



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN ESPAÑA

Autor: Yolanda Gaudó Ester
Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid
Junio 2023

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

Ejecución de un parque eólico terrestre en España

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.: Yolanda Gaudó Ester

Fecha: 26/06/2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consolación Alonso Alonso Fecha: 26/06/2023

Agradecimientos

Quiero aprovechar este espacio para expresar mi más profundo agradecimiento a todas las personas e instituciones que han contribuido de manera significativa en el desarrollo y éxito de este proyecto.

En primer lugar, deseo expresar mi más sincero agradecimiento a mi directora del proyecto, Consolación Alonso Alonso, por su gran apoyo y por brindarme una oportunidad de aprendizaje.

Asimismo, quiero extender mi gratitud a la empresa VORTEX por su generosidad al proporcionarme los datos necesarios para llevar a cabo el estudio del recurso eólico, que me han permitido obtener resultados sólidos y confiables.

Además, deseo expresar mi profundo agradecimiento a mi familia.

Quiero dar las gracias a mis padres por su confianza inquebrantable en mí. Siempre han creído en mis capacidades y han sido mi mayor fuente de inspiración.

A mis hermanos, quiero agradecerles por siempre presumir de su hermana ingeniera. Su orgullo ha sido un constante recordatorio de la importancia de seguir mis sueños y alcanzar mis metas.

Finalmente, quiero agradecer a todos mis abuelos por su amor incondicional. Estoy profundamente agradecida por su cariño y por ser un ejemplo de fortaleza.

En especial, quiero hacer un hincapié en la figura de mi abuelo, Javier Gaudó Fernando, ingeniero de caminos, canales y puertos. Ha sido el mejor ingeniero que he conocido y probablemente no conoceré a otro igual en el resto de mi vida. Su pasión y compromiso por la ingeniería han sido una enorme motivación en mi vida. Me llena de ilusión y emoción haber podido realizar la ejecución del parque eólico lo más cerca posible de su amado San Mateo de Gállego. Estoy segura de que está tremendamente orgulloso de mí.

EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN ESPAÑA

Autor: Gaudó Ester, Yolanda.

Director: Alonso Alonso, Consolación.

Entidad Colaboradora: ICAI —Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

1. Introducción

El proyecto se enfoca en analizar la implementación global de la energía eólica y las regulaciones que fomentan las energías renovables para el desarrollo de un parque eólico terrestre, cuya ejecución abarca la selección del emplazamiento, el estudio del recurso eólico, la elección del aerogenerador más adecuado, el diseño de las estructuras civiles y el cálculo del presupuesto de ejecución para el análisis de su viabilidad.

2. Definición del Proyecto

El proceso de instalación del parque eólico ha seguido una serie de etapas rigurosas y detalladas. En primer lugar, se ha seleccionado cuidadosamente el emplazamiento del parque, siguiendo criterios específicos y obligatorios para maximizar la utilización del recurso eólico, preservar la flora y fauna local, y garantizar la seguridad de las personas. La ubicación elegida nos lleva a las proximidades del municipio de Villanueva de Gállego, en Zaragoza (España).

Una vez determinado el emplazamiento, se ha realizado un análisis exhaustivo del recurso eólico, con la ayuda de la empresa VORTEX, que ha proporcionado las series de datos de viento. Estas mediciones se han utilizado en el software Windographer para llevar a cabo un estudio estadístico detallado del comportamiento del viento en el área.

A continuación, se han recopilado y preparado los archivos necesarios para el software WAsP, que incluyen la ubicación de los aerogeneradores, mapas topográficos y de rugosidad, curvas de potencia y coeficiente de empuje, y datos de viento. Estos datos se han necesitado para simular el parque eólico con tres tecnologías de aerogenerador diferentes.

Una vez que el software WAsP ha modelado el funcionamiento del parque, se han obtenido resultados clave como la producción anual y las pérdidas debidas al efecto estela. Esto ha permitido determinar el modelo de turbina más eficiente para el emplazamiento.

A partir, de este momento, se ha iniciado el desarrollo de la obra civil, que abarca desde los accesos al parque hasta la instalación eléctrica necesaria para entregar la energía generada por los aerogeneradores a la red.

Simultáneamente al diseño de las obras e instalaciones, que se ajustan a la normativa y reglamentos establecidos en el Pliego de Condiciones, se ha realizado de manera eficiente y económica el presupuesto de ejecución necesario. Finalmente, se ha concluido el proyecto con un análisis de su viabilidad.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

El desarrollo del proyecto ha involucrado principalmente el uso de dos programas conocidos como Windographer y WAsP.

Windographer desempeña un papel crucial en el análisis estadístico de los datos de viento. Este software permite obtener una comprensión detallada y profunda del comportamiento del viento en el emplazamiento, proporcionando información valiosa como la rosa de los vientos, la distribución de Weibull y los histogramas de frecuencia de velocidad. Esta herramienta ha sido fundamental para evaluar el recurso eólico en el área seleccionada.

Por otro lado, el conjunto de herramientas que conforman el programa WAsP incluyen también WAsP Climate Analyst y WAsP Map Editor. Estas herramientas son indispensables para la simulación integral del parque.

WAsP Climate Analyst se encarga de analizar las series temporales de mediciones de viento y brinda un resumen estadístico del clima eólico específico del sitio observado. A partir de esta información, se ha generado un resumen estadístico de las mediciones de viento y se ha creado un archivo de datos de viento a la altura de buje de los aerogeneradores, que luego se introduce al programa WAsP.

Además, el programa WAsP Map Editor se utiliza para leer y convertir formatos de archivos como. *DXF en formato. MAP, reconocible por WAsP. Gracias a esta herramienta, se han digitalizado mapas y fotografías para hacerlas compatibles con WAsP.

Finalmente, WAsP, desarrollado por la Universidad Técnica de Dinamarca, es un potente software que se encarga de analizar el recurso eólico. Desde este programa, se ha llevado a cabo la simulación completa del parque, utilizando datos de viento, ubicación de los aerogeneradores, mapas topográficos y de rugosidad, y curvas de potencia y coeficiente de empuje.

Adicionalmente, se han empleado herramientas como Google Earth Pro y GlobalWindAtlas, que han desempeñado un papel crucial en la selección del emplazamiento del parque.

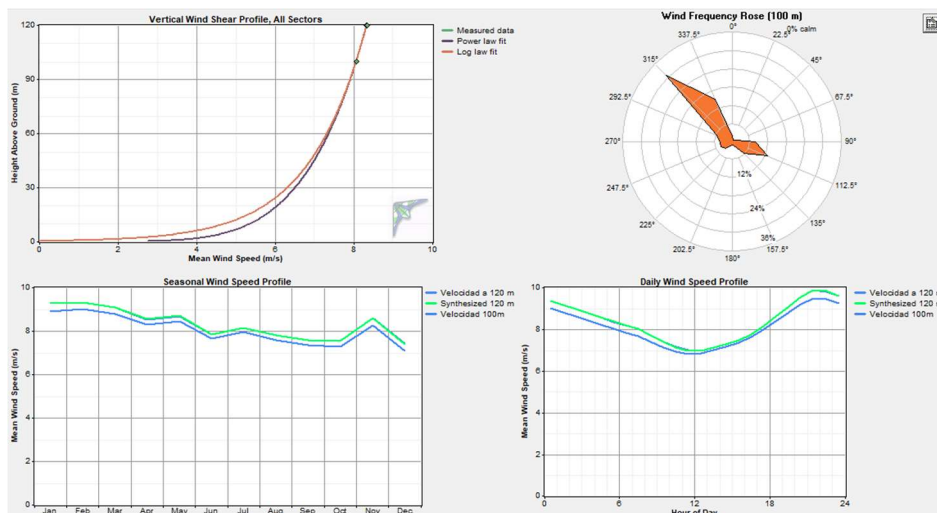


Ilustración 1 – Análisis del recurso eólico con el software Windographer.

4. Resultados y Conclusiones

El parque eólico ha sido ubicado en la provincia y municipio de Zaragoza (España), cerca de la subestación de 132 kV de Villanueva de Gállego, donde se llevará a cabo la conexión a la red eléctrica. El emplazamiento se destaca por tener una velocidad media de viento del 8,33 m/s y una dirección predominante hacia el Noroeste. Estos factores son especialmente relevantes para la orientación de los siete aerogeneradores de Siemens Gamesa, con una potencia nominal de 6,6 MW, dispuestos en dos alineaciones.

La tecnología seleccionada es el modelo de aerogenerador de Siemens Gamesa, debido a que mostró el mayor valor de energía bruta y neta después de realizar la simulación del parque con tres tecnologías distintas de aerogeneradores.

	Vestas	Siemens Gamesa	Nordex
Potencia unitaria [MW]	6,8	6,6	6,8
Núm. aerogeneradores	7	7	7
Potencia total [MW]	47,6	46,2	47,6
Altura de buje [m]	120	120	120
Diámetro pala [m]	172	170	163
Energía bruta [GWh/año]	213,132	213,35	200,521
Energía neta [GWh/año]	208,404	208,861	196,354
Pérdidas efecto estela [%]	2,22	2,1	2,08
Pérdidas totales [%]	0,89	0,89	0,89
Energía a red [GWh/año]	185,480	185,886	174,755
Horas equivalentes [h]	3.896,629	4.023,513	3.671,325
Factor capacidad [%]	44,482	45,931	41,910

Tabla 1: Comparación energética de las distintas tecnologías.

Según los cálculos realizados, se estima que la generación anual de energía del parque eólico alcanzará los 185,886 GWh. Esta proyección se basa en la premisa de que los aerogeneradores funcionarán durante un total de 4.023 horas, lo cual equivale a un rendimiento productivo del 100% y un factor de capacidad del 46%.

En conclusión, la construcción del parque eólico, que requiere de una inversión total de 47.146.176,22 €, se ha demostrado como un proyecto rentable. Con un precio de venta de energía medio de 42,06 €/MWh, una distribución de fondos propios y ajenos del 20 % y 80 % respectivamente, un WACC de 5,85 % y, unos costes promedio de OPEX de 943,3 k€, se obtiene un VAN de 10.215,81 k€, un TIR de 8,30 % y un Payback de 10 años. Estos resultados confirman que el proyecto presenta oportunidades de generación de beneficios a lo largo de su vida útil y justifica su viabilidad financiera.

DEVELOPMENT OF AN ONSHORE FARM IN SPAIN

Author: Gaudó Ester, Yolanda.

Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.

Collaborating Entity: ICAI —Universidad Pontifica Comillas.

ABSTRACT

1. Introduction

The project focuses on analysing the global implementation of wind energy and the regulations that promote renewable energy for the development of an onshore wind farm. The project encompasses various stages, including site selection, wind resource assessment, selection of the most suitable wind turbine, design of civil structures, and budget calculations to assess its feasibility.

2. Project Definition

The installation process of the wind farm has followed a series of rigorous and detailed steps. Firstly, the site selection has been carefully conducted based on specific and mandatory criteria to maximize the utilization of the wind resource, preserve local flora and fauna, and ensure safety. The chosen location is in the vicinity of Villanueva de Gállego, Zaragoza (España).

Once the site was determined, a comprehensive analysis of the wind resource was conducted with the assistance of VORTEX, which provided wind data series. These measurements were utilized in the Windographer software to perform a detailed statistical study of wind behavior in the area.

Next, the necessary files for the WAsP software were compiled and prepared. These files include the turbine locations, topographic and roughness maps, power and thrust coefficient curves, and wind data. These data are required for simulating the wind farm with three different wind turbine technologies.

Once the WAsP software modeled the wind farm's operation, key results such as annual production and wake losses were obtained. This enabled the determination of the most efficient turbine model for the site.

From this point onwards, the civil works development commenced, including the construction of access roads and the installation of electrical infrastructure to deliver the generated energy to the grid. Simultaneously, the design of the works and installations adhered to the regulations and specifications outlined in the Contract Specifications, while ensuring efficiency and cost-effectiveness. Finally, the project concluded with a viability analysis.

3. Description of Tools/ Software

The project development primarily involved the use of two renowned programs: Windographer and WAsP

Windographer plays a crucial role in the statistical analysis of wind data. This software provides a detailed understanding of wind behavior at the site, offering valuable information such as wind rose, Weibull distribution, and velocity frequency histograms. This tool has been instrumental in evaluating the wind resource at the selected area.

On the other hand, the WAsP software suite includes WAsP Climate Analyst and WAsP Map Editor. These tools are essential for the comprehensive simulation of the wind farm.

WAsP Climate Analyst analyzes time -series wind measurements and provides a statistical summary of the specific wind climate at the observed site. Based on this information, a statistical summary of wind measurements has been generated, and a wind data file at hub height was created for input into the WAsP program.

Additionally, the WAsP Map Editor is used to read and convert file formats such as *DXF into a recognized. MAP format compatible with WAsP. This tool has facilitated the digitization of maps and photographs for compatibility with WAsP.

Finally, WAsP, developed by the Technical University of Denmark, is a powerful software that analyzes the wind resource. From this program, the complete simulation of the wind farm has been conducted, utilizing wind data, turbine locations, topographic and roughness maps, and power and thrust coefficient curves.

In addition, tools such as Google Earth Pro and GlobalWindaAtlas have been employed, playing a crucial role in the site selection process for the wind farm.

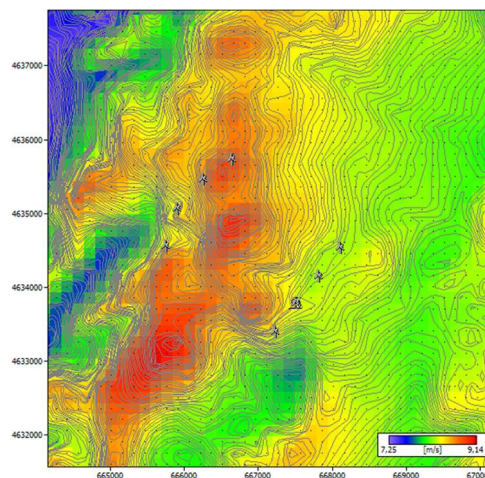


Illustration 1- Wind velocity counter lines in WAsP.

4. Results and Conclusions

The wind farm has been in the province and municipality of Zaragoza (España), near the 132 kV substation in Villanueva de Gállego, where the connection to the electrical grid will take place. The site is characterized by an average wind speed of 8,33 m/s and a predominant direction towards the Northwest. These factors are particularly relevant for the orientation of the seven Siemens Gamesa wind turbines, with a nominal power of 6,6 MW, arranged in two alignments.

The selected technology is the Siemens Gamesa wind turbine model, as it has shown the highest value of gross and net energy after simulating the wind farm with three different turbine technologies.

	Vestas	Siemens Gamesa	Nordex
Unit power [MW]	6,8	6,6	6,8
Number of wind turbines	7	7	7
Total power [MW]	47,6	46,2	47,6
Hub height [m]	120	120	120
Blade diameter [m]	172	170	163
Gross energy [GWh/year]	213,132	213,35	200,521
Net energy [GWh/year]	208,404	208,861	196,354
Wake effect losses [%]	2,22	2,1	2,08
Total losses [%]	0,89	0,89	0,89
Energy to the grid [GWh/year]	185,480	185,886	174,755
Equivalent hours [h]	3.896,629	4.023,513	3.671,325
Capacity factor [%]	44,482	45,931	41,910

Illustration 1: Energy Comparison of Different Technologies

According to the calculations, it is estimated that the annual energy generation of the wind farm will reach 185,885 GWh. This projection assumes that the wind turbines will operate for a total of 4.023 hours, which corresponds to a 100 % productive performance and a capacity factor of 46 %.

In conclusion, the construction of the wind farm, which requires total investment of 47.146.176,22 €, has been proven to be a profitable project. With an average selling price of 42,06 €/MWh, a distribution of equality and debut funds of 20% and 80% respectively, a WACC of 5,85 %, and average OPEX costs of 943,3 k€, a NPV of 10.215,81 k€, an IRR of 8,30 %, and a Payback period of 10 years are obtained. These results confirm that the project presents opportunities for generating profits throughout its lifespan and justifies its financial viability.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE EN ESPAÑA

Autor: Yolanda Gaudó Ester

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Índice General

DOCUMENTO 1 – MEMORIA DESCRIPTIVA

DOCUMENTO 2 – PLANOS

DOCUMENTO 3 – PLIEGO DE CONDICIONES

DOCUMENTO 4 –PRESUPUESTO ECONÓMICO

ANEXO I – ESTUDIO DE MICROSITING

ANEXO II – CÁLCULOS Y DISEÑO INSTALACION ELÉCTRICA

ANEXO III – ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICO

ANEXO VI – OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

DOCUMENTO 1 - MEMORIA DESCRIPTIVA

Autor: Yolanda Gaudó Ester

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Índice de la memoria

Capítulo 1. OBJETO Y ESTADO DE LA CUESTIÓN.....	5
1.1 EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA.....	5
1.2 EVOLUCIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA A NIVEL MUNDIAL.....	8
1.3 EVOLUCIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA.....	11
1.4 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA.....	12
1.5 ENERGÍA EÓLICA EN ARAGÓN	13
1.6 MOTIVACIÓN	15
Capítulo 2. EMPLAZAMIENTO PARQUE EÓLICO.....	16
2.1 GEOLOCALIZACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO	16
2.2 CRITERIOS DE ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO	17
Capítulo 3. ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO.....	18
3.1 RESULTADOS DE LA MEDICIÓN DE VIENTO	18
3.2 CARACTERIZACIÓN DEL VIENTO: FRECUENCIA, VIENTO Y ENERGÍA.	19
3.3 CURVAS ISOVENTAS.....	23
3.4 CURVAS DE POTENCIA Y ENERGÍA PRODUCIDA SEGÚN EL TIPO DE AERGOGENERADOR	26
3.4.1 ENERGÍA INYECTADA A LA RED	28
Capítulo 4. DISEÑO Y PLANIFICACIÓN.....	33
4.1 ESTRUCTURA DEL PARQUE EÓLICO	33
4.2 AEROGENERADOR V- 172-6.8MW.....	36
4.3 PRINCIPALES OBRAS E INSTALACIONES	37
4.3.1 OBRA CIVIL.....	37
4.4 INSTALACIÓN ELÉCTRICA – RED DE MEDIA TENSIÓN.....	41
4.4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL.....	41
4.4.2 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.....	42
4.4.3 CONDUCTORES	45
4.4.4 RED DE PUESTA A TIERRA.....	46

4.4.5 CABLES DE FIBRA ÓPTICA	46
4.4.6 ZANJAS ELÉCTRICAS.....	47
4.4.7 SUBESTACIÓN 132 kV.....	48
4.5 IMPLEMENTACIÓN: PLANIFICACIÓN	51
Capítulo 5. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN.....	52
5.1 ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICO	54
Capítulo 6. IMPACTO SOCIAL Y MEDIOMBIENTAL	55
Capítulo 7. CONCLUSIONES.....	57
Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA.....	58

Índice de figuras

Figura 1: Navegación de los egipcios por el río Nilo.....	6
Figura 2: Generador eólico Charles Brush.	7
Figura 3: Implantación de Energía Eólica en el Mundo (GWEC).	9
Figura 4 :Capacidad de energía eólica en 2022 por región (GWEC).	9
Figura 5: Capacidad de energía eólica en 2022 y participación de los 10 principales mercados (GWEC)	10
Figura 6: Evolución anual y acumulada de la potencia instalada en España (AEE).....	11
Figura 7: Rosa de Vientos de Velocidad a 120 m.	20
Figura 8: Rosa de Vientos de Frecuencia a 120 m.	20
Figura 9: Rosa de Vientos de Energía a 120 m.	21
Figura 10: Función Estadística Distribución Weibull.	22
Figura 11: Velocidad a 120 m de altura desde 2012-2023.	22
Figura 12: Velocidad media horaria a 120 m de altura.	23
Figura 13: Curvas Isoventas de densidad de potencia (WAsP).	24
Figura 14: Curvas Isoventas de velocidad a la altura de buje (WAsP).	25
Figura 15: Representación topografía, ubicación aerogeneradores, torre de medición (WAsP).	26
Figura 16: Curvas de potencia y coeficientes de empuje del modelo SG 6.6-170.	28
Figura 17: Energía bruta producida anualmente por cada tecnología.	30
Figura 18: Energía neta producida anualmente por cada tecnología.	30
Figura 19: Energía a red producida anualmente por cada tecnología.	31
Figura 20: SG 6.0-170.	34
Figura 21: Vista aérea parque eólico (Google Earth).	35
Figura 22: Planificación construcción parque eólico.	51

Índice de tablas

Tabla 1: Ranking comunidades autónomas en generación eólica.	14
Tabla 2: Ranking provincias en generación eólica.	14
Tabla 3: Coordenadas UTM emplazamiento.	16
Tabla 4: Parámetros relevantes a 100 y 120 m de altura (Windographer); Error! Marcador no definido.	
Tabla 5: Tres tecnologías diferentes de aerogeneradores.	27
Tabla 6: Resultado obtenido al realizar el cálculo energético de las distintas tecnologías.	29
Tabla 7: Energía por cada turbina SG 6.6-170.	31
Tabla 8: Características técnicas principales del modelo SG 6.6-170.	33
Tabla 9: Consideraciones para la ubicación de aerogeneradores Siemens Gamesa.	35
Tabla 10: Localización aerogeneradores Siemens Gamesa.	35
Tabla 11: Resumen características técnicas relevantes del parque eólico.	36
Tabla 12: Características técnicas SG 6.6-170.	37
Tabla 13: Líneas de generación	41
Tabla 14: Características técnicas transformador de potencia.	42
Tabla 15: Celdas de media tensión a cada línea de generación.	44
Tabla 16: Características celdas de media tensión.	44
Tabla 17: Conductores por cada línea de generación.	46
Tabla 18: Tipos de zanjas.	48
Tabla 19: Ahorro energético combustibles fósiles.	56

Capítulo 1. OBJETO Y ESTADO DE LA CUESTIÓN

En este apartado se va a exponer en primer lugar la evolución de la energía eólica desde sus inicios hasta la actualidad, examinando los relevantes acontecimientos que han determinado su trayectoria. En segundo lugar, se va a analizar la situación actual de la energía eólica en España y más en concreto en la comunidad autónoma del emplazamiento, Aragón.

Por último, se plantean las nuevas propuestas de la Unión Europea, así como la visión futura que se espera de la energía eólica para los próximos años.

1.1 EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA

El aprovechamiento del recurso eólico se remonta en el año 5000 a. C, donde los egipcios utilizaban el viento para poder navegar por el río Nilo con pequeñas embarcaciones de papiro impulsadas por velas. En Persia y en China fue en el año 200 a. C cuando se inició el uso del viento para bombear el agua o mover molinos de trituración de granos [1]. Sin embargo, en la Antigua Grecia, debido a la fuerte presencia de la mitología, el viento era considerado como una fuerza de dominio excluyente por los dioses. De hecho, el término eólico proviene del nombre del dios de los vientos en la mitología griega “Eolo”. En consecuencia, la energía eólica no tuvo un gran desarrollo en el pueblo griego. No obstante, eran conscientes del poderío de la fuerza del viento ya que, gracias al conocimiento de su comportamiento, consiguieron vencer a los persas en la batalla decisiva de Salamina [2].

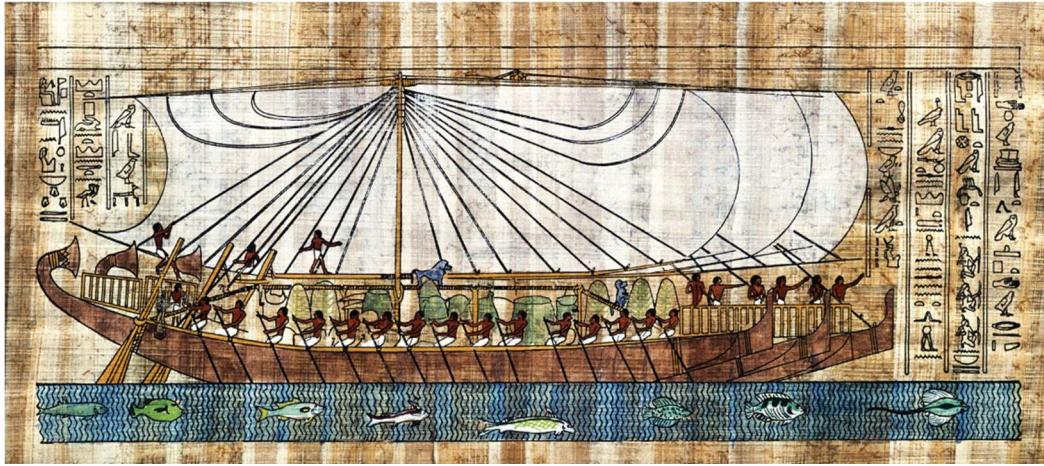


Figura 1: Navegación de los egipcios por el río Nilo.

En la Edad Media, se perfeccionaron los molinos de trituración de granos que se habían empezado a desarrollar en la Antigüedad y, se extendieron por varios territorios, especialmente España y Holanda. Son históricos los molinos de viento que narra la célebre obra de Miguel de Cervantes “Don Quijote de la Mancha” y las legendarias estampas paisajistas de molinos holandeses [3].

Siglos más tarde, se continuó empleando la energía producida por el viento. En 1830, se inventó la electricidad. Esto fue el detonante de un crecimiento en el desarrollo de este recurso. Entre las contribuciones más destacadas se encuentra el desarrollo de las primeras turbinas de generación eólica. Entre 1887 y 1888, Charles Brush fabricó el primer generador eólico de funcionamiento automático en Estados Unidos. Durante 100 años, la eólica había sido relegada a un segundo plano por las energías hidráulica y térmica [1].

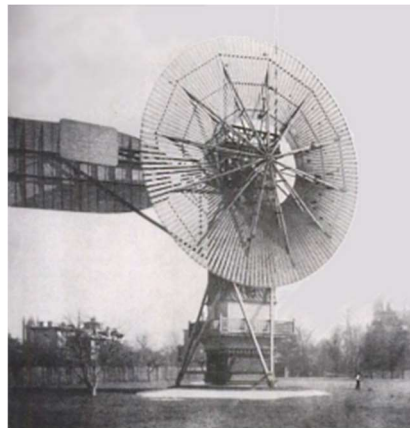


Figura 2: Generador eólico Charles Brush.

Sin embargo, la energía eólica como se conoce hoy en día tuvo sus orígenes en Dinamarca, donde ya en 1918 de la mano de Poul La Cour se instalaron alrededor de 120 turbinas eólicas. Este científico e inventor danés fue clave en el paso de los molinos de viento tradicionales a las turbinas eólicas modernas debido a su aportación científica para el perfeccionamiento de la tecnología que se había desarrollado hasta el momento [1].

En 1970, la crisis del petróleo provocó que potencias mundiales como Europa y Estados Unidos fomentasen la investigación de energías renovables. El primer parque eólico de Europa fue inaugurado en Grecia constituido de 5 aerogeneradores en el año 1982 [1].

Posteriormente, España se posicionó segunda en el ranking mundial de los países con más potencia acumulada de energía eólica en 2004, superando por primera vez a la nuclear [4].

En la actualidad, la energía eólica aporta una parte fundamental de la electricidad en un gran número de países del mundo.

1.2 EVOLUCIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA A NIVEL MUNDIAL

Este apartado tiene como objetivo examinar la evolución de la energía eólica terrestre y marina en todo el mundo, utilizando, como referencia los datos proporcionados por Global Wind Energy Council [5].

El gráfico presentado a continuación, muestra la evolución de la implementación de energía eólica terrestre y marina desde el año 2017 hasta el año 2021. El color verde representa la energía eólica terrestre, mientras que el color azul la eólica marina.

En el año 2018, la capacidad de energía eólica terrestre fue de 46,3 GW. Sin embargo, en el año 2019, se produjo un incremento significativo, alcanzando los 54,6 GW. Durante la pandemia en el año 2020, la capacidad instalada de energía eólica terrestre en el mundo fue de 88,4 GW, evidenciando un crecimiento notable.

En el año 2021, se observó una ligera disminución en la capacidad de eólica terrestre, alcanzando los 72,5 GW. Sin embargo, al llegar al año 2022, se registró un descenso adicional, llegando a un valor de 68,8 GW. Estos datos revelan un cambio en la tendencia de crecimiento de la capacidad instalada de energía eólica terrestre en los últimos años.

Por otro lado, la capacidad de energía eólica marina es considerablemente inferior a la terrestre, aunque en el año 2021 experimentó un aumento significativo.

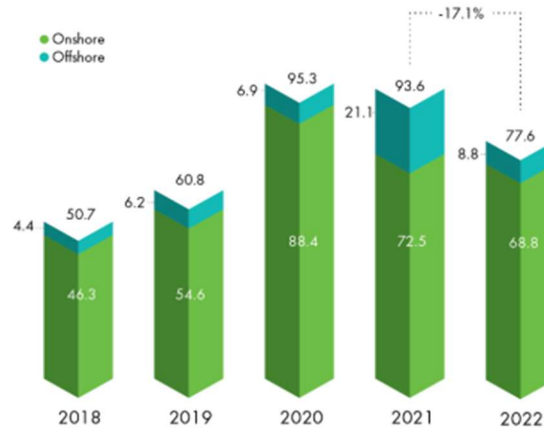


Figura 3: Implantación de Energía Eólica en el Mundo (GWEC).

Centrándonos en el año 2022, se observa que los 77,6 GW de capacidad instalada de energía eólica a nivel mundial, un 56% se instalaron en la región de Asia Pacífico. Europa representa el 25 % de la capacidad instalada, seguida por América del Norte con 12 %. Latinoamérica contribuyó con un 7 % y África con tal solo un 1 %. Estos datos destacan la dominancia de Asia Pacífico en la implementación de energía eólica, seguida por Europa y América del Norte.

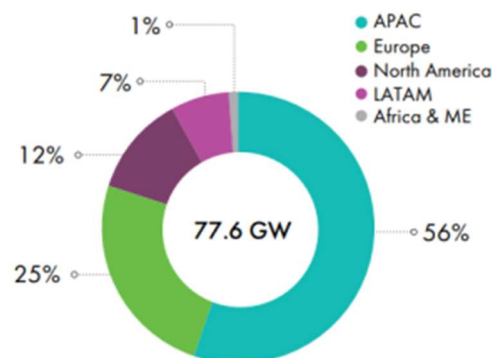


Figura 4 :Capacidad de energía eólica en 2022 por región (GWEC).

Además de las cifras mencionadas anteriormente, también se ha desglosado la capacidad instalada por países. En el año 2022, se observa que China fue el país líder en instalación de capacidad de energía eólica. De los 77,6 GW totales, aproximadamente el 49% se instaló en China.

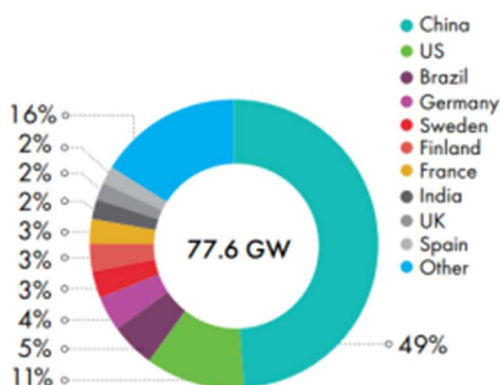


Figura 5: Capacidad de energía eólica en 2022 y participación de los 10 principales mercados (GWEC)

1.3 EVOLUCIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA

El propósito de esta sección es analizar la evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada en España desde el año 2005 hasta 2021 [6].

Entre los años 2005 y aproximadamente 2010, la energía eólica representaba una parte significativa de la potencia instalada en el país. Esto se debía a la existencia de primas y ayudas que incentivaban la construcción de parques eólicos para impulsar su expansión. Desde entonces hasta el año 2017, la energía eólica experimentó una disminución en su importancia y peso en el panorama energético en España. No obstante, en el año 2018, se registró un nuevo crecimiento en la potencia eólica instalada, aunque esta vez no siguiendo la misma tendencia que en los primeros años. Este cambio en la evolución puede atribuirse en parte a la reducción de los costes asociados a la energía eólica, lo que ha hecho más atractiva su implementación.

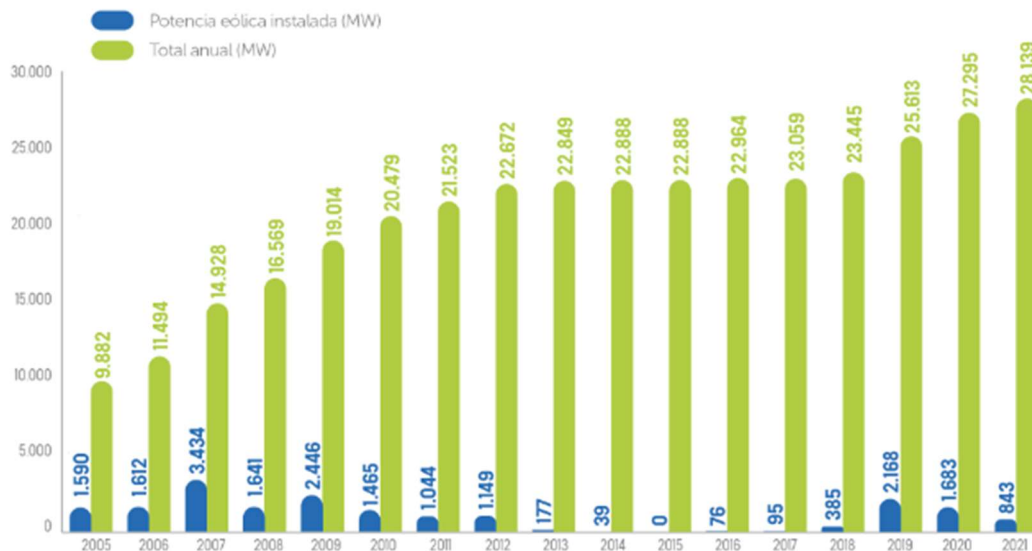


Figura 6: Evolución anual y acumulada de la potencia instalada en España (AEE)

1.4 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA

Hoy en día, España ocupa la quinta posición en el ranking mundial por potencia eólica instalada. En 2021, la energía eólica en España logró convertirse en la fuente principal de generación eléctrica, cubriendo un 23% de la demanda e incrementando un 10% los GWh producidos con respecto al año anterior [7].

A raíz de estos datos exitosos de generación eólica, se han ido aumentando el número de aerogeneradores instalados estos últimos años con el fin de alcanzar el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Este establece intensificar la generación renovable con el objetivo de reducir las emisiones de los gases de efecto invernadero, mejorar la eficiencia energética y las interconexiones entre los diferentes países de la Unión Europea [8].

Hoy por hoy, la industria eólica en España dispone de 21.574 aerogeneradores, 1.298 parques eólicos en 857 municipios y un total de 30.000 empleados que trabajan en el sector [7]. Además, a pesar de que en Europa existe una insuficiencia de presupuestos dedicados a I+D+i en Planes Nacionales de Energía y Clima, España es uno de tan solo ocho Estados miembros (Bélgica, Alemania, Dinamarca, Grecia, España, Francia, Lituania y Portugal) que apoyan y proporcionan una nueva perspectiva de investigación e innovación de energía eólica para conseguir que Europa sea climáticamente neutra para 2050. Por esta razón, España, proporciona presupuestos y proyectos a largo plazo para cumplir con los objetivos climáticos y energéticos [9].

1.5 ENERGÍA EÓLICA EN ARAGÓN

España tiene un notable compromiso con las energías renovables, concretamente la eólica y la fotovoltaica. A día de hoy, hay 4 comunidades autónomas que cubren más del 50 % de su demanda con energía eólica, siendo Castilla y León la líder, siguiéndole Galicia y Aragón [10].

La Comunidad autónoma de Aragón dispone de 73 parques eólicos que alcanzan entre todos ellos una potencia instalada de 1.821 MW, representando aproximadamente un 8% de la potencia total española. La mayoría de los emplazamientos de los parques eólicos se localizan en El valle del Ebro debido al elevado aprovechamiento del recurso eólico y las condiciones ideales del relieve del terreno. Asimismo, la comunidad autónoma de Aragón dispone de un sistema adecuado de interconexión mediante redes malladas y radiales que ha permitido el establecimiento de un elevado número de parques, como el situado en el municipio de la Muela, que dispone de 12 parques eólicos y una potencia instalada de 227 MW [11].

La provincia de Zaragoza destaca situándose en primera posición en el ranking de provincias con mayor generación eólica, convirtiéndose en la primera provincia en la historia que supera los 5 TWh de generación eólica [10].

	Generación eólica en 2020 (MWh)	Principal tecnología de generación en 2020	Tecnología mayoritaria de generación 2020
CASTILLA Y LEON	12.572.567	Eólica	Renovables
GALICIA	9.992.311	Eólica	Renovables
ARAGON	7.307.176	Eólica	Renovables
CASTILLA LA MANCHA	7.159.555	Nuclear	Renovables
ANDALUCIA	6.723.373	Ciclo Combinado (Gas)	Renovables
CATALUÑA	2.555.699	Nuclear	No renovables

Tabla 1: Ranking comunidades autónomas en generación eólica.

(Fuente REE y elaboración AEE)

Posición en 2020	Provincia	Generación 2020	Posición en 2019
1º	Zaragoza	5.494.628	3º
2º	Lugo	4.849.894	4º
3º	Burgos	4.431.839	2º
4º	Albacete	3.799.644	1º
5º	A Coruña	3.453.367	5º
6º	Cádiz	2.869.043	6º
7º	Soria	2.407.886	7º
8º	Navarra	2.377.904	8º
9º	Cuenca	1.685.036	10º
10º	Palencia	1.609.193	11º

Tabla 2: Ranking provincias en generación eólica.

(Fuente REE y elaboración AEE)

1.6 MOTIVACIÓN

La transición energética es la herramienta que requiere del despliegue de las energías renovables, dentro de las cuales la energía eólica desempeña un papel primordial junto con la fotovoltaica, para luchar contra el cambio climático.

La implantación de energía eólica marina y terrestre han aumentado en el mundo en estos últimos años. De hecho, La Agencia Internacional de Energía Renovables predice que la energía eólica terrestre va a continuar creciendo de tal manera que se alcancen 5000 GW instalados en el mundo hasta el año 2050 [12].

En el año 2021, la eólica marina experimentó un aumento importante, aunque, aun así, se encuentra muy distante a la eólica terrestre. Sin embargo, la energía eólica marina representa una oportunidad competitiva de futuro en Europa. Además, la UE presenta como objetivo convertirse en líder de renovables para que Europa sea neutra en carbono para 2050. Según Eurostat, la energía eólica representa más de un tercio de la electricidad total producida por energías renovables en la UE en 2021 [13].

La actual crisis energética y climática han reavivado el interés en la necesidad de inversiones sólidas y permisos más rápidos para acelerar las energías renovables. En consecuencia, las energías renovables han pasado a un primer plano, provocando que el viernes 27 de enero de 2023 pase a ser un día histórico para España ya que se alcanzó la generación eléctrica máxima a partir de fuentes de energías renovables, entre las cuales la energía eólica fue la que más aportó con 351 GWh de los 587 GWh que se generaron [14].

Capítulo 2. EMPLAZAMIENTO PARQUE EÓLICO

El objeto del presente capítulo es la selección del emplazamiento para el parque eólico. La metodología que se ha seguido es el análisis de las siguientes características utilizando Google Earth Pro [18] y GlobalWindAtlas [19], para determinar que, en la provincia y municipio de Zaragoza (Aragón, España), se encuentra la ubicación definitiva del parque.

2.1 GEOLOCALIZACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Las coordenadas que delimitan el emplazamiento se presentan a continuación:

	X UTM [m]	Y UTM [m]
L1	667.225,01	4.633.247,98
L2	668.333	4.634.464
L3	666.487	4.635.855
L4	665.351	4.634.601

Tabla 3: Coordenadas UTM emplazamiento.

La ubicación del emplazamiento está debidamente señalada en el plano Núm.1, el cual forma parte del conjunto de documentos técnicos denominado “DOCUMENTO 2 – PLANOS”.

2.2 CRITERIOS DE ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

El primer parámetro estudiado es la velocidad media a 100 m de altura. Es importante que dicha velocidad tome un valor aproximadamente como mínimo de 6 m/s para garantizar la disponibilidad suficiente del recurso eólico en el parque. La velocidad media a 100 m de altura del emplazamiento analizado es de 8.068 m/s.

En segundo lugar, se ha evaluado las variaciones horarias, mensuales y anuales para analizar los períodos de fluctuaciones y, de esta manera garantizar una estabilidad del recurso eólico. Durante este proceso de selección, se ha tenido en consideración la exposición y rugosidad del terreno, así como los espacios protegidos y los posibles obstáculos que entorpecen la trayectoria del viento.

Además, se han analizado los puntos de interconexión y los accesos al parque ya que son parámetros primordiales para la caracterización inicial del emplazamiento debido a que pueden incrementar considerablemente los costes de inversión o incluso hacer inevitable el proyecto.

Capítulo 3. ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO

En este apartado se van a exponer los resultados obtenidos de un análisis detallado realizado por el software Windographer [20] que permite llevar a cabo un tratamiento estadístico de datos de viento.

3.1 RESULTADOS DE LA MEDICIÓN DE VIENTO

La medición del recurso eólico se ha ejecutado a través de una estación anemométrica situada en unas coordenadas UTM de 667.523 m E y 4.633.713 m N, que recoge:

- La dirección y velocidad a 100 y 120 m de altura.
- La presión (kPa) y temperatura (°C).

Se han obtenido resultados y conclusiones en el programa Windographer gracias a la disposición de datos de viento desde el 1 de enero de 2012 hasta el 28 de febrero de 2023, que han sido proporcionados de forma gratuita por la empresa VORTEX.

3.2 CARACTERIZACIÓN DEL VIENTO: FRECUENCIA, VIENTO Y ENERGÍA.

A continuación, se exponen los datos más importantes obtenidos del estudio del recurso eólico:

Variable	Medida a 100 m	Medida a 120 m
Altura de medición [m]	100	120
Velocidad media [m/s]	8.068	8.333
Velocidad mínima [m/s]	0	0
Velocidad máxima [m/s]	25.6	26.3
Coeficiente k de Weibull [m/s]	1.831	1.811
Coeficiente c de Weibull [m/s]	9.069	9.362
Densidad de potencia [W/ m ²]	660	732
Contenido energético medio [kWh/ m ² /año]	5.780	6.416
Ratio de datos válidos [%]	100	100

La ubicación de las turbinas eólicas en el parque eólico ha sido influenciada por la distribución de las direcciones de viento debido a que la eficiencia de generación de energía de una turbina depende de la dirección y velocidad del viento. Al ubicar las turbinas en zonas donde se esperan vientos predominantes y constantes, se puede maximizar la captación de energía eólica y, por lo tanto, optimizar la producción de electricidad. Gracias a la Rosa de los Vientos que proporciona datos sobre la velocidad del viento y frecuencia de cambio en las direcciones de viento basadas en observaciones meteorológicas, se concluye cuál es la dirección predominante del emplazamiento.

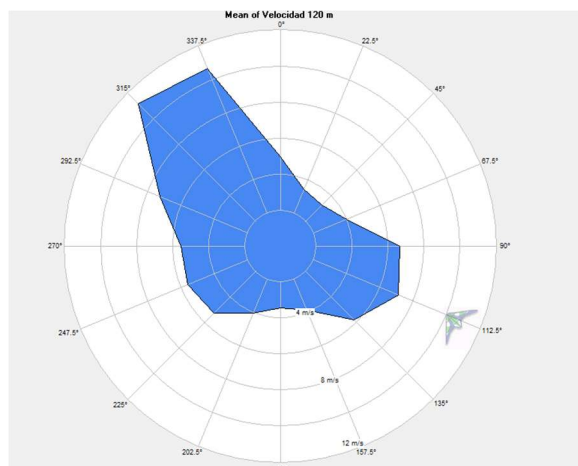


Figura 7: Rosa de Vientos de Velocidad a 120 m.

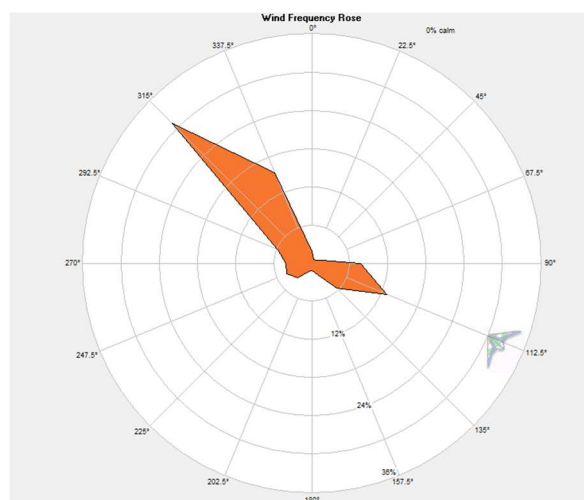


Figura 8: Rosa de Vientos de Frecuencia a 120 m.



Figura 9: Rosa de Vientos de Energía a 120 m.

Tras la simulación de los datos de viento, se ha adquirido una representación de la Rosa de los Vientos reflejando el Noroeste como la dirección predominante del viento.

Al igual que la Rosa de los Vientos, la distribución de Weibull es un parámetro primordial para analizar en el estudio estadístico de los datos de viento dado que nos informa sobre la frecuencia y la intensidad de las velocidades de viento, lo que permite evaluar la viabilidad del proyecto.

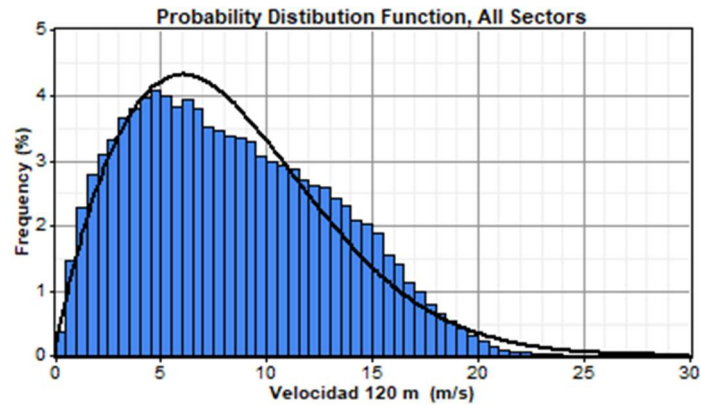


Figura 10: Función Estadística Distribución Weibull.

Además, se muestra en la gráfica siguiente, la variabilidad media anual de la velocidad del viento a 120 m de altura en el emplazamiento.

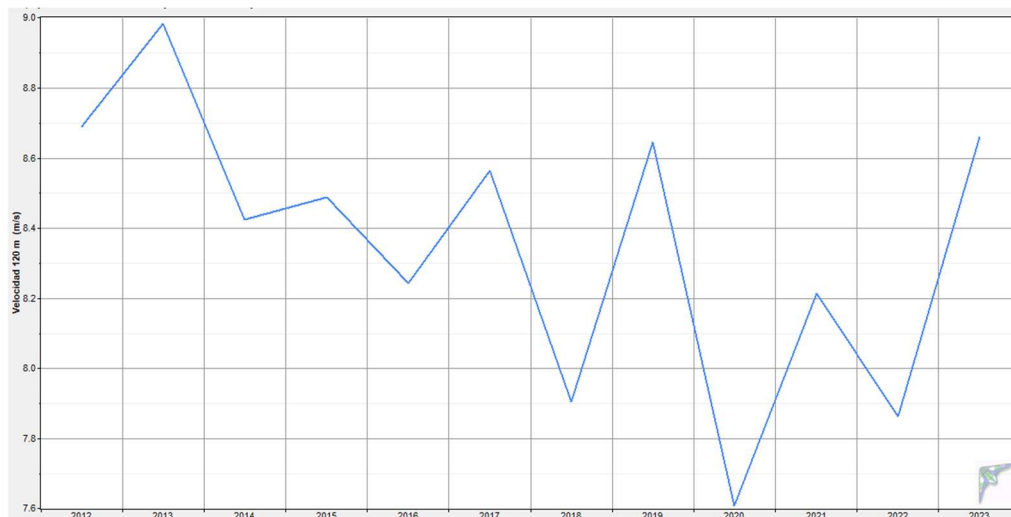


Figura 11: Velocidad a 120 m de altura desde 2012-2023.

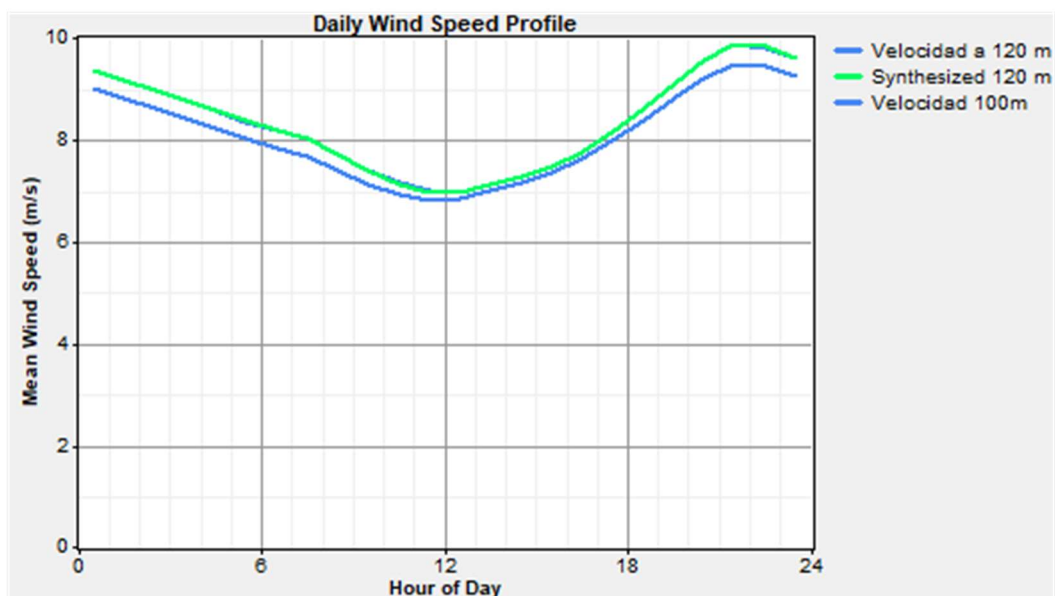


Figura 12: Velocidad media horaria a 120 m de altura.

3.3 CURVAS ISOVENTAS

Las curvas isoventas son herramientas gráficas que emplean unos códigos de colores para evaluar y tomar decisiones en el contexto de la ampliación de un parque eólico. Ofrecen un enfoque interesante para llevar a cabo la expansión del parque eólico dado que permiten identificar los lugares con mayores velocidades de viento y potencia lo cual resulta fundamental al seleccionar las ubicaciones óptimas para instalar los aerogeneradores. Dichas curvas utilizan una escala cromática en la que los tonos más azulados representan condiciones menos favorables, mientras que los más rojizos indican mejores resultados. A continuación, se muestran las gráficas correspondientes a la velocidad del viento (m/s) y a la densidad de potencia (W/m^2) en función de la orografía, que han sido obtenidas tras la simulación del parque eólico con el programa WAsP. Estas representaciones confirman que la topografía y la rugosidad juegan un papel fundamental, ya que en las áreas más montañosas se obtienen valores superiores en ambas variables.

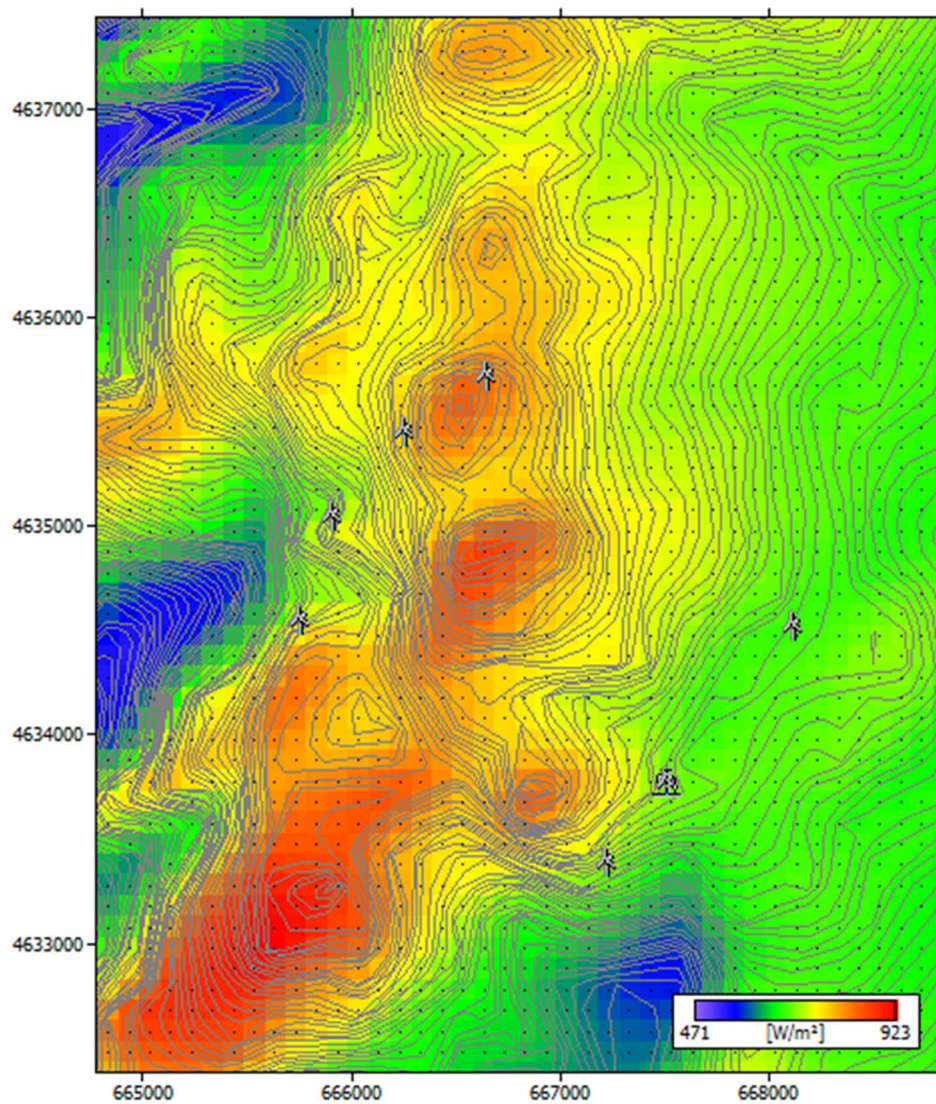


Figura 13: Curvas Isoventas de densidad de potencia (WAsP).

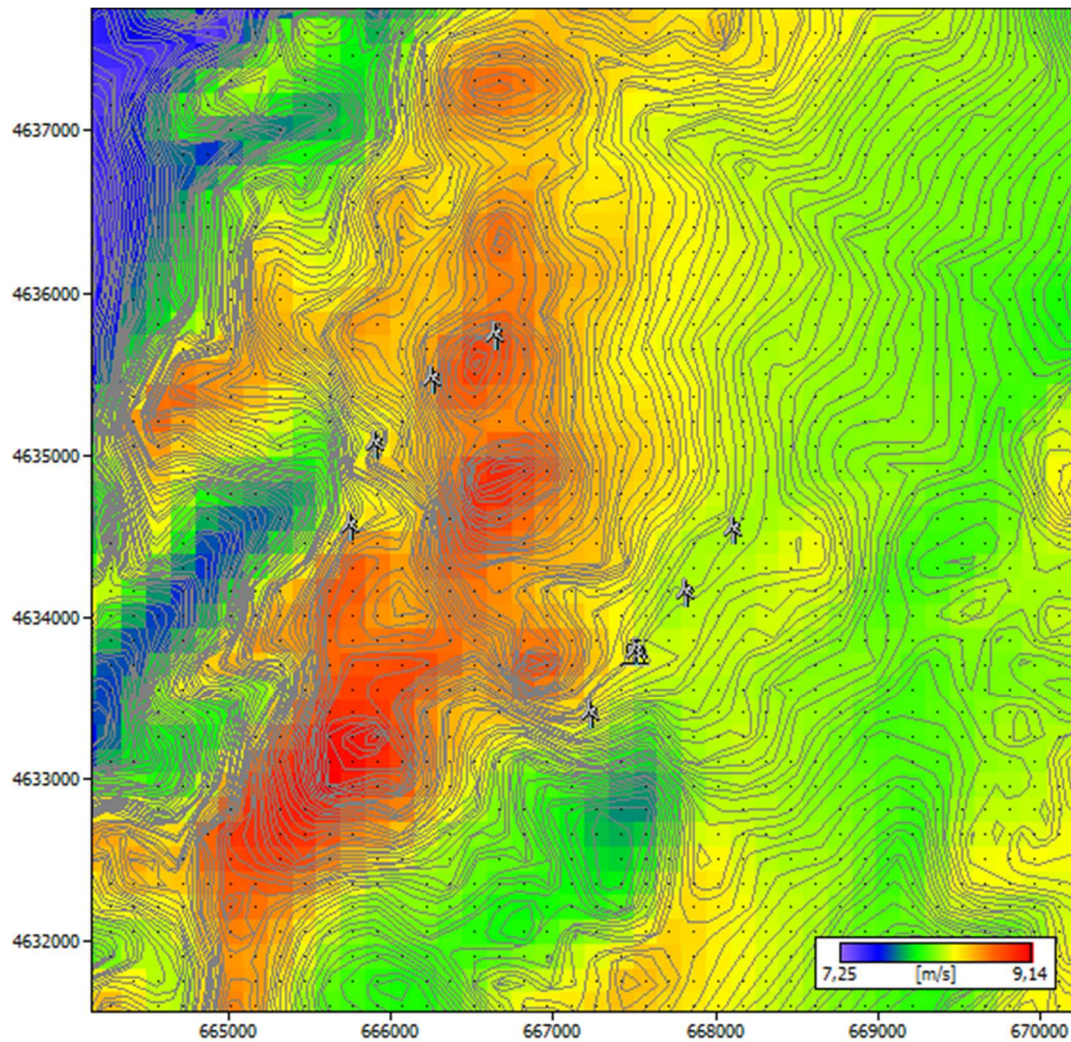


Figura 14: Curvas Isoventas de velocidad a la altura de buje (WAsP).

3.4 CURVAS DE POTENCIA Y ENERGÍA PRODUCIDA SEGÚN EL TIPO DE AERGOGENERADOR

La simulación del parque eólico se ha llevado a cabo con el software WAsP [21] y para ello se ha estudiado y obtenido previamente el mapa de la topografía y rugosidad del emplazamiento, los datos de viento a la altura de buje (120 m), la posición de los aerogeneradores y las curvas de potencia y coeficiente de empuje de tres tecnologías de aerogeneradores diferentes.

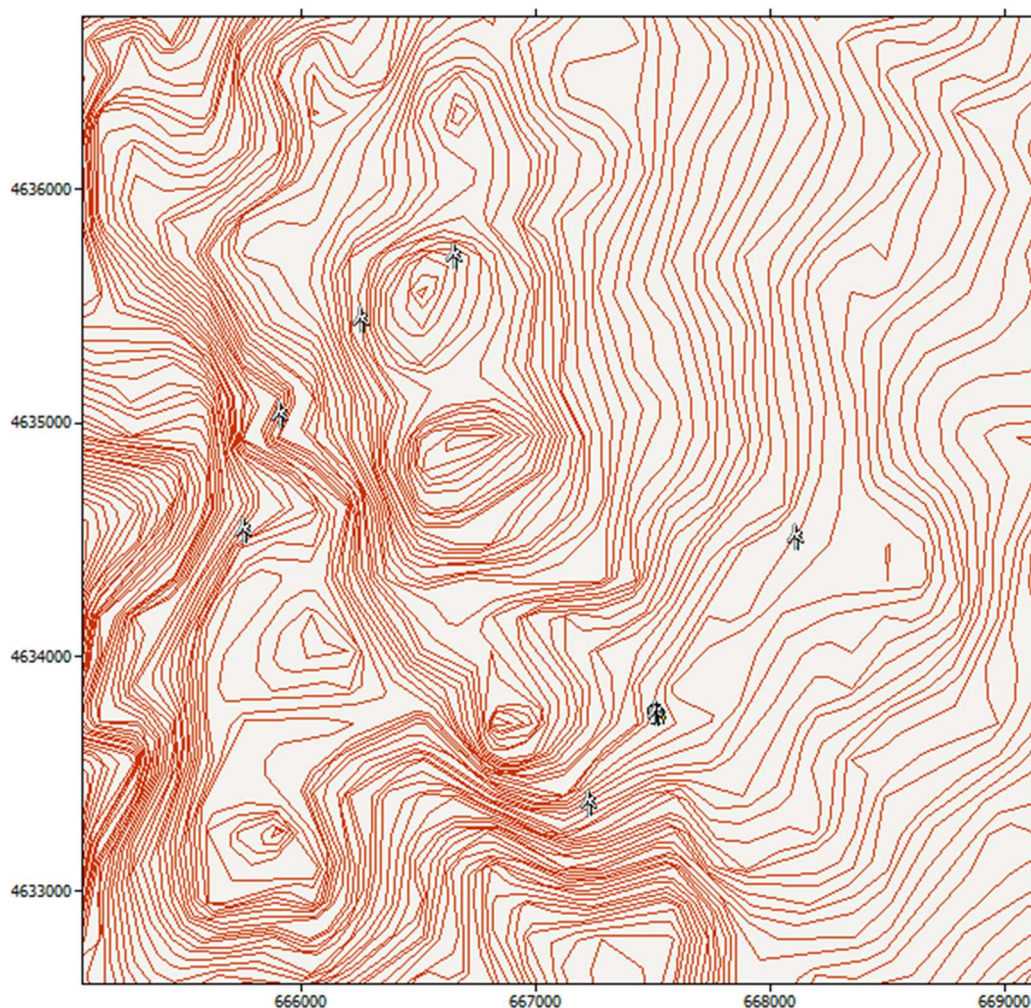


Figura 15: Representación topografía, ubicación aerogeneradores, torre de medición (WAsP).

A continuación, se muestran las distintas tecnologías que se han trabajado:

FABRICANTE	MODELO	POTENCIA [MW]
Vestas	V172	6,8
Siemens Gamesa	SG 6.6-170	6,6
Nordex	N163/6.X	6,8

Tabla 4: Tres tecnologías diferentes de aerogeneradores.

Para cada tecnología de aerogenerador consideradas en el estudio se ha procedido al cálculo de la curva de potencia y coeficiente de empuje utilizando los catálogos proporcionados por los tres fabricantes diferentes. Estos cálculos se realizaron mediante la interpolación lineal de la densidad del aire en el emplazamiento, considerado un valor de $1,1415 \text{ kg/m}^3$. Este enfoque ha permitido obtener las estimaciones precisas de la potencia y coeficiente de empuje correspondientes a cada tecnología de aerogenerador evaluada en el análisis. Seguidamente se muestra un ejemplo de la curva de potencia y coeficiente de empuje obtenidas correspondiente al modelo SG 6.6-170 de Siemens Gamesa.

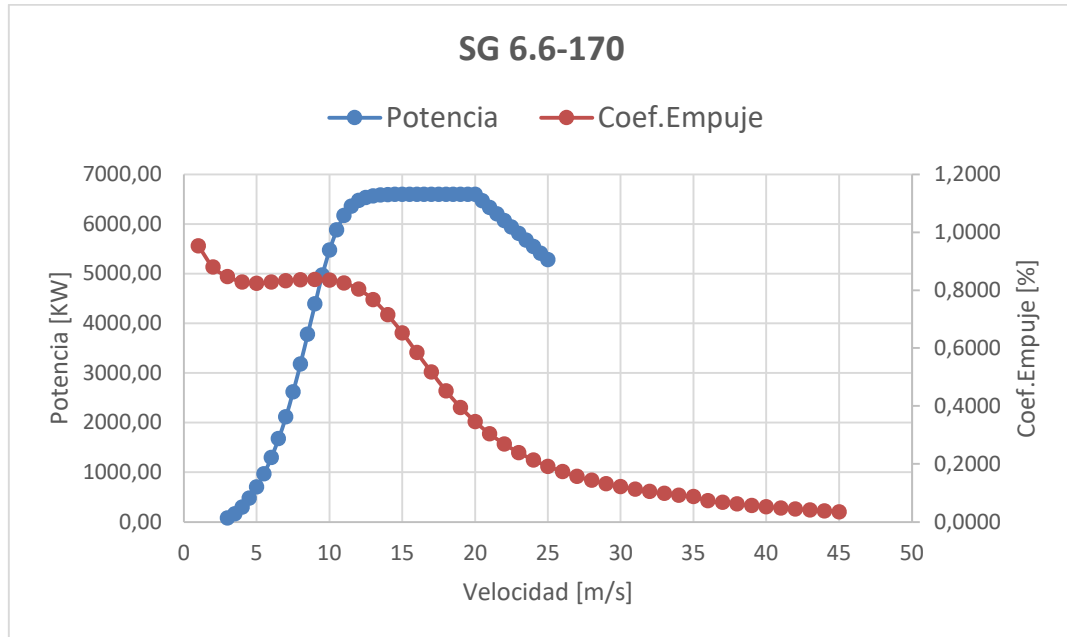


Figura 16: Curvas de potencia y coeficientes de empuje del modelo SG 6.6-170.

3.4.1 ENERGÍA INYECTADA A LA RED

Tras la simulación en WAsP de tres parques distintos debido al análisis de las diferentes tecnologías de aerogenerador, se han obtenido varios resultados de gran importancia. Entre los más relevantes se encuentra la producción bruta, que representa la producción máxima teórica del parque si los aerogeneradores estuvieran ubicados de forma muy separada entre sí; el efecto estela, que indica el porcentaje de turbulencias que pueden afectar a los aerogeneradores que se encuentran aguas abajo, siendo deseable que se mantenga por debajo del 5%; y finalmente, la producción neta que se calcula como la diferencia entre la producción bruta y el efecto estela, representando así la producción realizable por el parque.

Durante el proceso de cálculo de la energía entregada a la red eléctrica por el parque eólico, es importante considerar que no toda la energía eléctrica generada por cada área o generador se transmite de manera efectiva debido a la presencia de pérdidas. Por esta razón, se debe

tener en cuenta diversos factores que contribuyen a estas pérdidas. A continuación, se describen las principales pérdidas consideradas en el análisis.

- Pérdidas eléctricas: 3%
- Indisponibilidad de los aerogeneradores: 3%
- Garantía de la curva de potencia: 5%

En consecuencia, se ha determinado que las pérdidas totales alcanzan un porcentaje del 11%.

	Vestas	Siemens Gamesa	Nordex
Potencia unitaria [MW]	6,8	6,6	6,8
Núm. aerogeneradores	7	7	7
Potencia total [MW]	47,6	46,2	47,6
Altura de buje [m]	120	120	120
Diámetro pala [m]	172	170	163
Energía bruta [GWh/año]	213,132	213,35	200,521
Energía neta [GWh/año]	208,404	208,861	196,354
Pérdidas efecto estela [%]	2,22	2,1	2,08
Pérdidas totales [%]	0,89	0,89	0,89
Energía a red [GWh/año]	185,480	185,886	174,755
Horas equivalentes [h]	3.896,629	4.023,513	3.671,325
Factor capacidad [%]	44,482	45,931	41,910

Tabla 5: Resultado obtenido al realizar el cálculo energético de las distintas tecnologías.

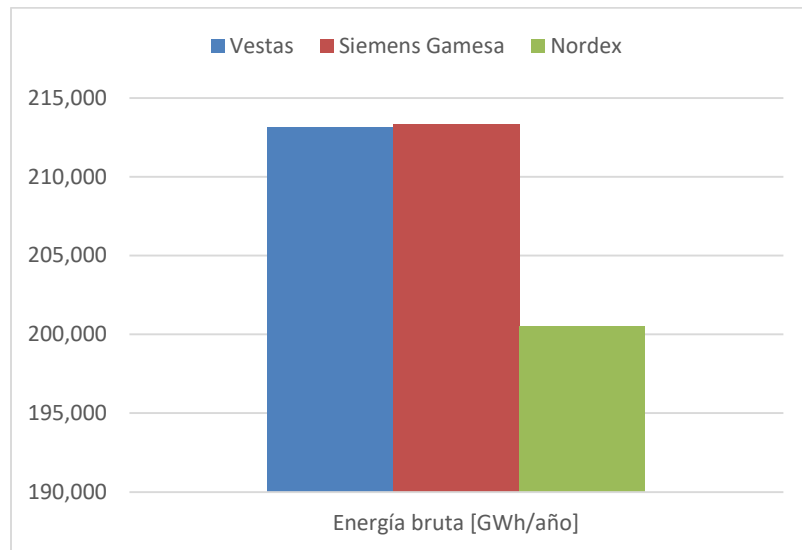


Figura 17: Energía bruta producida anualmente por cada tecnología.

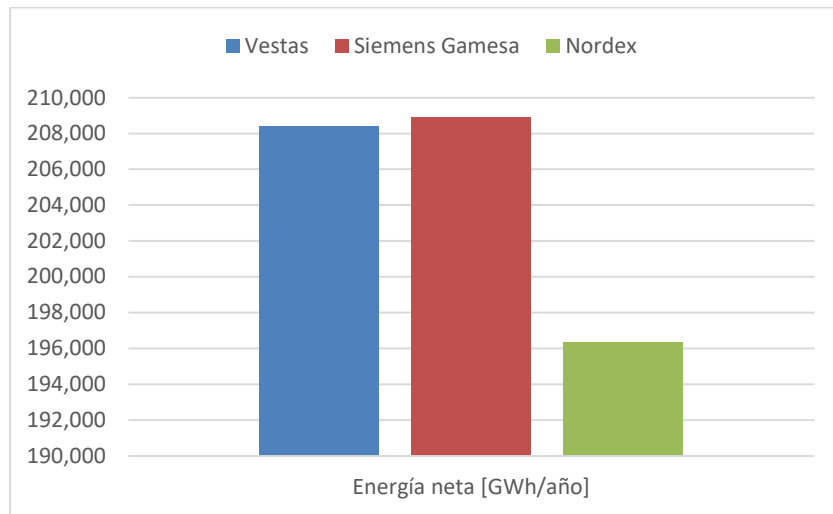


Figura 18: Energía neta producida anualmente por cada tecnología.

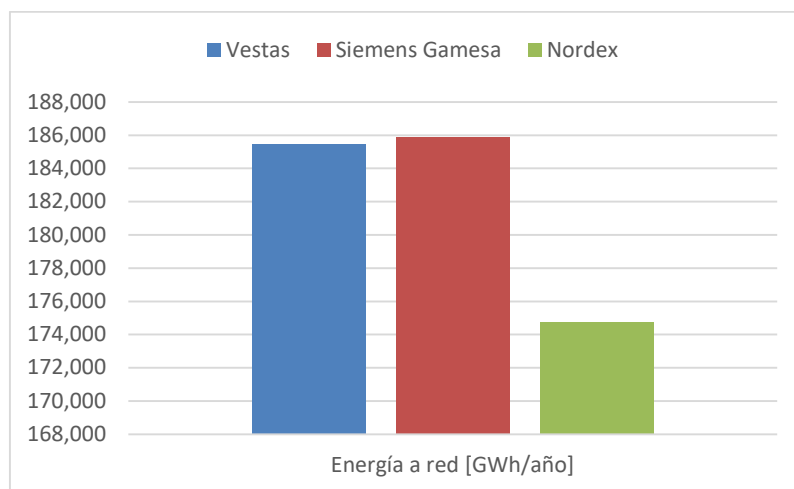


Figura 19: Energía a red producida anualmente por cada tecnología.

Basándonos en los resultados obtenidos se llega a la conclusión de que la tecnología de aerogeneradores de Siemens Gamesa es la opción más idónea para la instalación en el parque, debido a su capacidad de generar la mayor cantidad de energía neta y entregarla eficientemente a la red.

A continuación, se muestra la distribución de la energía generada por cada uno de los aerogeneradores de la tecnología Siemens Gamesa, modelo SG 6.6-170.

	X UTM [m]	Y UTM [m]	Elevación [m]	E. Bruta [GWh]	E.Neta [GWh]	Pérdidas [%]
Turbina V1	666.661	4.635.665	550	31,802	31,204	1,880
Turbina V2	666.266	4.635.391	538,7	31,224	30,743	1,540
Turbina V3	665.918	4.634.992	505,8	30,444	30,030	1,360
Turbina V4	665.762	4.634.494	488,4	30,785	30,270	1,670
Turbina V5	668.122	4.634.466	489,2	29,437	28,907	1,800
Turbina V6	667.523	4.633.713	490,6	29,789	28,703	3,650
Turbina V7	667.237	4.633.332	480	29,867	29,004	2,890
Total				213,348	208,861	2,113

Tabla 6: Energía por cada turbina SG 6.6-170.

Se estima que la cantidad de energía anual inyectada a la red del parque eólico es de 185,886 GWh. Esto se basa en el supuesto de que los aerogeneradores operen durante 4.023 horas equivalentes a plena carga, con un rendimiento productivo del 100 % y un factor de capacidad del 46%.

Capítulo 4. DISEÑO Y PLANIFICACIÓN

4.1 ESTRUCTURA DEL PARQUE EÓLICO

La tecnología que será implementada en el parque eólico situado en la provincia y municipio de Zaragoza corresponde al modelo SG 6.6-170 fabricado por Siemens Gamesa. Se trata de una máquina asíncrona de doble alimentación, conocida como DFIG, que representa un rotor de tres palas de 170 m de diámetro y una potencia nominal de 6,6 MW [16].

Modelo	SG 6.6-170
Generador	DFIG
Diámetro del rotor [m]	170
Núm. Palas	3
Longitud de las palas [m]	83,5
Altura de buje [m]	120
Tipo de torre	Acero tubular e híbrido
Potencia nominal [MW]	6,6
Tensión terminal de red en el lado de baja tensión [V]	690

Tabla 7: Características técnicas principales del modelo SG 6.6-170.

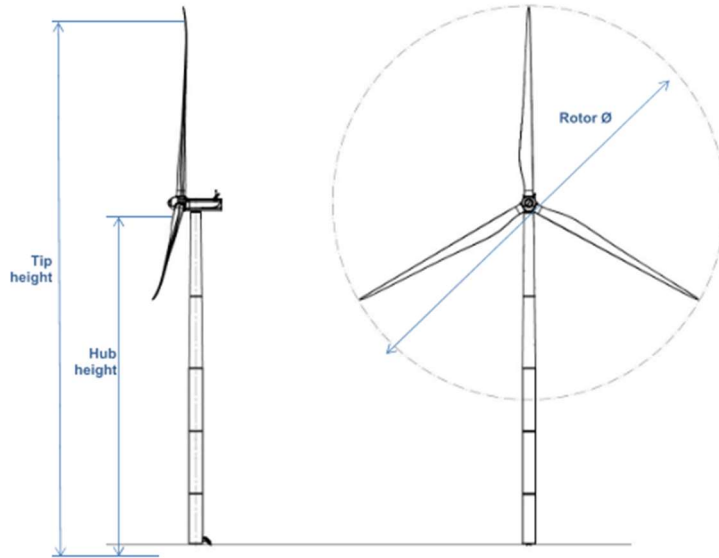


Figura 20: SG 6.0-170.

El parque eólico está compuesto por dos líneas de alineaciones que contienen un total de 7 aerogeneradores. La diferencia en la distancia entre la primera y segunda alineación se debe a la necesidad de aumentar la separación entre los aerogeneradores en la segunda alineación. Esto se realiza con el fin de reducir la interferencia causada por las estelas generadas por los aerogeneradores precedentes. Al aumentar la distancia entre los aerogeneradores de la primera alineación y la segunda, se logra minimizar dicha interferencia y asegurar un funcionamiento más eficiente del parque eólico. La distancia entre los aerogeneradores de la primera alineación debe ser aproximadamente tres veces el diámetro del aerogenerador mientras que para la segunda alineación se recomienda una distancia de alrededor siete veces el diámetro.

A continuación, se presentan las distancias relevantes que deben tenerse en cuenta al establecer el parque eólico, seguidas de un recordatorio de las ubicaciones en coordenadas UTM de los aerogeneradores. Finalmente, se proporciona una vista aérea general del parque, que muestra la disposición y distribución de los aerogeneradores en el terreno, brindando una visión global de la estructura y tamaño del parque.

	Distancia [m]
Entre aerogeneradores de la primera alineación	≥ 480
Entre aerogeneradores de la segunda alineación	≥ 1.900
Entre aerogenerador y carretera	≥ 6.500
Entre aerogenerador y casas habitadas	≥ 8.300

Tabla 8: Consideraciones para la ubicación de aerogeneradores Siemens Gamesa.

	X UTM [m]	Y UTM [m]
Turbina V1	666.661	4.635.665
Turbina V2	666.266	4.635.391
Turbina V3	665.918	4.634.992
Turbina V4	665.762	4.634.494
Turbina V5	668.122	4.634.466
Turbina V6	667.523	4.633.713
Turbina V7	667-237	4.633.332

Tabla 9: Localización aerogeneradores Siemens Gamesa.

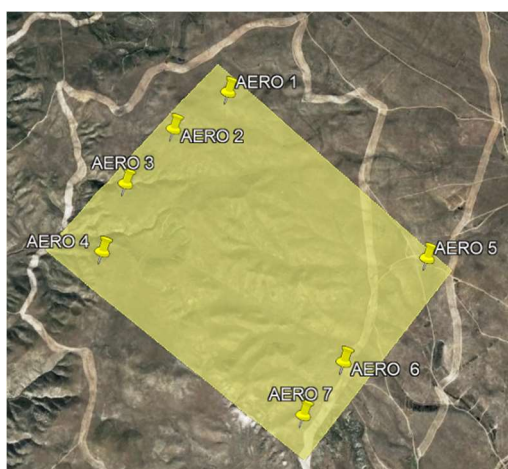


Figura 21: Vista aérea parque eólico (Google Earth).

El generador asíncrono se conecta a la red mediante la utilización de un transformador elevador, que el propio fabricante Siemens Gamesa incluye en el modelo del aerogenerador, con una relación de 30/ 0,69 kV. Este transformador tiene la función de elevar la tensión generada por el generador a un nivel adecuado para permitir su integración eficiente y segura en el sistema de distribución de energía eléctrica.

Modelo	SG 6.6-170
Generador eléctrico	DFIG
Diámetro del rotor [m]	170
Altura de buje [m]	120
Núm. aerogeneradores	7
Potencia nominal [MW]	6,6
Potencia total instalada [MW]	46,2
Energía bruta [GWh/año]	213,35
Energía neta [GWh/año]	208,861
Energía a red [GWh/año]	185,886
Factor capacidad [%]	45,931

Tabla 10: Resumen características técnicas relevantes del parque eólico.

4.2 AEROGENERADOR V- 172-6.8MW

El aerogenerador SG 6.6-170 es un generador asíncrono de tres fases con rotor bobinado, conectado a un convertidor de frecuencia PWM. El estator y el rotor del generador están compuestos por láminas magnéticas apiladas. Además, la salida de potencia se controla mediante regulación de paso y demanda de par. Seguidamente, se presentan algunas de las principales características:

- **Potencia nominal:** El SG 6.6-170 tiene una potencia nominal de [6,6 MW], lo que permite generar eficientemente una cantidad significativa de energía eólica.
- **Rotor de gran diámetro:** El SG 6.6-170 cuenta con un rotor de [170 m], lo que amplía su capacidad para capturar y convertir de manera efectiva la energía del viento en electricidad.
- **Tecnología de control avanzada:** El aerogenerador SG 6.6-170 utiliza sistemas de control, como SCADA entre otros, que permite obtener en tiempo real monitorizar los datos eléctricos y mecánicos y, estados de operación y fallo.
- **Baja emisión de ruido:** Siemens Gamesa ha presentado especial atención a reducir el nivel de ruido generado mediante tecnologías de diseño y materiales que,

minimizan la potencia activa y la velocidad de rotación de la turbina, lo que contribuye a una mayor aceptación ambiental y social del parque eólico.

Modelo	SG 6.6-170
Generador	DFIG
Diámetro del rotor [m]	170
Núm. Palas	3
Longitud de las palas [m]	83,5
Área barrida [m^2]	22,698
Material de las palas	Fibra de vidrio y plástico reforzado con carbono
Altura de buje [m]	120
Tipo de torre	Acero tubular e Híbrido
Potencia nominal [MW]	6,6
Tensión terminal de red en el lado de baja tensión [V]	690

Tabla 11: Características técnicas SG 6.6-170.

Estos son solo algunas de las destacadas características del aerogenerador SG 6.6-170 de Siemens Gamesa que lo convierten en una opción prometedora para el parque eólico situado en el municipio de Zaragoza.

4.3 PRINCIPALES OBRAS E INSTALACIONES

Se requiere un conjunto de obras civiles para facilitar la instalación y operación de los aerogeneradores en el parque. Además de los aerogeneradores, que son elementos clave, las principales infraestructuras e instalaciones en un parque eólico incluyen obras civiles, sistemas de baja y media tensión, y sistemas de alta tensión.

4.3.1 OBRA CIVIL

La obra civil incluye el análisis detallado de los caminos de acceso que conectan con los aerogeneradores dentro del parque. Estos caminos desempeñan un papel crucial en la operatividad y el mantenimiento del parque, permitiendo un fácil acceso para los equipos y vehículos involucrados. Asimismo, se estudia de acuerdo con las normas y estándares técnicos vigentes, las canalizaciones en zanjas y las plataformas de montaje y cimentaciones.

4.3.1.1 ACCESO AL PARQUE EÓLICO

Los detalles relacionados con los accesos al emplazamiento, el análisis de las pendientes del terreno y viales están ilustrados en los planos Núm.2, 3 y 4, que forman parte del conjunto de documentos técnicos denominado “DOCUMENTO 2 – PLANOS”.

Con el fin de permitir el acceso de los medios de transporte y montaje de los aerogeneradores al emplazamiento del parque, es necesario que los caminos de acceso estén diseñados de acuerdo con los requisitos geométricos y constructivos establecidos. A continuación, se presentan las especificaciones necesarias para garantizar la adecuada configuración y construcción de los caminos:

- Anchuras de 5- 6 metros.
- Pendientes máximas del 10%.
- Radios de curvatura de entre 35- 50 metros.
- Secciones conformadas por una subbase granular con un espesor mínimo de 0,25 m, debidamente compactada al 95 % del próctor modificado (PM).
- Capas superiores de rodadura compuestas por zahorra artificial, compactadas al 98% del PM, con un espesor de 0,25 m.
- Cunetas de drenaje sin revestir a lo largo de los bordes laterales en la zona de desmonte.

El punto de partida de entrada es la carretera A-1102. Sin embargo, existen dos caminos de acceso desde la carretera al parque, debido a que este presenta dos alineaciones de aerogeneradores que están separados por un leve terreno montañoso. Es más sencillo para la operación acceder por dos caminos distintos ya existentes. Para la primera alineación compuesta por los aerogeneradores del 1 al 4 se accede por el Cam. de la Paridera de Fabián (anchura aproximada de 6 m) hacia Cam. de la Paridera de Cazallo (anchura aproximada de 60 m) durante 10,2 km para llegar al Cam de la Cueva de Patacorchos.

Con respecto a la segunda alineación, compuesta por los aerogeneradores del 5 al 7, se toma el Camino de la Venta del Coscón (anchura aproximada de 8 m) durante una distancia de alrededor de 8,9 km para alcanzar el Cam. De la Paridera de Fabián.

Todos los caminos se tratan de vías de tierra. Este recorrido constituye la ruta principal para llegar al parque y ha sido seleccionado para aprovechar al máximo los caminos ya existentes.

4.3.1.2 ZANJAS PARA CABLEADO

El tendido de los cables se llevará a cabo mediante una instalación subterránea con una profundidad de 1,25 m y manteniendo una separación entre ternas de 40 cm. Las dimensiones del cableado han sido detalladas en el Anexo II.

4.3.1.3 CIMENTACIÓN

El diseño de la cimentación se encuentra representado en el plano Núm.5, que forma parte del conjunto de documentos técnicos denominado “DOCUMENTO 2 – PLANOS”.

El diseño de la cimentación es un proyecto independiente que requiere un importante trabajo utilizando programas especializados de diseño. Es de vital importancia realizar un diseño óptimo de la cimentación debido al considerable coste asociado a este proceso.

La cimentación del proyecto se compone de un pedestal circular con un diámetro de 23 metros y una profundidad de 0,5 metros. Sobre esta base se construye un bloque troncocónico de sección variable, con una altura de 2 metros, que está formado por bridas y pernos para anclar la torre del aerogenerador. En la parte superior del bloque, el diámetro se reduce a 10 metros. Para la construcción completa de la zapata, se utiliza hormigón armado estructural tipo HA-30/B/20/IIa, (EHE 08) que se caracteriza por tener una resistencia característica a la compresión de 30 MPa, una exposición moderada al ambiente, un tamaño máximo del agregado grueso de 20 mm y la presencia de aditivos o mezclas especiales. El acero utilizado para el refuerzo es del tipo B500S, que es acero corrugado.

El proceso comienza con la excavación y la incorporación del hormigón de limpia que es la primera capa de hormigón que se coloca en contacto con el terreno y no presenta elementos constructivos. A continuación, los pasos a seguir incluyen la incorporación del conjunto de jaula de anclaje, la losa de cimentación, el eje vertical y el relleno del espacio excavado.

4.3.1.4 PLATAFORMAS DE MONTAJE

Se habilitan plataformas con el propósito de facilitar los procedimientos de descarga, ensamblaje y ubicación de las grúas para elevar los elementos que conforman el aerogenerador.

Estas plataformas son de carácter temporal, ya que su uso se limita a un corto período de tiempo. Para mitigar el impacto ambiental, se lleva a cabo un proceso de remoción de la vegetación superficial del suelo, seguido de una compactación del terreno natural para asegurar una base sólida para el transporte y movilidad en el área. Los puntos de soporte se tratan con material granular compuesto por zahorras naturales, cuyo espesor mínimo no es inferior a 20 cm. Se requiere de plataformas con dimensiones de 60 m de largo por 75 m de ancho, que presenten una pendiente suave del 2% para facilitar el drenaje de lluvias.

4.3.1.5 EDIFICIO DE CONTROL

En el proyecto se tiene prevista la construcción de un edificio de control que cumpla con los diversos propósitos funcionales. Este edificio albergará un almacén de repuestos, una sala de control, vestuarios, aseos, una sala de reuniones y una sala de cabinas de media tensión.

El diseño propuesto contempla la construcción de un edificio de una sola planta, con acabados que se integren armoniosamente con el entorno, con el objetivo de lograr una integración máxima con el medio ambiente.

4.4 INSTALACIÓN ELÉCTRICA – RED DE MEDIA TENSIÓN

El Centro de Control (CC) del parque eólico juega un papel esencial en la vigilancia, gestión y optimización de la producción de energía eólica. En este núcleo central convergen todas las líneas de conexión provenientes de los aerogeneradores, permitiendo así el transporte eficiente de la energía hacia la subestación de 132 kV de Endesa en Villanueva de Gállego, Zaragoza, la cual se encuentra ubicada a una distancia de 19 km del emplazamiento. El CC se erige como el epicentro estratégico donde se monitorean y coordinan las operaciones del parque eólico, asegurando una entrega de energía efectiva y una gestión óptima de los recursos disponibles.

El centro de control se localiza en las coordenadas UTM correspondientes a $X_{UTM} = 667440,13$ m, $Y_{UTM} = 4635110.82$ m.

4.4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

Cada turbina del parque eólico produce energía a una tensión inicial de 690 V, la cual es elevada a 30 kV mediante un transformador instalado en el propio aerogenerador. La elevación de la tensión se realiza con el propósito de minimizar las pérdidas y mejorar la eficiencia del sistema.

Cada aerogenerador está equipado con un transformador inmerso en líquido de relación 30/0,69 kV, capaz de soportar una corriente máxima de 7,11 kA. El diseño del parque incluye 4 líneas de generación, dos de ellas compuestas por 2 aerogeneradores cada una, y la tercera formada por 1 aerogenerador.

Líneas de generación	Aerogeneradores
1	AERO 1- AERO 2
2	AERO 2-AERO 3
3	AERO 5
4	AERO 6- AERO 7

Tabla 12: Líneas de generación

En cuanto al dimensionamiento de los conductores y equipos utilizados, se seguirá las pautas establecidas en el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantía de Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión, así como las Instrucciones Técnicas Complementarias [22]. Estas normativas proporcionan directrices necesarias para garantizar la seguridad y el correcto funcionamiento de las instalaciones eléctricas de alta tensión en el parque eólico.

4.4.2 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Los centros de transformación se sitúan estratégicamente en la góndola del aerogenerador, junto al generador, con el objetivo de minimizar tanto el impacto visual como las pérdidas eléctricas. En estos centros de transformación, se encuentran el transformador de baja/ media tensión y las cabinas de media tensión.

4.4.2.1 TRANSFORMADOR

El transformador desempeña un papel fundamental al llevar a cabo la conversión de energía a media tensión. Este compuesto por una parte activa, que incluye el núcleo ferromagnético, los arrollamientos y las conexiones de baja y media tensión, y un envolvente metálica junto con un dieléctrico líquido que proporciona aislamiento.

El transformador de potencia, suministrado por Siemens Gamesa según se detalla en su catálogo, exhibe las siguientes características principales que se presentan en la tabla de a continuación:

Transformador	SG 6.6-170
Tipo de transformador	Rellenado de líquido
Corriente máxima [kA]	7,11
Relación de transformación [KV]	30 / 0,69
Frecuencia [Hz]	50
Grupo de conexión	Dyn11
Pérdidas [kW]	4,77 / 84,24
Instalación	Interior

Tabla 13: Características técnicas transformador de potencia.

4.4.2.2 CABINAS DE MEDIA TENSIÓN

La interconexión de las celdas de media tensión entre los distintos aerogeneradores está representada en el plano Núm.8, que forma parte del conjunto de documentos técnicos denominado “DOCUMENTO 2 – PLANOS”.

Las celdas de media tensión desempeñan un papel crucial al estar conectadas al transformador. Su función principal radica en aislar y proteger el lado de media tensión del transformador y la línea de generación en caso de que se presente algún problema en los equipos situados aguas abajo del transformador. Por otro lado, las cabinas de media tensión permiten la interconexión de los aerogeneradores entre sí. La energía generada por cada aerogenerador se transmite a través de un cable trifásico que entra en la celda y sale de ella. Además, de los seccionadores e interruptores que conforman la entrada y la salida de la celda, estas cuentan con sistemas de protección diseñados para salvaguardar la integridad de los propios aerogeneradores. Dependiendo de las distintas combinaciones de entradas y salidas a la celda de media tensión, existen diferentes tipos de cabinas que se adaptan a las diversas conexiones entre los aerogeneradores.

En el parque eólico, se cuenta con la disponibilidad de dos tipos de celdas de media tensión con características distintas. El primer tipo es la celda “0L+1V”, la cual desempeña las funciones de remonte y protección. Por otro lado, el segundo tipo de celda es la “0L+1L+1V”, que engloba las funciones de remonte, línea y protección. Es importante destacar que las celdas de media tensión cumplen con los estándares de seguridad y calidad establecidas por las normativas UNE-EN-60298, UNESA6407 y CEI298.

A continuación, se presenta la asignación de las celdas a cada línea de generación específica y las características técnicas principales de las celdas de media tensión.

Líneas de generación	Aerogenerador	Celdas de media tensión
Línea 1	1	0L+1V
	2	0L+1L+1V
Línea 2	3	0L+1V
	4	0L+1L+1V
Línea 3	5	0L+1V
Línea 4	6	0L+1V
	7	0L+1L+1V

Tabla 14: Celdas de media tensión a cada línea de generación.

Cabinas de media tensión	SYStem6 – 36 kV
Tipo	GIS (Subestación Aislada en Gas)
Tensión nominal [kV]	30
Tensión máxima [kV]	36
Frecuencia [HZ]	50
Instalación	Interior
Valor eficaz de la intensidad de cortocircuito [kA]	16
Duración cortocircuito [s]	1
Aislamiento	SF6
Corriente nominal [A]	400

Tabla 15: Características celdas de media tensión.

Las celdas de media tensión incluyen los siguientes componentes:

- Compartimento de Barras.
- Compartimento Principal del Equipo.
- Compartimento Auxiliar.
- Interruptor de Baja Carga utilizando SF6 como aislante.
- Transformadores de Tensión/ Corriente.
- Seccionador a tierra.
- Disyuntor en vacío.

En el comportamiento de barras se encuentran ubicados los bushing del interruptor SF6, los cuales actúan como aislantes entre la entrada y salida del interruptor, permitiendo resistir las

tensiones eléctricas en el sistema. El comportamiento principal se compone fundamentalmente de un interruptor automático a tierra, un transformador de medición y un interruptor a tierra. Por su parte, el comportamiento auxiliar se encuentran los equipos control.

Los interruptores de baja carga permiten la separación entre el comportamiento de barras y el principal. Estos interruptores presentan tres posiciones diferentes: cerrado, abierto y posición a tierra. Asimismo, el sistema de bloqueo garantiza que no se realicen maniobras incorrectas, proporcionando un nivel óptimo de seguridad. A continuación, los transformadores de tensión, los cuales pueden tener un embobinado primario simple o un embobinado secundario doble.

El Seccionador de tierra juega un papel fundamental al asegurar la adecuada conexión a tierra del cable entrada/ salida, lo cual permite un acceso seguro al compartimento principal del equipo y garantiza la protección del sistema.

Finalmente, el disyuntor en vacío tiene la función primordial de interrumpir la corriente eléctrica en caso de fallo.

4.4.3 CONDUCTORES

En el documento “Anexo II” se detalla el cálculo de la sección y el tipo de conductor seleccionado para cada línea de generación. El cable utilizado para la transmisión de media tensión presenta una composición específica. Este cable consta de los siguientes elementos: un conductor compuesto por cuerdas redondas de aluminio, elegido por su menor coste en comparación con el cobre; una capa semiconductora interna que confina el campo eléctrico; un aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE), reconocido por sus destacadas propiedades de resistencia térmica; una capa semiconductora que refuerza las características químicas del aislamiento; una pantalla metálica que garantiza el flujo de corriente a lo largo de toda la sección efectiva de la pantalla; una protección longitudinal contra el agua; y, por último, un revestimiento exterior PVC, un material termoplástico.

Líneas de generación	Aerogenerador	$I_{línea}$ [A]	$I_{max_admisible}$ [A]	Sección [mm^2]
Línea 1	1	282,26	345,10	3X300
	2			
Línea 2	3	282,26	345,10	3X300
	4			
Línea 3	5	141,13	172,55	3X95
Línea 4	6	282,26	345,10	3X300
	7			

Tabla 16: Conductores por cada línea de generación.

4.4.4 RED DE PUESTA A TIERRA

La disposición de los cables de puesta a tierra se encuentra adecuadamente representada en el plano Núm.7, que forma parte del conjunto de documentos técnicos denominado “DOCUMENTO 2 – PLANOS”.

Los objetivos principales que se buscan lograr mediante una red de puesta a tierra son principalmente la seguridad de las personas, protección de la instalación y la compatibilidad electromagnética.

Cada aerogenerador cuenta con un sistema de puesta a tierra propio, compuesto por anillos de cobre enterrados con picas clavadas en la cimentación. Adicionalmente, de cada uno de estos anillos se extiende un cable de cobre desnudo con sección $95mm^2$, el cual se instala en el fondo de las zanjas y se conecta con los demás cables de tierra de los aerogeneradores. De esta manera, se crea una red de tierra interconectada, que a su vez se conecta con la red de tierra de la subestación del parque.

4.4.5 CABLES DE FIBRA ÓPTICA

Los aerogeneradores están equipados con un sistema de monitoreo que registra una amplia gama de señales que deben transmitirse al sistema de control de la subestación. Estas señales se transmiten a través de fibra óptica que parten de cada aerogenerador y atraviesan las zanjas a lo largo del parque eólico.

Para establecer una comunicación efectiva, se utilizarán cables de fibra óptica monomodo. Esta elección se debe a que las distancias entre los aerogeneradores y la subestación del parque superan los 2 km. El cable de fibra óptica monomodo ofrece una menor atenuación de la señal y velocidades de transmisión más altas en comparación con otros tipos de cables de fibra.

Es importante destacar que la instalación de los cables de fibra óptica requiere de un manejo delicado y extremo cuidado para garantizar la transmisión eficiente de la señal.

4.4.6 ZANJAS ELÉCTRICAS

Las zanjas eléctricas, están claramente representadas en el plano Núm.6, que forma parte del conjunto de documentos técnicos denominado “DOCUMENTO 2 – PLANOS”.

El proceso de cableado en las zanjas eléctricas se lleva a cabo siguiendo un meticuloso orden y planificación, con el fin de garantizar una correcta instalación y funcionamiento.

En primer lugar, se coloca en el fondo de la zanja el cable de tierra de cobre desnudo (PAT), rellenando el espacio con arena fina de río para proporcionar una buena conductividad. A continuación, se procede a la disposición de las ternas trifásicas de media tensión, manteniendo una separación de 40 cm entre cada una. De nuevo, se vuelve a rellenar con arena fina de río para incorporar y garantizar la integridad de los cables de fibra óptica. Posteriormente, se lleva a cabo un nuevo relleno de arena fina de río y finalmente se completa el proceso de relleno utilizando material de excavación apropiado. Para señalar la ubicación de la infraestructura enterrada, se coloca una banda de señalización.

Este sistema de tendido subterráneo permite la conexión eficiente y segura de los aerogeneradores a la subestación eléctrica, a través de cables de media tensión y fibra óptica, cumpliendo con los estándares requeridos en cuanto a profundidad de enterramiento y separación entre las ternas trifásicas.

Seguidamente, se muestra los diferentes tipos de zanjas empleados para el cableado del emplazamiento.

Tipo de zanja	N.º Cables Media Tensión	N.º Cables de Fibra Óptica	N.º Cables de Tierra
Z-1a	1	1	1
Z-2b	2	1	1
Z-4c	4	1	1

Tabla 17: Tipos de zanjas.

4.4.7 SUBESTACIÓN 132 kV

La subestación del parque eólico actúa como un punto de conexión central para los circuitos procedentes de cada uno de los aerogeneradores. Su principal función es interconectar los diversos elementos del sistema y elevar la tensión a 132 kV para su posterior transporte a la subestación de Endesa en Villanueva de Gállego.

En el proyecto se contempla la implementación de una subestación de intemperie de 132 kV. Esta subestación está compuesta por una serie de elementos y equipos específicos que garantizan el funcionamiento seguro y eficiente:

- Aparamenta de potencia
- Sistemas de control
- Sistemas de protección
- Sistemas auxiliares

4.4.7.1 Aparamenta de potencia

La aparamenta de potencia de la subestación, están claramente representadas en el plano Núm.8, que forma parte del conjunto de documentos técnicos denominado “DOCUMENTO 2 – PLANOS”.

La aparamenta de potencia son equipos eléctricos que desempeñan funciones esenciales en la subestación como parte del sistema de potencia. Está compuesta por varios elementos, entre los cuales se encuentran:

- Seccionador: permite la separación física de las partes en tensión, además de facilitar las maniobras de conexión y desconexión.
- Interruptor: interrumpe la corriente eléctrica, proporcionando protección contra posibles defectos en la red.
- Transformador de potencia 132/30 kV, 60 MVA: permite modificar el nivel de tensión de 30 a 132 kV.
- Transformador de intensidad: adapta la magnitud de la corriente eléctrica a un nivel adecuado para los equipos de protección.
- Transformador de tensión: adapta la magnitud de tensión a un nivel adecuado para los equipos de protección.
- Autoválvulas: protege el sistema contra descargas atmosféricas.

4.4.7.2 Sistemas de control

Además de los componentes principales de potencia, se requiere de la instalación de equipos de maniobra y corte para permitir la conexión y desconexión del sistema a la red eléctrica. Estos equipos se componen principalmente de:

- Seccionadores de aislamiento eléctrico en cada posición.
- Interruptores de conexión y desconexión, los cuales desempeñan un papel crucial tanto en la carga normal como en situaciones de corriente de falta.

4.4.7.3 Sistemas de protección

Los sistemas de protección tienen como objetivo principal detectar situaciones anómalas y perturbaciones en el sistema. Su función es realizar las desconexiones necesarias para

despejar el efecto dejando fuera de servicio la menor parte del sistema, en el menor tiempo posible. Los sistemas de protección están compuestos:

- Transformadores de media
- Relés de protección, entre los cuales se destaca: sobreintensidad (67N, 50/51N, 50/51), diferencial de transformador (87T), sobrecarga (49) y sobretensión (59).
- Unidades de disparo
- Baterías de alimentación
- Sistemas de señalización y registro
- Sistemas de comunicación

4.4.7.4 Sistemas auxiliares

Los servicios auxiliares desempeñan un papel crucial en el funcionamiento continuo de la subestación. Estos se componen fundamentalmente de fuentes de alimentación y sistemas de distribución de energía eléctrica. Estos se dividen en servicios auxiliares de corriente alterna y de corriente continua.

4.5 IMPLEMENTACIÓN: PLANIFICACIÓN

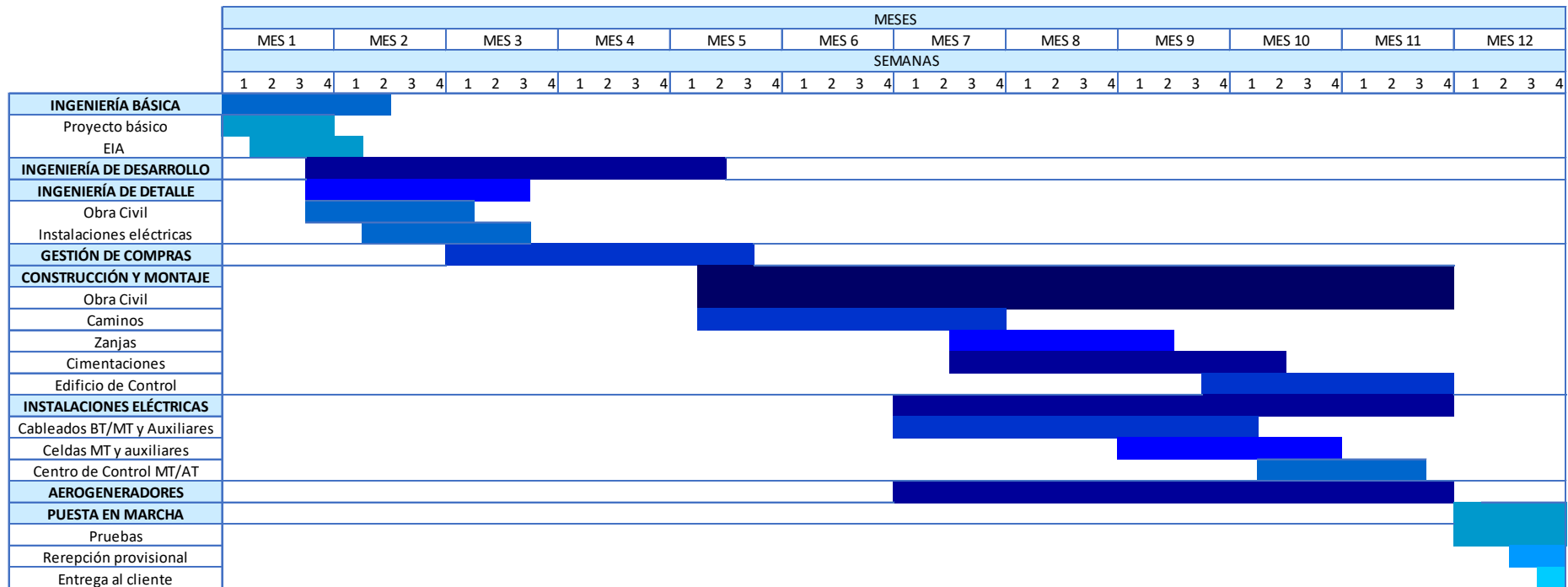


Figura 22: Planificación construcción parque eólico.

Capítulo 5. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN

A continuación, se muestra el desglose en euros de las partidas principales del presupuesto:

Obra Civil:

- | | |
|---|----------------|
| • Parque eólico | 1.589.320,11 € |
| • Centro seccionamiento y almacén residuos peligrosos | 150.000,00 € |

Suministros eléctricos del Parque eólico:

- | | |
|--|----------------|
| • Conductores y puesta a tierra | 259.489,50 € |
| • Centro de interconexión y Seccionamiento | 1.256.269,87 € |
| • Cabinas de media tensión (MT) | 94.556,00 € |

Montaje Eléctrico del Parque eólico:

- | | |
|--|--------------|
| • Tendido de cables | 150.000,00 € |
| • Centro de interconexión y Seccionamiento | 165.500,00 € |

Aerogeneradores:

- | | |
|-------------------|-----------------|
| • Aerogeneradores | 35.700.000,00 € |
|-------------------|-----------------|

Ingeniería y Dirección de Obra:

- | | |
|------------------------------------|--------------|
| • Ingeniería del Parque Eólico | 122.500,00 € |
| • Dirección Facultativa de la obra | 85.500,00 € |

Varios:	45.500,00 €
----------------	-------------

TOTAL, DE EJECUCIÓN DEL MATERIAL	39.618.635,48 €
---	------------------------

- | | |
|---------------------------|----------------|
| • 16% Gastos Generales | 6.338.981,68 € |
| • 3% Beneficio Industrial | 1.188.559,06 € |

TOTAL, DE EJECUCIÓN POR CONTRATA

47.146.176,22 €

El importe total del presupuesto de ejecución por contrata para las instalaciones y obras del parque eólico asciende a la cantidad de:

**CUARENTA Y SIETE MILLONES CIENTO CUARENTA Y SEIS MIL CIENTO
SENTENTA Y SEIS EUROS CON VEINTIDÓS CÉNTIMOS**

[47.146.176,22 €]

5.1 ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICO

En el Anexo III del proyecto se detallan los cálculos que se han llevado a cabo para realizar el análisis de viabilidad del parque eólico. Estos cálculos se basan en los datos iniciales proporcionados, tales como la energía producida, la potencia total, el factor de capacidad, las horas equivalentes de funcionamiento, el precio de venta de energía [17], los gastos de operación y la inversión total, la cual ha ascendido a un valor de 50.176.176,22 €, al incluir los gastos de desarrollo e interconexión.

A partir de estos datos, se ha realizado un minucioso estudio para determinar la cuenta de pérdidas y ganancias, los flujos de caja, así como el cálculo de parámetros esenciales para justificar la viabilidad financiera del proyecto.

Se ha obtenido un Valor Actual Neto (VAN) de 10.215,81 k€, una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 8,30 % y un Payback de 10 años, considerando un WACC del 5, 85%. Estos resultados respaldan la generación de beneficios a lo largo de la vida útil del parque eólico.

Finalmente, como parte del análisis de viabilidad, se ha realizado un estudio de sensibilidad detallado en el Anexo III, el cual permite evaluar la variabilidad de los resultados en diferentes escenarios.

Capítulo 6. IMPACTO SOCIAL Y MEDIOMBIENTAL

El parque eólico tiene un impacto significativo tanto a nivel social como medioambiental. Una de las principales ventajas de la energía eólica es que tiene el menor impacto total entre las fuentes de energía verde, a pesar de las preocupaciones relacionadas con el aspecto visual y contaminación acústica. Esto se debe a que las emisiones se reducen únicamente durante el transporte y la instalación del parque. Es por esta razón, que la energía eólica juega un papel crucial en la reducción de emisiones de CO₂ en la atmósfera, ya que no produce emisiones directas de gases de efecto invernadero durante su operación. Al provenir de una fuente natural, la energía eólica es considerada 100% renovable y posee la ventaja de ser inagotable e ilimitada en comparación con los combustibles fósiles [15].

Otro aspecto destacado es que los avances tecnológicos y los incentivos nacionales han permitido la disminución de los costes de generación eólica. Esto ha contribuido a que la energía eólica sea cada vez más competitiva en términos económicos y promueva su adopción a gran escala, fomentando así una transición hacia un sistema energético más sostenible y responsable.

Sin duda, el aspecto más relevante de los previamente mencionados es la reducción de las emisiones de CO₂. Por consiguiente, se ha calculado la cantidad de CO₂ ahorrado tras la instalación del parque eólico, el cual presenta las siguientes características principales:

- Núm. de aerogeneradores: 7
- Potencia por aerogenerador: 6,6 MW
- Potencia total: 46,2 MW
- Energía suministrada: 185.886 MWh/año

- Horas equivalentes: 4.023 h
- Factor de capacidad: 46 %

Para dicho cálculo, se ha utilizado el factor de emisión de CO₂ para diferentes tipos de combustible obtenidos del documento “Factores de emisión de CO₂ y coeficientes de paso a energía primaria”, respaldado por el Gobierno de España y el IDAE.

Combustible	Factor de emisión de CO ₂ [tCO ₂ /MWh]	Ahorro Energético [tCO ₂]
Carbón	0,3579	66.528,60
Petróleo	0,2653	49.315,56
Gas Natural	0,2125	39.500,78

Tabla 18: Ahorro energético combustibles fósiles.

Además de la contribución en la producción de energía limpia y renovable, es importante resaltar que el parque eólico generará una considerable cantidad de puestos de trabajo. Durante las fases de construcción e instalación, se estima que el proyecto creará un total de 142 empleos y, en las fases de gestión y mantenimiento a largo plazo, se generará un empleo sostenible para una persona.

Capítulo 7. CONCLUSIONES

La ubicación del parque eólico se encuentra en la provincia y municipio de Zaragoza, en las proximidades de la subestación de 132 kV de Villanueva de Gállego, donde se realizará la entrega de la energía generada a la red eléctrica. Este parque está compuesto por un total de 7 aerogeneradores de Siemens Gamesa, con una potencia nominal de 6,6 MW, dispuestos en dos alineaciones.

En conjunto, estas turbinas eólicas tienen una capacidad de producción anual de 185.886 MWh, con un tiempo de funcionamiento de 4.023 horas al año y un factor de carga del 46%. El acceso al parque se realiza a través de la carretera A-1102, existiendo dos caminos específicos desde dicha vía hasta el parque.

El primer camino de acceso corresponde al “Cam. De la Paridera de Fabián”, mientras que el segundo se identifica como “Cam. De la Venta del Coscón”. Durante el desarrollo de la obra civil, se ha optimizado el aprovechamiento de los caminos ya existentes y se ha llevado a cabo un exhaustivo estudio del presupuesto para lograr la máxima rentabilidad en la instalación del parque.

Finalmente, los resultados obtenidos en el análisis económico confirman la favorable viabilidad del proyecto. El VAN se estima de 10.215,813 k€, lo que indica un retorno positivo de la inversión, y la TIR alcanza un 8,30 %, evidenciando la rentabilidad económica del proyecto.

En resumen, el parque eólico en Zaragoza demuestra ser una inversión rentable y sostenible, al aprovechar de manera eficiente los recursos naturales disponibles y generar beneficios económicos significativos.

Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Neoenergía. (2021). *Historia de la energía eólica*. Iberdrola. Desde: [La historia de la energía eólica - Neoenergía](#)
- [2] Rojas-Sola, J, Amezcúa-Ogáyar, J. (2005). *Origen y expansión de los molinos de viento en España*. Scielo. Desde: [Origen y expansión de los molinos de viento en España \(scielo.org\)](#)
- [3] Universidad de Cuenca, Ecuador. (2020). *Historia de la tecnología eólica*. Grupo Sisener Ingenieros. Desde:
- <https://www.sisener.com/wp-content/uploads/2020/06/Historia-de-la-tecnolog%C3%ADa-e%C3%B3lica.pdf>
- [4] Álvarez, C. (2006). *Energía eólica*. IDAE. Desde: [Energía eólica \(idae.es\)](#)
- [5] GWEC. (2023). *Global Wind Report 2023*. Desde: <https://gwec.net/globalwindreport2023/>
- [6] AEE. (2022). *Potencia Instalada y Generación*. Desde: <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/potencia-instalada-y-generacion/>
- [7] AEE. (2021). *La eólica en España*. Desde: [La eólica en España - Asociación Empresarial Eólica \(aeeolica.org\)](#)
- [8] PNIEC. (2020). Desde: https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf
- [9] ETIPWIND. (2021). *4 ways to improve on Research & Innovation in the 2030 National Energy & Climate Plans*. Desde: <https://etipwind.eu/news/4-ways-to-the-improve-on-research-innovation-in-the-2030-national-energy-climate-plans/>
- [10] AEE. (2021). *Cinco Comunidades Autónomas tienen a la eólica como principal tecnología de generación*. Desde: [Cinco Comunidades Autónomas tienen a la eólica como principal tecnología de generación - Asociación Empresarial Eólica \(aeeolica.org\)](#)

- [11] IAEST. (2013). *Parques eólicos*. Gobierno de Aragón. Desde: [Parques eólicos \(ATLAS DE ARAGÓN - IDEARAGON\)](#)
- [12] IRENA. (2019). *Future of Wind*. Desde: [Future of wind \(irena.org\)](#)
- [13] European Commission. (2020). *National energy and climate plans*. Desde: [National energy and climate plans \(europa.eu\)](#)
- [14] Roca, R. (2023). *El periódico de la energía. España batió el récord de generación renovable y libre de emisiones diaria el pasado viernes*. El periódico de la energía. Desde: <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-batio-el-record-de-generacion-renovable-y-libre-de-emisiones-diaria-el-pasado-viernes/>
- [15] ENEL. (2019) *Todas las ventajas de la energía eólica*. Desde: [Ventajas de la energía eólica | Enel Green Power](#)
- [16] Siemens Gamesa. (2021). *SG 6,6-170*. Desde: <https://www.siemensgamesa.com/es-es/products-and-services/onshore/aerogenerador-sg-5-8-170>
- [17] MIBEL (2022). *Mercado diario*. OMIE. Desde: [Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario | OMIE](#)
- [18] Google Earth Pro. Software. Desde: <https://earth.google.com/web/>
- [19] GlobalWindAtlas. Desde: <https://globalwindatlas.info/es>
- [20] Windographer. Application Program.
- [21] WAsP. Software. Desde: [Wind energy industry-standard software - WAsP](#)
- [22] Reglamento Eléctrico de Líneas de Alta Tensión. Desde: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2014-6084>
- [23] Ministerios de Industria, Energía y Turismo, y Ministerio de Fomento, (2014). *Factores de emisión de CO2 y coeficientes de paso a energía primaria*. Desde: https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/Reconocidos/Reconocidos/Otros%20documentos/Factores_emision_CO2.pdf
- [24] Alonso, C. Apuntes y Lecciones sobre Energía Eólica.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE INDUSTRIALES

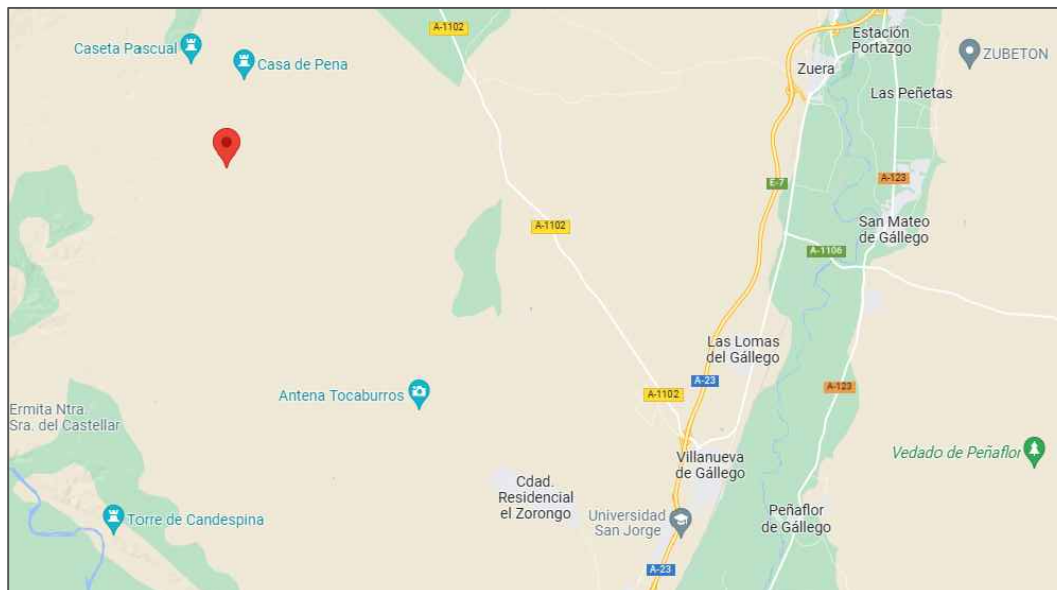
DOCUMENTO 2 – PLANOS

Autor: Yolanda Gaudó Ester

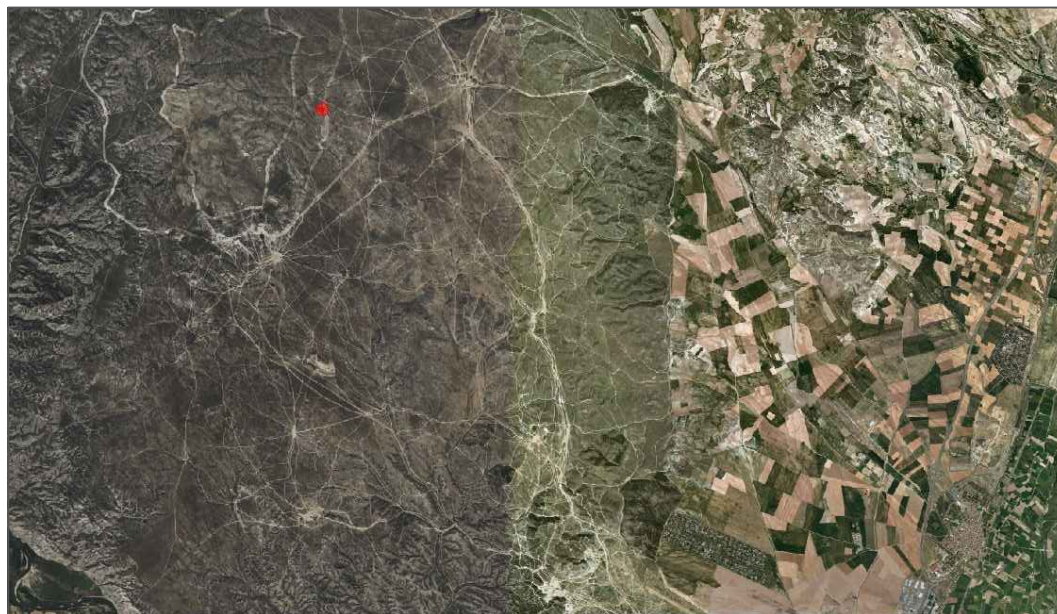
Director: Consolación Alonso Alonso

Índice de Planos

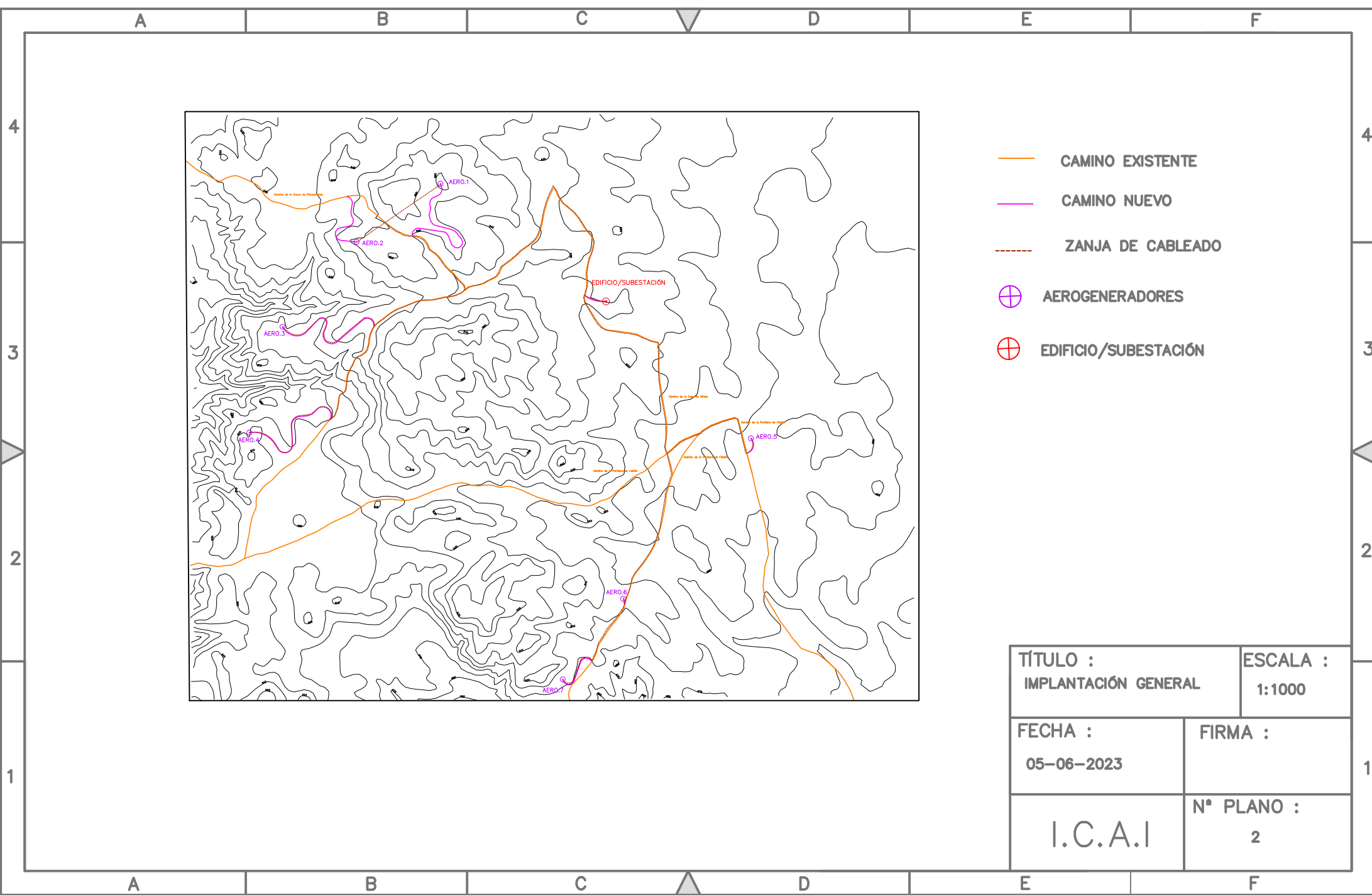
1. LOCALIZACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO	3
2. IMPLANTACIÓN GENERAL	4
3. ANÁLISIS PENDIENTES EMPLAZAMIENTO.....	5
4. CIMENTACIÓN PLANO INFORMATIVO.....	6
5. TIPOS DE VIALES.....	7
6. ZANJAS ELÉCTRICAS.....	8
7. PUESTA A TIERRA.....	9
8. ESQUEMA UNIFILAR	9

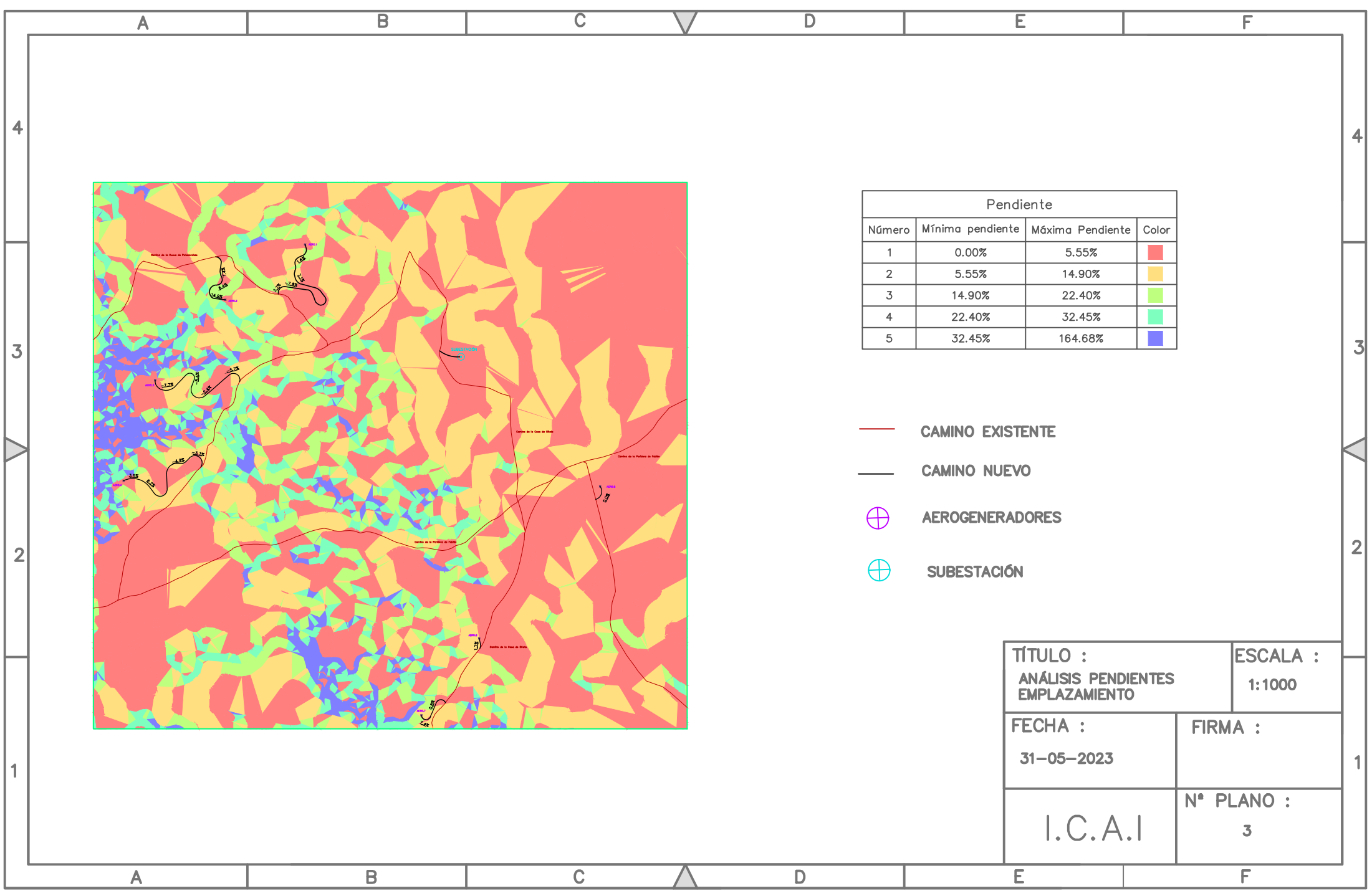


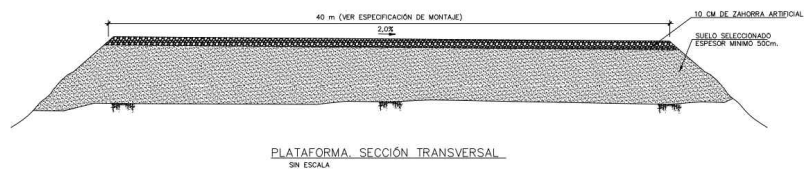
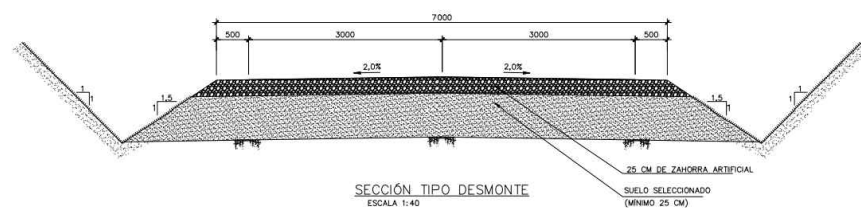
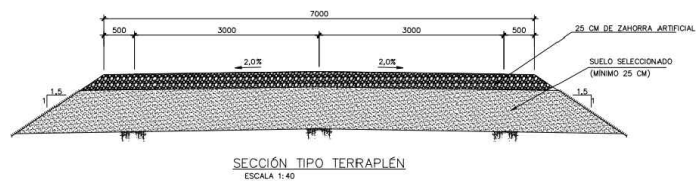
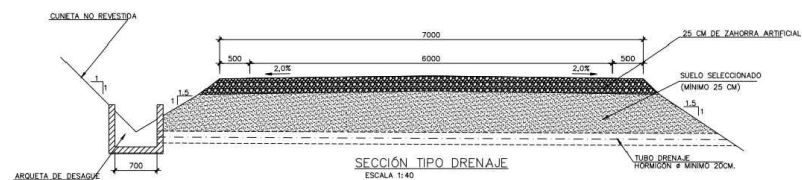
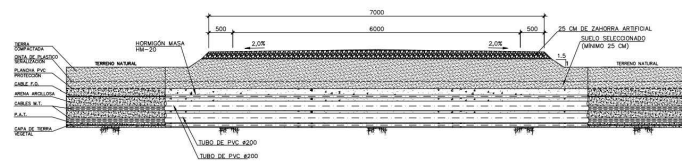
○ EMPLAZAMIENTO



TÍTULO : LOCALIZACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO		ESCALA : ----
FECHA : 22-05-2023	FIRMA :	
I.C.A.I	N° PLANO : 1	







TÍTULO : TIPOS DE VIALES		ESCALA : ----
FECHA : 06-06-2023		FIRMA :
I.C.A.I		Nº PLANO : 4

A

B

C

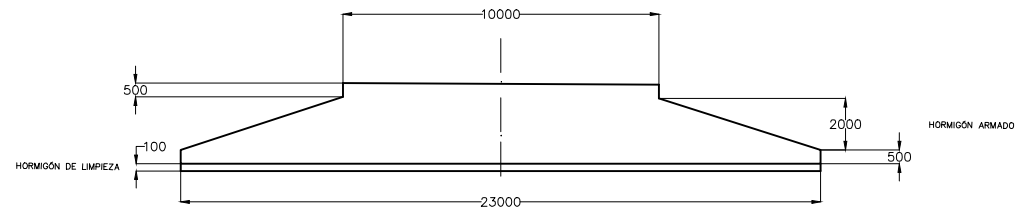
D

E

F

4

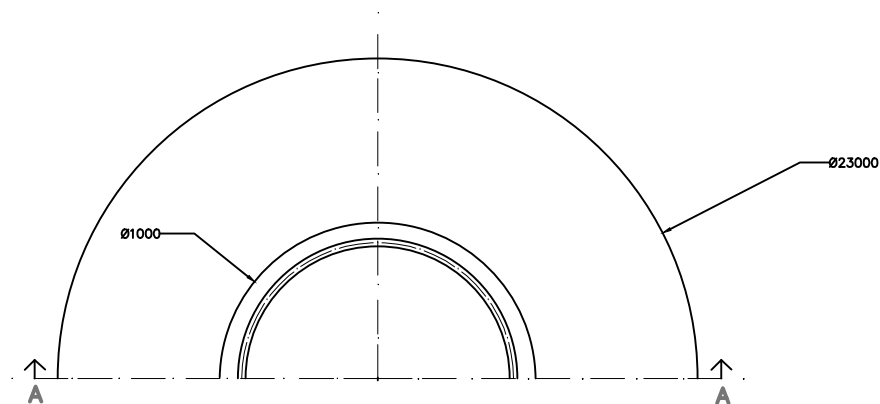
4



SECCIÓN A-A

3

3



2

2

1

1

TÍTULO : CIMENTACIÓN PLANO INFORMATIVO		ESCALA : 1:1000	
FECHA : 06-06-2023		FIRMA :	
I.C.A.I		Nº PLANO : 5	

A

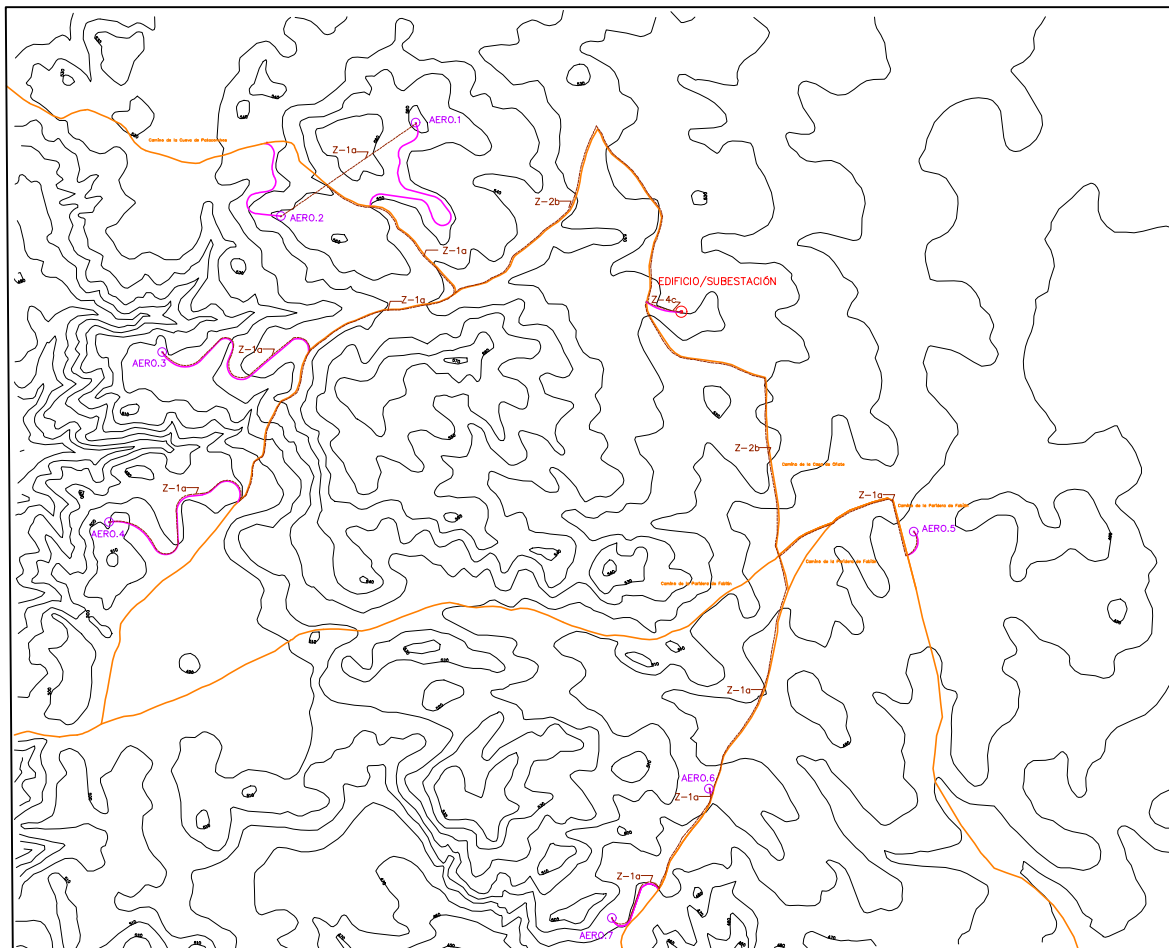
B

C

D

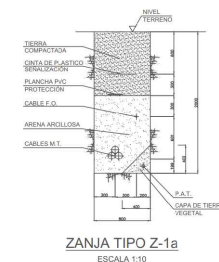
E

F

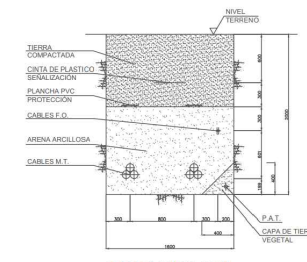


- CAMINO EXISTENTE
- CAMINO NUEVO
- ZANJA DE CABLEADO
- ⊕ AEROGENERADORES
- ⊕ EDIFICIO/SUBESTACIÓN

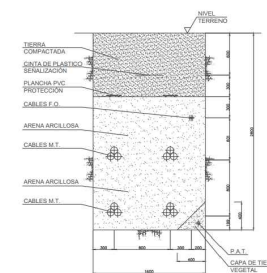
TIPOS DE ZANJAS



ZANJA TIPO Z-1a
ESCALA 1:10

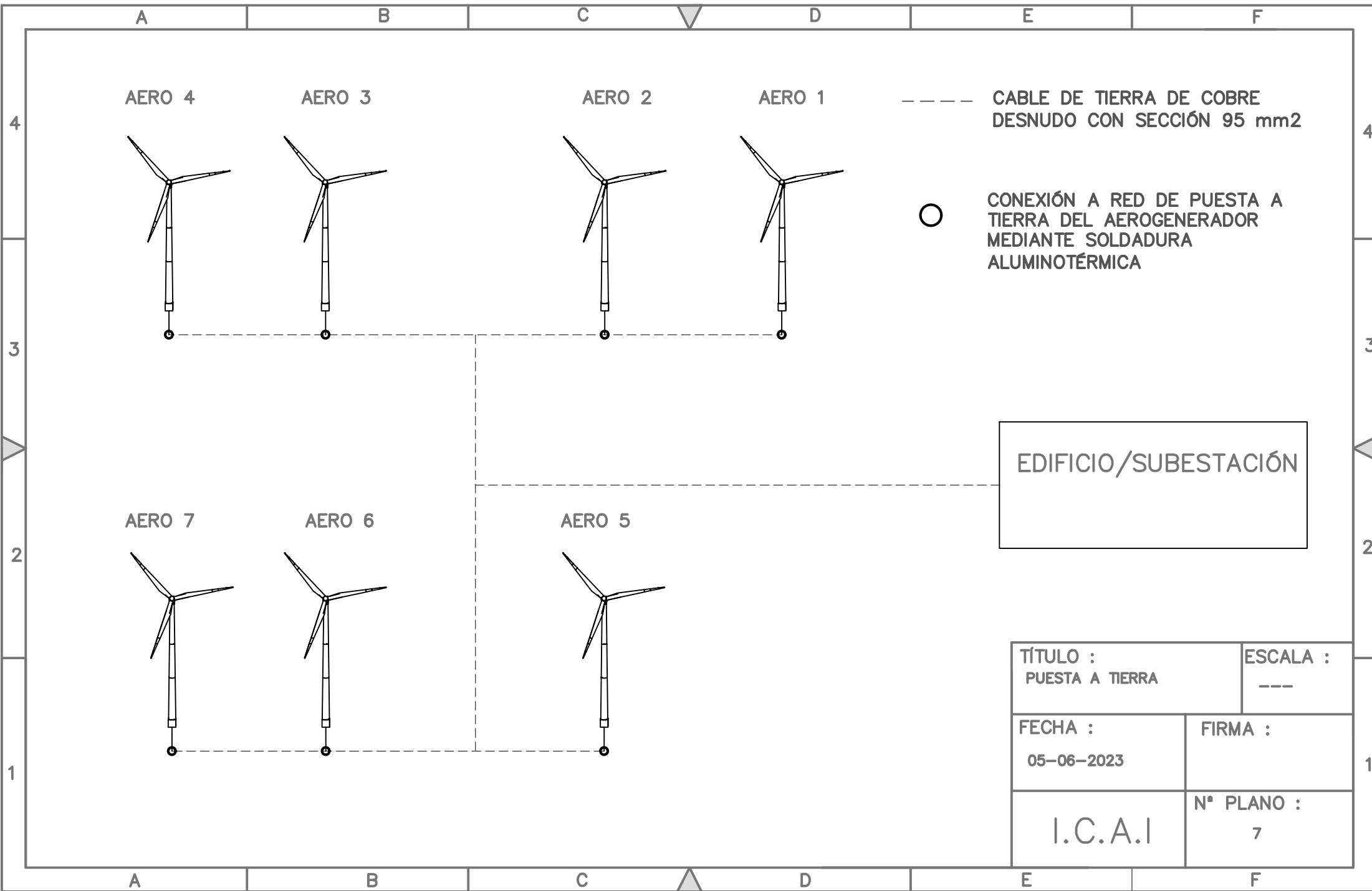


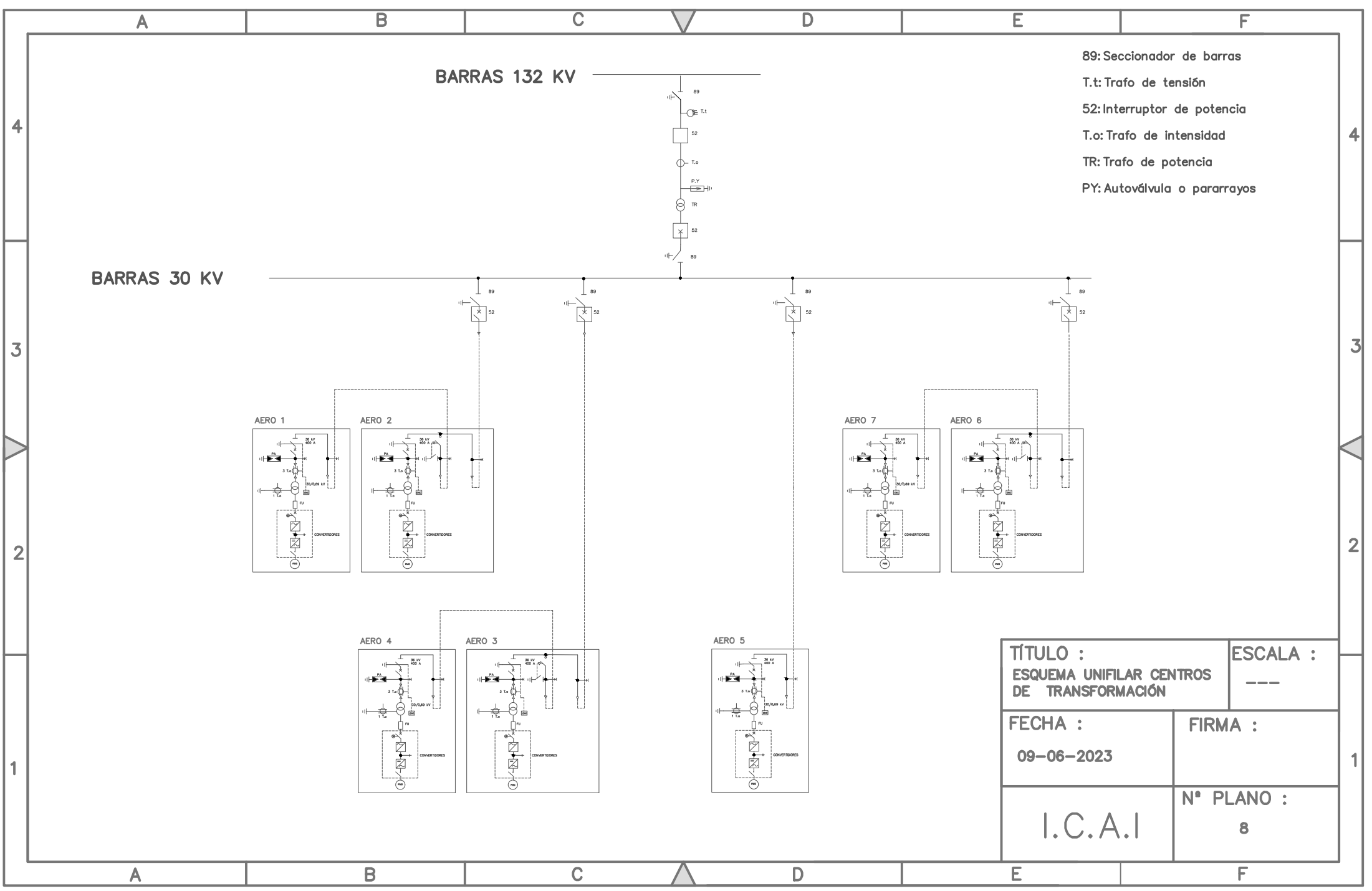
ZANJA TIPO Z-2b
ESCALA 1:10



ZANJA TIPO Z-4c
ESCALA 1:10

TÍTULO : ZANJAS ELÉCTRICAS		ESCALA : 1:1000	
FECHA : 05-06-2023		FIRMA :	
I.C.A.I		N° PLANO : 6	





TÍTULO : ESQUEMA UNIFILAR CENTROS DE TRANSFORMACIÓN		ESCALA : ---	
FECHA : 09-06-2023		FIRMA :	
I.C.A.I		Nº PLANO : 8	



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE INDUSTRIALES

DOCUMENTO 3– PLIEGO DE CONDICIONES

Autor: Yolanda Gaudó Ester

Director: Consolación Alonso Alonso

Índice Pliego de Condiciones

1. PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES

2. PLIEGO DE CONDICIONES DE INFRAESTRUCTURA DE OBRA CIVIL

3. PLIEGO DE CONDICIONES DE INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS

1. PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES

Índice Pliego de Condiciones Generales

1. OBJETIVO	3
2. DISPOSICIONES GENERALES	3
3. CÓDIGOS Y NORMAS APLICABLES EN EL PROYECTO.....	3
4. ESTUDIO DE SEGURIDAD.....	5
5. SEGURIDAD PÚBLICA.....	6
6. ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO	6
7. DATOS DE OBRA.....	6
8. RECEPCIÓN DEL MATERIAL.....	7
9. ORGANIZACIÓN.....	7
10. EJECUCIÓN DE OBRAS.....	8
11. RECEPCIÓN PROVISIONAL	8
12. RECEPCIÓN DEFINITIVA.....	9

1. OBJETIVO

El objetivo del presente documento es establecer los requisitos y términos técnicos legales y operativos del proyecto. Su propósito principal es asegurar la calidad, la seguridad y el cumplimiento de los objetivos establecidos.

2. DISPOSICIONES GENERALES

El Contratista estará sujeto a cumplir con las regulaciones laborales correspondientes, incluyendo la contratación de seguros obligatorios, subsidio familiar o de vejez, seguro de enfermedad y todas las normativas sociales vigentes durante la ejecución de las obras. Específicamente, deberá acatar lo establecido en la norma UNE 24042: “Contratación de Obras. Condiciones Generales”, a menos que sea modificado por el presente documento de condiciones.

3. CÓDIGOS Y NORMAS APLICABLES EN EL PROYECTO

Además de lo establecido en el presente documento de condiciones, las obras se regirán de acuerdo con las especificaciones indicadas en:

- En los casos pertinentes, se aplicarán el Artículo 1.588 y los siguientes del Código Civil, el Real Decreto Legislativo 2/2000, que aprueba el texto refundido de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas, y el Real Decreto 1098/2001, que aprueba el Reglamento general de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas.

- El Real Decreto 1955/2000, que establece la regulación de actividades de transporte, distribución, suministro, comercialización y los procedimientos de autorización de las instalaciones de energía eléctrica.
- El Real Decreto 223/2008, que establece las condiciones técnicas de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT.
- El Real Decreto 3275/1982, que establece las Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas y Centros de Transformación.
- Ordenanza de las 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 de 1985.
- El Real Decreto 2414/1961 que establece el Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas (RD 2414/1961).
- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el trabajo del Ministerio de Trabajo de 1971.
- El Real Decreto 1627/1997, que establece los requisitos mínimos de seguridad y salud en las obras de construcción.
- El Real Decreto 487/1997, que establece las disposiciones mínimas de seguridad y salud relacionadas con la manipulación manual de cargas que representen riesgos para los trabajadores.
- Además de cumplir con todas las normas de seguridad laboral, higiene en el trabajo y cualquier regulación local o estatal, se deben satisfacer todos los requisitos estipulados en los convenios laborales.

En el caso de que durante la validez de este documento de condiciones técnicas se realicen modificaciones, correcciones o sustituciones parciales o totales de las normas mencionadas en las especificaciones, será obligatorio cumplir con dichas modificaciones, correcciones o sustituciones.

En situaciones de contradicción entre códigos, normas y especificaciones mencionadas, prevalecerá lo establecido en este documento de condiciones. En aquellos casos en los que un mismo elemento se refiera a distintas normas. Se aplicará la más rigurosa de ellas o se seguirá la indicación de la Dirección de Obra. Ante circunstancias imprevistas en este documento, la decisión final estará a discreción de la Dirección de Obra.

4. ESTUDIO DE SEGURIDAD

Antes del inicio de las obras, el Contratista tiene la obligación de presentar un estudio de seguridad que contemple las medidas mencionadas en este documento. El Contratista debe cumplir todas las condiciones establecidas en la sección tercera “Códigos y normas aplicables en el proyecto” de este Pliego de Condiciones, así como todas las disposiciones pertinentes en esta materia.

Además, el Contratista debe proporcionar todo lo necesario para el mantenimiento seguro de las máquinas, herramientas, materiales y equipos de trabajo.

Cuando los trabajadores estén realizando tareas en circuitos con equipos energizados o en su proximidad, se les exigirá que utilicen ropa sin elementos metálicos y eviten el uso innecesario de objetos de metal. Las herramientas y equipos deben transportarse en bolsas, y se deberá usar calzado aislante o, al menos sin elementos metálicos o clavos en las suelas.

El personal del Contratista tiene la obligación de utilizar todos los dispositivos y equipos de protección personal necesarios para eliminar o reducir riesgos laborales. En caso de que el Director de Obra determine que el personal está expuesto a peligros corregibles, puede suspender los trabajos. El Director de Obra puede exigir por escrito al Contratista que cese en la obra a cualquier empleado u obrero que, debido a imprudencia temeraria, represente un peligro para su propia integridad física o la de sus compañeros.

5. SEGURIDAD PÚBLICA

El contratista tiene la obligación de tomar las precauciones necesarias para proteger a personas, animales y propiedades de los peligros derivados de los trabajos, asumiendo la responsabilidad por los accidentes que puedan ocurrir.

Además, el Contratista debe mantener una póliza de seguros que proteja a sus empleados y obreros, cubriendo posibles responsabilidades por daños, responsabilidad civil, entre otros, que puedan surgir tanto hacia el Contratista como hacia terceros como resultado de la ejecución de los trabajos.

6. ORGANIZACIÓN DEL TRABAJO.

El Contratista deberá organizar los trabajos de manera óptima para asegurar su correcta ejecución, siguiendo las instrucciones establecidas en este Pliego de Condiciones.

7. DATOS DE OBRA

Al Contratista se le proporcionará una copia de los planos y del Pliego de Condiciones del proyecto, así como cualquier otro dato necesario para la correcta ejecución de la obra. El Contratista tendrá la opción de tomar notas o hacer copias de todos los documentos del proyecto, siendo responsable de conservar adecuadamente los documentos originales, los cuales deberán ser devueltos al Director de Obra después de su utilización. Una vez finalizados los trabajos, el Contratista deberá actualizar los planos y documentos originales de acuerdo con las características de la obra terminada, y entregar al Director de Obra dos expedientes completos que reflejen los trabajos realmente ejecutados. El Contratista no podrá realizar correcciones, omisiones, alteraciones, modificaciones o adiciones sustanciales en los datos establecidos en el proyecto, a menos que cuenten con la aprobación previa y por escrito del Director de Obra.

8. RECEPCIÓN DEL MATERIAL

La recepción de los materiales se llevará a cabo de manera organizada, garantizando la calidad de los mismos. Para ello, se requerirá la aprobación de los materiales recibidos por parte de la Dirección de Obra, previo acuerdo con el Contratista. El Contratista será responsable de controlar la recepción de los materiales a través de documentos que registren la cantidad, tipo, fecha de caducidad y ubicación, así como las revisiones realizadas. Además, deberá contar con un espacio de almacenamiento adecuado que garantice las mejores condiciones para cada tipo de material y asegure una correcta organización.

9. ORGANIZACIÓN

El Contratista asumirá el papel de patrono legal, aceptando todas las responsabilidades correspondientes, incluyendo el pago de salarios y cargas establecidas legalmente, así como el cumplimiento de todas las leyes y decretos aplicables antes y durante la ejecución de las obras. En el marco establecido por este Pliego de Condiciones, será responsabilidad del Contratista la organización de la obra y la determinación de los materiales a utilizar, debiendo informar al Director de Obra sobre estos aspectos.

En el caso de obras por administración, el Contratista deberá informar diariamente al Director de Obra sobre la adquisición de elementos auxiliares, contratación de personal, compra de materiales y cualquier otro gasto que deba realizarse.

10. EJECUCIÓN DE OBRAS

La ejecución de las obras se llevará a cabo de acuerdo con el proyecto y las condiciones establecidas en los Pliegos de Condiciones. Se cumplirán todas las normativas especificadas, y en caso de alguna discrepancia, se consultará previamente a la Dirección de Obra antes de proceder. No se realizará modificaciones en la ejecución sin la autorización explícita de la Dirección de Obra.

Para todos los trabajos, el Contratista deberá contar con un equipo técnico responsable con experiencia en las técnicas de ejecución, así como con trabajadores competente y capacitados tanto en aspectos técnicos como en materia de seguridad y salud.

11. RECEPCIÓN PROVISIONAL

Una vez finalizadas las obras, y dentro de los 15 días siguientes a la solicitud del Contratista, se llevará a la recepción provisional de las mismas por parte del Contratante. Para ello, se requerirá la presencia del Director de Obra y del representante del Contratista, y se levantará un Acta en la que se dejará constancia de la conformidad con los trabajos realizados, si corresponde. El Acta será firmada por el Director de Obra, el Contratista y, en caso necesario, por el Propietario. En caso de ejecución correcta de acuerdo con las especificaciones del Pliego de Condiciones Técnicas y el proyecto correspondiente, la obra se considerará recibida en este momento, y comenzará a contar el período de garantía.

Si la obra no está en condiciones de ser recibida, se hará constar en el Acta y se proporcionarán al Contratista de las instrucciones precisas y detalladas para corregir los defectos observados, estableciendo un plazo para su ejecución. Una vez transcurrido ese plazo, se realizará una nueva inspección.

12. RECEPCIÓN DEFINITIVA

Al vencer el plazo de garantía establecido en el contrato, o en caso de ausencia de este, después de 12 meses desde la recepción definitiva de las obras. En esta etapa, estarán presentes el Director de Obra y el representante del Contratista, y se redactará el Acta correspondiente, en duplicado. Dicha Acta será firmada por el Directo de Obra y el representante del Contratista, y ratificada por el Contratante, siempre y cuando las obras sean conformes.

2. PLIEGO DE CONDICIONES DE INFRAESTRUCTURA DE **OBRA CIVIL**

Índice Pliego de Condiciones de Infraestructura de Obra Civil

1. ESPECIFICACIÓN DEL MOVIMIENTO DE TIERRAS	4
1.1 OBJETIVO	4
1.2 INSTRUCCIONES Y NORMAS	4
1.3 DESCRIPCIÓN DE LA OBRA	4
1.3.1 DOCUMENTACIÓN	4
1.3.2 PLANOS	4
1.3.3 INTERPRETACIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN	5
1.3.4 REPLANTEO	¡Error! Marcador no definido.
1.3.5 SEGURIDAD Y SALUD	¡Error! Marcador no definido.
1.3.6 CONTROL DE CALIDAD	6
1.4 PRESCRIPCIONES PARA LA EJECUCIÓN DE EXCAVACIONES Y RELLENO	7
1.4.1 EXCAVACIÓN PARA CIMENTACIÓN Y FOSO	8
1.4.2 EXCAVACIÓN EN ZANJAS	9
1.5 ESTANQUEIDAD DE EXCAVACIONES	10
1.6 RELLENOS	10
1.6.1 RELLENOS CON MATERIAL FILTRANTE	11
1.6.2 RELLENOS DE ZANJAS PARA CABLES ELÉCTRICOS	12
1.6.3 CONTROL DE CALIDAD	13
2. ESPECIFICACIONES DE OBRAS DE HORMIGÓN	14
2.1 OBJETIVO	14
2.2 INSTRUCCIONES Y NORMAS	14
2.3 DESCRIPCIÓN DE LA OBRA	15
2.3.1 DOCUMENTACIÓN	15

2.3.2 PLANOS	15
2.3.3 INTERPRETACIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN.....	15
2.3.4 REPLANTEO.....	16
2.3.5 SEGURIDAD Y SALUD	17
2.3.6 CONTROL DE CALIDAD.....	17
2.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES	17
2.4.1 PROCEDENCIA Y RECEPCIÓN DE LOS MATERIALES.....	17
2.4.2 ALMACENAMIENTO DE MATERIALES.....	18
2.4.3 MATERIALES PARA ENCOFRADOS Y CIMBRAS	19
2.4.4 ARMADURAS.....	20
2.4.5 ELEMENTOS EMBEBIDOS Y PERNOS DE ANCLAJE	20
2.4.6 CEMENTO	21
2.4.7 AGUA	21
2.4.8 ÁRIDOS.....	21
2.4.9 ADITIVOS	21
2.4.10 MORTEROS	22
2.4.11 MATERIALES PARA JUNTAS DE ESTANQUEIDAD	23
2.5 CONDICIONES DE EJECUCIÓN	23
2.5.1 EJECUCIÓN Y COLOCACIÓN DE ENFOCADOS Y CIMBRAS	23
2.5.2 PREPARACIÓN Y COLOCACIÓN DE ARMADURAS	23
2.5.3 ELEMENTOS EMBEBIDOS Y PERNOS DE ANCLAJE	24
2.5.4 DOSIFICACIÓN DEL HORMIGÓN.....	24
2.6 CONTROL DE CALIDAD	25

1. ESPECIFICACIÓN DEL MOVIMIENTO DE TIERRAS

1.1 OBJETIVO

El propósito de esta Especificación es establecer los requisitos técnicos necesarios para el suministro de materiales, la ejecución de las obras de excavación y relleno, así como las pruebas, ensayos y finalización, de acuerdo con los demás documentos correspondientes. Esta especificación constituye un conjunto coherente, por lo tanto, todos los elementos a construir deben cumplir con todos los aparatos que sean aplicables, a menos que la Supervisión de Obra lo indique por escrito o haya indicaciones contrarias en los planos.

1.2 INSTRUCCIONES Y NORMAS

- Normas NTL del CEDEX
- Pliego de prescripciones técnicas generales para obras de carretera y puentes, PG-3

1.3 DESCRIPCIÓN DE LA OBRA

1.3.1 DOCUMENTACIÓN

La obra a realizar se determina mediante los siguientes registros:

- Planos
- Especificaciones

1.3.2 PLANOS

Una vez recibidos los planos y antes de comenzar cualquier actividad de construcción, es responsabilidad del Contratista llevar a cabo verificaciones dimensionales de las partes indicadas en los planos del proyecto. En caso de detectar algún error o discrepancia en la información recibida, el Contratista debe informar de inmediato a la Supervisión de Obra.

Si no lo hace, el Contratista será responsable de los errores que podrían haberse evitado.

El Contratista seguirá minuciosamente todas las instrucciones especificadas en los planos y/o en la documentación técnica. En caso de considerar necesario realizar algún cambio, el Contratista presentará una propuesta por escrito a la Supervisión de Obra, quien responderá también por escrito, aprobando o comentando la propuesta.

1.3.3 INTERPRETACIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN

El Contratista tiene la responsabilidad de llevar a cabo todas las acciones necesarias para garantizar la adecuada construcción y apariencia de las obras, incluso si no están expresamente estipuladas en los documentos del proyecto. Todas las dimensiones se determinarán numéricamente a partir de las cotas indicadas en los planos. No se establecerán dimensiones basadas en la interpretación visual de los planos. Si es necesario definir alguna dimensión, el Contratista deberá solicitarlo por escrito a la Supervisión de Obra.

Cualquier aspecto mencionado en los planos y omitido en las especificaciones, viceversa, deberá ser ejecutado como si estuviera indicado en ambos documentos. En caso de existir alguna contradicción entre lo estipulado en la presente especificación y lo señalado en los planos, se dará prioridad a lo establecido en los planos, a menos que la Supervisión de Obra indique lo contrario por escrito.

1.3.4 REPLANTEO

La Supervisión de Obra será responsable de establecer las bases de replanteo necesarias y suficientes en el terreno, tanto en términos de planimetría como de altimetría. Antes de iniciar las obras, proporcionará al Contratista la información por escrito necesaria para llevar a cabo el replanteo general de la obra.

Durante todo el período de ejecución de la obra, el Contratista será responsable de vigilar y conservar adecuadamente todas las bases de replanteo.

Será responsable de cualquier error que pueda surgir debido a una conservación inadecuada de las mismas.

Además, el Contratista efectuará a su costa cuantos replanteos de detalle necesita, para ubicar en posición elevación todas las unidades de obra a ejecutar. Será exclusivamente responsable de las consecuencias que puedan derivarse de una ejecución incorrecta de dichos replanteos.

En cualquier momento, la Supervisión de Obra podrá llevar a cabo comprobaciones de los replanteos realizados por el Contratista. Para ello, el Contratista deberá proporcionar, a su propio coste, los recursos humanos y materiales necesarios para llevar a cabo dichas comprobaciones.

1.3.5 SEGURIDAD Y SALUD

El Contratista asume la responsabilidad de preservar y cuidar la obra hasta que sea recibida por el Propietario.

También le corresponde al Contratista garantizar las protecciones y señalizaciones adecuadas de la obra y sus accesos, en cumplimiento con las disposiciones del Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo.

1.3.6 CONTROL DE CALIDAD

La Supervisión de Obra tiene la autoridad para solicitar las pruebas y ensayos necesarios de acuerdo con los artículos correspondientes de las especificaciones, documentos y normas aplicables. Estas pruebas y ensayos serán responsabilidad del Contratista, siempre y cuando su cantidad y tipo estén contemplados en las especificaciones o cualquier otro documento del proyecto. En el caso de las pruebas de carga, será responsabilidad del Contratista cuando estén especificadas en los documentos del proyecto y cuando los resultados negativos de los ensayos indiquen, según el criterio de la Supervisión de Obra, la necesidad de realizar pruebas de carga antes de aceptar una unidad de obra.

En otros casos, las pruebas de carga serán responsabilidad del Propietario, aunque el Contratista deberá asegurarse de contar con los medios necesarios para llevar a cabo dichas pruebas.

1.4 PRESCRIPCIONES PARA LA EJECUCIÓN DE EXCAVACIONES Y RELLENO

Las excavaciones en cualquier tipo de terreno se llevarán a cabo siguiendo las cotas y dimensiones establecidas en el proyecto, así como en las instrucciones proporcionadas por la Supervisión de Obra antes y durante su ejecución. En caso de que el Contratista necesite realizar modificaciones en la profundidad o dimensiones de las excavaciones por razones específicas, deberá obtener previamente la autorización por escrito de la Supervisión de Obra. Sin embargo, no se reconocerá ni se compensará al Contratista por excavaciones adicionales realizadas o el exceso de relleno necesario para restaurar las dimensiones originales.

Los materiales provenientes de las excavaciones y demoliciones son propiedad exclusiva del Propietario. El Contratista podrá utilizar estos materiales solo con el permiso del Propietario y la aprobación de la Supervisión de Obra. Cualquier material no utilizable, según el criterio de la Supervisión de Obra, deberá ser llevado a un lugar de almacenamiento fuera del área de la obra, de manera que no cause daño, interferencia, desviación del flujo de aguas superficiales, ni represente un riesgo para el trabajo o terceros.

Durante la ejecución de los trabajos, especialmente y después de las voladuras, el Contratista examinará las paredes de las excavaciones y áreas cercanas para realizar los trabajos de saneamiento necesarios. Si existe la posibilidad de que los escombros lleguen a carreteras o vías públicas ante las voladuras, el Contratista informará a la administración con suficiente antelación para que no sea afectado el desarrollo de los trabajos.

Además, se deberá establecer un adecuado servicio de control de tráfico de acuerdo con las normas establecidas por la Autoridad competente.

1.4.1 EXCAVACIÓN PARA CIMENTACIÓN Y FOSO

La excavación se llevará a cabo siguiendo las dimensiones especificadas en los planos, o según sea necesario para lograr una correcta ejecución de la obra, independientemente del tipo de material encontrado. En el fondo de las excavaciones se nivelará adecuadamente, se mantendrá libre de materiales sueltos y se conservará en buen estado, seco y sin escombros, agua, hielo o escarcha hasta la finalización de la obra. Las condiciones del suelo en el fondo de las excavaciones deberán ser aprobadas por la Supervisión de Obra. Los materiales y excavados se utilizarán para rellenos según lo establecido en esta Especificación, o se transportarán al lugar indicado por el Propietario y la Supervisión de Obra.

Los materiales considerados innecesarios por la Supervisión de Obra serán transportados a un vertedero proporcionado por el Contratista, ubicado fuera de los límites de la propiedad. El Contratista será responsable de retirar cualquier tierra, rocas, piedras, raíces u otros materiales que se encuentren dentro de los límites de la excavación o que interfieran con los trabajos especificados, a excepción de las instalaciones y servicios existentes. Todas las instalaciones subterráneas encontradas en la excavación serán destapadas cuidadosamente a mano, expuestas al aire, protegidas y conservadas hasta que la obra esté completada.

En ninguna circunstancia, el Contratista cortará o arrancará cualquier servicio subterráneo sin la Supervisión de la Obra. Las averías causadas en las líneas de servicio subterráneo serán reparadas por el Contratista y a su cargo. Cualquier exceso de profundidad o anchura en la excavación más allá de lo requerido para el trabajo será rellenado y compactado con tierras aprobadas por la Supervisión de Obra, o con tierras y hormigón en masa, sin coste adicional para el Propietario, si la Supervisión de Obra considera que dicho exceso se debe a la negligencia o descuido por parte del Contratista.

La Supervisión de Obra determinará el uso de tierras u hormigón como material de relleno, pero para cimientos o soleras de fosos, solo se utilizará relleno de hormigón.

1.4.2 EXCAVACIÓN EN ZANJAS

La excavación de las zanjas se llevará a cabo hasta la profundidad indicada en los planos, con una tolerancia aceptable de 5 cm. Si la excavación se encuentra por debajo de esta tolerancia, el Contratista será responsable de rellenarla con un relleno compactado aprobado por la Supervisión de Obra. La anchura de la zanja no superará lo requerido por las condiciones locales del suelo.

Las zanjas destinadas a cables eléctricos tendrán la profundidad especificada en los planos y en ellas se instalarán los cables de Media Tensión, Fibra Óptica y PAT, según corresponda.

Cuando se instalen cables de Media Tensión, Fibra Óptica y PAT en la zanja, la profundidad mínima será de 1.000 mm, a menos que la zanja atraviese una vía, en cuyo caso la profundidad mínima será de 1.250 mm.

El ancho mínimo de la zanja para cables eléctricos será de 600 mm. Las tierras excavadas de las zanjas se deberán apilar paralelamente al borde de la excavación, separadas de ésta por al menos 1 m, y colocadas de manera que no afecten a la estabilidad de la zanja.

Loa apartados de esta Especificación que se refieren a la Excavación para Cimentaciones y Fosos también se aplicarán a la excavación de zanjas.

1.5 ESTANQUEIDAD DE EXCAVACIONES

Durante la ejecución del trabajo, se asegurará de que las excavaciones se mantengan secas y libres de agua. El Contratista será responsable de proporcionar el personal, los materiales, las bombas, las máquinas y el mantenimiento necesarios para proteger las obras de cualquier corriente de agua que pueda dirigirse hacia ellas, así como de evitar filtraciones e inundaciones.

Se tomarán las medidas necesarias para prevenir que los cursos de agua en las zanjas o excavaciones dañen o arrastren el mortero, así como cualquier trabajo de albañilería, cemento o mezcla de hormigón que aún no haya fraguado.

No se permitirá verter aguas superficiales o subterráneas en las excavaciones, y se evacuará de manera que no causen molestias ni daños.

1.6 RELLENOS

A menos que se indique lo contrario por la Supervisión de Obra, todo relleno se nivelará hasta alcanzar los niveles originales del suelo.

Los materiales utilizados para el relleno en cimentaciones, zanjas y fosos deberán cumplir con las siguientes especificaciones

- No debe contener elementos de tamaño superior a 10 cm.
- La fracción que pasa por el tamiz 200 ASTM debe ser inferior al 35% en peso.
- Deben provenir de suelos con un CBR mayor a 5 y un hinchamiento durante el ensayo inferior al 2%.
- La fracción que pasa por el tamiz 40 ASTM debe cumplir con una LL (Límite Líquido) menor a 35 o, simultáneamente, una LL menor a 40 y un IP (Índice de Plasticidad) mayor a (0,6 LL-9).

1.6.1 RELLENOS CON MATERIAL FILTRANTE

Los materiales utilizados como filtros en el trasdós de estructuras de mampostería, zanjas u otras áreas deberán cumplir con las siguientes condiciones:

- El tamaño máximo no debe exceder los setenta y seis milímetros (76 mm) (Tamiz 3” ASTM), y el porcentaje acumulado retenido en el tamiz 200 ASTM no debe superar el cinco por ciento (5%).
- Considerado D_x como el tamaño superior al $x\%$ en peso de los materiales filtrantes, y d_x como el tamaño superior al $x\%$ en peso del suelo a drenar, se deben cumplir las siguientes condiciones:
 - D_{15}/d_{85} menor a 5
 - D_{15}/d_{15} mayor a 5
 - D_{50}/d_{50} menor a 25
 - D_{60}/d_{10} menor a 20
- En el caso de suelos cohesivos, estas cuatro condiciones se sustituirán por D_{15} menor a 0,1 mm.
- El material filtro colocado junto a los tubos o conductos debe cumplir las siguientes condiciones:
 - Si se utilizan tubos perforados: D_{85} / diámetros del orificio mayor a 1
 - Si se utilizan tubos con juntas abiertas: D_{85} / ancho de la junta mayor a 1,2
 - Si se utilizan tubos de hormigón poroso: D_{15} del árido del tubo/ D_{85} menor a 5.
 - Si se drena a través de mechinales: D_{85} / diámetro del mechinal mayor a 1.

Cuando no sea posible encontrar un material que cumpla con estos límites, se puede recurrir al uso de filtros compuestos por varias capas. Una de estas capas, la capa de material grueso se colocará junto al sistema de evacuación y cumplirá las condiciones de filtro en relación con la capa siguiente y así sucesivamente hasta llegar al relleno natural.

1.6.2 RELLENOS DE ZANJAS PARA CABLES ELÉCTRICOS

El proceso de tendido de cables seguirá los siguientes criterios generales:

- En el fondo de la zanja se colocará el conductor de tierra.
- Sobre el fondo de la zanja se dispondrá una capa de aproximadamente 100mm de espesor de arena fina lavada. En esta capa se ubicarán las ternas de cables de potencia (M.T.) separadas horizontalmente entre sí por unos 200 mm.
- A continuación, se añadirá otra capa de arena fina con un espesor de aproximadamente 300 mm, la cual será compactada adecuadamente. Sobre esta capa se instalarán los cables de fibra óptica.
- Sobre los cables de fibra óptica se colocará una capa adicional de arena aproximadamente 150 mm de espesor, que también será compactada. A lo largo de todo el recorrido de la zanja, se colocará una protección mecánica compuesta por placas de PVC.
- Posteriormente, se agregará una capa de tierra compactada de aproximadamente 150 mm de espesor, la cual estará libre de piedras, ramas y raíces. Sobre esta capa, a lo largo de todo el recorrido, se colocará una cinta de señalización para advertir sobre la presencia de cables eléctricos de media tensión debajo de ella.
- Por último, se dispondrá otra capa de tierra con un espesor de aproximadamente 300mm, que será debidamente compactada y estará libre de piedras, ramas y raíces, hasta alcanzar la superficie del terreno.

1.6.3 CONTROL DE CALIDAD

El Contratista será responsable de llevar a cabo los ensayos necesarios de acuerdo con las siguientes indicaciones, las cuales también pueden estar descritas en otros documentos.

El control y registro de los materiales utilizados y los niveles de compactación logrados en las actividades de excavación y relleno deberán ser determinados según las normas NLT-108 y NLT-109 del CEDEX. El Contratista deberá establecer, mantener y operar un laboratorio en el lugar de trabajo para el control de movimientos de tierras. Este laboratorio de control deberá contar con todo el equipo, material e instrumentos necesarios para realizar los ensayos descritos en las normas NLT-108 y NLT-109 del CEDEX.

En el caso de que el volumen de relleno sea insignificante, la supervisión de obra podrá permitir al Contratista prescindir de un laboratorio permanente en el sitio, aunque deberá realizar los ensayos requeridos.

El Contratista deberá contar con un técnico capacitado en el lugar de trabajo para llevar a cabo los ensayos necesarios y garantizar un control adecuado de los de las labores.

Además de los ensayos realizados por el Contratista para supervisar su propio trabajo, la Supervisión de Obra podrá llevar a cabo ensayos adicionales de acuerdo con las especificaciones de ejecución. El Contratista deberá poner a disposición de la Supervisión de Obra el laboratorio de control, su equipo e instrumentos, sin ningún coste adicional para llevar a cabo los ensayos adicionales que sean necesarios.

Se requerirá un mínimo de ensayos para el control de relleno, que incluirán lo siguiente:

- Ensayos de control del material en su lugar de origen:

	Terraplén	Firme
Proctor Normal o Modificado	1 PN/1000 m^3 ó 1 día	1 PM/750 m^3 ó 1 día
Granulométrico	1 Ud/5000 m^3 ó 3 días	1 Ud/750 m^3 ó 1 día
Límites Atterberg	1 Ud/5000 m^3 ó 3 días	1 Ud/1500 m^3 ó 2 días
CBR	1 Ud/10000 m^3 ó 1 semana	1 Ud/4500 m^3 ó 1 semana
Equivalente arena	-----	2 Ud/750 m^3 ó 1 día

- Ensayos de control sobre la compactación del relleno, evaluando tanto a la densidad como la humedad.

	Terraplén	Firme
Centro	5 Ud/5000 m^3 ó 1 día	5 Ud/3500 m^3 ó 1 día
Franjas de 2 m al borde	1 Ud/100 ml	-----

2. ESPECIFICACIONES DE OBRA DE HORMIGÓN

2.1 OBJETIVO

El propósito de esta especificación es establecer los requisitos técnicos necesarios para el suministro de materiales, ejecución, ensayos, pruebas y finalización de todas las obras de hormigón, en concordancia con los demás documentos del proyecto. Esta especificación constituye un conjunto integral, por lo tanto, todos los elementos a construir deben cumplir con todos los apartados aplicables a menos que los planos indiquen lo contrario o la Supervisión de Obra emita instrucciones por escrito en ese sentido

2.2 INSTRUCCIONES Y NORMAS

De forma general y en todo aquello que no altere ni limite las condiciones que se especifican a continuación, serán de aplicación las últimas versiones revisadas de las siguientes normas:

- Planos
- Normas UNE
- Normas ASTM

2.3 DESCRIPCIÓN DE LA OBRA

2.3.1 DOCUMENTACIÓN

La ejecución de la obra se establece a través de los siguientes documentos:

- Planos
- Especificaciones técnicas

2.3.2 PLANOS

Antes de comenzar cualquier trabajo de construcción, el Contratista debe realizar verificaciones dimensionales de las partes detalladas en los planos del proyecto. Si se encuentran errores o contradicciones en la información recibida, el Contratista debe informar inmediatamente a la Supervisión de Obra. En caso de no hacerlo, el Contratista será responsable de los errores que podrían haberse evitado.

El Contratista debe seguir todas las indicaciones detalladas en los planos y/o especificaciones. Si es necesario realizar cambios, el Contratista debe presentar una propuesta por escrito a la Supervisión de Obra, quien responderá también por escrito con su aprobación o comentarios.

2.3.3 INTERPRETACIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN

El Contratista tiene la responsabilidad de llevar a cabo todo lo necesario para garantizar la calidad de la construcción y la apariencia de las obras, incluso si no está expresamente estipulado en los documentos del proyecto. Todas las dimensiones se obtendrán a partir de las cotas numéricas indicadas en los planos.

Lo que se menciona en los planos y se omite en las especificaciones, o viceversa, debe ser ejecutada como si estuviera incluido en ambos documentos.

En caso de que exista alguna contradicción entre lo establecido en esta especificación y lo indicado en los planos, se dará prioridad a lo que se establece en los planos, a menos que la Supervisión de Obra indique lo contrario por escrito.

El Contratista tiene la responsabilidad de interpretar correctamente los documentos. En caso de tener dudas, omisiones o contradicciones en los documentos, el Contratista debe consultar con la Supervisión de Obra, quien tomará una decisión al respecto.

2.3.4 REPLANTEO

La supervisión de la Obra se encargará de establecer las bases de replanteo necesarias en el terreno, tanto en términos de elevación como de posición, y proporcionará al Contratista la información necesaria por escrito antes de que comiencen los trabajos. Durante el período de ejecución de la obra, el Contratista será responsable de conservar y vigilar todas las bases de replanteo, asegurándose de que no se produzcan errores debido a una conservación inadecuada de las mismas.

Además, el Contratista llevará a cabo, a su propia costa, todos los replanteos detallados necesarios para colocar las unidades de obra en su posición y elevación correctas. Será exclusivamente responsabilidad del Contratista las consecuencias que puedan surgir de una ejecución incorrecta de dichos replanteos.

La Supervisión de Obra tendrá el derecho de realizar verificaciones en cualquier momento de los replanteos realizados por el Contratista. Para ello, el Contratista deberá proporcionar, a su propia costa, los recursos y materiales necesarios para llevar a cabo estas verificaciones.

2.3.5 SEGURIDAD Y SALUD

El Contratista asumirá la responsabilidad de mantener y preservar la obra hasta que sea recibida por el Propietario.

Además, será su responsabilidad garantizar las medidas de protección y señalización adecuadas en la obra y sus accesos, en cumplimiento con las disposiciones del Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo.

2.3.6 CONTROL DE CALIDAD

La Supervisión de Obra tendrá la facultad de solicitar las pruebas y ensayos pertinentes de acuerdo con los artículos correspondientes de las especificaciones, documentos y normas aplicables. Tanto el número como el tipo de pruebas y ensayos estarán a cargo del Contratista, siempre y cuando estén contemplados en estas especificaciones u otros documentos del Proyecto.

En el caso de las pruebas de cargas, serán responsabilidad del Contratista cuando estén estipuladas en los documentos del proyecto y cuando los resultados negativos de los ensayos indiquen, según el criterio de la Supervisión de Obra, la necesidad de realizar pruebas de carga antes de la aceptación de una unidad de obra.

2.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES

2.4.1 PROCENCIA Y RECEPCIÓN DE LOS MATERIALES

Antes de utilizar los materiales mencionados a continuación, el Contratista deberá informar a la Supervisión de Obra sobre su origen, datos de identificación y, si se conocen, los valores iniciales de las características que serán posteriormente controladas, según se establece en el apartado seis de esta especificación.

Los materiales que deben ser comunicados y controlados como mínimo son los siguientes:

Los materiales que deben ser comunicados y controlados como mínimo son los siguientes:

- Acero para armaduras
- Cemento
- Agua
- Áridos
- Aditivos
- Acero para embebidos y pernos de anclaje
- Materiales para juntas de estanqueidad

Además, el Contratista llevará un registro de recepción en obra para verificar la adecuación de los materiales y permitir la identificación de cada partida tanto en almacenamiento como en la obra después de su colocación.

La Supervisión de Obra tiene la facultad de rechazar los materiales provenientes de lugares o empresas cuyos productos no cumplan con las garantías suficientes.

En caso de especificarse una marca, patente o nombre de un material, no se aceptará ningún otro similar sin previa autorización por escrito de la Supervisión de Obra.

Todos los materiales utilizados en la obra estarán sujetos a un control de calidad de acuerdo con esta especificación.

2.4.2 ALMACENAMIENTO DE MATERIALES

El Contratista será responsable de garantizar la adecuada protección de todos los materiales necesarios para la realización de los trabajos, evitando cualquier tipo de deterioro. En caso de incumplimiento, se considerará como una alteración del material fuera de la obra en plazo mínimo. Las armaduras deberán ser almacenadas de manera que estén protegidas contra sustancias como aceites, grasas y polvo, además de asegurar un drenaje adecuado.

Se almacenarán por separado las armaduras de diferentes tipos y diámetros. El suministro y almacenamiento del cemento se llevará a cabo de acuerdo con las pautas establecidas en el artículo 26º de la EHE (Especificaciones de Hormigón Estructural).

En cuanto a los áridos, se almacenarán en áreas limpias y clasificados en pilas según su tamaño para evitar la segregación. También se tomarán precauciones para protegerlos de posibles contaminaciones ambientales, del suelo y de otros materiales.

El árido grueso se distribuirá uniformemente para prevenir la segregación, mientras que el árido fino se almacenará de manera que permita un drenaje adecuado, evitando utilizar la capa inferior de los áridos finos para la construcción.

2.4.3 MATERIALES PARA ENCOFRADOS Y CIMBRAS

Los encofrados pueden ser fabricados con madera, metal u otros materiales rígidos que cumplan con los requisitos de eficacia para su uso previsto.

En todos los casos, los materiales utilizados deben tener superficies uniformes y lisas en contacto con el hormigón, para lograr los parámetros y el aspecto requerido en cada situación.

Es importante destacar que los materiales empleados para los encofrados no deben contener sustancias que sean agresivas para la masa de hormigón. En cuanto a las cimbras y apeos, se podrán utilizar los mismos tipos de materiales mencionados para los encofrados, siempre y cuando posea la resistencia y rigidez necesarias para soportar las cargas generadas durante el proceso de hormigonado evitando deformaciones perjudiciales.

2.4.4 ARMADURAS

Los materiales utilizados para las armaduras deben cumplir con las especificaciones detalladas en el artículo 32º de la EHE.

Es importante asegurarse de que todos los aceros utilizados en la fabricación de las armaduras cumplan con la calidad indicada en los planos.

2.4.5 ELEMENTOS EMBEBIDOS Y PERNOS DE ANCLAJE

A menos que se especifique lo contrario en los planos del proyecto, se utilizará S275JR como material para los pernos de anclaje. Para las tuercas y arandelas, se empleará S235JR de acuerdo con el CTE Documento Básico SE-A Seguridad Estructural Acero.

En caso de que los pernos sean suministrados por el fabricante de equipos o por el contratista de estructuras metálicas, la calidad estará determinada en sus propios planos y será su responsabilidad exclusiva.

El material utilizado por las placas, perfiles laminados, redondos, y otros elementos embebidos será acero S275JR según el CTE Documento Básico SE-A Seguridad Estructural Acero, a menos que se indique lo contrario en los planos del proyecto.

El suministro de los elementos metálicos de anclaje y elementos embebidos será responsabilidad del Contratista de obra civil, a menos que los planos del proyecto o la Supervisión de Obra indiquen lo contrario.

Para evitar la oxidación y daños en las roscas, los pernos de anclaje deberán ser protegidos por el Contratista durante su almacenamiento y manipulación. Además, todos los elementos embebidos, excepto aquellos con rosca, deben ser recubiertos con una capa de pintura antioxidante en las áreas que no estarán en contacto con el hormigón o el motero de relleno.

2.4.6 CEMENTO

Se seguirán todas las especificaciones establecidas en el artículo 26º de la EHE. La utilización del cemento aluminoso requerirá una autorización por escrito de la Supervisión de Obra.

Antes de utilizarlo, el Contratista deberá presentar un certificado de pruebas que garantice que el cemento cumple con todas las condiciones requeridas por el Pliego de Condiciones.

2.4.7 AGUA

Se permite el uso de cualquier tipo de agua que cumpla con las especificaciones establecidas en el artículo 27º de la EHE, tanto para el curado como para el amasado del hormigón.

2.4.8 ÁRIDOS

Deberán seguir las indicaciones establecidas en el artículo 28 º de la EHE. Queda estrictamente prohibido utilizar árido proveniente de las playas marinas, así como aquellos provenientes de rocas porosas, friables o blandas, o aquellos que contengan nódulos de yes, pirita o compuestos.

2.4.9 ADITIVOS

Los productos que se añaden al hormigón, excepto el cemento, áridos y agua, y que tienen como objetivo mejorar una o varias de sus características, son denominados aditivos. Deberán cumplir con las especificaciones establecidas en el artículo 29 º de la EHE.

El uso de aditivos solo estará permitido con la aprobación previa y por escrito de la Supervisión de Obra. El Contratista deberá proponer el tipo de producto y la dosificación a utilizar, y la Supervisión de Obra lo aprobará o rechazará, incluso realizando ensayos si lo considera necesario.

No obstante, se establecen ciertas limitaciones. En caso de utilizar cloruro cálcico como acelerador de fraguado, su dosificación no deberá exceder el 2 % del peso del cemento, salvo en situaciones de hormigonado a temperaturas muy bajas, donde podría llegar al 3,5 % únicamente para hormigones en masa.

2.4.10 MORTEROS

Se limitará el uso exclusivo de morteros de cemento. Las características del árido fino, del cemento y del agua se regirán por las especificaciones detalladas en los respectivos artículos de esta especificación. En casos particulares, el mortero podrá incluir aditivos para mejorar sus propiedades, siempre y cuando se obtenga la aprobación por escrito de la Supervisión de Obra. El mortero deberá tener al menos la misma resistencia que el hormigón con el que esté en contacto.

En los casos en los que sea necesario, se utilizarán morteros especiales para rellenos bajo placas de anclaje, cajetines y manguitos en determinadas estructuras y equipos, y dicha necesidad será definida en los planos del proyecto.

2.4.11 MATERIALES PARA JUNTAS DE ESTANQUEIDAD

Los materiales a utilizar pueden incluir bandas de caucho sintético, caucho natural, neopreno, cloruro de polivinilo u otro material especificado en los planos. Si hay materiales cuya elección corresponda al Contratista, este los presentará a la Supervisión de Obra para su aprobación.

Estos materiales deben cumplir con las siguientes características:

- Impermeabilidad al 100% bajo presión de trabajo.
- Resistencia a tracción o superior a 125 kp/cm^2
- Alargamiento en rotura igual o superior al 300%

- El material debe ser compatible con los líquidos con los que pueda estar en contacto.

2.5 *CONDICIONES DE EJECUCIÓN*

2.5.1 *EJECUCIÓN Y COLOCACIÓN DE ENFOCADOS Y CIMBRAS*

El diseño y dimensionamiento de todos los encofrados y cimbras, así como su construcción, será responsabilidad exclusiva del Contratista. Para su ejecución y montaje, se seguirán las especificaciones establecidas en el artículo 65º de la EHE.

Estos elementos deberán tener la resistencia y rigidez necesarias para mantener su posición y forma, evitando deformaciones locales superiores a 5mm y deformaciones globales inferiores a la milésima de la luz. En las esquinas y bordes expuestos del hormigón, se instalarán berenjenos para obtener de entre 25 mm y 45mm.

El proceso de desencofrado y desmontaje se llevará a cabo de acuerdo con lo establecido en los artículos 73º y 74º de la EHE. Antes de proceder al desencofrado y desmontaje de los elementos estructurales, se tomarán las medidas necesarias para garantizar su resistencia y estabilidad.

2.5.2 *PREPARACIÓN Y COLOCACIÓN DE ARMADURAS*

El proceso de corte y doblado de las armaduras se llevará a cabo siguiendo las directrices establecidas en artículo 69 º de la EHE. Se ajustarán las dimensiones de las armaduras de acuerdo con las indicaciones y especificaciones detalladas en los planos del Proyecto. Para mantener las distancias adecuadas entre las armaduras y los encofrados, se utilizarán separadores cuyo tipo deberá ser previamente aprobado por la Supervisión de Obra.

En caso de que sea necesario colocar solapes que no estén contemplados en los planos, su disposición requerirá la aprobación previa de la Supervisión de Obra.

2.5.3 ELEMENTOS EMBEBIDOS Y PERNOS DE ANCLAJE

El Contratista será el responsable de colocar tanto los pernos de anclaje como los demás elementos embebidos en la posición exacta indicada en los planos del proyecto, asegurándose de cumplir con esta especificación. Para la colocación de todos los pernos de anclaje se utilizará una plantilla, prestando especial atención a su posición planimétrica y altimétrica, así como a su verticalidad, proyección y sujeción durante el proceso de colocación y fraguado del hormigón. El Contratista deberá realizar un control de la posición de los elementos de anclaje, tanto antes como después del hormigonado, asumiendo los costes correspondientes, para garantizar que se encuentren en la posición correcta en ambos momentos.

Cualquier error en la posición, número o tipo de los elementos de anclaje, así como los daños que puedan ocurrir, deberán ser corregidos a cargo del Contratista. Una vez colocados en la obra, la parte roscada visible de los pernos deberá ser protegida con grasa y envuelta en bolsas de plástico, sujetas con hilo de acero, para evitar la oxidación. Estas protecciones deberán mantenerse hasta que se realice la colocación del equipo o estructura que será anclada a ellos.

El Contratista se encargará de instalar todas las piezas que deban quedar embebidas en el hormigón, como tuberías, aunque su suministro sea realizado por otros, siguiendo las indicaciones de los planos del proyecto y tratándolas como si fueran suministradas por el propio Contratista.

2.5.4 DOSIFICACIÓN DEL HORMIGÓN

El proceso se llevará a cabo siguiendo las directrices establecidas en el artículo 71º de la EHE, con las modificaciones específicas incluidas en esta Especificación. La dosificación del hormigón se realizará siempre mediante ensayos previos, de acuerdo con lo establecido en los artículos 83º a 91º de la EHE.

La fabricación del hormigón no podrá comenzar sin la aprobación por parte de la Supervisión de Obra de la fórmula de trabajo propuesta por el Contratista. Esta fórmula deberá detallar lo siguiente de manera precisa:

- La gradación de los áridos combinados
- Las proporciones de cemento, agua y, en caso necesario, aditivos por metro cúbico de hormigón fresco.

Si alguno de los siguientes factores cambia, la fórmula del trabajo para un determinado hormigón deberá ser revisada:

- El tipo de cemento
- El tipo, absorción o tamaño del árido grueso
- El módulo granulométrico del árido fino varía en más de dos décimas.
- La naturaleza o proporción de los aditivos
- El método de colocación en la obra

2.6 CONTROL DE CALIDAD

El control de los hormigones se llevará a cabo siguiendo las pautas establecidas en los capítulos 16 y 17 de la EHE, así como en esta especificación. Los niveles de control para el hormigón y el acero se regirán por las indicaciones detalladas en los planos del proyecto, tal como se establece en el capítulo 2 de la EHE.

Antes de iniciar los trabajos, el Contratista presentará a la Supervisión de Obra un procedimiento detallado de ensayos y control de obra. En el caso de ensayos no periódicos, se notificará con suficiente antelación a la Supervisión de Obra para que pueda estar presente y verificar los resultados. En cualquier caso, los resultados de los ensayos realizados por el Contratista deberán ser enviados a la Supervisión de Obra.

Además, el Contratista permitirá el acceso de la Supervisión de Obra al Laboratorio de Obra y a aquellos que realicen ensayos para la misma obra. Asimismo, se facilitará el acceso a la documentación no económica de la obra, a los diferentes lugares de trabajo y a los talleres o instalaciones de tercero donde se realicen trabajos destinados a la obra.

3. **PLIEGO DE CONDICIONES DE INFRAESTRUCTURAS**
ELÉCTRICAS

Índice Pliego de Condiciones de Infraestructuras eléctricas

1. ESPECIFICACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE GENERACIÓN.....	4
1.1 CONDUCTORES	4
1.1.1 CIRCUITOS DE CONTROL	6
1.1.2 CIRCUITOS DE POTENCIA MEDIA TENSIÓN.....	6
1.1.3 MEDIA TENSIÓN	8
1.2 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	9
1.2.1 TRANSFORMADORES	9
1.2.2 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN.....	9
1.2.2.1 EMBARRADO GENERAL CELDAS	10
1.2.2.2 CONEXIÓN CON CABLES.....	10
1.2.2.3 CARACTERÍSTICAS PARTICULARES DE LAS CELDAS.....	11
1.3 SISTEMAS DE CONTROL	12
1.3.1 SISTEMAS DE REGULACIÓN	12
2. ESPECIFICACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS 30 KV EN EDIFICIO DE CONTROL Y CENTRO DE SECCIONAMIENTO.....	13
2.1 CONDUCTORES	13
2.1.1 CIRCUITOS DE POTENCIA 0,6/ 1 kV	14
2.1.2 CIRCUITOS DE POTENCIA 30 kV	14
2.1.3 BAJA TENSIÓN.....	15
2.1.4 MEDIA TENSIÓN	16
2.1.5 TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES.....	16

2.2	APARALLAJE EN 30 kV	17
2.2.1	CABINAS 30 kV.....	18
2.2.1.1	CABINA DE ACOMETIDA	19
2.2.1.2	CABINA DE MEDIDA.....	20
2.2.1.3	CABINA DE SERVICIOS AUXILIARES	20
2.2.1.4	MEDIDA DE TENSIÓN EN BARRAS.....	21
2.2.1.5	CABINA DE PROTECCIÓN DE LÍNEA.....	21
2.2.2	INTERRUPTORES	23
2.2.3	SECCIONADOR DE P.A.T	23
2.2.4	TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD	23
2.2.5	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN.....	24
2.3	APARALLAJE B.T Y EQUIPOS AUXILIARES.....	25
2.3.1	INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS.....	26
2.3.2	INTERRUPTORES-FUSIBLES.....	26
2.3.3	PROTECCIONES.....	26
2.3.4	MEDIDA.....	27
2.3.5	TELEMANDO Y TELESEÑAL	28
2.3.6	SISTEMA DE ALIMENTACIÓN DE CORRIENTE CONINUA	28
2.3.7	APARATOS DE MEDIDA ANALÓGICA	29

1. ESPECIFICACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE GENERACIÓN

1.1 CONDUCTORES

El presente capítulo abarca las especificaciones y requisitos de instalación de conductores para los siguientes circuitos:

- Señalización y control entre aerogeneradores y puesto central de control
- Potencia de generación -Armario de Control
- Armario de control- Transformadores (lado BT-690 V)
- Potencia de los Transformadores - Interconexión (lado MT -30 kV)
- Interconexión de 30 kV para distribución secundaria
- Red de tierra para diversas instalaciones y aerogeneradores

La comunicación y el control del parque eólico desde el puesto central de control, ubicado en un edificio de control, se realizará mediante cables de fibra óptica de 8 fibras de tipo monomodo (10/125 μm). Estos cables serán adecuados para los equipos de control instalados tanto en los aerogeneradores como en el edificio de control, y se enterrarán directamente en las mismas canalizaciones que los conductores de potencia, protegidos contra la acción de roedores.

Todos los conductores deberán llevar una identificación indeleble que incluya el nombre del conductor y el fabricante. Además, se proporcionará una codificación numérica en los extremos de los conductores, que reflejará en los planos de cableado.

Los conductores de media tensión que conecten la cabina de protección del transformador con el propio transformador serán unipolares, de cobre, apantallados y sin armadura. El aislamiento será de polietileno para un nivel 18/30 kV con un recubrimiento PVC.

Para la interconexión a 30 kV entre aerogeneradores y entre estos y la subestación se utilizarán cables de 3x(1x300) y 3x(1x95) m² de 18/30 kV. Estos cables estarán instalados con polietileno reticulado, tendrá una pantalla de cobre y una cubierta exterior de poliolefina de color rojo para facilitar la identificación en caso de proximidad con otros conductores.

Paralelamente a los cables de media tensión, se instalará una línea puesta a tierra con un conductor de cobre desnudo de sección 95 m². La pantalla de los conductores se conectará a tierra en ambos extremos. Los cables deberán llevar una identificación indeleble cada 30 cm, que incluya el nombre del conductor, del fabricante y el año de fabricación, según lo establecido en las normas UNE 21.123 y R.U.3.305.

Para realizar empalmes en las líneas de interconexión entre aerogeneradores y subestación superiores a 1100 m, se utilizará un empalme retráctil en frío. Estos empalmes consistirán en un manguito metálico que unirá las partes conductoras sin reducir la sección ni crear vacíos superficiales. El aislamiento se reconstruirá utilizando cinta semiconductora interior, cinta autovulcanizable, cinta semiconductora de capa exterior, cinta metálica para reconstruir la pantalla, cinta de compactación, trenza de tierra y nuevo encintado de compactación final, o utilizando materiales retráctiles en frío.

Se utilizará un conductor de tierra fabricado con cobre desnudo, con una sección adecuada para soportar la corriente de cortocircuito a tierra y garantizar la protección del personal y los equipos contra posibles riesgos.

Este conductor se encargará de conectar todo el parque eólico con la malla de tierra de la subestación, así como con todos los cuadros eléctricos, estructuras y otros elementos que puedan ser conectados a la malla de tierra.

Los conductores a emplear cumplirán con las especificaciones establecidas en las normas internacionales vigentes, teniendo en cuenta la tensión y las condiciones de servicio para las cuales están destinados. A continuación, se detallan las características básicas de los conductores.

1.1.1 CIRCUITOS DE CONTROL

- Cable monomodo:
 - Tipo de fibra: Monomodo (10/125 μm)
 - Construcción: Ajustada
 - Número de fibras: 8
 - Cubierta interna: Polietileno
 - Armadura: Acero corrugado
 - Cubierta externa: Polietileno

1.1.2 CIRCUITOS DE POTENCIA MEDIA TENSIÓN

A continuación, se presentan las características fundamentales que deben cumplir los conductores utilizados en las redes de 30kV.

- De transformador 30/ 0,69 kV a celdas 30kV:

- Denominación: N2XSY
 - Tipo de conductor: Tripolar-Campo Radial
 - Nivel de aislamiento: 18/30 kV
 - Secciones: 3x(1x50) mm²
 - Material: conductor Cobre
 - Material de aislamiento: VPE
 - Pantalla: Malla de Cu.
 - Cubierta: Poliolefina
 - Normas: UNE 21123 IEC502
 - Cubierta: de armadura Polietileno
- Interconexión 30 kV:
- Denominación: RHZ1
 - Tipo de conductor: Unipolar-Campo Radial
 - Nivel de aislamiento: 18/30 kV
 - Sección: 3x(1x95) mm² y 3x(1x300) mm²
 - Material conductor: Aluminio
 - Material de aislamiento: XLPE
 - Pantalla: Malla de Cu

- Cubierta: Poliolefina
- Normas: UNE 21123 IEC502
- Cubierta de armadura: Polietileno

Se requiere realizar las siguientes pruebas y ensayos en los conductores de media tensión que serán instalados en el parque:

1.1.3 MEDIA TENSIÓN

El fabricante deberá presentar un informe de pruebas realizado por una entidad colaboradora y llevar a cabo los siguientes ensayos en los cables:

- Prueba de tensión a la frecuencia industrial
- Medición de la resistencia eléctrica de los conductores
- Ensayo de descargas parciales
- Verificación de las características geométricas
- Medición de la resistencia de aislamiento a temperatura ambiente

Por otro lado, el Contratista llevará a cabo en el campo los siguientes ensayos para cada cable:

- Medición de la resistencia aislamiento (en bobina)
- Medición de la resistencia de aislamiento (montado)
- Prueba de continuidad
- Ensayo de rigidez dieléctrica

Todos los ensayos se realizarán de acuerdo con la norma UNE 21-123.

1.2 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Los centros de transformación (CT) son las instalaciones individuales de cada aerogenerador que se encargan de elevar la tensión eléctrica a 30 kV para su posterior evacuación a través de la subestación eléctrica. La capacidad de cada CT se ajusta a la potencia requerida por un generador eléctrico, por lo tanto, cuenta con una capacidad de transformación de 6,6 MW y una relación de transformación de 30/0,69 kV.

1.2.1 TRANSFORMADORES

- Corriente máxima: 7.11 kA
- Norma: IEC 60076, UNE
- Frecuencia: 50 Hz
- Relación de transformación: 30/0,69 kV
- Voltaje de impedancia: $9,5\% \pm 8,3\%$ a referencia de 6,5 MVA
- Regulador de derivación: $\pm 2 \times 2,5\%$
- Pérdida: 4,77/84,24 kW
- Grupo de conexión: Dyn 11
- Directiva de diseño ecológico: ECO Design Directive
- Tipo: Lleno de líquido

1.2.2 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

Las celdas de protección y maniobra que se instalarán en cada aerogenerador constarán de un módulo compuesto por 2 o 3 unidades, cada una con funciones específicas:

- Celda de entrada de línea (utilizada para el remonte)
- Celda de salida de línea (interruptor seccionador bajo carga + seccionador de protección contra arco eléctrico)
- Celda de protección (interruptor seccionador en vacío, interruptor automático y auto válvulas)

Se utilizarán celdas prefabricadas y compactadas que cumplirán con las normas UNE- EN 60298, CEI 298 y la recomendación UNESA 6407. Estarán diseñadas para su instalación en espacios interiores (IP2 CX según la norma CEI 529)

Las celdas estarán construidas con chapa de acero de alta calidad, plegada de manera resistente para soportar las vibraciones normales de funcionamiento y posibles esfuerzos electrodinámicos.

1.2.2.1 EMBARRADO GENERAL CELDAS

El sistema de conexiones eléctricas se ha diseñado para resistir no solo la corriente nominal, sino también las corrientes térmicas y dinámicas asignadas.

A continuación, se detallan las características del sistema de conexiones:

- Tensión nominal: 36 kV
- Tensión de prueba (50 Hz): 70 kV
- Tensión de prueba (impulso): 170 kV
- Intensidad nominal: 400A
- Límite térmico: 1 seg. 16 kA eff
- Límite electrodinámico: 40 kA cresta

1.2.2.2 CONEXIÓN CON CABLES

Para las conexiones de las acometidas de media tensión y las salidas a transformadores o celdas, se utilizarán cables.

Los cables serán unidos a los pasatapas correspondientes mediante terminales enchufables de conexión reforzada, los cuales serán atornillables y apantallados.

La utilización de terminales enchufables de conexión reforzada será necesaria cuando la corriente de cortocircuito sea igual o superior a 16 kA.

1.2.2.3 CARACTERÍSTICAS PARTICULARES DE LAS CELDAS

- Celda de Protección de Transformador:

- Se utilizará un interruptor seccionador tripolar de 400 A que funciona con SF6, el cual cuenta con posiciones de conexión, seccionamiento y puesta a tierra.
- Para la protección se emplearán fusibles o interruptor automático de corte en vacío o en SF6, también de 400 A.
- Se instalará un juego de barras tripolar.
- Se contará con un mando manual para el control de las operaciones.
- Bobina de apertura y cierre de interruptor.
- Enclavamiento mediante candado con puerta transformador.
- Dispositivo con bloque de tres lámparas de presencia de tensión.
- Barra de tierras.
- Los cables se conectarán a través de pasatapas a bornes enchufables diseñados especialmente para cables secos unipolares.

- Celda de Línea con Interruptor- Seccionador:

- Interruptor seccionador tripolar de corte en SF6, de 400 A con posiciones de conexión, seccionamiento y puesta a tierra.
- Seccionador de puesta a tierra.
- Bobina de disparo.
- Juego de barras tripolar.
- Mando manual.
- Dispositivo con bloque de tres lámparas de presencia de tensión.
- Los cables se conectarán a través de pasatapas a bornes enchufables diseñados especialmente para cables secos unipolares.

- Celda de Remonte de Línea:

- Juego de barras tripolar de 630 A.
- Enclavamiento mediante candado.
- Dispositivo con bloque de tres lámparas de presencia de tensión.
- Salida de cables por pasatapas a bornes enchufables para cable seco unipolar de sección hasta 400 mm².

Las celdas deberán ser sometidas a una serie de ensayos para garantizar su correcto funcionamiento y cumplimiento de los estándares requeridos. Estos ensayos incluyen:

- Prueba de operación mecánica sin tensión en el circuito principal.
- Evaluación de la operación mecánica de los elementos móviles y enclavamientos.
- Verificación de los dispositivos auxiliares, incluyendo pruebas hidráulicas, neumáticas y eléctricas.
- Comprobación del cableado de acuerdo con los esquemas eléctricos.
- Ensayo de resistencia a la frecuencia industrial en el circuito principal según la norma UNE- EN 60298.
- Prueba dieléctrica de los circuitos auxiliares y de control.
- Ensayo de resistencia ondas de choque.
- Verificación del grado de protección alcanzado.

1.3 SISTEMAS DE CONTROL

Se implementará el sistema de monitorización SCADA en el aerogenerador, el cual deberá disponer de las señales de comunicación, control y seguridad necesarias para garantizar un funcionamiento estable y seguro. Este sistema se integrará con todos los parámetros requeridos y definidos por la Dirección de Obra en el sistema de control general del parque.

Además, se permitirá el acceso y la operación remota al sistema de control del aerogenerador. El sistema de control incluirá todos los mandos de los seccionadores e interruptores, así como la capacidad de rearme y las alarmas de funcionamiento.

Asimismo, se incorporará un sistema de registro de datos (datalog) que almacenará los valores de tensión, corriente de generación y el estado de conexión del circuito.

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

2.1 CONDUCTORES

Este capítulo aborda las características y condiciones de instalación de los conductores en los siguientes circuitos:

- Señalización y control de Sistemas Eléctricos-puesto central de control.
- Potencia servicios auxiliares-Transformador de SS.AA. de 50 kVA.
- Conexión interior 30 kV transformadores de SS.AA.-Distribución primaria
- Interconexión 30 kV distribución primaria.
- Red de tierra para las diferentes instalaciones.

Los conductores de baja tensión serán unipolares y tendrán una sección adecuada para transportar la corriente requerida. El conductor de tierra tendrá una sección mínima determinada por la ITC BT. Estos conductores estarán aislados con polietileno reticulado (XLPE) para una tensión nominal de 0,6/1 kV y tendrá un recubrimiento de PVC de color negro. Será obligatorio que el conductor lleve grabada de forma permanente la identificación y el nombre del fabricante. Además, en los extremos de los conductores se utilizará una codificación numérica para identificar la conexión a bornes y los equipos receptores, lo cual se reflejará en los planos de cableado.

Los conductores de media tensión enterrados serán unipolares, apantallados y sin armadura. Su sección será adecuada para soportar la máxima corriente de transporte. El material de aislamiento utilizado será polietileno reticulado (XLPE) con un nivel de aislamiento de 18/30 kV. La pantalla del conductor estará conectada a tierra en ambos extremos. La cubierta exterior de los conductores será de poliolefina. Será obligatorio que cada 30 cm, de forma permanente, el conductor lleve grabada la identificación, el nombre del fabricante y el año de la fabricación, tal como se indica en la norma UNE 21.123 y T.U. 3.305.

Para los conductores de baja tensión se utilizará cobre, mientras que para los de media tensión se utilizará aluminio.

Las características básicas de los conductores a utilizar cumplirán con las explicaciones establecidas por las normas internacionales vigentes, teniendo en cuenta la tensión y las condiciones de servicio para los que estén destinados.

2.1.1 CIRCUITOS DE POTENCIA 0,6/ 1 kV

- Denominación: RV
- Tipo de conductor: Unipolar
- Nivel de aislamiento: 0,6/1 kV
- Sección: varias
- Material de aislamiento: XLPE
- Cubierta: PVC (negro)

2.1.2 CIRCUITOS DE POTENCIA 30 kV

- Acometida a cabinas de 30 kV / Salidas a circuito del parque
 - Denominación: RHZ1
 - Tipo de conductor: Unipolar-Campo Radial
 - Nivel de aislamiento: 18/30 kV
 - Sección: 3x(1x300) / 3x(1x95) mm²

- Material de aislamiento: XLPE
 - Pantalla: Malla de Cu.
 - Cubierta: Poliolefina
 - Normas: UNE 21123 IEC502
 - Cubierta de armadura: Polietileno
- Acometida a transformador de SS. AA
- Denominación: RHZ1
 - Tipo de conductor: Unipolar-Campo Radial
 - Nivel de aislamiento: 18/30 kV
 - Sección: 3x(1x300) mm²
 - Material de aislamiento: XLPE
 - Pantalla: Malla de Cu.
 - Cubierta: Poliolefina
 - Normas: UNE 21123 IEC502
 - Cubierta de armadura: Polietileno

2.1.3 BAJA TENSIÓN

El fabricante proporcionará un informe de pruebas realizado por una entidad colaboradora y someterá los cables a los siguientes ensayos:

- Prueba de tensión a frecuencia industrial
- Medición de la resistencia eléctrica de los conductores
- Medición de la resistencia de aislamiento
- Medición de espesores de aislamiento y cubiertas

Por otro lado, el Contratista llevará a cabo los siguientes ensayos en el campo:

- Medición de la resistencia de aislamiento (bobina)
- Medición de la resistencia de aislamiento (en posición de instalación)
- Prueba de continuidad

2.1.4 MEDIA TENSIÓN

El fabricante proporcionará un informe de pruebas realizado por una entidad colaboradora y someterá a los cables a los siguientes ensayos:

- Prueba de tensión a frecuencia industrial
- Medición de la resistencia eléctrica de los conductores
- Ensayo de descargas parciales
- Verificación de las características geométricas
- Medición de la resistencia de aislamiento a temperatura ambiente

El Contratista llevará a cabo en el campo los siguientes ensayos para cada cable:

- Medición de la resistencia de aislamiento (en bobina)
- Medición de la resistencia de aislamiento (en posición de montaje)
- Prueba de continuidad
- Ensayo de rigidez dieléctrica

Todos los ensayos se realizarán de acuerdo con la norma UNE 21-123.

2.1.5 TRANSFORMADORES AUXILIARES

- Normas: UNE
- Servicio: Interior
- Potencia: 50 kVA
- Refrigeración: AN
- Frecuencia: 50 Hz
- Aislamiento: 36000V

- Tensión nominal primario: 30000 V
- Tensión nominal secundario: 400/230 V
- Grupo de conexión: Dyn11
- Regulación en vacío: $\pm 2,5\%$ y $\pm 5\%$
- Refrigerante: Aire
- Max. var. T^a devan. doble $t_a=40^{\circ}\text{C}$ 65°C
- Tensión de cortocircuito: 4%

Contará con puntos de elevación, una placa de identificación, ruedas giratorias, conexiones a tierra y un dispositivo de protección contra sobrepresión y sobrecalentamiento tipo T-154 instalado en la carcasa misma.

Se someterá como mínimo a los siguientes ensayos, de acuerdo con las normas UNE 20101(CEI 76), UNE 20138 y UNESA 5201 D, que tratan los ensayos de transformadores:

- Ensayo de tensión aplicada a frecuencia de funcionamiento
- Ensayo de tensión inducida a frecuencia elevada
- Ensayo de respuesta a onda de choque
- Determinación de la tensión de cortocircuito
- Determinación de las pérdidas con carga
- Determinación de las pérdidas y corriente en vacío
- Medición de la resistencia de los bobinados
- Determinación de la relación de transformación y del grupo de conexión

2.2 APARELLAJE EN 30 kV

El equipamiento de 30 kV se ubicará en el interior del edificio de control del parque eólico. La distribución y protección de esta tensión se llevará a cabo mediante las siguientes unidades principales:

- Acometida
- Medición
- Dispositivos de protección de línea
- Servicios auxiliares

2.2.1 CABINAS 30 kV

Las cabinas de protección contarán con un mecanismo de corte automático en vacío y serán de dos tipos: aislamiento integral en SF₆, excepto la cabina de medición que será de aislamiento de aire. Cada cabina se conectará mediante cables subterráneos unipolares de aislamiento seco con una relación de 18/30 kV y terminales enchufable aislados.

Los cables de evacuación de energía generada en el parque llegarán a la cabina acometida desde la subestación. A las líneas acometidas a las cabinas de la línea con cables RHZ- 1 OI de 3x(1x300) mm² y 3x(1x95) mm².

Por último, los cables RHZ1-O1 de 3x (300) mm² llegará la cabina de protección y transformación de servicios auxiliares.

La instalación de protecciones, dispositivos de medición, control remoto, etc., en el comportamiento de control de cada cabina reemplazará el cuadro de protecciones convencional.

El módulo de distribución primaria estará principalmente compuesto por cabinas blindadas de aislamiento integral en SF 6 con las siguientes características básicas:

- Tipo: interior
- Aislamiento: integral en SF₆
- Interruptor fijo de corte en vacío con enclavamientos mecánicos
- Barra simple
- Compartimento de control para reconexiones, relés control, remoto. etc.

Excepto la cabina de medición de tensión, que tendrá las siguientes características básicas:

- Tipo: interior
- Aislamiento: al aire
- Transformadores de corriente para la medición de facturación
- Transformadores de tensión para la medición de facturación

2.2.2.1 CABINAS DE ACOMETIDA

Constará con los siguientes componentes:

- Interruptor automático trifásico de corte en SF6 con una tensión de 36 kV, corriente asignada de 1250 A y una capacidad de corte de 25 kA. Estará equipado con un motorizado para el control relé anti-bombeo, contador de maniobras y bobinas de cierre disparo y mínima tensión.
- Seccionador trifásico en vacío con tres posiciones: abierto, cerrado y puesta a tierra. Será accionado manualmente y tendrá una tensión nominal de 36 kV, con una capacidad de cierre de 62,5 kA en cresta.
- Tres transformadores de intensidad de aislamiento seco con una tensión nominal de 36 kV y una relación de transformación de 1300/ 5 A. Su capacidad térmica será de 25 kA.
- Tres aisladores testigo de tipo resistivo y un conjunto de tres pilotos luminosos para la indicación y verificación de la presencia de tensión en cada fase.
- Un juego de cerraduras de enclavamiento.
- Un embarrado general preparado para conducir una corriente asignada de 1000 A y capaz de soportar los esfuerzos electrodinámicos correspondientes a una corriente térmica de cortocircuito de 25 kA durante 1 segundo.
- Una placa de cobre electrolítico de 40 x 5 mm para la puesta a tierra de la instalación.
- Un cable de cobre de al menos 50 mm² para la puesta a tierra del equipo.

- Elementos de alumbrado y otros componentes varios.
- Un relé de protección tipo 8IVD-DIN de ZIV o similar con protección 3x50/51.
- Interruptores magnetotérmicos y relés auxiliares, sin especificar la cantidad.

2.2.2.2 CABINA DE MEDIDA

- Tres transformadores de intensidad con aislamiento seco, con una tensión nominal de 36 kV, una relación de transformación de 1300/5 A y una capacidad térmica de 25 kA.
- Tres transformadores de tensión con aislamiento seco, con una tensión nominal de 36 kV, una relación de transformación de 30.000: V3/110: V3, un factor de tensión de 1,2 Un en permanencia y 1,9 Un durante 8 horas. Estos transformadores son del modelo anti-explosión.

2.2.2.3 CABINA DE SERVICIOS AUXILIARES

Se incluirán los siguientes elementos:

- Un interruptor seccionador trifásico en carga de 36 kV, 200 A, con mando manual y opción de disparo automático mediante fusibles o bobina. Se utilizará un modelo NALF de ABB o similar.
- Dos seccionadores trifásicos de puesta a tierra, con accionamiento manual, cierre brusco, tensión nominal de 36 kV y capacidad de cierre de 63,5 kA cresta.
- Tres aisladores testigo de tipo resistivo y un juego de tres pilotos luminosos para indicar y comprobar la presencia de tensión en cada fase.
- Se dispondrá de un embarrado general diseñado para soportar corrientes de hasta 1000 A y capaz de resistir los esfuerzos electrodinámicos generados por una intensidad térmica de cortocircuito de 25 kA durante 1 segundo.
- Se utilizará una pletina de cobre electrolítico de dimensiones 40 x 5 mm para realizar la puesta a tierra de la instalación.

- Se empleará un cable de cobre con una sección mínima de 50 mm² para realizar la puesta a tierra de aparellaje.
- Se incluirán elementos alumbrado y otros componentes diversos.
- También se instalarán interruptores magnetotérmicos y relés auxiliares.

2.2.2.4 MEDIDA DE TENSION EN BARRAS

Los siguientes componentes estarán conectados al embarrado general sin requerir una celda independiente:

. Se instalarán tres transformadores de tensión con aislamiento seco, con una tensión asignada de 36 kV y una relación de transformación 30.000: V3/110: V3-110: V3-110:3V. Estos transformadores contarán con un factor de tensión de 1,2 veces la tensión nominal en funcionamiento continuo y 1,9 veces la tensión nominal durante 8 horas. Además, se utilizará un modelo antiexplosivo y se montarán sobre un carretón extraíble.

2.2.1.5 CABINA DE PROTECCIÓN DE LÍNEA

Se proporcionará los siguientes elementos:

- Un interruptor automático trifásico de corte en vacío, con una tensión nominal de 36 kV, una corriente asignada de 400 A y una capacidad de corte de 25 kA. Este interruptor estará equipado con un mando motorizado, un relé antibombeo, un contador de maniobras, bobinas de cierre, disparo y mínima tensión.
- Dos transformadores de intensidad toroidales con aislamiento seco, con una tensión nominal de 36 kV y relaciones de transformación de 300/5 y 200/5. Estos transformadores tendrán una capacidad térmica de 25 kA.
- Tres seccionadores trifásicos en vacío de tres posiciones, con opciones de puesta a tierra abierta/cerrada.

Estos seccionadores serán accionados manualmente y contarán con un cierre brusco. Su tensión nominal será de 36 kV y tendrán una capacidad de cierre que 62,5 kA en cresta.

- Se incluirá un juego de cerraduras de enclavamiento de tres aisladores testigo de tipo resistivo y un conjunto de tres pilotos luminosos para indicar y verificar la presencia de tensión en cada fase.
- Se utilizará una pletina de cobre electrolítico dimensiones 40 x 5 mm para la puesta a tierra de la instalación.
- El embarrado general se diseñará para soportar una corriente asignada de 1250 A y resistir los esfuerzos electrodinámicos correspondientes a una intensidad térmica de cortocircuito de 25 kA durante 1 segundo.
- Se empleará un cable de cobre de al menos 50 mm² para la puesta a tierra del equipamiento.
- Dos relés de protección tipo 8IRD-DIN de ZIV o similares se instalarán con funciones de protección 3x50/51 y 67 Na.
- Se incluirán elementos de calefacción, iluminación y otros componentes necesarios.
- Se proporcionarán interruptores magnetotérmicos y relés auxiliares según sea necesario.
- Se utilizará un transformador de intensidad toroidal con una relación de transformación de 60 / 1 A y un diámetro interior de 110 mm, con el modelo IFH-3 de ARTECHE o similar.

2.2.2 INTERRUPTORES

Se emplearán para la protección y desconexión en carga de la línea y otras posiciones, y contarán con las siguientes especificaciones:

- Dieléctrico: Vacío
- Tensión nominal :36 kV
- Intensidad nominal 1250 y 630 A
- Poder de corte 25 kA
- Poder de cierre 62,5 kA cresta
- Tensión de prueba (50 Hz) 70 kV
- Tensión de prueba (impulso) 170 kV

El accionamiento se realizará mediante muelles, con carga proporcionada por un motor de 125 V de corriente continua. Además, estarán equipados con bobinas para apertura cierre y mínima tensión, así como indicadores de estado.

2.2.3 SECCIONADOR DE P.A.T

Serán empleado únicamente para conectar a tierra los circuitos respectivos cuando el interruptor esté en posición abierta y se ha accionado de forma manual.

2.2.4 TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD

Estarán diseñados para uso en interiores, tendrán una configuración de tipo soporte y contarán con propiedades antiexplosivas. Estarán fabricados utilizando resina epoxi moldeada al vacío y sometido a un tratamiento adecuado sus características principales serán las siguientes:

- Posiciones de transformador:
 - Relación de transformación: 1300/5-5-5A
 - Tensión nominal: 36 kV
 - Potencia S1: 10 VA
 - Clase de precisión S1: 5P20
 - Intensidad térmica de cortoc. 25 KA

- Posiciones de línea:
 - Relación de transformación: 400/5 A
 - Tensión nominal: 36 kV
 - Potencia S1: 10 VA
 - Clase de precisión S1: 5P20
 - Intensidad térmica de cortoc. 25 KA

2.2.5 TRANSFORMADOR DE TENSIÓN

Serán de tipo soporte y de servicio interior. Su construcción será de resina epoxy, moldeada bajo vacío y adecuadamente tratada. Sus características principales serán:

- Relación de transformación: 30.000: $\sqrt{3}/110$: $\sqrt{3}-110$: $\sqrt{3}-110:3$
- Tensión nominal: 36 kV
- Potencia S1: 30 VA
- Potencia S2 :30 VA
- Potencia S3 :50 VA
- Clase de precisión S1 :3P
- Clase de precisión S2; 0,5
- Clase de precisión S2 :3P
- Factor de tensión (s. continuo) :1,2

- Factor de tensión (8 h) :1,9

2.3 APARALLAJE B.T Y EQUIPOS AUXILIARES

Los armarios de distribución y protección de baja tensión estarán configurados con un embarrado tripolar de cobre adecuado a la intensidad nominal y la corriente de cortocircuito del transformador. El embarrado principal tendrá una capacidad de carga mínima igual a la del interruptor principal.

Los componentes de protección y maniobra estarán alojados en unidades modulares y prefabricadas construidas con chapa electrozincada de 15/10 mm de espesor mínimo, protegida y pasivada, con un revestimiento de pintura epoxy y poliéster. Los fondos, techos y paredes laterales serán elementos separados extraíbles y contarán con juntas de estanquidad, lo que permitirá la expansión mediante la extensión de las armaduras.

En todas las uniones entre barras, se utilizarán placas de plata y se atornillarán de acuerdo con las normas DIN. Todos los embarrados, cables, terminales y conexiones están diseñados para soportar capacidades 1,5 veces superior a la del interruptor principal a plena carga.

Las características más importantes de estos armarios serán las siguientes:

- Tensión máxima de operación: 690 V
- Tensión de aislamiento :1 kV
- Intensidad nominal: 100 A

Los armarios tendrán un de protección IP3X y los soportes de las piezas bajo tensión serán fabricados con un material autoextinguible.

2.3.1 INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS

Serán aparatos de instalación fija y accionamiento automático con cierre y apertura manual, de corte omnipolar y con las siguientes características:

- Tensión nominal: 690 V
- Tensión de aislamiento: 1000 V
- Tensión de servicio: 400 V
- Poder de corte: UNE-CEI

2.3.2 INTERRUPTORES-FUSIBLES

Se utilizarán para protección y seccionamiento de líneas principales, instalados en barras de 400 V de bastidor fijo y accionamiento manual. Serán de corte omnipolar, siendo sus principales características:

- Intensidad nominal: 400 A
- Tensión nominal: 660 V
- Tensión de aislamiento: 1 kV

2.3.3 PROTECCIONES

Para garantizar la protección de las líneas de generación y los equipos conectados a la barra de 36 kV, se instalarán dispositivos de protección y control que cumplan con los estándares normalizados UNE 21-136 (CEI-255). Estos equipos se ajustarán a los requisitos establecidos por dicha norma en relación con los siguientes aspectos:

- Resistencia a los impulsos de tensión.
- Mitigación de perturbaciones de 1 MHz
- Capacidad para hacer frente a transitorios rápidos.
- Protección contra descargas electrostáticas.
- Resistencia a temperaturas extremas.

- Reducción de interferencias y rizada en la alimentación
- Control de emisiones de radiofrecuencia.
- Grado de protección de la envolvente para evitar daños extremos.

Estos dispositivos se seleccionarán y se instalarán de acuerdo con los criterios establecidos en la norma UNE 21-136 (CEI-255) para garantizar el funcionamiento seguro y confiable de las líneas y equipos de generación.

2.3.4 MEDIDA

De acuerdo con el Reglamento de Puntos de Medida (RPM), el punto de medida se considera de tipo 1. Este equipo de medida deberá cumplir con el Reglamento de Puntos de Medida (RPM), de tal forma que sus consumos puedan ser gestionados a través del Sistema Eléctrico Nacional. Los transformadores de intensidad deberán tener una clase de precisión igual o mejor que 0,2S y los transformadores de tensión deberán tener una clase de precisión de 0,2 para medida. Estará formado por los equipos descritos a continuación:

Estará formado por los equipos descritos a continuación:

- Contador-Registrador de clase 0,2S para P. Activa y 0,5 para P. reactiva, para puntos frontera tipo 1.
- Modem.
- Int. Magnetotérmico.
- Bloque de pruebas.
- Toma de tierra.
- Base de enchufe.

Además, se instalarán en cada una de las posiciones los equipos convertidores multifunción (analizadores de red) adecuados para informar sobre el estado de todas las variables de medida del sistema.

Las variables sobre las que informarán son las siguientes:

- Intensidad
- Tensión
- Potencia aparente
- Potencia activa
- Potencia reactiva
- Frecuencia

2.3.5 TELEMANDO Y TELESEÑAL

Se implementará un sistema de control centralizado para operar los interruptores de 36 kV desde el edificio principal. Además, se proporcionará una señal de estado en el centro de los interruptores de 36 kV.

2.3.6 SISTEMA DE ALIMENTACIÓN DE CORRIENTE CONTINUA

Se planificará la implementación de una fuente de alimentación centralizada de corriente continua basada en baterías de Ni / Cd 125 V y 100 AH, que estará equipada con un rectificador- cargador adecuado y funcionará en modo de flotación. Esta unidad se ubicará en la sala de 30 kV. Además, se considerará la instalación de otra fuente de alimentación centralizada de corriente continua basada en baterías de Ni/ Cd de 48 Vcc. Esta unidad estará dimensionada para suministrar energía a los equipos de comunicaciones de la subestación y estará equipada con un rectificador-cargador adecuado y funcionará en modo de flotación. Se ubicará en la misma sala de 30 kV. Todos los componentes necesarios para el montaje, como conectores, terminales, y dispositivos de control y disyuntores estarán incluidos los respectivos modos de conexión y distribución del equipamiento.

2.3.7 APARATOS DE MEDIDA ANALÓGICA

Los equipos suministrados cumplirán con las dimensiones, formas y características específicas en cada caso. Estarán diseñados para ser empotrables y tendrán una forma rectangular o cuadrada, además de estar equipados con amortiguadores para una mayor protección.

Dependiendo de la aplicación específica, podrán ser clasificados como equipos industriales o de precisión. En el caso de los dispositivos de precisión que cuenten con la fuerza antagonista mecánica, que garantizará la disponibilidad de un sistema de corrección del índice “o “cuando estén en reposo. Todo el material incluido en esta categoría habrá pasado por pruebas de aislamiento, tensión, resistencia mecánica, resistencia calor, cortocircuitos y fusión requeridas por las normas VDE y las recomendaciones de la AEE.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE INDUSTRIALES

DOCUMENTO 4 – PRESUPUESTO ECONÓMICO

Autor: Yolanda Gaudó Ester

Director: Consolación Alonso Alonso

Índice

1. PARTIDAS GENERALES: UNIDADES Y PRECIOS UNITARIOS	3
2. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL Y CONTRATA	18

3. PARTIDAS GENERALES: UNIDADES Y PRECIOS UNITARIOS

En las siguientes tablas se muestra el presupuesto global de la obra, contemplando los gastos totales que implican los materiales, la mano de obra y los recursos adicionales necesarios para la construcción del parque eólico.

	Unidades	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Unidad	Importe [€]
CAPÍTULO 1: OBRA CIVIL							
MOVIMIENTO DE TIERRAS							
m² Limpieza y desbroce a máquina							
Viales nuevos	1	6,00		18.900,00			
Viales a reparar							
Plataformas	7	75,00		31.500,00			
Aerogeneradores	7			2.908,33			
Cimentación Torre metereológica	1	2,50		6,25			
Zanja línea 30 kV	1	0,70		7.350,00			
					60.664,58	1,03	62.484,52
m³Excavación. DESMONTE terreno compacto							
Viales principales	1		1,5	28.350,00			
Plataformas	7						
					28.350,00	3,62	102.627,00
m³Excavación. Zanjas en terreno compacto							
Zanjas línea 30 kV	1	0,70		7.350,00			
					7.350,00	6,97	51.229,50
m³Excavación. Vaciado terreno compacto							
Cimentación Aerogeneradores	7			9.975,00			
Cimentación Torre metereológica	1	2,20	1	4,84			
					9.979,84	8,60	85.826,62

	Unidades	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Unidad	Importe [€]
m³ Relleno en cimentación de aerogeneradores							
Cimentación Aerogeneradores	7			3.845,58			
					3.845,58	13,88	53.376,71
m³ Relleno en TERRAPLÉN núcleo de viales							
Viales principales	1			10.244,00			
Plataformas	7						
					10.244,00	2,00	20.488,00
m³ Relleno firme de viales							
Viales nuevos	1	6,00	0,25	4.725,00			
Viales a reparar							
Plataformas	7	75,00	0,2	6.300,00			
					11.025,00	10,46	115.321,50
m³ Relleno en zonas localizadas							
Zanja línea 30 kV	1	0,70	0,45	3.307,50			
					3.307,50	3,01	9.955,58
m³ Relleno con arena en zanjas							
Zanja línea 30 kV	1	0,70	0,55	4.042,50			
					4.042,50	21,04	85.054,20
mL Formación de cuneta							
Viales principales	1			3.150,00			
					3.150,00	1,80	5.670,00
TOTAL MOVIMIENTO DE TIERRAS							592.033,62 €

	Unidades	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Unidad	Importe [€]
HORMIGONES							
<i>m³</i> Hormigón de Limpieza HM 10							
Cimentación Aerogenerador	7			290,83			
Cimentación Torre metereológica	1		0,4	0,40			
					291,23	95,49	27.809,81
<i>m³</i> Hormigón HA-30 T. max 20 mm							
Cimentación Aerogeneradores	7		615,21	4.306,47			
Cimentación Torre metereológica	1		13,2	13,20			
					4.319,67	87,77	379.137,44
<i>m²</i> Encofrado curvo en alzados							
Cimentación Aerogeneradores	7			404,25			
					404,25	56,21	22.722,89
<i>m²</i> Junta de hormigón							
Cimentación Aerogeneradores	7			527,94			
					527,94	56,21	29.675,51
TOTAL HORMIGONES							459.345,65 €

	Unidades	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Unidad	Importe [€]
ACEROS							
kg Acero Corrugado B 500 S o N							
Cimentación Aerogeneradores	7		67673,57	473.714,99			
					473.714,99	1,05	497.400,74
Ud. Sistema de anclaje de la torre del aerogenerador a la cimentación							
Cimentación Aerogeneradores	7			7,00			
					7,00	500,00	3.500,00
TOTAL ACEROS							500.900,74 €
	Unidades	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Unidad	Importe [€]
VARIOS							
mL Cinta plástica señalizadora							
Cinta de plástico señalizadora normalizada, enterrada en zanja sobre cables eléctricos	1			10.500,00			
					10.500,00	0,50	5.250,00
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	7			7,00			
					7,00	900,00	6.300,00

	Unidades	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Unidad	Importe [€]
ml Plancha PVC							
Plancha de PVC enterrada para protección de cables eléctricos en zanja enterrada	1			10.500,00			
					10.500,00	2,00	21.000,00
Ud. De mojonos de hormigón prefabricado							
Mojones de hormigón prefabricado a 70 metros, para señalización de zanjas	1			149,67			
					149,67	30,00	4.490,10
TOTAL VARIOS							37.040,10 €
RESULTADO CAPÍTULO 1							1.589.320,11

	Unidades	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Unidad	Importe [€]
CAPÍTULO 2: CONDUCTORES Y P.A.T							
CABINAS MEDIA TENSIÓN							
ML . Suministro de cable de M.T 1x300 m ²							
Conductor de enlace en M.T, entre aerogeneradores, tipo RHZ1 OL 18/30 kV, 1x300 m ² , Al	3			26.250,00			
					26.250,00	7,50	196.875,00
ML . Suministro de cable de M.T 1x95 m ²							
Conductor de enlace en M.T, entre aerogeneradores, tipo RHZ1 OL 18/30 kV, 1x95 m ² , Al	3			5.250,00			
					5.250,00	2,21	11.602,50
ML . Suministro de cable de B.T 3x6 m ²							
Conductor de enlace en B.T, entre aerogeneradores, y torres meteorológicas tipo RV 0.6/1 kV, 3x6 m ² , Cu	1			500,00			
					500,00	0,73	365,00
ML . Suministro de cable de 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 monomodos, tipo DP06-ET90.316/UIT G.652	1			10.600,00			
					10.600,00	1,37	14.522,00

	Unidades	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Unidad	Importe [€]
Unidad de Puesta a Tierra Aerogenerador							
Instalación P.A.T aerogenerador considerando cable Cu desnudo de 50 m ² , soldaduras aluminotérmicas, picas, etc	1			7,00			
					7,00	739,00	5.173,00
ML . Suministro de cable de tierra 1x95 m ²							
Conductor P.A.T para enlace entre aerogeneradores, CT y subestación, a base conductor Cu desnudo 95 m ²	1			10.600,00			
					10.600,00	2,92	30.952,00
TOTAL CABINAS MEDIA TENSIÓN							259.489,50 €
TENDIDO Y MONTAJE							
Tendido, conexionado, e identificación de los cables anteriores , en zanja registrable o enterrados. Incluidos terminales y empalme	1			1,00			
					1,00	150.000,00	150.000,00
TOTAL TENDIDO Y MONTAJE							150.000,00 €

	Unidades	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Unidad	Importe [€]
CABINAS DE MEDIA TENSIÓN							
Conducto modular de cabinas de media tensión formado por cabinas de remonte, seccionamiento y protección general							
	OL+1V	4		4,00		11.789,00	
	OL+1L+1V	3		3,00		15.800,00	
							94.556,00
TOTAL CABINAS MEDIA TENSIÓN							94.556,00 €

RESULTADO CAPÍTULO 2 504.045,50

	Unidades	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Unidad	Importe [€]
CAPÍTULO 3: AEROGENERADORES							
SG 6.6-170							
Aerogenerador Siemens Gamesa, formado por un diámetro de rotor de 170 m, altura de buje 120 m y 6,6 MW							
	7			7,00			
Se incluye transporte y montaje							
					7,00	5.100.000,00	35.700.000,00
TOTAL AEROGENERADORES							35.700.000,00 €

RESULTADO CAPÍTULO 3 35.700.000,00

	Unidades	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Unidad	Importe [€]
CAPÍTULO 4: CENTRO DE CONTROL 30 kV							
APARAJE Y EQUIPO DE CONTROL DE 30 kV							
Unidad de suministro de celda de entrada de línea 30 kV							
Celda de acometida a barras de 30 kV, en armario metálico prefabricado, normalizado y homologado, conteniendo básicamente en su interior , interruptor de corte en SF6 y relés de protección	1			1,00			
					1,00	23.981,77	23.981,77
Unidad de suministro de celda de salida de línea 30 kV							
Celda para alimentación a parques, en armario metálico prefabricado, normalizado y homologado, conteniendo básicamente en su interior , interruptor de corte en SF6 y relés de protección	1			1,00			
					1,00	20.730,42	20.730,42
Unidad de suministro de celda servicios auxiliares 30 kV							
Celda en armario metálico prefabricado, normalizado y homologado, conteniendo básicamente en su interior interruptor de corte en SF6, relés de protección, etc relés de protección	1			1,00			
					1,00	11.050,15	11.050,15

	Unidades	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Unidad	Importe [€]
Unidad de suministro de celda de media barras de 30 kV							
Celda de media tensión en barras, en armario metálico y homologado, conteniendo basicamente en su interior interruptor de corte en SF6, relés de protección, etc	1			1,00			
relés de protección					1,00	23.981,77	23.981,77
Unidad de suministro de equipo rectificador- batería							
Unidad cargador batería 125 Vcc, 100 Ah y unidad cargador batería 48 Vcc para comunicaciones	1				1,00	11.050,15	11.050,15
Unidad de suministro de armario de SS.AA							
Armario metálico de interior para alimentación de alumbrado y fuerza de la subestación	1				1,00	7.285,90	7.285,90
Unidad de suministro de transformador de SS.AA							
Transformador 30/0,4 kV, 50 kVA de potencia, con grupo de conexión Dny11, tipo llenado integral, con refrigeración en aceite	1				1,00	3.150,00	3.150,00
Unidad de autoválvula							
Pararrayos Autoválvula unipolar para 30 kV y tensión de servicio de 36 kV	3				3,00	350,00	1.050,00

	Unidades	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Unidad	Importe [€]
P/A. Suministro y montaje de alumbrado y fuerza							
Alumbrado normal, de emergencia y tomas de corriente de usos varios para el edificio de la Subestación	1						
					1,00	9.054,85	9.054,85
Unidad Suministro de elementos de seguridad							
Elementos de seguridad como guantes, banqueta, pértiga, etc	1						
					1,00	4.500,00	4.500,00
Unidad Suministro S.A.I							
Sistemas de alimentación interrumpida	1						
					1,00	2.884,86	2.884,86
TOTAL APARALLAJE Y EQUIPO DE CONTROL DE 30 kV							118.719,87 €

	Unidades	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Unidad	Importe [€]
APARALLAJE Y EQUIPO DE CONTROL DE 132 kV							
Trafo de potencia 132/ 30 kV							
Transformador de potencia trifásico en aceite , grupo de conexión YNd 11, 60 MVA	1			1,00			
					1,00	1.080.000,00	1.080.000,00
Unidad seccionador C/ PAT							
Seccionador con cuchillas	1			1,00	1,00	11.750,00	11.750,00

	Unidades	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Unidad	Importe [€]
Unidad interruptor 132 kV							
Interruptor automático	1			1,00			
					1,00	33.000,00	33.000,00
Autoválvula 132 kV							
Autoválvula con neutro rígido a tierra	1			1,00			
					1,00	1.600,00	1.600,00
Unidad de transformador de intensidad	1			1,00			
					1,00	5.900,00	5.900,00
Unidad de transformador de tensión	1			1,00			
					1,00	5.300,00	5.300,00
TOTAL APARALLAJE Y EQUIPO DE CONTROL DE 132 kV							1.137.550,00 €

	Unidades	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Unidad	Importe [€]
MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA							
Aparallaje eléctrico 30/132 kV	1						
					1,00	110.500,00	110.500,00
Supervisión y puesta en marcha	1						
					1,00	55.000,00	55.000,00
TOTAL MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA							165.500,00 €

RESULTADO CAPÍTULO 4							1.421.769,87
-----------------------------	--	--	--	--	--	--	---------------------

	Unidades	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Unidad	Importe [€]
CAPÍTULO 5: EDIFICIO DE CONTROL							
OBRA CIVIL EDIFICIO DE CONTROL							
Unidad de Obra Civil Edificio de Control							
Edificio de Control de subestación y parque	1			1,00			
					1,00	150.000,00	150.000,00
TOTAL OBRA CIVIL EDIFICIO DE CONTROL							150.000,00 €

RESULTADO CAPÍTULO 5 150.000,00

	Unidades	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Unidad	Importe [€]
CAPÍTULO 6: INGENIERÍA Y DIRECCIÓN DE OBRA							
INGENIERÍA DEL PARQUE EÓLICO							
Unidad de ingeniería del parque eólico							
Incluyendo la ingeniería básica como la de detalle	1			1,00			
					1,00	122.500,00	122.500,00
TOTAL INGENIERÍA DEL PARQUE EÓLICO							122.500,00 €
DIRECCIÓN FACULTATIVA DE LA OBRA							
Unidad dirección Facultativa de la Obra							
	1			1,00			
					1,00	85.500,00	85.500,00
TOTAL DIRECCIÓN FACULTATIVA DE LA OBRA							85.500,00 €

RESULTADO CAPÍTULO 6 208.000,00

	Unidades	Anchura	Altura	Parciales	Totales	Precio Unidad	Importe [€]
CAPÍTULO 7: VARIOS							
CONTROL DE CALIDAD							
Control de calidad en obra	1			1,00			
					1,00	45.500,00	45.500,00
TOTAL INGENIERÍA DEL PARQUE EÓLICO							45.500,00 €

RESULTADO CAPÍTULO 7 45.500,00

PROYECTO PARQUE EÓLICO

RESULTADO CAPÍTULO 1	1.589.320,11
RESULTADO CAPÍTULO 2	504.045,50
RESULTADO CAPÍTULO 3	35.700.000,00
RESULTADO CAPÍTULO 4	1.421.769,87
RESULTADO CAPÍTULO 5	150.000,00
RESULTADO CAPÍTULO 6	208.000,00
RESULTADO CAPÍTULO 7	45.500,00
TOTAL	39.618.635,48

2. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL Y CONTRATA

Obra Civil:

- | | |
|---|----------------|
| • Parque eólico | 1.589.320,11 € |
| • Centro seccionamiento y almacén residuos peligrosos | 150.000,00 € |

Suministros eléctricos del Parque eólico:

- | | |
|--|----------------|
| • Conductores y puesta a tierra | 259.489,50 € |
| • Centro de interconexión y Seccionamiento | 1.256.269,87 € |
| • Cabinas de media tensión (MT) | 94.556,00 € |

Montaje Eléctrico del Parque eólico:

- | | |
|--|--------------|
| • Tendido de cables | 150.000,00 € |
| • Centro de interconexión y Seccionamiento | 165.500,00 € |

Aerogeneradores:

- | | |
|-------------------|-----------------|
| • Aerogeneradores | 35.700.000,00 € |
|-------------------|-----------------|

Ingeniería y Dirección de Obra:

- | | |
|------------------------------------|--------------|
| • Ingeniería del Parque Eólico | 122.500,00 € |
| • Dirección Facultativa de la obra | 85.500,00 € |

Varios:	45.500,00 €
----------------	-------------

TOTAL, DE EJECUCIÓN DEL MATERIAL	39.618.635,48 €
---	------------------------

- | | |
|---------------------------|----------------|
| • 16% Gastos Generales | 6.338.981,68 € |
| • 3% Beneficio Industrial | 1.188.559,06 € |

TOTAL, DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	47.146.176,22 €
---	------------------------

El importe total del presupuesto de ejecución por contrata para las instalaciones y obras del parque eólico asciende a la cantidad de:

CUARENTA Y SIETE MILLONES CIENTO CUARENTA Y SEIS MIL CIENTO SENTENTA Y SEIS EUROS CON VEINTIDÓS CÉNTIMOS

[47.146.176,22 €]



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANEXO I – ESTUDIO DE MICROSITING

Autor: Yolanda Gaudó Ester

Director: Consolación Alonso Alonso

Índice Anexo I

1. OBJETO Y ALCANCE	3
2. DATOS DE PARTIDA	6
2.1 SERIES TEMPORALES DE VIENTO	6
2.2 OROGRAFÍA DEL EMPLAZAMIENTO.....	6
2.3 RUGOSIDAD	7
2.4 DENSIDAD DEL AIRE	8
3. ESTUDIO DESCRIPTIVO ESTADÍSTICO.....	9
4. SIMULACIÓN DEL CAMPO DE VIENTOS.....	19
4.1 TECNOLOGÍAS Y SITUACIÓN GEOGRÁFICA DE AEROGENERADORES.....	20
4.2 CURVAS DE POTENCIA Y COEFICIENTES DE EMPUJE.....	21
4.3 CURVAS ISOVENTAS.....	25
5. CÁLCULO ENERGÉTICO DEL PARQUE	27
5.1 SIMULACIÓN NORDEX MODELO N163/6.X	27
5.2 SIMULACIÓN SIMULACIÓN SIEMENS GAMESA MODELO SG 6.6-170.....	27
5.3 SIMULACIÓN VESTAS MODELO V172	28
5.4 ANÁLISIS COMPARATIVO DE TECNOLOGÍAS DE AEROGENERADORES	28
6. CONCLUSIONES	31

1. OBJETIVO Y ALCANCE

El objetivo principal de este proyecto es llevar a cabo un análisis exhaustivo sobre la implantación de un parque eólico situado en la provincia y municipio de Zaragoza. Para lograrlo se inicia con la búsqueda de la ubicación del emplazamiento idónea, la cual debe cumplir con todas las características necesarias. Posteriormente, se realiza la simulación del parque eólico utilizando el software WAsP, el cual nos permite obtener resultados y conclusiones sólidas gracias a un análisis estadístico profundo.

Para llevar a cabo este análisis, es imprescindible haber calculado previamente las curvas de potencia y coeficiente de empuje del modelo de aerogenerador utilizado. También, se estudia la topografía y rugosidad del terreno, y se asigna la ubicación de cada turbina de manera estratégica. Además, se analizan los datos de viento proporcionados por la empresa VORTEX. Estos datos se obtuvieron a través de una torre anemométrica virtual ubicada en un punto clave del emplazamiento.

Dichos datos de viento abarcan desde el 01/01/2012 hasta el 28/02/2023, con intervalos de 1 hora. Se registran tanto la velocidad del viento a la altura de buje de 120 y 100 m, como la temperatura y la presión de la localización.

Magnitud	Valor
Fecha inicial	01/01/2012
Fecha final	28/02/2023
Intervalos [h]	1
Latitud [°]	41,837909
Longitud [°]	-0,980673
Elevación [m]	492

Tabla 1: Datos de viento VORTEX.

El emplazamiento está situado en la provincia de Zaragoza, y se accede a través de la carretera A-1102, cercano al municipio de Villanueva de Gállego.

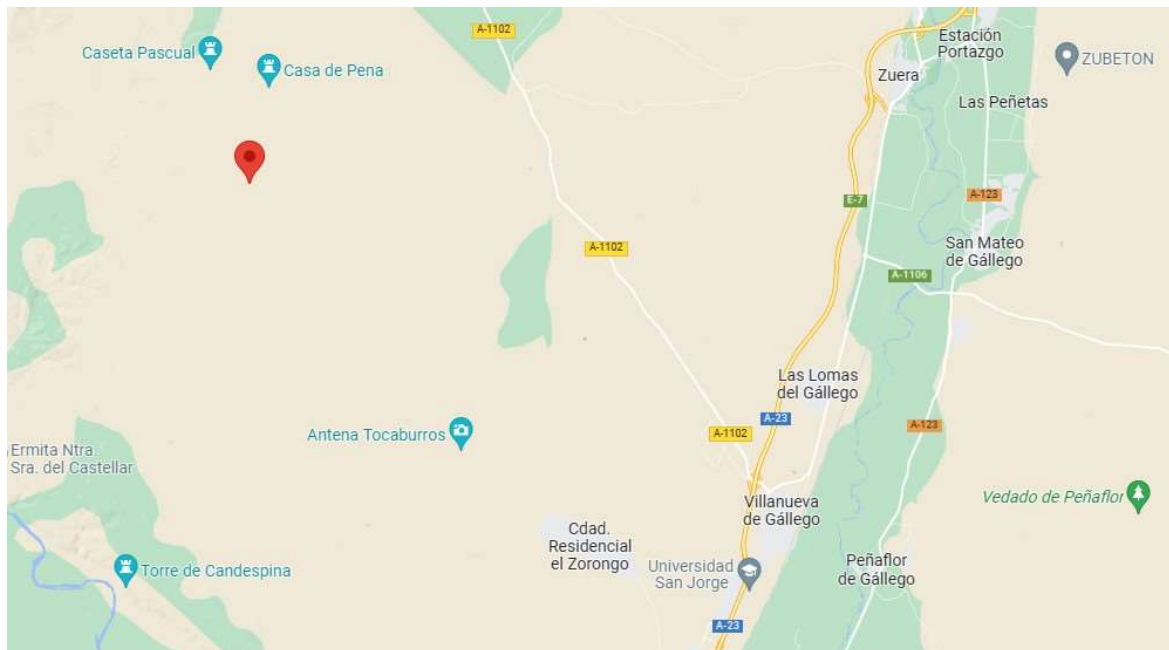


Ilustración 1: Ubicación del emplazamiento (Google Maps)

El parque eólico se localiza dentro de un área delimitada por las coordenadas UTM que se detallan en la siguiente tabla:

	X UTM [m]	Y UTM [m]
L1	667.225,01	4.633.247,98
L2	668.333	4.634.464
L3	666.487	4.635.855
L4	665.351	4.634.601

Tabla 2: Coordenadas limítrofes del emplazamiento

Al utilizar este sistema de coordenadas, se garantiza la ubicación exacta y una correcta delimitación del área donde se implantará el parque.

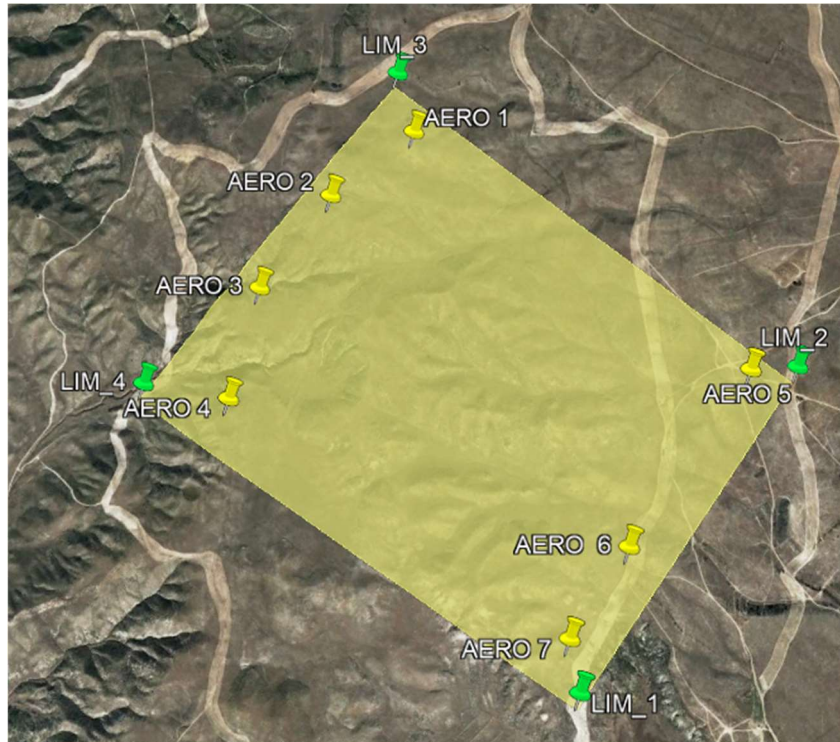


Ilustración 2: Emplazamiento limitado (Google Earth Pro)

2. DATOS DE PARTIDA

En esta sección se analiza detalladamente los datos requeridos para realizar la simulación del parque eólico. Para lograrlo, se recopilaban diversos elementos de información, que incluyen mediciones de viento 120 y 100 m de altura, topografía y rugosidad del terreno, así como las curvas de potencia y coeficiente de empuje de tres tipos de tecnología de aerogeneradores.

2.1 SERIES TEMPORALES DE VIENTO

La empresa VORTEX ha proporcionado datos fundamentales para el proyecto en dos conjuntos de mediciones de viento, tomadas a alturas de 120 y 100 metros, en un período comprendido entre el 01/01/2012 hasta el 28/02/2023. Ambas series de datos incluyen mediciones de velocidad de viento, dirección, temperatura y presión atmosféricas a dichas alturas específicas.

La torre anemométrica utilizada para obtener estas mediciones se encuentra ubicada en la localización del aerogenerador 6, con coordenadas:

$$X_{UTM} = 667.523 \text{ m}, Y_{UTM} = 4.633.713 \text{ m}.$$

2.2 OROGRAFÍA DEL EMPLAZAMIENTO

La ruta de acceso al emplazamiento se inicia mediante la salida por la carretera A-1102, que conduce a una red de caminos de tierra. Estos caminos que presentan pendientes que varían entre 0-15%, permiten el acceso directo hacia al parque, el cual se encuentra dividido por un grupo de montañas. Se han obtenido las curvas de nivel del emplazamiento mediante la descarga del plano del Instituto Geográfico Nacional (plano núm. 54026). A

partir de dicho plano y las ubicaciones de los aerogeneradores, se ha determinado que la altitud media del emplazamiento es de 509 metros sobre el nivel del mar.

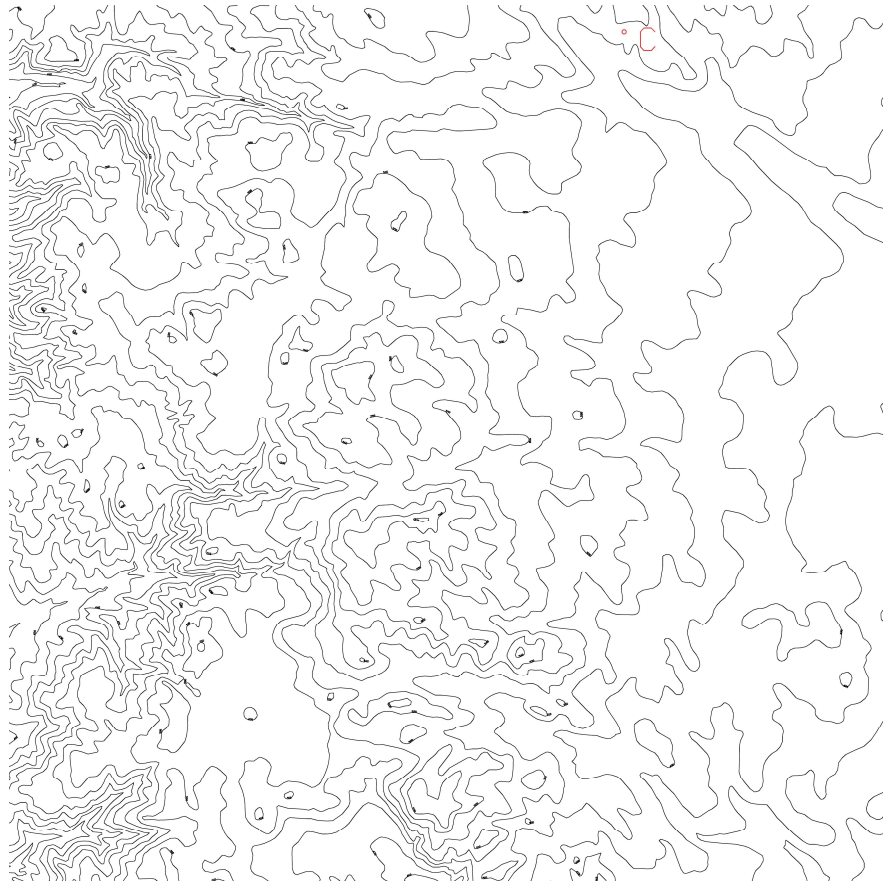


Ilustración 3: Curvas de nivel del emplazamiento.

2.3 RUGOSIDAD

La caracterización de la rugosidad del emplazamiento se determina a través del parámetro denominado " Z_0 ", que representa la longitud de rugosidad en metros. En el caso del emplazamiento estudiado, la rugosidad predominante es de monte bajo, con un valor de 0,03. Esto se debe a que se trata de un terreno llano con escasa vegetación. No obstante, en

las proximidades del parque eólico, se identifica un valor de rugosidad de 0,5 debido a la presencia de cultivos, plantaciones y bosques.



Ilustración 4: Rugosidad monte bajo del emplazamiento.

2.4 DENSIDAD DEL AIRE

Para el cálculo de la densidad del aire se aplica la fórmula de a continuación.

$$\rho = \frac{P_o}{R \cdot T} \cdot e^{\frac{-g \cdot z}{R \cdot T}}$$

Antes de profundizar en el cálculo de la densidad del aire, es importante comprender los términos clave que intervienen en la ecuación utilizada.

- $\rho = \text{densidad del aire} \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]$
- $P_o = \text{presión atmosférica a nivel del mar} [Pa] = 101,325 Pa$
- $R = \text{constante de los gases} \left[\frac{J}{\text{kg} \cdot K} \right] = 286,9 \frac{J}{\text{kg} \cdot K}$

- $g = \text{fuerza de gravedad} \left[\frac{m}{s^2} \right] = 9,81 \frac{m}{s^2}$
- $T = \text{temperatura del emplazamiento} [K]$
- $z = \text{altitud del emplazamiento respecto al nivel del mar} [m]$

El emplazamiento presenta una altitud media de 509 metros sobre el nivel del mar, acompañada de una temperatura media de 13 °C. A partir de estos datos, se puede concluir que la densidad del aire en dicho emplazamiento alcanza un valor de $1,16 \frac{kg}{m^3}$. Al extrapolar la fórmula mencionada a la altura de buje, que en este caso corresponde a un valor total de $z = 509 + 120 = 629$ m, se obtiene un valor de $1,14 \frac{kg}{m^3}$. Este cálculo se basa en la altitud media del emplazamiento sumada a la altura de buje, lo que nos proporciona una estimación de la densidad del aire a una altura específica.

Este cálculo se realiza de forma directa con el programa WAsP a través de la herramienta “Air density”.

3. ESTUDIO DESCRIPTIVO ESTADÍSTICO

Los datos de viento, que contienen mediciones de velocidad, dirección, presión y temperatura, se encuentran registrados en un fichero de texto. Este fichero es introducido en el programa Windographer con el propósito de realizar un estudio de dichos datos. Cabe destacar que se dispone de dos ficheros de texto distintos: uno correspondiente a una altura de 100 metros y otro a la altura de buje de 120m.

Á continuación, se presentan los resultados obtenidos generados a partir del análisis realizado.

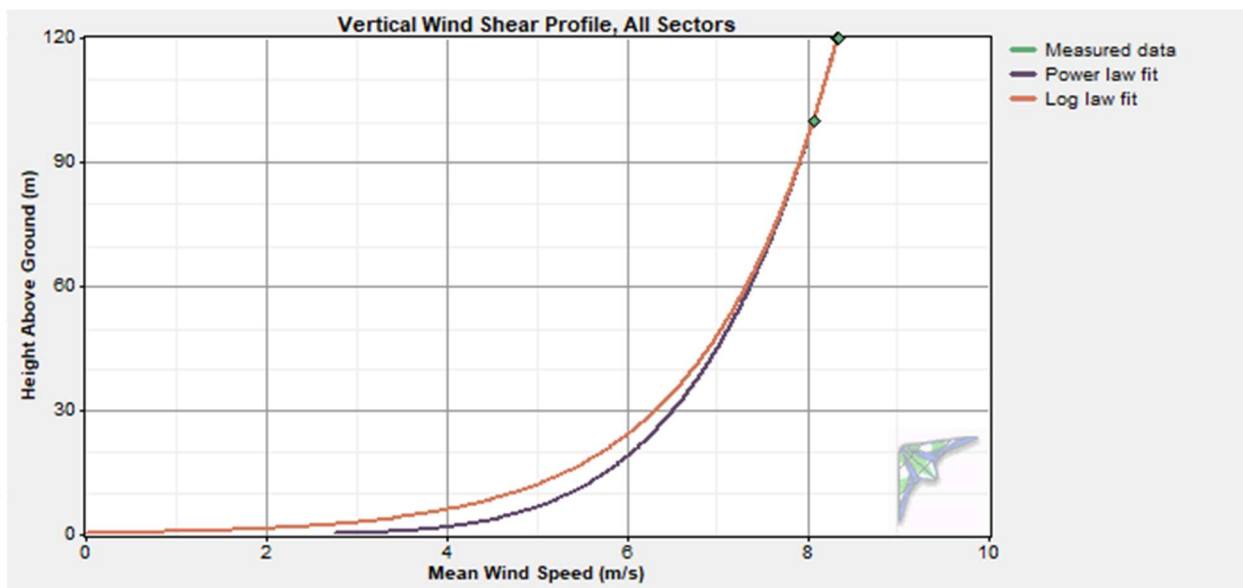


Ilustración 5: Perfil vertical en función de la altura.

Magnitud	Medida a 120 m	Medida a 100 m
Altura de medición [m]	120	100
Velocidad media [m/s]	8,333	8,068
Velocidad mínima [m/s]	0	0
Velocidad máxima [m/s]	26,3	25,6
Weibull k	1,811	1,831
Weibull c [m/s]	9,362	9,069
Densidad media de potencia [W/m^2]	6.865	6.185
Contenido energético medio [$\text{kWh/m}^2/\text{año}$]	60.141	54.177

Tabla 3: Parámetros de viento.

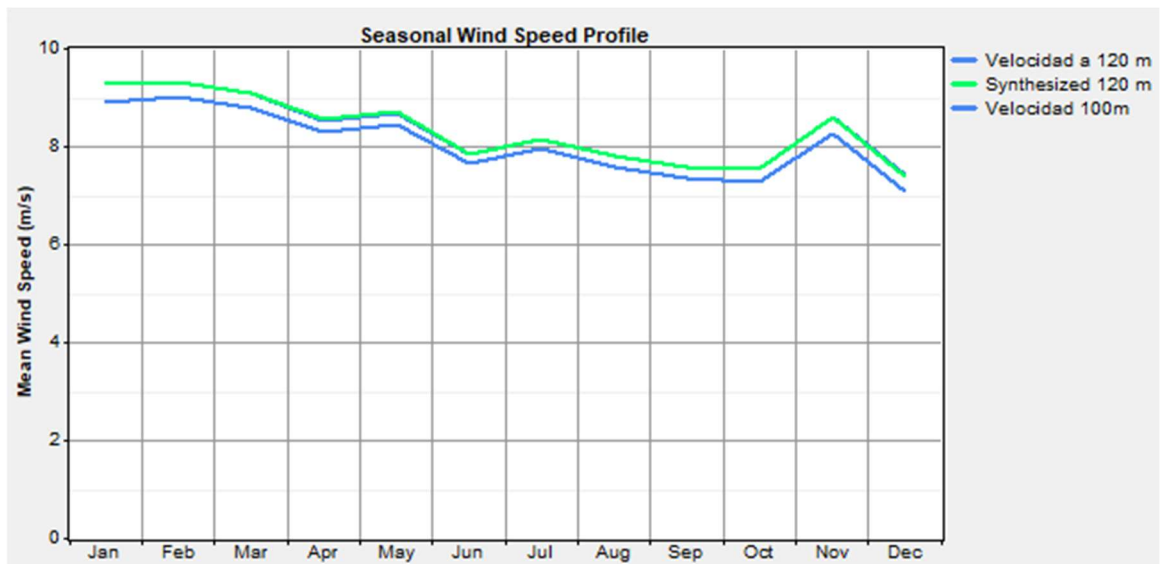


Ilustración 2: Perfil de velocidad de viento estacional a diferentes alturas.

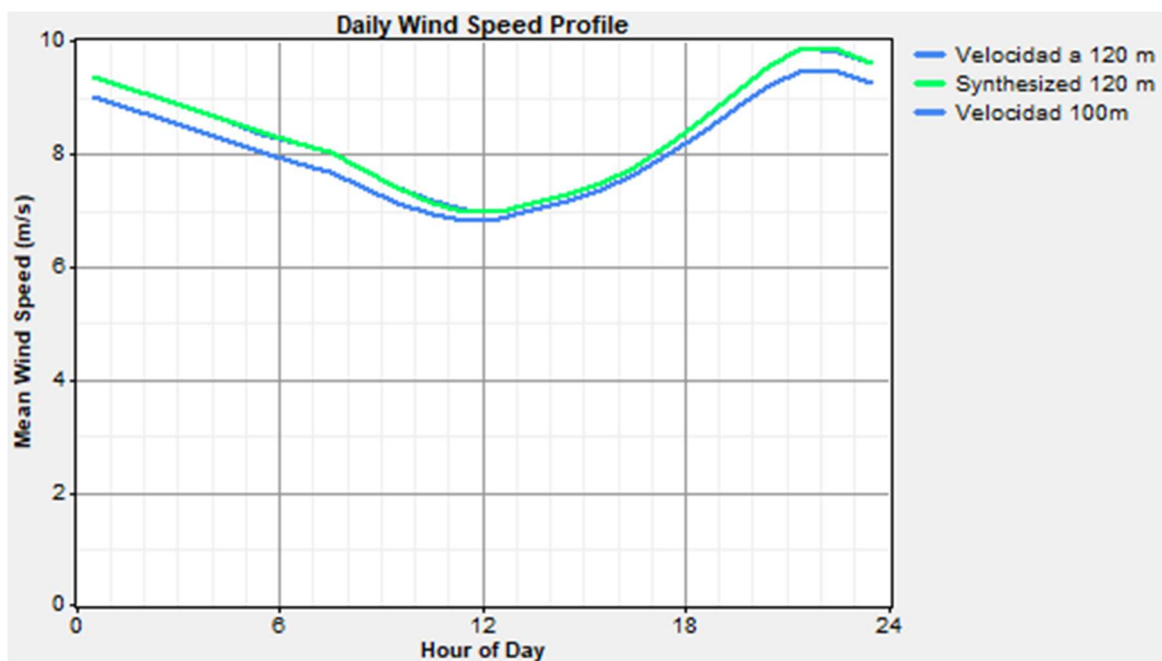


Ilustración 3: Perfil de velocidad de viento en función de la variación horaria a diferentes alturas.

Tabla 4: Estadísticas anuales.

Año	Media [m/s]	Mediana[m/s]	Min[m/s]	Max[m/s]	Desviación Típica[m/s]	Weibull k	Weibull c [m/s]
2012	8,6875	7,9	0,1	23,3	4,9577	1,795	9,7575
2013	8,9833	8,5	0,1	25	4,8212	1,931	10,1198
2014	8,4235	7,9	0	22,4	4,627	1,874	9,4758
2015	8,487	7,6	0,1	26,3	5,0524	1,71	9,506
2016	8,2418	7,8	0	25,5	4,6475	1,793	9,2367
2017	8,5629	8,2	0,1	21	4,7436	1,848	9,6231
2018	7,9032	7,3	0	23,6	4,5486	1,785	8,8792
2019	8,6445	8,3	0	23,9	4,766	1,854	9,7119
2020	7,6069	6,9	0	21,7	4,3128	1,823	8,5608
2021	8,2123	8	0,1	21	4,5574	1,832	9,2156
2022	7,8627	7,3	0,1	22,3	4,4466	1,813	8,8343
2023	8,6583	7,7	0,2	22,9	5,5092	1,543	9,5906

Hora	Velocidad media [m/s]											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
00:00 - 01:00	9,472	9,612	9,694	9,41	10,036	9,694	10,625	9,991	9,002	8,314	8,63	7,759
01:00 - 02:00	9,419	9,478	9,479	9,142	9,793	9,393	10,305	9,788	8,873	8,238	8,562	7,615
02:00 - 03:00	9,36	9,366	9,246	8,918	9,467	9,052	9,84	9,387	8,71	8,039	8,494	7,55
03:00 - 04:00	9,274	9,302	9,115	8,744	9,25	8,784	9,482	9,047	8,421	7,895	8,442	7,484
04:00 - 05:00	9,235	9,204	9,062	8,552	8,92	8,406	9,089	8,62	8,134	7,845	8,443	7,381
05:00 - 06:00	9,222	9,073	8,885	8,394	8,643	7,935	8,624	8,215	7,787	7,771	8,458	7,282
06:00 - 07:00	9,237	9,022	8,756	8,258	8,429	7,519	8,131	7,82	7,454	7,642	8,434	7,268
07:00 - 08:00	9,261	8,981	8,67	8,074	8,198	7,117	7,747	7,481	7,232	7,531	8,441	7,336
08:00 - 09:00	9,28	8,945	8,612	7,804	7,545	6,308	6,901	6,87	7,049	7,412	8,487	7,355
09:00 - 10:00	9,296	8,859	8,326	7,215	7,243	5,996	6,365	6,067	6,441	7,194	8,45	7,318
10:00 - 11:00	9,085	8,586	7,901	7,167	7,201	5,882	6,036	5,701	5,992	6,601	8,301	7,181
11:00 - 12:00	8,659	8,292	7,997	7,222	7,106	5,826	5,84	5,581	5,901	6,309	8,029	6,967
12:00 - 13:00	8,391	8,323	8,224	7,349	7,165	5,941	5,798	5,54	5,932	6,231	7,903	6,662
13:00 - 14:00	8,613	8,663	8,433	7,594	7,261	6,149	5,873	5,664	6,032	6,277	8,116	6,596
14:00 - 15:00	8,779	8,96	8,595	7,691	7,405	6,317	6,02	5,751	6,173	6,376	8,33	6,706
15:00 - 16:00	8,885	9,222	8,762	7,97	7,695	6,518	6,268	5,954	6,347	6,565	8,46	6,828
16:00 - 17:00	9,015	9,443	8,911	8,262	8,105	6,877	6,722	6,446	6,638	6,852	8,578	7,004
17:00 - 18:00	9,253	9,593	9,06	8,665	8,577	7,438	7,339	7,045	7,116	7,275	8,815	7,42
18:00 - 19:00	9,684	9,878	9,39	8,986	9,084	8,079	8,068	7,643	7,622	7,812	9,132	7,887
19:00 - 20:00	9,98	10,258	9,866	9,335	9,55	8,688	8,757	8,506	8,281	8,38	9,375	8,128
20:00 - 21:00	10,053	10,48	10,264	9,965	10,212	9,331	9,691	9,603	8,919	8,773	9,377	8,172
21:00 - 22:00	9,949	10,397	10,4	10,326	10,699	10,232	10,679	10,202	9,345	8,779	9,263	8,137
22:00 - 23:00	9,833	10,196	10,29	10,218	10,711	10,435	10,768	10,267	9,395	8,635	9,063	8,044
23:00 - 24:00	9,701	9,875	9,982	9,841	10,412	10,256	10,766	10,167	9,211	8,406	8,852	7,895

Tabla 5: Velocidad media mensual en intervalos de 1 hora a 120 m.

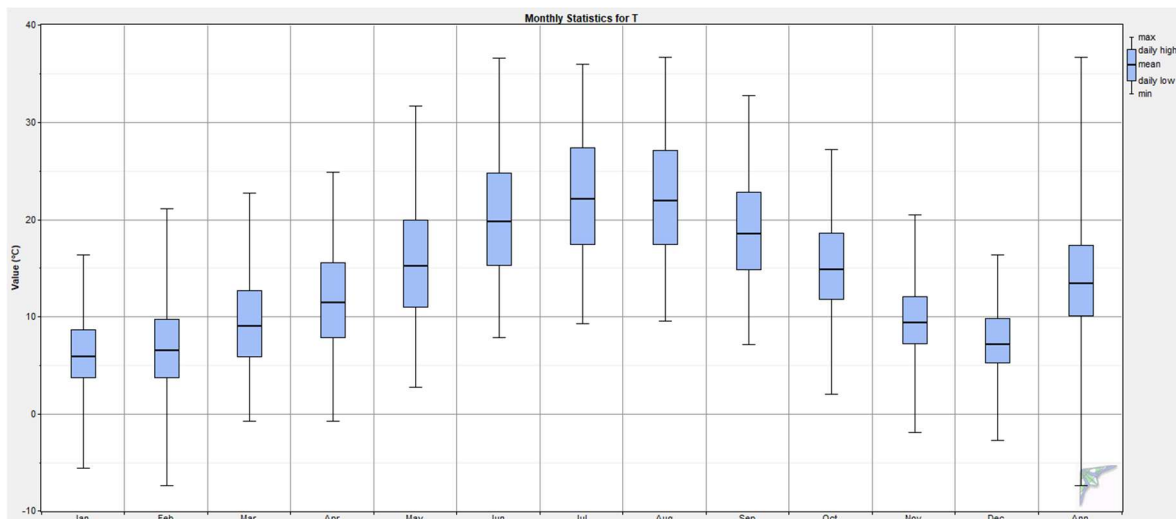


Ilustración 4: Distribución anual de la temperatura.

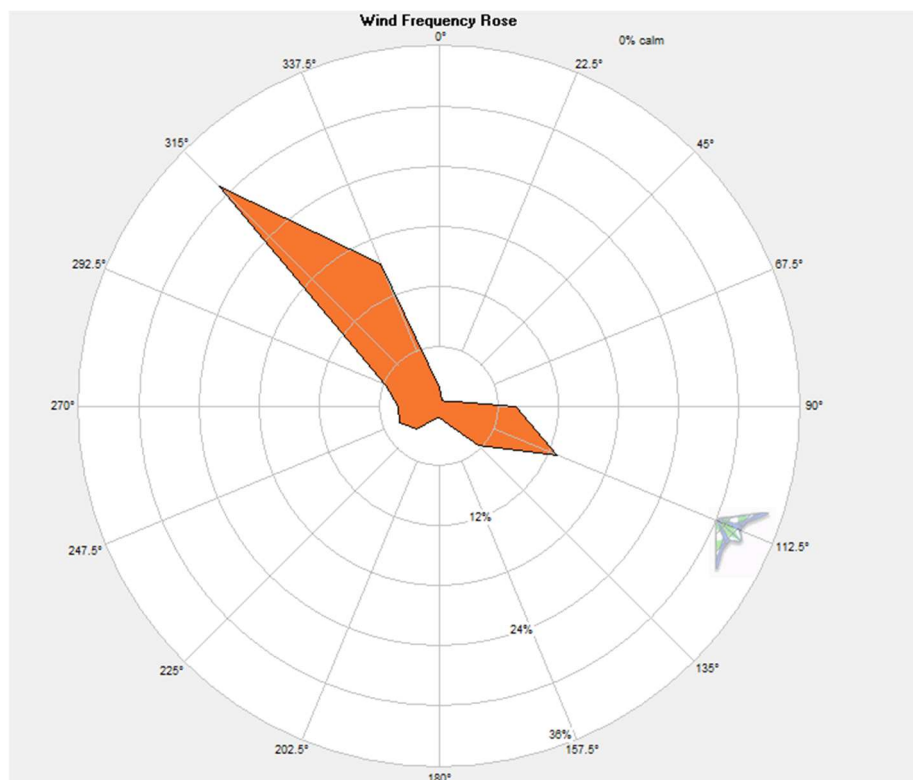


Ilustración 5: Rosa de vientos de frecuencia

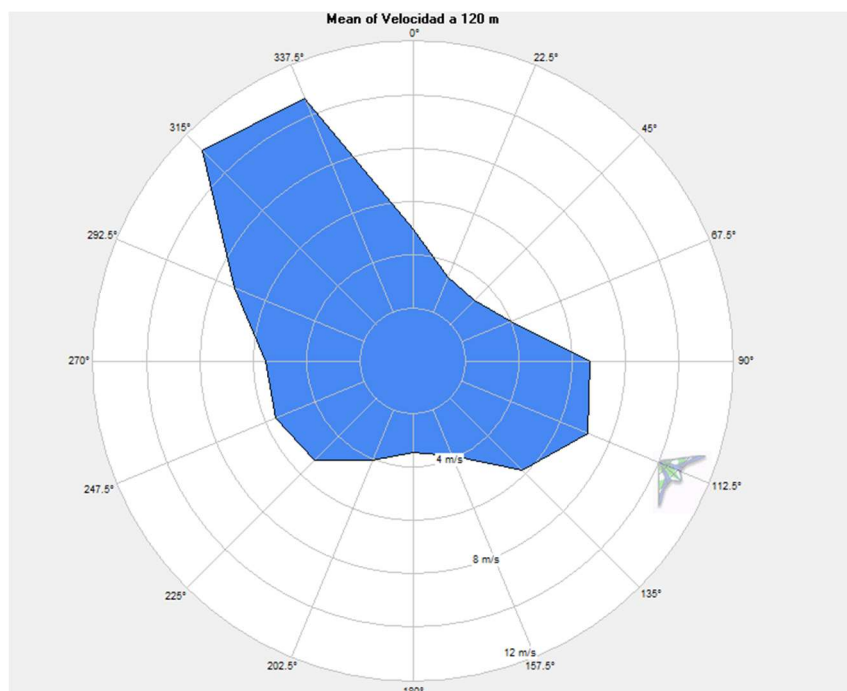


Ilustración 6: Rosa de viento de velocidad a 120 m.

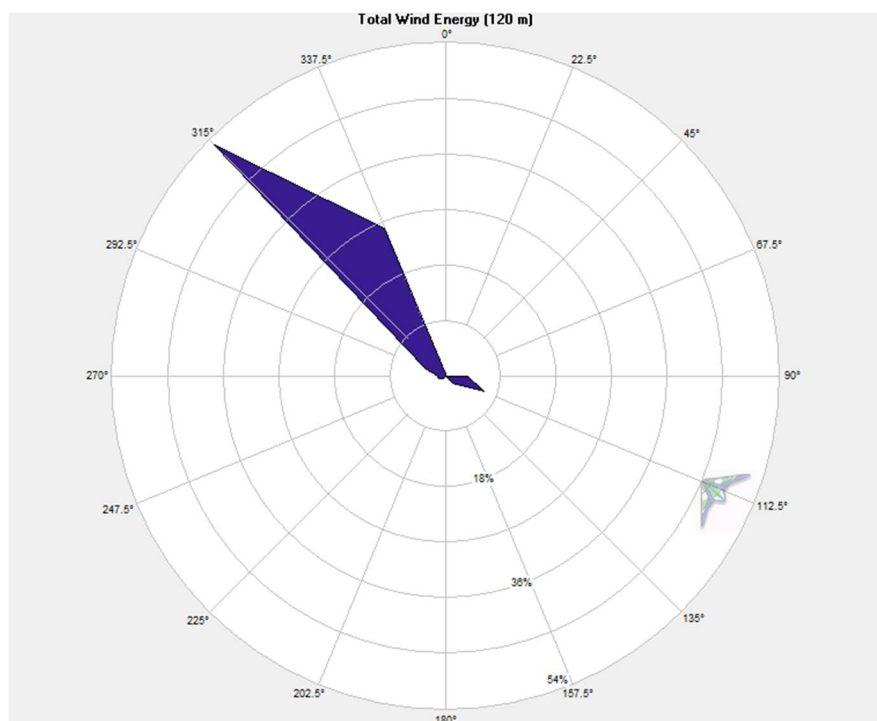


Ilustración 7: Rosa de vientos de energía a 120 m.

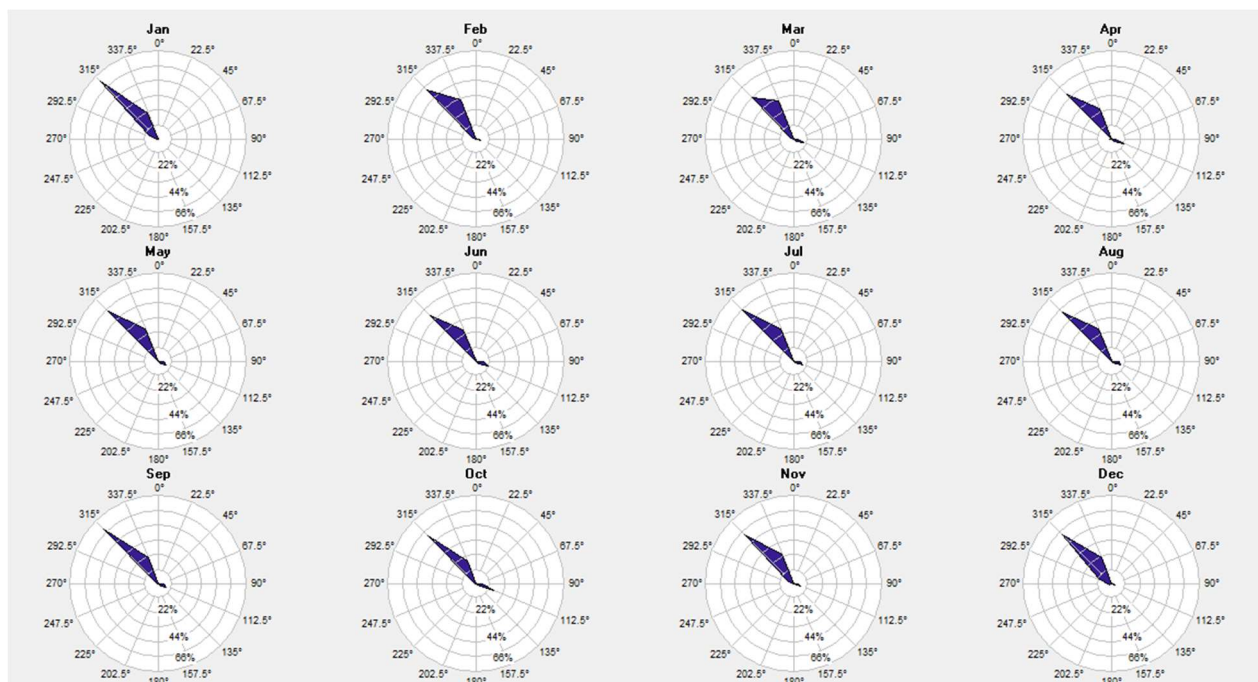


Ilustración 8: Rosa de vientos de energía en función del mes a 120 m.

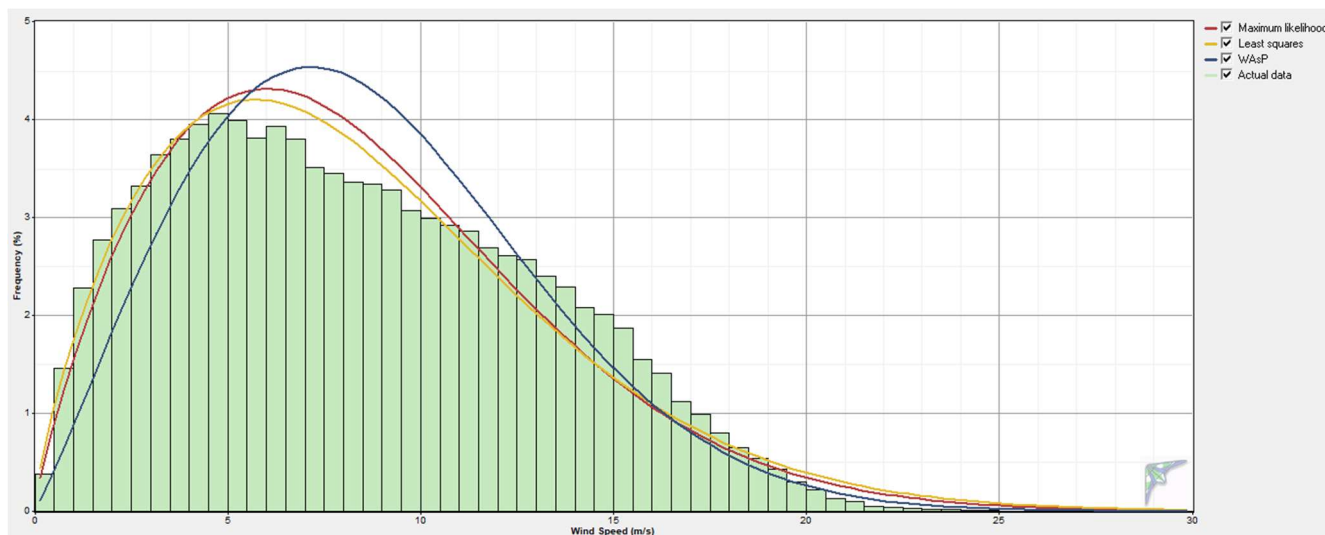


Ilustración 9: Función de distribución de Weibull a 120 m.

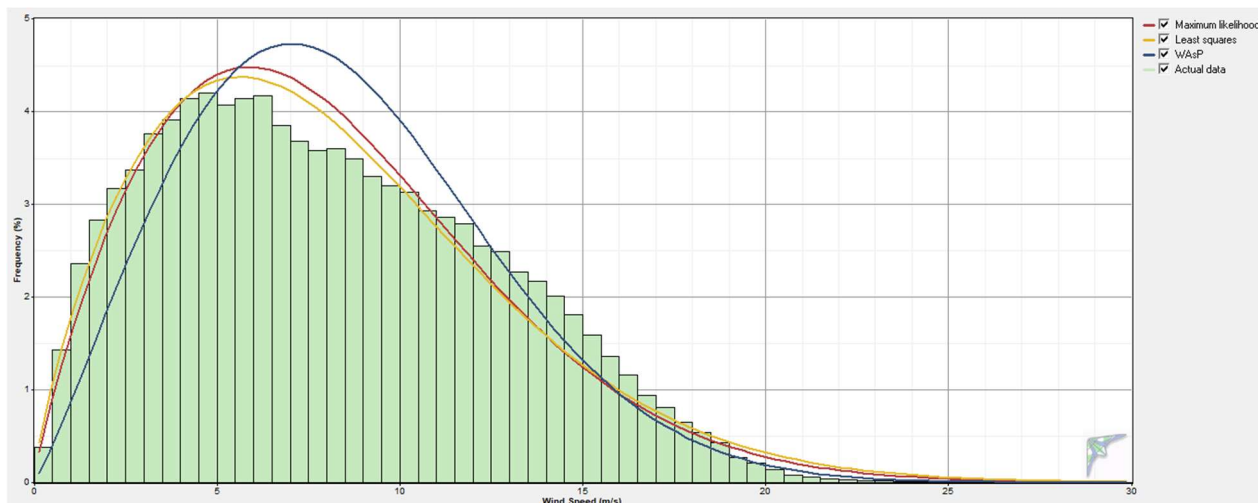


Ilustración 10: Función de distribución de Weibull a 100 m.

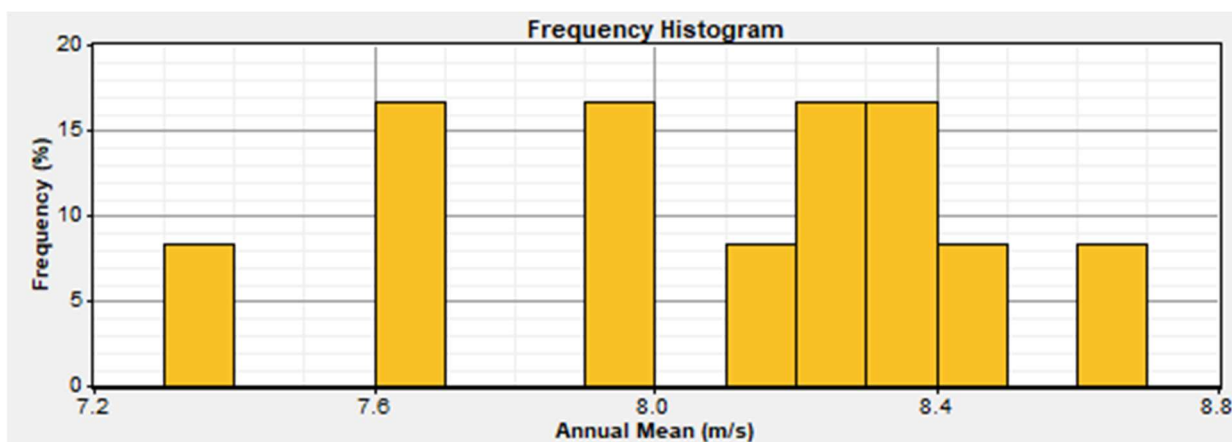


Ilustración 11: Histograma de frecuencia de la velocidad media a 120 m.

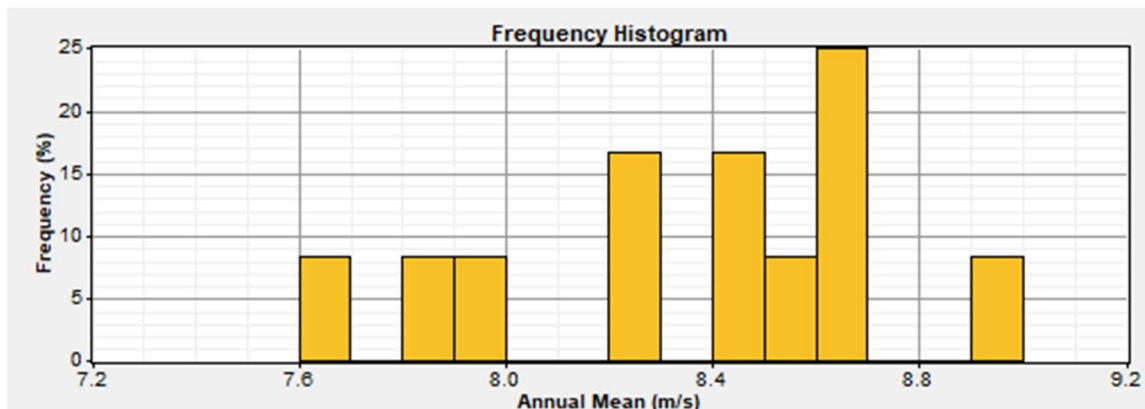


Ilustración 12: Ilustración 13: Histograma de frecuencia de la velocidad media a 100 m.

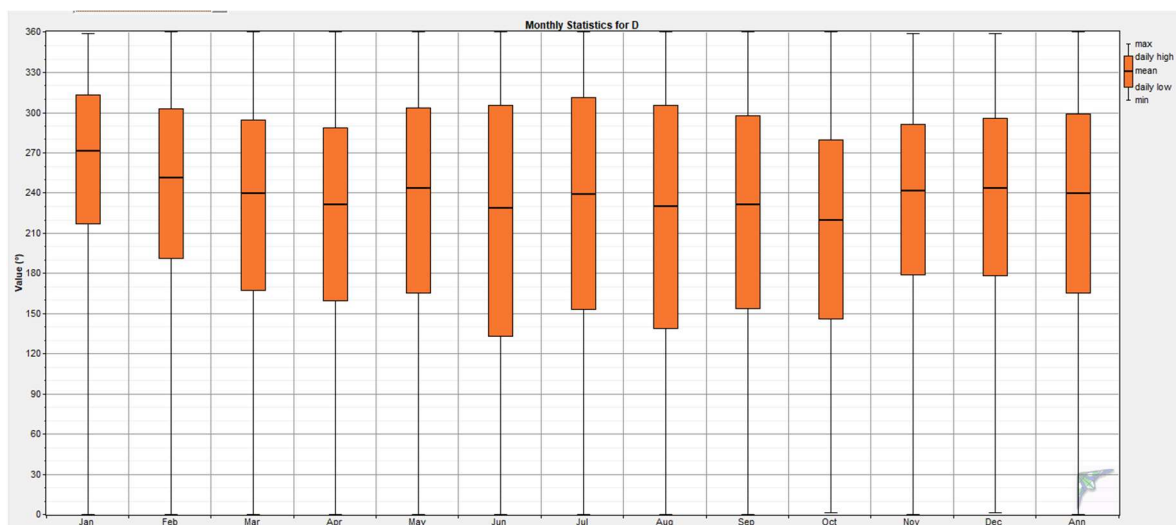


Ilustración 14: Estadísticas mensuales de dirección a 120m.

4. SIMULACIÓN DEL CAMPO DE VIENTOS

La simulación del parque se realiza a través del programa WAsP. Utilizando datos meteorológicos como series de velocidad y dirección registradas, junto con un modelo topográfico y de rugosidad del terreno, se obtiene el viento geostrófico, que representa el viento teórico sin considerar la influencia de la topografía y la rugosidad del terreno.

Para calcular la velocidad del viento en un punto diferente al de los datos registrados, el programa WAsP se basa en una hipótesis fundamental. Esta establece que el viento geostrófico en el punto donde se han registrado los datos será igual al viento geostrófico en otro punto cercano donde se desea calcular la velocidad del viento. En la práctica WAsP realiza el proceso contrario. Acepta el viento geostrófico estimado en el punto cercano, considerando la topografía y la rugosidad de la ubicación, y utiliza esta información para obtener la velocidad del viento en dicho punto. Esto se debe a que la topografía y rugosidad de los diferentes puntos que se quiere analizar difieren de las condiciones presentes de la torre de medición.

Se proporcionan los siguientes datos al programa WAsP:

- Datos de viento en formato de archivo .TAB obtenidos mediante la herramienta WAsP Climate Analyst. Estos datos incluyen mediciones de velocidad y dirección de viento realizadas con Windographer, correspondientes a la serie de 120m.
- Datos topográficos en formato de archivo.MAP obtenidos mediante la herramienta WAsP Map Editor, que permite la digitalización del mapa de topografía y rugosidad.
- Coordenadas UTM de cada aerogenerador.
- Coordenadas UTM de la torre de medición.
- Curvas de potencia y coeficientes de empuje de tres tipos de tecnologías de aerogenerador diferentes en formato de archivo.WTG.

4.1 TECNOLOGÍAS Y SITUACIÓN GEOGRÁFICA DE AEROGENERADORES

En el proceso de simulación del parque, se lleva a cabo un análisis de tres tipos de tecnologías.

FABRICANTE	MODELO	POTENCIA [MW]
Vestas	V172	6.8
Siemens Gamesa	SG 6.6-170	6.6
Nordex	N163/6.X	6.8

Tabla 6: Tecnologías de aerogeneradores.

El parque eólico consta de dos filas de alineaciones que en conjunto albergan un total de 7 aerogeneradores. Se ha establecido una distancia mínima entre los aerogeneradores de la primera alineación de 3 veces el diámetro de los mismos. Asimismo, se ha establecido una distancia mínima de 7 veces el diámetro para la segunda alineación. Esta disposición tiene como objetivo mitigar la interferencia generada por las estelas producidas por los aerogeneradores precedentes.

A continuación, se presentan las distancias significativas que se mantienen entre los aerogeneradores, las carreteras y las áreas habitadas dentro del emplazamiento. Es de vital importancia mantener distancias apropiadas en relación con las zonas pobladas, garantizando la seguridad. Sin embargo, se debe tener en cuenta que la distancia de acceso a las carreteras debe ser reducida para facilitar la construcción civil del parque.

	Distancia [m]
Entre aerogeneradores de la primera alineación	≥480
Entre aerogeneradores de la segunda alineación	≥1900
Entre aerogenerador y carretera	≥6500
Entre aerogenerador y casas habitadas	≥8300

Tabla 7: Consideraciones para la ubicación de aerogeneradores.

	X UTM [m]	Y UTM [m]
Turbina V1	666.661	4.635.665
Turbina V2	666.266	4.635.391
Turbina V3	665.918	4.634.992
Turbina V4	665.762	4.634.494
Turbina V5	668.122	4.634.466
Turbina V6	667.523	4.633.713
Turbina V7	667.237	4.633.332

Tabla 8: Ubicación de cada aerogenerador.

4.2 CURVAS DE POTENCIA Y COEFICIENTES DE EMPUJE

Con el fin de obtener las curvas de potencia y coeficiente de empuje necesarias para la simulación del parque, se debe calcular previamente la densidad del aire utilizando la herramienta “Air density”. Para dicho cálculo, se deben proporcionar la altitud media sobre el nivel del suelo y la temperatura media del emplazamiento.

AEROG.	Altitud [m.s.n.m]	Altura buje [m]	Altura Total[m]
AERO 1	560	120	680
AERO 2	549	120	669
AERO 3	512	120	632
AERO 4	499	120	619
AERO 5	488	120	608
AERO 6	487	120	607
AERO 7	492	120	612
AERO 8	484	120	604

Tabla 9: Altura total de cada aerogenerador.

Promedio Altura Total sobre el nivel del suelo [m]	629
Temperatura Media Emplazamiento [°C]	13

Tabla 10: Parámetros necesarios para el cálculo de la densidad.

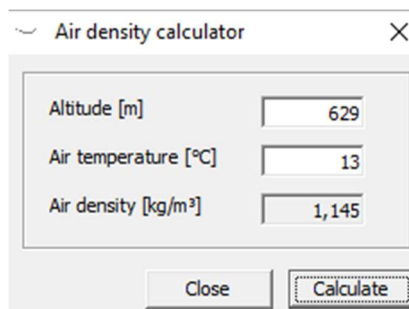


Ilustración 15: Herramienta Air density calculator.

Una vez obtenido el valor de la densidad y teniendo a disposición los catálogos de las tres tecnologías de cada aerogenerador, se procede a realizar una interpolación entre los valores de densidad de 1,125 y 1,15 $\frac{kg}{m^3}$, para obtener los valores exactos de potencia y coeficiente de empuje correspondientes a la densidad obtenida.

Velocidad [m/s]	Potencia[kW]		
	Densidad []		
	1,125	1,15	1,145
3	38	38	38
3,5	108	113	112
4	257	266	264,2
4,5	436	448	445,6
5	652	669	665,6
5,5	912	935	930,4
6	1225	1254	1248,2
6,5	1591	1628	1620,6
7	2017	2064	2054,6
7,5	2502	2559	2547,6
8	3059	3128	3114,2
8,5	3691	3773	3756,6
9	4352	4447	4428

Tabla 11: Catálogo curvas de potencia de Vestas e interpolación de la densidad.

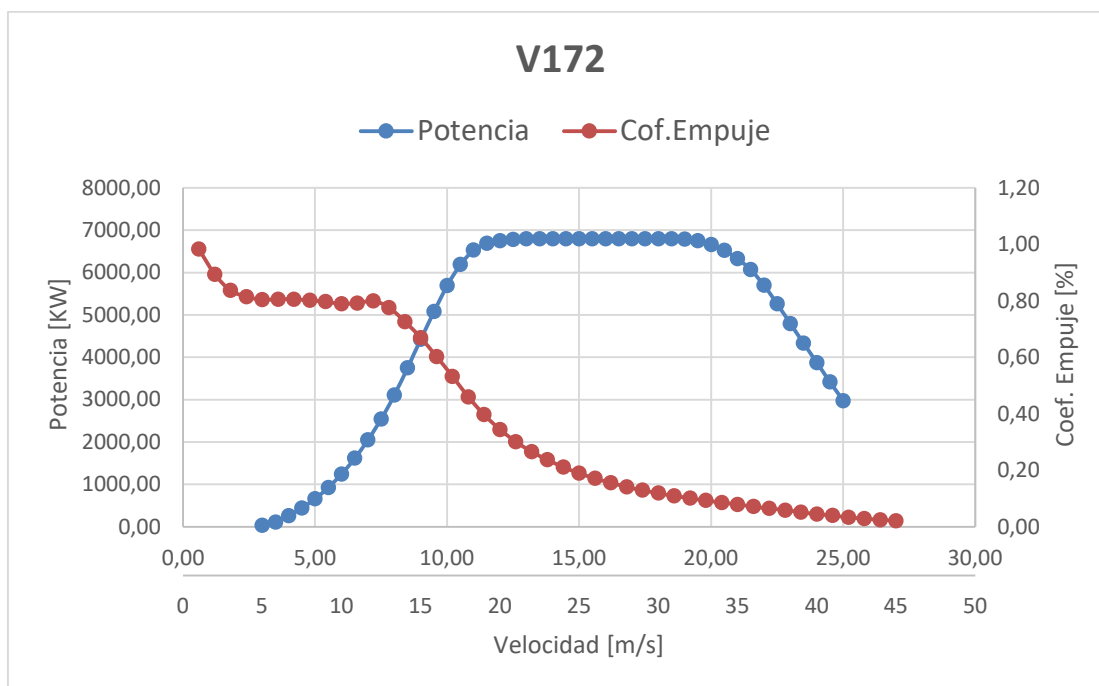


Ilustración 16: Curvas de potencia y coeficientes de empuje del modelo V172.

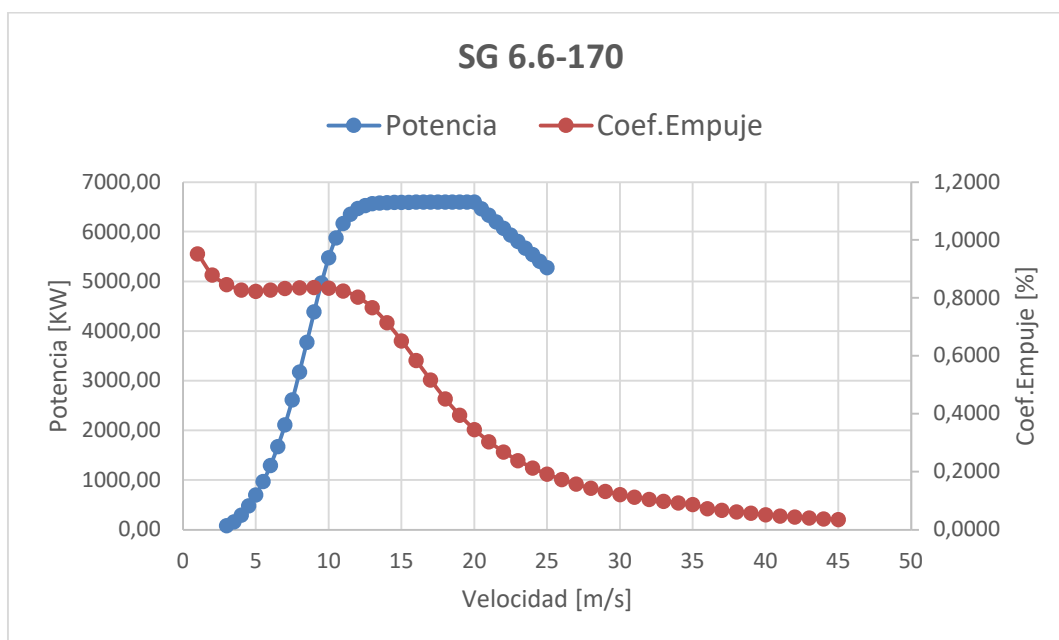


Ilustración 17: Curvas de potencia y coeficientes de empuje del modelo SG 6.6-170.

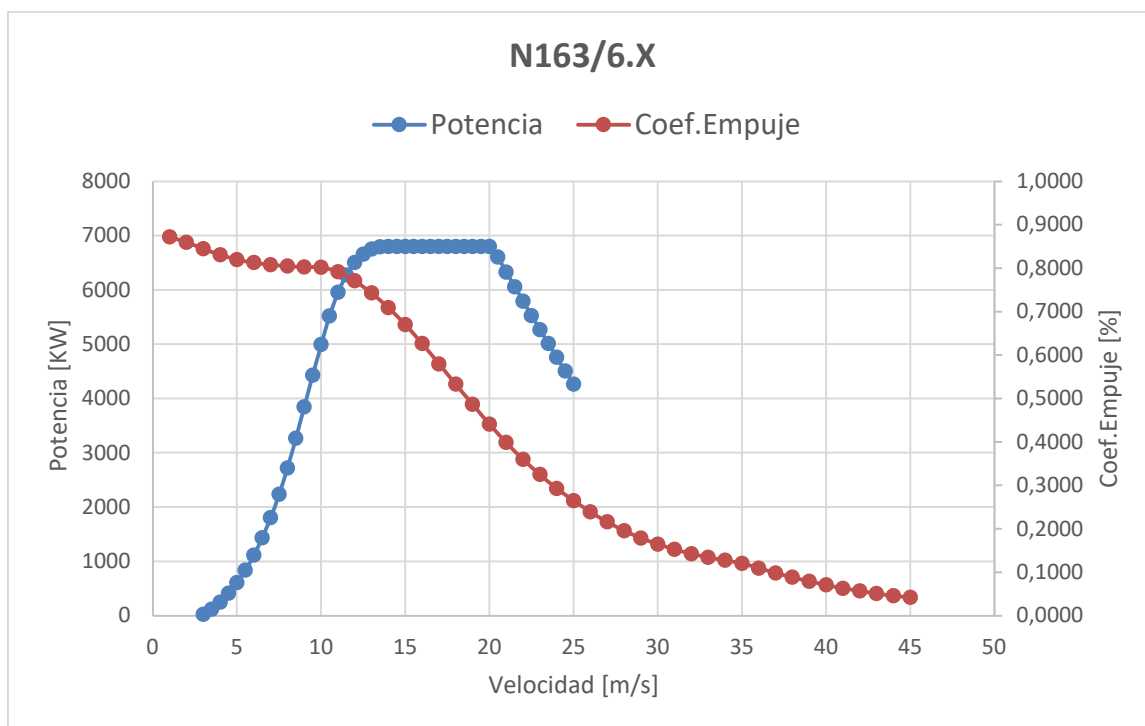


Ilustración 18: Curvas de potencia y coeficientes de empuje del modelo N163/6. X.

4.3 CURVAS ISOVENTAS

Una vez finalizada la simulación completa del parque utilizando el programa WAsP, se han obtenido las curvas isoventas. Estas curvas representan las zonas donde se registran las mayores velocidades de viento y potencia, lo cual es de suma importancia para la selección de las ubicaciones óptimas de los aerogeneradores.

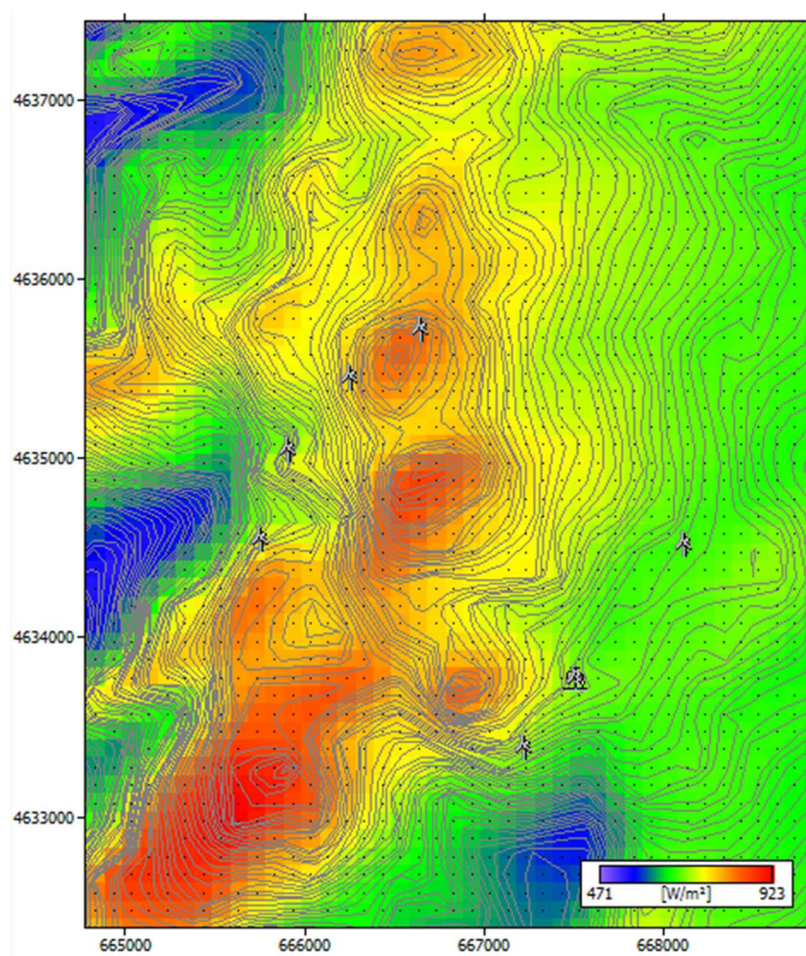


Ilustración 19: Curvas Isoventas de densidad de potencia (WAsP)

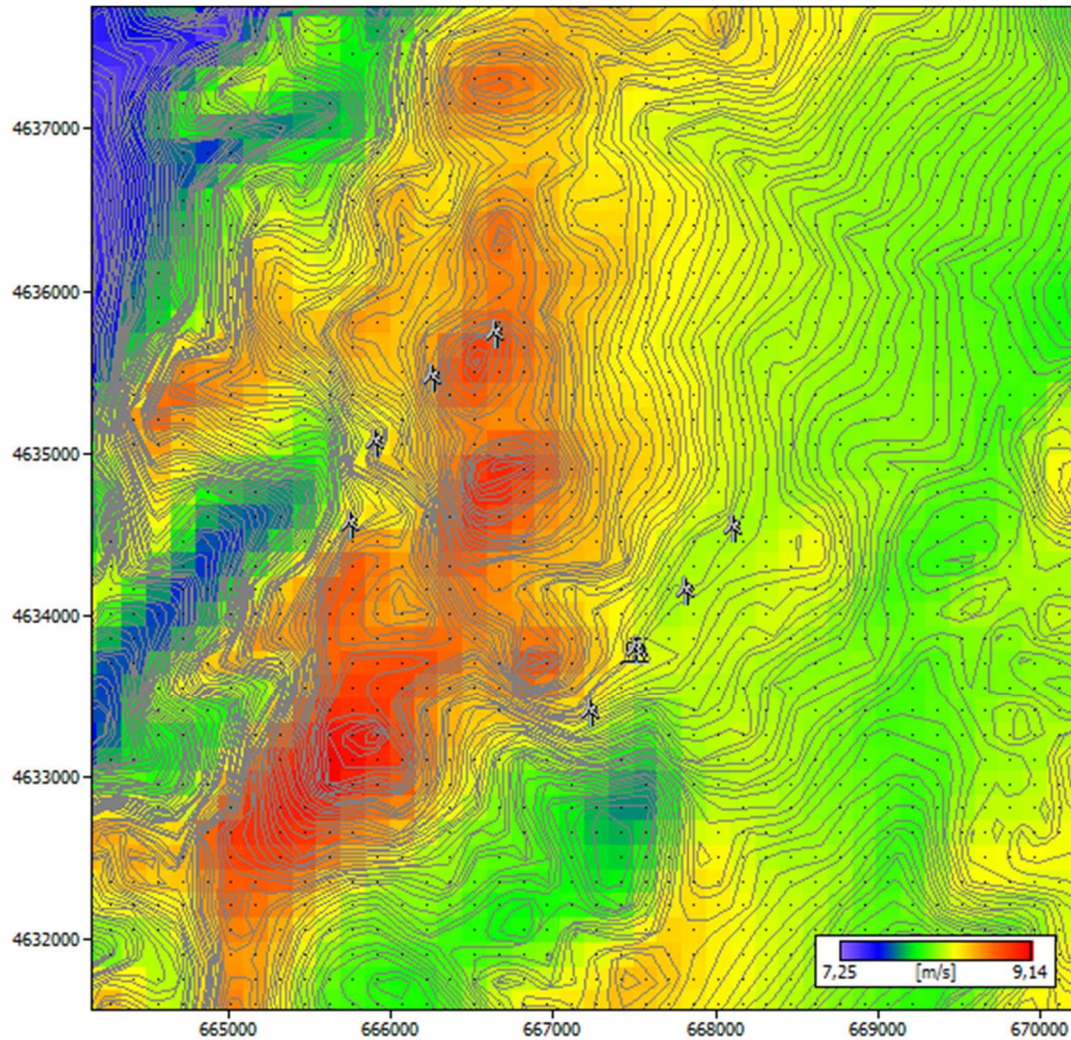


Ilustración 20: Curvas Isoventas de velocidad a la altura de buje (WAsP).

5. CÁLCULO ENERGÉTICO DEL PARQUE

El programa WAsP realiza el cálculo de la producción bruta y neta en el parque eólico, siendo la diferencia entre ambas atribuida al efecto estela. El fenómeno se produce debido a que los aerogeneradores no están separados por una gran distancia, lo cual provoca pérdida de energía.

5.1 SIMULACIÓN NORDEX MODELO N163/6.X

	X UTM [m]	Y UTM [m]	Elevación [m]	E. Bruta [GWh]	E. Neta [GWh]	Pérdidas [%]
Turbina V1	666.661	4.635.665	550	30,073	29,557	1,71
Turbina V2	666.266	4.635.391	538,7	29,434	29,033	1,36
Turbina V3	665.918	4.634.992	505,8	28,605	28,255	1,23
Turbina V4	665.762	4.634.494	488,4	28,975	28,525	1,56
Turbina V5	668.122	4.634.466	489,2	27,539	27,045	1,79
Turbina V6	667.523	4.633.713	490,6	27,915	26,844	3,840
Turbina V7	667.237	4.633.332	480	27,979	27,096	3,160
Total				200,521	196,354	2,08

Tabla 12: Resultados energéticos NORDEX.

5.2 SIMULACIÓN SIEMENS GAMESA MODELO SG 6.6-170

Tabla 13: Resultados energéticos SIEMENS GAMESA.

	X UTM [m]	Y UTM [m]	Elevación [m]	E. Bruta [GWh]	E. Neta [GWh]	Pérdidas [%]
Turbina V1	666.661	4.635.665	550	31,802	31,204	1,880
Turbina V2	666.266	4.635.391	538,7	31,224	30,743	1,540
Turbina V3	665.918	4.634.992	505,8	30,444	30,030	1,360
Turbina V4	665.762	4.634.494	488,4	30,785	30,270	1,670
Turbina V5	668.122	4.634.466	489,2	29,437	28,907	1,800
Turbina V6	667.523	4.633.713	490,6	29,789	28,703	3,650
Turbina V7	667.237	4.633.332	480	29,867	29,004	2,890
Total				213,348	208,861	2,113

5.3 SIMULACIÓN VESTAS MODELO V172

	X UTM [m]	Y UTM [m]	Elevación [m]	E. Bruta [GWh]	E. Neta [GWh]	Pérdidas [%]
Turbina V1	666.661	4.635.665	550	31,835	31,233	1,89
Turbina V2	666.266	4.635.391	538,7	31,226	30,745	1,54
Turbina V3	665.918	4.634.992	505,8	30,412	29,995	1,37
Turbina V4	665.762	4.634.494	488,4	30,770	30,240	1,72
Turbina V5	668.122	4.634.466	489,2	29,538	28,795	1,92
Turbina V6	667.523	4.633.713	490,6	29,726	28,544	3,98
Turbina V7	667.237	4.633.332	480	29,806	28,852	3,20
Total				213,132	208,404	2,08

Tabla 14: Resultados energéticos VESTAS.

5.4 ANÁLISIS COMPARATIVO DE TECNOLOGÍAS DE AEROGENERADORES

En la simulación del parque, se han considerado y evaluado tres tipos distintos de tecnologías de aerogeneradores, los cuales se detallan seguidamente.

FABRICANTE	MODELO	POTENCIA [MW]
Vestas	V172	6.8
Siemens Gamesa	SG 6.6-170	6.6
Nordex	N163/6.X	6.8

Tabla 15: Tecnologías de aerogenerador.

Las principales pérdidas consideradas en el análisis:

- Pérdidas eléctricas: 3%
- Indisponibilidad de los aerogeneradores: 3%
- Garantía de la curva de potencia: 5%

En consecuencia, se ha determinado que las pérdidas totales alcanzan un porcentaje del 11%.

A continuación, se presentan las fórmulas fundamentales que resultan esenciales para comprender los resultados obtenidos en el análisis.

- *Energía vertida a la red = Pérdidas · Producción Neta*
- *El tiempo equivalente a potencia nominal =*

$$\text{Producción eléctrica vertida a la red} / \text{Potencia del parque eólico}$$

$$\text{El factor de Capacidad} = [\text{Horas equivalentes} / 8760 \text{ horas/año}] \cdot 100$$

	Vestas	Siemens Gamesa	Nordex
Potencia unitaria [MW]	6,8	6,6	6,8
Núm. aerogeneradores	7	7	7
Potencia total [MW]	47,6	46,2	47,6
Altura de buje [m]	120	120	120
Diámetro pala [m]	172	170	163
Energía bruta [GWh/año]	213,132	213,35	200,521
Energía neta [GWh/año]	208,404	208,861	196,354
Pérdidas efecto estela [%]	2,22	2,1	2,08
Pérdidas totales [%]	0,89	0,89	0,89
Energía a red [GWh/año]	185,480	185,886	174,755
Horas equivalentes [h]	3.896,629	4.023,513	3.671,325
Factor capacidad [%]	44,482	45,931	41,910

Tabla 16: Comparación energética de las distintas tecnologías.

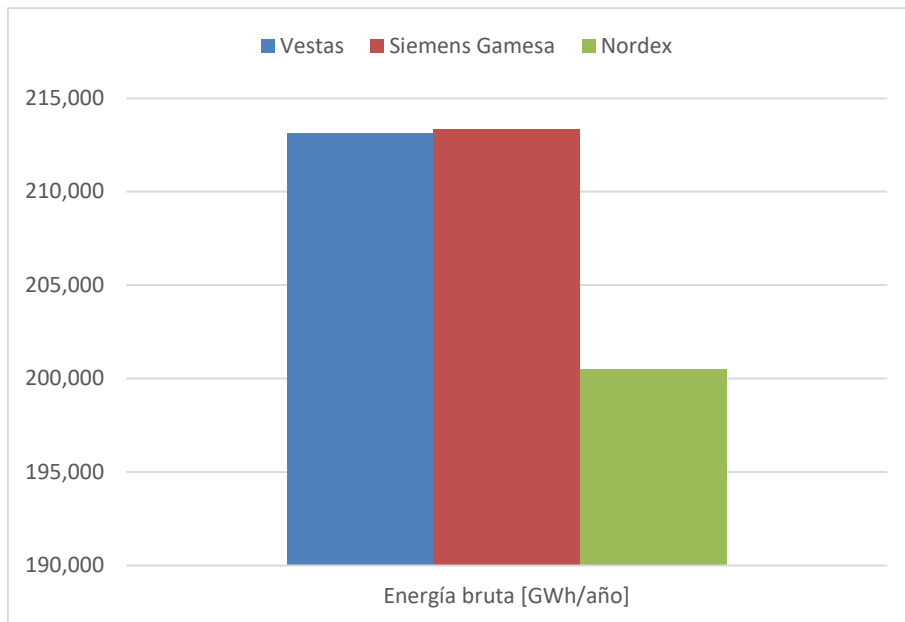


Tabla 17: Energía bruta producida anualmente por cada tecnología.

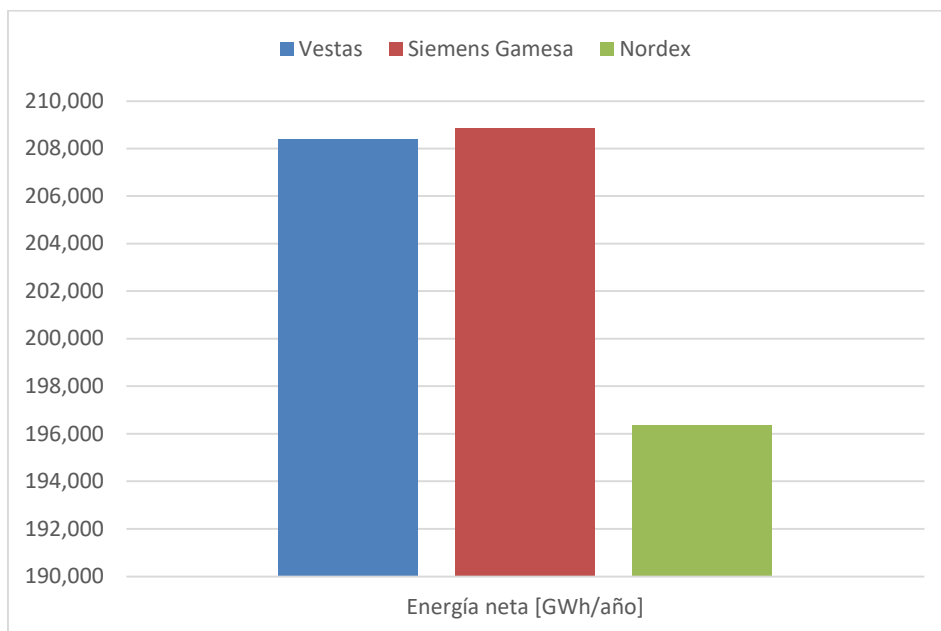


Tabla 18: Energía neta producida anualmente por cada tecnología.

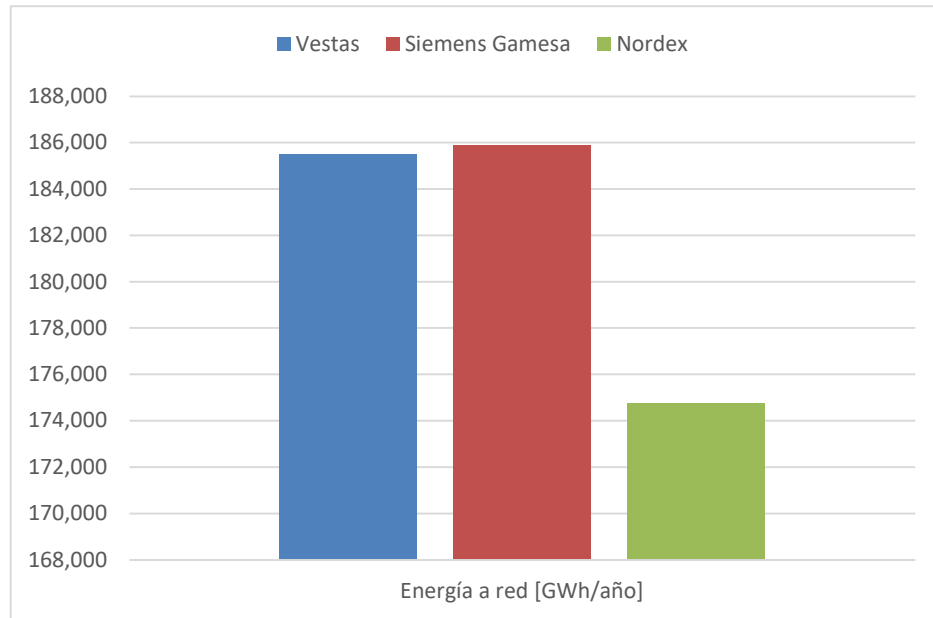


Tabla 19: Energía entregada a la red anualmente por cada tecnología.

6. CONCLUSIONES

Tras realizar el estudio descriptivo de los datos de viento, se concluye que la velocidad media del viento a la altura de buje (120 m) es de 8,33 m/s, con una dirección predominante del viento hacia Noroeste. Esto es de especial relevancia para la orientación de los aerogeneradores.

Una vez llevado a cabo la simulación del parque con tres tecnologías distintas de aerogeneradores, se observa que, según los resultados obtenidos, la tecnología que se implantará en el emplazamiento es el modelo de aerogenerador de Siemens Gamesa, ya que presenta el valor más elevado de energía bruta y neta.

Según los cálculos realizados, se estima que la energía anual que se generará e inyectará a la red del parque eólico alcanzará los 185,886 GWh- Esta proyección se basa en la premisa de que los aerogeneradores funcionarán durante un total de 4.023 horas, equivalente a un rendimiento productivo del 100% y un factor de capacidad del 46%



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANEXO II – CÁLCULO Y DISEÑO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Autor: Yolanda Gaudó Ester

Director: Consolación Alonso Alonso

Índice Anexo II

1. OBJETIVO.....	3
2. RED MEDIA TENSIÓN	3
2.1 INTENSIDAD EN SERVICIO PERMANENTE	3
2.2 LÍNEAS DE GENERACIÓN.....	3
2.3 CABINAS DE UNIÓN ENTRE AEROGENERADORES	4
2.4 DETERMINACIÓN DEL TIPO DE CONDUCTOR	6
3. CAÍDA DE TENSIÓN.....	10

1. OBJETIVO

En este anexo adjunto se detallarán los diversos cálculos llevados a cabo para determinar las dimensiones de la infraestructura eléctrica del parque eólico.

2. RED MEDIA TENSIÓN

2.1 INTENSIDAD EN SERVICIO PERMANENTE

Para obtener la intensidad que circula por una línea se debe aplicar la siguiente fórmula:

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

Dado que $P_n = 6600 \text{ kW}$, $V = 30 \text{ kV}$ y $\cos\varphi = 0,9$, se adquiere:

$$I_{aerogenerador} = \frac{6600}{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 0,9} = \mathbf{141,13 \text{ A}}$$

Por consiguiente, circulan 141,13 A por cada aerogenerador en el lado de 30 kV.

2.2 LÍNEAS DE GENERACIÓN

La intensidad máxima viene determinada por el interruptor de cabina de la subestación y es de 400 A. Por consiguiente, el número de aerogeneradores que se podrán conectar a una línea de generación es $400/141,13 = 2,83$. Redondeando siempre al número inferior, se diseñarán **4 líneas de generación**, dos de ellas estarán formadas por 2 aerogeneradores y la restante, por 1 aerogenerador.

Líneas de generación	Aerogeneradores
1	AERO 1 - AERO 2
2	AERO 2 - AERO 3
3	AERO 5
4	AERO 6 - AERO 7

Tabla 1: Líneas de generación.

Se calcula la intensidad que circula por cada línea:

$$I_{\text{línea}} = I_{\text{aerogenerador}} * \text{num aerogeneradores}$$

Por lo tanto, la intensidad por cada línea de generación es:

Líneas de generación	Núm. Aerogeneradores	Intensidad de la línea de generación [A]
Línea 1	2	282,26
Línea 2	2	282,26
Línea 3	1	141,13
Línea 4	2	282,26

Tabla 2: Intensidad por cada línea de generación.

2.3 CABINAS DE UNIÓN ENTRE AEROGENERADORES

Las celdas de media tensión se enlazan con el transformador con el propósito principal de salvaguardar y aislar el lado de media tensión del transformador y la línea de generación.

Hay tres configuraciones que se distinguen:

- Posición inicial de la línea de generación: 0L+1P.
- Posición intermedia entre dos aerogeneradores de una línea de generación: 0L+1L+1P.

- c) Posición intermedia entre más de dos aerogeneradores de una línea de generación:
0L+2L+1P.

La nomenclatura utilizada refleja lo siguiente:

- 0L: indica la existencia de una celda de remonte o salida de línea.
- XL: indica el número de celdas de línea.
- 1P: señala la presencia de una celda de protección en el lado de media tensión del transformador. En el caso de potencias mayores a 2 MW, se utiliza un interruptor de seguridad automatizada conocido como 1V.

Las celdas asignadas a cada línea de generación del parque eólico son:

Líneas de generación	Aerogenerador	Celdas de media tensión
Línea 1	1	0L+1V
	2	0L+1L+1V
Línea 2	3	0L+1V
	4	0L+1L+1V
Línea 3	5	0L+1V
Línea 4	6	0L+1V
	7	0L+1L+1V

Tabla 3: Celdas de media tensión.

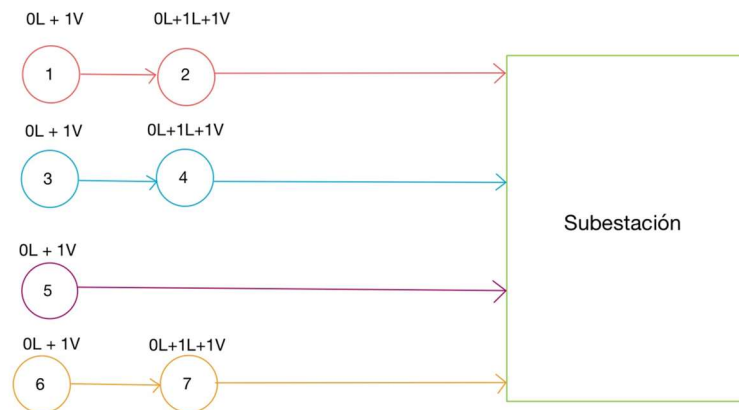


Ilustración 1: Líneas de generación.

2.4 DETERMINACIÓN DEL TIPO DE CONDUCTOR

Se procederá al cálculo de la sección de los cables de acuerdo con las normativas establecidas en el Reglamento Español de Líneas Eléctricas de Alta Tensión. La instalación de los cables se llevará a cabo mediante zanjas subterráneas a una profundidad de 1,25 metros, distribución tripolar y manteniendo una distancia de 40 cm entre los cables de la misma terna. Cabe destacar que se considerará una temperatura del terreno de 15 °C.

Dado que la zanja diseñada en el proyecto no cumple con los estándares establecidos, es necesario realizar correcciones de acuerdo con las directrices establecidas en la ITC-LAT-06.

1. Factor de corrección por temperatura distinta a 25 °C. Consultando la tabla adjunta con un valor de temperatura del terreno de 15 °C.

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

Ilustración 2: Factor de corrección F , para temperatura del terreno distinta de 25 °C.

2. El factor de corrección de dos ternas dispuestas a una distancia de separación 40 cm.

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

Ilustración 3: Factor de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares.

3. El factor de corrección por estar las ternas tendidas a una profundidad de 1,25. Se realiza la hipótesis de secciones mayores a 185 m².

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

Ilustración 4: Factores de corrección para profundidades de la instalación distintas de 1m.

4. Conociendo la naturaleza del terreno y el grado de humedad, se calcula la resistividad térmica del terreno. Las zanjas del emplazamiento se rellenarán con arena fina de río.

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

Ilustración 5: Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad.

La resistividad del terreno es de 1,5K.m/W. Por consiguiente, no se aplica el factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5.

Concluimos que:

- El factor de corrección total que se debe aplicar es de:

$$F = 1,07 \cdot 0,78 \cdot 0,98 = 0,82$$

- La intensidad que circula por cada conductor viene determinada por:

$$I_{conductor} = \frac{I_{línea}}{F}$$

Conductores	Intensidad [A]
1	345,10
2	345,10
3	172,55
4	345,10

Tabla 4: Intensidad por cada conductor.

Se utilizarán cables de aluminio debido a su menor coste en comparación con el cobre, lo que los convierte en una opción más económica. Además, el aluminio es más ligero que el cobre, lo que facilita su instalación y manejo. Por último, el aluminio presenta una mayor capacidad de conducción térmica. El aislante seleccionado será el Polietileno Reticulado, conocido como XLPE, debido a sus destacadas propiedades de resistencia térmica y al envejecimiento. Asimismo, se destaca su flexibilidad y sencillez de instalación.

Conocer las intensidades máximas admisibles en servicio permanente y el material de los cables permite determinar la sección adecuada de los mismos, cumpliendo así con los requisitos establecidos por el Reglamento de cables unipolares aislados de hasta 18/30kV tubo.

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

Ilustración 21: Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna.

A continuación, se presenta una tabla que resume los resultados obtenidos en el análisis.

Líneas de generación	Aerogenerador	$I_{línea}$ [A]	$I_{max_admisible}$ [A]	Sección [mm ²]
Línea 1	1	282,26	345,10	3X300
	2			
Línea 2	3	282,26	345,10	3X300
	4			
Línea 3	5	141,13	172,55	3X95
Línea 4	6	282,26	345,10	3X300
	7			

Tabla 6: Características conductores Al XLPE en el emplazamiento.

3 CAÍDA DE TENSION

La caída de tensión de un cable es:

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

- S = sección del conductor en mm^2 .
- $\cos\varphi$ = coseno del ángulo φ entre la tensión y la intensidad. $=0,9$
- L = longitud de la línea en metros
- I = intensidad de corriente en A.
- γ = conductividad del conductor en $m / (\Omega \cdot mm^2)$ =conductividad del aluminio 27,3 $m / (\Omega \cdot mm^2)$
- ΔU = caída de tensión máxima admisible en V.

Línea	Tramo	Distancia [m]	Total [m]
1	AERO 1-AERO 2	650	2.600
	AERO 2- SUBESTACIÓN	1.950	
2	AERO 3- AERO 4	1.950	3.850
	AERO 3- SUBESTACIÓN	1.900	
3	AERO 5- SUBESTACIÓN	1.750	1.750
4	AERO 6- AERO 7	300	2.300
	AERO 6- SUBESTACIÓN	2.000	

Tabla 7: Longitud líneas de generación.

Línea	Tramo	Caída de tensión [V]	Caída de tensión [%]
1	AERO 1-AERO 2	34,921	0,116
	AERO 2- SUBESTACIÓN	104,762	0,349
2	AERO 3- AERO 4	105,147	0,350
	AERO 3- SUBESTACIÓN	102,076	0,340
3	AERO 5- SUBESTACIÓN	47,009	0,157
4	AERO 6- AERO 7	16,117	0,054
	AERO 6- SUBESTACIÓN	107,448	0,358

Tabla 8: Caída de tensión por cada línea de generación.

La caída de tensión porcentual en los valores obtenidos es considerablemente inferior al límite permitido del 1% establecido en el Reglamento Español de Líneas de Alta Tensión.



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANEXO III – ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICO

Autor: Yolanda Gaudó Ester

Director: Consolación Alonso Alonso

Índice Anexo III

1. OBJETO	3
2. ANÁLISIS FINANCIERO	4
3. INVERSIÓN TOTAL	4
3. CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS	8
4. FLUJOS DE CAJA	9
5. CÁLCULO VAN, TIR Y WACC.....	13
6. SENSIBILIDAD	14

1. OBJETIVO

En este documento adjunto se presenta el análisis sobre la viabilidad económica para llevar a cabo la construcción y operación del parque eólico.

2. ANÁLISIS FINANCIERO

En el análisis económico, se han establecido hipótesis para calcular los flujos de caja anuales generados y evaluar la rentabilidad del proyecto. Los datos correspondientes a la producción anual de energía y las horas equivalentes de funcionamiento del parque en plena carga se basan en los resultados obtenidos mediante la simulación realizada con el programa WAsP. Además, se ha realizado una estimación de los parámetros esenciales para el estudio.

Estas consideraciones se reflejan en las tablas que se presentan a continuación:

N.º aerogeneradores	7
Potencia nominal [MW]	6,6
Potencia Total [MW]	46,2
Producción anual de energía [GWh]	185.886
Horas equivalentes [h/año]	4.023
Factor de Capacidad [%]	46
Vida útil del parque [Año]	20
Inicio de funcionamiento [Año]	2024

Tabla 1: Datos generales de partida.

Recursos propios [%]	20
Recursos ajenos [%]	80
Tasa de interés de la deuda [%]	6
Período de Amortización [Año]	20
Tasa impositiva [%]	25
Impuesto de generación [%]	7
Necesidades Operativas de fondos [%]	7
Rentabilidad exigida [%]	9

Tabla 2: Hipótesis económicas.

La cuenta de pérdidas y ganancias se compone de los ingresos de explotación, los costes de explotación, el impuesto de generación y la amortización.

En lo que respecta a los ingresos de explotación, estos se determinan mediante el cálculo de la energía anual suministrada a la red multiplicada por la tarifa de energía. Se plantea la hipótesis de que la tarifa de energía que el proyecto recibirá por la venta de energía será igual a la tarifa media anual del mercado español MIBEL, incrementada en un 1% anual para tener en cuenta la inflación de los precios energéticos a lo largo de la vida del proyecto.

Para analizar la evolución del precio medio de venta de energía a la red se ha realizado el cálculo del promedio aritmético del precio durante los 10 años más baratos en España, obteniendo un valor de 57,80 €, utilizando la plataforma oficial del OMIE.

Por otro lado, los costes de explotación contemplan el mantenimiento y operación de los aerogeneradores, basados en una oferta de explotación proporcionada. Además, se supone el alquiler de los terrenos del proyecto de 72.000 €/año, con un aumento igual a la inflación estimada en 1,5%. Asimismo, se asigna una partida de 300.000 €/año para la explotación se instalaciones, mantenimiento obra civil, etc. Posteriormente, se aplica un impuesto de generación del 7% sobre los ingresos.

Por último, para calcular la amortización, es necesario conocer la inversión total y el período de amortización.

3. INVERSIÓN TOTAL

De acuerdo con el contenido presentado en el Documento 4 – Presupuesto Económico, el total del presupuesto que abarca las instalaciones y obras del parque eólico es de:

**CUARENTA Y SIETE MILLONES CIENTO CUARENTA Y SEIS MIL CIENTO
SENTENTA Y SEIS EUROS CON VEINTIDÓS CÉNTIMOS**

[47.146.176,22 €]

Con el fin de determinar el valor total de la inversión, es imprescindible incluir los gastos asociados al desarrollo del proyecto, así como los relacionados con la interconexión a la Subestación de Villanueva de Gállego de 132 kV. A continuación, se muestra el desglose de la inversión total necesaria para llevar a cabo el análisis financiero.

Obra Civil:

- | | |
|---|----------------|
| • Parque eólico | 1.589.320,11 € |
| • Centro seccionamiento y almacén residuos peligrosos | 150.000,00 € |

Suministros eléctricos del Parque eólico:

- | | |
|--|----------------|
| • Conductores y puesta a tierra | 259.489,50 € |
| • Centro de interconexión y Seccionamiento | 1.256.269,87 € |
| • Cabinas de media tensión (MT) | 94.556,00 € |

Montaje Eléctrico del Parque eólico:

- Tendido de cables 150.000,00 €
- Centro de interconexión y Seccionamiento 165.500,00 €

Aerogeneradores:

- Aerogeneradores 35.700.000,00 €

Ingeniería y Dirección de Obra:

- Ingeniería del Parque Eólico 122.500,00 €
- Dirección Facultativa de la obra 85.500,00 €

Varios: 45.500,00 €

TOTAL, DE EJECUCIÓN DEL MATERIAL 39.618.635,48 €

- 16% Gastos Generales 6.338.981,68 €
- 3% Beneficio Industrial 1.188.559,06 €

TOTAL, DE EJECUCIÓN POR CONTRATA 47.146.176,22 €

GASTOS DE DESARROLLO 750.000,00 €

GASTOS DE INTERCONEXIÓN 2280.000,00 €

INVERSIÓN TOTAL **50.176.176,22 €**

El ratio que se ha obtenido es de 1,1 MW/EURO. Este ratio indica que por cada euro invertido se logra una capacidad de generación 1,1 MW.

4. CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS

Evolucion del precio medio de venta energia a red

Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Tasa		0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Tarifa [EUR/MWh]		42,10	42,52	42,95	43,38	43,81	44,25	44,69	45,14	45,59	46,05	46,51	46,97	47,44	47,92	48,40	48,88	49,37	49,86	50,36	50,86

Cuenta de Pérdidas y Ganancias																					
Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Energía producida [MWh]		185.886,00	185.886,00	185.886,00	185.886,00	185.886,00	185.886,00	185.886,00	185.886,00	185.886,00	185.886,00	185.886,00	185.886,00	185.886,00	185.886,00	185.886,00	185.886,00	185.886,00	185.886,00	185.886,00	185.886,00
Tarifa [EUR/MWh]		42,10	42,52	42,95	43,38	43,81	44,25	44,69	45,14	45,59	46,05	46,51	46,97	47,44	47,92	48,40	48,88	49,37	49,86	50,36	50,86
Ingresos de Explotación		7.826,17	7.904,43	7.983,48	8.063,31	8.143,95	8.225,39	8.307,64	8.390,72	8.474,62	8.559,37	8.644,96	8.731,41	8.818,73	8.906,91	8.995,98	9.085,94	9.176,80	9.268,57	9.361,26	9.454,87
Mant. & Op. Aerogeneradores		382,35	382,35	411,76	411,76	411,76	505,88	505,88	505,88	505,88	505,88	564,71	564,71	564,71	564,71	564,71	582,35	582,35	582,35	582,35	582,35
Terrenos		72,00	73,08	74,18	75,29	76,42	77,56	78,73	79,91	81,11	82,32	83,56	84,81	86,08	87,38	88,69	90,02	91,37	92,74	94,13	95,54
Resto (Subestación, administración, seguro)		300,00	304,50	309,07	313,70	318,41	323,19	328,03	332,95	337,95	343,02	348,16	353,38	358,69	364,07	369,53	375,07	380,70	386,41	392,20	398,09
Costes de Explotación		754,35	759,93	795,01	800,76	806,59	906,63	912,64	918,74	924,94	931,22	996,43	1002,90	1009,48	1016,15	1022,92	1047,44	1054,42	1061,50	1068,68	1075,98
Impuesto Generación (7% sobre los ingresos)		547,83	553,31	558,84	564,43	570,08	575,78	581,53	587,35	593,22	599,16	605,15	611,20	617,31	623,48	629,72	636,02	642,38	648,80	655,29	661,84
Gastos Desarrollo		750,00	750,00	750,00	750,00	750,00	750,00	750,00	750,00	750,00	750,00	750,00	750,00	750,00	750,00	750,00	750,00	750,00	750,00	750,00	750,00
Aerogeneradores/Obras/Instalaciones		47.146,20	47.146,20	47.146,20	47.146,20	47.146,20	47.146,20	47.146,20	47.146,20	47.146,20	47.146,20	47.146,20	47.146,20	47.146,20	47.146,20	47.146,20	47.146,20	47.146,20	47.146,20	47.146,20	47.146,20
Gastos de Interconexión		2.280,00	2.280,00	2.280,00	2.280,00	2.280,00	2.280,00	2.280,00	2.280,00	2.280,00	2.280,00	2.280,00	2.280,00	2.280,00	2.280,00	2.280,00	2.280,00	2.280,00	2.280,00	2.280,00	2.280,00
Amortización		2508,81	2508,81	2508,81	2508,81	2508,81	2508,81	2508,81	2508,81	2508,81	2508,81	2508,81	2508,81	2508,81	2508,81	2508,81	2508,81	2508,81	2508,81	2508,81	2508,81
Beneficio antes de Intereses e Impuestos [kEUR]		4.015,18	4.082,38	4.120,82	4.189,31	4.258,47	4.234,17	4.304,65	4.375,81	4.447,65	4.520,18	4.534,58	4.608,50	4.683,13	4.758,47	4.834,54	4.893,68	4.971,20	5.049,46	5.128,47	5.208,24

5. FLUJOS DE CAJA

Con el propósito de obtener el TIR (Tasa Interna de Retorno) y el VAN (Valor Actual Neto), se han examinado los siguientes flujos de caja:

- **FLUJO DE CAJA LIBRE:** medida financiera que indica la cantidad de efectivo generado por el parque eólico después de haber cubierto los gastos de capital necesarios para mantener las operaciones.
- **FLUJO DE CAJA DE LA DEUDA:** medida financiera que indica la capacidad del proyecto del parque eólico para cumplir con las obligaciones de deuda y mantener la solvencia financiera. Con el objetivo de calcular dicho flujo, se calcula inicialmente la cantidad de deuda existente a partir de la estructura financiera. En base a esta última, se obtiene el coste ponderado del capital (WACC).
- **FLUJO DE CAJA PARA EL ACCIONISTA:** medida financiera que indica la parte de los beneficios del proyecto que se devuelve directamente a los accionistas en forma de efectivo.

FLUJO DE CAJA LIBRE:

Flujos de Caja libre -Free Cash Flow																					
Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Beneficio antes de Intereses e Impuestos		4.015,18	4.082,38	4.120,82	4.189,31	4.258,47	4.234,17	4.304,65	4.375,81	4.447,65	4.520,18	4.534,58	4.608,50	4.683,13	4.758,47	4.834,54	4.893,68	4.971,20	5.049,46	5.128,47	5.208,24
Impuesto de Sociedades (-25 %)		1.003,79	1.020,60	1.030,20	1.047,33	1.064,62	1.058,54	1.076,16	1.093,95	1.111,91	1.130,05	1.133,64	1.152,13	1.170,78	1.189,62	1.208,63	1.223,42	1.242,80	1.262,37	1.282,12	1.302,06
Amortización		2.508,81	2.508,81	2.508,81	2.508,81	2.508,81	2.508,81	2.508,81	2.508,81	2.508,81	2.508,81	2.508,81	2.508,81	2.508,81	2.508,81	2.508,81	2.508,81	2.508,81	2.508,81	2.508,81	2.508,81
Inversión Inmovilizado	50.176,20																				
Inversión en NOF (7 % ingresos)		547,83	553,31	558,84	564,43	570,08	575,78	581,53	587,35	593,22	599,16	605,15	611,20	617,31	623,48	629,72	636,02	642,38	648,80	655,29	661,84
FCF [kEUR]	-50.176,20	4.972,36	5.017,29	5.040,58	5.086,36	5.132,58	5.108,66	5.155,76	5.203,32	5.251,33	5.299,79	5.304,60	5.353,99	5.403,85	5.454,18	5.504,99	5.543,05	5.594,83	5.647,11	5.699,88	5.753,15

FLUJO DE CAJA DE LA DEUDA:

Estructura Financiera	
Porcentaje recursos propios [%]	20,00
Porcentaje recursos ajenos [%]	80,00
Recursos propios [kEUR]	15.052,86
Recursos ajenos [kEUR]	35.123,34

Deuda																					
Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Prestamo Pendiente Amortizar	35.123,34																				
Amortización (cuota lineal) préstamo		1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17
Deuda Pendiente amortizar		33.367,17	31.611,01	29.854,84	28.098,67	26.342,51	24.586,34	22.830,17	21.074,00	19.317,84	17.561,67	15.805,50	14.049,34	12.293,17	10.537,00	8.780,83	7.024,67	5.268,50	3.512,33	1.756,17	
Intereses		2.107,40	2.002,03	1.896,66	1.791,29	1.685,92	1.580,55	1.475,18	1.369,81	1.264,44	1.159,07	1.053,70	948,33	842,96	737,59	632,22	526,85	421,48	316,11	210,74	105,37
Cuota Anual		3.863,57	3.758,20	3.652,83	3.547,46	3.442,09	3.336,72	3.231,35	3.125,98	3.020,61	2.915,24	2.809,87	2.704,50	2.599,13	2.493,76	2.388,39	2.283,02	2.177,65	2.072,28	1.966,91	1.861,54

Flujo de Caja para la Deuda																					
Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Prestamo Pendiente Amortizar	35.123,34																				
Amortización (cuota lineal) préstamo		1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17	1.756,17
Intereses		2.107,40	2.002,03	1.896,66	1.791,29	1.685,92	1.580,55	1.475,18	1.369,81	1.264,44	1.159,07	1.053,70	948,33	842,96	737,59	632,22	526,85	421,48	316,11	210,74	105,37
Ahorro Fiscal (tasa impositiva sobre intereses)		526,85	500,51	474,17	447,82	421,48	395,14	368,80	342,45	316,11	289,77	263,43	237,08	210,74	184,40	158,06	131,71	105,37	79,03	52,69	26,34
Flujo de Caja para la Deuda [kEUR]	35.123,34	-3.336,72	-3.257,69	-3.178,66	-3.099,63	-3.020,61	-2.941,58	-2.862,55	-2.783,52	-2.704,50	-2.625,47	-2.546,44	-2.467,41	-2.388,39	-2.309,36	-2.230,33	-2.151,30	-2.072,28	-1.993,25	-1.914,22	-1.835,19

FLUJO DE CAJA PARA EL ACCIONISTA:

Flujo de Caja para el Accionista																						
	Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
FCF		-50.176,20	4.972,36	5.017,29	5.040,58	5.086,36	5.132,58	5.108,66	5.155,76	5.203,32	5.251,33	5.299,79	5.304,60	5.353,99	5.403,85	5.454,18	5.504,99	5.543,05	5.594,83	5.647,11	5.699,88	5.753,15
Flujo de Caja para la Deuda		35.123,34	-3.336,72	-3.257,69	-3.178,66	-3.099,63	-3.020,61	-2.941,58	-2.862,55	-2.783,52	-2.704,50	-2.625,47	-2.546,44	-2.467,41	-2.388,39	-2.309,36	-2.230,33	-2.151,30	-2.072,28	-1.993,25	-1.914,22	-1.835,19
Flujo de Caja para el Accionista[kEUR]		-15.052,86	1.635,64	1.759,60	1.861,92	1.986,73	2.111,98	2.167,08	2.293,21	2.419,79	2.546,83	2.674,32	2.758,15	2.886,57	3.015,46	3.144,82	3.274,66	3.391,75	3.522,56	3.653,86	3.785,66	3.917,95

6. CÁLCULO DEL VAN, TIR Y WACC

En la evaluación del proyecto de inversión, se ha considerado diversas herramientas para determinar su viabilidad. Entre ellas, como previamente se ha mencionado, se encuentran el Valor Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Coste Promedio Ponderado de Capital (WACC). Estas medidas proporcionan información crucial sobre la rentabilidad y eficiencia del proyecto.

- VAN

El VAN se ha obtenido a partir del Flujo de Caja Libre del proyecto y representa la diferencia entre el valor presente de los flujos de efectivo y la inversión inicial. Dado que el VAN es mayor que cero, el proyecto se considera bueno. Esto indica que se generará un valor adicional después de considerar el coste de capital. Es decir, el proyecto tendrá la capacidad de generar beneficios económicos.

- TIR

El TIR se refiere a la tasa de rendimiento que iguala el valor presente de los flujos de efectivo del proyecto con la inversión inicial. Dado que el TIR es mayor que la tasa de descuento utilizada, esto indica que el proyecto genera un rendimiento superior al coste de oportunidad de la inversión.

	VAN [kEUR]	TIR [%]
Proyecto	10.215,81	8,30%
Accionista	6.428,38	14,02%

- **WACC**

El WACC representa el coste promedio de financiación de la empresa. Dado que el TIR es superior al WACC, esto implica que el proyecto tiene la capacidad de generar un rendimiento que supere el coste promedio de financiación de la empresa. Por ello, el proyecto es rentable y eficiente.

WACC [%]	5,85%
----------	-------

- **PAYBACK**

El Payback es el período de tiempo necesario para recuperar la inversión inicial. En este caso, se ha obtenido un valor de Payback de 10 años, lo que significa que tomará 10 años recuperar la inversión inicial.

7. SENSIBILIDAD

En el siguiente apartado se lleva a cabo un análisis de sensibilidad para evaluar la rentabilidad del proyecto en relación con tres factores críticos: inversión inicial, horas de funcionamiento y precio de venta de la electricidad.

Se han realizado variaciones en estos factores dentro de un rango de $\pm 5\%$ y $\pm 10\%$ para la inversión y el precio de venta de la electricidad, y del $\pm 100h$ y $\pm 200h$ para las horas equivalentes. A continuación, se presentan los resultados obtenidos.

Inversión [kEUR]	TIR PROYECTO [%]	TIR ACCIONISTA [%]
45.158,40	9,57	17,22
47.667,20	8,91	15,55
50.176,00	8,30	14,02
52.684,80	7,74	12,63
55.193,60	7,22	11,34
Horas de funcionamiento [h]	TIR PROYECTO [%]	TIR ACCIONISTA [%]
3.823,51	7,63	12,35
3.923,51	7,97	13,19
4.023,51	8,30	14,02
4.123,51	8,63	14,85
4.223,51	8,96	15,67
Precio de Venta [EUR/MWh]	TIR PROYECTO [%]	TIR ACCIONISTA [%]
37,89	6,93	10,62
40,00	7,63	12,34
42,10	8,30	14,02
44,21	8,96	15,68
46,31	9,61	17,31

Tabla 1: Análisis sensibilidad



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS DE INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ANEXO IV –OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Autor: Yolanda Gaudó Ester

Director: Consolación Alonso Alonso

1. OBJETIVO	3
2. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE.....	4

1. OBJETIVO

En este documento adjunto se detallarán los diversos objetivos de desarrollo sostenible que se han abordado durante la ejecución del parque.

2. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible representan una agenda global de gran envergadura establecida por las Naciones Unidas, cuyo propósito es hacer frente a los retos más urgentes que se enfrenta nuestro planeta y fomentar un futuro sostenible para toda la humanidad.



Ilustración 1: Los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible

Dentro del marco de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible, el proyecto ha focalizado principalmente su atención en el Objetivo 7 “Energía asequible y no contaminante” y el Objetivo 13 “Acción por el clima”.

El Objetivo 7, sostiene que a nivel mundial se observa un incremento acelerado en el acceso a la electricidad en los países más pobres, mejores continuas en la eficiencia energética y resultados destacados en la adopción de energías renovables en el sector eléctrico.

Sin embargo, a pesar de todos estos logros, es fundamental enforzarse en ampliar el acceso a combustibles limpios y seguros, así como desarrollar tecnologías para satisfacer las necesidades energéticas de más de 3000 millones de personas.

Es necesario expandir la implementación de energías renovables más allá del ámbito eléctrico y promover la electrificación en África.

Por otro lado, el Objetivo 13, declara la necesidad de tomar medidas urgentes para abordar la emergencia climática. El cambio climático está afectando a todos los países en todos los continentes, generando alteraciones en las economías nacionales y teniendo un impacto significativo en las vidas de las personas. Se están produciendo alteraciones climáticas, los niveles del mar están en aumentos y los fenómenos meteorológicos extremos son cada vez más frecuentes. Es crucial tomar medidas urgentes para reducir los niveles de dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero.

Ambos enfoques estratégicos se traducen en la adopción de medidas concretas para asegurar un suministro energético basado en fuentes renovables, las cuales están experimentando un crecimiento continuo en su implementación.

La transición hacia el uso de energías renovables es esencial debido a su menor impacto medioambiental en comparación con las fuentes de energía convencionales. Al utilizar estas fuentes sostenibles, se logra reducir significante las emisiones de gases contaminantes, como el dióxido de carbono. Estos gases son conocidos por contribuir al efecto invernadero y provocar cambios drásticos en el clima.

El proyecto busca fomentar una transición energética hacia un sistema sostenible y responsable. Se propone la implantación de un parque eólico terrestre en España, cuyos logros se extienden más allá de la mera generación de energía renovable. Esta iniciativa tiene como objetivo convertirse en un elemento clave en la lucha contra el cambio climático, contribuyendo a reducir sus impactos adversos a nivel global.

Se alinea con el Objetivo 9 “Industria, innovación e infraestructura”, el cual busca desarrollar infraestructuras resilientes y promover la industrialización sostenible mediante la adopción de tecnologías limpias y sostenible.

Sin embargo, aún queda un largo camino por recorrer para aprovechar plenamente este potencial a nivel mundial. Especialmente, los países menos desarrollados deben acelerar el crecimiento de sus sectores manufactureros si desean alcanzar los objetivos establecidos para 2030 y aumentar la inversión en investigación e innovación científica.

El crecimiento del sector manufacturero a nivel global ha mostrado una tendencia constante de disminución, incluso antes de la pandemia. Esta ha impactado significativamente en las industrias manufactureras, generando perturbaciones en las cadenas de valor globales y en el suministro de productos.

La innovación y el proceso tecnológico son cruciales para encontrar soluciones sostenibles a los desafíos económicos y medioambientales, como el aumento de la eficiencia energética y de recursos.

Además, el proyecto también está en línea con el Objetivo 11 “Ciudades y comunidades sostenibles”, que promueve el desarrollo de las energías renovables para reducir la dependencia de los combustibles fósiles.

La urbanización a nivel mundial está en constante aumento. Desde 2007, más de la mitad de la población mundial reside en áreas urbanas, y se prevé que esta cifra se eleve al 60 % para el año 2030.

Las ciudades y las áreas metropolitanas son impulsores clave del crecimiento económico, ya que contribuyen aproximadamente al 60 % del PIB mundial.

La rápida urbanización ha causado el crecimiento de barrios marginales y una infraestructura deficiente en áreas urbanas, incluyendo la gestión de residuos, el suministro de agua y saneamiento, y la red de transporte, lo cual ha contribuido a la contaminación del aire y un desarrollo urbano descontrolado