



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO DE 10 MW EN  
GAZUME (PAÍS VASCO)

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

AUTOR/A: Zapata Vallés, Alicia

Tutor/a: Sapena Bañó, Ángel

Cotutor/a: Terrón Santiago, Carla

CURSO ACADÉMICO: 2023/2024

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero expresar mi agradecimiento, en primer lugar, a mi tutor, Ángel Sapena, por su paciencia, apoyo y la ayuda que fue imprescindible para llevar a cabo este proyecto.

Asimismo, dedico un especial agradecimiento a mi familia, por infundirme confianza y seguridad, y por creer en mí. Principalmente a mis padres y mi hermana, cuya comprensión y paciencia infinita han sido fundamentales durante estos 5 años de intensas jornadas de estudio y esfuerzo.

Finalmente, deseo agradecer a mis amistades, tanto aquellas surgidas en la universidad como las fuera de ella, por su apoyo incondicional.

## **RESUMEN**

En el presente Trabajo de Fin de Grado se realiza el análisis y diseño de un parque eólico de 10 MW en Gazume (País Vasco), utilizando cuatro aerogeneradores con una potencia nominal de 2,5 MW cada uno.

En primer lugar, se describe la situación energética tanto global como en el País Vasco, posteriormente en la sección 5 y 6 de la memoria se analiza la posible ubicación teniendo en cuenta el recurso eólico de la zona, esta selección se realiza mediante el Plan Territorial Sectorial del País Vasco. Seguidamente, en la sección 7, se lleva a cabo un análisis detallado de diversas alternativas, como el análisis de diferentes modelos de aerogenerador y número de turbinas. Para cada propuesta, se lleva a cabo una evaluación de la viabilidad tanto energética como económica, con el objetivo de seleccionar la configuración que resulte en una producción óptima y una rentabilidad sostenible a lo largo del tiempo.

Posteriormente, se diseña la infraestructura eléctrica en la sección 8 de la memoria, en la cual se utilizan dos niveles de transformación para un parque eólico. El primer nivel transforma la energía generada desde baja tensión a media tensión y el segundo nivel de transformación eleva la tensión a niveles más altos para su distribución.

Finalmente, se realiza un estudio del impacto ambiental analizando las consecuencias de la construcción e instalación del parque eólico pueden tener en el suelo, en las especies locales y en las comunidades circundantes.

El proyecto se completa con el presupuesto y planos de las soluciones adoptadas.

**Palabras clave:** parque eólico, aerogeneradores, infraestructura eléctrica, País Vasco.

## **RESUM**

En el present Treball de Fi de Grau es realitza l'anàlisi i disseny d'un parc eòlic de 10 MW en Gazume (País Basc), utilitzant quatre aerogeneradors amb una potència nominal de 2,5 MW cadascun.

En primer lloc, es descriu la situació energètica tant global com al País Basc, posteriorment en la secció 5 i 6 de la memòria s'analitza la possible ubicació tenint en compte el recurs eòlic de la zona, esta selecció es realitza mitjançant el Pla Territorial Sectorial del País Basc. Seguidament, en la secció 7, es duu a terme una anàlisi detallada de diverses alternatives, com l'anàlisi de diferents models d'aerogenerador i nombre de turbines. Per a cada proposta, es duu a terme una avaluació de la viabilitat tant energètica com econòmica, amb l'objectiu de seleccionar la configuració que resulte en una producció òptima i una rendibilitat sostenible al llarg del temps.

Posteriorment, es dissenya la infraestructura elèctrica en la secció 8 de la memòria, en la qual s'utilitzen dos nivells de transformació per a un parc eòlic. El primer nivell transforma l'energia generada des de baixa tensió a mitjana tensió i el segon nivell de transformació eleva la tensió a nivells més alts per a la seua distribució.

Finalment, es realitza un estudi de l'impacte ambiental analitzant les conseqüències de la construcció i instal·lació del parc eòlic poden tindre en el sòl, en les espècies locals i en les comunitats circumdants.

El projecte es completa amb el pressupost i plans de les solucions adoptades.

**Paraules clau:** parc eòlic, aerogeneradors, infraestructura elèctrica, País Basc.

## **ABSTRACT**

In this Final Degree Project the analysis and design of a 10 MW wind farm in Gazume (Basque Country) is carried out, using four wind turbines with a nominal power of 2.5 MW each.

First of all, the energy situation both globally and in the Basque Country is described, then in sections 5 and 6 of the report, the possible location is analyzed taking into account the wind resource of the area, this selection is made by means of the Sectorial Territorial Plan of the Basque Country. Then, in section 7, a detailed analysis of various alternatives is carried out, such as the analysis of different wind turbine models and number of turbines. For each proposal, an evaluation of both energy and economic feasibility is carried out, with the aim of selecting the configuration that results in optimal production and sustainable profitability over time.

Subsequently, the electrical infrastructure is designed in section 8 of the report, in which two levels of transformation are used for a wind farm. The first level transforms the generated energy from low voltage to medium voltage and the second transformation level raises the voltage to higher levels for distribution.

Finally, an environmental impact study is carried out analyzing the consequences that the construction and installation of the wind farm may have on the soil, local species and surrounding communities.

The project is completed with a budget and drawings of the solutions adopted.

**Key words:** wind farm, wind turbines, electrical infrastructure, Basque Country.

Documentos presentes en el Trabajo Fin de Grado:

- Memoria
- Anexo
- Anexo de Cálculos Justificativos
- Presupuesto
- Pliego de Condiciones
- Planos

# MEMORIA

## ÍNDICE DE LA MEMORIA

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>10</b>
<b>2. CONTEXTO .....</b>	<b>11</b>
2.1. SITUACIÓN ENERGÉTICA GLOBAL .....	11
2.2. SITUACIÓN ENERGÉTICA EN EL PAÍS VASCO .....	13
<b>3. OBJETO Y DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....</b>	<b>15</b>
<b>4. NORMATIVA APLICABLE.....</b>	<b>15</b>
<b>5. EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO.....</b>	<b>16</b>
5.1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	17
5.2. ENERGÍA EÓLICA EN GAZUME .....	19
<b>6. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO.....</b>	<b>21</b>
6.1. POTENCIA APROVECHABLE DEL VIENTO .....	22
<b>7. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS.....</b>	<b>24</b>
7.1. COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR .....	24
7.2. TIPOS DE AEROGENERADOR.....	25
7.3. NUMERO DE AEROGENERADORES .....	28
7.4. VIABILIDAD ENERGÉTICA DEL AEROGENERADOR.....	29
7.5. VIABILIDAD ECONÓMICA DEL AEROGENERADOR .....	33
7.6. DIMENSION FINAL DEL PARQUE EÓLICO .....	35
<b>8. INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....</b>	<b>36</b>
8.1. SISTEMA ELÉCTRICO DE BAJA TENSIÓN .....	36
8.2. SISTEMA ELÉCTRICO DE MEDIA TENSIÓN .....	36
8.3. CENTRO DE SECCIONAMIENTO .....	40
<b>9. PUESTA A TIERRA.....</b>	<b>40</b>
9.1. AEROGENERADORES .....	41
<b>10. OBRA CIVIL .....</b>	<b>41</b>
10.1. ACCESO Y VIALES INTERIORES .....	41
10.2. PLATAFORMAS .....	42
10.3. CIMENTACIÓN .....	42
10.4. CANALIZACIONES LINEAS DE MEDIA TENSIÓN .....	42
<b>11. IMPACTO AMBIENTAL.....</b>	<b>42</b>
11.1. IMPACTO SOBRE EL SUELO .....	43
11.2. IMPACTO EN EL ECOSISTEMA .....	43
11.3. IMPACTO SOCIAL .....	44
<b>12. CONCLUSIONES.....</b>	<b>45</b>
<b>13. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>46</b>

## Índice de figuras

Figura 1. Consumo global de energías primarias a lo largo de los años [4].	12
Figura 2. Desarrollo global del consumo de energía primaria en porcentaje a lo largo de los años [4].	12
Figura 3. Consumo de energías primarias en el País Vasco [5].	13
Figura 4. Mapa del municipio de Errezil [9].	18
Figura 5. Mapa del monte Gazume [10].	18
Figura 6. Atlas eólico de Gazume [11].	19
Figura 7. Distribución de Weibull en monte Gazume [13].	20
Figura 8. Rosa de viento en monte Gazume [13].	20
Figura 9. Límite de Betz [14].	22
Figura 10. Componentes de un aerogenerador [15].	24
Figura 11. Curvas de potencia de los aerogeneradores [17-24].	28
Figura 12. Alineación final del parque eólico en Gazume [8].	35
Figura 13. Celda de conexión [32].	39
Figura 14. Cable EPROTENAX COMPACT HEPR [33].	40
Figura 15. Alineación admisible del parque.	44

## Índice de tablas

Tabla 1. Objetivos de capacidad de generación eléctrica renovable en el País Vasco [6].	14
Tabla 2. Datos técnicos del parque eólico [8].	17
Tabla 3. Clase de emplazamiento (Norma IEC 61400) [12].	19
Tabla 4. Aerogeneradores de diferentes empresas [17-24].	26
Tabla 5. Potencia generada de los aerogeneradores en función del viento [17-24].	26
Tabla 6. Número de aerogeneradores y distancia entre sí.	29
Tabla 7. Energía bruta y energía neta generada y horas de funcionamiento equivalentes para la turbina G97.	31
Tabla 8. Comparación energética entre aerogeneradores.	32
Tabla 9. Clasificación del factor de carga [25].	32
Tabla 10. Resultados de la viabilidad económica.	34
Tabla 11. Distribución de la instalación.	39
Tabla 12. Análisis energético de G97-MW.	51
Tabla 13. Análisis energético de G114-2MW.	54
Tabla 14. Análisis energético de G114-2,5MW.	55
Tabla 15. Análisis energético de G126-2,5MW.	56
Tabla 16. Análisis energético de G128-4,5MW.	57
Tabla 17. Análisis energético de G128-5MW.	58
Tabla 18. Análisis energético de V110-2MW.	59
Tabla 19. Análisis energético de E103-2,35MW.	60
Tabla 20. Análisis económico.	61

## 1. INTRODUCCIÓN

Las fuentes de energía renovable desempeñan un papel esencial en la preservación del medio ambiente y en la construcción de un futuro próspero. En este sentido, se busca contribuir activamente en los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos por los Estados miembros de las Naciones Unidas, de manera que se garantice un desarrollo sostenible que equilibre las dimensiones económicas, sociales y ambientales [1].

De manera que se cumplan estos objetivos, por un lado, se debe que desvincular el crecimiento de la población con el aumento de la demanda energética y, por otro lado, se deben reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a la producción de energía. Por esta razón, es necesario invertir en fuentes de energía limpia, como la solar, eólica y termal y mejorar la productividad energética.

En este trabajo de fin de grado se estudia la energía eólica, en particular se realiza un diseño de un parque eólico de 10 MW en la localidad de Gazume, situado en el País Vasco. Los parques eólicos, compuestos por aerogeneradores de gran tamaño, se instalan tanto en tierra firme como en zonas marítimas, conocidas como parques eólicos marinos u offshore. Estos parques son capaces de aprovechar la energía cinética del viento y convertirla en electricidad mediante la rotación de las hélices de los aerogeneradores.

La construcción de parques eólicos ayuda a cumplir con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, principalmente en el ODS 7: "Energía asequible y no contaminante". Este objetivo busca garantizar el acceso universal a servicios de energía asequibles, fiables, sostenibles y modernos. Pero también puede tener impactos positivos en otros ODS, como:

- **ODS 7** - Energía asequible y no contaminante: La energía eólica, como fuente de energía renovable, contribuye a reducir la dependencia de combustibles fósiles y promueve un suministro de energía más limpio y sostenible.
- **ODS 13** - Acción por el clima: La energía eólica es una alternativa baja en carbono que ayuda a combatir el cambio climático al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas con la generación de energía.
- **ODS 9** - Industria, innovación e infraestructura: La implementación de tecnologías de energía eólica impulsa la innovación y contribuye al desarrollo de infraestructuras sostenibles para la generación de energía.
- **ODS 11** - Ciudades y comunidades sostenibles: La adopción de energía eólica en entornos urbanos puede contribuir a una matriz energética más limpia y a la creación de comunidades sostenibles.
- **ODS 12** - Producción y consumo responsables: La energía eólica fomenta un modelo de producción y consumo responsable al utilizar una fuente de energía renovable y disminuir la presión sobre los recursos no renovables.
- **ODS 17** - Alianzas para lograr los objetivos: La colaboración internacional y las alianzas son fundamentales para la investigación, desarrollo y adopción de tecnologías de energía eólica a nivel global.

El impulso de la energía eólica como parte de la matriz energética mundial es fundamental para avanzar hacia un futuro más sostenible, reduciendo la dependencia de fuentes de energía no renovable y disminuyendo los impactos ambientales asociados con la generación de energía.

Sin embargo, la energía eólica también enfrenta desafíos, como la variabilidad y la intermitencia del recurso eólico, lo que puede afectar a la estabilidad de la red eléctrica. No obstante, los avances tecnológicos y las mejoras en la gestión y el almacenamiento de la energía están permitiendo reducir estas limitaciones y aumentar el potencial de la energía eólica [2].

## 2. CONTEXTO

### 2.1. SITUACIÓN ENERGÉTICA GLOBAL

Durante la primera mitad de 2022, se produjeron importantes sucesos en los mercados energéticos a nivel global, que han tenido un impacto significativo en la situación energética mundial. La pandemia de COVID-19 y la guerra en Ucrania han causado un aumento en los precios de los combustibles, agravando la escasez de energía y generando preocupaciones sobre la seguridad energética.

La pandemia de COVID-19 tuvo un efecto duradero en la demanda y la oferta de energía. Las restricciones impuestas para contener la propagación del virus han reducido la actividad económica y, por tanto, la demanda de energía. Además, las interrupciones en las cadenas de suministro y la disminución de las inversiones en el sector energético han afectado la producción y distribución de combustibles, contribuyendo así a la escasez energética.

Por otro lado, el conflicto en Ucrania ha generado tensiones geopolíticas que han afectado los flujos de gas y petróleo en Europa. Las interrupciones en los suministros energéticos provenientes de Rusia han llevado a un aumento de los precios y han generado preocupaciones sobre la seguridad energética en varios países europeos.

Estas circunstancias han puesto en evidencia la importancia de avanzar hacia una matriz energética más diversificada, sostenible y resiliente. La transición hacia fuentes de energía renovable y la mejora en la eficiencia energética se han vuelto aún más urgentes para reducir la dependencia energética exterior de los combustibles fósiles, mitigar los impactos ambientales y garantizar un suministro energético estable [3].

A pesar de los esfuerzos por promover la sostenibilidad en la agenda energética global, todavía se observa un aumento en el consumo de recursos energéticos altamente contaminantes, como se puede ver en *bp Statistical Review of World Energy 2022* [4] (Figuras 1 y 2).

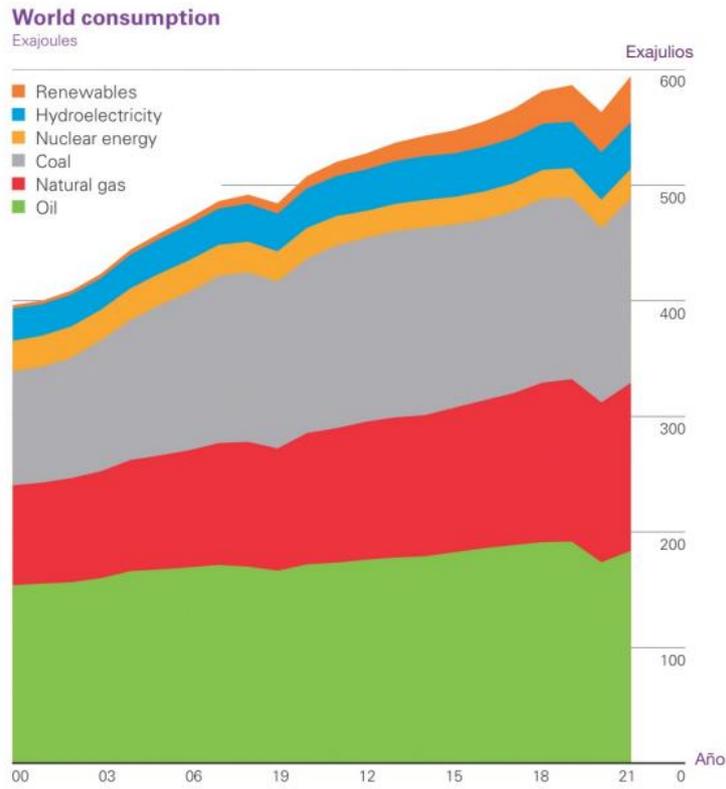


Figura 1. Consumo global de energías primarias a lo largo de los años [4].

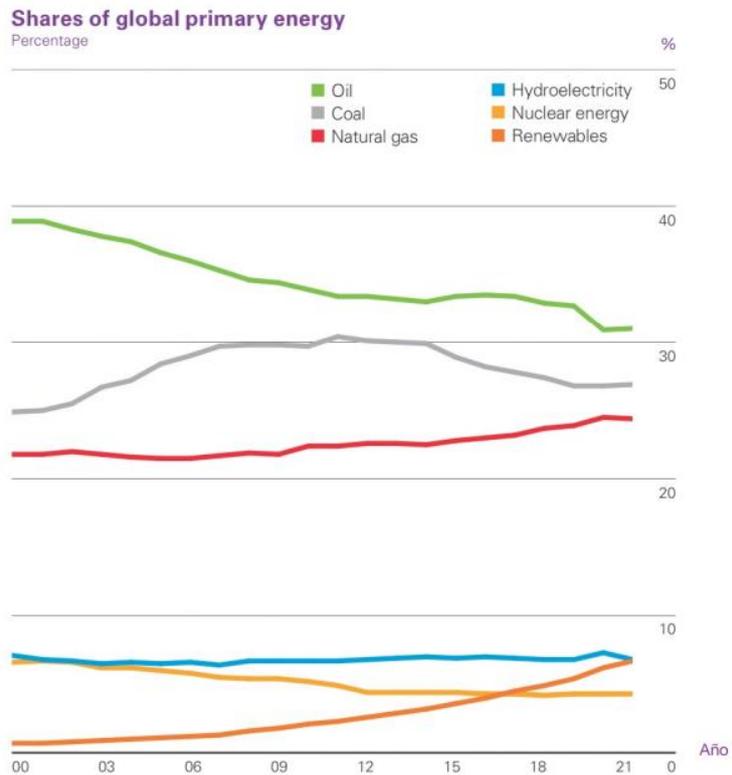


Figura 2. Desarrollo global del consumo de energía primaria en porcentaje a lo largo de los años [4].

De acuerdo con el estudio energético, se observa en la Figura 2 un crecimiento lineal en el consumo de energía, principalmente sustentado en fuentes de combustibles fósiles. Se destaca el petróleo, que se posiciona como el recurso más utilizado, representando el 31% del consumo total, seguido por el carbón con un 27% y, por último, el gas natural con un 24.5%.

Este aumento se debe en gran medida al creciente consumo de carbón en países como China e India, que se han convertido en los principales consumidores a nivel mundial. Sin embargo, ha habido un descenso del consumo del petróleo desde los años 90, debido al uso de energías renovables.

Por último, la energía hidroeléctrica con un consumo de 6,6%, la nuclear con un 6,7% y las energías renovables representando el 4,2% no emiten gases de efecto invernadero por lo que pueden ser consideradas como limpias.

Dado que el diseño del parque eólico se llevará a cabo en Gazume, en el País Vasco, en la siguiente sección se llevará a cabo un análisis de la situación energética en esta localidad.

## 2.2. SITUACIÓN ENERGÉTICA EN EL PAÍS VASCO

El País Vasco está muy lejos de ser autosuficiente energéticamente, es decir, de producir la energía que todas sus actividades, ya sean productivas, sociales o meramente vitales, van a necesitar.

Tal como se muestra en la Figura 3, en 2020, tres cuartas partes de la energía demandada por el País Vasco corresponden a derivados del petróleo y gas natural. El crudo y sus derivados representan casi la mitad del total (39,3 %) y el gas natural, un tercio (28,1 %).

Las energías renovables representan tan solo el 5,9 % de la demanda, mientras la importación de energía eléctrica supone el 25,7 %. Un 1% residual corresponde al carbón y sus derivados.

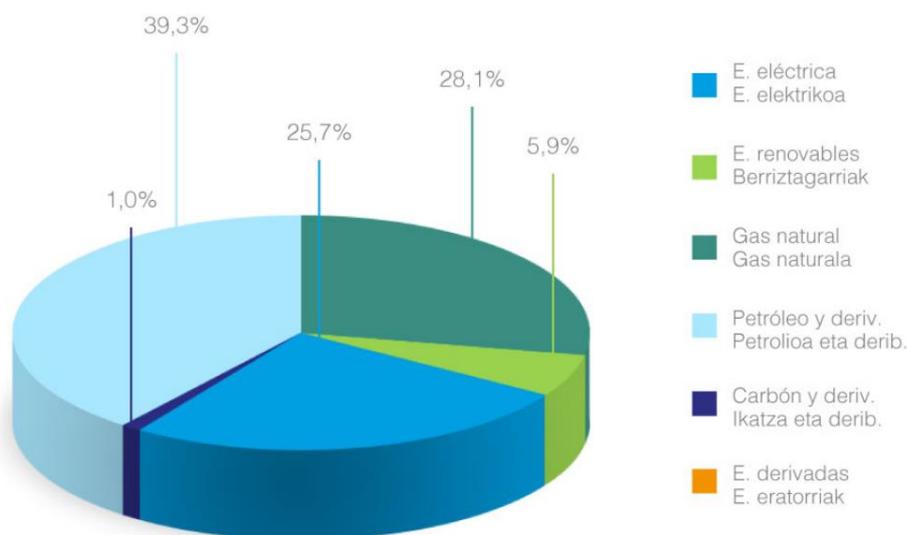


Figura 3. Consumo de energías primarias en el País Vasco [5].

En los últimos años, como se puede observar en la Tabla 1, se ha observado un notable incremento en el uso de fuentes de energía renovable, sustituyendo los derivados del petróleo. Sin embargo, los datos disponibles reflejan un progreso limitado en la adopción de esta forma de energía sostenible.

La potencia instalada de energías renovables eléctricas representaba en 2021 603 MW, incluyendo 153 MW de capacidad eólica, 79 MW de capacidad solar fotovoltaica y 91 MW de solar térmica.

Tabla 1. Objetivos de capacidad de generación eléctrica renovable en el País Vasco [6].

Capacidad instalada		2020	2021	2025	2030
Hidroeléctrica	MW	173	173	177	183
Eólica	MW	153	153	463	783
Fotovoltaica	MW	60	79	108	293
Solar térmica	miles m <sup>2</sup>	90	91	137	202
Biomasa	MW	84	84	106	111
Energía Marina	MW	0,3	0,3	20	60
Geointercambio	MWg	21	23	96	253
Energía Geotérmica	MW	0	0	4	10

DATOS REALES     
 DATOS ESTIMADOS     
 OBJETIVOS RECOGIDOS EN 3E-2030

Esto se debe, principalmente, a tres motivos: al crecimiento de la demanda energética (a pesar de que ha caído la intensidad energética de la economía vasca), a la dificultad de aumentar de manera significativa la capacidad instalada de energías renovables eléctricas, y a la inviabilidad, hasta la fecha, de sustituir las fuentes de energía en sectores como la industria o el transporte.

Incrementar el peso de las energías renovables en la matriz energética de Euskadi y especialmente en generación de energía eléctrica se ha convertido en un objetivo prioritario e imprescindible para llevar a cabo la transición energética de forma efectiva. También permite, simultáneamente, consolidar y aumentar la competitividad de la economía en conjunto y de las empresas vascas en torno al concepto de sostenibilidad medioambiental aprovechando las capacidades tecnológicas e industriales de las que dispone el País Vasco [6].

En Euskadi, las primeras actividades desarrolladas en el ámbito de la energía eólica fueron los proyectos piloto y de demostración llevados a cabo mediante la instalación de un equipo comercial "Polenko" de 10 kW en Karrantza en 1984, y el impulso de nuevos desarrollos (aerogeneradores de eje vertical "Darrieus") en colaboración con la Escuela Politécnica de Mondragon [7].

Esta primera etapa de desarrollo coincidió en el tiempo con los movimientos iniciales de algunas compañías eléctricas en el sector eólico. De esta manera, la confluencia de intereses entre el Ente Vasco de la Energía e Iberdrola Renovables se materializó en la creación en 1996 de Eólicas

de Euskadi (al 50% de participación), empresa que ha realizado la mayor parte de las inversiones en parques eólicos en el País Vasco. En 2007 la agencia energética vasca vendió a Iberdrola su participación en Eólicas de Euskadi [7].

En la actualidad, el País Vasco dispone de cuatro parques eólicos terrestres, con una potencia total instalada de 143 MW. En 2006, CESA (posteriormente integrada en Acciona) promovió asimismo la construcción del miniparque eólico de Punta Lucero (10 MW), único construido al margen de Eólicas de Euskadi. A partir de esa fecha no se ha construido ningún parque eólico en Euskadi [7].

### 3. OBJETO Y DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El objetivo general del proyecto es lograr la implementación exitosa de un parque eólico de 10 MW en el País Vasco, asegurando la selección adecuada del emplazamiento, la eficiencia energética mediante la elección óptima del aerogenerador y la consideración responsable del impacto ambiental y la infraestructura necesaria.

Para alcanzar el objetivo general es necesario cumplir los objetivos específicos que se enumeran a continuación:

- **Selección del emplazamiento:** con la ayuda del Plan Territorial Sectorial del País Vasco identificar y seleccionar el emplazamiento más adecuado para el parque eólico.
- **Análisis del recurso eólico:** realizar un análisis detallado del recurso eólico en el emplazamiento elegido para comprender la viabilidad y potencial de generación de energía.
- **Evaluación de aerogeneradores:** evaluar los aerogeneradores disponibles en el mercado y realizar estudios energéticos y económicos para seleccionar el aerogenerador que mejor se adapte a las condiciones del emplazamiento.
- **Diseño de infraestructura eléctrica:** diseñar la infraestructura eléctrica del parque eólico, considerando el aerogenerador seleccionado y realizar el dimensionamiento de los diferentes componentes de la instalación eléctrica, excluyendo el análisis detallado del centro de seccionamiento y la línea de evacuación.
- **Definición de obra civil:** establecer los detalles de la obra civil necesaria para la implementación del parque eólico.
- **Estudio del impacto ambiental:** realizar un estudio del impacto ambiental para analizar las repercusiones de la implementación del parque eólico en el terreno seleccionado.

### 4. NORMATIVA APLICABLE

Este proyecto se ha realizado siguiendo la normativa legal de tipo general y específico presentada a continuación:

- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 485/97 sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 337/2014 de 9 de mayo por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión a la red de baja tensión.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Ley 24/2013, de 26 diciembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- REAL DECRETO 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.
- LEY 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido.
- LEY 8/2007, de 28 de mayo, de suelo
- LEY 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.
- LEY 42/2007 del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad, y demás normativa nacional relevante sobre conservación de la naturaleza.
- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Norma IEC 61400-1, normativa internacional cuyo objetivo es estandarizar los cálculos y parámetros referidos a aerogeneradores y energía eólica.
- DECRETO 104/2002, de 14 de mayo, por el que se aprueba definitivamente el Plan Territorial Sectorial de la Energía Eólica en la Comunidad Autónoma del País Vasco.
- DECRETO 115/2002, de 28 de mayo, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, a través de Parques Eólicos, en el ámbito de la Comunidad Autónoma del País Vasco.

## 5. EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO

Para la elección del emplazamiento del parque eólico se ha recurrido al Plan Territorial Sectorial de Energía Eólica en el País Vasco [8], es un documento de planificación que establece las directrices para el desarrollo de parques eólicos en esta región autónoma de España. Este plan

es parte de la estrategia para promover la generación de energía renovable y cumplir con los objetivos medioambientales y de sostenibilidad.

El Plan Territorial Sectorial ofrece un listado de ubicaciones aptas para el emplazamiento de parques eólicos. Las ubicaciones son las siguientes:

- Arkamo (Álava)
- Badaia (Álava)
- Cruz de Alda (Álava)
- Elgea (Álava)
- Ganekogorta (Vizcaya)
- Gazume (Guipúzcoa)
- Kolometa (Vizcaya)
- Mandoegui (Guipúzcoa)
- Montes de Iturrieta(Álava)
- Oiz (Vizcaya)
- Ordunte (Vizcaya)

De las ubicaciones mencionadas, algunas han sido descartadas debido a consideraciones ambientales, particularmente en relación con el impacto sobre la fauna local. También hay restricciones por la complicación asociada con la instalación en terrenos rocosos, la cual podría dificultar la construcción de la infraestructura necesaria para el parque.

Gazume es un emplazamiento sin restricciones, según el mencionado plan esta ubicación cumple con el estudio ambiental y el terreno permite su correcta instalación. Por estos motivos, monte Gazume es la ubicación seleccionada para el emplazamiento del parque eólico de este proyecto.

En la siguiente tabla se detallan los datos de interés que ofrece el Plan Territorial Sectorial del País Vasco:

*Tabla 2. Datos técnicos del parque eólico [8].*

<b>Emplazamiento</b>	<b>Potencia instalable (MW)</b>	<b>Velocidad media del viento (m/s)</b>	<b>N.º horas de funcionamiento (h/año)</b>	<b>Producción anual (GWh/año)</b>
<b>Gazume</b>	11,2	6,8	2.494	28

### 5.1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El parque eólico situado en el monte Gazume, una prominente montaña ubicada en la comarca de Urola Garaia, en el municipio de Errezil, en Guipúzcoa. Se eleva a una altitud de aproximadamente 816 metros sobre el nivel del mar.

Sus coordenadas son:

Latitud: 43.1829060544956

Longitud: -2.1661148696497836

En las Figuras 4 y 5 se puede observar la ubicación de Gazume en el mapa:

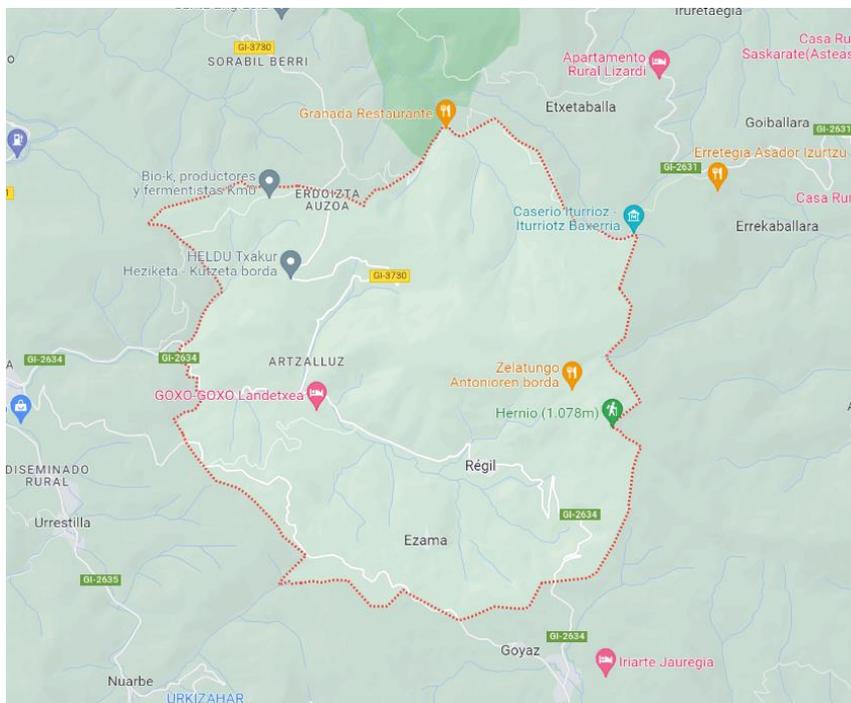


Figura 4. Mapa del municipio de Errezil [9].



Figura 5. Mapa del monte Gazume [10].

## 5.2. ENERGÍA EÓLICA EN GAZUME

En este apartado se analiza el recurso eólico de la ubicación elegida. Así, se examina la velocidad media, la distribución Weibull (representación gráfica de cómo se distribuyen los vientos) y la rosa de viento (necesaria para instalar los equipos).

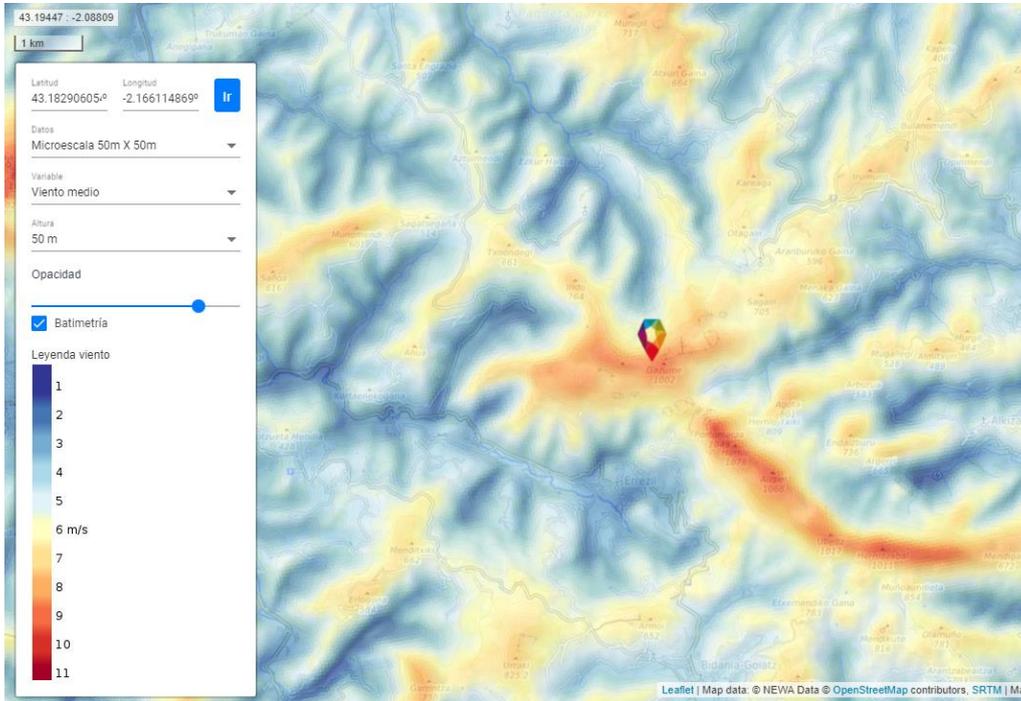


Figura 6. Atlas eólico de Gazume [11].

Al analizar el mapa eólico ibérico de la Figura 6, proporcionado por IDEA, se puede observar que la velocidad media del viento en la zona se encuentra en un rango de 7 m/s.

Según la norma IEC 61400 (Tabla 3), para una velocidad de 7 m/s el aerogenerador adecuado será de la clase III.

Tabla 3. Clase de emplazamiento (Norma IEC 61400) [12].

Velocidad media (m/s)	Tipo
$v < 6 \text{ m/s}$	IV
$6 \text{ m/s} < v < 7,5 \text{ m/s}$	III
$7,5 \text{ m/s} < v < 8,5 \text{ m/s}$	II
$8,5 \text{ m/s} < v < 10 \text{ m/s}$	I

Los aerogeneradores comienzan a producir energía a velocidades del viento que oscilan entre los 3 y 4 m/s, alcanzando su máxima potencia alrededor de los 11 m/s. Cuando la velocidad del viento alcanza los 25 m/s, las palas del aerogenerador se colocan en posición de "bandera", lo

que significa que se orientan de manera que ofrecen la mínima resistencia al aire, reduciendo así la velocidad de rotación y evitando tensiones excesivas que podrían ocasionar daños a la turbina.

Por tanto, se analizarán los valores de velocidad comprendidos entre 3 y 25 m/s.

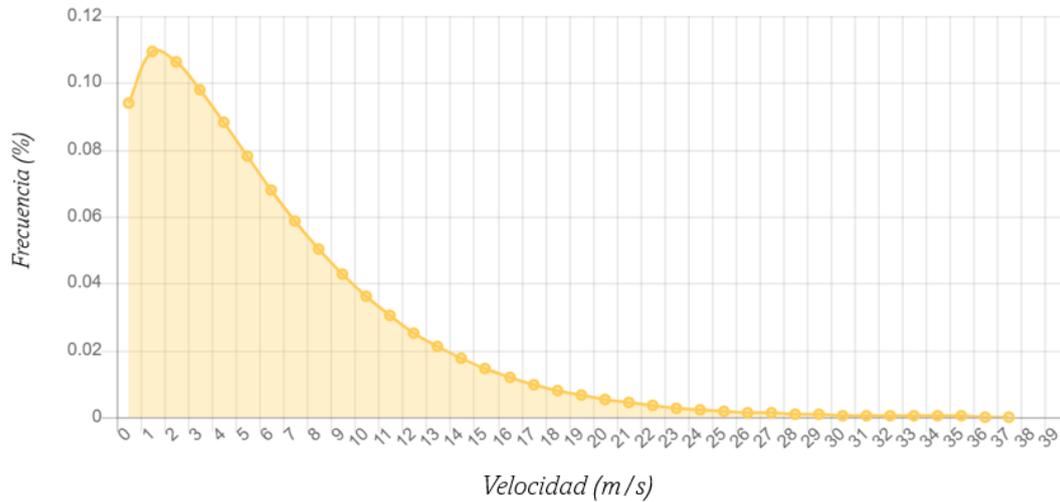


Figura 7. Distribución de Weibull en monte Gazume [13].

Se observa la distribución de Weibull, en la Figura 7, que el porcentaje del número de horas de funcionamiento es alto, se comprueba también que a los 25 m/s la frecuencia es 0, es decir, las palas se colocan en posición bandera para frenar el aerogenerador.

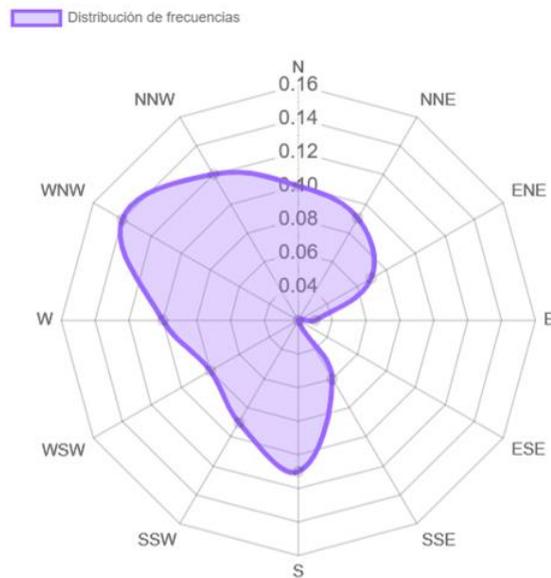


Figura 8. Rosa de viento en monte Gazume [13].

La rosa de los vientos es una herramienta gráfica que se utiliza en la planificación y diseño de parques eólicos para comprender la dirección y la variabilidad del viento en un sitio específico.

Esta representación gráfica muestra la distribución de la velocidad y la dirección del viento, como se muestra en la Figura 8.

## 6. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO

Una vez seleccionado el emplazamiento del parque eólico se lleva a cabo un análisis del recurso eólico en la ubicación elegida. Este estudio permitirá obtener información adicional sobre las características del viento en la zona.

Para llevar a cabo el análisis del recurso eólico se debe tener en cuenta las características del viento. En primer lugar, la energía del viento está relacionada con el movimiento de masas de aire, por tanto, esta energía se relaciona con la fórmula de la energía cinética, la cual se muestra a continuación:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (1)$$

Donde,

$m$ : caudal másico del aire

$v$ : velocidad del viento

Este caudal ( $m$ ) depende de la densidad, el área de barrido del rotor, la velocidad y el tiempo:

$$m = \rho \cdot A \cdot v \cdot t \quad (2)$$

Donde,

$\rho$  = densidad del aire

$v$  = velocidad del aire

$A$  = área de barrido

$t$  = tiempo que tarda el aire en atravesar el volumen cilíndrico de longitud  $L$

Sustituyendo en la primera ecuación:

$$E = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot t \cdot v^3 \quad (3)$$

Finalmente, se obtiene la potencia del viento derivando respecto de tiempo a la ecuación anterior:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (4)$$

Donde,

$\rho$  = densidad del aire

A = superficie de barrido

v = velocidad del viento

De esta manera se demuestra que el factor que más afecta en el recurso eólico es la velocidad del viento, ya que a medida que este aumenta su impacto se potencia en el exponente al cubo. Seguido de la velocidad del viento se encuentra la densidad, la cual varía con la temperatura y la altura sobre el nivel del mar como se indica en la siguiente ecuación:

$$\rho = 1,225 \left( \frac{288}{T+273} \right) e^{\left( -\frac{h}{8485} \right)} \quad (5)$$

Donde,

T = temperatura del aire

h = altura sobre el nivel del mar

### 6.1. POTENCIA APROVECHABLE DEL VIENTO

Aunque la energía disponible del viento es muy elevada, no es posible aprovecharla toda. El viento a su paso se frena, saliendo del aerogenerador a una velocidad menor a la que ha entrado, como se muestra en la Figura 9, implicando esto una menor energía cinética.

La Ley de Betz [14] define la máxima potencia eólica aprovechada, siendo como máximo un 59,6% de la energía cinética del viento que incide sobre la turbina eólica.



Figura 9. Límite de Betz [14].

A continuación, se muestra la demostración de la Ley de Betz:

$$P = Fv = \frac{1}{4}\rho A(v_1 + v_2)^2(v_1 - v_2) \quad (6)$$

Donde,

$v_1$  = velocidad de entrada del viento

$v_2$  = velocidad de salida del viento

Teniendo en cuenta que  $a = \frac{v_2}{v_1}$  se obtiene la potencia total:

$$P = \frac{1}{4}\rho A v_1^3 (1 + a)^2 (1 - a) \quad (7)$$

El coeficiente de potencia es la potencia extraíble entre la potencia total:

$$Cp = \frac{1}{2} (1 + a)^2 (1 - a) \quad (8)$$

Se obtiene la potencia máxima extraída cuando Cp tenga su valor máximo, se adquiere este valor derivando la ecuación anterior e igualándola a 0:

$$\begin{aligned} \frac{dCp}{da} &= \frac{1}{2} [2(1 + a)(1 - a) - (1 + a)^2] = 0 & (9) \\ 2(1 + a)(1 - a) &= (1 + a)(1 + a) \\ 2(1 - a) &= (1 + a) \\ 2 - 2a &= 1 + a \\ 1 &= 3a \\ a &= \frac{1}{3} \end{aligned}$$

Con  $a=1/3$  obtenemos el valor máximo de Cp:

$$Cp = \frac{1}{2} (1 + a)^2 (1 - a) = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{1}{3}\right)^2 \left(1 - \frac{1}{3}\right) = \frac{16}{27} \quad (10)$$

Por tanto, la máxima potencia extraíble es:

$$P = \frac{16}{27} (\rho A v_1^3) \quad (11)$$

## 7. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

Una vez obtenida la distribución del viento y la clase de aerogenerador necesarios para la implantación del parque eólico se procede a realizar un análisis de alternativas con el objetivo de seleccionar la configuración que resulte en una producción de energía óptima. Para ello se han elegido ocho aerogeneradores de distintas potencias de tres empresas diferentes para realizar la elección de la turbina.

En el siguiente apartado se realiza la comparación de los ocho aerogeneradores por medio de la curva de potencia de cada uno, teniendo en cuenta que la góndola estará situada a 100 metros de altura y que la clase de aerogenerador será de clase III.

### 7.1. COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR

A continuación, se presenta una descripción detallada de los componentes de un aerogenerador (Figura 10) para ilustrar su funcionamiento:

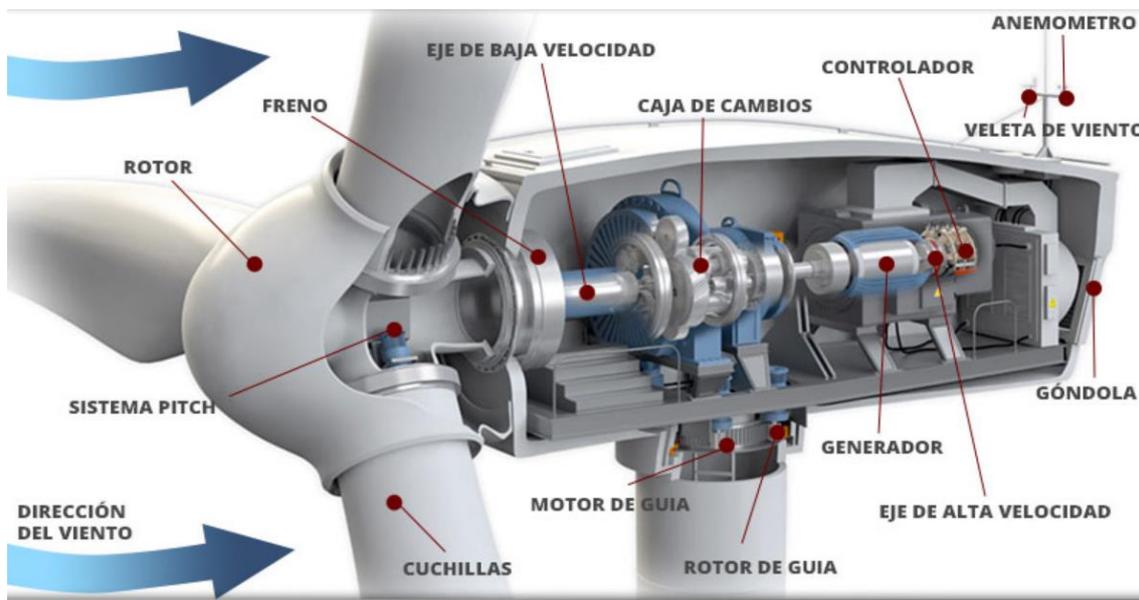


Figura 10. Componentes de un aerogenerador [15].

1. Suelo/cimentación: plataforma de alta resistencia sobre la cual se dispone el conjunto del aerogenerador.
2. Torre: es la encargada de soportar la góndola y el rotor. Cuanta más alta sea la torre mayor cantidad de energía podrá obtenerse, ya que la velocidad del viento aumenta con la altura respecto al nivel del suelo.
3. Rotor: es la parte de la máquina que transforma la energía del viento en energía mecánica. Aumentando el diámetro de las palas, se puede aumentar la superficie de captación de viento y la potencia proporcionada por la máquina.

4. Multiplicador: es un conjunto de engranajes que transforman la baja velocidad a la que gira el eje del rotor (entre 14 y 30 vueltas por minuto) a una velocidad más elevada, que se comunica al eje que hace girar el generador.
5. Generador: su objetivo es transformar la energía mecánica procedente del rotor de la máquina en energía eléctrica. Esta energía se volcará a la red eléctrica o será usada por algún centro de consumo anexo a la instalación.
6. Góndola: es el conjunto de bastidor y carcasa del aerogenerador. El bastidor es una pieza sobre la que se acoplan los elementos mecánicos principales (el rotor, el multiplicador, el generador) del aerogenerador y que está situada sobre la torre. Este bastidor está protegido por una carcasa, generalmente de fibra de vidrio y poliéster, reforzada con perfiles de acero inoxidable.
7. Palas: son los elementos del aerogenerador encargados de captar la energía cinética del viento. Es uno de los componentes más críticos de la máquina, ya que, en palas de gran longitud, que permiten un mejor aprovechamiento de la energía, las altas velocidades que se consiguen en los extremos llevan al límite la resistencia de los materiales con que están fabricados (normalmente, fibra de vidrio y poliéster).
8. Buje: es el elemento de unión entre las palas y el sistema de rotación, ya que este está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador.
9. Cono o nariz: es la cubierta metálica con forma cónica que se encara al viento, y lo desvía hacia el tren motor. Debe tener la forma aerodinámica adecuada para impedir la formación de turbulencias.
10. Eje de baja velocidad: es el encargado de conectar el buje del rotor con la multiplicadora y transmitir la energía captada por las palas
11. Eje de alta velocidad: es el encargado del accionamiento del generador eléctrico.
12. Sistema de orientación: Este sistema tiene como función orientar el rotor de forma que quede colocado de forma perpendicular a la dirección del viento y así presente siempre la mayor superficie de captación.
13. Anemómetro: se trata de un medidor que forma parte del aerogenerador para medir la velocidad del viento.
14. Veleta: Es el instrumento que se utiliza para medir la dirección del viento [16].

## 7.2. TIPOS DE AEROGENERADOR

Se puede observar los ocho aerogeneradores de diferentes fabricantes en la Tabla 4, que se han utilizado para valorar las alternativas para elegir:

Tabla 4. Aerogeneradores de diferentes empresas [17-24].

Empresa	Turbina eólica	Tipo	Altura torre (m)	Potencia unitaria (MW)	Diámetro (m)
Siemens Gamesa	G97	IEC IIA/IIIA	78-120	2	97
Siemens Gamesa	G114	IEC IIA/IIIA	80-125	2	114
Siemens Gamesa	G114	IEC IIA/IIIA	80-125	2.5	114
Siemens Gamesa	G126	IEC IIIA	84-129	2.5	126
Siemens Gamesa	G128	IEC IIIA	81-140	4.5	128
Siemens Gamesa	G128	IEC IA /IIA	81-140	5	128
Enercon	E103/2350	IEC IIIa	98-138	2.35	103
Vestas	V110/2000	IEC IIIa	80-125	2	110

En la Tabla 5 se recogen los datos de potencia (kW) correspondientes a los distintos aerogeneradores, los cuales se utilizarán posteriormente para generar las curvas de potencia. Se muestra la potencia unitaria de cada aerogenerador para diferenciarlos.

Tal y como se ha explicado anteriormente la velocidad del viento se encuentra limitada hasta los 25 m/s, ya que a partir de este valor la turbina eólica se coloca en posición bandera, para evitar posibles daños estructurales.

Tabla 5. Potencia generada de los aerogeneradores en función del viento [17-24].

Velocidad media (m/s)	G97 (2 MW)	G114 (2 MW)	G114 (2,5 MW)	G126 (2,5 MW)	E103 (2,35 MW)	V110 (2 MW)	G128 (4,5 MW)	G128 (5 MW)
0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	66	0	0	75	75

Diseño de un parque eólico de 10 MW en Gazume (País Vasco)

Velocidad media (m/s)	G97 (2 MW)	G114 (2 MW)	G114 (2,5 MW)	G126 (2,5 MW)	E103 (2,35 MW)	V110 (2 MW)	G128 (4,5 MW)	G128 (5 MW)
3	11	43	102	360	33	0	165	165
4	65	135	257	639	91	44	300	300
5	204	306	471	1007	223	195	600	600
6	435	584	750	1432	496	403	967	967
7	719	917	1194	1857	760	673	1533	1533
8	1040	1382	1713	2217	1116	1176	2200	2326
9	1394	1726	2227	2397	1545	1728	3018	3119
10	1750	1875	2465	2500	1892	1894	3774	3811
11	1907	1934	2500	2500	2191	1980	4314	4440
12	1983	2000	2500	2500	2350	2000	4490	4755
13	1983	2000	2500	2500	2350	2000	4500	4920
14	2000	2000	2500	2500	2350	2000	4500	4980
15	2000	2000	2500	2500	2350	2000	4500	5000
16	2000	2000	2500	2500	2350	2000	4500	5000
17	2000	2000	2500	2500	2350	2000	4500	5000
18	2000	2000	2500	2500	2350	2000	4500	4954
19	2000	2000	2500	2500	2350	2000	4306	4859
20	2000	2000	2500	2501	2350	2000	4113	4751
21	1965	2000	2500	2500	2350	0	3919	4622
22	1883	1900	2500	2376	2350	0	3725	4420
23	1700	1707	2400	2164	2350	0	3532	4200
24	1470	1490	2250	1936	2350	0	3339	3994
25	1188	1215	0	1740	2350	0	3145	3750
26	0	0	0	0	0	0	0	0

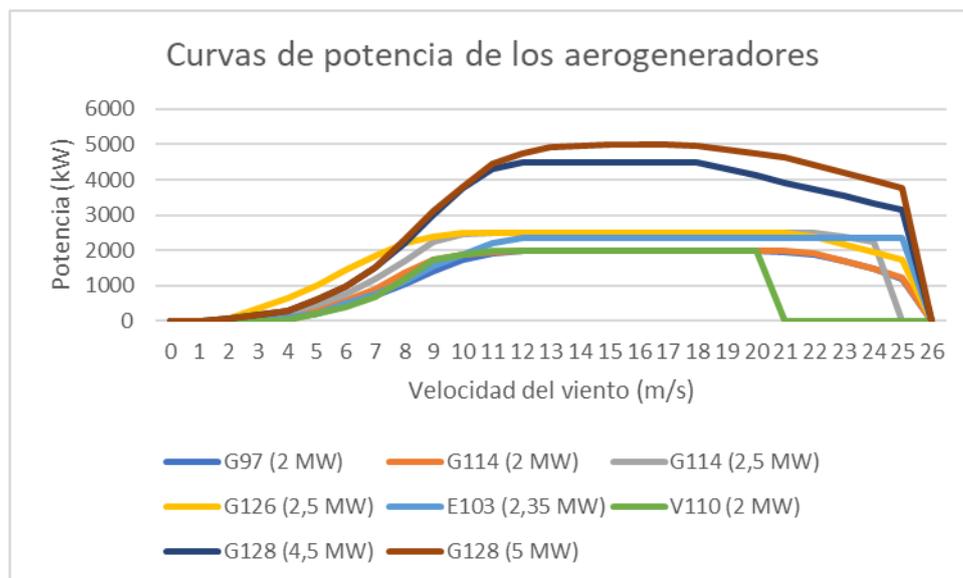


Figura 11. Curvas de potencia de los aerogeneradores [17-24].

Tras analizar la Figura 11, se puede apreciar que los aerogeneradores G128 de Gamesa obtienen la mayor potencia en comparación con las demás opciones, por lo tanto, a priori, se recomienda seleccionar este modelo para su implementación.

### 7.3. NUMERO DE AEROGENERADORES

Se va a analizar la cantidad de aerogeneradores necesarios, con el fin de maximizar la potencia generada en el parque eólico. Es importante considerar que las turbinas eólicas deben estar situadas a una distancia mínima entre sí, ya que la proximidad excesiva podría resultar en el bloqueo parcial del flujo de viento hacia otros aerogeneradores. Este fenómeno, conocido como efecto sombra, puede disminuir la producción de energía. Por lo tanto, se debe garantizar una separación mínima entre las turbinas para evitar esta interferencia y optimizar así la eficiencia del parque eólico.

La distancia mínima dependerá del diámetro de los rotores, la disponibilidad del terreno y la dirección de los vientos dominantes. En una misma línea, en la dirección de los vientos predominantes, se debe mantener una distancia mínima entre aerogeneradores equivalente a tres veces el diámetro del rotor. Asimismo, la distancia entre las líneas, en el sentido de los vientos dominantes, debe ser de al menos cinco veces el diámetro del rotor.

En el caso de este proyecto, se dispone de una única línea admisible de 1,7 km según el Plan Territorial Sectorial del País Vasco. El número de turbinas se obtiene de dividir la línea de 1700m entre la distancia mínima.

A continuación, en la Tabla 6 se detallan la distancia mínima requerida, el número de aerogeneradores y la potencia total instalada, obtenida de multiplicar el número de turbinas por su potencia unitaria.

Tabla 6. Número de aerogeneradores y distancia entre sí.

Turbina	Diámetro del rotor (m)	Distancia mínima (m)	Número de turbinas	Potencia unitaria (MW)	Potencia total instalada (MW)
<b>G97</b>	97	291	6	2	12
<b>G114</b>	114	342	5	2	10
<b>G114</b>	114	342	5	2.5	12,5
<b>G126</b>	126	378	4	2.5	10
<b>G128</b>	128	384	4	4.5	18
<b>G128</b>	128	384	4	5	20
<b>E103/2350</b>	103	309	5	2.35	11,75
<b>V110/2000</b>	110	330	5	2	10

De acuerdo con los resultados obtenidos en la Tabla 6, se corrobora que los aerogeneradores G128 serían los que generan la mayor potencia en relación con la cantidad de turbinas instaladas.

#### 7.4. VIABILIDAD ENERGÉTICA DEL AEROGENERADOR

Se ha llevado a cabo un análisis de viabilidad energética de los aerogeneradores a nivel de eficiencia. Se han considerado los parámetros más relevantes, como la cantidad de energía generada anualmente por cada aerogenerador y las horas equivalentes de funcionamiento.

Además, se obtiene el factor de carga de cada aerogenerador. Este factor permite calcular la eficiencia de los aerogeneradores en función de su capacidad de generar energía en relación con su potencia nominal.

Utilizando la siguiente ecuación, se calcula la energía generada por cada aerogenerador en MWh.

$$E_i = P_i * t_i \quad (12)$$

Donde,

$i$  = indicador de la velocidad del del viento

$P$  = potencia del aerogenerador

$t$  = número de horas anuales de funcionamiento

Posteriormente, se obtiene la energía generada al año, es decir, el sumatorio de las energías producidas por cada velocidad:

$$E_{totales} = \sum E_i \quad (13)$$

Además, se calcula el número de horas equivalentes, que representa la cantidad de horas que el aerogenerador debería operar a plena carga (potencia nominal) en un año para obtener la misma energía generada en su funcionamiento real.

$$HE = \frac{E_{bruta}}{P_N} \quad (14)$$

No obstante, la energía bruta calculada para cada aerogenerador no representa la energía real debido a las pérdidas internas inherentes al funcionamiento de los aerogeneradores. Para tener en cuenta estas pérdidas, se aplicarán coeficientes correctores.

El primer factor de pérdida es el coeficiente corrector de densidad, el cual se establece en 0,9 para ajustar la energía bruta. Este coeficiente tiene en cuenta las pérdidas de densidad del aire y su impacto en la generación de energía.

El segundo factor de pérdida contempla otros aspectos como los efectos de estela y las pérdidas asociadas al mantenimiento de los aerogeneradores. Se aplicará un coeficiente corrector de 0,85 para tener en cuenta estas pérdidas adicionales.

Por tanto, la energía neta:

$$E_{neta} = 0,9 * 0,85 * E_{bruta} \quad (15)$$

Se calcula ahora las horas de funcionamiento equivalentes para la energía neta obtenida:

$$HE = \frac{E_{neta}}{P_N} \quad (16)$$

Por último, se determinará el factor de carga de cada aerogenerador, se refiere a la proporción de energía generada por un aerogenerador en relación con su capacidad máxima de generación de energía, expresada como un porcentaje.

$$FC = \frac{HE}{8760h} \quad (17)$$

A modo de ejemplo se muestra en la Tabla 7, los cálculos obtenidos para el aerogenerador Siemens Gamesa G97-2MW:

Tabla 7. Energía bruta y energía neta generada y horas de funcionamiento equivalentes para la turbina G97.

Velocidad media (m/s)	Weibull (%)	Horas/año	Potencia (kW)	Energía bruta (MWh/año)	Energía neta (MWh/año)
0	9,9404	0	0	0	0
1	10,9411	0	0	0	0
2	10,6185	0	0	0	0
3	9,8105	4,7266989	11	9,4533978	7,231849317
4	8,8245	25,1233515	65	50,246703	38,4387278
5	7,7974	69,67132848	204	139,342657	106,5971326
6	6,7997	129,5546841	435	259,109368	198,2186667
7	5,8685	184,8119757	719	369,623951	282,7623228
8	5,0217	228,7484784	1040	457,496957	349,985172
9	4,2661	260,4761209	1394	520,952242	398,528465
10	3,6013	276,039645	1750	552,07929	422,3406569
11	3,0233	252,5259698	1907	505,05194	386,3647338
12	2,5253	219,3359416	1983	438,671883	335,5839907
13	2,0998	182,3789689	1983	364,757938	279,0398224
14	1,7387	152,31012	2000	304,62024	233,0344836
15	1,4342	125,63592	2000	251,27184	192,2229576
16	1,1788	103,26288	2000	206,52576	157,9922064
17	0,9657	84,59532	2000	169,19064	129,4308396
18	0,7886	69,08136	2000	138,16272	105,6944808
19	0,6421	56,24796	2000	112,49592	86,0593788
20	0,5213	45,66588	2000	91,33176	69,8687964
21	0,4221	36,3288807	1965	72,6577614	55,58318747
22	0,3409	28,11586386	1883	56,2317277	43,01727171
23	0,2747	20,454162	1700	40,908324	31,29486786
24	0,2208	14,2164288	1470	28,4328576	21,75113606
25	0,1772	9,22049568	1188	18,4409914	14,10735839
				<b>Energía bruta total</b>	<b>Energía neta total</b>
				5.157,057 MWh/año	3.945,149 MWh/año

A continuación, en la Tabla 8, se recopilan los datos más importantes de cada turbina:

Tabla 8. Comparación energética entre aerogeneradores.

Tipo	Ebruta (MWh/año)	HE (h/año)	Eneta (MWh/año)	FC (%)
<b>G97 (2MW)</b>	5.157,057	1.972,574	3.945,149	22,52
<b>G114 (2MW)</b>	5.829,648	2.229,840	4.459,681	25,45
<b>G114 (2,5MW)</b>	7.567,411	2.315,628	5.789,069	26,43
<b>G126 (2,5MW)</b>	9.566,893	2.927,469	7.318,673	33,42
<b>G128 (4,5 MW)</b>	11.758,707	1.998,980	8.995,411	22,82
<b>G128 (5MW)</b>	12.439,143	1.903,189	9.515,944	21,73
<b>V110 (2MW)</b>	5.122,137	1.959,218	3.918,435	22,37
<b>E103 (2,35 MW)</b>	5.926,782	1.929,357	4.533,988	22,03

Todos los cálculos obtenidos para cada aerogenerador se encuentran en la sección “1. Análisis energético” del Anexo.

Inicialmente, como se ha visto en la Tabla 6, podría parecer que los aerogeneradores de mayor potencia, como los Gamesa G118, tienen los factores de carga más altos. Sin embargo, al analizar la Tabla 8, se observa como las turbinas presentan horas de funcionamiento inferiores a pesar de su alta potencia.

El factor de carga se define como la relación que existe entre la energía generada por el aerogenerador durante un periodo de tiempo y la que hubiera producido en dicho periodo, si hubiese funcionado en forma continua a plena carga.

La clasificación del factor de carga de un aerogenerador, la cual se muestra en la Tabla 9, es una forma de evaluar y comparar su rendimiento en términos de eficiencia en la generación de energía.

Tabla 9. Clasificación del factor de carga [25].

Factor de Carga	Clasificación
<20%	No admisible
25% - 30%	Bueno
30% - 40%	Muy bueno
40 - 50%	Excelente
>50%	Extraordinario

Según esta clasificación, los aerogeneradores más recomendables son los Gamesa G114 (2,5 MW) y G126 (2,5 MW).

### 7.5. VIABILIDAD ECONÓMICA DEL AEROGENERADOR

En esta sección, se llevará a cabo un análisis de la viabilidad económica de los aerogeneradores. Para ello, se seguirán los valores establecidos en la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril [26].

En primer lugar, se calcula la inversión necesaria para cada modelo de aerogenerador, utilizando el parámetro denominado "Valor Estándar de Inversión" especificado en la mencionada Orden, el cual es de 1.200.000 € por MW, posteriormente, se multiplicará por la potencia total instalada, las cuales se pueden observar en el apartado anterior en la Tabla 6:

$$Inversión = 1.200.000 * P_{Total} \quad (18)$$

En el siguiente paso, se calcularán los valores de los ingresos, pero como se mencionó al inicio del proyecto la situación del consumo a nivel mundial es incierta, con constantes fluctuaciones en los precios.

Ante esta situación, la Comisión Europea ha aprobado la Excepción ibérica para hacer frente al aumento de precio de la energía. La excepción ibérica fija un tope para el precio del gas que se utiliza en la generación de electricidad, dicho tope se aplica sobre el gas en el mercado mayorista de la electricidad, en el que las ofertas se ordenan de más barata a más cara y la que marca el precio es "la última unidad que es necesaria para producir". Esto implica que el resto de las tecnologías, aunque sean más baratas, se pagan al mismo precio que la más cara [27].

El precio estimado para el cálculo de los ingresos será el promedio de los precios de electricidad del año 2023, que es de 91,22 €/MWh [28]. Los aerogeneradores no estarán operativos el 100% del tiempo, por norma general, los contratos de mantenimiento garantizan que se llevarán a cabo paradas programadas que representarán aproximadamente el 3% del tiempo. Además, se prevé que existan interrupciones adicionales del 1-2% del tiempo debido a la falta de demanda. Por tanto, habrá un 95% de disponibilidad:

$$Ingresos = 91,22 * E_{neto} * 0,95 \quad (19)$$

Por último, se calculan los costes de mantenimiento y funcionamiento. Los costes de mantenimiento oscilan entre el 1,5% y el 2% de la inversión inicial de la turbina. Es importante tener en cuenta que el precio de la turbina representa el 80% de la inversión total.

Los costes de funcionamiento se estiman en un 3% de la inversión total. Además, a ambos costes se les añade una subida del 5,7% debido a la inflación [29]:

$$Coste \text{ Mantenimiento} = ((Inversión * 0,8) * 0,0175) * 1,057 \quad (20)$$

$$\text{Coste Funcionamiento} = (\text{Inversión} * 0,03) * 1,057 \quad (21)$$

Después de completar estos cálculos, se lleva a cabo la selección del aerogenerador más viable. Para ello, se analiza la Tabla 10, que muestra los años de amortización, el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Tabla 10. Resultados de la viabilidad económica.

Tipo	Inversión (€)	Años de amortización	Beneficio (€) (Tras 25 años)	VAN (€)	TIR
<b>G97 (2MW)</b>	14.400.000	8	36.212.678,45	22.067.004,52	11%
<b>G114 (2MW)</b>	12.000.000	7	35.750.838,02	41.794.161,95	13%
<b>G114 (2,5MW)</b>	15.000.000	7	47.011.749,23	61.998.418,27	14%
<b>G126 (2,5MW)</b>	12.000.000	5	50.864.795,79	105.261.521,27	19%
<b>G128 (4,5MW)</b>	21.600.000	8	59.451.566,41	55.348.759,45	11%
<b>G128 (5MW)</b>	24.000.000	8	57.348.027,88	24.153.549,29	10%
<b>E103 (2,35MW)</b>	14.100.000	8	29.887.861,54	17.174.029,98	11%
<b>V110 (2MW)</b>	12.000.000	8	34.358.098,12	16.987.467,09 €	10%

En la sección “2. Análisis económico” del Anexo se muestra como se ha obtenido tanto el beneficio como los años de amortización de cada aerogenerador.

Para finalizar, se observa que el aerogenerador G128 (5MW) tiene el mayor beneficio, pero presenta el plazo de amortización más largo. Si lo comparamos con el aerogenerador G126 (2,5MW) no tiene un beneficio mucho menor y presenta el plazo de amortización más corto, lo cual significa la recuperación de la inversión inicial en un plazo de tiempo más breve que los otros modelos.

Además, el modelo Siemens Gamesa G126 tiene la tasa interna de retorno (TIR) máxima entre los aerogeneradores seleccionados, lo que indica mayor rentabilidad. También tiene el valor actual neto (VAN) positivo, lo que significa que la inversión generará beneficios adicionales.

Considerando estos aspectos y los de apartados anteriores, se concluye que el aerogenerador Siemens Gamesa G126 (2MW) es la mejor opción debido a su menor plazo de amortización, beneficio comparativo y rentabilidad destacada.

### 7.6. DIMENSION FINAL DEL PARQUE EÓLICO

En este apartado se hace un resumen de las dimensiones finales del parque eólico. El parque estará compuesto por 4 aerogeneradores del modelo Siemens Gamesa G126-2,5MW, ubicados a una distancia de 378 metros entre ellos.

Cada aerogenerador contará con su propio centro de transformación, y todos ellos estarán conectados mediante una línea subterránea a un centro de seccionamiento situado a unos 2 kilómetros del parque. La operación y control de los aerogeneradores se realizará desde las salas de control, con personal especializado encargado de esta tarea, y un equipo de personal a cargo de las tareas de mando.

Se muestra en la Figura 12 la alineación de los aerogeneradores en el monte Gazume, sustentada por el Plan Territorial Sectorial del País Vasco:

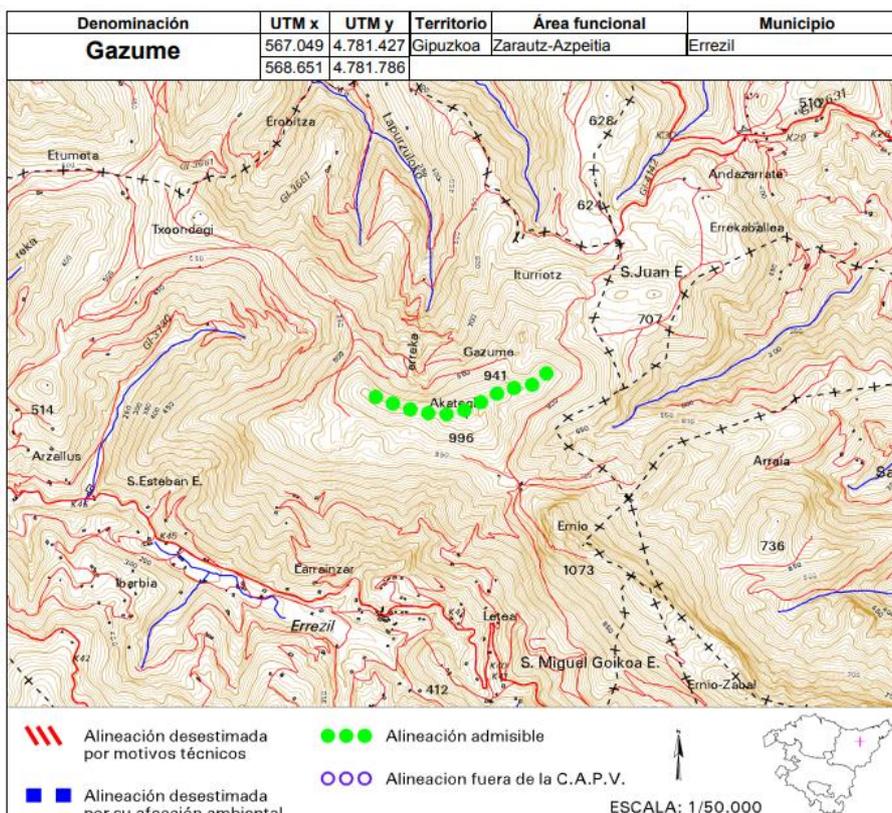


Figura 12. Alineación final del parque eólico en Gazume [8].

## 8. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

La función del sistema eléctrico de un parque eólico es generar energía eléctrica a partir de energía cinética, para luego suministrarla a la red de transporte eléctrico, en este caso la Red Eléctrica de España (REE), para abastecer a los pueblos e industrias cercanas.

Se utilizan dos niveles de transformación para un parque eólico. El primer nivel transforma la energía generada desde baja tensión (BT), que es de 690 V en el aerogenerador, a media tensión (MT), que es de 30 kV y se utiliza para la distribución interna del parque. Esta transformación se realiza en la góndola de cada aerogenerador. El segundo nivel de transformación eleva la tensión a niveles más altos para su distribución. Sin embargo, en este caso, no se realiza una transformación directa a media tensión, ya que la energía se destina a la red de consumo. Por lo tanto, la tensión de salida también será de 30 kV.

En resumen, el parque eólico de Gazume constará de 10 MW de potencia instalada, compuesto por 4 aerogeneradores de 2,5 MW cada uno. Estos aerogeneradores estarán conectados entre sí mediante un circuito subterráneo, el cual se conectará al centro de seccionamiento mediante una línea subterránea de 30 kV.

### 8.1. SISTEMA ELÉCTRICO DE BAJA TENSIÓN

Baja tensión (BT), se refiere a una tensión inferior a 1 kV, según la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT 07. Los conductores que forman parte de la instalación BT dentro de los aerogeneradores cumplirán con un aislamiento de RV 0,6/1 kV [30].

Además de la instalación principal de baja tensión en cada aerogenerador, habrá una línea separada que se encargará de alimentar los servicios auxiliares.

La tensión de la instalación principal de BT será de 690 V, mientras que la tensión de la instalación de servicio auxiliar será de 400 V. Esto supondría la posibilidad de colocar conductores con un aislamiento de 750 V, pero se opta a un aislamiento de RV 0,6/1 kV, ya que, aunque supone un coste mayor, aporta mayor seguridad y su precio respecto al total de la inversión del parque no es tan significativo.

### 8.2. SISTEMA ELÉCTRICO DE MEDIA TENSIÓN

Similar a la infraestructura de baja tensión, la red de media tensión estará compuesta por conductores aislados diseñados para operar a una tensión de 30 kV.

Dado que la instalación de media tensión que conecta el centro de transformación con el centro de seccionamiento de cada aerogenerador será subterránea, se utilizará un tipo de cable denominado HEPRZ1/18-30 kV para aplicaciones en exteriores, enterramientos directos, colocación bajo tuberías o en galerías, entre otros. Estos cables son de la marca PRYSMIAN y cumplen con las normativas estandarizadas por Iberdrola [33].

Además, el circuito en este proyecto ha sido diseñado de manera que no exceda una pérdida de potencia del 2% y sea capaz de soportar la corriente de cortocircuito definida según los cálculos del conductor, mostrados en la sección "5. Intensidades de cortocircuito" del Anexo de Cálculos Justificativos.

#### 8.2.1. Centro de transformación

El centro de transformación tiene como función aumentar la tensión en la cual se genera la electricidad a un nivel lo suficientemente alto para facilitar su transporte con la menor cantidad de pérdidas. En este caso, el transformador elevará la tensión de 690 V a 30 kV.

Cada aerogenerador tiene su propio centro de transformación, el cual está situado en la parte trasera de la góndola y estará disponible para su reparación y mantenimiento. Las celdas de protección y conexión a la red subterránea de media tensión se ubican en la parte inferior del aerogenerador.

El centro de transformación estará compuesto por los siguientes elementos:

#### *8.2.1.1. Transformador BT/MT*

Los transformadores tienen la función de transformar la energía generada por el aerogenerador a 690 V y 50 Hz, en 30 kV y 50 Hz para que pueda ser enviada al centro de seccionamiento.

El transformador BT/MT adoptará una configuración de aislamiento seco encapsulado y utilizará materiales autoextinguibles para su aislamiento. Este transformador estará compuesto por tres devanados, ya que en la parte de baja tensión se encontrará un bobinado de 690 V conectado al estator del generador, y otro de 480 V conectado al convertidor de frecuencia que alimenta al rotor. Asimismo, se incorporará un sistema de regulación de tensión en vacío a través de puentes en el primario.

Además, contará con protección contra sobrecargas, que se logrará mediante sondas ubicadas en el interior de las bobinas de baja tensión, conectadas a un terminal externo. Desde ese terminal, se extenderá un cableado hacia el armario de control del aerogenerador.

El transformador será de aislamiento seco por las siguientes razones:

- Los transformadores de aislamiento seco no utilizan aceite como medio de enfriamiento, eliminando así el riesgo de fugas y derrames.
- La ausencia de aceite contribuye a una vida útil más larga del transformador y reduce el desgaste general del equipo.
- Debido a la naturaleza de aislamiento seco, estos transformadores pueden ubicarse más cerca de las cargas, reduciendo las pérdidas de energía en las líneas de distribución.
- Debido a su diseño sin aceite y su menor riesgo de incendios, los transformadores de aislamiento seco son apropiados para aplicaciones en entornos sensibles al medio ambiente o en áreas donde la seguridad es una prioridad.

Cada transformador se situará en un cubículo específico en la parte trasera de la góndola y se suministrará en conjunto con el aerogenerador. Dado que se trata de un dispositivo de media tensión, se requiere protección contra el contacto directo. Para cumplir con esta medida de seguridad, el transformador estará alojado en una estructura metálica conectada al conductor de tierra, asegurando su funcionamiento seguro [31].

#### *8.2.1.2. Celdas de conexión*

Para la conexión de cada aerogenerador con la línea de media tensión, se usarán celdas de conexión. Estas celdas aseguran el funcionamiento continuo de la red, incluso si se produce un fallo en un aerogenerador, su función principal es proteger el transformador y aerogenerador aislándolos de la línea de media tensión.

Las cabinas de protección y control de media tensión elegidas en los aerogeneradores son del modelo DVCAS del fabricante MESA (Manufacturas Eléctricas S.A.), ya que ya que son celdas que contienen todos los dispositivos necesarios para la conexión a la red y la protección del parque. Estas cabinas están diseñadas con aislamiento SF6 y su construcción es modular, asignando una función específica a cada módulo [32].

Cada función está alojada en su propia carcasa de metal, de modo que todos los interruptores y conexiones se encuentran en un compartimiento hermético de acero inoxidable lleno de gas SF6, lo que elimina la necesidad de reponer el gas durante la vida útil del equipo y garantiza la protección de los componentes contra la humedad.

La robustez de la carcasa metálica de cada módulo garantiza el óptimo funcionamiento de las partes móviles en su interior y protege contra daños mecánicos externos. Además, las superficies exteriores de la carcasa se protegen contra la corrosión mediante galvanizado.

Estos módulos ocupan un espacio de instalación menor, lo que permite su extracción por la puerta de la torre del aerogenerador con solo 600 mm de anchura.

El mecanismo de operación del interruptor automático es accesible desde el exterior de la cuba de SF6. Los transformadores de tensión son de tipo inductivo, apantallados y son enchufables, independientes de la cuba de SF6. Por otro lado, los transformadores de corriente son del tipo toroidal y también se encuentran fuera de la cuba.

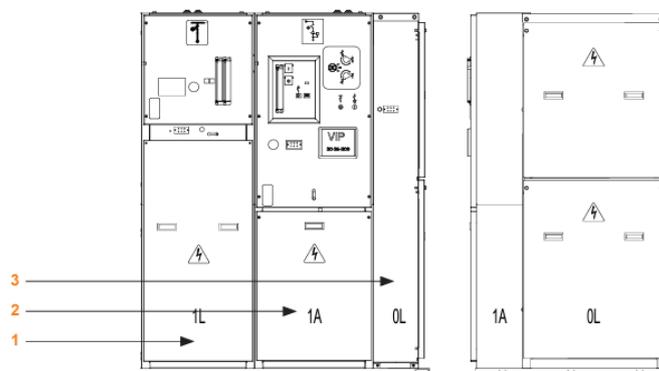
Las celdas de conexión de final de línea tendrán una configuración: 0L + 1A:

- Módulo 0L: función de remonte a barras.
- Módulo 1A: función de protección con interruptor automático.

Las celdas intermedias tendrán una configuración: 0L + 1L + 1A:

- Módulo 0L: función de remonte a barras.
- Módulo 1A: función de protección con interruptor automático.
- Módulo 1L: función de maniobra con interruptor seccionador.

En la Figura 13 se puede observar una imagen de la celda de conexión:



1. Módulo de línea
2. Módulo de protección
3. Módulo de remonte

Figura 13. Celda de conexión [32].

### 8.2.1.3. Líneas de media tensión

La instalación constará de un total de 4 aerogeneradores y estarán agrupados en una misma línea de media tensión, como se muestra en la Tabla 11:

Tabla 11. Distribución de la instalación.

Línea	Aerogenerador
1	1
	2
	3
	4

El fabricante elegido para interconectar los aerogeneradores y conectarlos al centro de seccionamiento es PRYSMIAN y, entre los tipos de cables MT que ofrece, se ha seleccionado el cable Al EproTenax H 18/30 kV [33]. Los cables serán unipolares, con una sección de 3 x 1 x 150 mm<sup>2</sup>, se muestran los cálculos de esta sección en el apartado “4. Línea de media tensión” del Anexo de Cálculos Justificativos.

Los cables están compuestos por los siguientes elementos:

1. Conductor: Están compuestos por cuerdas redondas compactas de aluminio.
2. Capa semiconductora interna: Tiene las siguientes funciones:
  - Evitar la ionización del aire que, en otro caso, se encontraría entre el conductor metálico y el material aislante. La capa semiconductora forma un cuerpo único con el aislante y no se separa del mismo formando la superficie equipotencial real del conductor. Todo espacio de aire queda bajo esa superficie y, por tanto, fuera de la influencia del campo eléctrico.
  - Mejorar la distribución del campo eléctrico en la superficie del conductor. Esta capa, gracias a su conductividad, hace que la superficie del conductor sea cilíndrica y suave, ya que puede considerarse como parte integrante del mismo, eliminando así las posibles fuentes de grandes tensiones eléctricas en el aislamiento.
3. Aislamiento: El aislamiento del cable es una mezcla basada en el polímero sintético etileno-propileno de gran módulo, denominado HEPR. Sus características mecánicas, físicas, eléctricas, etc. son iguales o mejores que las de los mejores cauchos aislantes para los cables utilizados hasta ahora, pero lo que le diferencia especialmente es su mayor resistencia al envejecimiento térmico y su resistencia al fenómeno de las descargas parciales es muy elevada.
4. Capa semiconductora externa: Se componen por una mezcla extrusionada y reticulada de características químicas semejantes a la del aislamiento, pero de baja resistencia eléctrica.

Los cables PRYSMIAN se fabrican con una capa semiconductora especial, que se separa fácilmente del aislamiento, sin necesidad de utilizar ninguna herramienta, dejando el aislamiento completamente limpio, lo que consigue una mayor fiabilidad de la instalación y ahorra mucho tiempo al instalador.

5. Pantalla metálica: La pantalla está formada por una carcasa metálica (cinta de cobre, alambre de cobre...) aplicada a una capa semiconductora exterior que, a su vez, se ha colocado previamente sobre el aislamiento. Las pantallas cumplen diferentes funciones, entre otras:
  - Confinar el campo eléctrico en el interior del cable.
  - Lograr una distribución simétrica y radial del esfuerzo eléctrico en el seno del aislamiento.
  - Limitar la influencia mutua entre cables eléctricos.
  - Evitar, o al menos reducir, el peligro de electrocuciones.
6. Separador: cinta de poliéster sobre la pantalla metálica.
7. Cubierta exterior: Al ser las cubiertas una mezcla termoplástica, tienden a endurecerse a temperaturas inferiores a los 0 °C, aun cuando conservan cierta flexibilidad a temperaturas de hasta -30 °C la VEMEX. La única precaución que considerar es que las operaciones de tendido de los cables no deben realizarse a temperaturas inferiores a los 0 °C. Si un cable está fijo y no está sometido a golpes y vibraciones, puede soportar sin daño temperaturas de -50 °C.

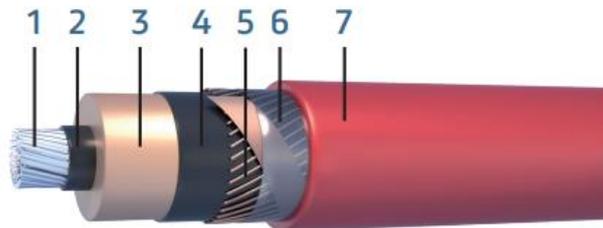


Figura 14. Cable EPROTENAX COMPACT HEPR [33].

### 8.3. CENTRO DE SECCIONAMIENTO

El centro de seccionamiento tiene la función de restringir la conexión de la red de distribución con la red interna del cliente, centralizando esta conexión en un punto de medición de consumo. Además, en situaciones necesarias, el centro de seccionamiento también se encarga de la protección del parque eólico o de alguna de sus partes.

No se ha profundizado en el cálculo de las características del centro de seccionamiento, así como de la conexión de este a la red de transporte eléctrica, debido a que estos cálculos forman parte de un estudio independiente para la implantación de los mismos.

Las coordenadas del centro de seccionamiento son UTM X (m) 566.865,19; UTM Y (m) 4.782.600,03.

## 9. PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra debe estar diseñado de manera que, en cualquier punto accesible del interior o exterior de la instalación en la cual pueda haber personas, estas queden esté sujeto como máximo a tensiones de paso y contacto en caso de cualquier defecto eléctrico posible. Para lograr esta protección, es necesario conectar todos los puntos de la instalación eléctrica a la masa terrestre mediante una conexión de baja resistencia, sin fusible ni protección adicional.

### 9.1. AEROGENERADORES

En los cimientos de cada aerogenerador se forma una malla en el suelo, conectada a la armadura de la zapata. De esta manera, cumpliendo con las especificaciones del fabricante del aerogenerador, la resistencia a tierra será de 10 ohmios o menos, limitando así las posibles fallas de tensión a tierra que puedan ocurrir en la instalación. Sin embargo, se tomarán medidas adecuadas para reducir este valor para aplicaciones de mayor importancia.

Así, se instalará una única red para conectar a tierra todos los aerogeneradores del parque, tanto para las masas metálicas como para las conexiones a tierra del neutro del generador y transformador. Además, se colocarán 8 picas de 2 metros de longitud enterradas a una profundidad de 0,8 metros por cada turbina instalada.

La malla general de puesta a tierra estará compuesta por cables de cobre de 50 mm<sup>2</sup> de sección. Esta red conectará los sistemas de puesta a tierra de los centros de transformación de cada aerogenerador, asegurando que toda la infraestructura eléctrica esté integrada en un conjunto equipotencial, los cálculos se pueden observar en la sección "6. Puesta a tierra" del Anexo de Cálculos Justificativos.

Los elementos de la turbina que deben conectarse a la instalación de puesta a tierra son los siguientes:

- Masas del generador y soporte
- Torres
- Armarios eléctricos
- Cables de potencia
- Transformadores BT/MT
- Elementos de equipo en la base del aerogenerador
- Válvulas de descarga
- Cualquier parte metálica con riesgo de voltaje

## 10. OBRA CIVIL

La construcción del parque requiere de los siguientes trabajos:

- Acceso y viales interiores
- Plataformas
- Cimentación
- Canalizaciones líneas de media tensión

### 10.1. ACCESO Y VIALES INTERIORES

En las proximidades del parque eólico se encuentran algunas carreteras comarcales y caminos de montaña, los cuales se aprovecharán en la medida de lo posible. Sin embargo, la anchura de los caminos existentes es de unos 3 metros, lo cual resulta insuficiente para el correcto desplazamiento de la maquinaria necesaria. Por ello, se procederá a ensancharlos hasta 5 metros o se abrirán nuevos caminos de tal anchura.

Se construirán los viales interiores necesarios para permitir el acceso de los equipos de transporte y mantenimiento requeridos para el montaje y conservación de los elementos del parque eólico.

#### 10.2. PLATAFORMAS

Las plataformas tienen como función permitir el acceso a todos los aerogeneradores tanto en la fase de construcción como en la fase de explotación.

Junto a cada generador se construirá una plataforma conectada a las vías de acceso necesarias para la implantación de las grúas utilizadas en el montaje de torres y generadores. Estas plataformas deben de aguantar un peso mínimo, contando con el peso de la grúa con sus contrapesos y la unidad de carga mayor.

#### 10.3. CIMENTACIÓN

Para comenzar con la cimentación, se realiza una excavación y se vierte una fina capa de hormigón de limpieza HM-10. Esta primera capa tiene como finalidad lograr una nivelación precisa y evitar cualquier contacto de la armadura con el suelo.

Posteriormente, se realizará la colocación del armado y la virola, siendo esta última el punto de conexión entre el aerogenerador y la cimentación. A continuación, se verterá el hormigón estructural HM-30. Una vez que el hormigón haya alcanzado su nivel de endurecimiento, se procederá a retirar los encofrados.

Para finalizar, se llenará el espacio entre la zapata y el terreno con la tierra excavada previamente. De esta manera, la zapata quedará completamente enterrada, eliminando cualquier impacto visual.

#### 10.4. CANALIZACIONES LINEAS DE MEDIA TENSIÓN

Las conexiones eléctricas entre los aerogeneradores y el centro de seccionamiento se realizan mediante un recorrido subterráneo. Para ello se construyen canalizaciones excavadas de 1,2 metros de profundidad y 0,6 metros de anchura mínima. Estas zanjas están excavadas y revestidas con hormigón.

### 11. IMPACTO AMBIENTAL

El análisis del impacto ambiental se centra en los efectos que la construcción e instalación del parque eólico tiene en el monte Gazume. Se analizan las consecuencias en el suelo (impacto sobre el suelo), en las especies locales (vegetación y animales, es decir, el impacto en el ecosistema) y en las comunidades circundantes (impacto social).

A continuación, se analiza el impacto de la construcción del parque eólico en cada grupo mencionado.

### 11.1. IMPACTO SOBRE EL SUELO

Se lleva a cabo un análisis de las implicaciones que la instalación y montaje del parque eólico podrían tener en el terreno del suelo.

En la instalación del parque, es necesario realizar excavaciones para la cimentación de los aerogeneradores, lo que afecta al suelo. Estas tareas requieren ciertas funciones que afectan al medio ambiente.

- Preparación previa del terreno: Limpieza y adaptación de los caminos para permitir la entrada de toda la maquinaria necesaria, lo que afectará especialmente a la fauna y la flora. Se llevará a cabo un análisis para determinar la ruta óptima con el menor impacto ambiental y los recursos mínimos necesarios.
- Análisis de la composición del suelo: Para prevenir los daños que podrían ocurrir en las cimentaciones debido a las sustancias químicas presentes en el suelo, se realizarán estudios de la composición del suelo.
- Movimientos de tierra: Se necesitará maquinaria potente pero respetuosa con el medio ambiente. Se establecerán protocolos de operación para minimizar el impacto ambiental de la maquinaria.

### 11.2. IMPACTO EN EL ECOSISTEMA

Con el fin de evaluar el impacto del parque eólico en el ecosistema, se examinan las posibles repercusiones que podría tener en las especies autóctonas del entorno, centrándose especialmente en el caso de las aves.

La zona de emplazamiento del parque se encuentra ubicada dentro del Área de Conservación Especial (ZEC) designada por el Ministerio de Medio Ambiente de acuerdo con la Red Natura 2000. Por lo tanto, se verifica que es un área protegida en términos medioambientales [34].

Como se ha mencionado anteriormente en la sección “4.1. Localización Geográfica”, esta zona está incluida en el Plan Territorial Sectorial de la Energía Eólica en la Comunidad Autónoma del País Vasco [8], en el cual se han realizado investigaciones y se confirma que el impacto en el ecosistema no es significativo como se puede observar en la Figura 15.

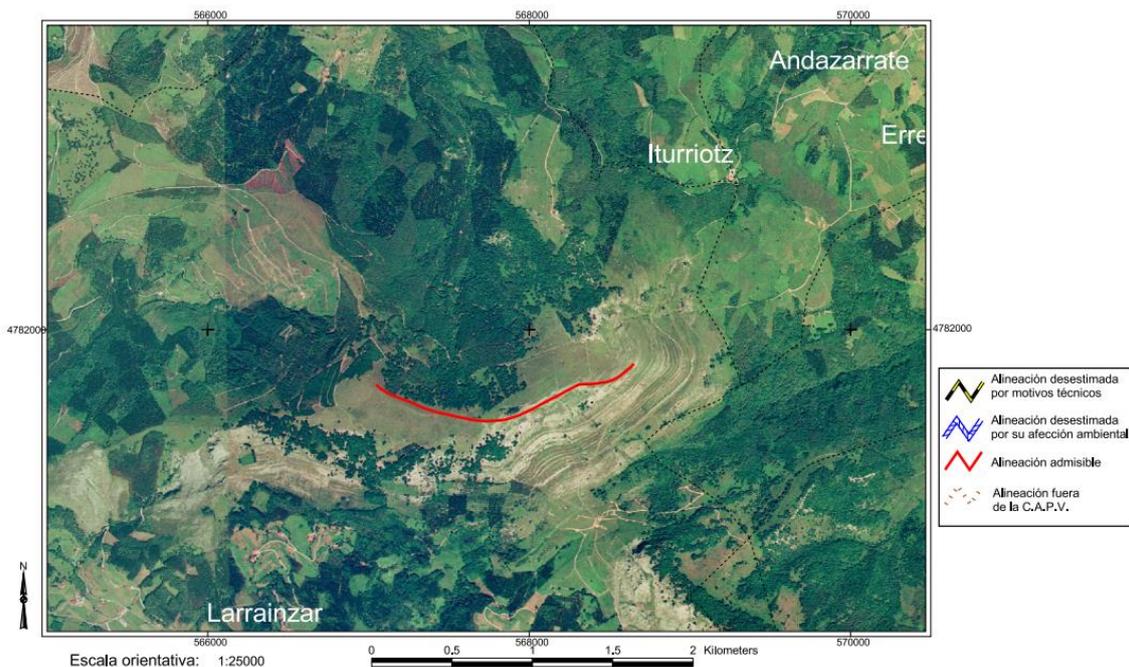


Figura 15. Alineación admisible del parque.

Por otro lado, el parque eólico aporta numerosos beneficios ambientales al ser limpio y renovable. Evita diversas emisiones de CO<sub>2</sub>, generando electricidad de manera limpia y a un costo relativamente bajo, contribuyendo así a la lucha contra el cambio climático.

Según los cálculos de energía, las instalaciones del parque eólico proporcionan aproximadamente 29.247,693 MWh y con un consumo medio de 9.000 kWh por cada vivienda se pueden abastecer alrededor de 3.250 hogares [35].

### 11.3. IMPACTO SOCIAL

Para evaluar el impacto social que el parque eólico tiene en las poblaciones circundantes, se han examinado varios aspectos que afectan a estas comunidades.

En el caso específico de este parque, la localidad más cercana es Errezil, situado a aproximadamente 5 km del parque eólico.

En primer lugar, el emplazamiento del parque eólico creará diversos puestos de trabajo asociados a la construcción, instalación, mantenimiento y desmantelamiento del parque.

Además, se crearán otros puestos de trabajo relacionados con el transporte de los elementos del parque, el movimiento de tierras y otras actividades vinculadas a algunos negocios locales, como la hostelería. Estos puestos de trabajo tendrán una duración de al menos un año, en función del tiempo establecido para la construcción del parque.

Por otro lado, se examinará el impacto en la vida diaria de los municipios circundantes debido a la vibración y el ruido.

#### 11.3.1. Vibraciones

En lo que respecta a las vibraciones, inicialmente, no se anticipa ninguna perturbación debido a las características del suelo. Si es necesario llevar a cabo trabajos de excavación, las fuerzas serán

mínimas y no se observa ninguna estructura perjudicial en el entorno. No obstante, para preservar al máximo la naturalidad del entorno, los proyectos de excavación deben adoptar medidas para reducir las vibraciones, tales como evitar el uso de detonadoras de fondo, limitar el uso de detonadores de cuerda o, en su caso, utilizar coberturas, o cualquier otra medida que la dirección de obra considere apropiada.

Posteriormente, durante la fase de operación, ni los aerogeneradores ni ninguna de las estructuras previstas generan vibraciones significativas en el entorno.

### 11.3.2. Ruido

En lo que respecta al nivel de ruido, podemos distinguir dos situaciones: el ruido eléctrico del suelo y el ruido asociado al parque eólico. Una vez que se han implementado las líneas eléctricas subterráneas, el ruido es nulo y se limita a las áreas de construcción. En este caso, se trata el ruido normal de maquinaria de construcción, homologada, que opera en áreas rurales y solo se experimenta durante las idas y venidas desde y hacia las zonas residenciales.

En relación con los aerogeneradores, además de considerar el ruido asociado a la instalación, también se debe tener en cuenta lo generado durante su funcionamiento continuo. Se considera que el nivel del ruido es bajo, ya que la generación de este se produce a decenas de metros de altura, y, por tanto, el ruido mecánico y aerodinámico está muy mitigado. Además, los aerogeneradores modernos tienen un sistema de control que regula la velocidad de las palas para limitar y disminuir al máximo la generación de ruido aerodinámico [36].

## 12. CONCLUSIONES

Tras analizar el recurso eólico, se llega a la conclusión de que Gazume cuenta con las características necesarias para la instalación de aerogeneradores de tipo III. Después de analizar ocho aerogeneradores de empresas líderes en el sector eólico, se ha constatado que el aerogenerador Siemens Gamesa G126 - 2,5 MW (tipo III) es la mejor opción. Específicamente, se propone instalar 4 turbinas, lo que significa que se instalarán 10 MW y se generarán 29.247,693 MWh anualmente.

Se ha realizado el diseño de la infraestructura eléctrica, considerando la facilidad de mantenimiento, esto incluye el acceso a los componentes clave para inspecciones regulares y posibles reparaciones. En paralelo, se ha llevado a cabo un estudio del impacto ambiental alineado con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Este enfoque contribuye directamente a varios ODS, como el 13 (Acción por el Clima), al evaluar y mitigar impactos climáticos, y el 15 (Vida de Ecosistemas Terrestres), al identificar y abordar posibles impactos en la biodiversidad.

Asimismo, respalda el ODS 7 (Energía Asequible y No Contaminante) al proporcionar acceso a energía sostenible, y el ODS 12 (Producción y Consumo Responsables) al evaluar la eficiencia en el uso de recursos y minimizar impactos negativos.

Además de los beneficios energéticos que se pueden obtener con Gazume, el proyecto es económicamente viable. Después de una inversión total de 12.000.000 euros, amortizada en un periodo de 5 años, se obtendrán ganancias totales de aproximadamente 50 millones de euros. Siendo la tasa interna de retorno 19% y teniendo en cuenta que el parque eólico está diseñado

para funcionar 25 años, que se podrá extender a posteriori según el mantenimiento y necesidades del proyecto.

Es cierto que la situación en España genera una gran incertidumbre al invertir en grandes proyectos eólicos, pero el desarrollo de la energía solar y eólica está siendo claramente impulsado desde las instituciones jurídicas europeas. Por lo tanto, se podría considerar que la legislación en este ámbito será favorable en los próximos años. En consecuencia, se puede desarrollar la infraestructura necesaria para generar y transportar energía de origen sostenible.

### 13. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Objetivos de Desarrollo Sostenible (Fecha de consulta: junio 2023)  
<https://www.undp.org/es/sustainable-development-goals/energia-asequible-no-contaminante>
- [2] Sostenible o sustentable (Fecha de consulta: junio 2023)  
<https://sostenibleosustentable.com/es/energia-renovable/energia-eolica-que-es-ventajas-desventajas/>
- [3] Banco mundial (Fecha de consulta: junio 2023)  
<https://www.bancomundial.org/es/topic/energy/overview>
- [4] Statistical Review of World Energy 2022 (71st edition) (Fecha de consulta: junio 2023)
- [5] Energía en el País Vasco (Fecha de consulta: junio 2023)  
<https://www.bbe.es/el-ciclo-combinado/energia-en-el-pais-vasco/>
- [6] Orkestra, Instituto Vasco de Competitividad (Fecha de consulta: junio 2023)  
<https://www.orkestra.deusto.es/es/actualidad/noticias-eventos/beyondcompetitiveness/2361-energias-renovables-en-euskadi-ahora-mas-que-nunca>
- [7] Asociación Energética del Gobierno Vasco (Fecha de consulta: junio 2023)  
<https://www.eve.eus/Actuaciones/Eolica?lang=es-es>
- [8] Plan Territorial Sectorial de la Energía Eólica en el País Vasco (Fecha de consulta: junio 2023)  
[https://www.euskadi.eus/web01-a2lurral/es/contenidos/informacion/plan\\_energia\\_eolica/es\\_8109/index.shtml](https://www.euskadi.eus/web01-a2lurral/es/contenidos/informacion/plan_energia_eolica/es_8109/index.shtml)
- [9] Google Maps, Ezerril (Fecha de consulta: junio 2023)  
[https://www.google.com/maps/place/R%C3%A9gil,+Gipuzkoa/@43.1816376,-2.2178005,13z/data=!4m6!3m5!1s0xd5034d4a1522073:0x404f58273ca938018m2!3d43.1827983!4d-2.1941598!16s%2Fg%2F11x9g9wg\\_?entry=ttu](https://www.google.com/maps/place/R%C3%A9gil,+Gipuzkoa/@43.1816376,-2.2178005,13z/data=!4m6!3m5!1s0xd5034d4a1522073:0x404f58273ca938018m2!3d43.1827983!4d-2.1941598!16s%2Fg%2F11x9g9wg_?entry=ttu)
- [10] Mapcarta, mapa Gazume (Fecha de consulta: junio 2023)  
<https://mapcarta.com/es/N652637994>

- [11] Mapa Eólico Ibérico (Fecha de consulta: junio 2023)  
<https://www.mapaeolicoiberico.com/map;latitude=42.81953;longitud=-1.63290;altura=50;dato=micro>
- [12] Efecto estela (Fecha de consulta: junio 2023)  
<https://efectoestela.wordpress.com/2013/05/06/clases-de-emplazamiento/>
- [13] Atlas eólico Enair (Fecha de consulta: junio 2023)  
<https://www.enair.es/es/app>
- [14] Energética futura, ley de Betz (Fecha de consulta: junio 2023)  
<https://energeticafutura.com/blog/cuanta-energia-se-puede-sacar-del-viento-limite-de-betz/>
- [15] RDenergía (Fecha de consulta: junio 2023)  
<https://revistardenergia.com/5-componentes-cruciales-para-reducir-las-fallas-en-turbinas-eolicas-en-tierra/>
- [16] Partes del aerogenerador (Fecha de consulta: junio 2023)  
<https://www.partesdel.com/aerogenerador.html>
- [17] The wind Power – Wind Energy Market Intelligence (G97-2MW) (Fecha de consulta: junio 2023)  
[https://www.thewindpower.net/turbine\\_es\\_692\\_gamesa\\_g97-2000.php](https://www.thewindpower.net/turbine_es_692_gamesa_g97-2000.php)
- [18] The wind Power – Wind Energy Market Intelligence (G114-2MW) (Fecha de consulta: junio 2023)  
<https://es.wind-turbine-models.com/turbines/428-gamesa-g114-2.0mw>
- [19] The wind Power – Wind Energy Market Intelligence (G114-2,5MW) (Fecha de consulta: junio 2023)  
[https://www.thewindpower.net/turbine\\_es\\_599\\_gamesa\\_g114-2500.php](https://www.thewindpower.net/turbine_es_599_gamesa_g114-2500.php)
- [20] The wind Power – Wind Energy Market Intelligence (G126-2,5MW) (Fecha de consulta: junio 2023)  
[https://www.thewindpower.net/turbine\\_es\\_1088\\_gamesa\\_g126-2500.php](https://www.thewindpower.net/turbine_es_1088_gamesa_g126-2500.php)
- [21] The wind Power – Wind Energy Market Intelligence (G128-4,5MW) (Fecha de consulta: junio 2023)  
[https://www.thewindpower.net/turbine\\_es\\_81\\_gamesa\\_g128-4500.php](https://www.thewindpower.net/turbine_es_81_gamesa_g128-4500.php)
- [22] The wind Power – Wind Energy Market Intelligence (G128.5MW) (Fecha de consulta: junio 2023)  
[https://www.thewindpower.net/turbine\\_es\\_968\\_gamesa\\_g128-5000.php](https://www.thewindpower.net/turbine_es_968_gamesa_g128-5000.php)
- [23] The wind Power – Wind Energy Market Intelligence (E103/2350) (Fecha de consulta: junio 2023)

- [https://www.thewindpower.net/turbine\\_es\\_1107\\_enercon\\_e103-2350.php](https://www.thewindpower.net/turbine_es_1107_enercon_e103-2350.php)
- [24] The wind Power – Wind Energy Market Intelligence (V110/2000) (Fecha de consulta: junio 2023)
- [https://www.thewindpower.net/turbine\\_es\\_590\\_vestas\\_v110-2000.php](https://www.thewindpower.net/turbine_es_590_vestas_v110-2000.php)
- [25] Library, factor de carga (Fecha de consulta: junio 2023)
- <https://1library.co/article/factor-carga-par%C3%A1metros-funcionamiento-aerogenerador-hipot%C3%A9tico.eqo2667y>
- [26] Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y se aprueban sus parámetros retributivos.
- BOE-A-2017-3880 (Fecha de consulta: junio 2023)
- <https://www.boe.es/eli/es/o/2017/04/06/etu315>
- [27] Newtral, Excepción Ibérica (Fecha de consulta: junio 2023)
- <https://www.newtral.es/excepcion-iberica-tope-gas-que-es/20221020/>
- [28] Evolución del mercado de electricidad (Fecha de consulta: junio 2023)
- <https://www.ocu.org/vivienda-y-energia/gas-luz/informe/precio-luz>
- [29] Datosmacro (Fecha de consulta: junio 2023)
- <https://datosmacro.expansion.com/ipc-paises/espana#:~:text=En%20diciembre%20cay%C3%B3%20el%20IPC,es%20del%205%>
- [30] Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (2002) (Fecha de consulta: noviembre 2023)
- [31] Procesos de un parque eólico (Fecha de consulta: noviembre 2023)
- <https://www.adurcal.com/enlaces/mancomunidad/viabilidad/57.htm>
- [32] Catálogo MESA. (2013). Celdas para parques eólicos. (Fecha de consulta: noviembre 2023)
- [33] Catálogo Prysmian. (2014). Cables y accesorios para media tensión. (Fecha de consulta: noviembre 2023)
- [34] Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico – ZEC (Fecha de consulta: noviembre 2023)
- [https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-protegidos/red-natura-2000/lic\\_paisvasco.html](https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-protegidos/red-natura-2000/lic_paisvasco.html)
- [35] Business insider (Fecha de consulta: noviembre 2023)
- <https://www.businessinsider.es/cuantos-kwh-consume-casa-dia-mes-ano-1097113>
- [36] Descubre la energía (Fecha de consulta: noviembre 2023)

<https://descubreenergia.fundaciondescubre.es/sobre-la-energia/preguntas-y-respuestas/energia-medio-ambiente-y-cambio-climatico/hacen-ruido-los-aerogeneradores/>

# ANEXO

Índice de Anexo

<b>1. ANÁLISIS ENERGÉTICO .....</b>	<b>52</b>
<b>2. ANÁLISIS ECONÓMICO .....</b>	<b>61</b>

## 1. ANÁLISIS ENERGÉTICO

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para cada aerogenerador de la energía bruta y la energía neta, utilizando las ecuaciones mencionadas en la sección 7.4 de la memoria.

Tabla 12. Análisis energético de G97-MW.

G97-2MW					
Velocidad media (m/s)	Weibull (%)	Horas/año	Potencia (kW)	Energía bruta (MWh/año)	Energía neta (MWh/año)
0	9,9404	0	0	0	0
1	10,9411	0	0	0	0
2	10,6185	0	0	0	0
3	9,8105	4,7266989	11	9,4533978	7,231849317
4	8,8245	25,1233515	65	50,246703	38,4387278
5	7,7974	69,67132848	204	139,342657	106,5971326
6	6,7997	129,5546841	435	259,109368	198,2186667
7	5,8685	184,8119757	719	369,623951	282,7623228
8	5,0217	228,7484784	1040	457,496957	349,985172
9	4,2661	260,4761209	1394	520,952242	398,528465
10	3,6013	276,039645	1750	552,07929	422,3406569
11	3,0233	252,5259698	1907	505,05194	386,3647338
12	2,5253	219,3359416	1983	438,671883	335,5839907
13	2,0998	182,3789689	1983	364,757938	279,0398224
14	1,7387	152,31012	2000	304,62024	233,0344836
15	1,4342	125,63592	2000	251,27184	192,2229576
16	1,1788	103,26288	2000	206,52576	157,9922064
17	0,9657	84,59532	2000	169,19064	129,4308396
18	0,7886	69,08136	2000	138,16272	105,6944808
19	0,6421	56,24796	2000	112,49592	86,0593788
20	0,5213	45,66588	2000	91,33176	69,8687964
21	0,4221	36,3288807	1965	72,6577614	55,58318747
22	0,3409	28,11586386	1883	56,2317277	43,01727171
23	0,2747	20,454162	1700	40,908324	31,29486786
24	0,2208	14,2164288	1470	28,4328576	21,75113606
25	0,1772	9,22049568	1188	18,4409914	14,10735839

Diseño de un parque eólico de 10 MW en Gazume (País Vasco)

---

<b>Ebruta (MWh/año)</b>	<b>Eneta (MWh/año)</b>	<b>HE (h/año)</b>	<b>FC (%)</b>
5.157,057	3.945,149	1.972,547	22,52

Tabla 13. Análisis energético de G114-2MW.

G114-2MW					
Velocidad media (m/s)	Weibull (%)	Horas/año	Potencia (kW)	Energía bruta (MWh/año)	Energía neta (MWh/año)
0	9,9404	0	0	0	0
1	10,9411	0	0	0	0
2	10,6185	0	0	0	0
3	9,8105	18,4770957	43	36,9541914	28,26995642
4	8,8245	52,1792685	135	104,358537	79,83428081
5	7,7974	104,5069927	306	209,013985	159,8956985
6	6,7997	173,9308862	584	347,861772	266,1142556
7	5,8685	235,7059551	917	471,41191	360,6301112
8	5,0217	303,9715357	1382	607,943071	465,0764493
9	4,2661	322,5120407	1726	645,024081	493,443422
10	3,6013	295,7567625	1875	591,513525	452,5078466
11	3,0233	256,1013244	1934	512,202649	391,8350265
12	2,5253	221,21628	2000	442,43256	338,4609084
13	2,0998	183,94248	2000	367,88496	281,4319944
14	1,7387	152,31012	2000	304,62024	233,0344836
15	1,4342	125,63592	2000	251,27184	192,2229576
16	1,1788	103,26288	2000	206,52576	157,9922064
17	0,9657	84,59532	2000	169,19064	129,4308396
18	0,7886	69,08136	2000	138,16272	105,6944808
19	0,6421	56,24796	2000	112,49592	86,0593788
20	0,5213	45,66588	2000	91,33176	69,8687964
21	0,4221	36,97596	2000	73,95192	56,5732188
22	0,3409	28,369698	1900	56,739396	43,40563794
23	0,2747	20,53838502	1707	41,07677	31,42372905
24	0,2208	14,4098496	1490	28,8196992	22,04706989
25	0,1772	9,4300524	1215	18,8601048	14,42798017

Ebruta (MWh/año)	Eneta (MWh/año)	HE (h/año)	FC (%)
5.829,648	4.459,681	2.229,840	25,45

Tabla 14. Análisis energético de G114-2,5MW.

G114-2,5MW					
Velocidad media (m/s)	Weibull (%)	Horas/año	Potencia (kW)	Energía bruta (MWh/año)	Energía neta (MWh/año)
0	9,9404	0	0	0	0
1	10,9411	0	0	0	0
2	10,6185	0	0	0	0
3	9,8105	35,06351184	102	87,6587796	67,05896639
4	8,8245	79,46709336	257	198,6677334	151,9808161
5	7,7974	128,687042	471	321,717605	246,1139678
6	6,7997	178,696116	750	446,74029	341,7563219
7	5,8685	245,5248946	1194	613,8122364	469,5663608
8	5,0217	301,4201104	1713	753,550276	576,4659611
9	4,2661	332,9011887	2227	832,2529717	636,6735234
10	3,6013	311,0572457	2465	777,6431142	594,8969824
11	3,0233	264,84108	2500	662,1027	506,5085655
12	2,5253	221,21628	2500	553,0407	423,0761355
13	2,0998	183,94248	2500	459,8562	351,789993
14	1,7387	152,31012	2500	380,7753	291,2931045
15	1,4342	125,63592	2500	314,0898	240,278697
16	1,1788	103,26288	2500	258,1572	197,490258
17	0,9657	84,59532	2500	211,4883	161,7885495
18	0,7886	69,08136	2500	172,7034	132,118101
19	0,6421	56,24796	2500	140,6199	107,5742235
20	0,5213	45,66588	2500	114,1647	87,3359955
21	0,4221	36,97596	2500	92,4399	70,7165235
22	0,3409	29,86284	2500	74,6571	57,1126815
23	0,2747	23,1011712	2400	57,752928	44,18098992
24	0,2208	17,407872	2250	43,51968	33,2925552
25	0,1772	0	0	0	0

Ebruta (MWh/año)	Eneta (MWh/año)	HE (h/año)	FC (%)
7.567,410	5.780,069	2.315,628	26,43

Tabla 15. Análisis energético de G126-2,5MW.

G126-2,5MW					
Velocidad media (m/s)	Weibull (%)	Horas/año	Potencia (kW)	Energía bruta (MWh /año)	Energía neta (MWh/año)
0	9,9404	0	0	0	0
1	10,9411	0	0	0	0
2	10,6185	24,55676784	66	61,3919196	46,96481849
3	9,8105	123,7535712	360	309,383928	236,6787049
4	8,8245	197,5854967	639	493,9637418	377,8822625
5	7,7974	275,1334423	1007	687,8336057	526,1927084
6	6,7997	341,1904508	1432	852,976127	652,5267372
7	5,8685	381,8590697	1857	954,6476742	730,3054708
8	5,0217	390,1041359	2217	975,2603396	746,0741598
9	4,2661	358,3134932	2397	895,7837329	685,2745557
10	3,6013	315,47388	2500	788,6847	603,3437955
11	3,0233	264,84108	2500	662,1027	506,5085655
12	2,5253	221,21628	2500	553,0407	423,0761355
13	2,0998	183,94248	2500	459,8562	351,789993
14	1,7387	152,31012	2500	380,7753	291,2931045
15	1,4342	125,63592	2500	314,0898	240,278697
16	1,1788	103,26288	2500	258,1572	197,490258
17	0,9657	84,59532	2500	211,4883	161,7885495
18	0,7886	69,08136	2500	172,7034	132,118101
19	0,6421	56,24796	2500	140,6199	107,5742235
20	0,5213	45,68414635	2501	114,2103659	87,37092991
21	0,4221	36,97596	2500	92,4399	70,7165235
22	0,3409	28,38164314	2376	70,95410784	54,2798925
23	0,2747	20,82955603	2164	52,07389008	39,83652591
24	0,2208	14,97850675	1936	37,44626688	28,64639416
25	0,1772	10,80381312	1740	27,0095328	20,66229259

Ebruta (MWh/año)	Eneta (MWh/año)	HE (h/año)	FC (%)
9.566,893	7.318,673	2.927,469	33,42

Tabla 16. Análisis energético de G128-4,5MW.

G128-4,5MW					
Velocidad media (m/s)	Weibull (%)	Horas/año	Potencia (kW)	Energía bruta (MWh/año)	Energía neta (MWh/año)
0	9,9404	0	0	0	0
1	10,9411	0	0	0	0
2	10,6185	15,50301	75	69,763545	53,36911193
3	9,8105	31,511326	165	141,800967	108,4777398
4	8,8245	51,53508	300	231,90786	177,4095129
5	7,7974	91,073632	600	409,831344	313,5209782
6	6,7997	127,9993661	967	575,9971472	440,6378176
7	5,8685	175,1301244	1533	788,0855598	602,8854532
8	5,0217	215,062672	2200	967,782024	740,3532484
9	4,2661	250,6350814	3018	1127,857866	862,8112675
10	3,6013	264,5774274	3774	1190,598423	910,8077936
11	3,0233	253,8943154	4314	1142,524419	874,0311805
12	2,5253	220,7246883	4490	993,2610972	759,8447394
13	2,0998	183,94248	4500	827,74116	633,2219874
14	1,7387	152,31012	4500	685,39554	524,3275881
15	1,4342	125,63592	4500	565,36164	432,5016546
16	1,1788	103,26288	4500	464,68296	355,4824644
17	0,9657	84,59532	4500	380,67894	291,2193891
18	0,7886	69,08136	4500	310,86612	237,8125818
19	0,6421	53,82304795	4306	242,2037158	185,2858426
20	0,5213	41,73861432	4113	187,8237644	143,6851798
21	0,4221	32,20195272	3919	144,9087872	110,8552222
22	0,3409	24,71979533	3725	111,239079	85,09789544
23	0,2747	18,88734645	3532	84,99305904	65,01969017
24	0,2208	14,35182336	3339	64,58320512	49,40615192
25	0,1772	10,84865653	3145	48,8189544	37,34650012

Ebruta (MWh/año)	Eneta (MWh/año)	HE (h/año)	FC (%)
11.758,707	8.995,411	1.998,980	22,82

Tabla 17. Análisis energético de G128-5MW.

G128-5MW					
Velocidad media (m/s)	Weibull (%)	Horas/año	Potencia (kW)	Energía bruta (MWh /año)	Energía neta (MWh/año)
0	9,9404	0	0	0	0
1	10,9411	0	0	0	0
2	10,6185	13,952709	75	69,763545	53,36911193
3	9,8105	28,3601934	165	141,800967	108,4777398
4	8,8245	46,381572	300	231,90786	177,4095129
5	7,7974	81,9662688	600	409,831344	313,5209782
6	6,7997	115,1994294	967	575,9971472	440,6378176
7	5,8685	157,617112	1533	788,0855598	602,8854532
8	5,0217	204,641908	2326	1023,20954	782,7552981
9	4,2661	233,1205226	3119	1165,602613	891,6859989
10	3,6013	240,4541913	3811	1202,270957	919,7372821
11	3,0233	235,178879	4440	1175,894395	899,5592122
12	2,5253	210,3766823	4755	1051,883411	804,6908094
13	2,0998	180,9994003	4920	904,9970016	692,3227062
14	1,7387	151,7008795	4980	758,5043976	580,2558642
15	1,4342	125,63592	5000	628,1796	480,557394
16	1,1788	103,26288	5000	516,3144	394,980516
17	0,9657	84,59532	5000	422,9766	323,577099
18	0,7886	68,44581149	4954	342,2290574	261,8052289
19	0,6421	54,66176753	4859	273,3088376	209,0812608
20	0,5213	43,39171918	4751	216,9585959	165,9733259
21	0,4221	34,18057742	4622	170,9028871	130,7407086
22	0,3409	26,39875056	4420	131,9937528	100,9752209
23	0,2747	20,2135248	4200	101,067624	77,31673236
24	0,2208	15,4504535	3994	77,25226752	59,09798465
25	0,1772	11,64204	3750	58,2102	44,530803

Ebruta (MWh/año)	Eneta (MWh/año)	HE (h/año)	FC (%)
12.439,142	9.515,944	1.903,189	21,73

Tabla 18. Análisis energético de V110-2MW.

V110-2MW					
Velocidad media (m/s)	Weibull (%)	Horas/año	Potencia (kW)	Energía bruta (MWh /año)	Energía neta (MWh/año)
0	9,9404	0	0	0	0
1	10,9411	0	0	0	0
2	10,6185	0	0	0	0
3	9,8105	0	0	0	0
4	8,8245	17,0065764	44	34,0131528	26,02006189
5	7,7974	66,5975934	195	133,195187	101,8943181
6	6,7997	120,0242246	403	240,048449	183,6370635
7	5,8685	172,9881219	673	345,976244	264,6718267
8	5,0217	258,661741	1176	517,323482	395,7524637
9	4,2661	322,885751	1728	645,771502	494,015199
10	3,6013	298,7537644	1894	597,507529	457,0932597
11	3,0233	262,1926692	1980	524,385338	401,1547836
12	2,5253	221,21628	2000	442,43256	338,4609084
13	2,0998	183,94248	2000	367,88496	281,4319944
14	1,7387	152,31012	2000	304,62024	233,0344836
15	1,4342	125,63592	2000	251,27184	192,2229576
16	1,1788	103,26288	2000	206,52576	157,9922064
17	0,9657	84,59532	2000	169,19064	129,4308396
18	0,7886	69,08136	2000	138,16272	105,6944808
19	0,6421	56,24796	2000	112,49592	86,0593788
20	0,5213	45,66588	2000	91,33176	69,8687964
21	0,4221	0	0	0	0
22	0,3409	0	0	0	0
23	0,2747	0	0	0	0
24	0,2208	0	0	0	0
25	0,1772	0	0	0	0

Ebruta (MWh/año)	Eneta (MWh/año)	HE (h/año)	FC (%)
5.122,137	3.918,435	1.959,218	22,37

Tabla 19. Análisis energético de E103-2,35MW.

E103-2,35MW					
Velocidad media (m/s)	Weibull (%)	Horas/año	Potencia (kW)	Energía bruta (MWh/año)	Energía neta (MWh/año)
0	9,9404	0	0	0	0
1	10,9411	0	0	0	0
2	10,6185	0	0	0	0
3	9,8105	12,0681674	33	28,3601934	21,69554795
4	8,8245	29,93420604	91	70,3453842	53,81421891
5	7,7974	64,81729767	223	152,3206495	116,5252969
6	6,7997	125,7209554	496	295,4442451	226,0148475
7	5,8685	166,2558536	760	390,701256	298,8864608
8	5,0217	208,906139	1116	490,9294267	375,5610114
9	4,2661	245,6946835	1545	577,3825062	441,6976172
10	3,6013	253,9900345	1892	596,876581	456,6105845
11	3,0233	246,9220452	2191	580,2668063	443,9041068
12	2,5253	221,21628	2350	519,858258	397,6915674
13	2,0998	183,94248	2350	432,264828	330,6825934
14	1,7387	152,31012	2350	357,928782	273,8155182
15	1,4342	125,63592	2350	295,244412	225,8619752
16	1,1788	103,26288	2350	242,667768	185,6408425
17	0,9657	84,59532	2350	198,799002	152,0812365
18	0,7886	69,08136	2350	162,341196	124,1910149
19	0,6421	56,24796	2350	132,182706	101,1197701
20	0,5213	45,66588	2350	107,314818	82,09583577
21	0,4221	36,97596	2350	86,893506	66,47353209
22	0,3409	29,86284	2350	70,177674	53,68592061
23	0,2747	24,06372	2350	56,549742	43,26055263
24	0,2208	19,34208	2350	45,453888	34,77222432
25	0,1772	15,52272	2350	36,478392	27,90596988

Ebruta (MWh/año)	Eneta (MWh/año)	HE (h/año)	FC (%)
5.926,782	4.533,988	1.929,357	22,03

## 2. ANÁLISIS ECONÓMICO

En esta sección se lleva a cabo el análisis económico en un periodo de 25 años. En primer lugar, para el año 0 se suman la inversión inicial y los costes de mantenimiento y de funcionamiento y se coloca el valor en negativo. En el año 1 se procede a sumar los ingresos anuales como indica a continuación:

*Año 0: – (Inversión inicial + Costes de mantenimiento + Costes de funcionamiento)*

*Año 1: –(Inversión inicial + Costes de mantenimiento + Costes de funcionamiento) + Ingreso anual*

Se suma al valor del año anterior los ingresos anuales hasta llegar al año 25. Se pueden encontrar las ecuaciones tanto de la inversión inicial como las de los costes y los ingresos anuales en la sección 7.5. de la memoria.

En la Tabla 20 se muestran los resultados obtenidos, los valores marcados son el primer valor positivo, lo que nos indica el año el cual el proyecto ha sido amortizado y el valor en el año 25 son los beneficios obtenidos.

Tabla 20. Análisis económico.

Año	G97 (2MW)	G114 (2MW)	G114 (2,5MW)	G126 (2,5MW)	G128 (4,5MW)	G128 (5MW)	V110	W103
0	-15069715,20	-12558096	-15697620	-12558096	-22604573	-25116192	-12558096	-14755763
1	-13018419,45	-10625739	-13189245	-10021180	-19486440	-21817623	-10860258	-12791208
2	-10967123,71	-8693381,3	-10680870	-7484264,7	-16368306	-18519054	-9162419,4	-10826654
3	-8915827,96	-6761023,9	-8172495,7	-4947349	-13250173	-15220486	-7464581,1	-8862099,5
4	-6864532,22	-4828666,6	-5664120,9	-2410433,3	-10132040	-11921917	-5766742,8	-6897545,1
5	-4813236,47	-2896309,2	-3155746,2	<b>126482,359</b>	-7013906,3	-8623348	-4068904,5	-4932990,6
6	-2761940,72	-963951,83	-647371,38	2663398,03	-3895773,1	-5324779,2	-2371066,2	-2968436,2
7	-710644,98	<b>968405,526</b>	<b>1861003,38</b>	5200313,7	-777639,77	-2026210,4	-673227,89	-1003881,7
8	<b>1340650,77</b>	2900762,89	4369378,15	7737229,37	<b>2340493,52</b>	<b>1272358,36</b>	<b>1024610,4</b>	<b>960672,69</b>
9	3391946,51	4833120,25	6877752,92	10274145	5458626,81	4570927,16	2722448,71	2925227,13
10	5443242,26	6765477,61	9386127,69	12811060,7	8576760,1	7869495,95	4420287,02	4889781,57
11	7494538,01	8697834,97	11894502,5	15347976,4	11694893,4	11168064,7	6118125,32	6854336
12	9545833,75	10630192,3	14402877,2	17884892,1	14813026,7	14466633,5	7815963,62	8818890,44
13	11597129,50	12562549,7	16911252	20421807,7	17931160	17765202,3	9513801,92	10783444,9
14	13648425,24	14494907,1	19419626,8	22958723,4	21049293,3	21063771,1	11211640,2	12747999,3
15	15699720,99	16427264,4	21928001,5	25495639,1	24167426,6	24362339,9	12909478,5	14712553,8
16	17751016,74	18359621,8	24436376,3	28032554,7	27285559,8	27660908,7	14607316,8	16677108,2
17	19802312,48	20291979,1	26944751,1	30569470,4	30403693,1	30959477,5	16305155,1	18641662,6
18	21853608,23	22224336,5	29453125,8	33106386,1	33521826,4	34258046,3	18002993,4	20606217,1
19	23904903,98	24156693,9	31961500,6	35643301,8	36639959,7	37556615,1	19700831,7	22570771,5
20	25956199,72	26089051,2	34469875,4	38180217,4	39758093	40855183,9	21398670	24535325,9
21	28007495,47	28021408,6	36978250,2	40717133,1	42876226,3	44153752,7	23096508,3	26499880,4

## Diseño de un parque eólico de 10 MW en Gazume (País Vasco)

---

<b>22</b>	30058791,21	29953765,9	39486624,9	43254048,8	45994359,6	47452321,5	24794346,6	28464434,8
<b>23</b>	32110086,96	31886123,3	41994999,7	45790964,5	49112492,9	50750890,3	26492184,9	30428989,2
<b>24</b>	34161382,71	33818480,7	44503374,5	48327880,1	52230626,2	54049459,1	28190023,2	32393543,7
<b>25</b>	36212678,45	35750838	47011749,2	50864795,8	55348759,5	57348027,9	29887861,5	34358098,1

# **ANEXO DE CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS**

## Índice del Anexo de Cálculos Justificativos

<b>1. ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR Y DISEÑO DEL PARQUE .....</b>	<b>65</b>
1.1. CLASE DE AEROGENERADOR .....	65
1.2. DISEÑO DEL PARQUE .....	65
<b>2. POTENCIA INSTALADA.....</b>	<b>65</b>
2.1. POTENCIA INSTALADA DEL PARQUE .....	65
2.2. POTENCIA MÁXIMA .....	66
2.3. POTENCIA MEDIA DEL PARQUE .....	66
<b>3. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA .....</b>	<b>67</b>
3.1. CURVA WEIBULL .....	67
3.2. CURVA DE POTENCIA G126.....	67
3.3. GENERACIÓN DE ENERGÍA.....	68
<b>4. LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN .....</b>	<b>70</b>
4.1. CÁLCULO DE LAS CORRIENTES NOMINALES .....	70
4.2. NIVEL DE AISLAMIENTO .....	71
4.3. CÁLCULO DE LA SECCIÓN DEL CONDUCTOR .....	71
4.3.1. <i>Factor de corrección de la temperatura</i> .....	71
4.3.2. <i>Factor de corrección de la resistividad del suelo</i> .....	72
4.3.3. <i>Factor de corrección de profundidad</i> .....	72
4.3.4. <i>Caída de tensión</i> .....	74
<b>5. INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO.....</b>	<b>75</b>
5.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS .....	75
5.2. IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO .....	75
5.2.1. <i>Impedancia de cortocircuito del aerogenerador (alternador + transformador)</i> .....	76
5.2.2. <i>Impedancias de cortocircuito de la línea</i> .....	76
5.2.3. <i>Cortocircuito de llegada al centro de seccionamiento</i> .....	77
5.2.4. <i>Cortocircuito del centro de seccionamiento</i> .....	78
<b>6. PUESTA A TIERRA.....</b>	<b>78</b>
6.1. AEROGENERADORES .....	80
<b>7. BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>80</b>

## 1. ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR Y DISEÑO DEL PARQUE

En este apartado se determina la clase de aerogenerador necesario para la instalación del parque eólico en base a las condiciones del viento de la ubicación seleccionada, teniendo en cuenta la normativa que se cita a continuación.

Una vez definida la clase de aerogenerador, se toma la decisión acerca del modelo y el número de turbinas a instalar, así como la ubicación de cada una.

### 1.1. CLASE DE AEROGENERADOR

Se selecciona la clase de aerogenerador en base a la norma IEC 61400-1, en ella se clasifica la ubicación en función de la velocidad media. Teniendo en cuenta que según el mapa eólico ibérico proporcionado por IDEA la velocidad media en Gazume es de aproximadamente 7 m/s, la clase de aerogenerador seleccionada será de clase III o II/III.

### 1.2. DISEÑO DEL PARQUE

El aerogenerador seleccionado será Siemens Gamesa 126 (2,5 MW) y se instalarán un total de 4 aerogeneradores de este modelo alcanzando así una potencia instalada de 10 MW.

Los aerogeneradores estarán dispuestos en una sola alineación, por tanto, la distancia recomendada que debe haber entre estos es de entre 3 y 5 veces el diámetro del rotor. Teniendo en cuenta que el rotor es de 126 metros la distancia entre ellos debería ser de aproximadamente 378 metros. La ubicación de cada aerogenerador se detalla en la Tabla 1:

Tabla 1. Ubicación de los aerogeneradores.

Aerogenerador	Coordenadas UTM (m)	
	X	Y
1	565.899,24	4.781.496,92
2	566.216,12	4.781.314,67
3	566.579,69	4.781.295,82
4	566.956,08	4.781.425,41

## 2. POTENCIA INSTALADA

### 2.1. POTENCIA INSTALADA DEL PARQUE

El parque eólico consta de 4 aerogeneradores Gamesa 126 con 2,5 MW de potencia nominal cada uno. La potencia nominal del parque viene determinada por la expresión siguiente:

$$P_{nT} = P_n * N = 2,5 * 4 = 10MW$$

Donde:

$P_{nT}$  = potencia nominal del parque

$P_n$  = Potencia nominal del aerogenerador

N = Número de aerogeneradores

## 2.2. POTENCIA MÁXIMA

Es la potencia real dada por los aerogeneradores, teniendo en cuenta las pérdidas por densidad del aire, 10%, y las pérdidas adicionales, 15%.

$$P_{max} = 0,9 * 0,85 * P_{nT} = 7,65 \text{ MW}$$

## 2.3. POTENCIA MEDIA DEL PARQUE

La potencia media del parque se obtiene multiplicando la potencia media del aerogenerador (Tabla 2) por el número de aerogeneradores.

$$P_{med} = P_{med\_aerog} * N = 1092,11 * 4 = 4368,44 \text{ kW} = 4,3684 \text{ MW}$$

Tabla 2. Potencia media por aerogenerador.

Velocidad media (m/s)	Weibull (%)	Potencia (kW)	Probabilidad Weibull * Potencia (kW)
0	9,9404	0	0
1	10,9411	0	0
2	10,6185	66	7,00821
3	9,8105	360	35,3178
4	8,8245	639	56,388555
5	7,7974	1007	78,519818
6	6,7997	1432	97,371704
7	5,8685	1857	108,978045
8	5,0217	2217	111,331089
9	4,2661	2397	102,258417
10	3,6013	2500	90,0325
11	3,0233	2500	75,5825
12	2,5253	2500	63,1325
13	2,0998	2500	52,495
14	1,7387	2500	43,4675
15	1,4342	2500	35,855
16	1,1788	2500	29,47
17	0,9657	2500	24,1425
18	0,7886	2500	19,715
19	0,6421	2500	16,0525
20	0,5213	2501	13,037713
21	0,4221	2500	10,5525
22	0,3409	2376	8,099784

Velocidad media (m/s)	Weibull (%)	Potencia (kW)	Probabilidad Weibull * Potencia (kW)
23	0,2747	2164	5,944508
24	0,2208	1936	4,274688
25	0,1772	1740	3,08328
			1092,11

### 3. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

En esta sección se llevará a cabo el cálculo de la energía generada por los aerogeneradores. Para ello, se empleará la curva Weibull específica en la ubicación de Gazume y la curva de potencia correspondiente al aerogenerador seleccionado.

Además, se determinarán las horas equivalentes de funcionamiento de los aerogeneradores y se calculará el factor de carga.

#### 3.1. CURVA WEIBULL

Se obtiene la distribución Weibull del atlas de viento Enair [1], el cual se muestra en la Figura 1:

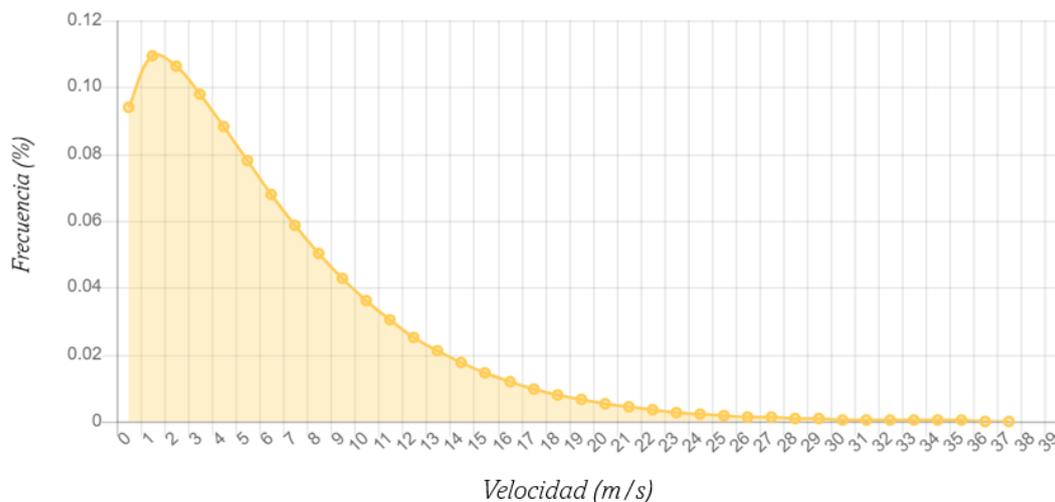


Figura 1. Distribución Weibull en Gazume.

#### 3.2. CURVA DE POTENCIA G126

La Curva de Potencia del aerogenerador seleccionado se ha extraído del catálogo proporcionado por el fabricante. Este aerogenerador comienza a operar cuando la velocidad del viento alcanza los 3 m/s y se detiene cuando llega a los 25 m/s. En la Figura 2, se presenta la potencia generada por la máquina (kW) para cada velocidad del viento (m/s).

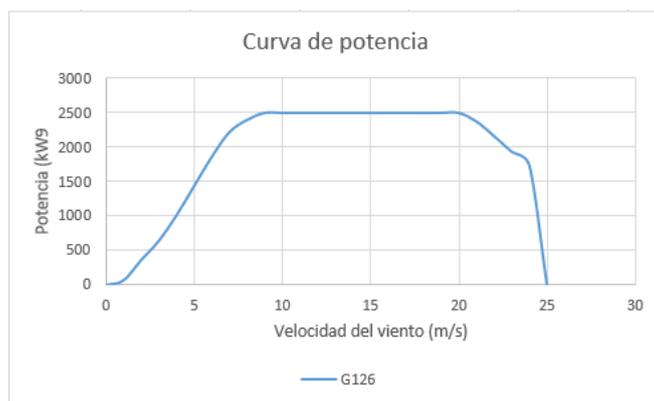


Figura 2. Curva de potencia del aerogenerador Gamesa G-126 2,5MW.

### 3.3. GENERACIÓN DE ENERGÍA

Ya obtenidas la curva Weibull y la curva de potencia del aerogenerador, se puede calcular la energía generada. Este cálculo se ha efectuado utilizando las fórmulas que se describen en la Memoria.

La energía neta se calcula teniendo en cuenta las pérdidas de densidad del aire y las pérdidas adicionales:

$$Energía_{neta} = 9.566,8933 * 0.9 * 0.85 = 7.318,6733 \text{ MW/año}$$

Dividendo la energía neta por la potencia del aerogenerador se obtienen las horas al año las cuales el aerogenerador funciona a plena potencia:

$$Horas (HE) = \frac{7.318,6733}{2,5} = 2.927,4693 \text{ horas/año}$$

Se calcula el factor de carga dividiendo las horas equivalentes por las horas anuales (8.760 horas). Este factor se obtiene a partir de la producción de energía y la energía que se habría generado si el sistema hubiera operado continuamente a plena carga, mostrando así una relación entre ambas.

$$FC = \frac{2.927,4693}{8.760} = 0,334$$

La producción total se obtiene teniendo en cuenta los 4 aerogeneradores:

$$Energía_{netaT} = Energía_{neta} * N = 7.318,6733 * 4 = 29.274,693 \text{ MWh}$$

En la Tabla 3 se presentan los valores de energía bruta y energía neta para cada velocidad del viento:

Tabla 3. Energía bruta y energía neta del aerogenerador G126 (2,5 MW).

Velocidad media (m/s)	Weibull (%)	Horas/año	Potencia (kW)	Energía bruta (MWh/año)	Energía neta (MWh/año)
0	9,9404	0	0	0	0
1	10,9411	0	0	0	0

Velocidad media (m/s)	Weibull (%)	Horas/año	Potencia (kW)	Energía bruta (MWh/año)	Energía neta (MWh/año)
2	10,6185	24,55676784	66	61,3919196	46,96481849
3	9,8105	123,7535712	360	309,383928	236,6787049
4	8,8245	197,5854967	639	493,9637418	377,8822625
5	7,7974	275,1334423	1007	687,8336057	526,1927084
6	6,7997	341,1904508	1432	852,976127	652,5267372
7	5,8685	381,8590697	1857	954,6476742	730,3054708
8	5,0217	390,1041359	2217	975,2603396	746,0741598
9	4,2661	358,3134932	2397	895,7837329	685,2745557
10	3,6013	315,47388	2500	788,6847	603,3437955
11	3,0233	264,84108	2500	662,1027	506,5085655
12	2,5253	221,21628	2500	553,0407	423,0761355
13	2,0998	183,94248	2500	459,8562	351,789993
14	1,7387	152,31012	2500	380,7753	291,2931045
15	1,4342	125,63592	2500	314,0898	240,278697
16	1,1788	103,26288	2500	258,1572	197,490258
17	0,9657	84,59532	2500	211,4883	161,7885495
18	0,7886	69,08136	2500	172,7034	132,118101
19	0,6421	56,24796	2500	140,6199	107,5742235
20	0,5213	45,68414635	2501	114,2103659	87,37092991
21	0,4221	36,97596	2500	92,4399	70,7165235
22	0,3409	28,38164314	2376	70,95410784	54,2798925
23	0,2747	20,82955603	2164	52,07389008	39,83652591
24	0,2208	14,97850675	1936	37,44626688	28,64639416
25	0,1772	10,80381312	1740	27,0095328	20,66229259

En la Tabla 4 se resumen los datos del parque eólico:

Tabla 4. Resumen de los datos del parque.

Producción total del parque eólico	
Potencia instalada	10 MW
Potencia disponible	7,65 MW
Energía bruta	38.267,573 MWh
Energía neta	29.247,693 MWh
Horas equivalentes	2.927,4693 h/año
Factor de carga	33,4

#### 4. LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN

Para transportar la energía producida en cada aerogenerador al centro de sección, se utilizará una red AL EPROTENAX H COMPACT del fabricante PRYSMIAN a 30 kV, el cual está normalizado por Iberdrola, ya que el parque eólico únicamente dispone de una línea de aerogeneradores como se muestra en la Tabla 5:

Tabla 5. Organización de los aerogeneradores.

Línea	Aerogenerador
1	1
	2
	3
	4

##### 4.1. CÁLCULO DE LAS CORRIENTES NOMINALES

Para el cálculo de la intensidad nominal de la línea se ha utilizado la siguiente fórmula:

$$I_n(A) = \frac{P_n}{\sqrt{3} * U_n * \cos\varphi} = \frac{2,5 * 10^6}{\sqrt{3} * 30 * 10^3 * \cos\varphi} = 48,11A$$

Se debe tener en cuenta que  $\cos\varphi=1$  y la tensión nominal es de 30kV. Las intensidades para cada tramo de línea se pueden observar en la Tabla 6:

Tabla 6. Intensidad neta para cada tramo de línea.

Línea	Tramo de línea	$P_n(kW)$	$I_n(A)$
1	A1-A2	2,5	48,112
	A2-A3	5	96,225
	A3-A4	7,5	144,337
	A4-C.S.	10	192,450

#### 4.2. NIVEL DE AISLAMIENTO

La red se clasifica según la ITC-LAT 06 en la Categoría A, en las cuales los defectos a tierra se eliminan antes de un minuto.

La línea tendrá las características mostradas en la Tabla 7:

Tabla 7. Características de la línea de media tensión [2].

Tensión nominal de la red $U_n$ kV	Tensión más elevada de la red $U_s$ kV	Categoría de la red	Características mínimas del cable y accesorios	
			Tensión nominal de cable $U_0/U$	Nivel de aislamiento a impulsos $U_p$ kV
30	36	A	18/30	170

#### 4.3. CÁLCULO DE LA SECCIÓN DEL CONDUCTOR

##### 4.3.1. Factor de corrección de la temperatura

Dado que el cable a utilizar cuenta con aislamiento de tipo HEPR, la temperatura máxima de servicio permanente será de 105°C y suponiendo que la temperatura máxima que alcanzará el terreno es de 15°C, se obtiene de la Tabla 8 el factor de corrección 1,06.

Tabla 8. Factor de corrección de la temperatura [2].

Temperatura °C Servicio Permanente $\theta_s$	Temperatura del terreno, $\theta_t$ , 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

#### 4.3.2. Factor de corrección de la resistividad del suelo

En la Tabla 9 se puede observar la resistividad del terreno dependiendo del tipo de suelo y grado de humedad:

Tabla 9. Resistividad térmica del terreno [2].

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

En el monte Gazume, donde se encuentra ubicado el parque eólico, el terreno consiste en piedra caliza, por lo que la resistividad del terreno es de 2,5 k·m/W.

Considerando que el conductor tiene una sección de 25mm<sup>2</sup>, se observa de la Tabla 10 un factor de corrección por la resistividad del terreno de 0,81.

Tabla 10. Factor de corrección para resistividad térmica [2].

Tipo de instalación	Sección del conductor mm <sup>2</sup>	Resistividad térmica del terreno, K.m/W							
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3	
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75	
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75	
	50	1,26	1,26	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74	
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74	
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74	
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74	
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74	
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74	
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73	
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73	
400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73		

#### 4.3.3. Factor de corrección de profundidad

Para este factor de corrección se considera que la profundidad de la zanja debe ser mayor de 1 metro, por tanto, se escoge una profundidad de 1,25m y de la Tabla 11 se obtiene un factor de corrección de 0,98.

Tabla 11. Factor de corrección de profundidad [2].

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤ 185 mm <sup>2</sup>	> 185 mm <sup>2</sup>	≤ 185 mm <sup>2</sup>	> 185 mm <sup>2</sup>
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

Una vez obtenidos todos los factores de corrección necesarios, se calcula la sección adecuada del cable teniendo en cuenta que es de tipo AL HEPR.

Para determinar la sección del cable, se divide la corriente demandada ( $I_B$ ) entre los factores de corrección correspondientes ( $k$ ) y se consulta la Tabla 12 en busca de la intensidad igual o superior a esta ( $I_T$ ).

Tabla 12. Intensidades máximas admisibles [2].

Sección (mm <sup>2</sup> )	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

La intensidad obtenida de la tabla es de 230 A, pero debido a su proximidad al valor calculado, es más seguro elegir la intensidad inmediatamente superior, que es de 255 A y con una sección de 150 mm<sup>2</sup>.

$$I = \frac{I_B}{k} = \frac{192,45}{1,06 * 0,81 * 0,98} = 228,72A$$

Aplicando los factores de corrección a la intensidad  $I_T$  se obtiene la intensidad máxima que los conductores son capaces de soportar, que es mayor que la intensidad real que soportarán.

$$I_{max} = 255 * 1,06 * 0,81 * 0,98 = 214,56 A > 192,45 A$$

#### 4.3.4. Caída de tensión

Para obtener la caída de tensión que se dará en la línea se utiliza la siguiente expresión:

$$\Delta U = \sqrt{3} * L * I * (R_{\mu} * \cos\varphi + X_{\mu} * \sin\varphi)$$

Donde,

$L$  = Longitud del tramo de línea (km), medido con AutoCad

$I$  = Intensidad del tramo de línea

$R_{\mu}$  = Resistividad del cable ( $\Omega/\text{km}$ ), en este caso el cable tiene una sección de  $150 \text{ mm}^2$  por tanto, tiene una resistividad de  $0,277 \Omega/\text{km}$

$X_{\mu}$  = Reactancia inductiva tiene un valor de  $0,120 \Omega/\text{km}$

$\cos\varphi = 1$  factor de potencia

$\sin\varphi = 0$

Los valores para la resistencia y reactancia se pueden observar en la Tabla 13, obtenida del catálogo de Prysmian:

Tabla 13. Valores de resistencia y reactancia del catálogo Prysmian [3].

Sección conductor Al / pantalla Cu (mm <sup>2</sup> )	Resistencia en corriente continua a 20 °C ( $\Omega/\text{km}$ )	Resistencia en corriente alterna a 105 °C ( $\Omega/\text{km}$ )	Reactancia inductiva a 50 Hz ( $\Omega/\text{km}$ )	Capacidad ( $\mu\text{F}/\text{km}$ )
<b>12/20 kv</b>				
1X50/16*	0,641	0,847	0,134	0,216
1X95/16*	0,320	0,430	0,119	0,281
1X150/16*	0,206	0,277	0,112	0,329
1X240/16*	0,125	0,168	0,103	0,402
1X400/16*	0,0778	0,105	0,097	0,480
1X500/16	0,0605	0,089	0,093	0,538
1X630/16*	0,0469	0,0662	0,091	0,602
<b>18/30 kv</b>				
1X50/16*	0,641	0,847	0,155	0,147
1X95/16*	0,320	0,430	0,128	0,202
1X150/25*	0,206	0,277	0,120	0,247
1X240/25*	0,125	0,168	0,110	0,299
1X400/25*	0,0778	0,105	0,103	0,360
1X500/25	0,0605	0,089	0,099	0,400
1X630/25*	0,0469	0,0659	0,096	0,446

Asimismo, para calcular la caída de tensión en porcentaje (%) se utiliza la siguiente expresión:

$$\epsilon = \frac{\Delta U}{Un} * 100$$

Donde,

$\Delta U$  = Caída de tensión para cada tramo de línea

$Un$  = Tensión nominal de la línea 17,32 kV

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 14:

Tabla 14. Resultados caída de tensión.

Línea	Tramo de línea	$I_n$ (A)	L (km)	$\Delta U$ (V)	$\Delta U$ (%)
1	A1-A2	48,112	0,3752	8,661	0,050
	A2-A3	96,225	0,3638	16,795	0,097
	A3-A4	144,337	0,4029	27,904	0,161
	A4-S.C.	192,450	1,4371	132,692	0,766
<b>Total</b>					1,074

## 5. INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO

Los elementos que componen el parque eólico deben contar con protección adecuada contra los riesgos térmicos y dinámicos, así como los posibles efectos peligrosos que se puedan dar a causa de las corrientes de cortocircuito y de sobrecarga. Un cortocircuito se define como un fallo causado por el contacto entre un conductor y la tierra o entre conductores.

### 5.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS

A continuación, se muestran las características del alternador y transformador del aerogenerador Siemens Gamesa G126 (2,5 MW) [4].

- Alternador:

Potencia nominal: 2.500 kW

Tensión nominal de generación: 690 V

Impedancia subtransitoria: 15%

Factor de potencia: 1

- Transformador

Potencia nominal: 2.100 kW

Tensión nominal primaria: 690/480 V

Tensión nominal secundaria: 30kV

Tensión de cortocircuito: 4,5%

### 5.2. IMPENDANCIA DE CORTOCIRCUITO

En esta sección se calculan las impedancias de los distintos componentes eléctricos con el fin de calcular las corrientes de cortocircuito.

Al nivel de tensión de 30 kV le corresponde una potencia base, es decir una potencia de cortocircuito, de 500 MVA. Dato suministrado por Iberdrola.

5.2.1. Impedancia de cortocircuito del aerogenerador (alternador + transformador)

$$X_{pu \text{ alternador}} = \frac{X_{alt.} \cdot P_{base}}{100 \cdot P_{alt.}} = \frac{15 \cdot 500}{100 \cdot 2,5} = 30 \Omega$$

$$X_{pu \text{ trafa BT/MT}} = \frac{X_{ccta.} \cdot P_{base}}{100 \cdot P_{trafo BT/MT}} = \frac{4,5 \cdot 500}{100 \cdot 2,1} = 10,71 \Omega$$

La impedancia del aerogenerador es la suma de las impedancias del alternador y transformador, tal y como se muestra a continuación. Este valor es igual para los 4 aerogeneradores.

$$X_{pu \text{ aerogenerador}} = 30 + 10,7 = 40,71 \Omega$$

Donde,

$X_{alt.}$  = Impedancia subtransitoria del alternador (%)

$X_{ccta.}$  = tensión de cortocircuito del transformador (%)

$P_{base}$  = Potencia base (kVA)

$P_{alt.}$  = Potencia nominal del alternador (MVA)

$P_{trafo BT/MT}$  = Potencia nominal del transformador (MVA)

$X_{pu \text{ alternador}}$  = Reactancia por unidad del alternador ( $\Omega$ )

$X_{pu \text{ trafa BT/MT}}$  = Reactancia por unidad del transformador ( $\Omega$ )

$X_{pu \text{ aerogenerador}}$  = Reactancia por unidad de aerogenerador ( $\Omega$ )

5.2.2. Impedancias de cortocircuito de la línea

En primer lugar, se realiza la protección del transformador del aerogenerador al calcular la impedancia de la línea hasta la celda. Por otro lado, se determinan las impedancias de las líneas que conectan los aerogeneradores y con el centro de seccionamiento.

En cuanto a la impedancia de la línea de los aerogeneradores, se ha empleado la siguiente fórmula:

$$X_{pu \text{ línea aerogenerador}} = X \cdot l = 0,795 \cdot 0,1 = 0,0795 \Omega$$

La expresión siguiente se ha empleado para calcular las impedancias de las líneas de media tensión que conectan los aerogeneradores entre sí y con el centro de seccionamiento.

$$X_{pu \text{ aero.-aero.}} = \frac{X \cdot L \cdot P_{base}}{1000 \cdot U^2} = \frac{0,120 \cdot L \cdot 500.000}{1000 \cdot 30^2}$$

Donde,

$X$  = Reactancia ( $\Omega$ )

$U$  = Tensión media (kV)

$P_{base}$  = Potencia seleccionada (kVA)

$X_{pu \text{ línea aerogenerador}}$  = Reactancia de la línea que conecta la celda de protección ( $\Omega$ )

$X_{pu \text{ aero-aero}}$  = Reactancia de la línea que une un aerogenerador con el otro ( $\Omega$ )

A continuación, en la Tabla 15 se muestran los resultados obtenidos:

Tabla 15. Impedancia de los tramos de línea.

Línea	Tramo de línea	$I_n$ (A)	L (km)	X (pu)
1	A1-A2	48,112	0,3752	0,025
	A2-A3	96,225	0,3638	0,024
	A3-A4	144,337	0,4029	0,026
	A4-S.C.	192,450	1,4371	0,096

### 5.2.3. Cortocircuito de llegada al centro de seccionamiento

En este apartado se realiza el cálculo de cortocircuito de llegada al centro de seccionamiento.

En primer lugar, se suman las impedancias del aerogenerador (transformador + generador) y las impedancias de la línea del propio aerogenerador.

$$X_{pu\ aero.total} = X_{pu\ aerogenerador} + X_{pu\ línea\ aerogenerador} = 40,71 + 0,0795 = 40,79\ pu$$

A continuación, se suma la impedancia de la línea que va desde el primer aerogenerador al siguiente al resultado obtenido:

$$X_{pu\ 1} = X_{pu\ aero.total} + X_{pu\ aero.-aero.} = 40,79 + 0,025 = 40,82\ pu$$

Al resultado anterior se le suma la impedancia total de aerogenerador en paralelo, como se indica a continuación:

$$X_{pu\ 1.1.} = \frac{1}{\frac{1}{40,82} + \frac{1}{40,79}} = 20,40$$

Una vez más, al resultado obtenido anteriormente se añade la impedancia del siguiente tramo de línea y posteriormente se suma en paralelo la impedancia total del siguiente aerogenerador:

$$X_{pu\ 2} = 20,40 + 0,024 = 20,42\ pu$$

$$X_{pu\ 2.1.} = \frac{1}{\frac{1}{20,42} + \frac{1}{40,79}} = 13,60$$

$$X_{pu\ 3} = 13,60 + 0,026 = 13,63\ pu$$

$$X_{pu\ 3.1.} = \frac{1}{\frac{1}{13,63} + \frac{1}{40,79}} = 10,22$$

Finalmente, se suma la impedancia del último tramo de línea, el que une el último aerogenerador con el centro de seccionamiento.

$$X_{pu\ 4} = 10,22 + 0,096 = 10,32\ pu$$

Se calcula la potencia e intensidad de cortocircuito:

$$S_{cc} = \frac{P_{base}}{10,32} = \frac{500}{10,32} = 48,45 \text{ MVA}$$

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U} = \frac{48,45}{\sqrt{3} * 30 * 10^{-3}} = 932,42 \text{ A}$$

En la Tabla 16 se muestra un resumen de los resultados obtenidos:

Tabla 16. Resultados de cortocircuito de llegada al centro de seccionamiento.

Línea	Tramo de línea	$I_n$ (A)			Scc (MVA)	Icc (A)
1	A1-A2	48,112	40,82	20,40	48,45	932,42
	A2-A3	96,225	20,42	13,60		
	A3-A4	144,337	13,63	10,22		
	A4-S.C.	192,450	10,32			

#### 5.2.4. Cortocircuito del centro de seccionamiento

Una vez que se han calculado las impedancias de llegada al centro de seccionamiento de la línea se calcula la impedancia e intensidad de cortocircuito del centro de seccionamiento.

$$X = \frac{1}{\frac{1}{10,32}} = 10,32 \text{ pu}$$

$$S_{cc} = \frac{P_{base}}{10,32} = \frac{500}{10,32} = 48,45 \text{ MVA}$$

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U} = \frac{48,45}{\sqrt{3} * 30 * 10^{-3}} = 932,42 \text{ A}$$

## 6. PUESTA A TIERRA

Se ha utilizado el método de UNESA para dimensionar el sistema de puesta a tierra de los aerogeneradores y del centro de seccionamiento. En este proceso, se ha seleccionado una configuración de picas y se verifica que las tensiones no exceden los valores máximos de tensiones de paso y contacto que se detallan a continuación.

$$U_c = U_{ca} * \left(1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 * Z_B}\right) = 204 * \left(1 + \frac{2000 + 3 * 150}{2 * 1000}\right) = 453,9 \text{ V}$$

Donde,

$U_c$  = Tensión de contacto máxima (V)

$U_{ca}$  = Tensión de contacto aplicada admisible (V), (Tabla 17)

$R_{a1}$  = Resistencia proporcionada por el calzado con suela aislante (2000  $\Omega$ )

$R_{a2}$  = Resistencia a tierra del punto de contacto,  $R_{a2}=3\rho s$ , siendo  $\rho s$  la resistividad del suelo cerca de la superficie

$Z_B$  = Impedancia del cuerpo humano (1000  $\Omega$ )

Tabla 17. Tensión de contacto aplicada admisible [5].

Duración de la corriente de falta, $t_f$ (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, $U_{ca}$ (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
0.60	185
0.70	165
0.80	146
0.9	126
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

$$U_p = 10 * U_{ca} * \left(1 + \frac{2 * R_{a1} + 6 * \rho s}{1000}\right) = 2040 * \left(1 + \frac{2 * 2000 + 6 * 150}{1000}\right) = 12.036 V$$

Para aumentar las tensiones de contacto y de paso se incorpora una capa de 20 centímetros de hormigón con una resistividad de 3.000  $\Omega m$ . Esto resultará en las siguientes tensiones de contacto y paso:

$$\rho' = \rho * Cs = \rho * \left[1 - 0,106 \cdot \left(\frac{1 - \frac{\rho}{\rho^*}}{2 \cdot hs + 0,106}\right)\right] = 3000 * \left[1 - 0,106 \cdot \left(\frac{1 - \frac{150}{3000}}{2 \cdot 0,2 + 0,106}\right)\right]$$

$$= 2.402,46 \Omega m$$

Donde,

$hs$  = Espesor de la capa superficial de elevada resistividad (m)

$\rho$  = Resistividad del terreno natural ( $\Omega m$ )

$\rho^*$  = Resistividad de la capa superficial ( $\Omega m$ )

$$U_c = U_{ca} * \left(1 + \frac{R_{a1} + 3 * \rho'}{2 * Z_B}\right) = 204 * \left(1 + \frac{2000 + 3 * 2402,46}{2 * 1000}\right) = 1.143,30 V$$

$$U_p = 10 * U_{ca} * \left(1 + \frac{2 * R_{a1} + 6 * \rho'}{1000}\right) = 2040 * \left(1 + \frac{2 * 2000 + 6 * 2402,46}{1000}\right)$$

$$= 39.606,11 V$$

$$U_{pacc} = 10 * U_{ca} * \left( 1 + \frac{2 * R_{a1} + 3 * \rho_s + 3 * \rho'}{1000} \right)$$

$$= 2040 * \left( 1 + \frac{2 * 2000 + 3 * 150 + 3 * 2402,46}{1000} \right) = 25.821,05 V$$

### 6.1. AEROGENERADORES

Todos los aerogeneradores están conectados a tierra con una configuración 40-40/8/86 según el método UNESA. Se dispondrá de un electrodo de 4x4m, compuesto por 8 picas de 2 metros de longitud enterradas a una profundidad de 0,8 metros.

Los cálculos realizados son los siguientes:

$$R_t = k_r * \rho = 0,051 * 150 = 7,65 \Omega$$

$$U_{cm} = k_c * \rho * I_d = 0,0169 * 150 * 353,62 = 896,42 V$$

$$U_{pm} = k_p * \rho * I_d = 0,0075 * 150 * 353,62 = 689,55 V$$

Se confirma que las tensiones de paso y de contacto son correctas ya que son menores que los valores máximos aceptables.

## 7. BIBLIOGRAFIA

- [1] Atlas eólico Enair  
<https://www.enair.es/es/app>
- [2] Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06  
<http://roble.pntic.mec.es/jcat0021/Archivos%20para%20descargar/LAT%202008/ITC-LAT%2006.pdf>
- [3] Catálogo PRYSMIAN  
<https://es.prysmiangroup.com/centro-de-productos/construction-and-infrastructures/Prysmian-Al-Eprotenax-H-Compact-AL-HEPRZ1-Fca>
- [4] Características Siemens Gamesa G126  
<https://es.wind-turbine-models.com/turbines/1286-gamesa-g126-2.5mw>
- [5] Especificaciones particulares para el diseño de puestas a tierra  
[https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/instalaciones-alta-tension/Documents/reglamento-alta-tension/iberdrola/MT%202.11.33\\_E03\\_may19-.pdf](https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/instalaciones-alta-tension/Documents/reglamento-alta-tension/iberdrola/MT%202.11.33_E03_may19-.pdf)

# **PRESUPUESTO**

## Índice del Presupuesto

<b>1. AEROGENERADORES</b> .....	<b>83</b>
<b>2. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA</b> .....	<b>83</b>
2.1. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN .....	83
2.2. CELDAS DE CONEXIÓN .....	83
2.3. LÍNEA SUBTERRÁNEA DE 30 KV DIRECTAMENTE ENTERRADA .....	84
2.4. PUESTA A TIERRA.....	84
<b>3. OBRA CIVIL</b> .....	<b>84</b>
3.1. MOVIMIENTO DE TIERRA.....	84
3.2. CONSTRUCCIÓN DE VÍAS DE ACCESO .....	85
3.3. CIMENTACIÓN .....	85
3.4. ZANJAS.....	86
<b>4. INGENIERÍA</b> .....	<b>87</b>

## 1. Aerogeneradores

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. Unitario	P. total
C01.1	4	Ud.	Aerogenerador G126 de 2,5 MW que incluye una torre de acero de 102 metros de altura, un conjunto de rotor con góndola	2.000.000 €	8.000.000,00 €
<b>Total sección 1</b>					<b>8.000.000,00 €</b>

**Total sección 1, Aerogeneradores**

**8.000.000,00 €**

## 2. Infraestructura eléctrica

### 2.1. Centro de transformación

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. Unitario	P. total
C02.1.1	4	Ud.	Transformador BT/MT 0,69/30 kV	12.000 €	48.000,00 €
<b>Total sección 2.1</b>					<b>48.000,00 €</b>

### 2.2. Celdas de conexión

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. Unitario	P. total
C02.2.1	4	Ud.	Celda de 36 kV de tensión asignada con configuración intermedia, compuesta por tres módulos: 0L (Función de remonte), 1L (Función de maniobra con interruptor-seccionador) y 1A (Función de protección con interruptor automático)	8.836,62 €	26.509,86 €
C02.2.2		Ud.	Celda de 36 kV de tensión asignada con configuración de final de línea, compuesta por dos módulos: 0L (Función de remonte) y 1L (Función de protección con interruptor automático)	6.600 €	6.600,00 €

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. Unitario	P. total
<b>Total sección 2.2</b>					33.109,86 €

2.3. Línea subterránea de 30 kV directamente enterrada

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. Unitario	P. total
C02.3.1	2.575,8	m	Línea subterránea de 30 kV directamente enterrada, compuesta por 3 cables unipolares HEPR1, con conductor de aluminio de 150 mm <sup>2</sup> de sección	106,33 €	273.884,82 €
<b>Total sección 2.3</b>					273.884,82 €

2.4. Puesta a tierra

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. Unitario	P. total
C02.3.1	4	Ud.	Cable metálico aislado de sección 50mm <sup>2</sup> por metro lineal. Conductor de cobre, con 8 picas de 2 metros de longitud y 14 mm de diámetro	600 €	2.400,00 €
<b>Total sección 2.4</b>					2.400,00 €

**Total sección 2, Infraestructura eléctrica** 357.394,674 €

### 3. Obra civil

3.1. Movimiento de tierra

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. Unitario	P. total
C03.1.1.	9.600	m <sup>2</sup>	Despeje y desbroce del terreno	0,68 €	6.528,00 €
C03.1.2.	1.600	m <sup>3</sup>	Excavación a cielo abierto en tierras para desmonte de terreno realizado con medios mecánicos,	3,75 €	6.000,00 €

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. Unitario	P. total
			incluida la carga de material y su acopio intermedio o su transporte a vertedero a una distancia menor de 10km		
C03.1.3.	7.040	m3	Relleno y extendido de tierras propias con medios mecánicos en capas de 25cm de espesor máximo, incluido el riego y compactación con grado de 95% del Proctor normal	5,84	41.113,60 €
<b>Total sección 3.1</b>					<b>53.641,60 €</b>

### 3.2. Construcción de vías de acceso

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. Unitario	P. total
C03.2.1.	100.000	m2	Compactación dinámica del terreno con diversos pesos de maza y ejecución en cuatro fases	8,35 €	835.000,00 €
C03.2.2.	8000	m3	Relleno drenante realizado a base de capas de grava de distintas granulometrías, todo ello compactado mediante bandeja vibratoria en tongadas de 20 cm, sin incluir excavación de zanja	35,05 €	280.400,00 €
<b>Total sección 3.2</b>					<b>1.115.400,00 €</b>

### 3.3. Cimentación

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. Unitario	P. total
C03.3.1.	5.000	m3	Excavación de pozos de cimentación, por medios mecánicos	8,34 €	280.400,00 €

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. Unitario	P. total
C03.3.2.	2.747	m3	Relleno de material procedente de las excavaciones previas, comprende el extendido y compactado de tierras por medios mecánicos	5,48 €	41.700,00 €
C03.3.3.	2.190	m3	Hormigón HA-30 para relleno de zapatas de tamaño máximo de árido 40 mm, elaborado en central, incluso vertido por medios manuales, vibrado y colocado	113,24 €	15.053,56 €
C03.3.4.	1.800	kg	Acero en redondos corrugados B 500 S para armado de la zapata del aerogenerador	1,26 €	247.995,60 €
<b>Total sección 3.3</b>					<b>587.417,16 €</b>

#### 3.4. Zanjas

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. Unitario	P. total
C03.4.1.	1.545	m3	Excavación de zanja entibada en tierras realizada mediante medios mecánicos, incluida la carga de material y su acopio intermedio o su transporte a vertedero	10,76 €	16.624,20 €
C03.4.2.	515	m3	Relleno de zanja con arena	16,19 €	8.337,85 €
C03.4.2	1030	m3	Relleno de zanja con tierra propia de excavación	1,33 €	1.369,90 €
C03.4.4.	1.545	m2	Compactación dinámica del terreno con diversos pesos de maza y ejecución en cuatro fases	5,56 €	8.590,20 €
<b>Total sección 3.4</b>					<b>50.227,95 €</b>

**Total sección 3, Obra civil**

**1.510.980,91 €**

#### 4. Ingeniería

Código	Cant.	Ud.	Descripción	P. Unitario	P. total
C04.1.	1	Ud.	Diseño del Proyecto, incluido estudio de ubicación, diseño y análisis de alternativas y diseño de infraestructura eléctrica	400.000,00 €	400.000,00 €
C04.2.	1	Ud.	Estudio Impacto Ambiental	7.908,52 €	7.908,00 €
C04.3.	1	Ud.	Viabilidad Económica, incluido estudio de viabilidad económica de las alternativas y presupuesto	6.656,06 €	6.656,00 €
<b>Total sección 3.2</b>					<b>414.564,00 €</b>

**Total sección 4, Ingeniería**

**414.564,00 €**

#### RESUMEN DEL PRESUPUESTO

Sección	Descripción	Importe
<b>1</b>	Aerogeneradores	8.000.000,00 €
<b>2</b>	Infraestructura eléctrica	357.394,674 €
<b>3</b>	Obra civil	1.510.980,91 €
<b>4</b>	Ingeniería	414.564,00 €
<b>Total</b>		<b>10.282.940,16 €€</b>
<b>Presupuesto de ejecución material</b>		
	13% Gastos generales	1.336.782,22 €
	6% Beneficio industrial	616.976,41 €
<b>Total ejecución</b>		<b>12.236.698,80 €</b>

El presupuesto de ejecución material del Parque Eólico asciende a **DOCE MILLONES DOSCIENTOS TRENTA Y SEIS MIL SEISCIENTOS NOVENTA Y OCHO EUROS (12.236.698,80 €)**

# **PLIEGO DE CONDICIONES**

## Índice del Pliego de Condiciones

<b>1. CONDICIONES GENERALES .....</b>	<b>91</b>
1.1. OBJETO DEL PLIEGO DE CONDICIONES .....	91
1.2. DISPOSICIONES GENERALES .....	91
1.3. SEGURIDAD LABORAL .....	91
1.4. SEGURIDAD PÚBLICA .....	91
1.5. DATOS DE LA OBRA .....	91
1.6. RECEPCIÓN DE MATERIALES .....	92
1.7. EJECUCIÓN DE LAS OBRAS.....	92
1.8. PLAZO DE EJECUCIÓN .....	92
1.9. RECEPCIÓN DEFINITIVA .....	92
<b>2. CONDICIONES TÉCNICAS .....</b>	<b>93</b>
2.1. ESPECIFICACIONES GENERALES DEL MOVIMIENTO DE TIERRAS .....	93
2.1.1. <i>Objeto</i> .....	93
2.1.2. <i>Descripción de la obra</i> .....	93
2.1.3. <i>Desforestación, Desplazamiento, Extracción de Raíces y Limpieza</i> .....	93
2.1.4. <i>Excavación para cimentaciones y fosos</i> .....	94
2.1.5. <i>Excavación para zanjas</i> .....	94
2.1.6. <i>Estanqueidad</i> .....	94
2.1.7. <i>Rellenos</i> .....	94
2.2. ESPECIFICACIONES DE OBRAS DE HORMIGÓN .....	95
2.2.1. <i>Objeto</i> .....	95
2.2.2. <i>Características del hormigón y relacionados</i> .....	95
2.2.3. <i>Fabricación del hormigón</i> .....	96
2.3. ESPECIFICACIONES GENERALES DE INSTALACIONES DE BAJA Y MEDIA TENSIÓN .....	96
2.3.1. <i>Conductores</i> .....	96
2.3.2. <i>Transformadores</i> .....	96
2.3.3. <i>Celdas de conexión</i> .....	96

## 1. CONDICIONES GENERALES

### 1.1. Objeto del pliego de condiciones

El objeto de este pliego de condiciones es determinar los requisitos y las condiciones técnicas que deben cumplir las instalaciones de los aerogeneradores. También sirve como referencia para los instaladores y fabricantes de los equipos requeridos.

### 1.2. Disposiciones generales

El contratista estará obligado al cumplimiento de la Reglamentación del trabajo correspondiente, la contratación del Seguro Obligatorio, Subsidio Familiar o de Vejez, Seguro de Enfermedad y todas aquellas reglamentaciones de carácter social vigentes en el momento de la ejecución de las obras. En particular, deberá cumplir lo dispuesto en la Norma UNE 24042: "Contratación de Obras. Condiciones", siempre que no lo modifique el presente pliego de Condiciones.

### 1.3. Seguridad laboral

El contratista está obligado a cumplir con todas las condiciones y reglas aplicables a este caso en particular.

Asimismo, deberá proporcionar todo lo necesario para mantener maquinaria, herramientas, materiales y trabajos en condiciones de seguridad adecuadas.

Los operadores, mientras trabajen en circuitos eléctricos o en sus proximidades con equipos bajo tensión, deberán llevar ropa sin elementos metálicos adicionales, y se evitará el uso de objetos metálicos innecesarios. Las herramientas y equipos se transportarán en carros y se utilizarán, como mínimo, en suelas aislantes o, en su defecto, en esterillas aislantes.

Los trabajadores del contratista están obligados a utilizar todos los dispositivos y medios necesarios para eliminar o reducir los riesgos laborales, y el ingeniero podrá suspender los trabajos si considera que existe un riesgo directo para la seguridad de los trabajadores.

### 1.4. Seguridad pública

El Contratista se hará cargo de tener las máximas precauciones con el fin de proteger a personas, animales u otros seres o cosas de los peligros derivados de la obra, siendo directamente responsables de posibles accidentes que se puedan ocasionar.

### 1.5. Datos de la obra

Se proporcionará al contratista una copia de los planos y especificaciones del proyecto, así como toda la información necesaria para la realización completa de la obra.

El contratista podrá retener o hacer copias de todos los documentos del proyecto, asegurándose de conservar adecuadamente los documentos originales, y presentándolos al ingeniero después de su utilización.

Después de la finalización de la obra, y en un plazo máximo de dos meses, el contratista deberá actualizar diversos planos y documentos originales de acuerdo con las características de la obra finalizada, entregando al director de obra dos expedientes completos correspondientes a las tareas realmente realizadas.

El contratista no realizará cambios, correcciones, omisiones, adiciones o modificaciones sustanciales en los datos establecidos sin previa aprobación por escrito del director de obra.

#### 1.6. Recepción de materiales

El director de obra, previo acuerdo con el contratista dará su aprobación a los materiales suministrados y verificará que sean adecuados para una instalación correcta. La inspección y conservación de los materiales serán responsabilidad del contratista.

#### 1.7. Ejecución de las obras

Las obras se llevarán a cabo de acuerdo con las condiciones establecidas en este pliego y las especificaciones indicadas en los documentos técnicos del proyecto.

El contratista no podrá realizar ninguna modificación en los datos del proyecto sin la previa aprobación por escrito del director de obra.

El contratista deberá contar con personal técnicamente especializado, de acuerdo con la opinión del director de obra, para la supervisión de las obras.

#### 1.8. Plazo de ejecución

Los plazos de ejecución, totales y parciales, indicados en el contrato, empezarán a contar a partir de la fecha del replanteo de las obras. El contratista estará obligado a cumplir los plazos señalados, que serán improrrogables.

No obstante, a lo anteriormente indicado, los plazos podrán ser objeto de modificaciones cuando los cambios determinados por el director de obra y debidamente aprobados por el contratante influyan realmente en los plazos señalados en el contrato.

Si por causas ajenas por completo al contratista, no fuera posible comenzar los trabajos en la fecha prevista, o tuvieran que ser suspendidos una vez empezados, se concederá por el director de obra la prórroga estrictamente necesaria.

#### 1.9. Recepción definitiva

Una vez transcurrido el período de garantía establecido en el contrato o, en su ausencia, después de doce meses desde la recepción provisional, las obras se considerarán definitivamente aceptadas, con el acuerdo del ingeniero y el representante del contratista. En caso de

aceptación, se redactará el acta correspondiente en dos copias, firmada por el director de obra y el representante del contratista, y se certificará por parte del contratante.

## 2. CONDICIONES TÉCNICAS

### 2.1. Especificaciones generales del movimiento de tierras

#### 2.1.1. Objeto

El objeto de esta especificación aborda el proyecto y la ejecución de obras relacionadas con la preparación del terreno y el movimiento de tierras.

#### 2.1.2. Descripción de la obra

En la obra se realizarán las siguientes actividades:

- Deforestación: desmonte de árboles, eliminación de raíces y limpieza. Relleno uniforme: eliminación y nivelación del terreno.
- Excavaciones
- Rellenos

#### 2.1.3. Desforestación, Desplazamiento, Extracción de Raíces y Limpieza

En los planos del proyecto se detallarán los límites de las áreas que deben someterse a desmonte de bosques, eliminación de raíces y limpieza. Además de las áreas indicadas en los planos, el director de la obra especificará otras áreas según las necesidades de instalaciones temporales para la obra.

Los elementos y desechos obtenidos de las operaciones de desforestación, desplazamiento, desmonte y limpieza no se utilizarán en la obra si no se ha otorgado un permiso especial por parte del director de la obra.

Los elementos y residuos obtenidos de las operaciones de este capítulo se gestionarán de la siguiente manera, según lo determine el director de la obra:

- Se concederá permiso de quema una vez que se hayan tomado todas las medidas necesarias para evitar los riesgos de propagación de incendios y, en su caso, después de obtener las autorizaciones pertinentes.
- Se ordenará el transporte de los residuos desde el lugar de la obra hasta el vertedero correspondiente.

En las áreas de construcción, se llevará a cabo una extracción completa de tocones. Esto significa que se eliminarán todos los elementos vegetales hasta la profundidad requerida.

#### 2.1.4. Excavación para cimentaciones y fosos

El fondo de todas las excavaciones debe quedar nivelado, sin materiales sueltos, conservado en buen estado, seco y sin escombros generados durante la ejecución de las obras. La supervisión del director de obra será necesaria para verificar el estado del fondo de la excavación. Los materiales provenientes de las excavaciones deben reutilizarse para rellenos según las indicaciones de los planos y/o especificaciones. Los materiales no reutilizables y no necesarios para la obra deben ser transportados a un vertedero proporcionado por el contratista y ubicado fuera de la propiedad.

El contratista es responsable de preparar la zona para la excavación, manteniendo libre la superficie de las excavaciones en todo momento. En ninguna circunstancia, el contratista debe cortar o arrancar algún servicio subterráneo sin la autorización del director de obra. Cualquier daño causado a las líneas de servicio subterráneo será reparado por el contratista y será de su responsabilidad.

#### 2.1.5. Excavación para zanjas

La amplitud de la excavación no excederá la requerida por las condiciones naturales de los suelos locales. Las zanjas eléctricas se realizarán con la profundidad indicada por los planos, y en ellas se instalarán cables de Media Tensión, Fibra Óptica y Puesta a Tierra según corresponda.

Las secciones de esta especificación que se refieren a la excavación para cimentaciones y fosos también son aplicables a la excavación de zanjas.

#### 2.1.6. Estanqueidad

Cualquier excavación para la recepción de obras de concreto o mortero, desde cimientos hasta pozos de alcantarillado, fosas de sótanos o similares, debe mantenerse en condiciones seguras y de calidad con las medidas de seguridad requeridas.

Las operaciones de drenaje se realizarán en condiciones seguras. Para ello, el agua se dirigirá a través de pozos de drenaje mediante tuberías, manteniendo un nivel por debajo del lecho de cimentación del concreto o de losas.

En algunos casos, con el permiso previo del director del proyecto, las operaciones de drenaje podrán realizarse debajo del nivel del agua.

#### 2.1.7. Rellenos

Los materiales de relleno provendrán de las excavaciones de la obra, siempre y cuando el director de obra los apruebe. Sin embargo, la supervisión puede ordenar la utilización de materiales externos a la obra según sea necesario.

Los rellenos de las cimentaciones y fosos se realizarán en capas con un espesor igual o inferior a 150 mm, compactadas previamente hasta alcanzar un 95÷98% del Proctor modificado y de manera que no se dañe el trabajo ya realizado. En caso de que la compactación se realice mediante medios mecánicos, el espesor puede ser de hasta 300 mm.

A menos que la directora de obra ordene lo contrario, el relleno debe llegar al nivel original de la superficie.

## 2.2. Especificaciones de obras de hormigón

### 2.2.1. Objeto

El objeto de esta especificación es proporcionar los requerimientos técnicos, para la realización de todo tipo de pruebas relacionadas con la obra de hormigón, en sintonía con el resto de los documentos.

### 2.2.2. Características del hormigón y relacionados

Los materiales empleados en la elaboración del hormigón, así como el proceso de fabricación en sí, deben cumplir con la normativa en vigor durante la ejecución de la obra, tal como se especifica en la norma de hormigón estructural EHE-08. Antes de utilizar los materiales que componen el hormigón, el Contratista deberá demostrar al director de obra su origen y características, garantizando, al mismo tiempo, el suministro adecuado de los mismos.

- **Agua**

El agua se empleará, para el amasado y el curado del hormigón, se deberá emplear agua que cumpla lo especificado en la EHE-08 y que no contenga ingredientes que afecten a las características del hormigón.

- **Áridos**

Cumplirán lo prescrito en la EHE-08. No se podrá utilizar áridos originario de playa de mar, rocas porosas o blandas. Se deberá mostrar la garantía por parte del contratista del origen, así como la realización de ensayos necesarios para la comprobación de sus características.

- **Cemento**

El cemento deberá cumplir con los requerimientos de la instrucción de recepción de cemento RC-08 y también con lo exigido en las prescripciones de la EHE-08. Se realizarán los ensayos necesarios en la recepción de obra, para conocer su estado y humedad, así como el correcto envasado. El contratista, a su vez, deberá mostrar la garantía del fabricante del cemento con el cumplimiento de las condiciones exigidas.

- **Aditivos**

Los aditivos son los productos, sin contar con el cemento, grava, arena y agua, que se añaden al hormigón para mejorar alguna de sus características. Para su uso se deberán cumplir las prescripciones de la EHE-08.

### 2.2.3.Fabricación del hormigón

La elaboración del hormigón se llevará a cabo conforme a la normativa EHE-08. El mezclado se realizará mediante una hormigonera, tras medir las cantidades necesarias de los diversos materiales para la fabricación del hormigón.

En aquellas obras de escasa envergadura que requieran cantidades reducidas de hormigón, se podrá dosificar los materiales en volumen, siempre que se cuente con la autorización del director de obra y se realice el mezclado en la hormigonera.

## 2.3. Especificaciones generales de instalaciones de baja y media tensión

### 2.3.1.Conductores

Se deben llevar a cabo diversos ensayos en los conductores para verificar sus características, siguiendo las normas de la IEC 60502-2 para ensayos en media tensión:

- Ensayo de alta tensión.
- Medición de la resistencia de los cables.
- Resistividad del aislamiento.
- Ensayo dieléctrico de la cubierta.
- Verificación de sus dimensiones y características mecánicas.

Su manipulación debe realizarse con precaución, evitando golpes, tensiones mecánicas excesivas y fricciones que puedan causar deterioro. Respecto al tendido, este debe llevarse a cabo bajo la supervisión del director de obra.

### 2.3.2.Transformadores

Los transformadores de los aerogeneradores serán proporcionados por parte del mismo fabricante del aerogenerador. Todos ellos estarán situados en la parte trasera de la góndola en una habitación particular y cerrada y todos tendrán las mismas características puesto que los aerogeneradores son los mismos:

- Potencia nominal: 2.100 kW
- Tensión nominal primaria: 690/480 V
- Tensión nominal secundaria: 30kV
- Tensión de cortocircuito: 4,5%

La manipulación de los transformadores debe llevarse a cabo con la máxima precaución para prevenir daños en sus devanados y aislamiento. En caso de que se produzca algún daño, se informará al director de obra. Antes de ponerlos en funcionamiento, se verificará la conexión correcta y el funcionamiento de los distintos dispositivos de protección.

### 2.3.3.Celdas de conexión

Las celdas de conexiónse instalarán en la base de la torre del aerogenerador, según las indicaciones del fabricante. Serán celdas individuales que se conectarán para formar los distintos módulos mencionados en la memoria.

Los módulos variarán según la posición del aerogenerador y existirán dos tipos:

- Módulos ubicados al principio del circuito, que contarán con una celda de remonte de entrada, otra de protección mediante interruptor automático y una de salida mediante interruptor seccionador.
- Módulos situados en un aerogenerador intermedio, que dispondrán de celdas de remonte, protección y línea mediante interruptores seccionadores de tres posiciones.

La conexión de los cables se realizará en la parte frontal de las celdas. Respecto a los mecanismos, como el interruptor-seccionador, serán de accionamiento manual y se colocarán también en la parte frontal, indicando su posición actual en el panel.

# PLANOS

### **Índice de Planos**

- Plano 1 – Ubicación del parque eólico
- Plano 2 – Distribución de los aerogeneradores
- Plano 3 – Esquema eléctrico general de la instalación
- Plano 4 – Esquema unifilar
- Plano 5 – Puesta a tierra



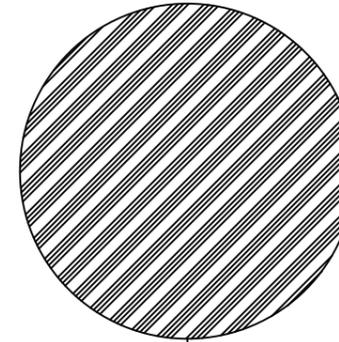
**GAZUME**

COORDENADAS UTM HUSO 30: X:565.899,24; Y:4.781.496,92  
 COORDENADAS GEOGRÁFICAS: Latitud: 43.1829060544956  
 Longitud: -2.1661148696497836

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES		Proyecto:
UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA	<b>DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO DE 10 MW EN          GAZUME (PAÍS VASCO)</b>
Fecha:		Escala:
Noviembre 2023		VARIAS
Plano:		Nº Plano:
Ubicación del parque eólico		1
ALICIA ZAPATA VALLÉS Autor proyecto		

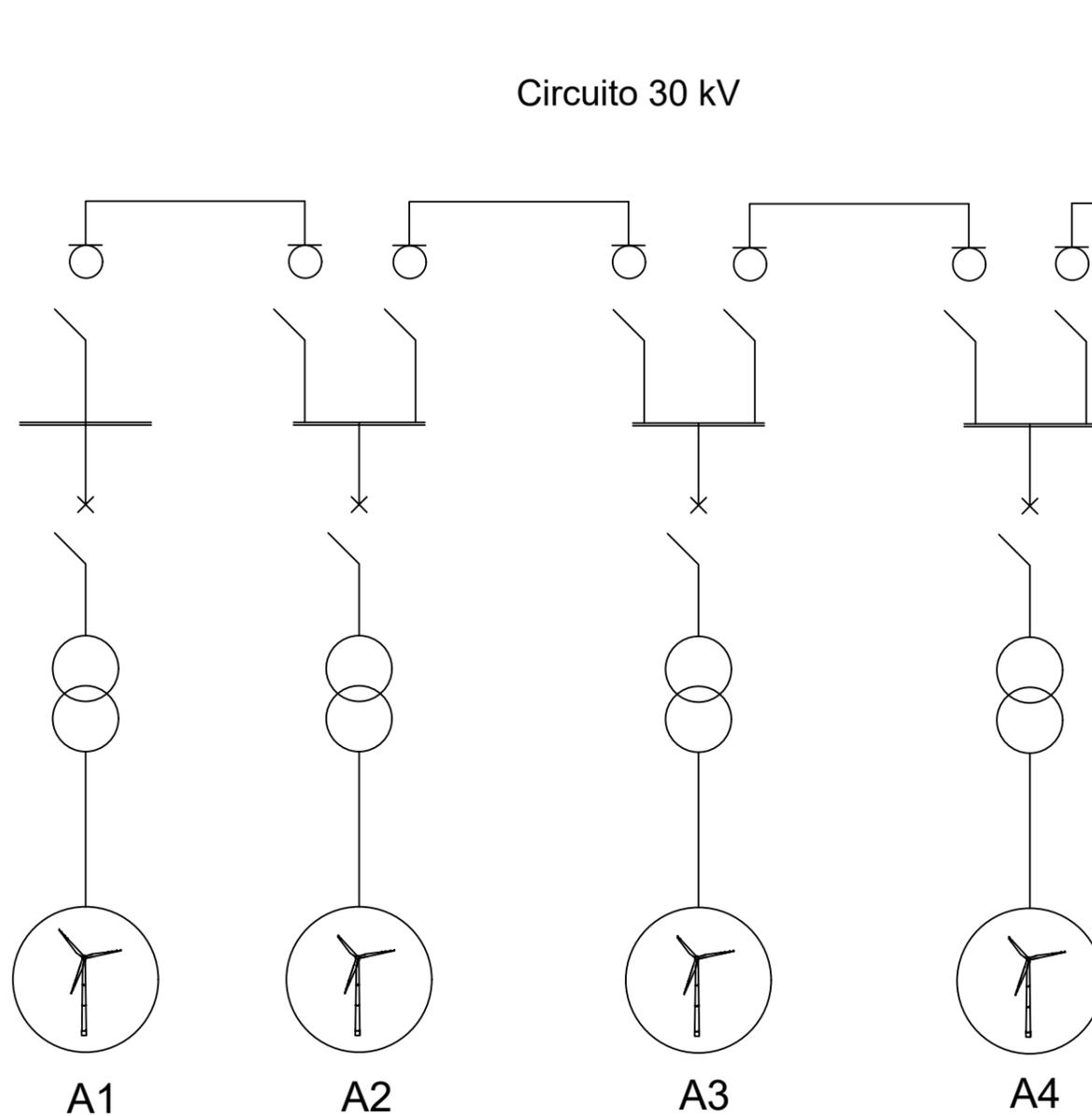


Centro de seccionamiento



Circuito	
Tramo	Longitud (km)
A1-A2	0,3752
A2-A3	0,3638
A3-A4	0,4029
A4-CS	1,4371

Circuito 30 kV



Celdas MT

Transformador 0,69/30kV

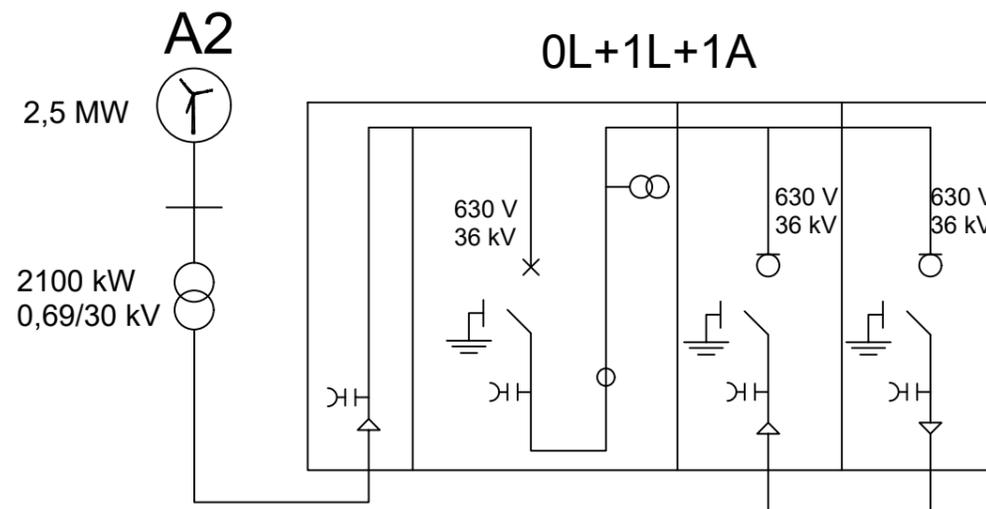
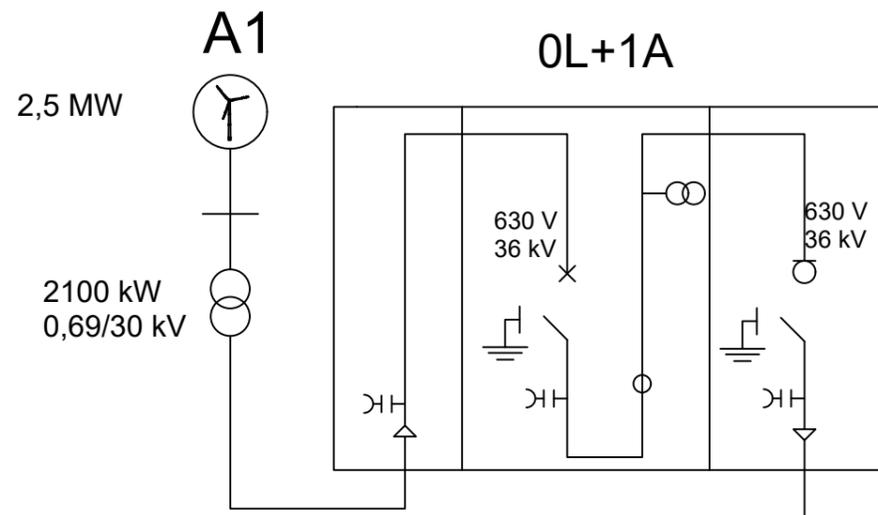
Aerogenerador 2,5 MW

A1

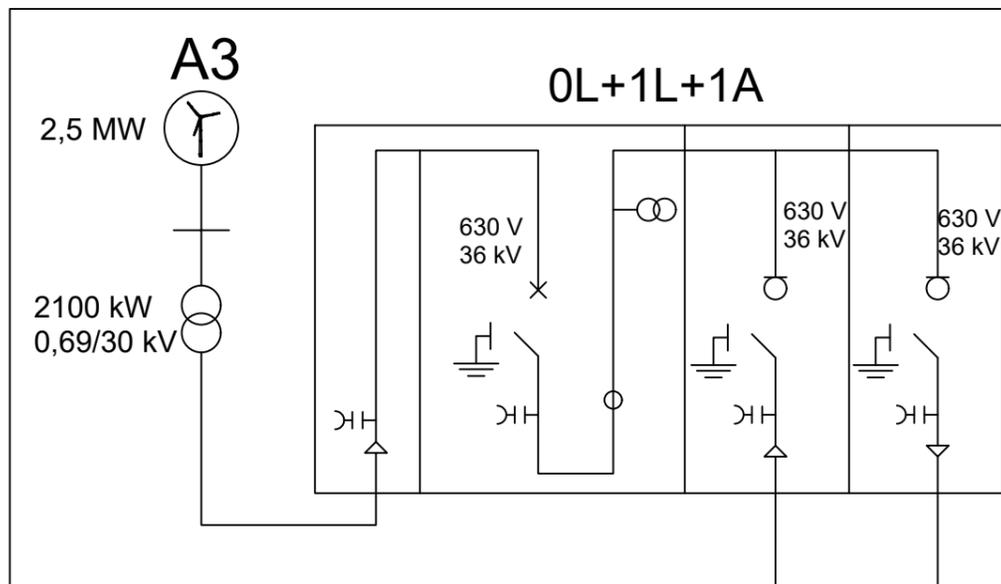
A2

A3

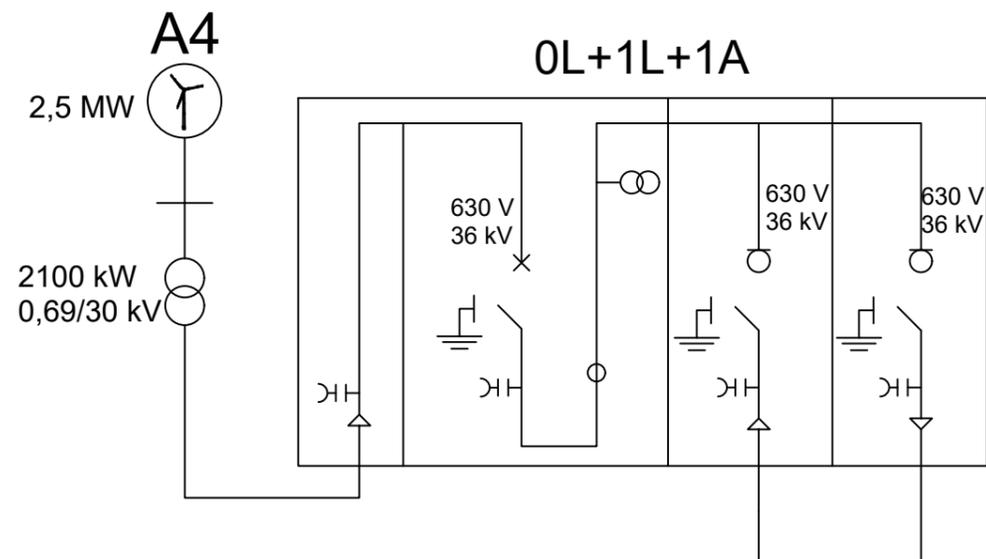
A4



AL-HEPRZ1 18/30kV 3x1x150 mm2  
375 m

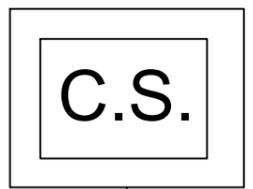


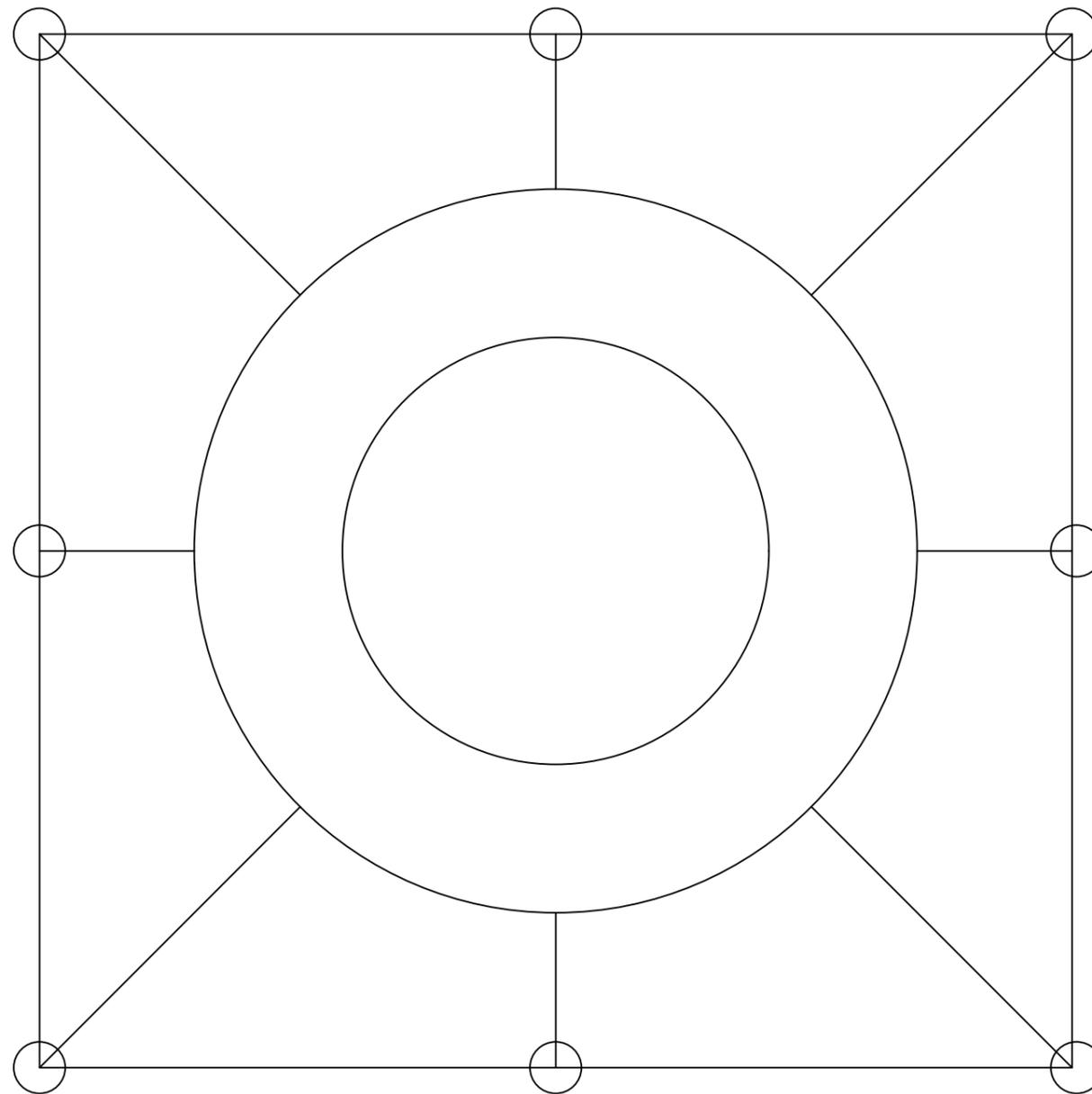
AL-HEPRZ1 18/30kV 3x1x150 mm2  
363 m



AL-HEPRZ1 18/30kV 3x1x150 mm2  
402 m

AL-HEPRZ1 18/30kV 3x1x150 mm2  
1437 m





## Leyenda

Electrodo de 4x4 m

○ Pica de 2 metros y de  
14 mm de diámetro

— Conductor de cobre de  
50 mm<sup>2</sup> de sección