fuentes de capital que se emplearán, como préstamos bancarios, inversionistas privados o fondos de inversión, así como posibles subvenciones o ayudas públicas disponibles para proyectos de energía renovable. Se proporcionará información sobre los acuerdos financieros y las condiciones asociadas a cada fuente de financiamiento, teniendo en cuenta aspectos como tasas de interés, plazos de pago y garantías requeridas. Este análisis permitirá identificar las fuentes de financiamiento más adecuadas para cubrir el volumen de inversión requerido, asegurando la viabilidad económica y la disponibilidad de los recursos financieros necesarios para llevar a cabo el proyecto de manera exitosa.

	€		
TOTAL FONDOS	48.888.360		
FONDOS PROPIOS	9.777.672		20%
Acciones ordinarias	9.777.672	100%	
Acciones preferentes	0	0%	
SUBVENCIONES	0		0%
FONDOS AJENOS	39.110.688		80%
Deuda principal	39.110.688	100%	
Deuda subordinada	0	0%	

Tabla 6. Fuentes de financiación a utilizar

Capítulo 5. INGRESOS ESPERADOS POR LA EXPLOTACIÓN DEL PARQUE

En esta sección, se analizarán y proyectarán los ingresos generados a través de la venta de energía producida por el parque. Se considerarán factores como el precio de venta establecido, la capacidad de producción estimada, los contratos de suministro eléctrico y la demanda energética del mercado. También se tomarán en cuenta posibles fluctuaciones en los precios de la energía y las condiciones económicas relevantes. Este análisis detallado permitirá evaluar la viabilidad económica del proyecto y estimar los ingresos a lo largo de su vida útil, brindando una base sólida para la toma de decisiones financieras y estratégicas.

		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	
Producción de energía	GWh	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167	0
Precio de la electricidad	c€/kWh	4,7	4,75	4,79	4,84	4,89	4,94	4,99	5,04	5,09	5,14	5,19	5,24	5,30	5,35	5,40	5,46	5,51	5,57	5,62	5,68	5,73	
Ingresos por venta de electricidad	k€/año	7,849	7,927	8,007	8,087	8,168	8,249	8,332	8,415	8,499	8,584	8,670	8,757	8,844	8,933	9,022	9,112	9,204	9,296	9,389	9,482	9,577	0,000
Ingresos financieros	k€/año	0	9	19	27	36	44	51	58	65	72	78	84	89	95	124	174	224	274	326	378	430	0
Ingresos extraordinarios	k€/año																						
Ingresos totales	k€/año	7,85	8,324	8,407	8,491	8,576	8,662	8,748	8,836	8,924	9,014	9,104	9,195	9,287	9,380	9,473	9,568	9,664	9,760	9,858	9,957	10,057	0,000

Tabla 7. Ingresos esperados por la explotación del parque

Capítulo 6. GASTOS OPERATIVOS DESGLOSADOS POR CATEGORÍAS

En esta sección, se examinarán y detallarán los diferentes gastos necesarios para el funcionamiento y mantenimiento del parque, desglosados por categorías. Estos gastos pueden incluir costos de operación y mantenimiento de los aerogeneradores, gastos de personal, seguros, servicios públicos, reparaciones y otros gastos relacionados. Al desglosar los gastos en categorías específicas, se podrá analizar y evaluar la distribución de los recursos económicos destinados a cada aspecto operativo del parque. Esto permitirá una gestión eficiente de los gastos y brindará una visión más precisa de los costos asociados a la operación y mantenimiento del parque eólico a lo largo de su vida útil.

		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Op. & Mant. Aerogeneradores	k€/año	866	875	883	892	901	910	919	928	938	947	957	966	976	986	995	1005	1015	1026	1036	1046	1057
Op. & Mant. Resto del parque	k€/año	64	65	65	66	67	67	68	69	69	70	71	71	72	73	74	74	75	76	77	77	78
Aceites + Repuestos	k€/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Terrenos	k€/año	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Administración	k€/año	16	16	16	16	17	17	17	17	17	17	17	17	18	18	18	18	18	18	18	19	19
Personal	k€/año	25	25	25	26	26	26	26	27	27	27	27	28	28	28	28	29	29	29	29	30	30
Seguros	k€/año	40	40	41	41	42	42	42	43	43	44	44	45	45	46	46	46	47	47	47	48	48
Impuestos	k€/año	76	77	78	78	79	80	81	81	82	83	84	85	86	86	87	88	89	90	91	92	93
Otros gastos de explotación	k€/año	32	32	33	33	33	34	34	34	35	35	35	36	36	36	37	37	38	38	38	39	39
Gastos de explotación totales	k€/año	1,119	1,130	1,141	1,153	1,164	1,176	1,187	1,199	1,211	1,223	1,235	1,248	1,260	1,273	1,285	1,298	1,311	1,324	1,337	1,351	1,364

Tabla 8. Gastos operativos desglosados por categorías

Capítulo 7. ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO

En esta sección, se llevará a cabo una evaluación exhaustiva de la viabilidad económica y financiera del proyecto, considerando tanto los ingresos esperados como los gastos proyectados. Se utilizarán diversas herramientas y métricas financieras, como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el período de recuperación de la inversión y otros indicadores clave. Además, se realizarán análisis de sensibilidad para evaluar el impacto de posibles cambios en variables críticas. Este análisis permitirá determinar la rentabilidad del proyecto, su capacidad para generar retornos positivos y el grado de recuperación de la inversión a lo largo del tiempo. Con estos resultados, se podrá tomar decisiones informadas sobre la viabilidad y conveniencia de llevar a cabo el proyecto del parque eólico.

	TIR [%]	VAN [k€]	PRS [Años]
Proyecto antes de impuestos	9,25	20.432	8,2
Proyecto después de impuestos	6,84	7.984	12,4
Accionista	8,16	11.147	18,1

Tabla 9. Análisis de la rentabilidad del proyecto

Capítulo 8. CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS

En esta sección, se presentará un detallado análisis de los ingresos, costos y gastos asociados a la operación del parque durante su vida útil. Se calcularán los ingresos por venta de energía, se deducirán los gastos operativos, los costos financieros y otros factores relevantes, con el objetivo de determinar la rentabilidad neta del proyecto. Esta cuenta de pérdidas y ganancias proporcionará una visión clara de los resultados económicos obtenidos a lo largo del tiempo, permitiendo evaluar la viabilidad financiera del parque eólico y tomar decisiones informadas sobre su gestión y operación.

k€	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
1. Importe neto de la cifra de negocios	5133	5184	5236	5289	5341	5395	5449	5503	5558	5614	5670	5727	5784	5842	5900	5959	6019	6079	6140	6201	6263
2. Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación																					
3. Trabajos realizados por la empresa para su activo																					
4. Aprovisionamientos																					
5. Otros ingresos de explotación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6. Gastos de personal	25	25	25	26	26	26	26	27	27	27	27	28	28	28	28	29	29	29	29	30	30
7. Otros gastos de explotación	1120	1131	1143	1154	1165	1177	1189	1201	1213	1225	1237	1250	1262	1275	1287	1300	1313	1326	1340	1353	60
8. Amortización de inmovilizado	1820	1820	1820	1820	1820	1820	1820	1820	1820	1820	1820	1820	1820	1820	1820	1820	1820	1820	1820	1820	1820
9. Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras																					
10. Excesos de provisiones																					
11. Deterioro y resultado por enajenaciones del inmovilizado																					
A) RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	2168	2208	2248	2289	2330	2372	2413	2456	2499	2542	2586	2630	2674	2719	2764	2810	2857	2904	2951	2999	-90
12. Ingresos financieros	0	9	19	27	36	44	51	58	65	72	78	84	89	95	124	174	224	274	326	378	0
13. Gastos financieros	1664	1455	1368	1276	1179	1078	972	860	744	622	495	362	223	78	8	8	8	8	8	0	0
14. Variación de valor razonable en instrumentos financieros																					
15. Diferencias de cambio																					
16. Deterioro y resultado por enajenaciones de instrumentos financieros																					
B) RESULTADO FINANCIERO	-1664	-1446	-1349	-1249	-1143	-1034	-921	-802	-679	-550	-417	-278	-134	17	116	166	216	266	326	378	0
C) RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	504	762	899	1040	1187	1338	1492	1654	1820	1992	2169	2352	2540	2736	2880	2976	3073	3170	3277	3377	-90
17. Impuesto sobre beneficios	-151	-229	-270	-312	-356	-401	-448	-496	-546	-598	-651	-705	-762	-821	-864	-893	-922	-951	-983	-1013	27
D) RESULTADO DEL EJERCICIO	353	533	629	728	831	936	1045	1158	1274	1394	1518	1646	1778	1915	2016	2083	2151	2219	2294	2364	-63

Tabla 10. Cuenta de pérdidas y ganancias

Capítulo 9. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En esta sección, se llevará a cabo un examen exhaustivo de cómo ciertos cambios en variables clave pueden influir en los resultados financieros y en la viabilidad del proyecto. Se realizarán escenarios hipotéticos para evaluar el impacto de fluctuaciones en factores como los precios de venta de la energía, los costos operativos, los gastos financieros, las tasas de interés y otros elementos relevantes. Este análisis permitirá evaluar la resiliencia del proyecto frente a diferentes escenarios y brindará información valiosa para la toma de decisiones estratégicas, así como para la gestión de riesgos y la planificación financiera.

Inversión (k€)	TIR Proyecto [%]	TIR Accionista [%]
49.428	7,22	7,68
48.154	7,95	8,24
47.000	6,84	8,16
44.783	8,96	9,12
42.981	9,38	9,78
Horas de Funcionamiento [h]	TIR Proyecto [%]	TIR Accionista [%]
3.863	9,14	9,25
3.763	8,45	8,72
3.663	6,84	8,16
3.563	7,64	7,74
3.463	7,15	8,98
Precio de Venta a Red [c€/kW]	TIR Proyecto [%]	TIR Accionista [%]
7,86	10,16	9,87
7,21	9,21	8,93
4,7	6,84	9,29
6,35	7,67	7,12
6,02	7,24	6,32

Tabla 11. Análisis de sensibilidad

Capítulo 10. CONCLUSIONES

A partir de los resultados obtenidos y del análisis detallado de los aspectos económicos y financieros del proyecto de ejecución del parque eólico, se puede concluir que el proyecto es viable desde el punto de vista económico. Los resultados reflejan un estado positivo de las cuentas anuales, respaldando la rentabilidad y la sostenibilidad del proyecto a largo plazo. Por lo tanto, se recomienda encarecidamente la inversión en el proyecto tanto para los financiadores como para los socios que aporten capital, ya que ofrece una perspectiva favorable de rendimiento financiero y beneficios económicos. Estas conclusiones respaldan la toma de decisiones informadas y la confianza en la viabilidad y rentabilidad del parque eólico.

