



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

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

Autor: Ester Jiménez Hermana

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Agosto de 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Proyecto de ejecución de un parque eólico terrestre” en la ETS de Ingeniería - ICAI
de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2021/2022 es de mi
autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.
El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Ester Jiménez Hermana

Fecha: 24 / 08 / 2022

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consuelo Alonso Alonso

Fecha:/ 08/ 2022

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Ester Jiménez Hermana

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: "Proyecto de ejecución de un parque eólico terrestre", que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar "marcas de agua" o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e

intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 20 de agosto de 2022

ACEPTA



Fdo Ester Jiménez Hermana



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

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

Autor: Ester Jiménez Hermana

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid

Agosto de 2022

AGRADECIMIENTOS

A mi directora del proyecto Consuelo Alonso, por enseñarme tanto sobre la energía eólica y haberse implicado todo este tiempo, estando siempre disponible.

A la empresa Vortex, por haber facilitado los datos de viento necesarios, sin los cuales no habría sido posible el desarrollo de este proyecto.

También, a la dirección técnica de Repsol por haber facilitado la información necesaria sobre el transformador de Alta Tensión instalado en la subestación eléctrica.

Por último, a toda mi familia y seres queridos que han estado ayudando y siendo pacientes a lo largo de todo este periodo.

PROYECTO DE EJECUCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO TERRESTRE

Autor: Jiménez Hermana, Ester.

Director: Alonso Alonso, Consuelo.

Entidad Colaboradora: Universidad Pontificia de Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

1. Introducción

La sociedad y la industria están sufriendo los efectos negativos del cambio climático que se está dando en la actualidad. Este cambio climático ha favorecido a que los países se alineen en sus políticas, teniendo como meta la descarbonización de la generación de la energía eléctrica, reduciendo drásticamente las emisiones de CO₂ y optimizando el aprovechamiento de los recursos con energías limpias, eficientes y sostenibles.

En España destaca el “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030” y uno de los objetivos es incrementar la potencia eólica. Con este proyecto se pretende incrementar la energía generada mediante recursos renovables en España, mediante un estudio completo de un posible emplazamiento situado en la península ibérica, en la provincia de Cádiz.

En el presente documento se desarrolla un estudio de viabilidad para la instalación de un parque eólico en Medina-Sidonia, Cádiz. Se instalarán 8 aerogeneradores cuya potencia nominal es 6 MW y la altura de buje es de 150 metros, dando lugar a un emplazamiento de 48 MW de potencia nominal.

2. Metodología

Este proyecto se divide en varios capítulos. En primer lugar, se realiza un estudio del arte en el que se tienen en cuenta las diferentes tecnologías que existen y a partir del cual se concluye que para las dimensiones y potencia que se pretende instalar existen dos modelos disponibles de aerogeneradores con los cuales se van a realizar las simulaciones.

Fabricante	Modelo	Potencia nominal	Diámetro
Vestas	V162-6.0 MW	6 MW	162m
Siemens Gamesa	SG170-6.0 MW	6 MW	170 m

Tabla 1. Modelos de aerogeneradores disponibles.

Una vez se ha realizado un estudio del mercado y de las tecnologías se procede a análisis de los posibles emplazamientos. Los emplazamientos deben cumplir con una serie de condiciones para ser óptimos para la explotación del recurso eólico.

- La velocidad media del viento a 100 metros de altura debe ser superior a 6,5 m/s.
- No debe estar cerca de espacios naturales protegidos y de núcleos de población.
- La orografía del emplazamiento no debe ser muy abrupta y los viales internos no debe superar una pendiente mayor al 12%.
- Debe tener buen acceso por carreteras.
- El punto de interconexión con la red eléctrica debe estar a menos de 30 kilómetros de distancia.

Una vez encontrado el emplazamiento se pide a la empresa Vortex los datos de viento especificando las coordenadas UTM de la torre de medición. Vortex proporciona una serie de 10 años cuyas medidas son tomadas cada hora, siendo estos datos proporcionados de forma totalmente desinteresada y se podrán analizar mediante los softwares Windographer y WAsP.

	X_{UTM} (m E)	Y_{UTM} (m N)
Torre de medición	236133,8	4031801,9

Tabla 2. Coordenadas de la torre de medición, zona 30 S.

Mediante el software Windographer se analizan los datos de viento y se concluye que el emplazamiento elegido posee un recurso eólico cuya velocidad media durante el año es de 8,616 m/s y la dirección predominante es 112,5°, por lo que los aerogeneradores se deberán situar en una línea cuya dirección sea perpendicular a los 112,5° para aprovechar la mayor parte de la energía.

A continuación, se procede con la simulación en el software WAsP. Para esta simulación se deben descargar las curvas de nivel del emplazamiento del Instituto Geográfico Nacional y definir las coordenadas UTM de los aerogeneradores en el emplazamiento.

Aerogenerador	X_{UTM} (m E)	Y_{UTM} (m N)
Aerogenerador 1 (G1)	236135,95	4030456,76
Aerogenerador 2 (G2)	236115,00	4031227,00
Aerogenerador 3 (G3)	236159,00	4031641,00
Aerogenerador 4 (G4)	236060,96	4032151,54
Aerogenerador 5 (G5)	236223,00	4032752,00
Aerogenerador 6 (G6)	236051,13	4033415,86
Aerogenerador 7 (G7)	236583,00	4034363,00
Aerogenerador 8 (G8)	237119,00	4034841,00

Tabla 3. Coordenadas de los aerogeneradores, zona 30 S.

Tras el análisis en WAsP se obtiene la producción neta que generaría el parque eólico en un año, pero la energía calculada en la simulación no es la energía real ya que el software no tiene en cuenta ciertas pérdidas.

Tipo de pérdidas	Coefficiente
Eléctricas	0,9600
Disponibilidad de los aerogeneradores	0,9700
Garantía curva de potencia	0,9500
Sobrestimación de la simulación	0,9470
Total	0,8376

Tabla 4. Estimación de pérdidas de energía del emplazamiento.

Se procede al diseño de la instalación eléctrica. La energía se genera en los aerogeneradores y llega al transformador propio de cada aerogenerador que eleva la tensión hasta los 30 kV. La potencia generada se transporta hasta la subestación eléctrica a través de dos líneas de Media Tensión. En la subestación se debe elevar la tensión hasta los 66 kV y transportarla hasta la subestación eléctrica para conectarse a la red eléctrica española, esta subestación se encuentra en San Fernando, Cádiz, a una distancia aproximadamente de 24 kilómetros.

Además, se deben diseñar todas las celdas de MT, tomas a tierra y protecciones de la maquinaria que participa en la instalación, así como la subestación eléctrica y el cable de fibra óptica para realizar el control de los aerogeneradores.

En el *Capítulo 6* se define todo el proceso de la obra civil diseñando los viales de acceso al parque eólico y los viales interiores que conectan los aerogeneradores. También, se indican las dimensiones de las zanjas, cimentaciones y plataformas de montaje.

Una vez definida toda la instalación se realiza un estudio de viabilidad económica y un breve análisis medioambiental y social, finalizando con el capítulo en el que se exponen los Objetivos de Desarrollo Sostenible con los que está alineado este proyecto.

3. Resultados

Tras la simulación de ambos modelos de aerogeneradores mediante el software WAsP, el modelo elegido es el del fabricante Vestas, cuyas características principales son las siguientes.

Características	V162-6.0 MW
Altura de buje	150 m
Diámetro rotor	162 m
Potencia nominal	6 MW
Orientación	Barlovento
Nº de palas	3
Generador	Síncrono de imanes permanentes
Potencia aparente nominal (S _N)	6550 kVA
Tensión nominal de red	3 x 720 V

Tabla 5. Características principales del aerogenerador V162-6.0 MW.

Con este aerogenerador, la producción de energía anual del parque eólico estimada es 227,811 GWh, que al tener en cuenta el coeficiente de pérdidas se obtiene una energía final evacuada a la red de 189,814 GWh.

Energía neta vertida a la red	190,814 GWh
Potencia nominal del parque	48 MW
Tiempo equivalente	3954 h
Factor de capacidad	45,38 %

Tabla 6. Producción de energía del parque eólico.

Una vez realizada la estimación de la inversión total y los flujos de caja se obtienen los siguientes índices de viabilidad.

Inversión inicial (k€)	52.805,35
WACC	5,40%
VAN (k€)	7. 013,72
TIR	6,78%
VAN del accionista (k€)	2.101,76
TIR del accionista	10,65%

Tabla 7. Índices de viabilidad del proyecto.

4. Conclusiones

Una vez realizado el estudio del recurso eólico y la simulación del emplazamiento de Medina-Sidonia, se ha podido realizar el estudio económico y medioambiental del mismo. Los resultados obtenidos del proyecto indican que el proyecto es viable técnica y económicamente.

De la misma forma, se comprueba que está alineado con los ODS y con los planes de energía establecidos para los años venideros. Asimismo, favorece la reducción de los precios de la energía eléctrica que actualmente están al alza y a la mejora sostenible del medio ambiente mediante la reducción de emisiones nocivas para la atmósfera.

IMPLEMENTATION PROJECT OF A TERRESTRIAL WIND FARM

Author: Jiménez Hermana, Ester.

Supervisor: Alonso Alonso, Consuelo.

Collaborating Entity: Universidad Pontificia de Comillas.

ABSTRACT

1. Introduction

Society and industry are suffering the negative effects of climate change that is currently taking place. This climate change has encouraged countries to align their policies, with the goal of decarbonizing electricity generation, drastically reducing CO₂ emissions and optimizing the use of resources with clean, efficient and sustainable energy.

In Spain, the "National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC) 2021-2030" stands out and one of the objectives is to increase wind power. This project aims to increase the energy generated by renewable resources in Spain, through a complete study of a possible site located on the Iberian Peninsula, in the province of Cádiz.

This document develops a feasibility study for the installation of a wind farm in Medina-Sidonia, Cadiz. 8 wind turbines will be installed with a nominal power of 6 MW and a hub height of 150 m, giving rise to a site with a nominal power of 48 MW.

2. Methodology

This project is divided into several chapters. In the first place, a study of the art is carried out in which the different technologies that exist are taken into account and from which it is concluded that for the dimensions and power that is intended to be installed, there are two available models of wind turbines with which they are going to be installed. perform the simulations.

Supplier	Model	Nominal power	Diameter
Vestas	V162-6.0 MW	6 MW	162m
Siemens Gamesa	SG170-6.0 MW	6 MW	170 m

Table 1. Available wind turbine models.

Once a study of the market and the technologies has been carried out, an analysis of the possible locations is carried out. The sites must meet a series of conditions to be optimal for the exploitation of the wind resource.

- The average wind speed at a height of 100 meters must be greater than 6.5 m/s.
- It should not be near protected natural spaces and population centers.
- The topography of the site must not be very abrupt, and the internal roads must not exceed a slope greater than 12%.
- Must have good road access.
- The point of interconnection with the electricity grid must be less than 30 kilometers away.

Once the location is found, the Vortex company is asked for the wind data, specifying the UTM coordinates of the measurement tower. Vortex provides a series of 10 years whose measurements are taken every hour, I feel that this data is provided in a totally disinterested way and can be analyzed using the Windographer and WAsP software.

	X_{UTM} (m E)	Y_{UTM} (m N)
Measurement tower	236133,8	4031801,9

Table 2. Coordinates of the measurement tower, zone 30 S.

Using the Windographer software, the wind data is analyzed, and it is concluded that the chosen location has a wind resource whose average speed during the year is 8,616 m/s and the predominant direction is 112.5°, so the wind turbines must be located in a line whose direction is perpendicular to 112.5° to take advantage of most of the energy.

Next, we proceed with the simulation in the WAsP software. For this simulation, the contour lines of the site must be downloaded from the National Geographic Institute and the UTM coordinates of the wind turbines on the site must be defined.

Wind turbine	X_{UTM} (m E)	Y_{UTM} (m N)
Aerogenerador 1 (G1)	236135,95	4030456,76
Aerogenerador 2 (G2)	236115,00	4031227,00
Aerogenerador 3 (G3)	236159,00	4031641,00
Aerogenerador 4 (G4)	236060,96	4032151,54
Aerogenerador 5 (G5)	236223,00	4032752,00
Aerogenerador 6 (G6)	236051,13	4033415,86
Aerogenerador 7 (G7)	236583,00	4034363,00
Aerogenerador 8 (G8)	237119,00	4034841,00

Table 3. Main characteristics of the V162-6.0 MW wind turbine.

After the analysis in WAsP, the net production that the wind farm would generate in one year is obtained, but the energy calculated in the simulation is not the real energy since the software does not take into account certain losses.

Losses	Coefficient
Electric	0,9600
Availability of wind turbines	0,9700
Power curve warranty	0,9500
Simulation overestimation	0,9470
Total	0,8376

Table 4. Estimation of site energy losses.

We proceed to the design of the electrical installation. The energy is generated in the wind turbines and reaches the transformer of each wind turbine that raises the voltage to 30 kV. The power generated is transported to the electrical substation through two Medium Voltage lines. In the substation, the voltage must be raised to 66 kV and transported to the electrical substation to connect to the Spanish electrical network. This substation is in San Fernando, Cádiz, at a distance of approximately 24 kilometers.

In addition, all the MV cells, grounding and protection of the machinery involved in the installation must be designed, as well as the electrical substation and the fiber optic cable to control the wind turbines.

In the *Chapter 6*, the entire civil works process is defined, designing the access roads to the wind farm and the interior roads that connect the wind turbines. Also, the dimensions of the trenches, foundations and mounting platforms are indicated.

Once the entire installation has been defined, an economic feasibility study and a brief environmental and social analysis are carried out, ending with the chapter in which the Sustainable Development Goals with which this project is aligned are set out.

3. Results

After the simulation of both models of wind turbines using the WAsP software, the model chosen is that of the manufacturer Vestas, whose main characteristics are the following.

Characteristics	V162-6.0 MW
Hub heigh	150 m
Rotor diameter	162 m
Nominal power	6 MW
Orientation	Windward
N° of blades	3
Generator	Permanent magnet synchronous
Rated apparent power (S_N)	6550 kVA
Rated mains voltage	3 x 720 V

Table 5. Main characteristics of the V162-6.0 MW wind turbine.

With this wind turbine, the estimated annual energy production of the wind farm is 227,811 GWh, which, when considering the loss coefficient, gives an energy of 190,814 GWh.

Net energy generated	190,814 GWh
Rated park power	48 MW
Equivalent time	3975 h
Capacity factor	45,38 %

Table 6. Wind farm energy production.

Once the estimate of the total investment and the cash flows have been made, the following viability indices are obtained.

Initial investment (k€)	52.805,35
WACC	5,40%
VAN (k€)	7. 013,72
TIR	6,78%
VAN shareholder (k€)	2.101,76
TIR shareholder	10,65%

Table 7. Project feasibility indices.

4. Conclusions

Once the study of the wind resource and the simulation of the Medina-Sidonia site have been carried out, it has been possible to carry out the economic and environmental study of it. The results obtained from the project indicate that the project is technically and economically feasible.

In the same way, it is verified that it is aligned with the SDGs and with the energy plans established for the coming years. Likewise, it favors the reduction of electricity prices, which are currently on the rise, and the sustainable improvement of the environment by reducing emissions that are harmful to the atmosphere.

ÍNDICE

Capítulo 1. Introducción	14
1.1. Motivación del proyecto	14
1.2. Energía eólica	15
1.2.1. Fuerza de Coriolis (nivel global)	17
1.2.2. Celdas (nivel macroescala)	17
1.2.3. Efectos locales (nivel mesoescala)	18
1.2.4. Obstáculos y rugosidad (nivel microescala)	19
1.3. Caracterización del potencial eólico	21
1.3.1. Coeficiente de potencia	22
1.3.2. Coeficiente de empuje	23
1.3.3. Curva de potencia	23
1.4. Contexto energético global	24
1.4.1. Energía eólica	26
1.5. Situación actual en España	28
1.5.1. General	28
1.5.2. Energía eólica	32
1.6. Reglamento	34
1.6.1. Aerogeneradores	34
1.6.2. Cables	35
1.6.3. Emplazamiento	35
1.6.4. Operación y mantenimiento	36
1.6.5. Medioambiental y social	36
Capítulo 2. Descripción de tecnologías	37
2.1. Tecnología actual	37
2.2. Componentes aerogenerador	38
2.3. Conexión a la red	39

2.3.1.	Generador síncrono.....	39
2.3.2.	Generador asíncrono.....	40
2.3.3.	Sistema eléctrico.....	41
2.4.	Características aerogeneradores de estudio	41
2.4.1.	Siemens-Gamesa SG 6.0-170	41
2.4.2.	Vestas V162-6.0 MW	44
Capítulo 3. Elección del emplazamiento		46
3.1.	Recurso eólico	46
3.2.	Protección de espacios naturales	51
3.3.	Orografía.....	53
3.4.	Acceso	54
3.5.	Punto de interconexión	55
3.6.	Impacto ambiental	57
3.7.	Impacto sobre otros interesados	57
3.7.1.	Distancia a localidades cercanas.....	57
3.7.2.	Distancia a los cables de telecomunicaciones	58
Capítulo 4. Análisis de datos de viento		59
4.1.	Análisis estadístico descriptivo de las series de datos de viento mediante el programa Windographer.....	60
4.1.1.	Resultados.....	61
4.1.2.	Conclusiones de la simulación en Windographer	73
4.2.	Análisis mediante WAsP	73
4.2.1.	Resultados de la simulación	74
4.2.2.	Conclusiones simulación WAsP.....	87
4.3.	Energía eléctrica vertida a la red eléctrica.....	87
Capítulo 5. Instalación eléctrica		89
5.1.	Transformador BT/MT	89

5.1.1.	Posición final de línea	90
5.1.2.	Posición intermedia	91
5.1.3.	Protección de las celdas MT	92
5.1.4.	Configuración final de las celdas de MT	93
5.2.	Sistema eléctrico de Media Tensión	93
5.2.1.	Características de la red de MT	94
5.2.2.	Dimensionamiento de los conductores	95
5.2.3.	Sistema de puesta a tierra de MT	97
5.3.	Sistema eléctrico de Alta Tensión	97
5.3.1.	Características de la red de AT	97
5.3.2.	Dimensionamiento de los conductores	98
5.3.3.	Sistema de puesta a tierra de AT	99
5.4.	Subestación eléctrica	99
5.3.1.	Transformador MT/AT	99
5.3.2.	Sistema de MT de la subestación	100
5.3.3.	Sistema de AT de la subestación	101
5.5.	Fibra óptica	104
Capítulo 6.	Obra civil	106
6.1.	Viales	106
6.2.	Plataforma de montaje y cimentación	107
6.3.	Canalizaciones en zanja	108
6.4.	Edificio de control y subestación eléctrica	108
6.5.	Planificación del proyecto	109
Capítulo 7.	Viabilidad económica	110
7.1.	Estimación de la tarifa de venta de energía	110
7.2.	Estimación de costes	111
7.2.1.	Inversión inicial	111

7.2.2.	Costes de operación y mantenimiento	112
7.3.	Flujos de caja	113
7.3.1.	Financiación	113
7.3.2.	Coeficiente de apuntamiento	113
7.3.3.	Impuestos.....	113
7.3.4.	Amortización	114
7.3.5.	Necesidades operativas de fondos	114
7.4.	Caja de flujos.....	114
7.5.	Indicadores financieros.....	116
7.5.1.	Coste promedio ponderado del capital (WACC).....	116
7.5.2.	Valor Actual Neto (VAN)	116
7.5.3.	Tasa Interna de Retorno.....	117
7.5.4.	Resumen índices de sensibilidad	117
Capítulo 8.	Impacto medioambiental y social	118
Capítulo 9.	Objetivos de Desarrollo Sostenible	119
Capítulo 10.	Conclusiones.....	121
Capítulo 11.	Bibliografía	121
Anexo I.	Cálculo dimensiones de los conductores.....	131
A.	Sistema de Media Tensión.....	131
B.	Sistema de Alta Tensión.....	137
Anexo II.	Cálculo de puesta a tierra de la subestación.....	139
Anexo III.	Cálculo de cortocircuito.....	144
Anexo IV.	Ficha técnica transformador BT/MT	147
Anexo V.	Ficha técnica celdas de MT.....	148
Anexo VI.	Ficha técnica cable de MT	161
Anexo VII.	Datos técnicos transformador MT/AT	163
Anexo VIII.	Parámetros de electrodos de puesta a tierra	166

Anexo IX. Ficha técnica interruptores AT	167
Anexo XI. Modelos estándar de transformadores tensión e intensidad	168

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1. Ranking de las provincias con mayor generación de energía eólica en 2020. [15]	34
Tabla 2. Parámetros aerogenerador SG 6.0-170.....	41
Tabla 3. Curva de potencia del aerogenerador SG 6.0-170. [3]	42
Tabla 4. Curva del coeficiente de empuje del aerogenerador SG 6.0-170. [3]	43
Tabla 5. Parámetros aerogenerador V162-6.0.....	44
Tabla 6. Curva de potencia del aerogenerador V162-6.0. [3]	44
Tabla 7. Curva del coeficiente de empuje del aerogenerador V162-6.0. [3].....	45
Tabla 8. Coordenadas estudio recurso eólico, zona 30S.	47
Tabla 9. Coordenadas del inicio y fin del emplazamiento, zona 30S.....	49
Tabla 10. Coordenadas de los aerogeneradores, zona 30S.....	50
Tabla 11. Coordenadas subestación de e-Distribución Redes Digitales, zona 30S.....	56
Tabla 12. Coordenadas del anemómetro del parque eólico, zona 30S.....	59
Tabla 13. Wind speed sensor summary. [39]	73
Tabla 14. Escala de rugosidades del terreno. [3]	74
Tabla 15. Coordenadas de los aerogeneradores en UTM, zona 30S.	77
Tabla 16. Coordenadas del anemómetro en UTM, zona 30S.....	77
Tabla 17. Altura a la que se sitúan los aerogeneradores.....	78
Tabla 18. Tipos de aerogeneradores.....	80
Tabla 19. Resumen estadísticas generales de la simulación con V162-6.0 MW.	82
Tabla 20. Resumen estadísticas generales de la simulación con SG170-6.0 MW.	82
Tabla 21. Precio por aerogenerador y por GWh generado.....	83
Tabla 22. Resumen estadísticas de producción de cada aerogenerador.	83
Tabla 23. Resumen estadístico del índice de RIX.....	85
Tabla 24. Pérdidas de energía del emplazamiento	88
Tabla 25. Características transformador BT/MT. [44]	89
Tabla 26. Características celdas MT. [45]	90
Tabla 27. Características módulo 1A de la celda de MT. [45].....	92
Tabla 28. Distribución de las celdas de MT según los aerogeneradores.....	93
Tabla 29. Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios. [46].....	94
Tabla 30. Características de la red de MT.....	94
Tabla 31. Posibles conductores del sistema eléctrico de Media Tensión.....	95

Tabla 32. Elección del conductor de MT.	96
Tabla 33. Características del conductor de aluminio de MT. [49]	96
Tabla 34. Resultados caída de tensión y pérdidas de la red de MT.....	96
Tabla 35. Tensiones nominales y tensiones más elevadas de la red. [51].....	98
Tabla 36. Características generales de la red de AT.....	98
Tabla 37. Resumen características conductor de AT. [52].....	98
Tabla 38. Características transformador MT/AT. [53].....	100
Tabla 39. Características interruptor de AT. [54].....	102
Tabla 40. Características principales del seccionador de AT. [55]	102
Tabla 41. Características de transformador de tensión estándar. [56].....	103
Tabla 42. Características estándar del transformador de intensidad.[58].....	104
Tabla 43. Características de la fibra óptica. [59].....	105
Tabla 44. Pendientes de los viales.	107
Tabla 45. Planificación del proyecto.	109
Tabla 46. Estimación de precios de la energía.	111
Tabla 47. Energía neta final.....	112
Tabla 48. Resumen presupuesto del proyecto.	112
Tabla 49. Estimación OPEX.....	112
Tabla 50. Capital y deuda inicial de la inversión.	113
Tabla 51. Flujo de caja del proyecto.....	115
Tabla 52. Resumen de los índices de sensibilidad del proyecto.....	117
Tabla 53. Emisiones evitadas según la tecnología. [70].....	118
Tabla 54. Cables aislados con aislamiento seco. Temperatura máxima (°C) asignada a conductor. [46]	132
Tabla 55. Factor de corrección (fT) para temperatura del terreno distinta de 25 °C. [46]	132
Tabla 56. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad. [46]	132
Tabla 57. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 k·m/W. [46]	133
Tabla 58. Factores de corrección para profundidad de la instalación distintas a 1 m. .	134
Tabla 59. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados.....	134
Tabla 60. Cálculo caída de tensión en la red de MT.	135

Tabla 61. Resistencia y reactancia del conductor de MT por unidad de longitud. [49]	136
Tabla 62. Valores para el cálculo de las pérdidas por tramos.	136
Tabla 63. Características esenciales de los conductores de aluminio/acero. [52]	137
Tabla 64. Elección del conductor de AT.	137
Tabla 65. Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada (U_{ca}) en función de la duración de la corriente de falta (t_F) [74]	139
Tabla 66. Resistividad según la naturaleza del terreno. [74].....	141
Tabla 67. Resistencia según el tipo de electrodo. [74]	142
Tabla 68. Bases de conversión de valores reales a por unidad del sistema.	144
Tabla 69. Bases del transformador AT/MT.....	145
Tabla 70. Bases transformador MT/BT.....	145
Tabla 71. Cálculo de la intensidad y potencia de cortocircuito.....	146

ÍNDICE FIGURAS

Figura 1. Circulación del aire por la radiación del sol desigual en la superficie. [2]	16
Figura 2. Celdas de circulación atmosféricas y vientos característicos de cada una. [3]	16
Figura 3. Esquema simplificado de la circulación del aire en la atmósfera terrestre. [5]	17
Figura 4. Vientos más significativos que discurren por los pasillos orográficos formados por las cordilleras de la península Ibérica. [5]	19
Figura 5. Perfil vertical del viento sobre un bosque. [3]	19
Figura 6. Perfil del viento según la altura y el tipo de atmósfera	20
Figura 7. Esquema volumen de viento atravesando el área del rotor del aerogenerador. [3]	21
Figura 8. Potencia eólica por m ² de flujo de viento según la velocidad del viento. [6].	22
Figura 9. Comportamiento del coeficiente de potencia C_p para turbinas eólicas con diferentes números de palas. [8]	23
Figura 10. Gráfica estándar del coeficiente de empuje de un aerogenerador.	23
Figura 11. Regiones de funcionamiento de un aerogenerador [9]	24
Figura 12. i) Tasa de cambio anual en el PIB mundial 1990-2021 [10]. ii) Generación y consumo de electricidad a nivel mundial. [11]	24
Figura 13. Principales mercados mayoristas de electricidad. [12]	25
Figura 14. Nueva potencia eólica instalada en 2021. [14]	26
Figura 15. Nueva capacidad eólica proyectada y diferencia de capacidad anual para cumplir con los escenarios Net Zero para 2050. [14]	27
Figura 16. Evolución de la demanda eléctrica en España 2012-2021 (Arriba). Comparación de la demanda con el PIB (Abajo) [15]	28
Figura 17. Potencia máxima instantánea peninsular. [15]	29
Figura 18. Evolución de la estructura de potencia eléctrica instalada peninsular. [15] ..	29
Figura 19. Capacidad instalada de tecnologías renovables (MW). [16]	30
Figura 20. Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica según el PINEC. [16]	30
Figura 21. Evolución de la estructura de generación dividiendo entre renovables y no renovables. [15]	31
Figura 22. Estructura de la generación eléctrica peninsular en 2020 y 2021 (%). [15] ..	31
Figura 23. Generación anual por tecnologías (GWh). [15]	32

Figura 24. Estructura de la generación anual de energía eléctrica renovable peninsular en 2021 (%).[15]	32
Figura 25. Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada en España. Fuente AEE.	33
Figura 26. Potencia eólica instalada acumulada en comunidades autónomas. Fuente AEE.	33
Figura 27. Tipos de aerogeneradores verticales o VAWT. [3].....	37
Figura 28. Esquema de los componentes de un aerogenerador horizontal de tres palas. [3]	39
Figura 29. Esquema generador síncrono en un aerogenerador. [3]	40
Figura 30. Esquema generador síncrono en un aerogenerador. [3]	40
Figura 31. Recurso eólico del emplazamiento. [25].....	47
Figura 32. Velocidad y rosa de frecuencias de la coordenada 1. [26].....	47
Figura 33. Velocidad y rosa de frecuencias de la coordenada 2. [26].....	48
Figura 34. Velocidad y rosa de frecuencias de la coordenada 3. [26].....	48
Figura 35. Definición de la línea perpendicular a la dirección perpendicular del viento en el emplazamiento. [27]	49
Figura 36. Imagen donde se sitúan los aerogeneradores en el mapa. [27]	50
Figura 37. Delimitación de las circunferencias de los aerogeneradores. [27].....	51
Figura 38. Zonas de sensibilidad ambiental máxima para la implantación de energías renovables. [29]	52
Figura 39. Zonas protegidas en la provincia de Cádiz. [30].....	53
Figura 40. Mapa cartográfico del emplazamiento. [31]	54
Figura 41. Carretera A-396. [32]	55
Figura 42. Salida en el kilómetro 11 de la A-396.[32]	55
Figura 43. Salida kilómetro 9 de la A-396.[32].....	55
Figura 44. Mapa y leyenda del sistema eléctrico ibérico 2018 [33].....	56
Figura 45. Ubicación en el mapa de la distancia a la subestación de e-Distribución Redes Digitales. [27]	56
Figura 46. Distancia del emplazamiento a la localidad más cercana.[27].....	57
Figura 47. Mapa de la red de telecomunicaciones de Cádiz. [38].....	58
Figura 48. Perfil de velocidades medias según el mes del año para las alturas de 80, 100, 120 y 150 metros. [39].....	59
Figura 49. Perfil de las velocidades del viento en el emplazamiento [39]	60

Figura 50. Configure Data Set. [39]	61
Figura 51. Serie temporal completa a 150 m. [39]	62
Figura 52. Serie temporal parcial (80, 100, 120 y 150 metros) [39]	62
Figura 53. Velocidad media del viento según el mes a 150 m. [39].....	63
Figura 54. Velocidad media del viento según las horas del día a 150 m. [39].....	63
Figura 55. Rosa de los vientos de la serie completa. [39]	64
Figura 56. Rosa de frecuencias de la serie completa. [39]	64
Figura 57. Rosa de frecuencias por mes. [39]	65
Figura 58. Rosa de frecuencias por horas. [39]	65
Figura 59. Rosa de energía de la serie completa. [39].....	66
Figura 60. Rosa de energía por mes. [39].....	66
Figura 61. Rosa de energía por hora. [39]	67
Figura 62. Rosa de velocidad de la serie completa. [39].....	67
Figura 63. Rosa de velocidad por mes.[39]	68
Figura 64. Rosa de velocidad por hora. [39]	68
Figura 65. Velocidad del viento según la hora del día de la serie completa. [39].....	69
Figura 66. Velocidad del viento según la hora del día por mes. [39].....	69
Figura 67. Distribución de Weibull de la serie completa.[39].....	70
Figura 68. Distribución de Weibull por mes. [39].....	71
Figura 69. Probabilidad acumulada de la velocidad del viento. [39]	71
Figura 70. Boxplot de los datos de viento según los meses del año. [39]	72
Figura 71. DMap de los datos de viento de la serie completa. [39]	72
Figura 72. Imagen del terreno de los alrededores del emplazamiento. [27].....	74
Figura 73. Mapa topográfico del emplazamiento con WAsP Map Editor. [40].....	75
Figura 74. Topografía del emplazamiento con los aerogeneradores representados [40].	75
Figura 75. Gráficas del análisis de viento. [40].....	76
Figura 76. Informe del análisis de los datos de viento. [40].....	76
Figura 77. Representación gráfica del análisis climático. [40]	77
Figura 78. Cálculo de la densidad del aire. [40].....	79
Figura 79. Curva de potencia y del coeficiente de empuje del V162/6.0. [40]	80
Figura 80. Curva de potencia y del coeficiente de empuje del SG 6.0-170. [40].....	81
Figura 81. Captura simulación WAsP. [40]	82
Figura 82. Mapa del índice de RIX del emplazamiento. [40]	84

Figura 83. Mapa del Δ RIX del emplazamiento. [40]	84
Figura 84. Estadísticas de la simulación para cada aerogenerador. [40]	85
Figura 85. Mapa elevación del terreno. [40]	85
Figura 86. Mapa de isoventas en el sector de 120°. [40]	86
Figura 87. Mapa de densidad de potencia. [40]	86
Figura 88. Representación esquemática de la celda 0L+1A. [45]	91
Figura 89. Representación esquemática de la celda 0L+1A+1L. [45]	91
Figura 90. Selección de protección para el transformador BT/MT. [45]	92
Figura 91. Dimensiones de los módulos de las celdas de MT. [45]	93
Figura 92. Representación gráfica de las capas que componen el conductor de MT. [49]	96
Figura 93. Configuración celdas de MT de la subestación. [45]	100
Figura 94. Tipos de interruptores de alta tensión de Siemens. [54]	101
Figura 95. Componentes del interruptor de AT. [54]	102
Figura 96. Seccionador SGP de MESA. [55]	103
Figura 97. Esquema de las partes del transformador inductivo de tensión. [57]	104
Figura 98. Esquema orientativo de la cimentación del aerogenerador. [3]	108
Figura 100. Evolución de los precios de la energía en España desde 2010. [60]	110
Figura 101. Objetivos de desarrollo sostenible. [69]	119
Figura 102. Mapa de curvas de nivel con la distribución de los valores medios de intensidad de cortocircuito monofásico en los nudos de 220 kV. [75]	144
Figura 103. Esquema de las resistencias y los puntos del circuito de generación	146

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

AC	Corriente Alterna
AT	Alta Tensión
BT	Baja Tensión
CC	Corriente Continua
EPR	Caucho etileno-propileno
HAWT	Aerogenerador de eje horizontal
HEPR	Polietileno termoestable
IVPEE	Impuesto sobre la Venta y Producción de Energía Eléctrica
ITC	Instrucción Técnica Complementara
MT	Media Tensión
NOF	Necesidades Operativas de Fondos
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OMS	Organización Mundial de la Salud
PIB	Producto Interior Bruto
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
REE	Red Eléctrica Española
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto
VAWT	Aerogenerador de eje vertical
WACC	Coste promedio ponderado del capital
XLPE	Polietileno reticulado

Capítulo 1. Introducción

En el presente documento se redacta el proyecto de fin de máster, cuyo objetivo es el estudio de la viabilidad de la instalación de un parque eólico terrestre en un emplazamiento en el territorio español peninsular.

Se divide en capítulos, en el Capítulo 1 se realiza la introducción a la energía eólica y a la situación actual del mercado energético tanto a nivel global como el mercado español, con la finalidad de exponer la información necesaria para el desarrollo de un buen proyecto. En el Capítulo 2 se explica la tecnología que será necesaria para el aprovechamiento del recurso eólico. El Capítulo 3 expone un estudio y análisis del emplazamiento, el cual será determinante para el proyecto ya que solo se puede obtener una serie de datos de viento. Esos datos de viento se analizan mediante dos softwares (Windographer y WAsP). Posteriormente, en los capítulos 5 y 6, se realizan los cálculos para la instalación eléctrica y se detalla la obra civil del parque eólico.

El estudio de la viabilidad económica del proyecto se muestra en el capítulo 7 y el análisis del impacto medioambiental y social en el capítulo 8. Finalmente, en los capítulos 8 y 9 se muestran los objetivos de desarrollo sostenible con los que se alinea el proyecto y se redactan las conclusiones.

1.1. MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

En el último siglo, sobre todo en los últimos 50 años, las concentraciones de los gases invernadero han aumentado vertiginosamente debido a la actividad humana. Esta acción humana ha favorecido al aumento de la temperatura de la Tierra originando cambios climáticos a nivel mundial.

Conforme una sociedad se va desarrollando el nivel de energía que consume incrementa y esa energía hasta hace pocos años provenía del petróleo y del carbón, pero tanto en España como en el resto del mundo se está apostando por la conservación de los recursos naturales y del medio ambiente. Con este pretexto gobiernos de muchos países se han puesto de acuerdo en desarrollar programas para fomentar el desarrollo y la utilización de tecnologías de generación de energía a partir de fuentes renovables.

No solo se tiene en cuenta el medio ambiente, sino también la complicada situación energética que se está viviendo este año 2022. Los precios de la energía se están viendo agravados por los últimos acontecimientos geopolíticos, el precio del megavatio hora ha llegado a límites históricos en toda Europa y es debido a la dependencia de energías fósiles que actualmente son importadas de otros países.

Una de las soluciones a estos dos problemas que preocupan actualmente a la población mundial, pero más concretamente a los españoles, es apostar por las fuentes renovables, reduciendo así la importación de combustibles fósiles de otros países y reduciendo las emisiones de gases invernadero.

Alineado con esta solución, este proyecto realiza un estudio, propone un emplazamiento y realiza los cálculos para una futura puesta en marcha de un nuevo parque eólico que ayude a reducir la dependencia energética de la península y que fomente las energías renovables para seguir alineados con los compromisos establecidos en el acuerdo de París de 2015.

1.2. ENERGÍA EÓLICA

La palabra eólico hace referencia a aquello relacionado con Aeolos (Αἰολος en griego), el cual era el dios de los vientos en la mitología griega. Por tanto, la energía eólica es aquella procedente del viento. [1]

El viento es el movimiento de corrientes de aire que se producen en la atmósfera debido a diferentes fenómenos naturales. El viento es una masa de aire en movimiento, por consiguiente, tiene asociada una energía cinética, la cual se le da el nombre de energía eólica.

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad \text{Ec. 1}$$

Las masas de aire se desplazan desde zonas de altas presiones hacia zonas de bajas presiones, pero existen varios fenómenos naturales que intervienen en el movimiento. En primer lugar, la radiación del Sol crea diferencias de presión debido a que no calienta de forma uniforme la superficie terrestre.

El ecuador recibe mayor radiación del Sol calentando el aire de la zona. Al incrementar su temperatura se reduce su densidad y, por ende, el aire se eleva provocando una zona de bajas presiones en el ecuador.

Asimismo, el aire que se encuentra en los polos tiene una menor temperatura y, como consecuencia, una densidad mayor que favorece a que el aire de los polos descienda resultando zonas de altas presiones en los polos.

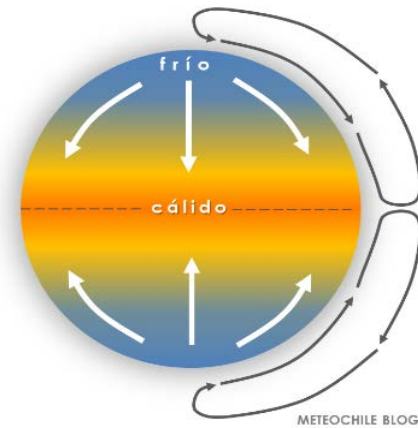


Figura 1. Circulación del aire por la radiación del sol desigual en la superficie. [2]

Esta diferencia de presiones provoca que el aire caliente del ecuador se eleve y circule hacia los polos donde se enfría y desciende para volver circulando cerca de la superficie hasta el ecuador. Este sería el movimiento del aire si sólo se tuviera en cuenta la radiación solar. Pero el movimiento del viento no es tan simple, es necesario tener en cuenta la rotación de la Tierra, los diferentes océanos y continentes y la orografía particular de cada sector. Estos factores dan lugar a una división de la superficie en tres grande celdas o células simétricas en ambos hemisferios.

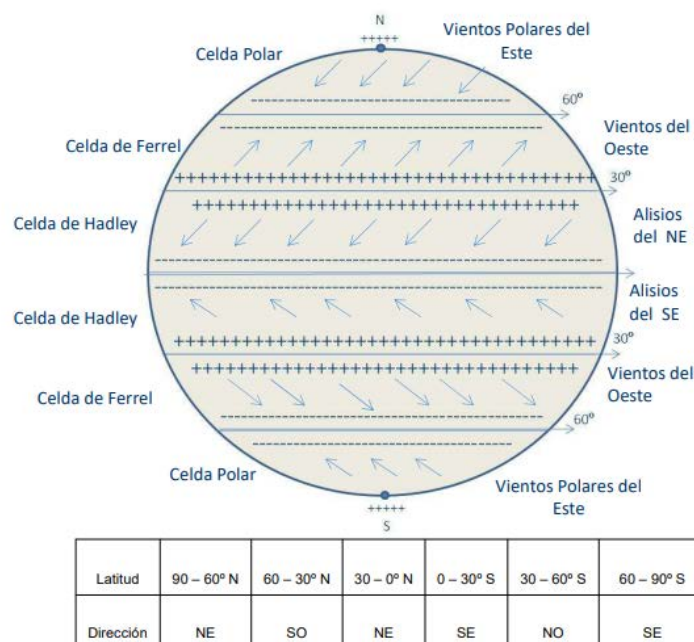


Figura 2. Celdas de circulación atmosféricas y vientos característicos de cada una. [3]

1.2.1. FUERZA DE CORIOLIS (NIVEL GLOBAL)

Gaspard-Gustave Coriolis describió en 1835 el efecto o fuerza Coriolis [4]. Desde un punto de referencia situado en un sistema de rotación se observa que cualquier masa con una trayectoria recta se desvía formando una curva. Este fenómeno lo explicó Gaspard-Gustave dándole el nombre de fuerza de Coriolis, pero no es una fuerza real. Esto sucede con el viento que circula en la atmósfera, la Tierra gira mientras que el viento se desplaza con una trayectoria recta, por lo tanto, desde la Tierra se percibe como una desviación.

A su vez, la Tierra no es completamente esférica, sino que tiene una forma ovalada, más estrecha por los polos, lo que provoca que la superficie del ecuador gire con una velocidad mayor que la superficie en los polos, para conservar el momento angular.

Uniendo ambos fenómenos, se observa cómo los vientos en el hemisferio norte tienden a desviarse en sentido horario y en el hemisferio sur en sentido antihorario. Además, este efecto es mayor en el ecuador debido a que la velocidad es mayor.

1.2.2. CELDAS (NIVEL MACROESCALA)

La circulación atmosférica se divide conceptualmente en tres celdas o células simétricas en cada hemisferio: de Hadley, de Ferrel y Polar, desde el ecuador hasta el polo.

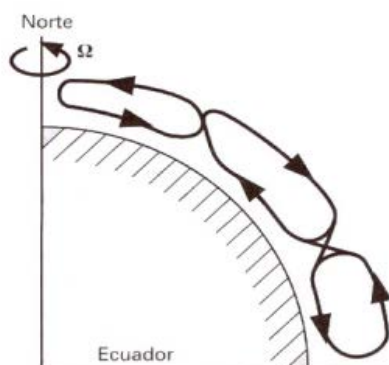


Figura 3. Esquema simplificado de la circulación del aire en la atmósfera terrestre. [5]

La primera celda que se encuentra empezando desde el ecuador es la celda de Hadley. Como se ha explicado ya, el aire del ecuador tiende a elevarse debido a su densidad hasta la tropopausa y a circular hacia los polos. Debido a la fuerza de Coriolis, el aire se desvía

hasta ser perpendicular a su dirección aproximadamente a una latitud de 30° , haciendo imposible que continúe con el movimiento y creando una zona de altas presiones que provoca un descenso del aire en esa latitud. Gran parte de esa masa de aire que desciende circulará de nuevo hacia el ecuador generando la circulación de la celda de Hadley.

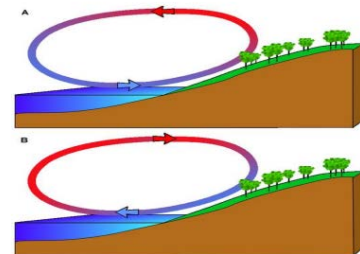
Lo mismo ocurre en la celda Polar, las masas de aire que circulan hacia el ecuador y van aumentando su temperatura conforme descienden, pero debido a la fuerza de Coriolis se sitúan perpendicularmente al movimiento y crean una zona de bajas presiones en la latitud de 60° , provocando que el aire tienda a elevarse y parte de él circule de nuevo hacia los polos.

Finalmente, entre las latitudes de 30° y 60° hay una diferencia de presiones que provoca la circulación del aire en el sentido inverso, elevándose en las latitudes mayores y descendiendo en las menores. Ésta es la denominada celda de Ferrel.

1.2.3. EFECTOS LOCALES (NIVEL MESOESCALA)

Otros fenómenos que afectan al viento son las condiciones geográficas locales, las cuales producen calentamientos y enfriamientos de la atmósfera que dan lugar a pequeñas diferencias de presión, originando los vientos locales. Existen vientos de origen únicamente térmico y otros que son producidos por la orografía. Los vientos de origen térmico son: brisas entre el mar y montañas costeras, vientos de montaña y vientos entre montaña y valle. Estos vientos son debidos a la variación de temperaturas entre el periodo en el que el sol calienta la superficie y por la noche se va enfriando. [3]

Las brisas entre el mar y la montaña se dan debido a que durante las horas de sol la Tierra se calienta más rápidamente que el mar y durante la noche el mar tiende a ser más cálido, por tanto, se invierte la circulación. Asimismo, ocurre con los vientos de montaña y entre montaña y valle. [3]



El otro tipo de viento que se encuentra a nivel mesoescala es el originado por la orografía. La topografía y la rugosidad también generan perturbaciones en la circulación del viento.

Los accidentes orográficos (colinas y acantilados) favorecen la existencia de puntos singulares donde la velocidad del viento se incrementa [3]. Pero el viento que se obtiene no siempre es óptimo para generar energía eólica debido a que es un viento muy turbulento. Los vientos locales más significativos en la península ibérica son los que se muestran en la siguiente figura.

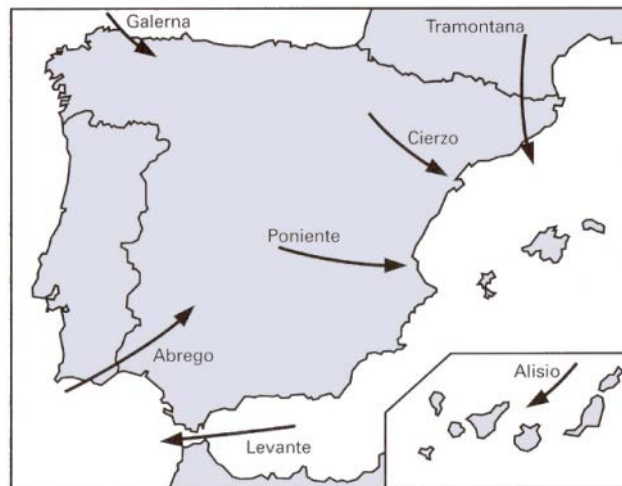


Figura 4. Vientos más significativos que discurren por los pasillos orográficos formados por las cordilleras de la península Ibérica. [5]

1.2.4. OBSTÁCULOS Y RUGOSIDAD (NIVEL MICROESCALA)

A alturas más bajas, la velocidad del viento puede verse frenada por obstáculos o el rozamiento con la superficie terrestre. Es necesario tener en cuenta pequeños obstáculos como edificios, árboles e incluso otros aerogeneradores que puedan situarse a una distancia en la que su estela pueda afectar a crear un flujo turbulento.

De la misma manera, los bosques y las ciudades frenan el viento. En las simulaciones que se realizan para el análisis del viento se debe especificar la rugosidad del terreno colindante al emplazamiento, evaluándose con el parámetro llamado longitud de rugosidad (z_0), el cual hace referencia a la altura a la cual la velocidad media es cero y la velocidad sigue una función logarítmica con la altura. [3]

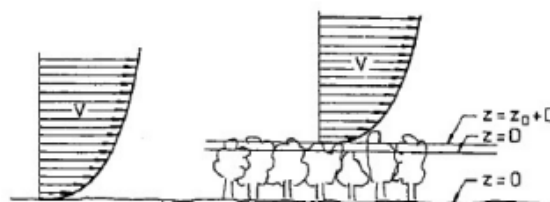


Figura 5. Perfil vertical del viento sobre un bosque. [3]

Esta variación del viento logarítmica cerca de la superficie terrestre sigue la ley potencial de variación del viento, cuya ecuación es la siguiente.

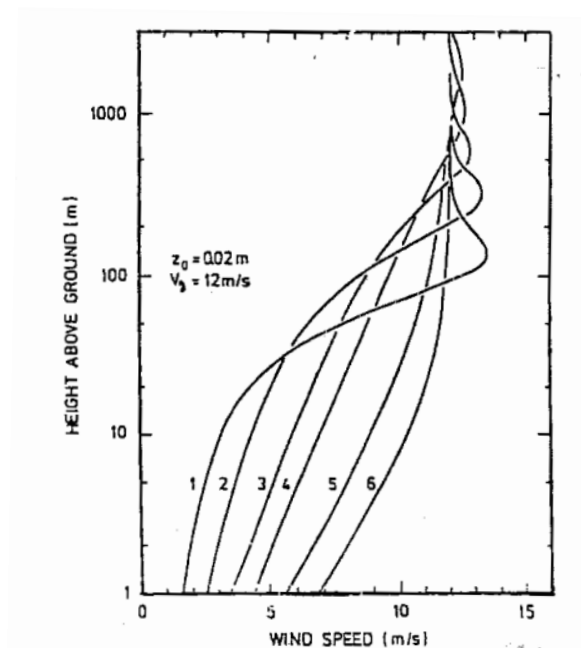
$$\frac{U(z_2)}{U(z_1)} = \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^\alpha \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde,

$U(z_2)$	Velocidad en la altura del punto 2 [m/s]
$U(z_1)$	Velocidad en la altura del punto 1 [m/s]
z_2	Altura en el punto 2 [m]
z_1	Altura en el punto 1 [m]
α	Coefficiente de cizalladura, derivado empíricamente que varía según la estabilidad de la atmósfera.

La norma IEC 61400-1 define que los aerogeneradores deben estar calculados para una $\alpha = 0,2$ que se corresponde con una rugosidad 0,10. [3]

Los aerogeneradores que se instalan en España tienen una altura algo mayor de 100 metros de altura de buje, por tanto, es importante tener en cuenta el tipo de atmósfera que existe en el emplazamiento en el que se van a instalar, para no obtener un viento muy turbulento. Tal y como se puede observar en la siguiente gráfica, para una altura mayor de 100 metros se necesita una atmósfera lo más estable posible.



- 1: Inestable
- 2: Algo inestable
- 3: Neutra
- 4: Algo estable
- 5: Estable
- 6: Muy estable

Figura 6. Perfil del viento según la altura y el tipo de atmósfera

1.3. CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO

Una vez explicado cómo circula el viento en la atmósfera y cerca de la superficie terrestre, es importante conocer cómo se puede aprovechar ese recurso eólico para producir energía.

Como ya se ha explicado, la energía cinética de una masa de aire (m), que se mueve a una velocidad (v) tiene una energía (E_c), obteniéndose la ecuación mostrada anteriormente.

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad (\text{Ec. 1})$$

Esa energía se aprovecha mediante los aerogeneradores. Éstos obtienen la energía del viento que circula a través del área descrita por las palas de los aerogeneradores. Para conocer la energía que posee el viento, se necesita calcular el volumen de masa de aire durante un tiempo determinado. De esta manera, se puede definir la ecuación de la energía eólica en función del área del rotor y la densidad del aire.

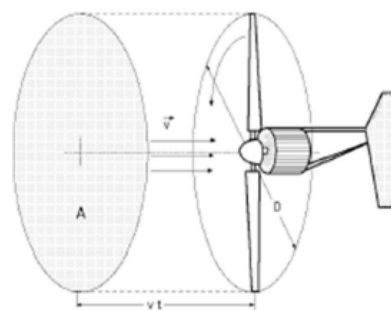


Figura 7. Esquema volumen de viento atravesando el área del rotor del aerogenerador. [3]

$$V = A \cdot v \cdot t \quad (\text{Ec. 3})$$

$$m = \rho \cdot V \quad (\text{Ec. 4})$$

Combinando las tres ecuaciones se obtiene la energía eólica que posee el viento.

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot t \cdot v^3 \quad (\text{Ec. 5})$$

Donde,

E_c	Energía cinética [Wh]
ρ	Densidad del aire [kg/m^3]
A	Área del rotor [m^2]
v	Velocidad del viento [m/s]

Finalmente, se puede calcular la potencia eólica disponible ya que es el trabajo efectuado por unidad de tiempo.

$$P_{disponible} = \frac{E_c}{t} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad W \quad (\text{Ec. 6})$$

1.3.1. COEFICIENTE DE POTENCIA

El viento que atraviesa el área del aerogenerador cede su energía y, por ende, reduce su velocidad. Cuanto mayor energía cinética del viento obtenga el aerogenerador, mayor será la ralentización que sufre el viento. Si se intentara extraer toda la energía del viento, el aire dejaría el rotor con una velocidad nula, es decir, todo el fluido estaría en reposo y no se podría extraer energía.

$$P_{aprovechable} = C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad W \quad (Ec. 7)$$

Donde,

C_p Coeficiente de potencia que expresa la fracción de potencia capturada por el rotor en función de la velocidad del viento.

En 1920 Albert Betz publicó su artículo "Das Maximum der theoretisch möglichen Ausnutzung des Windes durch Windmotoren" ("Límite teórico para la mejor utilización del viento por motores de viento"). En ese artículo establece que, independientemente del diseño del aerogenerador, solo se puede convertir el 59% ($C_p = 16/27$) de la energía cinética del viento en energía mecánica. [7]

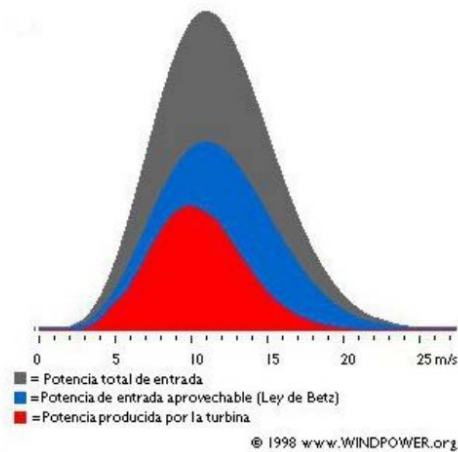


Figura 8. Potencia eólica por m² de flujo de viento según la velocidad del viento. [6]

En la práctica, actualmente los aerogeneradores

horizontales tripalas alcanzan un rendimiento entre 42% y 45%. En la siguiente gráfica se muestra una aproximación de los coeficientes en función de la velocidad específica (λ) y del número de palas de un aerogenerador.

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{v} \quad (Ec. 8)$$

Donde,

ω Velocidad angular del eje de la turbina [rad/s]
 R Radio de la turbina [m]
 v Velocidad del viento [m/s]

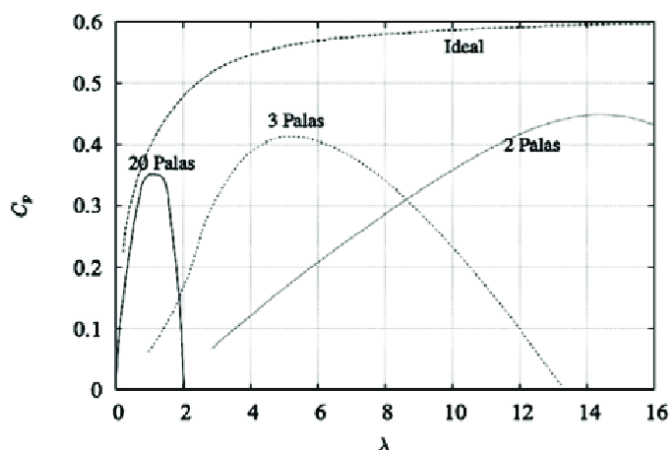


Figura 9. Comportamiento del coeficiente de potencia C_p para turbinas eólicas con diferentes números de palas. [8]

1.3.2. COEFICIENTE DE EMPUJE

La fuerza que ejerce el viento sobre el aerogenerador es igual y opuesta a la que este ejerce sobre el aire, frenando a masa de aire y provocando una estela. Cuanto mayor sea esa fuerza, más intensa será la estela y mayor área de turbulencia dejará.[3] Esto se expresa con el coeficiente de empuje y depende del diseño del aerogenerador, pero en general tienen una curvatura parecida, tal y como se muestra en la gráfica a continuación.

$$C_T = \frac{F}{\frac{1}{2} \rho \cdot V_{hub}^2 \cdot A_{rotor}} \quad (Ec. 9)$$

Donde,

V_{hub} Velocidad del viento a la altura de buje

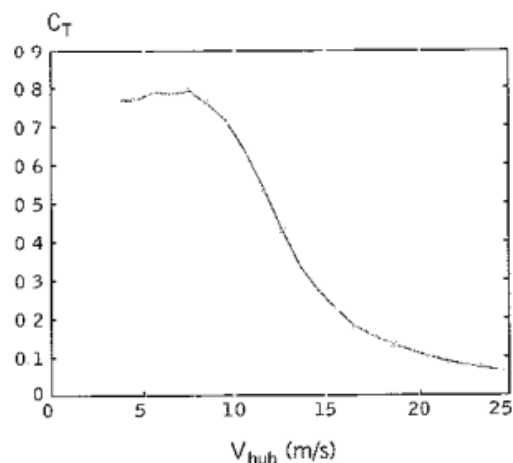


Figura 10. Gráfica estándar del coeficiente de empuje de un aerogenerador.

1.3.3. CURVA DE POTENCIA

La caracterización de un aerogenerador se hace a través de su curva de potencia. Se trata de una gráfica que relaciona la potencia que puede generar en función de la velocidad del viento. En la curva de potencia se diferencian tres puntos importantes: velocidad de arranque, velocidad nominal y velocidad de corte.

El aerogenerador no genera potencia hasta que el viento alcanza una velocidad mínima (velocidad de arranque), entonces conforme aumenta la velocidad del viento se incrementa la potencia generada hasta alcanzar la velocidad nominal, velocidad a partir

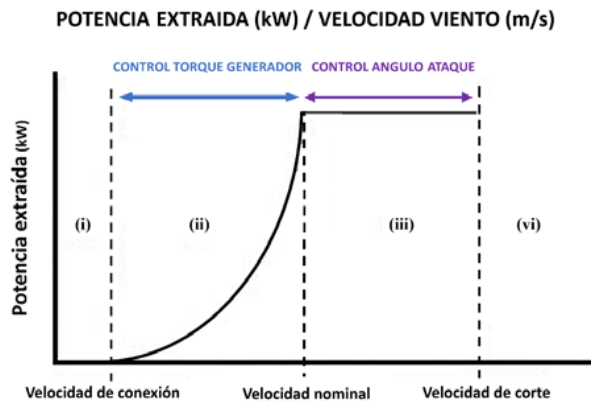


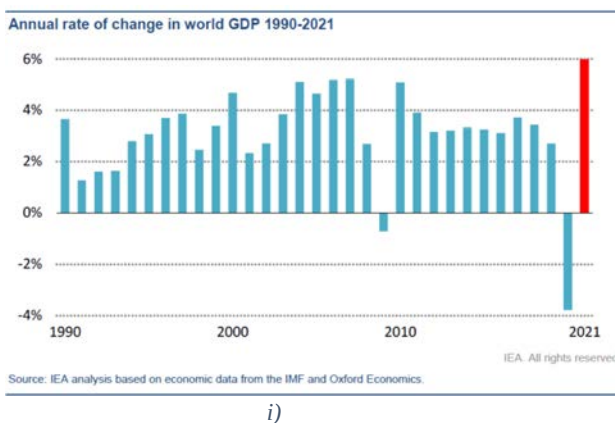
Figura 11.Regiones de funcionamiento de un aerogenerador [9]

de la cual se comienza a generar la potencia nominal. Si el viento continúa incrementando su velocidad puede alcanzar la velocidad de corte, en la que el aerogenerador se desconecta, cambiando la posición de las palas y empleando el freno si es necesario, ya que una velocidad muy alta en el rotor puede llegar a ser perjudicial para el aerogenerador.

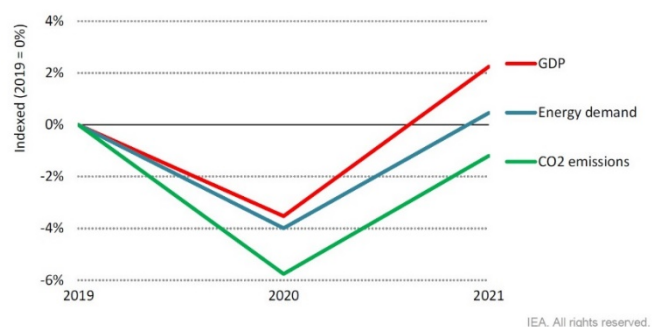
1.4. CONTEXTO ENERGÉTICO GLOBAL

Una vez explicado el recurso eólico y cómo se obtiene la energía del viento, es importante también entender el mercado eléctrico y conocer si el proyecto está alineado con la demanda y las políticas tanto globales como las que se implantan en España, región en la que se va a situar el emplazamiento.

Se conoce la relación que existe entre el Producto Interior Bruto (PIB) y el consumo de energía. La pandemia de 2020 provocó una gran reducción en el PIB en todos los países, los cuales se están recuperando.



i)



ii)

Figura 12. i)Tasa de cambio anual en el PIB mundial 1990-2021[10]. ii) Generación y consumo de electricidad a nivel mundial. [11]

El 24 de febrero de 2022 comenzó el ataque militar de Rusia contra Ucrania el cual está causando, además de grandes impactos sociales y políticos, significativos efectos en el mercado de la energía a nivel global. Rusia es un actor muy relevante en los mercados de gas natural, petróleo y carbón, por tanto, esta situación está provocando un incremento en el precio de la energía a nivel mundial.

El precio medio de la electricidad se ha disparado hasta valores históricos. El 8 de marzo de 2022 se alcanzaron en Italia un precio medio de 587,67 euros el MWh y en España 544,98 euros el MWh, llegando a un pico de 700 euros el MWh en España. [12]

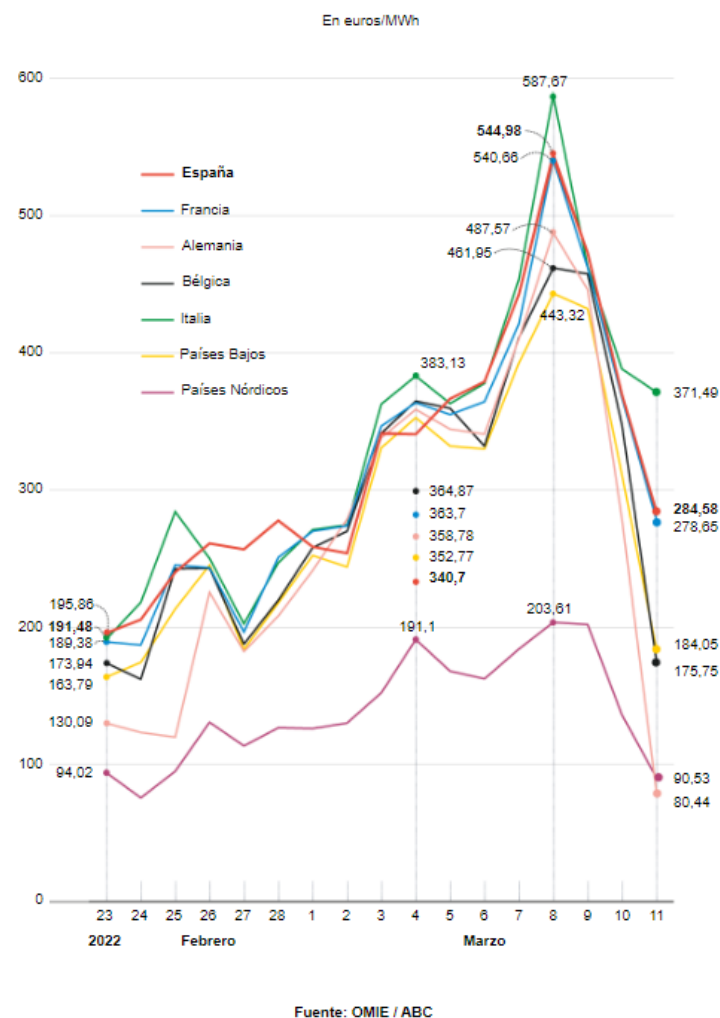


Figura 13. Principales mercados mayoristas de electricidad. [12]

Esta situación pone de manifiesto la importancia de que cada país tenga una dependencia energética, lo cual se puede llegar a conseguir con mejoras de las tecnologías ya instaladas y con generación de energía a través de fuentes renovables que posee cada región.

Además, ésta última opción se alinea con uno de los puntos establecidos en los Objetivos de Desarrollo Sostenible. El apartado 7.2 del objetivo número 7 indica lo siguiente: “De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas” [13]

1.4.1. ENERGÍA EÓLICA

Dentro de las energías renovables, la energía eólica tiene un papel bastante importante. El año 2021 fue el segundo mejor año registrado para la industria eólica mundial, con 93,6 GW de capacidad instalada nueva. [14]

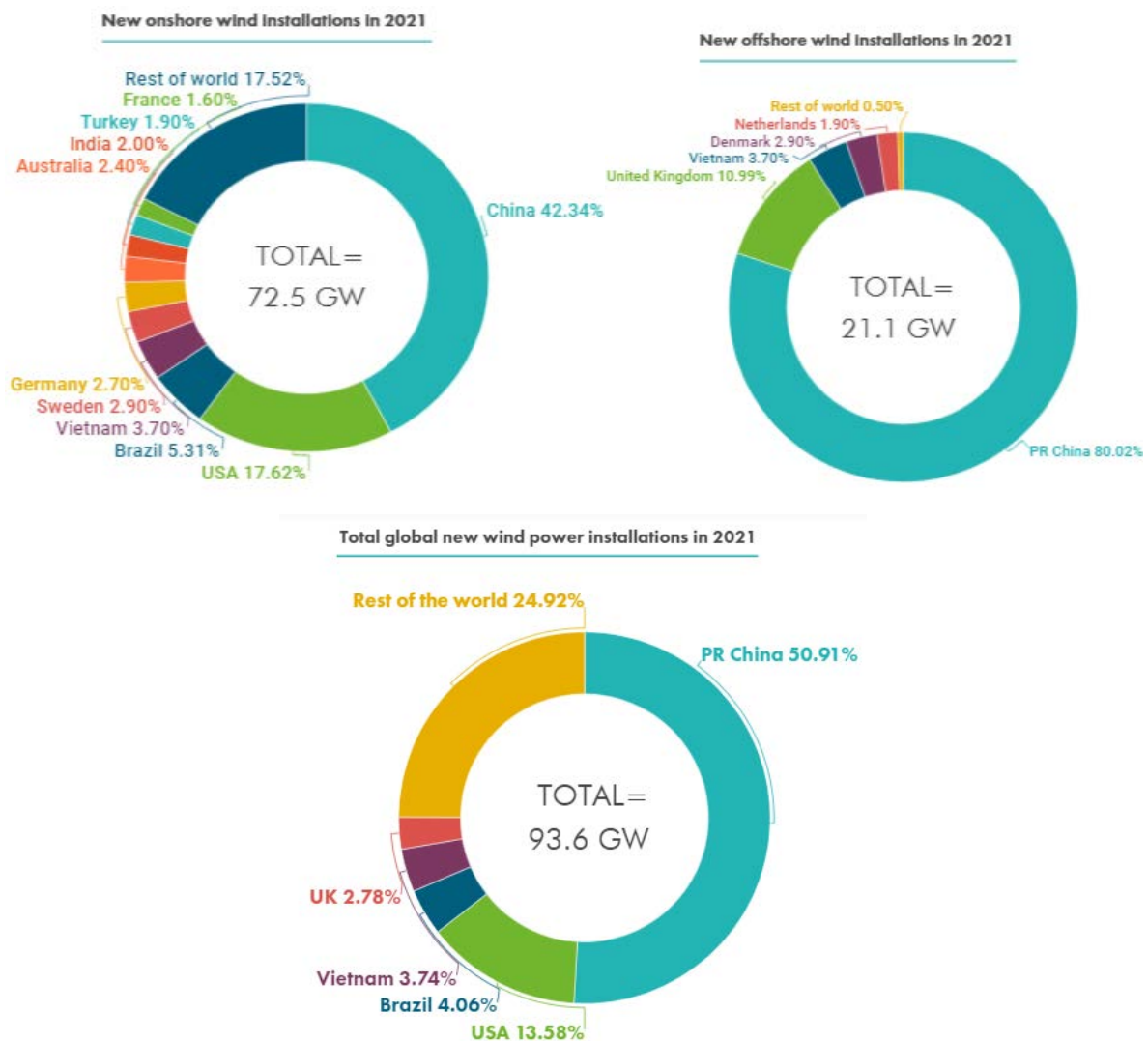


Figura 14. Nueva potencia eólica instalada en 2021. [14]

La industria eólica terrestre sigue creciendo a nivel mundial, los cinco principales mercados del mundo en 2021 para las nuevas instalaciones son China, Estados Unidos, Brasil, Vietnam y Reino Unido, representando juntos el 75,1% de las instalaciones globales en 2021.

La energía eólica marina, comenzó a desarrollarse de manera competitiva hace poco y vuelve a posicionarse en 2021 como un sector clave en crecimiento, con un récord de instalaciones en China. En este mercado los cinco principales países que han realizado mayor instalación de potencia en 2021 son China, Reino Unido, Dinamarca, Vietnam y los Países Bajos, representando el 99,5% de todas las nuevas instalaciones. Siendo China la que más peso tiene con un 80% de toda la potencia instalada. [14]

En la gráfica que se muestra en la siguiente figura se puede observar que la energía eólica no está creciendo de la manera prevista para lograr la transición energética global para 2030. El Consejo Global de la Energía Eólica (GWEC) pronostica que para 2030 se tendrán dos tercios de la capacidad eólica requerida para estar alineados con los objetivos de limitar el calentamiento del planeta en 1,5°C y reducir las emisiones de gases invernadero hasta conseguir emisiones netas nulas. [14]

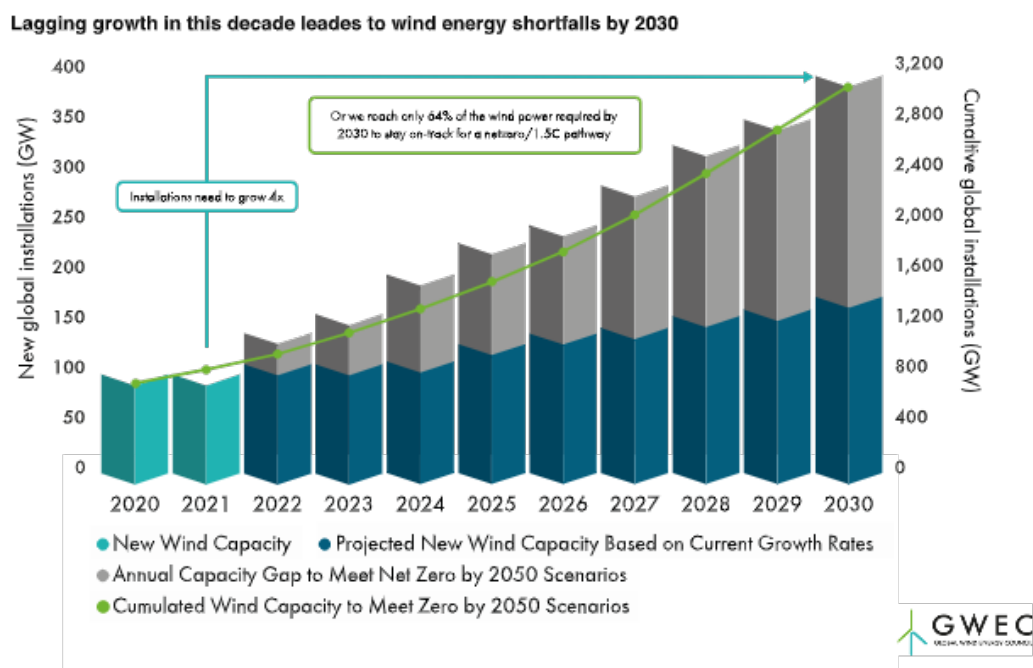


Figura 15. Nueva capacidad eólica proyectada y diferencia de capacidad anual para cumplir con los escenarios Net Zero para 2050. [14]

1.5. SITUACIÓN ACTUAL EN ESPAÑA

1.5.1. GENERAL

Igual que a nivel global, la demanda de energía decreció con el periodo de pandemia, pero se está volviendo a recuperar. En las siguientes gráficas se puede observar la evolución de la demanda eléctrica peninsular en los últimos 10 años y la comparación de la demanda con el PIB

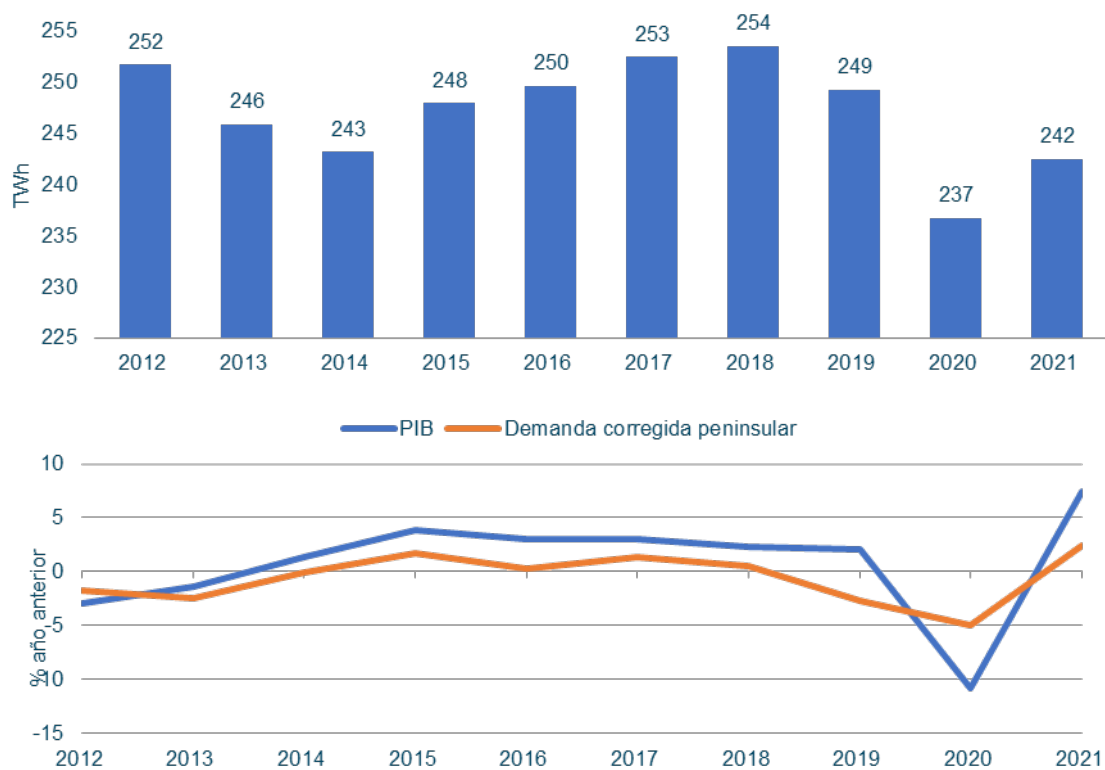


Figura 16. Evolución de la demanda eléctrica en España 2012-2021 (Arriba). Comparación de la demanda con el PIB (Abajo) [15].

Además de la variación de la media de la demanda de energía, también es importante tener en cuenta los máximos de la demanda, ya que la potencia instalada deberá poder cubrir esa demanda. Parece que, aunque la media ha tenido gran variación en los últimos 10 años, la potencia máxima de demanda se ha mantenido constante. Esto favorece a que al instalar centrales de energía renovable se puedan ir cerrando aquellas que generan electricidad a partir de combustibles fósiles.

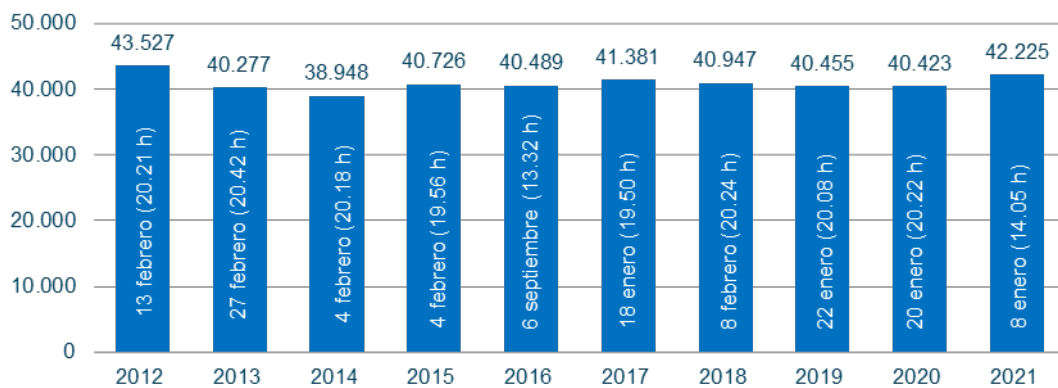
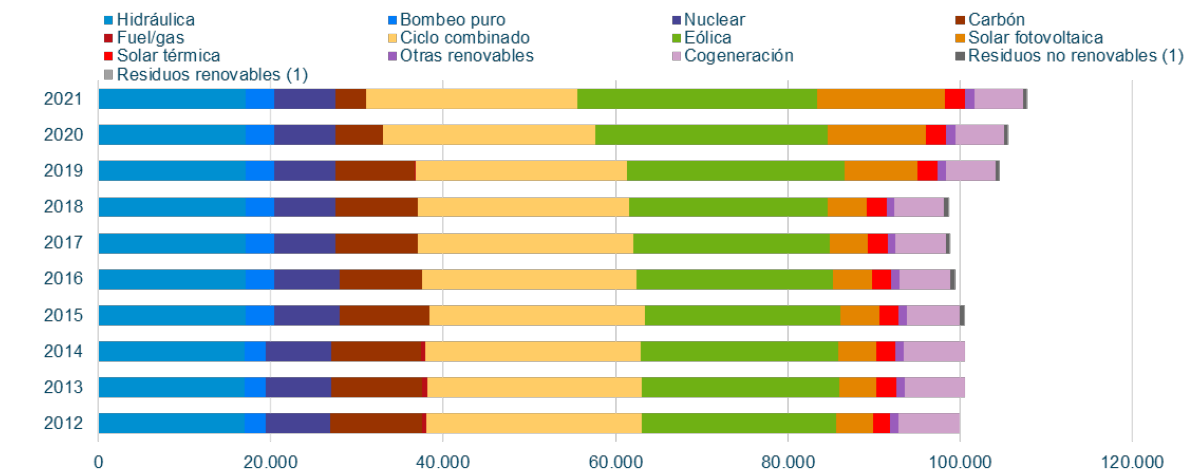


Figura 17. Potencia máxima instantánea peninsular.[15]

El objetivo de España en los últimos años consiste en alcanzar la descarbonización para 2050, lo cual ha supuesto grandes inversiones en tecnología de generación renovable. En la siguiente gráfica se muestra cómo ha sido la evolución de la potencia instalada de energías renovables y no renovables en la península.

La capacidad instalada en el sistema generador peninsular se ha incrementado en el año 2021 en un 2,1%, finalizando el año con 113,156 MW. De esa potencia instalada, 4,3 GW han sido de renovables, lo que ha permitido alcanzar un porcentaje de potencia instalada de fuentes renovables del 56,7% del total de la potencia instalada. [15]



⁽¹⁾ Potencia incluida en otras renovables y cogeneración hasta el 31/12/2014.

Fuente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) hasta 2014 en: hidráulica no UGH, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, otras renovables, cogeneración y residuos.

Figura 18. Evolución de la estructura de potencia eléctrica instalada peninsular.[15]

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico redactó el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC), el cual persigue una

reducción de un 23% de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990. [16]
En el informe se indica cómo debería evolucionar las energías renovables en España (Figura 19) y la evolución de la potencia instalada de todas las tecnologías, indicando valores aproximados para el año 2025 y 2030.

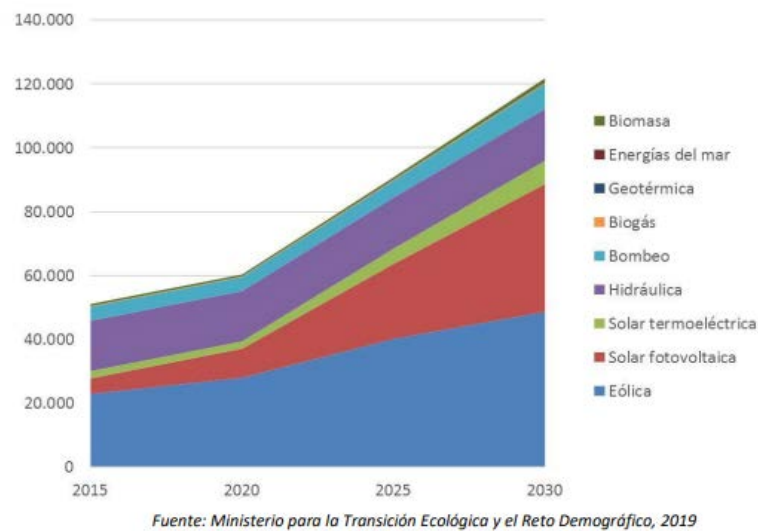


Figura 19. Capacidad instalada de tecnologías renovables (MW). [16]

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marítima)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
Total	107.173	111.829	133.802	160.837

*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIIEC.

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Figura 20. Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica según el PINEC. [16]

En cuanto a la generación eléctrica, el año 2021 se produjo un máximo histórico en la contribución de energía renovable, llegando a ser un 48,4% de la generación.

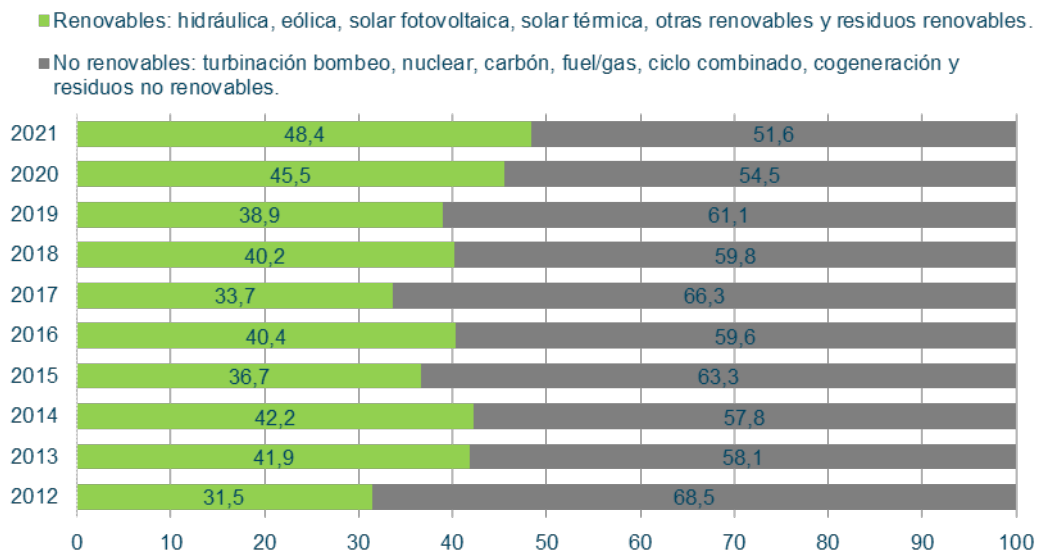
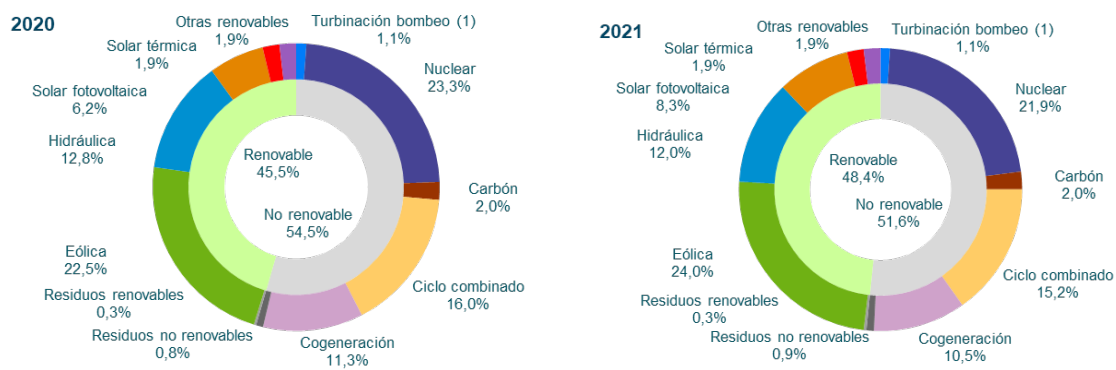


Figura 21. Evolución de la estructura de generación dividiendo entre renovables y no renovables.[15]

Comparando la estructura de la generación eléctrica peninsular en 2021 y en 2020, se observa que solo ha aumentado la energía eólica y solar fotovoltaica y se ha reducido el porcentaje de la nuclear, hidráulica, cogeneración y ciclo combinado.



⁽¹⁾ Turbinación de bombeo puro + estimación de turbinación de bombeo mixto.

Figura 22. Estructura de la generación eléctrica peninsular en 2020 y 2021 (%).[15]

En la siguiente gráfica se puede observar más claramente como la energía eólica es la segunda tecnología, después de la energía nuclear, que mayor potencia genera en la península ibérica.

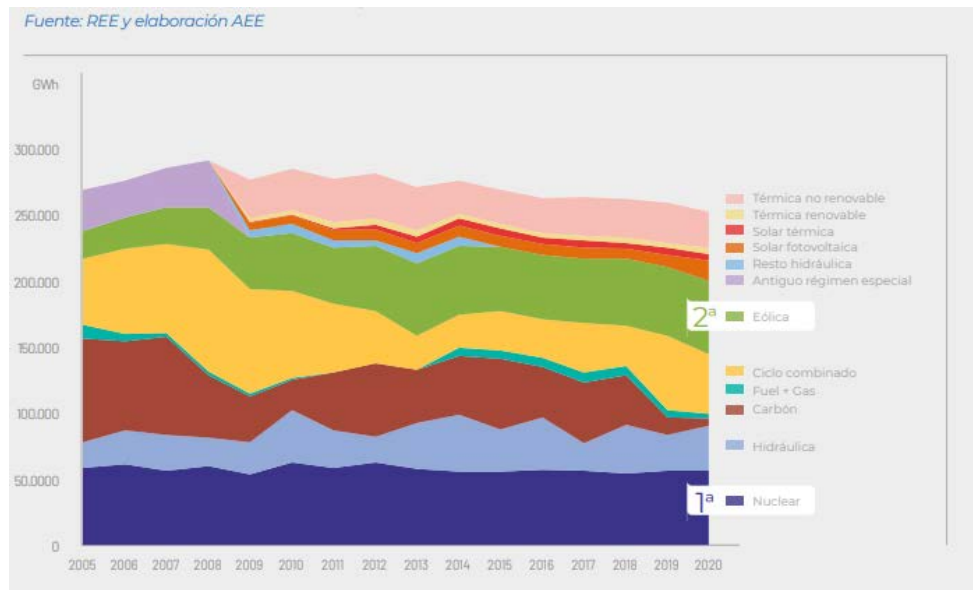


Figura 23. Generación anual por tecnologías (GWh). [15]

Esta situación muestra la evolución que han tenido las renovables, pero sobre todo el sector de la energía eólica y que todavía tiene mucho que aportar.

1.5.2. ENERGÍA EÓLICA

En el ranking de países con mayor energía eólica instalada en Europa, en 2021 España se sitúa en el puesto noveno. La generación de energía eólica es la renovable que tiene mayor peso en el mix energético español peninsular. En 2021 la potencia eólica instalada en España alcanza los 28.138,1 MW, con 842,61 MW nuevos en 2021. Descomponiendo la estructura de la generación anual de energía eléctrica renovable peninsular en 2021, se observa que la energía eólica ha aportado en el 49,5%, seguido de la energía hidráulica con un 24,8% y de la solar con un 17,2%. [17]

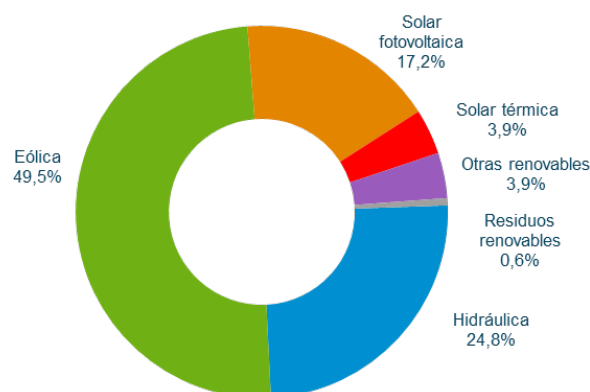


Figura 24. Estructura de la generación anual de energía eléctrica renovable peninsular en 2021 (%). [15]

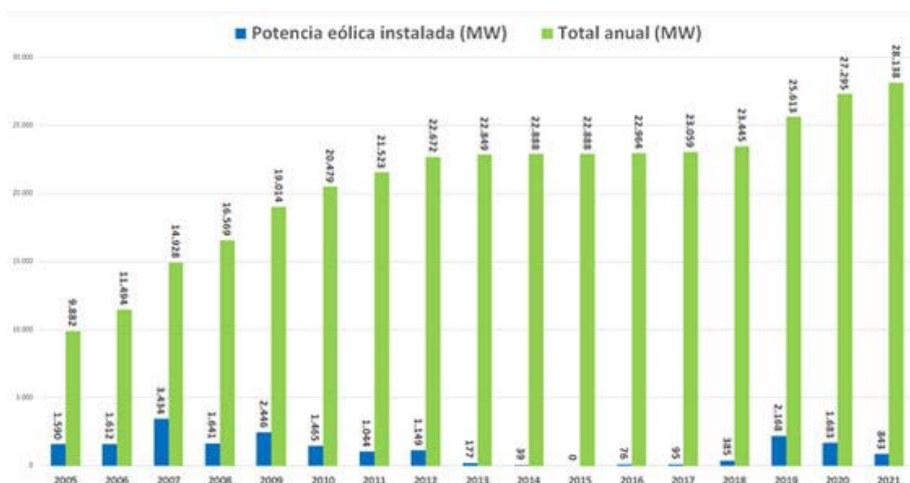


Figura 25. Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada en España. Fuente AEE.

En España, la energía eólica tiene presencia en prácticamente todas las comunidades autónomas, exceptuando Madrid, Ceuta y Melilla. Se observa que las comunidades con mayor potencia eólica instalada son Castilla y León, Aragón, Castilla La Mancha, Galicia y Andalucía. Estas comunidades autónomas son las que mayor recurso eólico poseen, por lo que para este proyecto que analizan estas cinco comunidades para llevar a cabo la instalación.

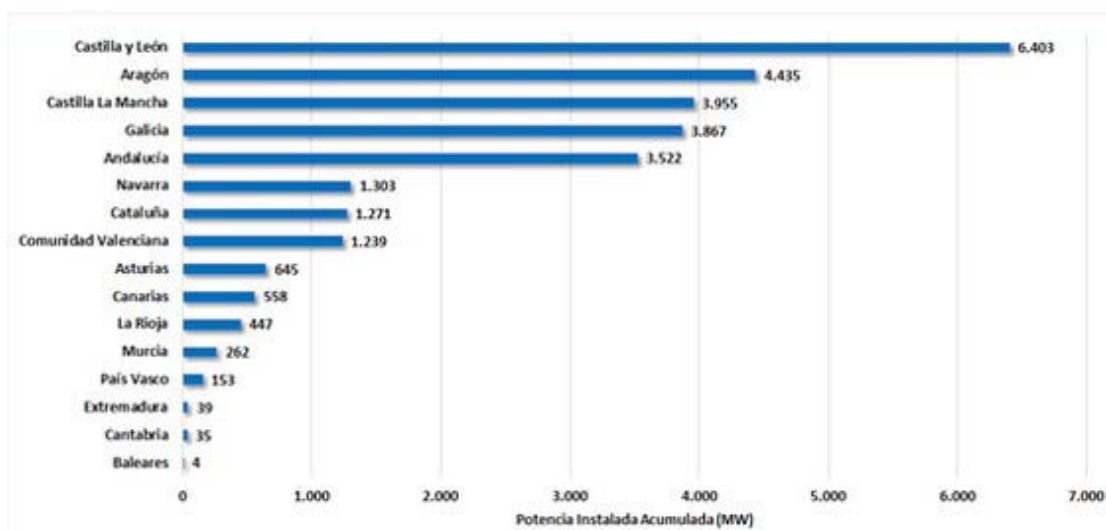


Figura 26. Potencia eólica instalada acumulada en comunidades autónomas. Fuente AEE.

Además, Red Eléctrica de España (REE) en colaboración con Asociación Empresarial Eólica (AEE) publicaron el ranking de las 10 provincias que mayor potencia generaron en 2020.



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

Tabla 1. Ranking de las provincias con mayor generación de energía eólica en 2020. [15]

En España hay un total de 1.298 parque eólicos, los cuales suman un total de 21.574 aerogeneradores instalados. También, España cuenta con más de 250 centros de fabricación en 16 de las 17 comunidades autónomas.

Los fabricantes de aerogeneradores que lideran en potencia instalada en España son: Siemens Gamesa, Vestas, GE, Nordex-Acciona, WindPower y Enercon. Además, en España se cuenta con el 100% de la cadena de suministro dedicada al mercado nacional y exportación [19]. Por tanto, para este proyecto se tendrán en cuenta los aerogeneradores de los fabricantes líderes en el mercado para el análisis de la generación de energía.

1.6. REGLAMENTO

Para realizar la instalación eléctrica del parque eólico se deben tener en cuenta una serie de leyes y normas la cuales se van a exponer a continuación.

1.6.1. AEROGENERADORES

UNE-EN IEC 61400-1

Esta norma establece los requisitos de diseño de aerogeneradores y parques eólicos para garantizar la seguridad de los aerogeneradores. Esta norma se aplica a los aerogeneradores de todas las potencias y tamaños. [20]

UNE-EN 61400-25-6:2017

Comunicaciones para la monitorización y el control de parques eólicos. Clases de nodos lógicos y clases de datos para la monitorización de las condiciones. (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en mayo de 2017) [18]

1.6.2. CABLES

norma IEC 60502

Esta norma establece las especificaciones de los cables de alimentación con aislamiento extruido y una capacidad de voltaje de 1 kV a 30 kV

Norma UNE 21123

Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV.

Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo

Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión en el que se definen las condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto

El Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) es la normativa vigente que define las instrucciones técnicas complementarias para instalaciones eléctricas en Baja Tensión.

1.6.3. EMPLAZAMIENTO

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre

Regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

1.6.4. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre

Indica las condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas y centros de transformación.

1.6.5. MEDIOAMBIENTAL Y SOCIAL

Ley 21/2013, de 9 de diciembre

Establece las bases para guiar la evaluación ambiental de los planes, programas y proyectos que tienen efectos importantes en el medio ambiente, asimismo promueve el desarrollo sostenible.[22]

Ley 7/2021, de 20 de mayo

Esta ley está alineada con los objetivos del Acuerdo de París de 2015. Pretende favorecer la descarbonización de la economía, el cambio hacia un modelo circular de recursos, reducir los impactos del cambio climático e implantar un modelo de desarrollo sostenible.
[21]

Capítulo 2. Descripción de tecnologías

En este capítulo se expone la evolución de las tecnologías y los diferentes tipos de aerogeneradores que existen, con la finalidad de poder optar por la mejor tecnología disponible en el mercado para realizar este proyecto.

2.1. TECNOLOGÍA ACTUAL

La energía eólica se lleva aprovechando desde que existen registros. La función principal que tuvo fue como medio de locomoción, principalmente a través de ríos, mares y océanos. Actualmente, el viento es empleado para la generación de energía a través de los aerogeneradores, los cuales se pueden clasificar según la potencia generada, la posición del eje, el número de palas, la orientación al viento y el tipo de torre.

Principalmente se clasifican según la posición del eje y existen dos tipos de aerogeneradores: de eje horizontal o HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine) y de eje vertical o VAWT (Vertical Axis Wind Turbine).

En los aerogeneradores de eje vertical las palas giran en torno a un eje vertical de forma que la sujeción de las palas es más fácil de diseñar y ejecutar y también es más fácil ubicar el tren de potencia, generador y transformador, a nivel del suelo. Estos aerogeneradores no necesitan de un sistema de orientación para captar la energía del viento. [23]

En contraposición, el rendimiento de los aerogeneradores de eje vertical es mucho menor que los de eje horizontal y, por ello, los parques eólicos instalados se han empleado aerogeneradores de eje horizontal y los de eje vertical se emplean principalmente en centros urbanos.

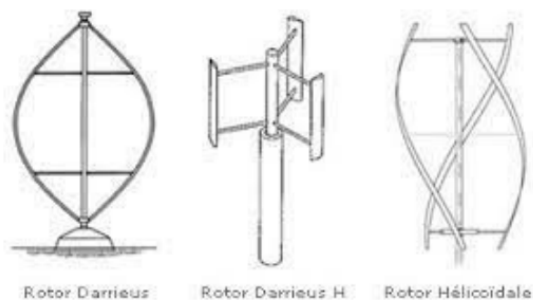


Figura 27. Tipos de aerogeneradores verticales o VAWT. [3]

Los aerogeneradores de tipo horizontal se caracterizan porque las palas giran en dirección perpendicular a la velocidad del viento. La velocidad de giro de estas turbinas es inversamente proporcional al número de palas que tienen. Siguiendo este razonamiento, la turbina con mayor número de palas debe ser la que mayor energía de viento podría generar, pero hay más factores que intervienen en el diseño de los aerogeneradores. En el capítulo anterior se analizó el coeficiente de potencia de las diferentes turbinas, concretamente en la Figura 9 se observa que los aerogeneradores de tres palas son los más eficientes y, por tanto, los que se van a instalar en el parque eólico definido en este proyecto.

2.2. COMPONENTES AEROGENERADOR

Las palas de los aerogeneradores tienen secciones transversales aerodinámicas diseñadas de forma que el viento ejerza una fuerza sobre ellas produciendo la rotación de la turbina. Las palas giran siempre a muy pocas revoluciones (< 20 rpm), debido a problemas de ruido y la fuerza mecánica que sería necesaria. Esta velocidad no es suficientemente alta para poder generar electricidad, por tanto, debe ser aumentada en la caja de cambios antes de conectarse al generador eléctrico.[24] La velocidad se incrementa hasta aproximadamente 1500 rpm y el generador produce una energía eléctrica a baja tensión (400-600 V). [3]

El generador también tiene una serie de sistemas auxiliares como el freno de emergencia, el cual se sitúa en la góndola y cuya función es detener la rotación de las palas en condiciones de viento demasiado fuertes (~ 25 m/s). Otro sistema auxiliar es el sistema de orientación ya que la turbina eólica debería recibir el viento perpendicularmente para la mayor extracción de energía, pero la dirección del viento puede variar en cualquier momento. El sensor de velocidad en la parte superior de la góndola mide la velocidad y dirección del viento y a través de un controlador electrónico se envía la señal al mecanismo de orientación para corregir el error. [24]

Una vez se ha generado la energía se transfiere a través de cables hacia la base de la torre donde se sitúa un transformador eléctrico, ya que todo el mecanismo explicado se sitúa sobre la góndola que está colocada en la parte superior de la torre de acero u hormigón.

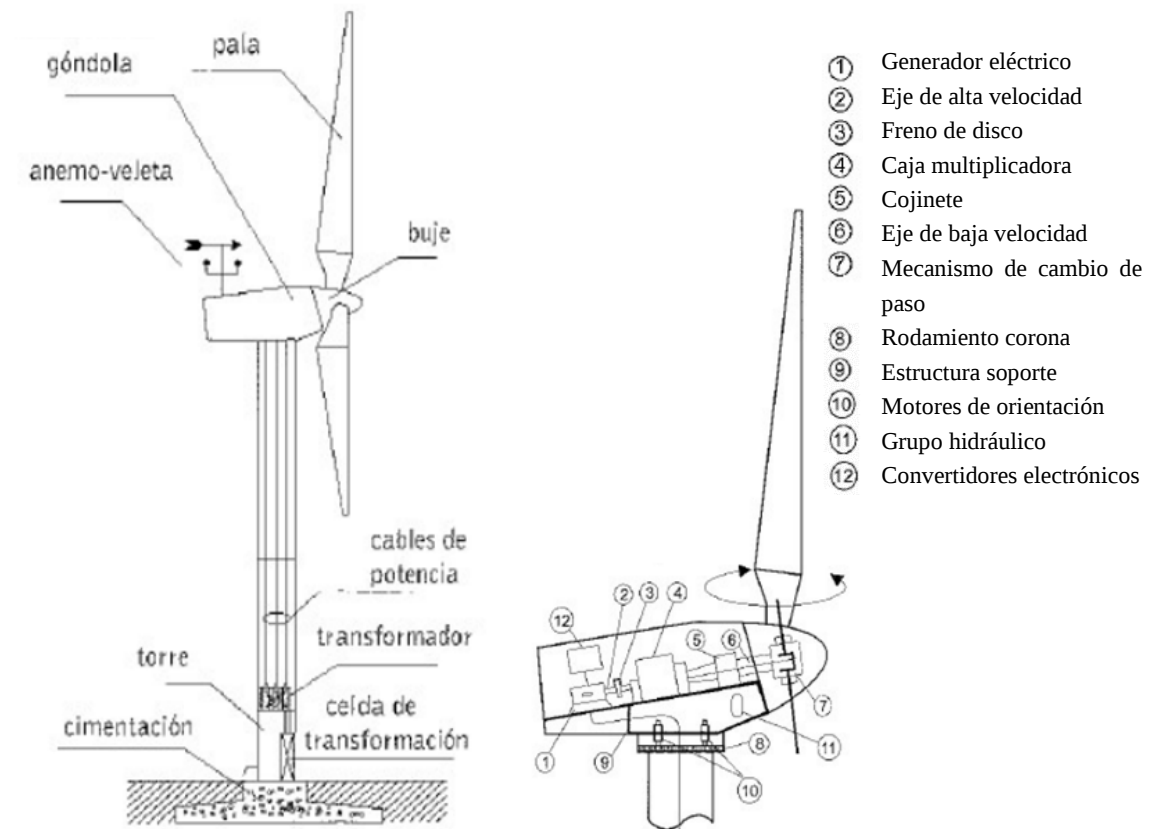


Figura 28. Esquema de los componentes de un aerogenerador horizontal de tres palas. [3]

2.3. CONEXIÓN A LA RED

El elemento que transforma la energía mecánica en energía eléctrica es el generador eléctrico. Existen dos tipos de generadores: asíncronos o de inducción y síncronos.

2.3.1. GENERADOR SÍNCRONO

El generador síncrono para conectarse a la red debe pasar primero por un convertidor de frecuencia que mantiene independientes las frecuencias de la red y del generador, de esta forma se puede trabajar a velocidad variable. Otra ventaja de este generador es que permite un control de potencia reactiva conectada a la red, ya que pueden participar en el control de la tensión de la red aportando o consumiendo reactiva.

El generador síncrono se conecta a la red mediante un convertidor (CA-CC-CA) en el estator. Toda la potencia de salida del estator se convierte a continua y después a alterna,

lo que se conoce como FULL CONVERTER. De este modo, hay un control de la potencia con una velocidad variable del aerogenerador. [3]

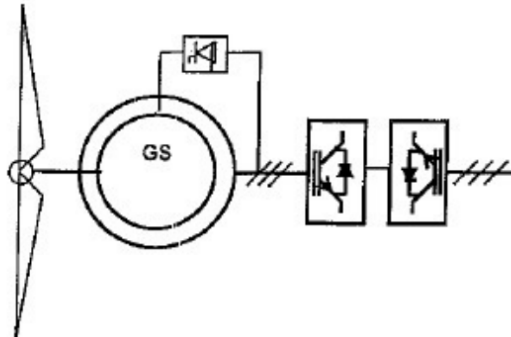


Figura 29. Esquema generador síncrono en un aerogenerador. [3]

2.3.2. GENERADOR ASÍNCRONO

El generador asíncrono o de inducción permite variar ligeramente la velocidad del rotor, pero la frecuencia en bornes de la máquina debe ser siempre constante. Estos generadores eran los más utilizados en el pasado debido a su gran robustez, fácil mantenimiento y menor coste, pero con el inconveniente de necesitar excitación a través de la red, es decir, que la red debe controlar la tensión en terminales del generador.

Es un generador que está doblemente alimentado con CROW BARS, el cual se incluye en un sistema de doble convertidos CA-CC y CC-CA en el rotor. Pueden participar en el control de tensión de la red y para soportar la normativa de huecos de tensión se incluye el CROW BAR, es decir, se cortocircuita el rotor a través de una impedancia, tal y como se muestra en la siguiente figura. [3]

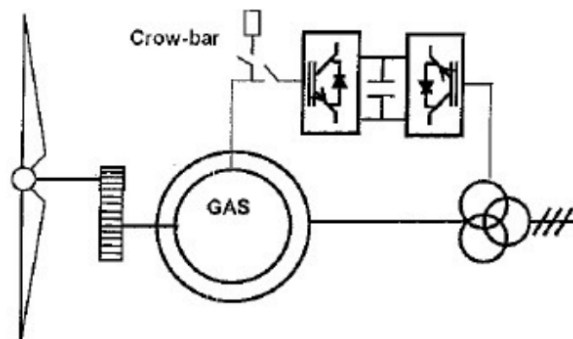


Figura 30. Esquema generador síncrono en un aerogenerador. [3]

2.3.3. SISTEMA ELÉCTRICO

Una vez se ha transformado la energía mecánica en electricidad en el generador eléctrico, se transporta hasta las celdas de media tensión (MT) que se encuentran en la base de la torre del aerogenerador. Éstas están conectadas con el sistema de canalización en cable que conducen la energía hasta la subestación.

Este sistema se compone por los cables de baja tensión (BT) que se encuentran dentro de la estructura del aerogenerador, el transformador BT/MT, los cables de potencia (MT), las celdas de MT (línea y medida y protección), el cableado que lleva la energía en MT a la subestación. [3]

2.4. CARACTERÍSTICAS AEROGENERADORES DE ESTUDIO

En el mercado compiten muchos fabricantes de aerogeneradores, pero tal y como se menciona en el apartado 1.5.2, los que actualmente lideran en potencia instalada en España son Siemens Gamesa y Vestas. Actualmente ambos fabrican aerogeneradores de 6 MW para instalaciones onshore, los cuales son los que cumplen las especificaciones que se necesitan para este proyecto.

A continuación, se muestran las características de los aerogeneradores de ambos fabricantes.

2.4.1. SIEMENS-GAMESA SG 6.0-170

PARÁMETROS	SG 6.0-170
Diámetro rotor	170 m
Área rotor	22.698 m ²
Orientación	Barlovento
Nº de palas	3
Longitud de las palas	83,5 m
Generador	Asíncrono, DFIG
Potencia nominal (P_N)	6.0 MW / 6.2 MW
Tensión nominal de red	690 V

Tabla 2. Parámetros aerogenerador SG 6.0-170

Curva de potencia SG 6.0-170

P [kW]	Air Density [kg/m3]								
Wind Speed [m/s]	1.225	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27
3.0	94	79	82	85	87	90	93	96	99
3.5	184	150	156	162	169	175	181	187	194
4.0	334	277	287	298	308	318	329	339	350
4.5	528	444	459	475	490	505	520	536	551
5.0	764	649	670	691	712	732	753	774	795
5.5	1047	894	922	949	977	1005	1033	1060	1088
6.0	1383	1185	1221	1257	1293	1329	1365	1401	1437
6.5	1779	1529	1574	1620	1665	1711	1756	1802	1847
7.0	2238	1927	1984	2040	2097	2153	2210	2266	2322
7.5	2763	2383	2452	2521	2590	2659	2728	2797	2866
8.0	3348	2892	2976	3059	3142	3225	3307	3389	3471
8.5	3969	3442	3540	3637	3734	3829	3923	4015	4105
9.0	4570	4001	4112	4220	4325	4426	4523	4616	4704
9.5	5083	4533	4648	4757	4859	4954	5042	5122	5197
10.0	5464	4995	5103	5200	5287	5365	5433	5493	5547
10.5	5712	5359	5449	5525	5589	5645	5691	5730	5764
11.0	5855	5619	5685	5737	5780	5815	5843	5866	5885
11.5	5931	5787	5831	5863	5889	5909	5924	5937	5947
12.0	5969	5888	5913	5932	5946	5957	5965	5971	5976
12.5	5986	5943	5958	5968	5975	5980	5984	5987	5990
13.0	5994	5972	5980	5985	5989	5991	5993	5994	5996
13.5	5997	5987	5991	5993	5995	5996	5997	5998	5998
14.0	5999	5994	5996	5997	5998	5998	5999	5999	5999
14.5	5999	5997	5998	5999	5999	5999	5999	6000	6000
15.0	6000	5999	5999	5999	6000	6000	6000	6000	6000
15.5	6000	5999	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
16.0	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
16.5	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
17.0	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
17.5	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
18.0	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
18.5	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
19.0	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
19.5	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
20.0	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
20.5	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900
21.0	5799	5799	5799	5799	5799	5799	5799	5799	5799
21.5	5696	5696	5696	5696	5696	5696	5696	5696	5696
22.0	5594	5594	5594	5594	5594	5594	5594	5594	5594
22.5	5491	5491	5491	5491	5491	5491	5491	5491	5491
23.0	5388	5388	5388	5388	5388	5388	5388	5388	5388
23.5	5284	5284	5284	5284	5284	5284	5284	5284	5284
24.0	5179	5179	5179	5179	5179	5179	5179	5179	5179
24.5	5073	5073	5073	5073	5073	5073	5073	5073	5073
25.0	4967	4967	4967	4967	4967	4967	4967	4967	4967

Tabla 3. Curva de potencia del aerogenerador SG 6.0-170. [3]

Coefficiente de empuje SG 6.0-170

C_T [-]	Air Density [kg/m ³]								
Wind Speed [m/s]	1.225	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27
3.0	0.913	0.913	0.913	0.913	0.913	0.913	0.913	0.913	0.913
3.5	0.857	0.857	0.857	0.857	0.857	0.857	0.857	0.857	0.857
4.0	0.840	0.840	0.840	0.840	0.840	0.840	0.840	0.840	0.840
4.5	0.827	0.827	0.827	0.827	0.827	0.827	0.827	0.827	0.828
5.0	0.820	0.817	0.818	0.818	0.819	0.819	0.819	0.820	0.820
5.5	0.819	0.816	0.817	0.817	0.818	0.818	0.819	0.819	0.820
6.0	0.821	0.819	0.820	0.820	0.821	0.821	0.821	0.822	0.822
6.5	0.824	0.822	0.823	0.823	0.823	0.824	0.824	0.824	0.824
7.0	0.825	0.824	0.824	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.826
7.5	0.824	0.823	0.823	0.823	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824
8.0	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.815	0.814
8.5	0.791	0.793	0.793	0.793	0.793	0.792	0.791	0.790	0.788
9.0	0.745	0.756	0.755	0.754	0.752	0.750	0.747	0.743	0.739
9.5	0.680	0.703	0.701	0.698	0.694	0.689	0.683	0.676	0.668
10.0	0.602	0.640	0.636	0.631	0.624	0.616	0.606	0.596	0.586
10.5	0.522	0.573	0.566	0.558	0.548	0.538	0.528	0.516	0.505
11.0	0.449	0.506	0.497	0.487	0.476	0.466	0.454	0.443	0.433
11.5	0.386	0.443	0.433	0.423	0.412	0.402	0.391	0.381	0.371
12.0	0.334	0.387	0.377	0.367	0.357	0.348	0.339	0.330	0.321
12.5	0.291	0.339	0.329	0.320	0.311	0.303	0.295	0.287	0.280
13.0	0.256	0.298	0.289	0.281	0.273	0.266	0.259	0.252	0.246
13.5	0.226	0.263	0.256	0.249	0.242	0.235	0.229	0.223	0.218
14.0	0.202	0.234	0.227	0.221	0.215	0.209	0.204	0.199	0.194
14.5	0.181	0.209	0.203	0.198	0.193	0.188	0.183	0.178	0.174
15.0	0.163	0.188	0.183	0.178	0.173	0.169	0.165	0.161	0.157
15.5	0.147	0.170	0.165	0.161	0.157	0.153	0.149	0.146	0.142
16.0	0.134	0.154	0.150	0.146	0.142	0.139	0.136	0.132	0.129
16.5	0.123	0.141	0.137	0.134	0.130	0.127	0.124	0.121	0.118
17.0	0.113	0.129	0.126	0.123	0.120	0.117	0.114	0.111	0.109
17.5	0.104	0.119	0.116	0.113	0.110	0.108	0.105	0.103	0.101
18.0	0.097	0.111	0.108	0.105	0.102	0.100	0.098	0.095	0.093
18.5	0.090	0.103	0.100	0.098	0.095	0.093	0.091	0.089	0.087
19.0	0.084	0.097	0.094	0.092	0.089	0.087	0.085	0.083	0.082
19.5	0.079	0.091	0.088	0.086	0.084	0.082	0.080	0.078	0.077
20.0	0.075	0.085	0.083	0.081	0.079	0.077	0.076	0.074	0.072
20.5	0.063	0.072	0.070	0.069	0.067	0.066	0.064	0.063	0.062
21.0	0.058	0.066	0.064	0.063	0.061	0.060	0.059	0.058	0.056
21.5	0.053	0.061	0.059	0.058	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052
22.0	0.049	0.056	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048
22.5	0.045	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044
23.0	0.042	0.047	0.046	0.045	0.044	0.043	0.042	0.042	0.041
23.5	0.039	0.044	0.043	0.042	0.041	0.040	0.039	0.038	0.038
24.0	0.036	0.040	0.040	0.039	0.038	0.037	0.036	0.036	0.035
24.5	0.033	0.037	0.037	0.036	0.035	0.034	0.034	0.033	0.032
25.0	0.031	0.035	0.034	0.033	0.033	0.032	0.031	0.031	0.030

Tabla 4. Curva del coeficiente de empuje del aerogenerador SG 6.0-170. [3]

2.4.2. VESTAS V162-6.0 MW

PARÁMETROS	V162-6.0
Diámetro rotor	162 m
Área rotor	20612 m ²
Orientación	Barlovento
Nº de palas	3
Longitud de las palas	79,35 m
Generador	Síncrono de imanes permanentes
Potencia nominal (P _N)	Hasta 6250 W (variable)
Potencia aparente nominal (S _N)	6550 kVA
Tensión nominal de red	3 x 720 V

Tabla 5. Parámetros aerogenerador V162-6.0.

Curva de potencia V162-6.0 MW

Air density [kg/m³]															
Wind speed [m/s]	1.225	0.950	0.975	1.000	1.025	1.050	1.075	1.100	1.125	1.150	1.175	1.200	1.250	1.275	
3.0	32	13	14	15	17	18	20	22	24	26	28	30	35	38	
3.5	150	96	101	106	111	116	121	125	130	135	140	145	155	159	
4.0	292	208	215	223	231	238	246	254	261	269	277	284	300	307	
4.5	467	344	355	366	378	389	400	411	422	433	444	455	478	489	
5.0	676	507	523	538	553	569	584	599	615	630	645	660	691	706	
5.5	927	701	721	742	762	783	804	824	845	865	886	907	948	968	
6.0	1229	934	961	988	1015	1042	1068	1095	1122	1148	1175	1202	1255	1282	
6.5	1584	1211	1245	1279	1313	1347	1381	1415	1449	1483	1516	1550	1618	1651	
7.0	2000	1535	1578	1620	1662	1705	1747	1789	1832	1874	1916	1958	2042	2084	
7.5	2476	1907	1959	2010	2062	2114	2166	2218	2269	2321	2373	2424	2527	2578	
8.0	3017	2330	2392	2455	2518	2581	2643	2706	2768	2831	2893	2955	3079	3141	
8.5	3624	2807	2882	2957	3032	3107	3181	3255	3330	3404	3477	3551	3696	3769	
9.0	4264	3337	3424	3511	3598	3685	3769	3853	3937	4022	4102	4183	4341	4419	
9.5	4859	3882	3976	4070	4163	4257	4345	4433	4521	4609	4692	4776	4936	5014	
10.0	5380	4415	4513	4611	4709	4808	4895	4983	5071	5159	5233	5306	5442	5504	
10.5	5734	4920	5015	5109	5204	5299	5371	5442	5514	5585	5635	5684	5770	5807	
11.0	5932	5377	5455	5534	5612	5691	5735	5779	5823	5868	5889	5910	5944	5955	
11.5	5983	5714	5760	5805	5850	5895	5912	5929	5945	5962	5969	5976	5987	5991	
12.0	5998	5898	5916	5933	5950	5968	5974	5980	5986	5992	5994	5996	5999	5999	
12.5	6000	5965	5972	5979	5986	5994	5995	5996	5998	5999	6000	6000	6000	6000	
13.0	6000	5991	5993	5995	5997	5999	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	
13.5	6000	5999	5999	5999	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	
14.0	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	
14.5	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	
15.0	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	
15.5	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	
16.0	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	
16.5	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	
17.0	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	
17.5	6000	5987	5989	5991	5994	5996	5997	5998	5999	6000	6000	6000	6000	6000	
18.0	5846	5728	5737	5747	5757	5766	5777	5788	5799	5810	5822	5834	5858	5871	
18.5	5581	5483	5490	5498	5506	5514	5523	5532	5541	5550	5561	5571	5593	5604	
19.0	5360	5270	5277	5284	5292	5299	5307	5315	5324	5332	5341	5351	5369	5379	
19.5	5128	5019	5028	5036	5045	5054	5065	5075	5086	5096	5107	5117	5139	5151	
20.0	4844	4735	4744	4753	4762	4771	4781	4791	4801	4811	4822	4833	4854	4865	
20.5	4555	4450	4459	4468	4477	4485	4495	4505	4515	4524	4535	4545	4565	4574	
21.0	4268	4175	4183	4191	4198	4206	4215	4223	4232	4240	4250	4259	4278	4288	
21.5	3985	3898	3905	3913	3920	3928	3936	3944	3952	3960	3968	3976	3993	4002	
22.0	3690	3600	3608	3616	3623	3631	3639	3647	3656	3664	3672	3681	3699	3707	
22.5	3383	3306	3313	3319	3326	3332	3339	3346	3353	3361	3368	3376	3391	3398	
23.0	3102	3034	3040	3046	3052	3058	3064	3070	3076	3082	3088	3095	3109	3115	
23.5	2801	2728	2734	2741	2748	2755	2761	2768	2775	2782	2788	2795	2809	2816	
24.0	2479	2405	2412	2418	2425	2432	2438	2444	2450	2456	2463	2471	2484	2490	

Tabla 6. Curva de potencia del aerogenerador V162-6.0. [3]



Coeficiente de empuje V162-6.0 MW

Wind speed [m/s]	Air density kg/m ³													
	1.225	0.950	0.975	1.000	1.025	1.050	1.075	1.100	1.125	1.150	1.175	1.200	1.250	1.275
3.0	0.908	0.911	0.911	0.912	0.912	0.912	0.912	0.911	0.911	0.911	0.910	0.909	0.908	0.907
3.5	0.882	0.890	0.889	0.888	0.888	0.887	0.887	0.886	0.885	0.885	0.884	0.883	0.881	0.880
4.0	0.853	0.859	0.858	0.858	0.857	0.857	0.856	0.856	0.855	0.855	0.854	0.854	0.853	0.852
4.5	0.837	0.839	0.839	0.839	0.839	0.838	0.838	0.838	0.838	0.838	0.838	0.838	0.837	0.837
5.0	0.820	0.821	0.821	0.821	0.821	0.821	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820
5.5	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814
6.0	0.812	0.813	0.813	0.813	0.813	0.813	0.813	0.813	0.813	0.813	0.812	0.812	0.812	0.812
6.5	0.810	0.813	0.813	0.813	0.812	0.812	0.812	0.812	0.811	0.811	0.811	0.810	0.810	0.809
7.0	0.807	0.812	0.812	0.811	0.811	0.810	0.810	0.810	0.809	0.809	0.808	0.808	0.807	0.806
7.5	0.804	0.810	0.809	0.809	0.808	0.808	0.807	0.807	0.806	0.806	0.805	0.805	0.803	0.803
8.0	0.800	0.807	0.807	0.806	0.805	0.805	0.804	0.803	0.803	0.802	0.801	0.800	0.799	0.798
8.5	0.793	0.805	0.804	0.803	0.802	0.801	0.800	0.799	0.798	0.797	0.796	0.794	0.791	0.789
9.0	0.763	0.800	0.798	0.795	0.793	0.791	0.787	0.784	0.780	0.777	0.772	0.767	0.757	0.752
9.5	0.701	0.766	0.760	0.755	0.749	0.744	0.738	0.732	0.726	0.720	0.714	0.707	0.695	0.689
10.0	0.635	0.712	0.706	0.699	0.692	0.685	0.679	0.672	0.665	0.658	0.650	0.642	0.626	0.618
10.5	0.559	0.655	0.648	0.640	0.633	0.625	0.616	0.607	0.598	0.589	0.579	0.569	0.549	0.539
11.0	0.484	0.601	0.591	0.582	0.572	0.563	0.551	0.540	0.529	0.518	0.507	0.495	0.473	0.462
11.5	0.413	0.540	0.528	0.516	0.504	0.492	0.480	0.468	0.456	0.444	0.434	0.424	0.404	0.395
12.0	0.356	0.475	0.462	0.450	0.437	0.425	0.414	0.404	0.393	0.383	0.374	0.365	0.349	0.341
12.5	0.310	0.413	0.402	0.390	0.379	0.368	0.359	0.350	0.341	0.332	0.325	0.318	0.304	0.297
13.0	0.273	0.360	0.351	0.341	0.331	0.322	0.314	0.307	0.299	0.291	0.285	0.279	0.267	0.262
13.5	0.242	0.317	0.309	0.300	0.292	0.284	0.277	0.271	0.264	0.258	0.252	0.247	0.237	0.232
14.0	0.216	0.280	0.273	0.266	0.259	0.252	0.246	0.241	0.235	0.230	0.225	0.220	0.211	0.207
14.5	0.193	0.250	0.244	0.238	0.232	0.225	0.220	0.216	0.211	0.206	0.202	0.197	0.190	0.186
15.0	0.174	0.224	0.219	0.214	0.208	0.203	0.198	0.194	0.190	0.185	0.182	0.178	0.171	0.168
15.5	0.158	0.202	0.198	0.193	0.188	0.183	0.179	0.176	0.172	0.168	0.165	0.161	0.155	0.152
16.0	0.144	0.184	0.179	0.175	0.171	0.166	0.163	0.159	0.156	0.153	0.150	0.147	0.141	0.139
16.5	0.131	0.167	0.163	0.159	0.156	0.152	0.149	0.145	0.142	0.139	0.137	0.134	0.129	0.127
17.0	0.120	0.153	0.149	0.146	0.142	0.139	0.136	0.133	0.130	0.127	0.125	0.123	0.118	0.116
17.5	0.111	0.140	0.137	0.134	0.131	0.128	0.125	0.123	0.120	0.118	0.116	0.113	0.109	0.107
18.0	0.100	0.124	0.121	0.119	0.116	0.114	0.112	0.110	0.107	0.105	0.104	0.102	0.099	0.097
18.5	0.089	0.110	0.107	0.105	0.103	0.101	0.099	0.097	0.095	0.093	0.092	0.090	0.088	0.086
19.0	0.079	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.087	0.086	0.084	0.083	0.081	0.080	0.078	0.076
19.5	0.070	0.086	0.084	0.082	0.081	0.079	0.078	0.076	0.075	0.074	0.072	0.071	0.069	0.068
20.0	0.062	0.076	0.074	0.073	0.071	0.070	0.068	0.067	0.066	0.065	0.064	0.063	0.061	0.060
20.5	0.055	0.067	0.065	0.064	0.063	0.061	0.060	0.059	0.058	0.057	0.057	0.056	0.054	0.053
21.0	0.048	0.059	0.058	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047
21.5	0.043	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.046	0.045	0.044	0.043	0.042	0.042
22.0	0.038	0.045	0.044	0.044	0.043	0.042	0.041	0.041	0.040	0.039	0.039	0.038	0.037	0.037
22.5	0.033	0.039	0.039	0.038	0.037	0.037	0.036	0.036	0.035	0.034	0.034	0.033	0.033	0.032
23.0	0.029	0.035	0.034	0.033	0.033	0.032	0.032	0.031	0.031	0.030	0.030	0.030	0.029	0.028
23.5	0.025	0.030	0.029	0.029	0.028	0.028	0.028	0.027	0.027	0.026	0.026	0.026	0.025	0.025
24.0	0.022	0.026	0.025	0.025	0.024	0.024	0.024	0.023	0.023	0.023	0.022	0.022	0.022	0.021

Tabla 7. Curva del coeficiente de empuje del aerogenerador V162-6.0. [3]

Capítulo 3. Elección del emplazamiento

La elección del emplazamiento es un factor importante que requiere de un estudio exhaustivo para la explotación del recurso eólico en la zona. Las condiciones fundamentales que deben tenerse en cuenta son la velocidad media del viento y el punto de interconexión con la red, además del impacto social y medioambiental. Asimismo, es importante comprobar el acceso al emplazamiento, debido a que se debe poder transportar las máquinas e instalarlas en el lugar.

Tras el estudio de posibles emplazamientos, en este capítulo del proyecto se va a describir el emplazamiento definitivo y sobre el cual se va a seguir trabajando a lo largo del proyecto. Este emplazamiento se encuentra en la provincia de Andalucía, Cádiz.

3.1. RECURSO EÓLICO

La finalidad de la instalación de un parque eólico es maximizar la captación de la energía eólica de manera que se consiga reducir el coste de producción de cada megavatio-hora (€/MWh).

La velocidad media del viento en el emplazamiento debe superar los 6,5 m/s a 100 metros de altura sobre la superficie, velocidad mínima para la cual, generalmente, los aerogeneradores son eficientes. La altura de buje de los aerogeneradores que se van a instalar en este parque eólico será mayor que esos 100 metros, por lo que obtendremos una velocidad media superior a 6,5 m/s.

Gracias al *Global Wind Atlas*, una versión gratuita creada por el *DTU Wind Energy* y *The World Bank Group* se consigue una instantánea representativa de España, en la que se muestra con una escala de colores las velocidades medias del viento en todo el territorio. En la siguiente figura se observa la distribución de las velocidades del viento en el emplazamiento, informando de las zonas con mayor recurso eólico.

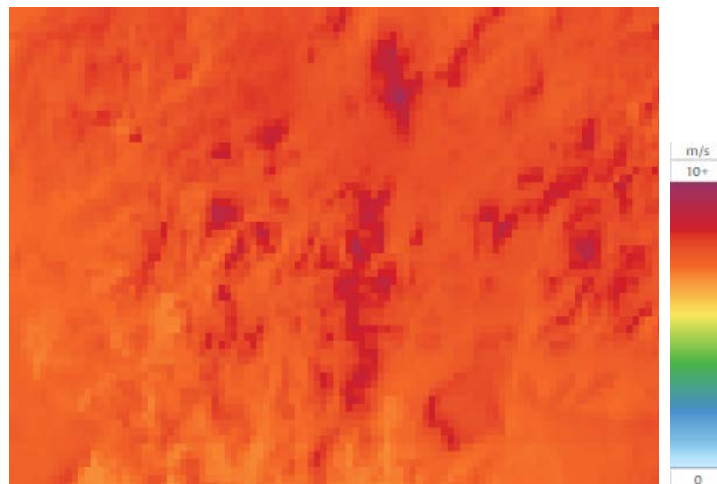


Figura 31. Recurso eólico del emplazamiento. [25]

También se puede obtener un Mapa Eólico Ibérico en la página web gratuita proporcionada por el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER). En esta página web se eligen tres coordenadas representativas del emplazamiento para conocer la dirección dominante del viento y la velocidad media a 100 metros de altura de buje.

NOMBRE	X _{UTM} (m E)	Y _{UTM} (m N)	Velocidad media (m/s)
Coordenada 1	235958,91	4030530,94	7,7005
Coordenada 2	236200,05	4033329,18	8,3718
Coordenada 3	236996,01	4034837,49	7,6286

Tabla 8. Coordenadas estudio recurso eólico, zona 30S.

COORDENADA 1

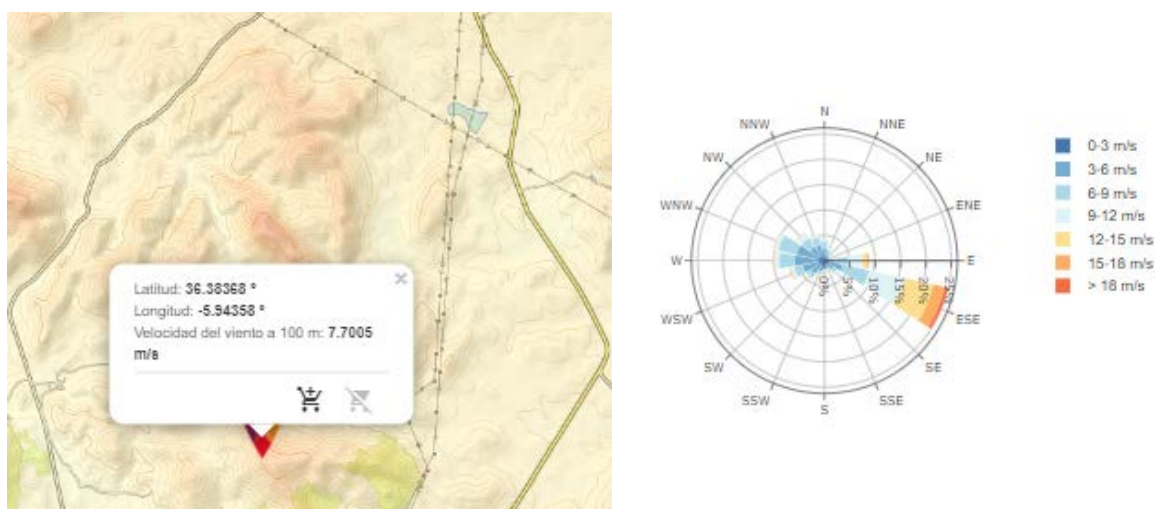


Figura 32. Velocidad y rosa de frecuencias de la coordenada 1. [26]

COORDENADA 2

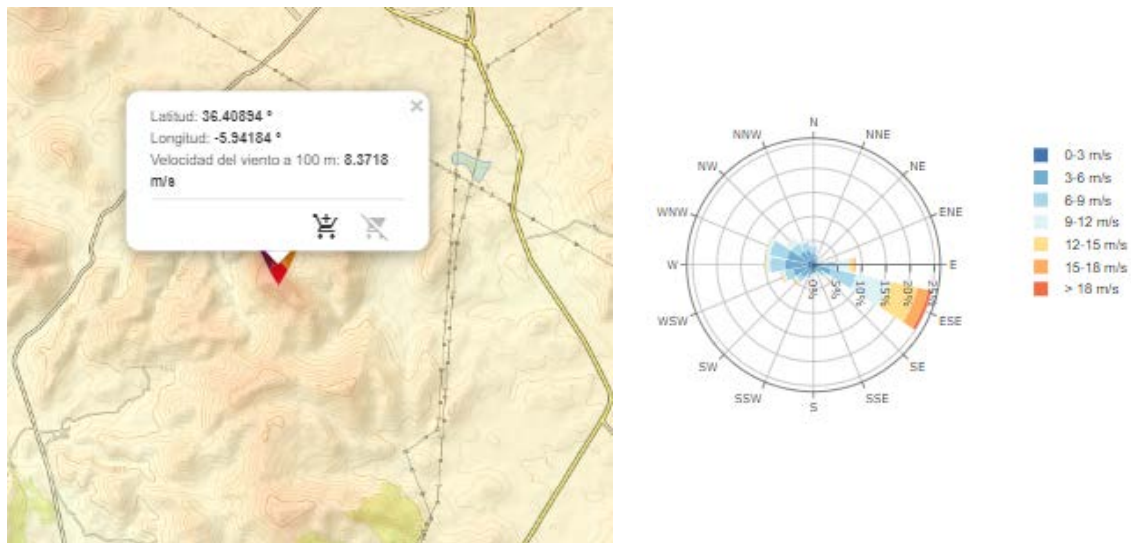


Figura 33. Velocidad y rosa de frecuencias de la coordenada 2. [26]

COORDENADA 3

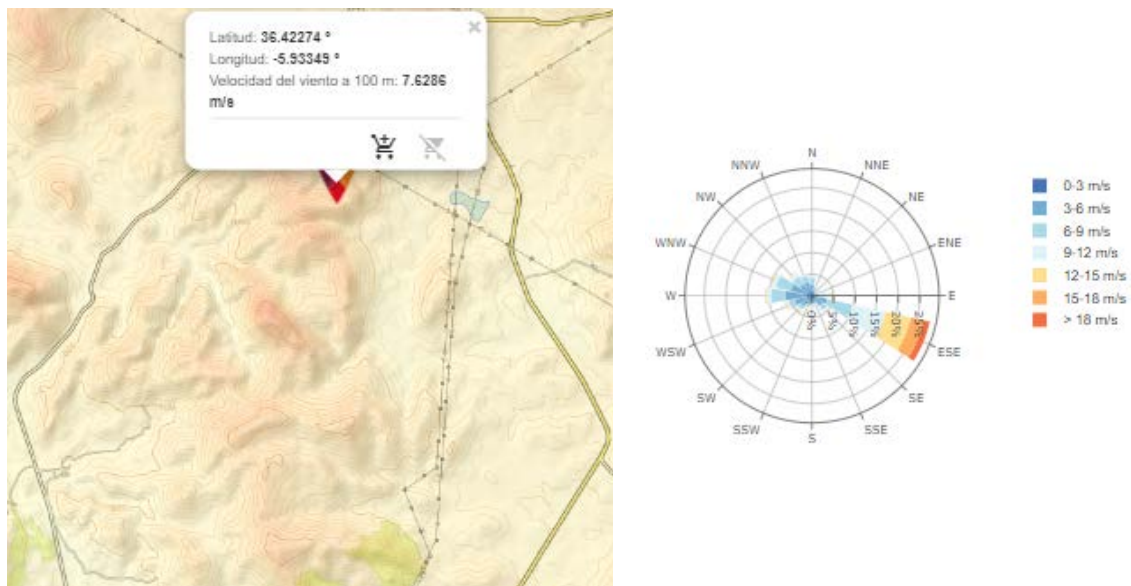


Figura 34. Velocidad y rosa de frecuencias de la coordenada 3. [26]

La rosa de frecuencias es importante para conocer la dirección predominante del recurso eólico. En las tres coordenadas se observa una distribución en la rosa de frecuencias muy similar y que indica que la dirección predominante es 112,5°.

Es importante destacar, que los datos obtenidos son aproximados, en el capítulo del análisis del recurso eólico se obtendrá una serie más real de los datos de viento y con la que se trabajará.

Los ocho aerogeneradores, cada uno de ellos con un diámetro de 150 metros aproximadamente, se deben situar con una separación entre 2 y 4 veces el diámetro del rotor. Esto supone que el emplazamiento tenga una longitud perpendicular a la dirección predominante del viento entre 2,1 km y 4,2 km.

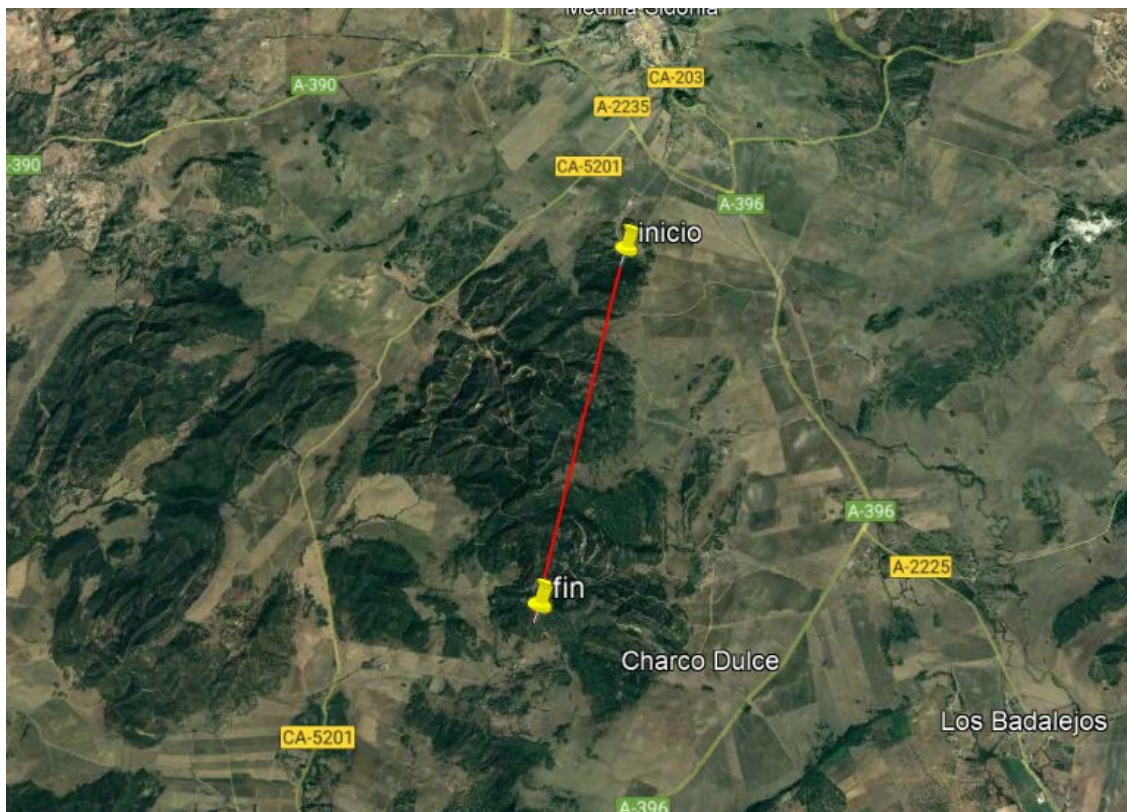


Figura 35. Definición de la línea perpendicular a la dirección perpendicular del viento en el emplazamiento. [27]

La distancia en línea recta del emplazamiento elegido es de 5 kilómetros, por tanto, los aerogeneradores podrán ser colocados con la distancia suficiente para crear las mínimas turbulencias en el resto de los aerogeneradores.

Las coordenadas de inicio y fin que se muestran en la figura anterior en UTM son las siguientes:

COORDENADA	X _{UTM} (m E)	Y _{UTM} (m N)
INICIO	237129,00	4035245,00
FIN	235927,00	4030366,00

Tabla 9. Coordenadas del inicio y fin del emplazamiento, zona 30S.

Los aerogeneradores se deberán situar en las zonas con mayor altura ya que así se podrán alcanzar los puntos donde la velocidad del viento es mayor. Al ser una zona un poco montañosa, los aerogeneradores no se situarán en línea recta. Las coordenadas exactas de los aerogeneradores serán las siguientes.

<i>Aerogenerador</i>	<i>X_{UTM} (m E)</i>	<i>Y_{UTM} (m N)</i>
Aerogenerador 1 (G1)	236135,95	4030456,76
Aerogenerador 2 (G2)	236115,00	4031227,00
Aerogenerador 3 (G3)	236159,00	4031641,00
Aerogenerador 4 (G4)	236060,96	4032151,54
Aerogenerador 5 (G5)	236223,00	4032752,00
Aerogenerador 6 (G6)	236051,13	4033415,86
Aerogenerador 7 (G7)	236583,00	4034363,00
Aerogenerador 8 (G8)	237119,00	4034841,00

Tabla 10. Coordenadas de los aerogeneradores, zona 30S.

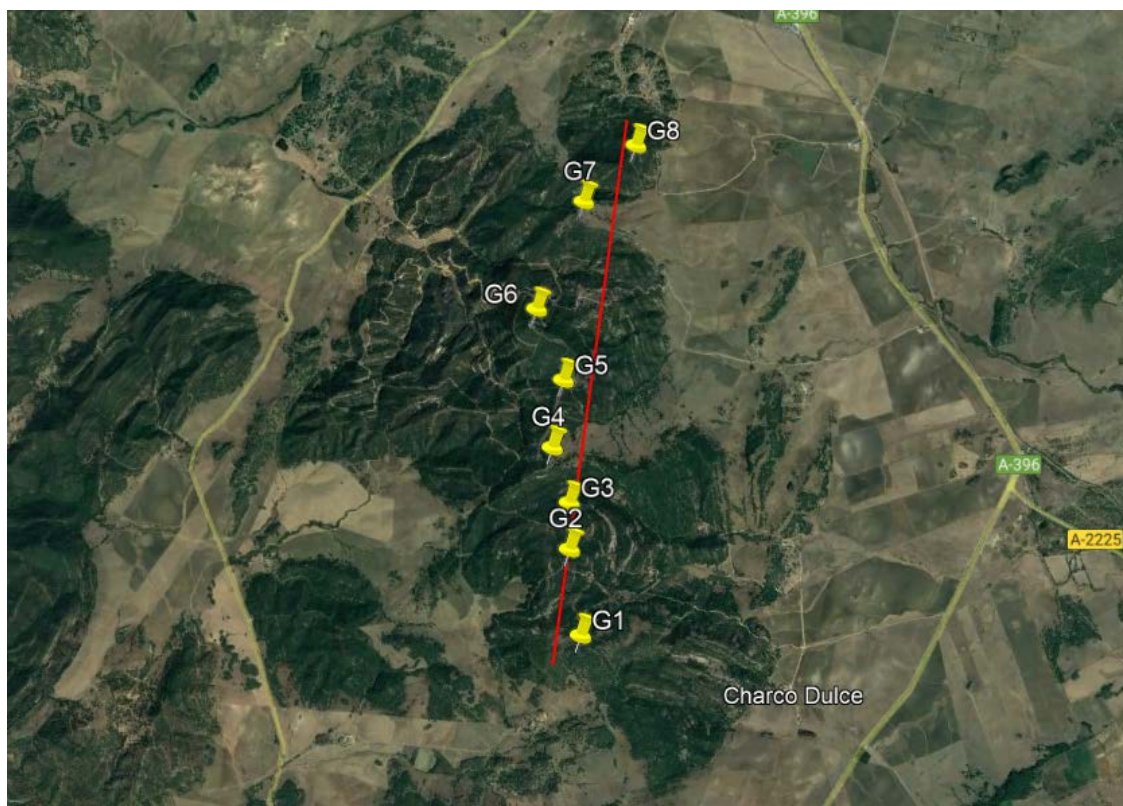


Figura 36. Imagen donde se sitúan los aerogeneradores en el mapa. [27]

En la siguiente figura se definen con circunferencias la distancia mínima que debe dejarse libre de aerogeneradores próximos, siendo el radio de las circunferencias de 400 metros, una medida intermedia entre 2 y 4 veces el diámetro del rotor.

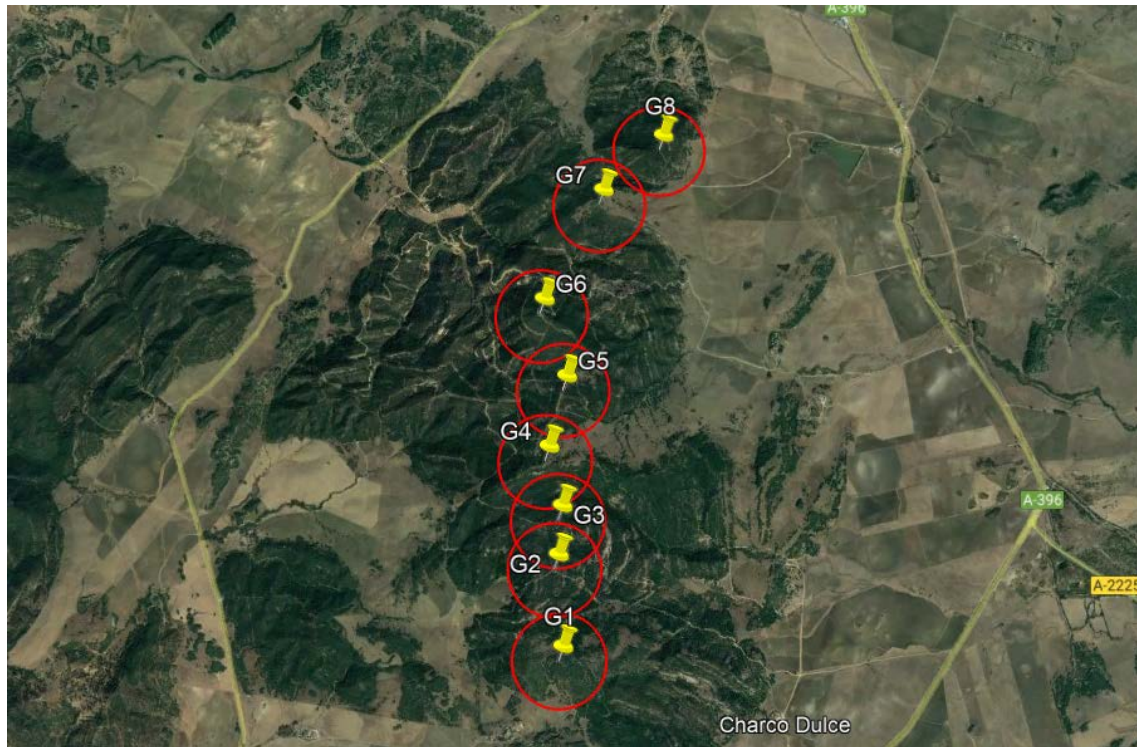


Figura 37. Delimitación de las circunferencias de los aerogeneradores. [27]

3.2. PROTECCIÓN DE ESPACIOS NATURALES

La Ley 42/2007 del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad establece que los espacios naturales protegidos del territorio nacional son aquellos que contienen sistemas o elementos naturales representativos, singulares, frágiles, amenazados o de especial interés ecológico, científico, paisajístico, geológico o educativo, o aquellos dedicados a la protección y el mantenimiento de la diversidad biológica, de la geodiversidad y de los recursos naturales y culturales asociados. [28]

Estos espacios naturales protegidos se clasifican en diferentes categorías: parques, reservas naturales, áreas marinas protegidas, monumentos naturales y paisajes protegidos.

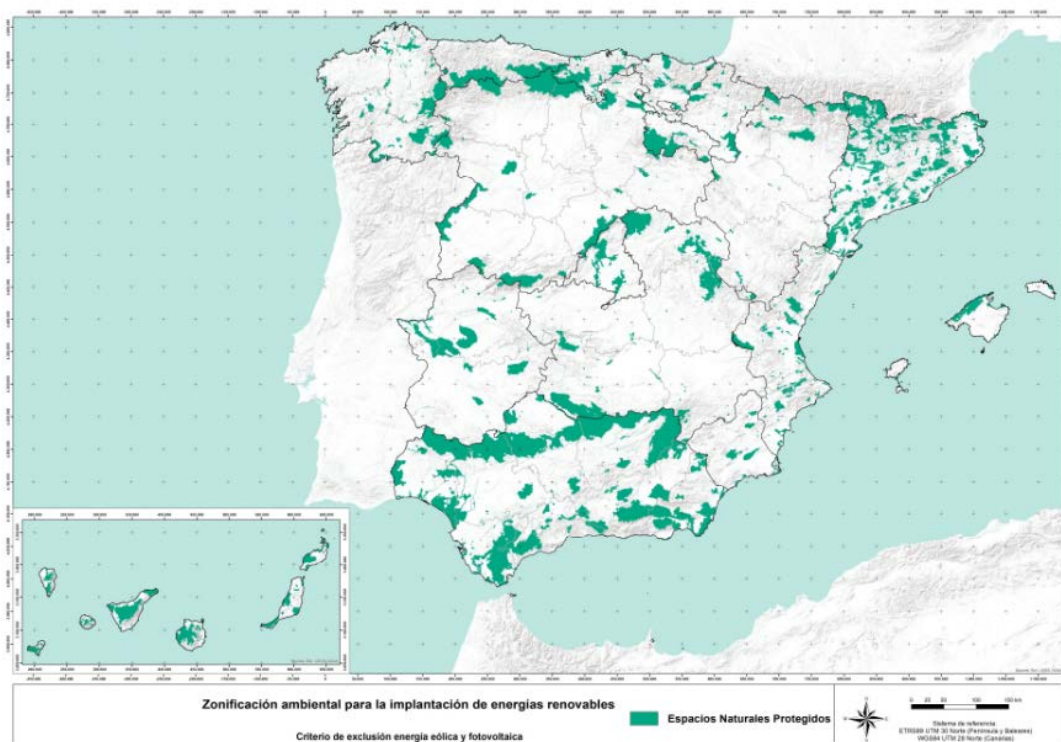


Figura 38. Zonas de sensibilidad ambiental máxima para la implantación de energías renovables. [29]

Concretamente en la provincia de Cádiz, los espacios protegidos se enumeran a continuación y se representan en la Figura 40.

Parque natural

1. Bahía de Cádiz
2. Doñana
3. Estrecho
4. La Breña y Marismas del Barbate
5. Los Alcornocales
6. Sierra de Grazalema

Paraje natural

7. Cola del Embalse de Arcos
8. Cola del Embalse de Bornos
9. Estuario del Río Guadiaro
10. Isla del Trocadero
11. Marismas de Sancti Petri

12. Marismas del Río Palmones
13. Playa de Los Lances

Reserva natural

14. Complejo Endorreico de Chiclana
15. Complejo Endorreico de Espera
16. Complejo Endorreico de Puerto Real
17. Complejo Endorreico del Puerto de Sta. María
18. Laguna de Las Canteras y El Tejón
19. Laguna de Medina
20. Peñón de Zaframagón

Reserva concertada

21. Laguna de la Paja

Parque periurbano

22. Dunas de San Antón
23. La Barrosa
24. La Saura

Monumento natural

25. Corrales de Rota
26. Duna de Bolonia
27. Punta del Boquerón
28. Tómbolo de Trafalgar
29. Peña de Arcos

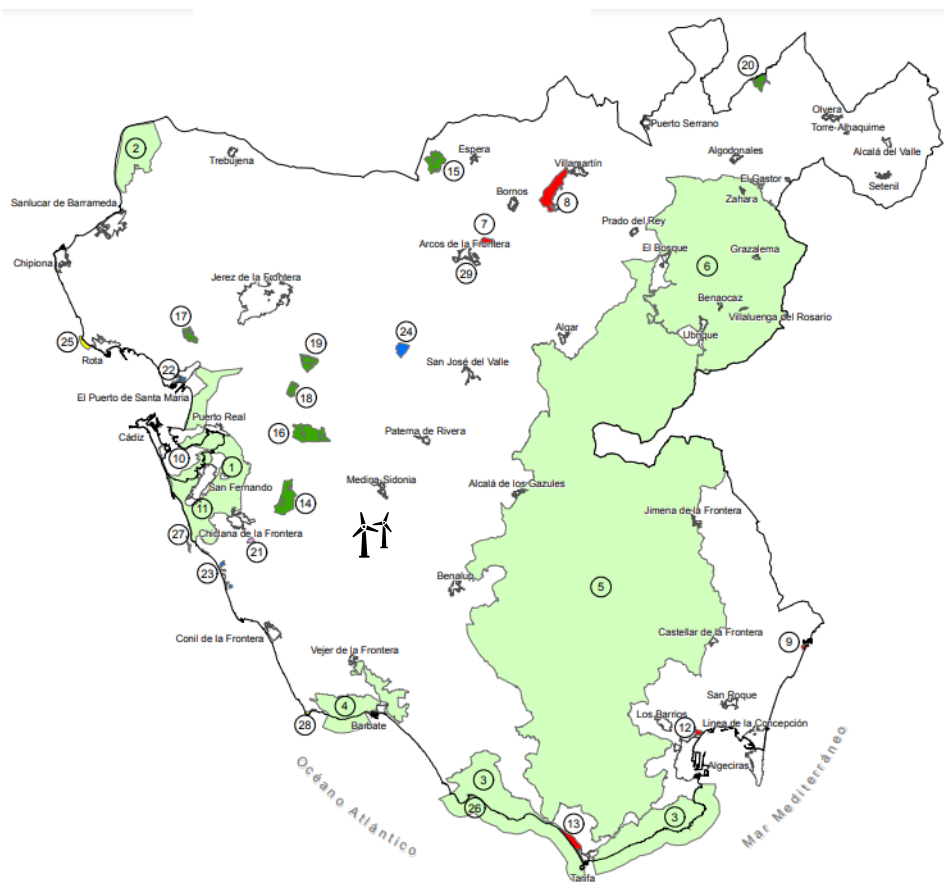


Figura 39. Zonas protegidas en la provincia de Cádiz. [30]

El parque eólico se ubica dónde están indicados los aerogeneradores en la figura anterior, por tanto, no afecta a espacios naturales protegidos.

3.3. OROGRAFÍA

La orografía del emplazamiento no debe ser muy abrupta y el terreno deberá ser poco rocoso, teniendo unas pendientes del terreno inferiores al 20% si es posible. Para ello, se tendrán en cuenta las alturas del terreno sobre el que se sitúan los aerogeneradores y el mapa topográfico del Instituto Geográfico Nacional.

Cualquier emplazamiento con una orografía abrupta o un terreno rocoso incrementan los costes de inversión, incluso podría suponer que el proyecto fuera inviable.

El emplazamiento se encuentra en una zona con un poco de desnivel, pero se ha intentado situar los aerogeneradores en las zonas más altas. La altura mínima a la que se sitúan los aerogeneradores es 183 metros y la altura máxima es 260 metros.

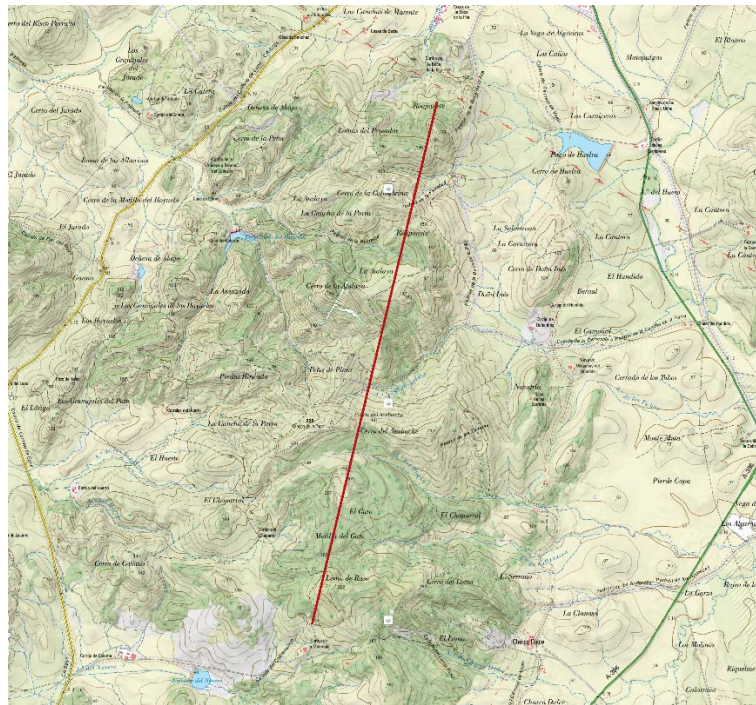


Figura 40. Mapa cartográfico del emplazamiento. [31]

3.4. ACCESO

Para realizar la instalación se deberá diseñar un plan para la obra civil y todos los componentes de los aerogeneradores y las máquinas eléctricas deberán poder ser transportados y tener un acceso fácil hasta el lugar.

El emplazamiento se encuentra en un terreno situado entre dos carreteras por las cuales se podría acceder: la A-396, carretera autonómica que conecta Medina Sidonia con Vejer de la Frontera, y la CA-5201, carretera provincial de Naveros. La carretera A-396 tiene una calzada de 7 metros de ancho y la CA-5201 de 4,7 metros.



Figura 41. Carretera A-396. [32]

Existen varias salidas de la A-396 en las que hay caminos de tierra que llegan hasta el emplazamiento, entre ellas están las salidas del kilómetro 9 y 11.



Figura 43. Salida kilómetro 9 de la A-396.[32]



Figura 42. Salida en el kilómetro 11 de la A-396.[32]

3.5. PUNTO DE INTERCONEXIÓN

Por último, la energía generada por los aerogeneradores deberá ser transportada desde la subestación del parque eólico hasta la subestación eléctrica, para conectarse a la red eléctrica. La inversión en la instalación de la red de transporte será directamente proporcional a la distancia que separa ambas subestaciones, por ello no deberá superar los 30 kilómetros de distancia máxima.

ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

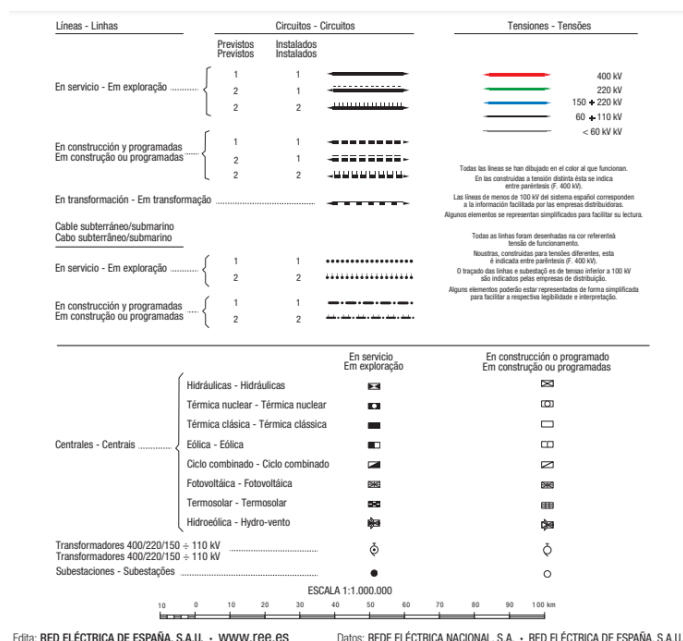


Figura 44. Mapa y leyenda del sistema eléctrico ibérico 2018 [33]

e-Distribución Redes Digitales es la distribuidora eléctrica del Grupo Endesa que transporta la energía en Andalucía. [34] Para la conexión a la red es necesario encontrar una subestación la cual permita conectar una potencia de 48 MW. En San Fernando (Cádiz) hay una subestación con una capacidad de acceso disponible de 102,6 MW a 66 kV y 57,7 MW a 20 kV. [35] Las coordenadas de la subestación Se muestran en la siguiente tabla y se encuentra a una distancia en línea recta del emplazamiento de 23,88 kilómetros.

NOMBRE	$X_{UTM} (m E)$	$Y_{UTM} (m N)$
Subestación	751846,62	4040587,54

Tabla 11. Coordenadas subestación de e-Distribución Redes Digitales, zona 30S.

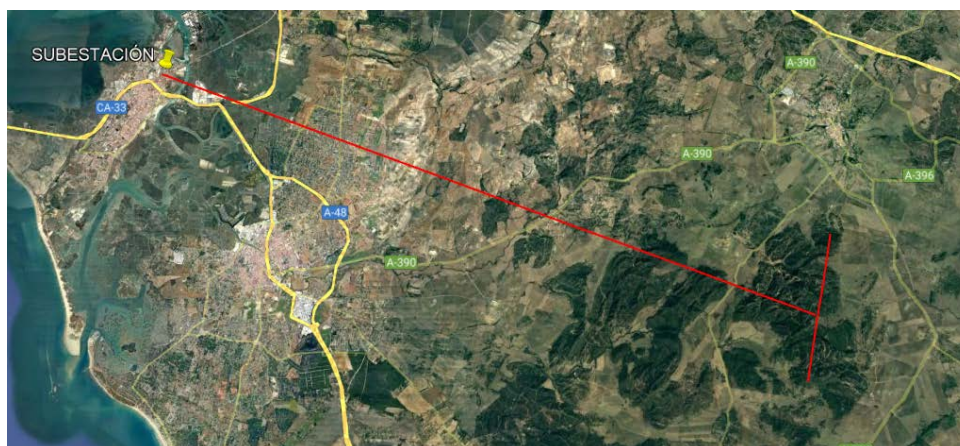


Figura 45. Ubicación en el mapa de la distancia a la subestación de e-Distribución Redes Digitales. [27]

3.6. IMPACTO AMBIENTAL

La energía eólica es una de las energías más limpias en canto a la producción de la energía y, por tanto, de las que menos afecta al medio ambiente. Sin embargo, la instalación de un parque eólico tiene un efecto en el medio ambiente, afecta tanto visualmente como al tránsito de las aves de la zona. Se deberá tener en cuenta las diferentes medidas de seguridad para reducir al máximo este impacto.

Por otro lado, tiene un impacto medioambiental positivo, ya que al producir energía limpia se podrá reducir la producción de energía con otras tecnologías, las cuales emiten diferentes gases y partículas a la atmósfera. Tras el análisis de la energía obtenida del parque se mostrará un breve resumen del impacto medioambiental.

3.7. IMPACTO SOBRE OTROS INTERESADOS

Por último, es importante analizar el impacto que este proyecto puede llegar a tener sobre otros interesados o afectados.

3.7.1. DISTANCIA A LOCALIDADES CERCANAS

La localidad más cercana al emplazamiento es el municipio de Medina Sidonia, la cual se encuentra a una distancia de aproximadamente 3,5 kilómetros desde el último aerogenerador (G8) hasta el comienzo de la localidad. La instalación de un parque eólico tiene impacto visual desde el pueblo y también acústico.



Figura 46. Distancia del emplazamiento a la localidad más cercana.[27]

La Organización Mundial de la Salud (OMS) en un informe sobre el ruido en diferentes áreas, indica que 55 dB debe ser el límite superior deseable de ruido que deben soportar las personas. [36]

Teniendo en cuenta un estudio realizado en Galicia y publicado en el informe “Plan Sectorial Eólico de Galicia” realizado para analizar y mejorar las diferentes tecnologías, se llegó a la conclusión que los valores de ruido emitidos por un aerogenerador son inferiores a 60 dB. Concluye que a partir de los 200 metros de distancia de cualquier núcleo ya no produce molestias el ruido, justifica que la distancia será como mínimo 500 metros. [37]

Se concluye que como el núcleo urbano más cercano al emplazamiento se encuentra a 3,5 kilómetros, el ruido no afectaría a la población.

3.7.2. DISTANCIA A LOS CABLES DE TELECOMUNICACIONES

Red Eléctrica Infraestructuras de Telecomunicación (Reintel) se dedican a la explotación de infraestructuras de comunicaciones y en su página web ofrecen un mapa de la red de comunicaciones.

En el mapa que se muestra a continuación se comprueba que el emplazamiento se encuentra a una distancia de 6,57 kilómetros del cable de comunicación más cercano.



Figura 47. Mapa de la red de telecomunicaciones de Cádiz. [38]

Capítulo 4. Análisis de datos de viento

Los datos de viento han sido proporcionados por la empresa Vortex¹, de forma desinteresada. Se obtienen a través de su página web indicando las coordenadas exactas en las que se va a analizar el viento. Para ello, es necesario elegir un punto medio del emplazamiento, para que el análisis del viento sea lo más preciso a la hora de diseñar la instalación.

Punto	XUTM (m E)	YUTM (m N)
Anemómetro	236133,8	4031801,9

Tabla 12. Coordenadas del anemómetro del parque eólico, zona 30S.

La serie de datos que Vortex facilita es a lo largo de un periodo de 10 años (2012-2022) y a diferentes alturas, a continuación, se comparan las alturas de 80, 100, 120 y 150 metros de buje, tal y como se puede observar en la siguiente gráfica.

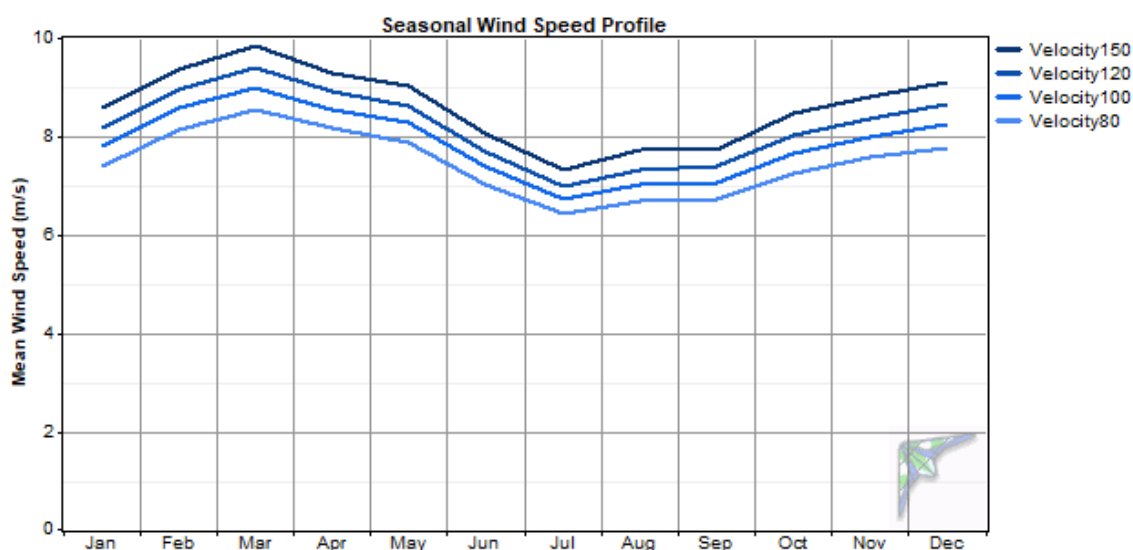


Figura 48. Perfil de velocidades medias según el mes del año para las alturas de 80, 100, 120 y 150 metros. [39]

Es razonable que, a mayor altura, mayor velocidad del viento. Tal y como se ha explicado en el apartado 1.2.4, el viento sigue la ley logarítmica (Ec. 2) y, gracias al software de Windographer se ha podido representar en la siguiente gráfica.

¹ [Web oficial Vortex](#)

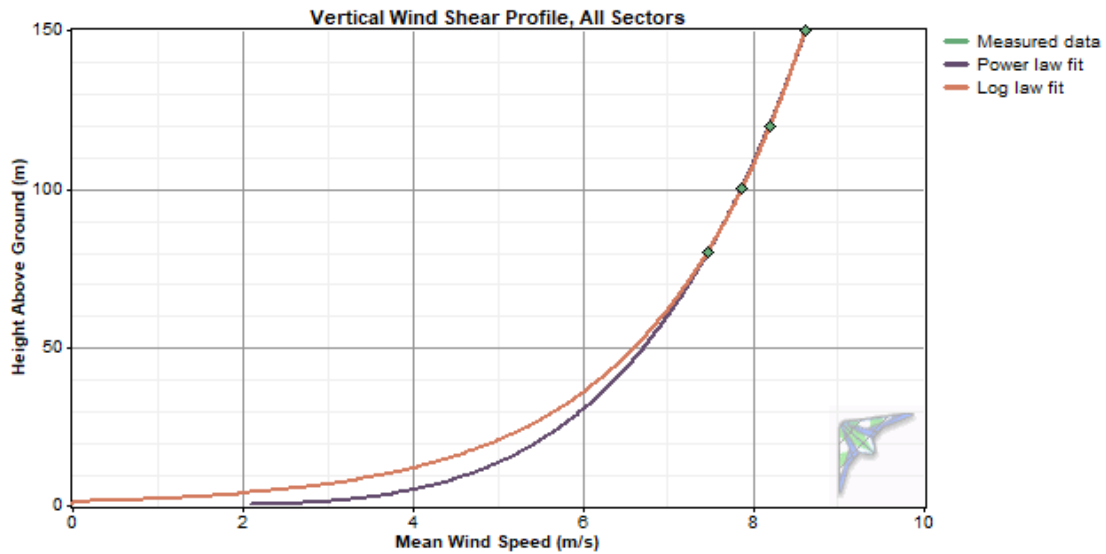


Figura 49. Perfil de las velocidades del viento en el emplazamiento [39]

$$\frac{U(z_2)}{U(z_1)} = \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^\alpha \quad (\text{Ec. 2})$$

$$z_1 = 120 \text{ m} \quad U(z_1) = 8,6158 \text{ m/s}$$

$$z_2 = 150 \text{ m} \quad U(z_2) = 8,2082 \text{ m/s}$$

Empleando dos valores de la gráfica y la Ec. 2, se puede calcular el coeficiente de cizalladura (α), obteniéndose un valor de 0,217, el cual es aproximado al 0,2 indicado en la norma IEC 61400-1.

4.1. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DESCRIPTIVO DE LAS SERIES DE DATOS DE VIENTO MEDIANTE EL PROGRAMA WINDOGRAPHER

Windographer es un software diseñado para el análisis y visualización de datos importados de recursos eólicos medidos por una torre meteorológica [39]. Se empleará para el tratamiento de los datos de viento proporcionados por Vortex y para la extracción de información relevante para el proyecto.

Al importar los datos se debe indicar la hora y fecha de inicio de los datos obtenidos y el periodo de tiempo entre cada muestra. La fecha de inicio es 01/01/2012 y la primera muestra es a las 01:00, registrando las series cada 60 minutos tal y como se definen en los documentos de texto obtenidos de la página web de Vortex.

Como se ha indicado anteriormente, se han descargado los datos de viento a diferentes alturas (80, 100, 120 y 150 metros) y para cada altura de buje se definen los datos obtenidos por el anemómetro, la veleta, el termómetro y el barómetro.

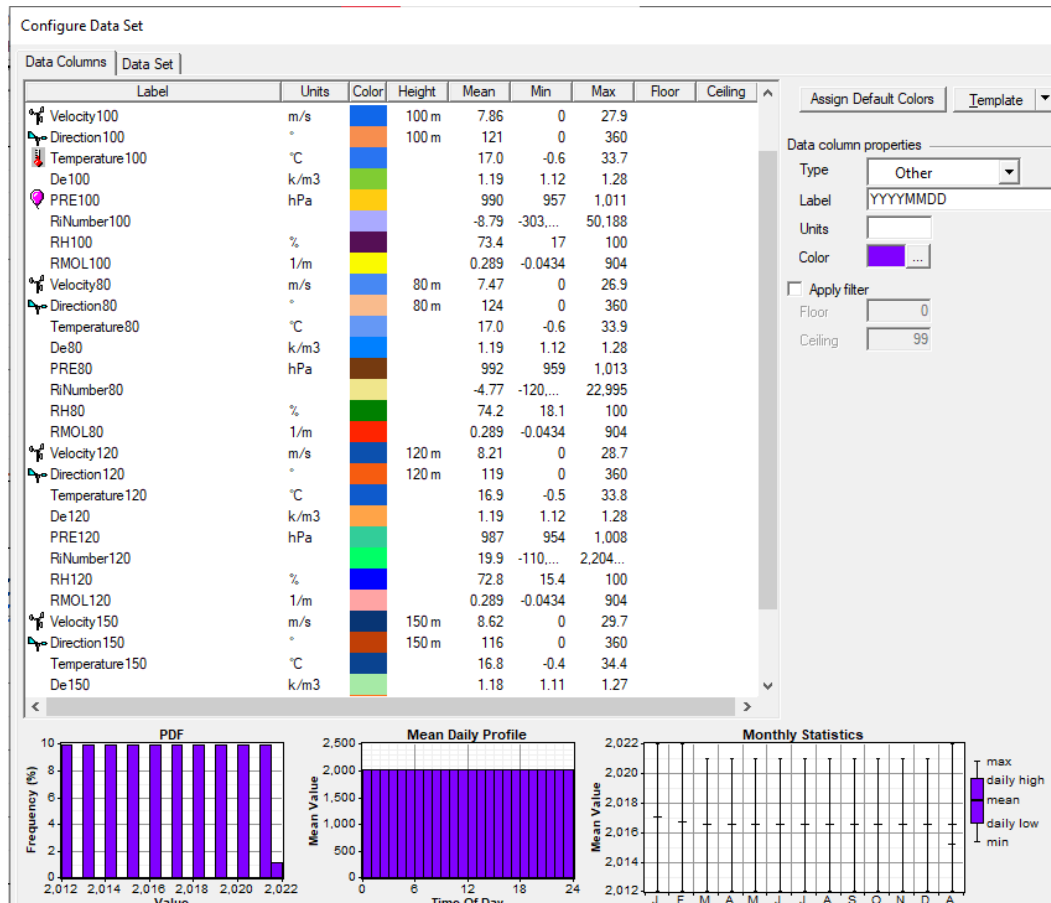


Figura 50. Configure Data Set. [39]

4.1.1. RESULTADOS

A través de Windographer se realiza un análisis estadístico de los datos y se han llegado a los resultados que se exponen a continuación. En primer lugar, se ha decidido hacer el análisis de los datos de viento a 150 metros ya que va a ser la altura a la que se instalen los aerogeneradores, por tanto, los resultados expuestos a continuación solo tendrán en cuenta los datos de viento a 150 metro de altura de buje.

4.1.1.1. Serie temporal

El viento se caracteriza por tener una variabilidad muy alta, tal y como se muestra en la siguiente figura.

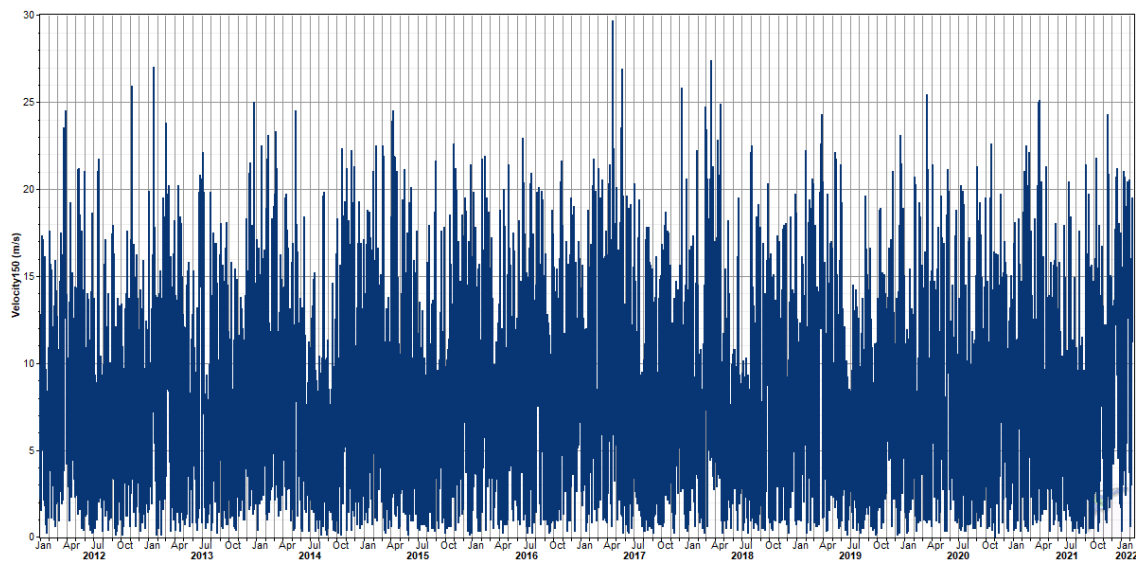


Figura 51. Serie temporal completa a 150 m. [39]

Con este software se ha realizado un estudio para observar si hay anomalías o errores en los datos, ya que estos van a ser cruciales para el estudio del recurso eólico total. En este caso se comparan los datos a 150 metros con el resto de las series y se comprueba que las curvas, aunque no sigan un patrón, sí son proporcionales entre ellas, tal y como era de esperar.

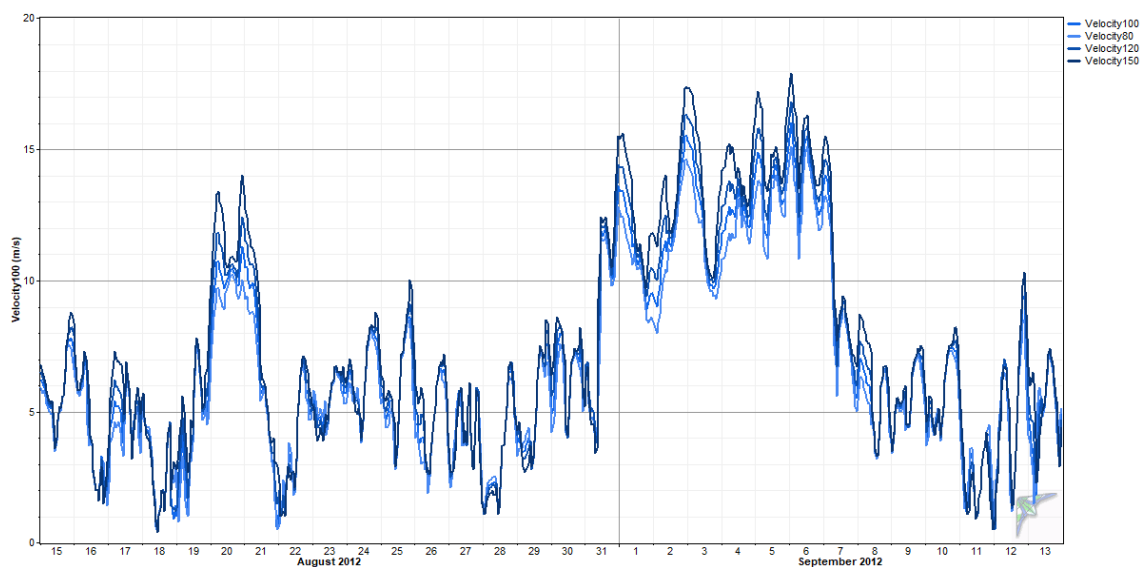


Figura 52. Serie temporal parcial (80, 100, 120 y 150 metros) [39]

Aunque la variabilidad es muy alta, para los cálculos del recurso eólico se tiene en cuenta la velocidad media de los datos. En la Figura 49, se observa que la velocidad media de

los datos a una altura de buje de 150 metros es de **8,6158 m/s**, pero ésta varía dependiendo del mes del año en el que se encuentre, e incluso dependiendo de la hora del día.

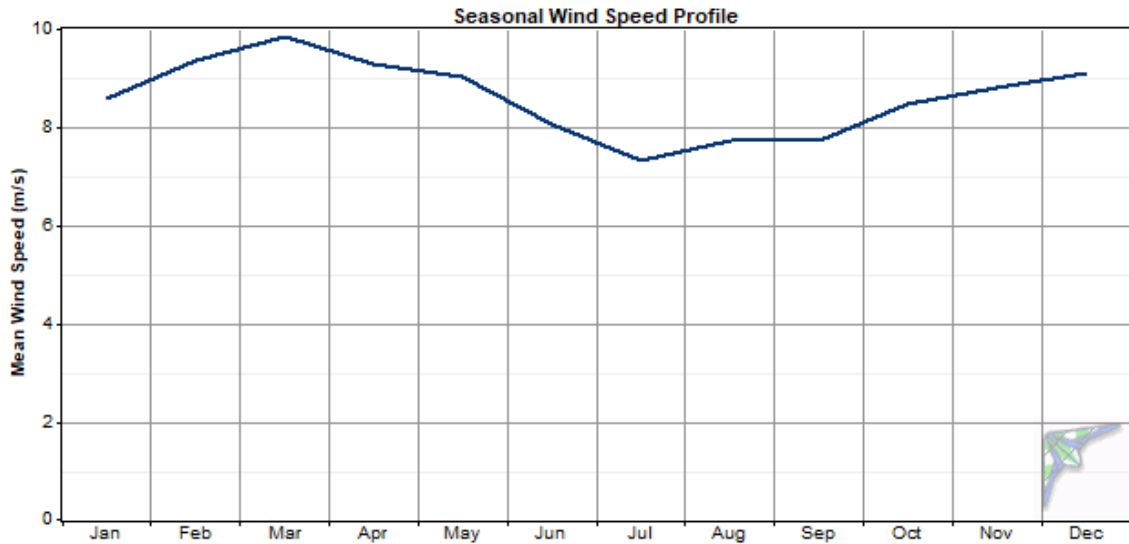


Figura 53. Velocidad media del viento según el mes a 150 m. [39]

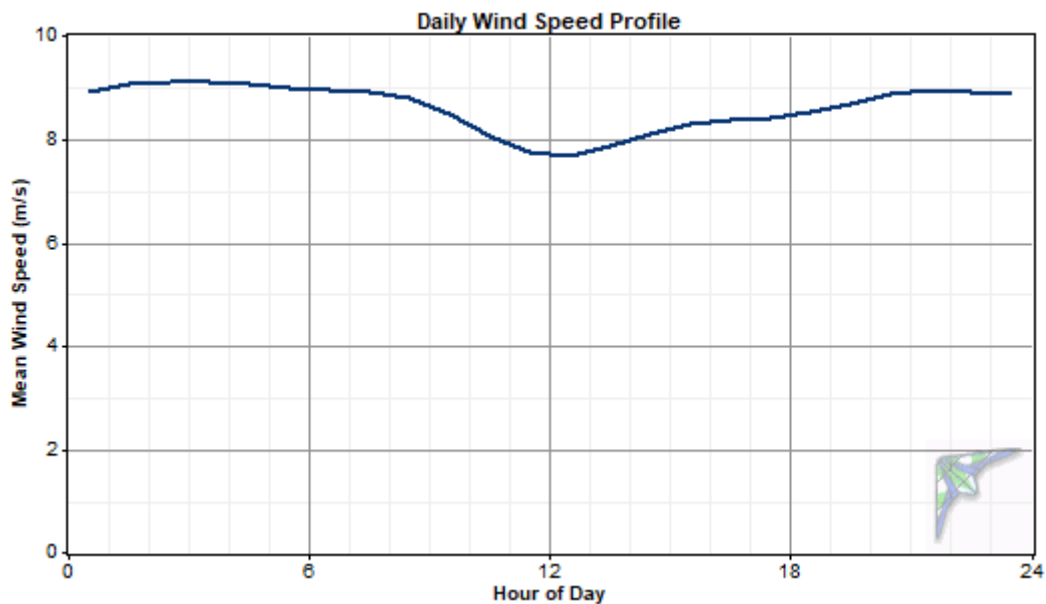


Figura 54. Velocidad media del viento según las horas del día a 150 m. [39]

4.1.1.2. Rosa de vientos

La velocidad del viento es una magnitud vectorial, es decir, es necesario conocer su módulo, dirección y sentido para poder estudiarla. Las rosas de los vientos son diagramas que se emplean para representar de manera estadística esta velocidad.

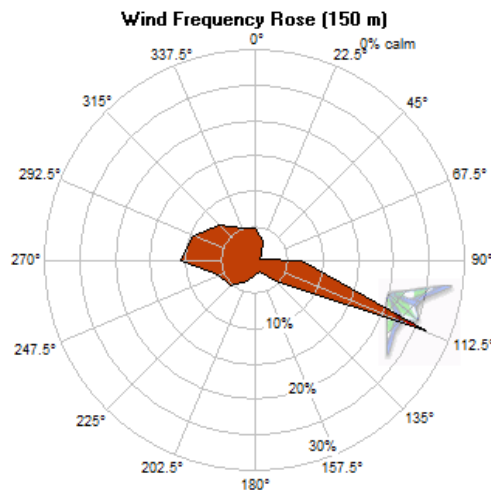


Figura 55. Rosa de los vientos de la serie completa. [39]

Se van a estudiar tres tipos de rosas de los vientos para completar el análisis: rosa de frecuencias, rosa de energía y rosa de velocidad. Finalmente se concluirá la posición óptima en la que se situarán los aerogeneradores para aprovechar la máxima cantidad de energía en el emplazamiento elegido.

4.1.1.2.1. Rosa de frecuencias

El viento al tratarlo de manera estadística es importante, no solo tener en cuenta la dirección, sino también los intervalos de velocidad. En primer lugar, se observa la rosa de frecuencias de la medición total de los datos y se observa como la dirección dominante está bien definida en la dirección de 112,5°. Se podría considerar ésta la dirección perpendicular a la que se deberían situar los aerogeneradores, pero es conveniente hacer un estudio más preciso de la dirección.

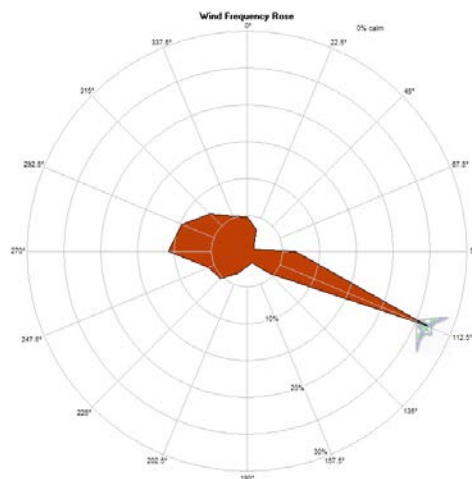


Figura 56. Rosa de frecuencias de la serie completa. [39]

En la figura que se muestra a continuación se muestra un desglose de la rosa de frecuencia según los diferentes meses del año. Se puede observar claramente la dirección predominante en todos los meses sigue siendo en la dirección de $112,5^\circ$.

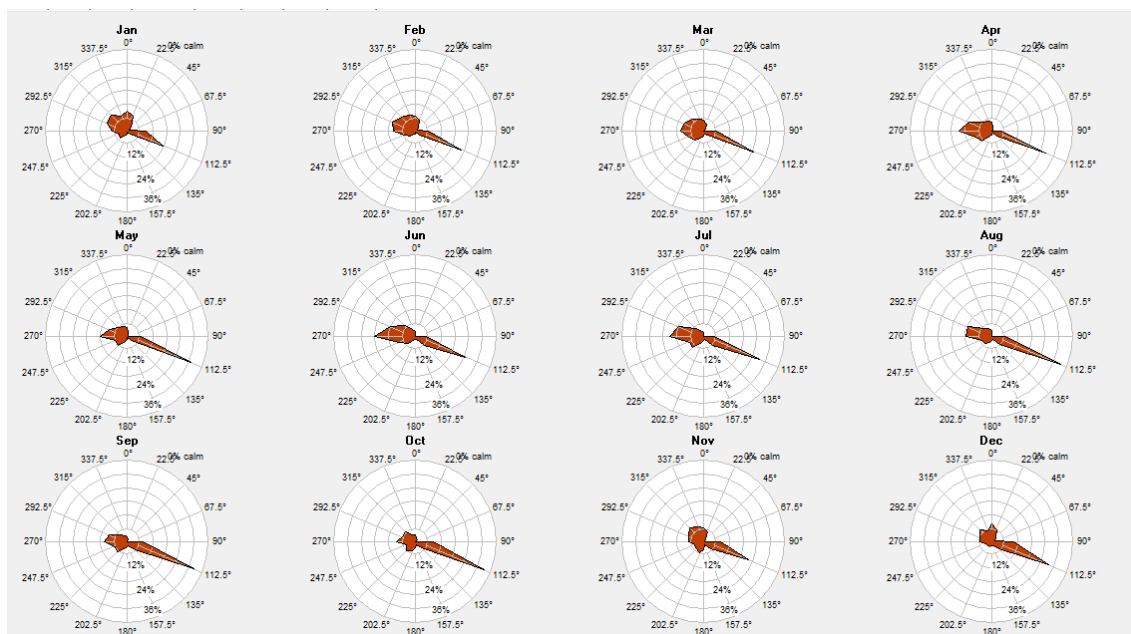


Figura 57. Rosa de frecuencias por mes. [39]

Otro desglose de la información es por horas e igualmente se puede concluir que la dirección no varía mucho a lo largo de las horas de los días.

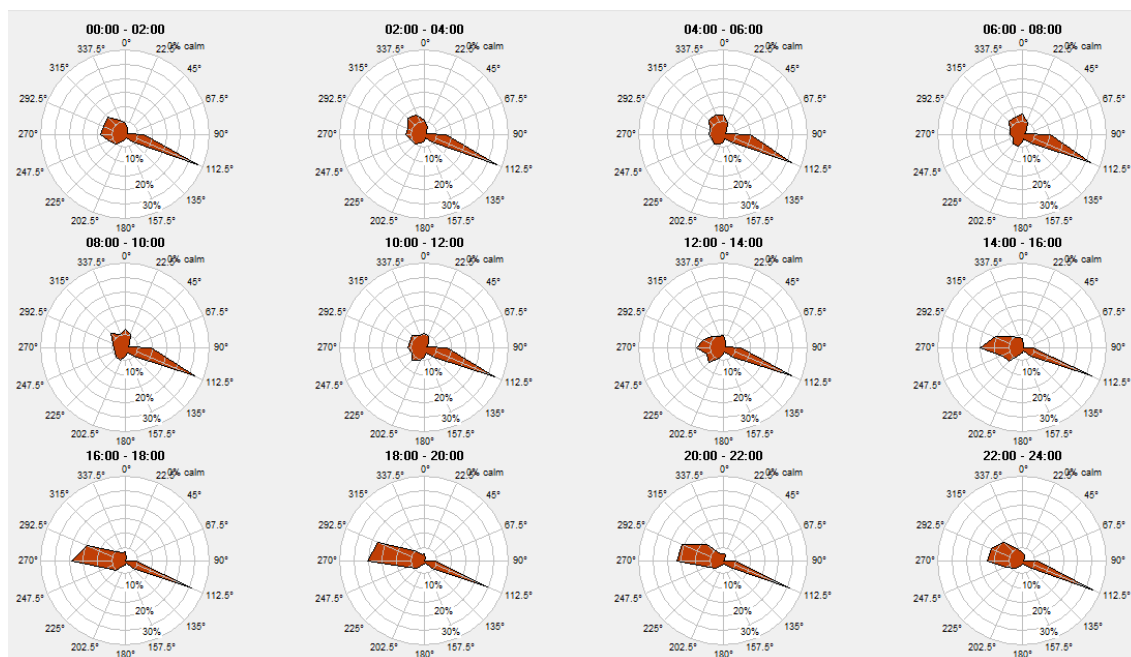


Figura 58. Rosa de frecuencias por horas. [39]

4.1.1.2.2. Rosa de energía

La rosa de energía del viento es el gráfico que se emplea para trazar la cantidad total de energía eólica proveniente de cada sector de dirección. En la siguiente figura se observa como 60% de la cantidad total de energía del viento proviene de la dirección 112,5°.

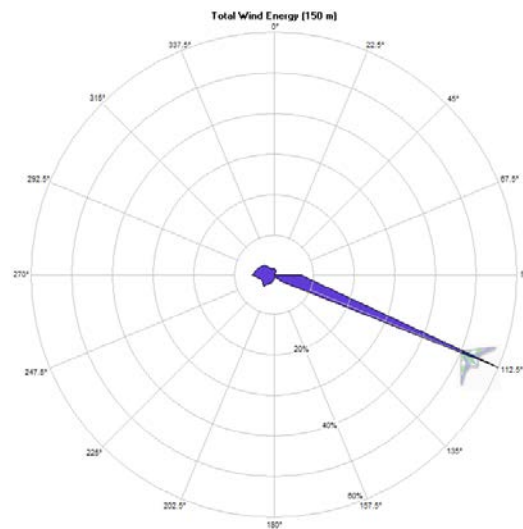


Figura 59. Rosa de energía de la serie completa. [39]

Aun así, se comprueba qué ocurre por meses y por horas y, a pesar que existen meses con menor porcentajes, la dirección de la que proviene mayor energía del viento sigue siendo la dirección 112,5°.

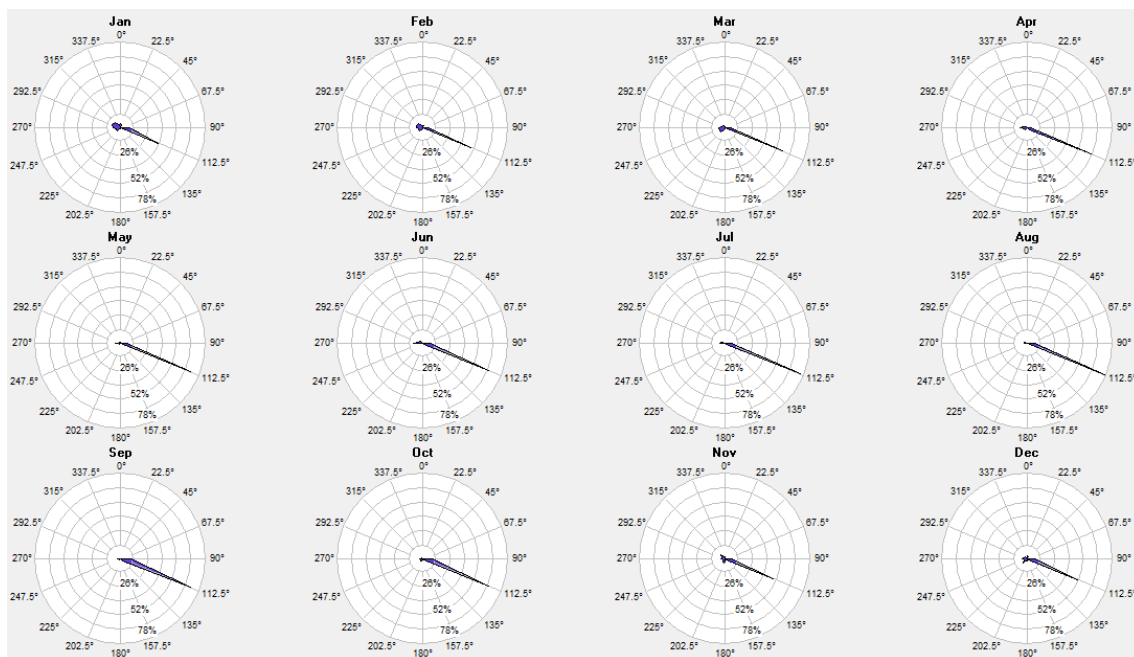


Figura 60. Rosa de energía por mes. [39]

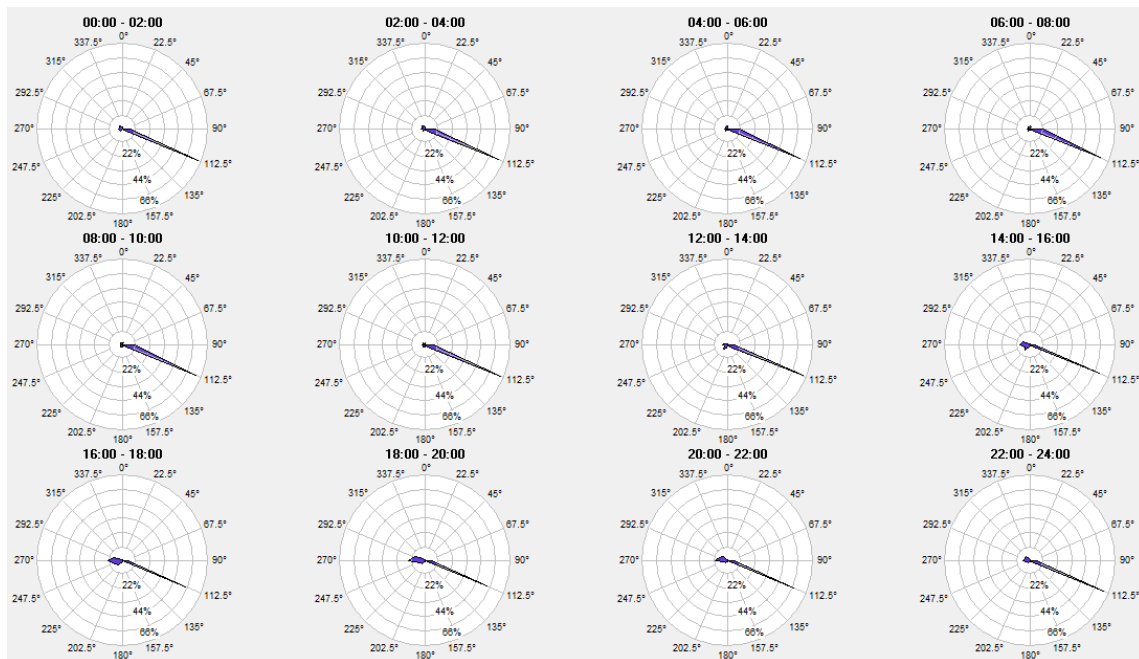


Figura 61. Rosa de energía por hora. [39]

4.1.1.2.3. Rosa de velocidad

Por último, con la rosa de velocidad se puede observar gráficamente la velocidad del viento según la dirección y, a su vez, la potencia por unidad de área a la que equivale esa velocidad.

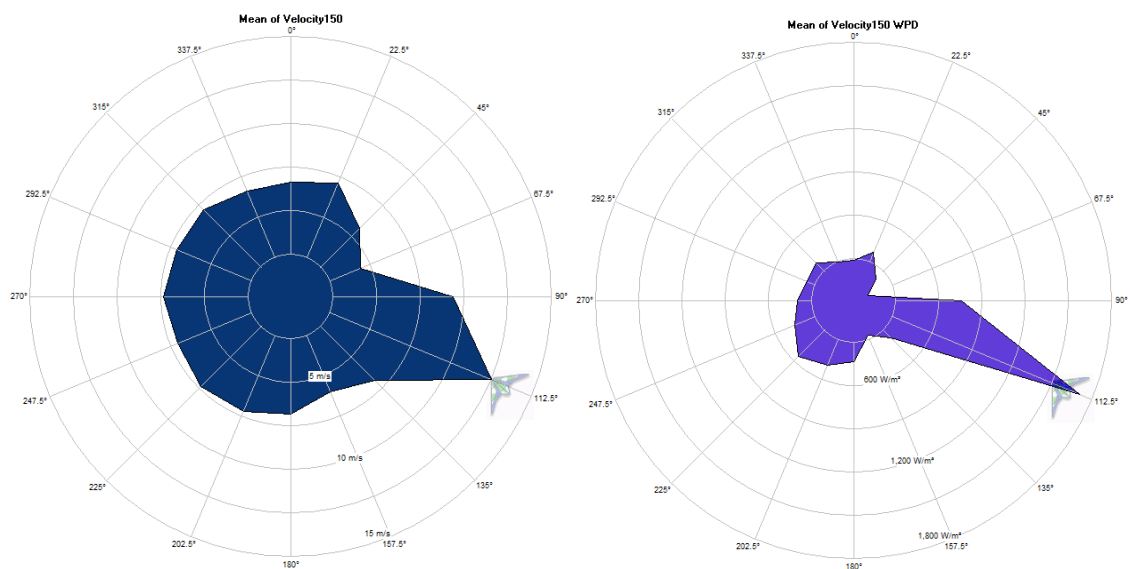


Figura 62. Rosa de velocidad de la serie completa. [39]

Windographer hace directamente la transformación de la velocidad del viento a la densidad de potencia equivalente por área.

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U^3 \quad (\text{Ec. } 10)$$

Donde,

$\frac{P}{A}$ es la densidad de potencia por unidad de área [W/m^2]
 ρ es la densidad del aire [kg/m^3]
 U es la velocidad media del viento [m/s]

Es más interesante el estudio de la densidad de potencia que la magnitud de la velocidad en sí, por ende, se analizan las rosas de densidad de potencia asociadas a la velocidad.

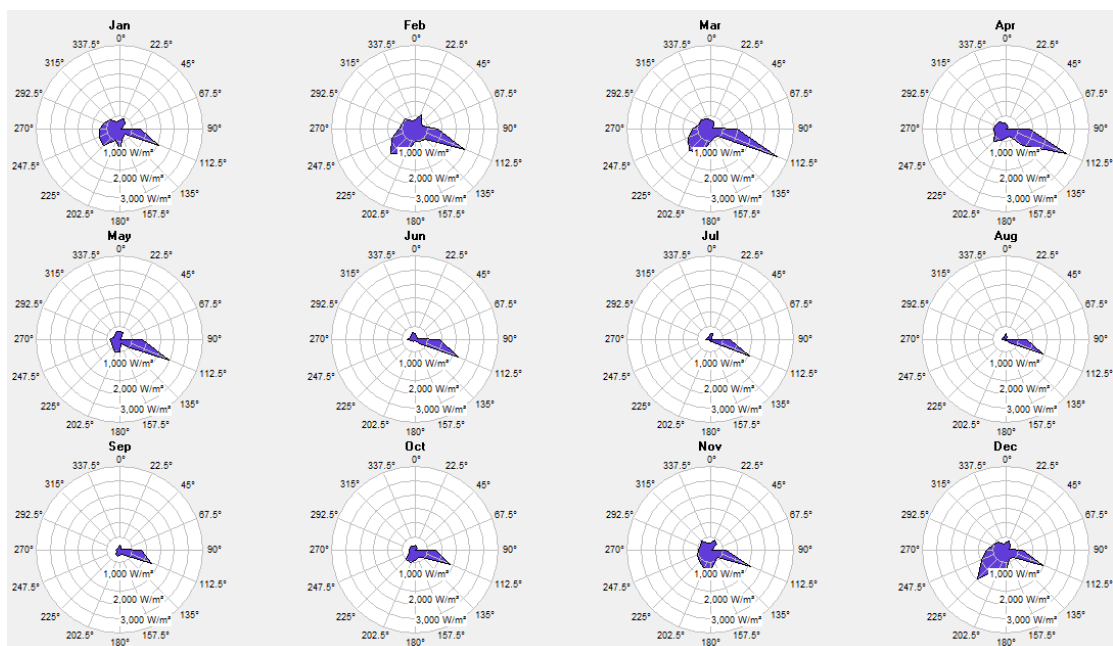


Figura 63. Rosa de velocidad por mes. [39]

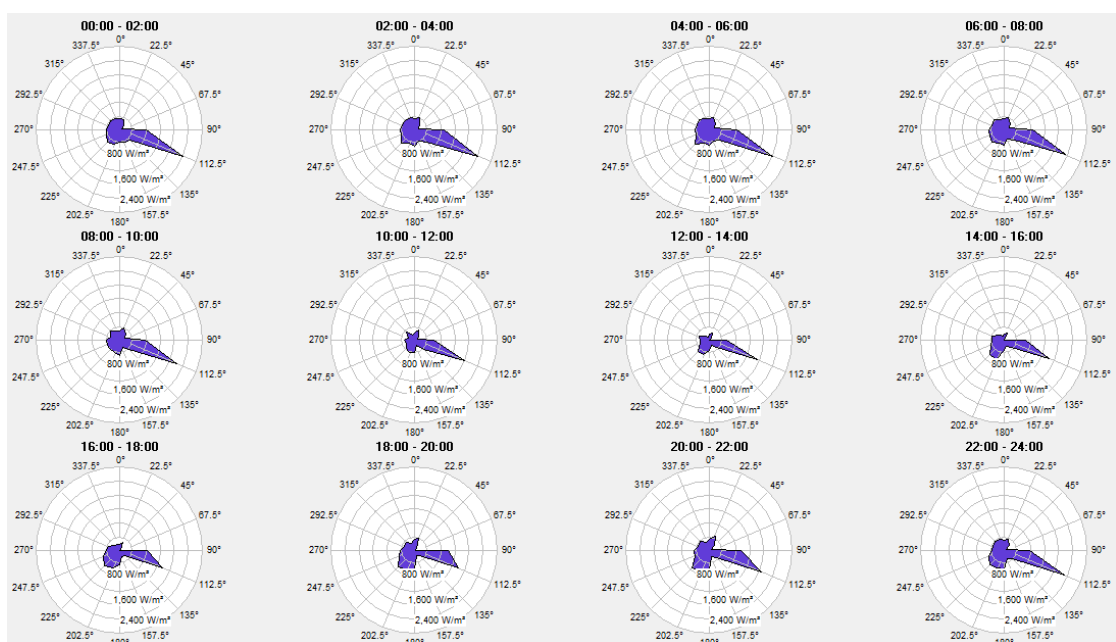


Figura 64. Rosa de velocidad por hora. [39]

4.1.1.3. Velocidad media

La velocidad media de todos los datos de viento es de 8,6158 m/s, pero ello no implica que se mantenga a esa velocidad todos los días a todas las horas. En la siguiente figura se puede observar la comparación de la magnitud de la velocidad a las diferentes alturas (80,100,120 y 150 metros) y que tienen la misma naturaleza lo largo de las horas del día.

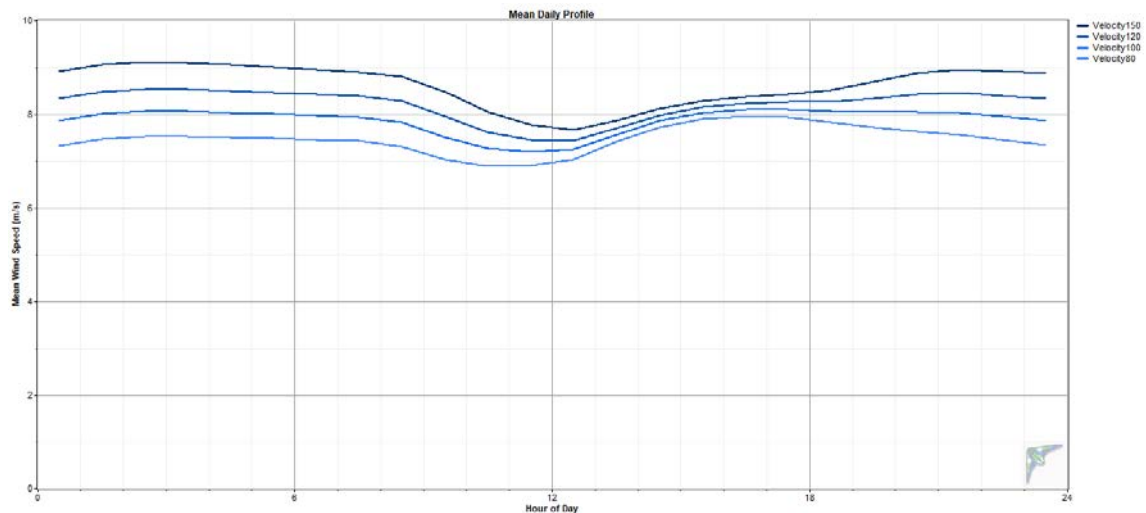


Figura 65. Velocidad del viento según la hora del día de la serie completa. [39]

Por el contrario, cada mes el perfil de velocidades es un poco diferente y no todos los meses se va a poder generar la misma cantidad de energía. Es conveniente conocer de antemano que el mes que mayor energía eólica hay en el emplazamiento es el mes de marzo y el de menor energía es el mes de julio.

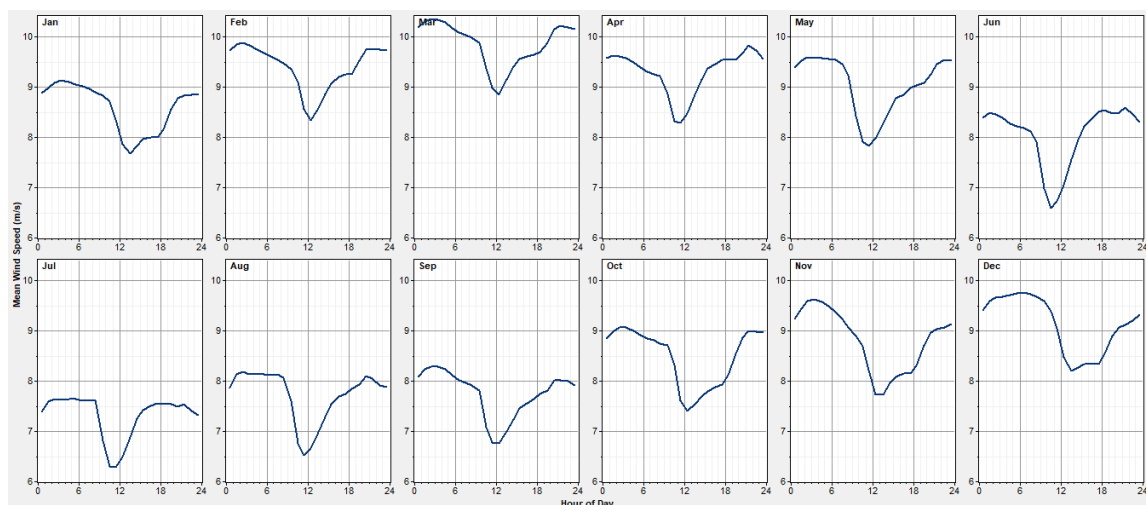


Figura 66. Velocidad del viento según la hora del día por mes. [39]

4.1.1.4. Distribución de Weibull

Para que un aerogenerador esté funcionando, la velocidad del viento debe ser superior a una velocidad mínima (*cut-in*), normalmente alrededor de los 3 m/s, y también debe ser inferior a una velocidad máxima (*cut-out*), ambas las indica el fabricante.

La distribución de Weibull es un modelo estadístico que indica la probabilidad de que la velocidad del viento esté entre un intervalo. La distribución de Weibull se describe según dos parámetros “k” y “c”, el parámetro de forma y el parámetro de escala, respectivamente. El primero define la forma en la que se distribuyen los datos, siendo la forma de 3 una curva normal y cuanto menor sea más asimetría tendrá la gráfica hacia la izquierda. El parámetro de escala es el percentil 63,2%, es decir, que el 63,2% de los datos se encuentran por debajo de ese valor.

El software Windographer representa esta distribución con intervalos de velocidad de 1 m/s.

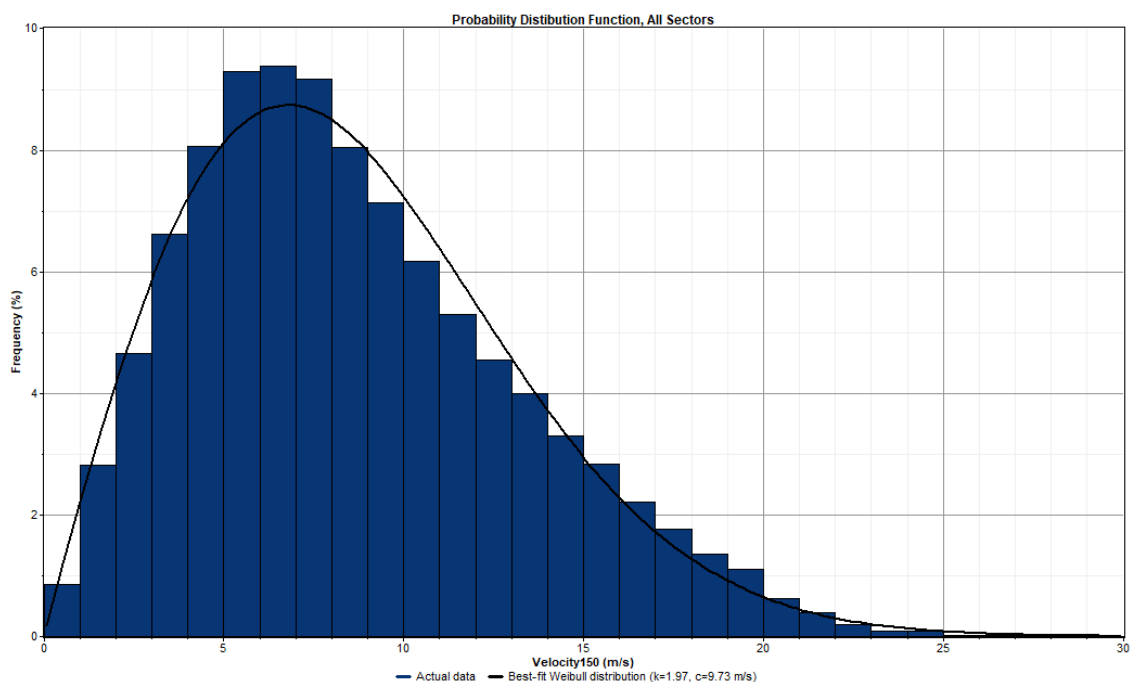


Figura 67. Distribución de Weibull de la serie completa.[39]

Los parámetros “k” y “c”, toman los valores 1,97 y 9,73 m/s, respectivamente. Corresponden a parámetros de la función para calcular la probabilidad de la velocidad del viento.

$$P(x_0 \leq x \leq x_1) = \int_{x_0}^{x_1} f(x) \cdot dx = \exp \left[- \left(\frac{x_0}{c} \right)^k \right] - \exp \left[- \left(\frac{x_1}{c} \right)^k \right] \quad (\text{Ec. 11})$$

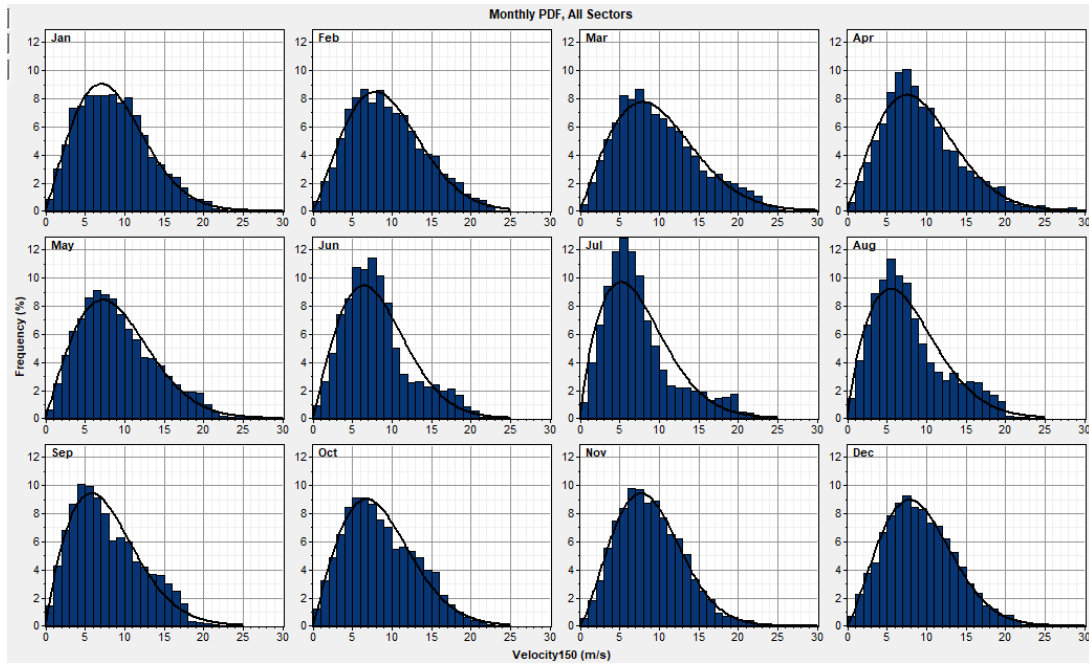


Figura 68. Distribución de Weibull por mes. [39]

4.1.1.5. Probabilidad acumulada

La distribución de probabilidad acumulada se emplea para conocer la probabilidad de que la velocidad del viento sea menor que un valor determinado.

Los dos valores más importantes serán los de la velocidad mínima y máxima del viento para que el aerogenerador pueda producir energía.

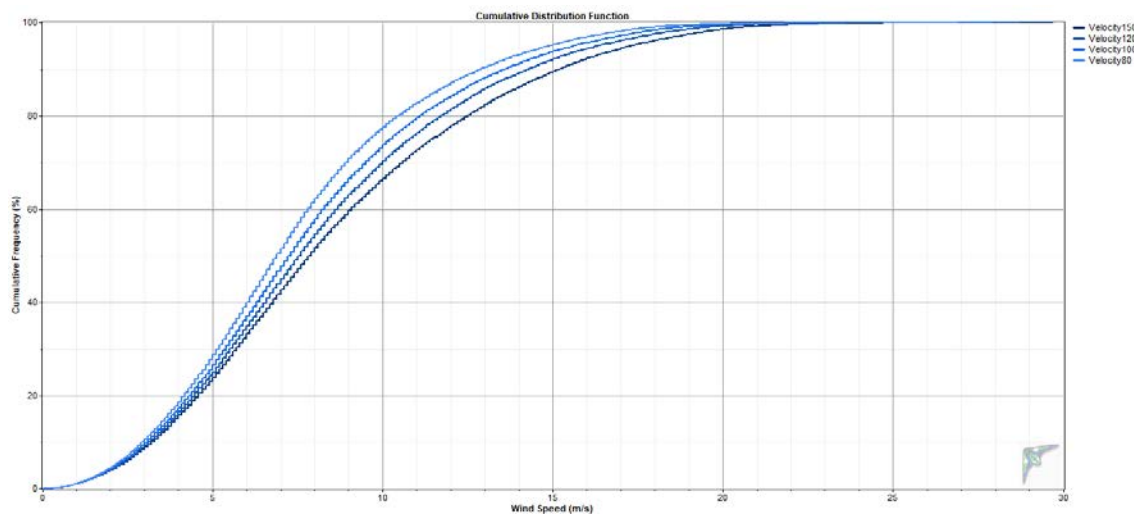


Figura 69. Probabilidad acumulada de la velocidad del viento. [39]

4.1.1.6. Boxplot

Es un diagrama en el que se muestran los datos de manera muy intuitiva y visual. En este gráfico se distribuyen los datos de viento según los meses del año cuyas medias de velocidad no tienen mucha dispersión. Por el contrario, hay meses en los cuales hay medidas que superan la velocidad máxima estándar de los aerogeneradores (25 m/s).

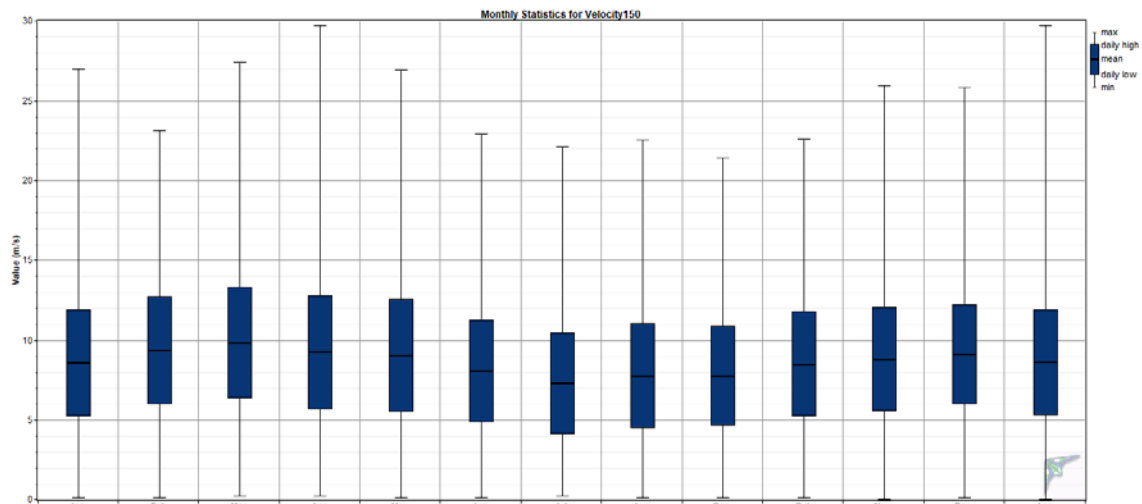


Figura 70. Boxplot de los datos de viento según los meses del año. [39]

4.1.1.7. DMap

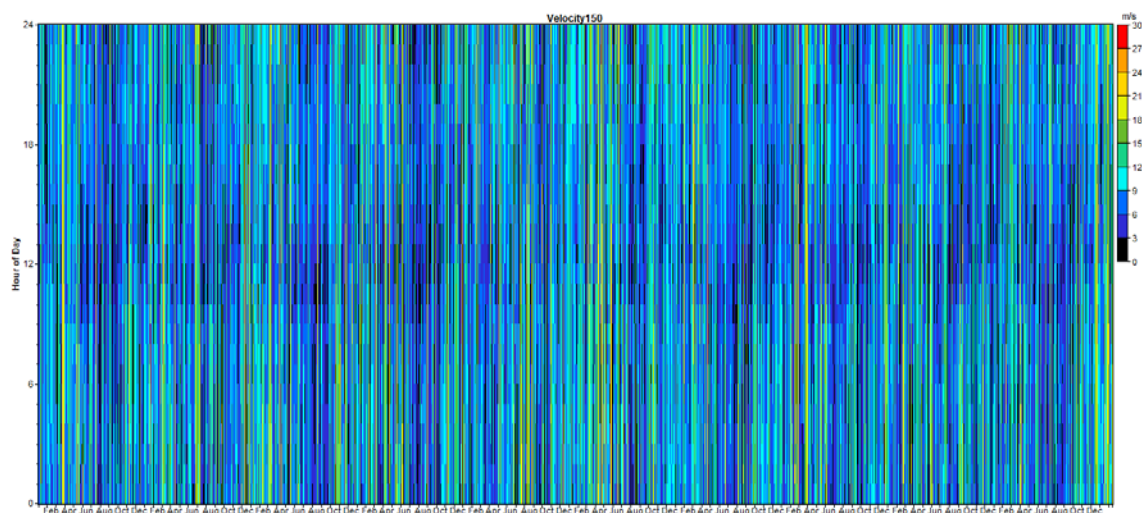


Figura 71. DMap de los datos de viento de la serie completa. [39]

4.1.1.8. Tabla resumen

Variable	Velocity150
Measurement height (m)	150
Mean wind speed (m/s)	8.616
MMM wind speed (m/s)	8.614
Median wind speed (m/s)	7.900
Min wind speed (m/s)	0.000
Max wind speed (m/s)	29.700
Weibull k	1.971
Weibull c (m/s)	9.728
Mean power density (W/m ²)	763
MMM power density (W/m ²)	763
Mean energy content (kWh/m ² /yr)	6.685
MMM energy content (kWh/m ² /yr)	6.685
Energy pattern factor	1.949
Frequency of calms (%)	0.00
Possible records	88,632
Valid records	88,632
Missing records	0
Data recovery rate (%)	100.00
1-hr autocorrelation coefficient	0.984
Diurnal pattern strength	0.065
Hour of peak wind speed	2

Tabla 13. Wind speed sensor summary. [39]

4.1.2. CONCLUSIONES DE LA SIMULACIÓN EN WINDOGRAPHER

Tras la simulación en Windographer se concluye que el emplazamiento elegido para la instalación del parque eólico tiene un recurso eólico bueno para la generación de energía, con una velocidad media del viento de 8,616 m/s. También se concluye que la dirección de la que procede la mayor parte de ese recurso eólico es 112,5 °, por lo que los aerogeneradores deberán situarse en la perpendicular para aprovechar la mayor parte de esa energía.

4.2. ANÁLISIS MEDIANTE WASP

El software WAsP (*Wind Atlas Analysis Application Program*) desarrollado por The Wind Energy Division del Riso DTU (Dinamarca) se emplea en la industria para evaluar el recurso eólico, la ubicación y el cálculo del rendimiento energético para turbinas y parques eólicos. [40]

En este proyecto se emplea el software WAsP para realizar una simulación del viento en el terreno en el que se tiene como objetivo instalar los aerogeneradores, teniendo en cuenta la orografía y rugosidad superficial del terreno colindante.

4.2.1. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

4.2.1.1. Topografía

Para realizar una simulación lo más precisa posible es necesario digitalizar el mapa topográfico del emplazamiento y los alrededores de éste, debido a que la topografía y la rugosidad del terreno dan lugar a perturbaciones en la circulación del viento. El mapa topográfico se ha descargado de la base de datos del Instituto Geográfico Nacional. [31]

El software WAsP ofrece una herramienta llamada WAsP Map Edit en la cual se puede digitalizar el mapa y la rugosidad del terreno. Cuanto mayor es la rugosidad del terreno mayor es la ralentización que sufre el viento y esta rugosidad se mide mediante el parámetro llamado longitud de rugosidad (z_0)

z_0 [m]	Terrain surface characteristics	Roughness Class
1.00	city	
0.80	forest	
0.50	suburbs	
0.40		3 (0.40 m)
0.30	shelter belts	
0.20	many trees and/or bushes	
0.10	farmland with closed appearance	2 (0.10 m)
0.05	farmland with open appearance	
0.03	farmland with very few buildings/trees	1 (0.03 m)
0.02	airport areas with buildings and trees	
0.01	airport runway areas	
0.008	mown grass	
0.005	bare soil (smooth)	
0.001	snow surfaces (smooth)	
0.0003	sand surfaces (smooth)	
0.0002		0 (0.0002 m)
0.0001	water areas (lakes, fjords, open sea)	

z_0 (m)	
1.00	Ciudad
0.50	Bosque
0.30	Suburbios
0.20	Cinturones verdes
0.10	Arbolado abundante
0.05	Campo
0.03	Campo abierto
0.01	campo sin construcciones sin arbolado
0.01	Pistas de aeropuertos
0.01	hierba cortada
0.01	Terreno descubierto
0.01	Superficies nevadas
0.01	Superficies de arena
0.01	Agua (lagos, mar)

Tabla 14. Escala de rugosidades del terreno. [3]

Los alrededores tienen parte de campo abierto despejado sin árboles ni edificios, lo que corresponde a una longitud de rugosidad de 0,03 m. También hay partes de bosque, pero de árboles de menor altura, por tanto, se representará con una longitud de rugosidad de 0,5 m.



Figura 72. Imagen del terreno de los alrededores del emplazamiento. [27]

Finalmente, el mapa digitalizado en WAsP Map Editor se muestra en la siguiente figura.

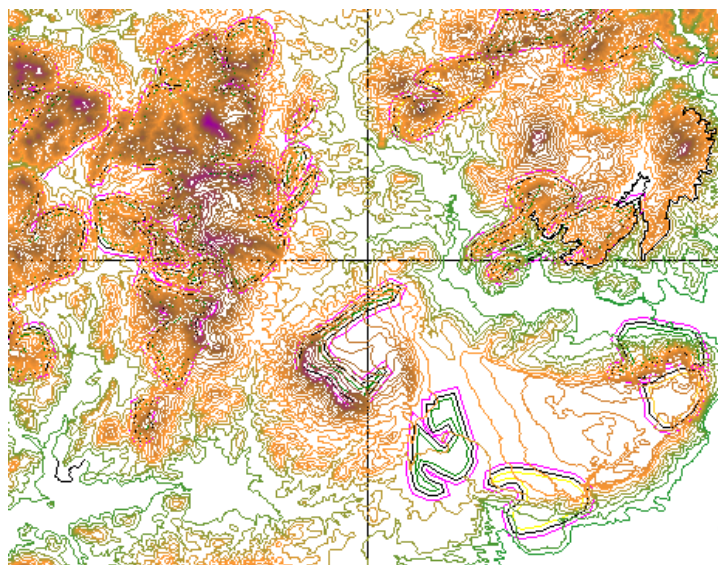


Figura 73. Mapa topográfico del emplazamiento con WAsP Map Editor. [40]

En la simulación, se incluye el mapa topográfico y se pueden situar los aerogeneradores en las posiciones en las que se quieren instalar.

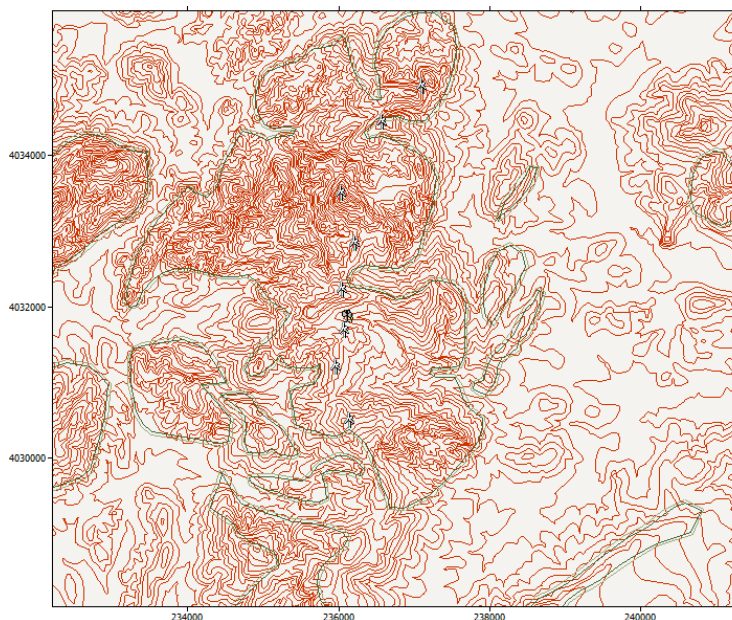


Figura 74. Topografía del emplazamiento con los aerogeneradores representados [40].

4.2.1.2. Análisis climático

La simulación necesita que se importen los datos de viento, pero desde un formato determinado el cual se obtiene a partir de la herramienta que ofrece WAsP, llamada WAsP

Climate Analyst. Esta herramienta representa los datos de la velocidad y dirección del viento que ya han sido analizadas por Windographer y se obtienen unas gráficas y tablas.

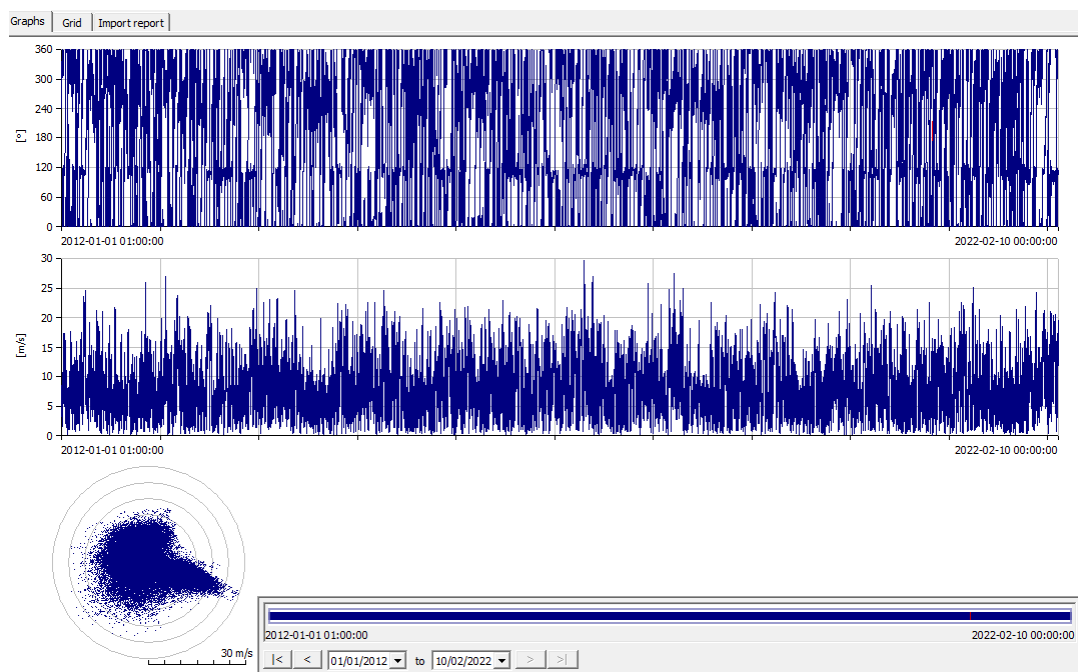


Figura 75. Gráficas del análisis de viento. [40]

Climate	Histogram bins	Generation report	Statistics
Climate generation Generated at: 07/03/2022 15:52:00 Generated using: WASP Climate Analyst (using Rvea0073) version: 1.01.0112 Generated by: ester on DESKTOP-BJHEHMO Number of data sets: 1			
File information:		Data set 1	
Source file name:		vortex serie.473017.10y 150m UTC+01.0 ERA5_COPIA_ horas.txt	
Source file path:		C:\Users\ester\Downloads	
Last modified:		2022-03-07 15:17:01	
Protocol:		Protocol created for importing 'vortex serie.473017.10y 150m UTC+01.0 ERA5_ horas'	
Recordings in file:			
Count:		88632	
Start time:		2012-01-01 01:00:00	
End time:		2022-02-10 00:00:00	
Recordings used:			
All of the recordings were examined.			
Mean wind speed ('m/s') data:			
Readings below lower limit (0):		none	
Readings above upper limit (999):		none	
Calms (speeds below 0 m/s):		1 (0,0%)	
Valid readings accepted:		88632 (100,0%)	
Accepted values range:		0,00 m/s to 29,70 m/s	
Mean wind direction data:			
Readings below lower limit (0):		none	
Readings above upper limit (999):		none	
Calms (speeds below 0 m/s):		1 (0,0%)	
Valid readings accepted:		88632 (100,0%)	
Accepted values range:		0,0° to 359,0°	
Data recovery:			
Expected recording count:		88632	
Count of recordings in file:		88632 (100,0%)	
Recordings with invalid values in one or more fields:		0 (0,0%)	
Entirely valid recordings accepted:		88632 (100,0%)	
Recovery percentage (vs. expected):		100,0%	

Figura 76. Informe del análisis de los datos de viento. [40]

Gracias a esta herramienta se confirma que los datos importados no tienen errores, de manera que la simulación no tenga anomalías.

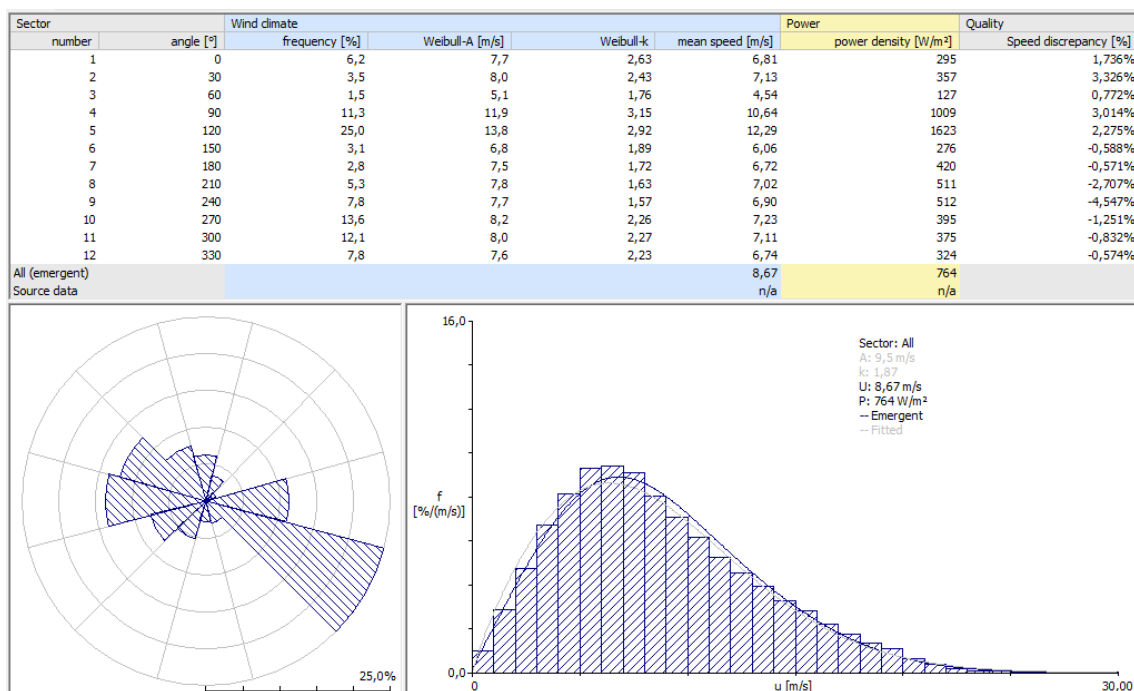


Figura 77. Representación gráfica del análisis climático. [40]

4.2.1.3. Coordenadas aerogeneradores

La simulación requiere que se importen las coordenadas de los aerogeneradores desde un archivo de texto en el cual se especifican las siguientes coordenadas.

<i>Aerogenerador</i>	<i>X_{UTM} (m E)</i>	<i>Y_{UTM} (m N)</i>
Aerogenerador 1 (G1)	236135,95	4030456,76
Aerogenerador 2 (G2)	4031227,00	4031227,00
Aerogenerador 3 (G3)	4031641,00	4031641,00
Aerogenerador 4 (G4)	236060,96	4032151,54
Aerogenerador 5 (G5)	236223,00	4032752,00
Aerogenerador 6 (G6)	236051,13	4033415,86
Aerogenerador 7 (G7)	236583,00	4034363,00
Aerogenerador 8 (G8)	237119,00	4034841,00

Tabla 15. Coordenadas de los aerogeneradores en UTM, zona 30S.

4.2.1.4. Coordenadas anemómetro

<i>Instrumento</i>	<i>X_{UTM} (m E)</i>	<i>Y_{UTM} (m N)</i>
Anemómetro (I)	236133,8	4031801,9

Tabla 16. Coordenadas del anemómetro en UTM, zona 30S.

4.2.1.5. Densidad del aire

Tal y como se expone en el *Capítulo 1*, la energía cinética del viento que va a ser aprovechada para mover los aerogeneradores es proporcional a la masa del viento y, por tanto, también es proporcional a la densidad del cuerpo. Es por ello, para realizar la simulación es necesario especificar la densidad del aire en el emplazamiento.

La densidad del aire depende de la presión y de la temperatura, por ende, la densidad del aire variará a lo largo de las horas del día y de las estaciones del año. Por consiguiente, se realizará una aproximación con la temperatura media de la zona y se aplicará la siguiente fórmula.

$$\rho = \left(\frac{P_0}{R \cdot T} \right) \cdot \exp\left(-\frac{g \cdot z}{R \cdot T}\right) \quad [kg/m^3] \quad (Ec. 12)$$

Donde,

P_0	presión atmosférica a nivel del mar (101.325 Pa)
g	aceleración de la gravedad (9,81 m/s ²)
z	altitud del emplazamiento sobre el nivel del mar [m]
R	constante de los gases (287,04 m ² /s ² ·K)
T	temperatura [K]

A su vez, el software dispone de una herramienta para calcular la densidad del aire a partir de la altitud media y la temperatura, cuyo cálculo parte de la misma base que la fórmula indicada anteriormente.

En primer lugar, se necesita la altura media del aerogenerador sobre el nivel del mar. Los aerogeneradores no se instalan todos en terrenos con la misma altura sobre el nivel del mar, cada uno se sitúa en una zona con una altura diferente.

Aerogenerador	Altura del terreno (m)
Aerogenerador 1 (G1)	218,6
Aerogenerador 2 (G2)	190,2
Aerogenerador 3 (G3)	199,9
Aerogenerador 4 (G4)	220,0
Aerogenerador 5 (G5)	190,0
Aerogenerador 6 (G6)	260,0
Aerogenerador 7 (G7)	191,6
Aerogenerador 8 (G8)	161,3

Tabla 17. Altura a la que se sitúan los aerogeneradores.

$$\text{Altura media} = \frac{218,6 + 190,2 + 199,9 + 220,0 + 190,0 + 260,0 + 191,6 + 161,3}{8} = 203,95 \text{ m}$$

El buje de los aerogeneradores será de 150 metros de altura aproximadamente. Por tanto, la altitud media que se debe introducir es la suma de la altura media y la altura de buje de los aerogeneradores.

$$\text{Altura media de buje} = 203,95 + 150 = 353,95 \text{ m}$$

No se dispone de la temperatura media del emplazamiento, por tanto, se realiza una búsqueda de la temperatura de cualquier localidad próxima y se puede calcular la temperatura en el emplazamiento con la siguiente fórmula, suponiendo que se sigue el gradiente de temperaturas vertical con la altura (z).

$$T(z_2) = T(z_1) - \frac{1^\circ\text{C}}{154 \text{ m}} \cdot (z_2 - z_1) \quad (\text{Ec. 13})$$

Donde,

- 2 emplazamiento donde se quiere conocer la temperatura
- 1 emplazamiento o localidad próxima donde se conoce la temperatura

El emplazamiento se encuentra en la provincia de Cádiz la cual cuenta con una temperatura media anual de 18,2 °C a nivel del mar [41]. Lo que supone una temperatura a la altura de buje de los aerogeneradores de 15,902 °C.

$$T(z_2) = 18,2^\circ\text{C} - \frac{1^\circ\text{C}}{154 \text{ m}} \cdot (353,95 \text{ m} - 0) = 15,902^\circ\text{C}$$

Finalmente, el software calcula la densidad del aire obteniéndose una densidad de 1,171kg/m³.

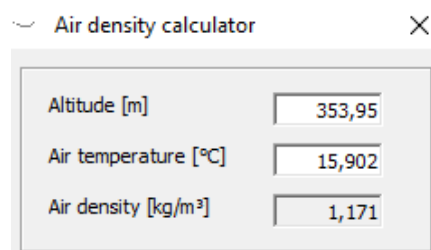


Figura 78. Cálculo de la densidad del aire. [40]

4.2.1.6. Aerogenerador

Se van a comparar dos modelos de aerogeneradores de dos proveedores diferentes y finalmente se elegirá cuál de ellos se instalará en el parque eólico.

Cada fabricante de los aerogeneradores proporciona la curva de potencia y la curva de los coeficientes de empuje a diferentes densidades estandarizadas. Para obtener las curvas a la densidad calculada anteriormente será necesario interpolar.

Fabricante	Modelo	Potencia (kW)	Diámetro (m)	Altura de buje (m)
Vestas	v162/6.0	6.000	162	150
Siemens Gamesa	SG 6.0-170	6.000	170	150

Tabla 18. Tipos de aerogeneradores.

4.2.1.6.1. Aerogenerador V162/6.0

Se debe interpolar para obtener los valores de la potencia y los coeficientes de empuje que se muestran en las tablas en el apartado 2.4.2 (Tabla 6 y Tabla 7) para una densidad del aire de $1,171 \text{ kg/m}^3$ y finalmente se obtiene la siguiente curva de potencia y del coeficiente de empuje.

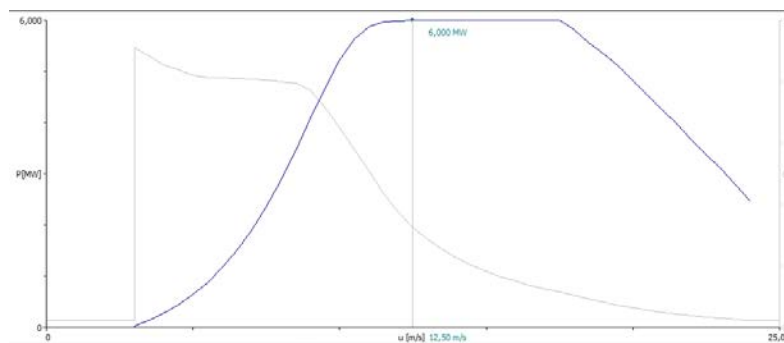


Figura 79. Curva de potencia y del coeficiente de empuje del V162/6.0. [40]

Un valor importante para comprar con la otra opción de aerogenerador es la velocidad del viento a la que se consigue obtener la potencia nominal del aerogenerador, tal y como se observa en la Figura 26 es 12,50 m/s.

4.2.1.6.2. Aerogenerador SG 6.0-170

Se debe interpolar para obtener los valores de la potencia y los coeficientes de empuje que se muestran en las tablas en el apartado 2.4.1 (Tabla 3 y Tabla 4) para una densidad del aire de $1,171 \text{ kg/m}^3$ y finalmente se obtiene la siguiente curva de potencia y del coeficiente de empuje.

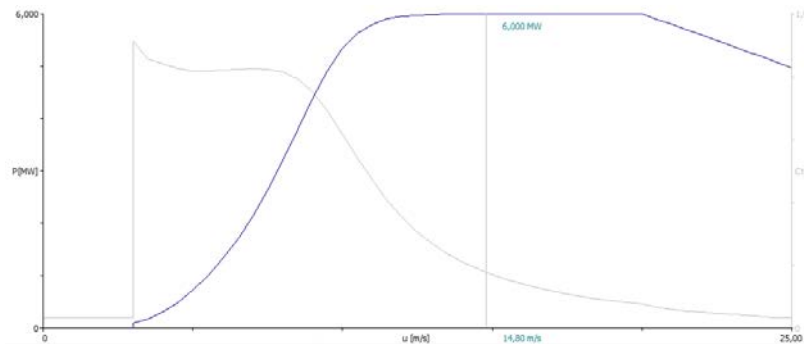


Figura 80. Curva de potencia y del coeficiente de empuje del SG 6.0-170. [40]

La velocidad del viento a la que se alcanza la potencia nominal del aerogenerador, tal y como se puede observar en la Figura 27 es de 14,80 m/s.

4.2.1.7. Simulación final en WAsP

Al crear un nuevo espacio de trabajo en el programa se deben ir introduciendo todos los archivos explicados anteriormente en un orden definido y explicado por los desarrolladores del software.

Al ingresar todos los archivos ocurre que la velocidad media de los datos, obtenida a través de Windographer, no coincide con la velocidad media calculada por el programa WAsP. Respectivamente, las velocidades medias son 8,616 m/s (Tabla 13) y 8,67 m/s (Figura 77). Por este motivo, es necesario aplicar un factor de corrección a los datos, el cual se calcula de la siguiente forma.

$$Fc = \frac{V_2 - V_1}{V_2} * 100 \quad (Ec. 14)$$

Donde,

V_1 es la velocidad media que pronostica WAsP.
 V_2 es la velocidad media de los datos a 150 m.

Por tanto,

$$Fc = \frac{8,616 - 8,67}{8,616} = -0,63\%$$

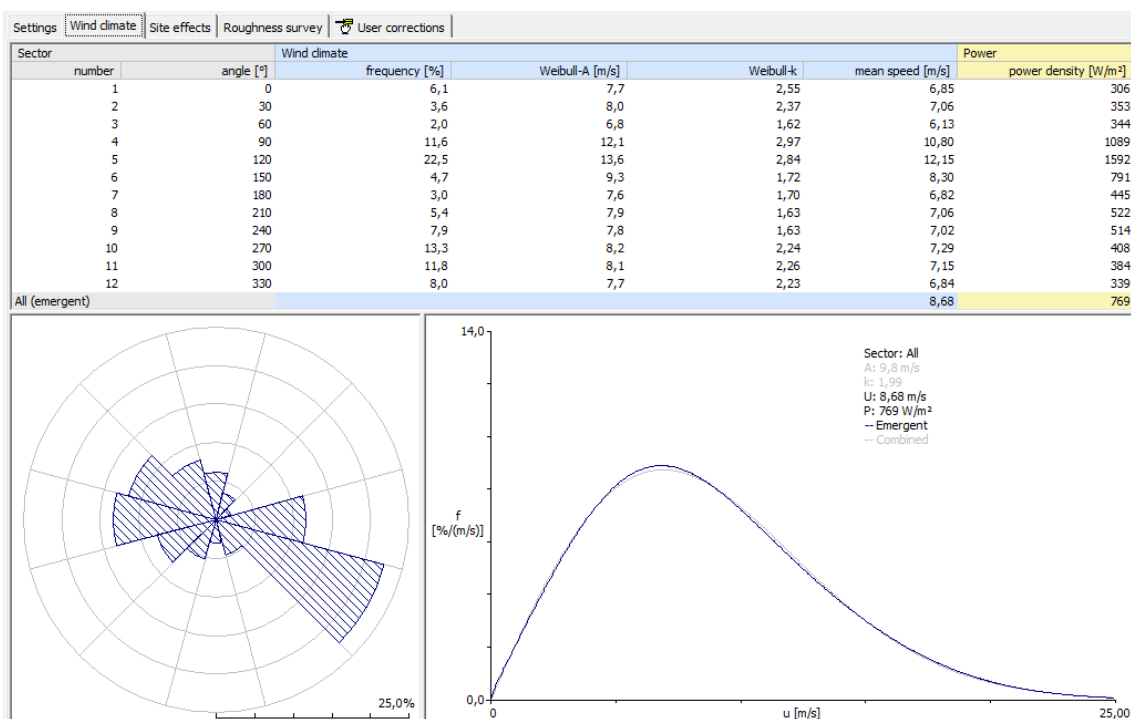


Figura 81. Captura simulación WAsP. [40]

Tras aplicar el factor de corrección se WAsP muestra las estadísticas calculadas de la producción total de ambas tecnologías para poder elegir cuál será el tipo de aerogenerador que se instalará en el parque eólico.

4.2.1.7.1. V162-6.0 MW

Producción bruta	232,159 GWh
Producción neta	227,811 GWh
Pérdidas por efecto estela	1,87 %

Tabla 19. Resumen estadísticas generales de la simulación con V162-6.0 MW.

4.2.1.7.2. SG170-6.0 MW

Producción bruta	238,292 GWh
Producción neta	233,812 GWh
Pérdidas por efecto estela	1,88 %

Tabla 20. Resumen estadísticas generales de la simulación con SG170-6.0 MW.

4.2.1.7.3. Elección aerogenerador

Para la elección del aerogenerador se tienen varios factores en cuenta. En primer lugar, el precio del aerogenerador.

Aerogenerador	Precio unitario (€/MW)	Precio total (€)	Precio por energía (€/GWh)
V162-6.0 MW	900.000	5.400.000	23.704
SG170-6.0 MW	1.000.000	6.000.000	25.662

Tabla 21. Precio por aerogenerador y por GWh generado.

Además, el aerogenerador de Vestas (V162-6.0 MW) tiene un diámetro menor, lo que facilita el transporte hasta el emplazamiento y reduce costes de instalación.

Por tanto, el aerogenerador que se va a instalar será: **V162-6.0 MW.**

Desglosando la producción por cada aerogenerador se obtiene la siguiente tabla.

Aerogenerador	Producción bruta (GWh)	Producción neta (GWh)	Pérdidas efecto estela (%)
G1	29,268	28,797	1,61
G2	28,056	27,308	2,67
G3	28,371	27,444	3,27
G4	29,084	28,398	2,36
G5	28,305	27,678	2,22
G6	30,615	30,287	1,07
G7	29,446	29,188	0,88
G8	29,014	28,713	1,04

Tabla 22. Resumen estadísticas de producción de cada aerogenerador.

El índice de RIX (Roughness Index) se emplea para evaluar la accidentalidad, es decir, estima la fracción de terreno con pendiente por encima de un valor límite. Si el valor de RIX es muy pequeño (aproximadamente 0%) todas las pendientes del terreno tienen una pendiente inferior a 0,3 y el flujo es más probable que se adhiera y siga la superficie del terreno. [40]

En cambio, si el valor de RIX es mayor de 0% entonces la inclinación del terreno supera el 0,3 y la probabilidad de que se produzca una separación del flujo en algunos sectores. WAsP indica que esta situación está fuera de la envolvente de rendimiento de WAsP y puede llevar a errores de predicción.

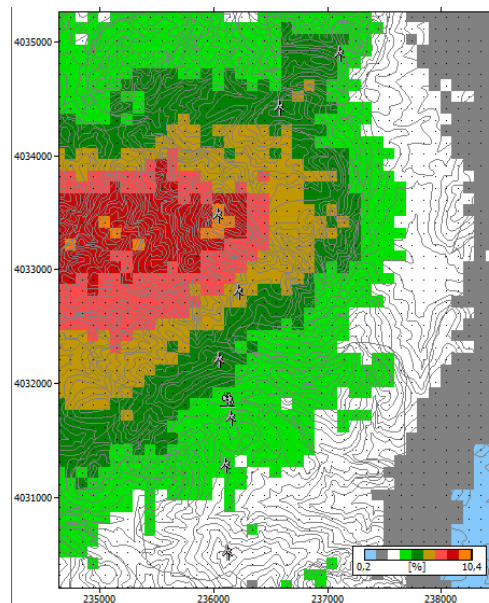


Figura 82. Mapa del índice de RIX del emplazamiento. [40]

Otro indicador de rendimiento asociado al índice de RIX es el ΔRIX , el cual proporciona el signo y la magnitud aproximada del error de predicción para estas situaciones en las que los aerogeneradores están situados en un terreno fuera de la envolvente operativa de WASP. [42] En la siguiente tabla se muestra que el único aerogenerador cuyos valores del índice de RIX y del ΔRIX son más elevado es el G6, los demás aerogeneradores se consideran dentro de los límites, aunque se tendrá en cuenta que hay probabilidad de error en los datos estadísticos obtenidos.

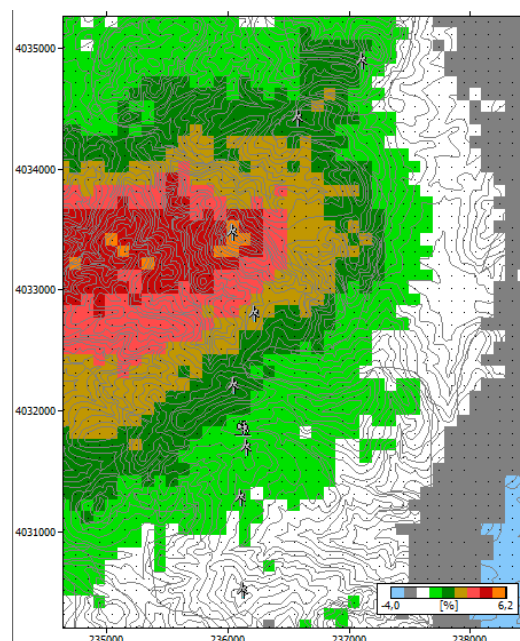


Figura 83. Mapa del ΔRIX del emplazamiento. [40]

Aerogenerador	Índice de RIX (%)	Δ RIX (%)
G1	2,8	-1,4
G2	3,9	-0,3
G3	4,5	0,3
G4	5,3	1,1
G5	6,0	1,8
G6	10,2	6,0
G7	5,5	1,3
G8	4,2	0,0

Tabla 23. Resumen estadístico del índice de RIX.

Settings	Site list	Statistics	WF Power curve							
	Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Speed [m/s]	Gross AEP [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
	Turbine site 001	236136,0	4030457,0	220,0	2,8	-1,4	9,28	29,268	28,797	1,61
	Turbine site 002	236115,0	4031227,0	182,3	3,9	-0,3	8,94	28,056	27,308	2,67
	Turbine site 003	236159,0	4031641,0	200,0	4,5	0,3	8,99	28,371	27,444	3,27
	Turbine site 004	236061,0	4032152,0	220,0	5,3	1,1	9,23	29,084	28,398	2,36
	Turbine site 005	236223,0	4032752,0	190,0	6,0	1,8	9,14	28,305	27,678	2,22
	Turbine site 006	236051,1	4033416,0	260,0	10,2	6,0	9,80	30,615	30,287	1,07
	Turbine site 007	236583,0	4034363,0	191,6	5,5	1,3	9,43	29,446	29,188	0,88
	Turbine site 008	237120,0	4034842,0	161,3	4,2	0,0	9,29	29,014	28,713	1,04

Figura 84. Estadísticas de la simulación para cada aerogenerador. [40]

4.2.1.8. Mapas del emplazamiento

4.2.1.8.1. Elevación

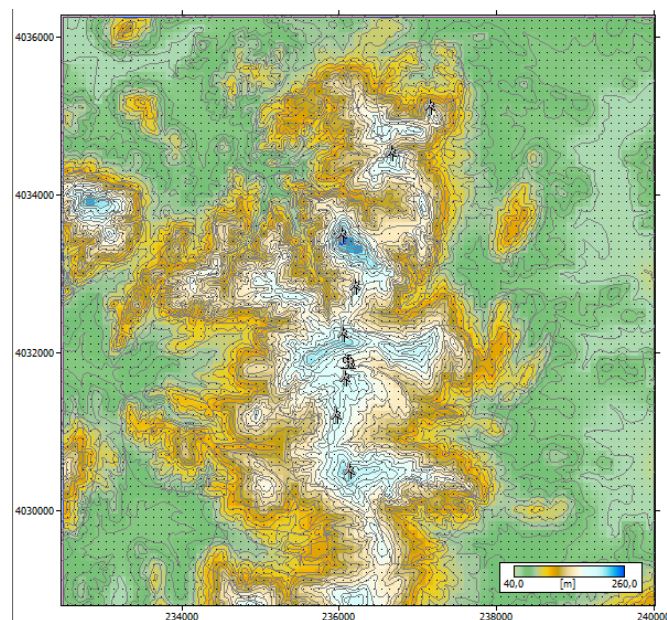


Figura 85. Mapa elevación del terreno. [40]

4.2.1.8.2. Isoventas

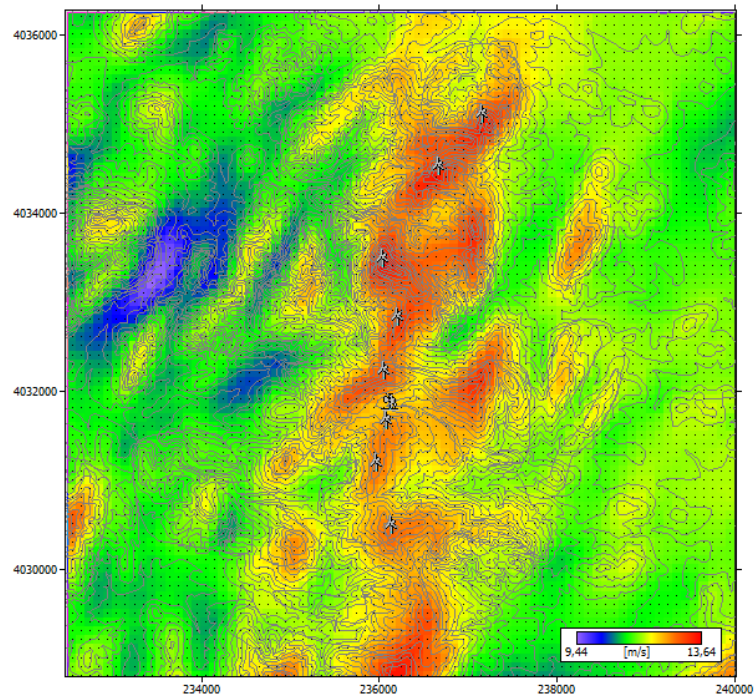


Figura 86. Mapa de isoventas en el sector de 120°. [40]

4.2.1.8.3. Densidad de potencia

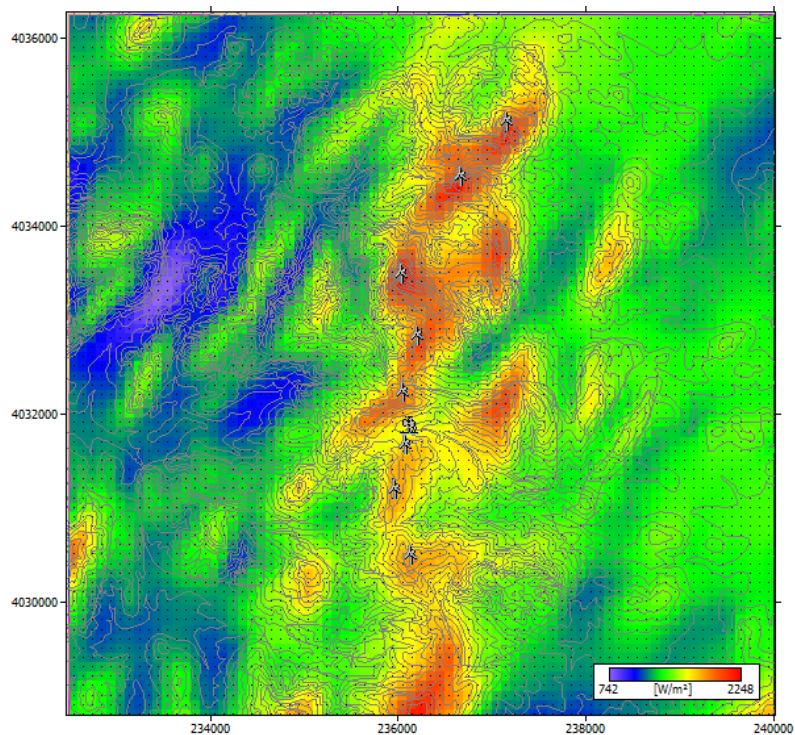


Figura 87. Mapa de densidad de potencia. [40]

4.2.2. CONCLUSIONES SIMULACIÓN WASP

Una vez realizada la simulación completa del emplazamiento se concluye que el aerogenerador que se va a instalar es el que provee el fabricante Vestas, modelo V162-6.0 MW.

Al instalar 8 aerogeneradores en las localizaciones indicadas en este documento se puede generar una energía neta de 227,811 GWh.

4.3. ENERGÍA ELÉCTRICA VERTIDA A LA RED ELÉCTRICA

La energía calculada por la simulación no es la energía real que se obtiene del emplazamiento, éste tiene otras pérdidas que el programa WAsP considera. Entre ellas, se encuentran las pérdidas eléctricas de la instalación, tanto por las transformaciones como las posibles pérdidas de electricidad. Se estiman entre un 3 y 5%, pero no se puede conocer el porcentaje exacto, entonces se supone un rendimiento del 96%.

Los aerogeneradores necesitan una velocidad mínima del viento para poder generar energía, así como una velocidad máxima para no desconectarse. A su vez, es importante tener en cuenta los fallos y averías como el propio mantenimiento de las maquinarias. Es decir, la disponibilidad de los aerogeneradores no llega a ser nunca el 100%. Debido a las nuevas tecnologías y las inversiones de las empresas en mejorar el porcentaje, la disponibilidad de un parque eólico puede llegar a ser hasta del 98%. Del lado de la seguridad, se supondrá una disponibilidad del 97%.

También existe un pequeño margen de error en la curva de potencia que se está teniendo en cuenta en la simulación. Asimismo, como se ha explicado anteriormente, el índice de RIX es un poco elevado en algunos aerogeneradores y es necesario asumir que la simulación ha podido sobrestimar el recurso eólico.

Al situar el parque eólico en la provincia de Cádiz, cerca del océano atlántico, las temperaturas a lo largo del año no son extremas, ni dan lugar a heladas o suciedad en el ambiente.

Tipo de pérdidas	Coficiente
Eléctricas	0,9600
Disponibilidad de los aerogeneradores	0,9700
Garantía curva de potencia	0,9500
Sobrestimación de la simulación	0,9470
Total	0,8376

Tabla 24. Pérdidas de energía del emplazamiento

Finalmente, la energía eléctrica vertida a la red a lo largo del año se calcula de la siguiente manera.

$$Energía_{red} = Energía\ neta \times Pérdidas$$

$$Energía_{red} = 227,811\ GWh \times 0,8376 = \mathbf{190,814\ GWh}$$

La potencia nominal del parque eólico es de 48 MW, por tanto, se puede calcular el tiempo equivalente a potencia nominal, es decir, las horas que tarda la instalación en producir la energía si operara en todo momento a su potencia nominal.

$$T_{equivalente} = \frac{190,814\ GWh}{48\ MW} = \mathbf{3975\ h}$$

Como último parámetro importante a tener en cuenta en cualquier proyecto de un parque eólico es el factor de capacidad.

$$C = \frac{T_{equivalente}}{8760\ h} = \frac{3975\ h}{8760\ h} = \mathbf{45,38\ \%}$$

El factor de capacidad es alto comparado con la media estimada en 2019 de los nuevos parques eólicos, la cual era un 30%. [43] El motivo se debe a que se ha elegido realizar la instalación de aerogeneradores relativamente más altos de los que se suelen instalar en España y en una zona donde el recurso eólico es abundante.

Capítulo 5. Instalación eléctrica

El parque eólico está formado por 8 aerogeneradores, cada uno de 6 MW de potencia. La energía eléctrica a la salida del generador situado en la góndola se transporta a través de cables de baja tensión hasta la base de la torre del aerogenerador donde se encuentran el transformador y las celdas de media tensión.

La electricidad en Media Tensión (MT) se transporta a través de cables subterráneos hasta la subestación eléctrica del parque eólico donde se encuentra el transformador MT/AT. Finalmente, en Alta Tensión (AT) se transporta la electricidad hasta la subestación eléctrica que conecta con la red eléctrica.

En este capítulo se definen los cables de Media y Alta tensión de la instalación, los transformadores necesarios y el cable de fibra óptica a través del cual se realiza el control de los aerogeneradores. También se definirá como será la subestación eléctrica del parque y el centro de control.

5.1. TRANSFORMADOR BT/MT

Una vez generada la electricidad en la góndola llega a través de los cables de Baja Tensión (BT) hasta el transformador situado en la base de la torre. Cada uno de los aerogeneradores tendrá instalado un transformador, en total serán ocho transformadores BT/MT con las siguientes características.

Características	Transformador
Descripción	Transformador trifásico de 2 devanados
Potencia	7.000 kVA
Intensidad en vacío	0,5%
Tensión de cortocircuito	9,9%
Resistencia de cortocircuito	1,0%
Impedancia de cortocircuito	9.0%-10.0%
Tensión nominal, turbina	720 V
Tensión nominal, red	30 kV
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Grupo de conexión	Dyn11

Tabla 25. Características transformador BT/MT. [44]

En el lado de MT se deben conectar las celdas de MT cuya función es aislar y proteger el lado de MT y la línea de generación en el caso de que haya algún problema en algún equipo situado aguas abajo del transformador. Estas celdas deben soportar la intensidad nominal (513,20 A) y la de cortocircuito de media tensión (7,42 kA), cuyos cálculos se muestran en el *Anexo I* y *Anexo III*, respectivamente.

Las celdas de MT empleadas son del fabricante *MESA*², cuyas características principales son las que se muestran a continuación.

Características	Celdas
Fabricante	MESA
Modelo	DVCAS 36 kV
Tensión nominal	36 kV
Intensidad nominal	630 A
Intensidad de cortocircuito (valor eficaz)	30/3 kA/s
Grado de protección	
Compartimento MT	67 IP
Compartimentos BT y mandos	3X IP
Aislamiento	SF6
Tipo de celda	GIS

Tabla 26. Características celdas MT. [45]

La celda a DVCAS está formada por la unión de uno o varios módulos unidos entre sí. En función del número de entradas y salidas necesarias en cada aerogenerador serán necesarios distintos grupos funcionales. Se tienen en cuenta las recomendaciones del fabricante para la elección de los módulos. [45]

5.1.1. POSICIÓN FINAL DE LÍNEA

La posición final de línea hace referencia a los aerogeneradores que se encuentran en los extremos de las líneas. La subestación del parque eólico se sitúa en el centro de los aerogeneradores y a ella llegan dos líneas de MT, por tanto, hay dos aerogeneradores que ocupan la posición final de línea.

² [Página web MESA](#)

Ambos aerogeneradores (G1 y G8) necesitan una conexión de celda tipo 0L+1A, es decir, en orden de izquierda a derecha de la *Figura 88*, la celda MT estará formada por un módulo de protección con interruptor automático del lado de MT del transformador (1A) y la celda de salida o remonte de línea (0L) que conduce el cable hacia el siguiente aerogenerador.

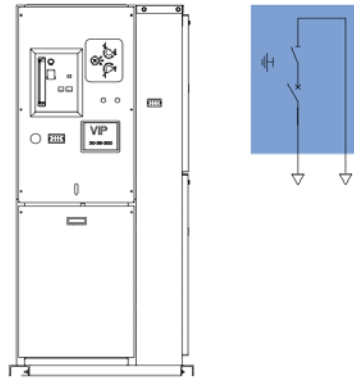


Figura 88. Representación esquemática de la celda 0L+1A. [45]

5.1.2. POSICIÓN INTERMEDIA

En ambas líneas de MT los aerogeneradores se conectan en paralelo, por tanto, los aerogeneradores que se encuentran en posiciones intermedias deben incluir un módulo adicional que conecte el anterior con el aerogenerador en cuestión, ese módulo es una celda de línea (1L), situado a la izquierda en la *Figura 89*. Igualmente se instala un módulo de protección con interruptor automático (1A) y una celda de salida o remonte de línea (0L).

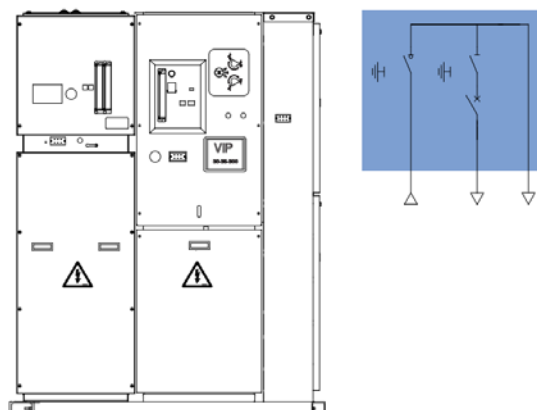


Figura 89. Representación esquemática de la celda 0L+1A+1L. [45]

5.1.3. PROTECCIÓN DE LAS CELDAS MT

La potencia de los transformadores de los aerogeneradores es 7.000 kVA y la tensión nominal es 36 kV, por tanto, tal y como indica el fabricante en la ficha técnica, la protección de las celdas de MT debe ser un interruptor automático.

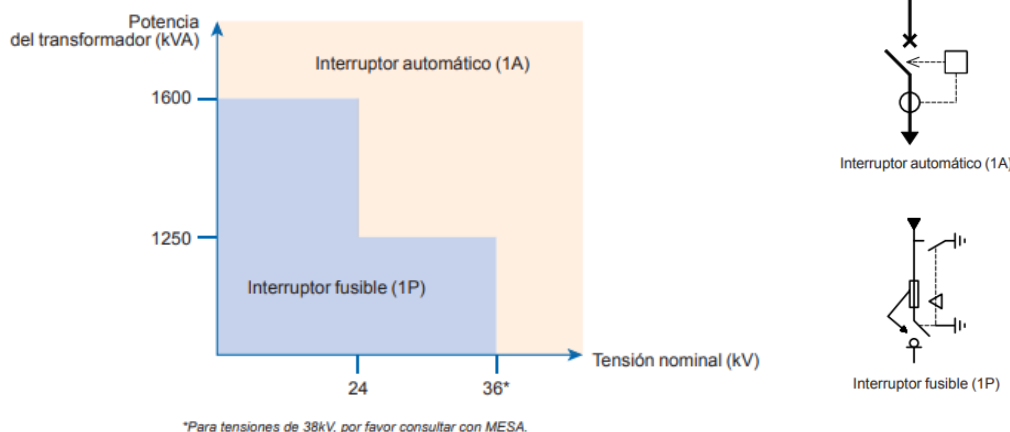


Figura 90. Selección de protección para el transformador BT/MT. [45]

El módulo 1A de protección del transformador incluye un interruptor automático de vacío, cuyas características se muestran a continuación, y un seccionador de tres posiciones. El interruptor automático debe tener una intensidad nominal superior a los 513,20 A, calculados en el *Anexo I*. También debe soportar los 7,42 kA de intensidad de cortocircuito calculada en el *Anexo III*.

Como se puede observar en la siguiente tabla, la intensidad nominal es de 630 A y la intensidad de cortocircuito 20 kA, por tanto, el transformador está protegido.

Características	Interruptor automático
Fabricante	MESA
Módulo	1A
Tensión nominal	36 kV
Intensidad nominal	630 A
Intensidad de cortocircuito (valor eficaz)	20/3 kA/s
Capacidad de corte en cortocircuito (valor eficaz)	20 kA
Requerimientos de la norma	IEC 62271-100

Tabla 27. Características módulo 1A de la celda de MT. [45]

5.1.4. CONFIGURACIÓN FINAL DE LAS CELDAS DE MT

Como ya se ha explicado, se van a instalar 2 líneas de MT, cada una transporta la potencia de 4 aerogeneradores en total, empezando en los extremos del emplazamiento, siendo G1 el primer aerogenerador de la línea 1 y G8 de la línea 2, y terminando en la subestación que se encuentra en el centro del parque eólico.

Aerogenerador	Línea 1 MT	Aerogenerador	Línea 2 MT
G1	0L+1A	G5	0L+1L+1A
G2	0L+1L+1A	G6	0L+1L+1A
G3	0L+1L+1A	G7	0L+1L+1A
G4	0L+1L+1A	G8	0L+1A

Tabla 28. Distribución de las celdas de MT según los aerogeneradores.

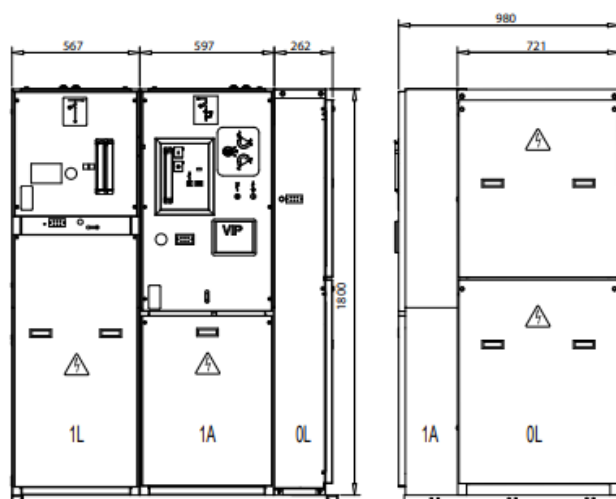


Figura 91. Dimensiones de los módulos de las celdas de MT. [45]

5.2. SISTEMA ELÉCTRICO DE MEDIA TENSIÓN

Una vez elegido el transformador y las celdas de media tensión se procede al diseño de la red de MT que se va a instalar y que conecta los aerogeneradores con la subestación eléctrica del parque.

5.2.1. CARACTERÍSTICAS DE LA RED DE MT

El transformador eleva la tensión de los aerogeneradores hasta 30 kV. Siguiendo las indicaciones la ITC-LAT-06, se determina que la categoría de la red y las características mínimas del cable y accesorios.

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	
			U_0/U_s ó U_0 kV	U_p Kv
3	3,6	A-B	1,8/3	45
		C	3,6/6	60
6	7,2	A-B	6/10	75
		C		
10	12	A-B	8,7/15	95
		C		
15	17,5	A-B	12/20	125
		C		
20	24	A-B	15/25	145
		C		
25	30	A-B	18/30	170
		C		
30	36	A-B	26/45	250
		C		
45	52	A-B	36	(1)
66	72,5	A-B	64	(1)
110	123	A-B	76	(1)
132	145	A-B	87	(1)
150	170	A-B	127	(1)
220	245	A-B	220	(1)
400	420	A-B		(1)

(1) El nivel de aislamiento a impulsos tipo rayo se determinará conforme a los criterios de coordinación de aislamiento establecidos en la norma UNE-EN 60071-1.

- U_0 : Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre cada conductor y la pantalla del cable, para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.
 U : Tensión asignada eficaz a frecuencia industrial entre dos conductores cualesquiera para la que se han diseñado el cable y sus accesorios.
 Nota: Esta magnitud afecta al diseño de cables de campo no radial y a sus accesorios.
 U_p : Valor de cresta de la tensión soportada a impulsos de tipo rayo aplicada entre cada conductor y la pantalla o la cubierta para el que se ha diseñado el cable o los accesorios.

Tabla 29. Niveles de aislamiento de los cables y sus accesorios. [46]

La categoría define la duración máxima de un eventual funcionamiento con una fase a tierra, que el sistema de puesta a tierra permita. La categoría A-B es la más frecuente en instalaciones eólicas debido a que los defectos de tierra se eliminan más rápido que los cables de la categoría C.

Por tanto, las características de la red de MT se pueden resumir en la siguiente tabla.

Características	Línea MT
Tensión nominal de red	30 kV
Tensión elevada de red	36 kV
Categoría de la red	A-B
Características del cable (u_0/u)	18/30 kV
Tensión de celda de mt	36 kV

Tabla 30. Características de la red de MT.

5.2.2. DIMENSIONAMIENTO DE LOS CONDUCTORES

Es necesario definir el material y aislamiento de los cables que van a transportar la electricidad desde el transformador BT/MT hasta la subestación del parque eólico. Para calcular las dimensiones de los cables es necesario tener en cuenta tres aspectos importantes: la intensidad máxima admisible de los cables, la caída de tensión y las pérdidas de potencia.

Los cálculos realizados para la elección de los conductores están desarrollados en el *Anexo I*. La red de MT se divide en dos líneas que discurren en paralelo y que transportan la energía generada por los aerogeneradores (4 aerogeneradores por cada línea) hasta la subestación eléctrica. La intensidad máxima en condiciones normales que circula por ambas líneas es 513,20 A.

Los conductores de Media Tensión son cables directamente enterrados, situados en un emplazamiento en Cádiz cuya temperatura media es 18,2°C y que está constituido por un terreno arcilloso. Se instalará una sola terna de cables por cada línea cuya sección será igual en todo el recorrido y que será enterrada a 1 metro de profundidad. Con todos estos factores y teniendo en cuenta las intensidades admisibles de los conductores en condiciones normales, se muestran en la siguiente tabla los tipos de conductores disponibles que soportan una intensidad admisible mayor que la intensidad nominal del sistema.

Aislamiento	EPR		XLPE		HEPR	
Material	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
Sección (mm ²)	300	-	300	400	240	400
I max adm (A)	561,88	-	573,59	520,91	542,00	550,18

Tabla 31. Posibles conductores del sistema eléctrico de Media Tensión.

Actualmente el precio del aluminio se sitúa en 2.420,5 \$/tn [47] y el precio del cobre está a 10.341 \$/tn [48], cuadruplicando el coste del aluminio. Por este motivo el material del conductor elegido será aluminio.

En cuanto al aislamiento se elige el HEPR, un Polietileno termoestable que tiene mayor flexibilidad y que facilita su instalación en el parque eólico. Además, con la misma sección del conductor permite una intensidad máxima mayor.

Aislamiento	Material	Sección	I máx. adm.
HEPR	Al	1 x 400 mm ²	550,18 A

Tabla 32. Elección del conductor de MT.

El proveedor del conductor elegido es PRYSMIAN el cual tiene las siguientes características.



Figura 92. Representación gráfica de las capas que componen el conductor de MT. [49]

Características	Conductor MT
Conductor	Hilos de aluminio
Temperatura máxima del conductor	105 °C en servicio permanente 250 °C en cortocircuito.
Semiconductor interno	Capa extrusionada de Aluminio
Aislamiento	etileno propileno de alto módulo (HEPR)
Semiconductor externo	Capa extrusionada de material semiconductor
Pantalla metálica	Hilos de cobre (16 mm ²)
Separador	Cinta de poliéster
Cubierta exterior	poliolefina termoplástica, DMZ1 Vemex

Tabla 33. Características del conductor de aluminio de MT. [49]

El segundo aspecto importante a tener en cuenta es la caída de tensión de la línea, la cual no debe superar una caída de más de un 1%. Los cálculos detallados se muestran en el *Anexo I*, cuyos resultados se muestran en la siguiente tabla. Como se puede observar la caída de tensión es menor que el límite del 1 % y las pérdidas por el conductor son mínimas, menor del 0,5 %.

Línea	Tramo	ΔV (V)	Pérdidas (W)
Línea 1	G1-G2	14,11	4.466,16
	G2-G3	15,31	8.728,74
	G3-G4	28,66	51.743,53
	G4-Sub. eléc.	34,00	29.184,71
Línea 2	G8-G7	20,94	5.928,84
	G7-G6	39,77	62.346,67
	G6-G5	38,01	43.582,47
	G5- Sub. eléc.	45,07	51.037,16
Total L1		117,88 (0,393 %)	257.018,27 (0,535 %)
TOTAL L2		227,43 (0,758 %)	

Tabla 34. Resultados caída de tensión y pérdidas de la red de MT.

5.2.3. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE MT

Se debe garantizar la protección de las instalaciones y de las personas que puedan circular por el parque eólico con el diseño del sistema de puesta a tierra. La generación en los aerogeneradores debe estar conectada a una tierra para poder desviar cualquier intensidad que pueda provocar algún defecto en el sistema eléctrico. Se emplean unos electrodos que tienen una impedancia mínima y se conectarán definiendo un circuito equipotencial que unirá los aerogeneradores a través de un cable desnudo de cobre.

Este cable de cobre debe poder soportar la corriente de cortocircuito calculada en el *Anexo III*, cuyo valor es 7,42 kA, y debe tener una sección mínima de 25 mm². Por tanto, se elige un cable de Cobre de 50 mm².

5.3. SISTEMA ELÉCTRICO DE ALTA TENSIÓN

La línea de Alta Tensión deberá transportar los 48 MW de potencia, generada en los aerogeneradores, hasta la subestación eléctrica en San Fernando, Cádiz. La línea de tensión tendrá que recorrer 23,88 kilómetros lineales, lo que supone que la conexión sea a través de una línea eléctrica aérea en AT.

5.3.1. CARACTERÍSTICAS DE LA RED DE AT

Según el informe publicado por e-Distribución Redes Digitales [50], la subestación eléctrica tiene disponible potencia a conectarse a 66 kV, por lo que la tensión se elevará desde los 30 kV hasta los 66 kV en la subestación del parque eólico y se transportará a través de una red aérea hasta la subestación de San Fernando, Cádiz.

Para el diseño de esta línea se tendrá en cuenta la Instrucción Técnica Complementaria de redes aéreas.

Debido a que se va a diseñar una red aérea se debe tener en cuenta la Instrucción técnica Complementaria ITC-LAT-07. [51]



TENSIÓN NOMINAL DE LA RED (U_n) kV	TENSIÓN MAS ELEVADA DE LA RED (U_s) KV
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20*	24
25	30
30	36
45	52
66*	72,5
110	123
132*	145
150	170
220*	245
400*	420

* Tensiones de uso preferente en redes eléctricas de compañía.

Tabla 35. Tensiones nominales y tensiones más elevadas de la red. [51]

Características	Red AT
Tensión nominal	66 kV
Tensión más elevada	72,5 kV
Potencia nominal	48 MW
Potencia aparente	53,33 MVA
Intensidad nominal	466,54 A

Tabla 36. Características generales de la red de AT.

5.3.2. DIMENSIONAMIENTO DE LOS CONDUCTORES

Los cálculos necesarios para la elección del tipo de conductor para la línea de AT se desarrollan en el *Anexo I*. La intensidad nominal que deberá transportar es 466,55 A y teniendo en cuenta las características de los conductores posibles para la instalación se determina que el conductor necesario debe tener las siguientes características.

Conductor	Material	Sección total	Intensidad de corriente
242-AL1/39-ST1A	Al	281,1 mm ²	574 A

Tabla 37. Resumen características conductor de AT. [52]

Con un conductor de este tipo la caída de tensión aproximada es de 3,81 % y tendría unas pérdidas de 1,86 MW, equivalente a un 3,88% de la potencia total.

5.3.3. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE AT

El objetivo principal del diseño de la puesta a tierra, tanto de MT como de AT es garantizar la seguridad y protección de las personas y proteger los equipos de la instalación, proporcionando un camino rápido de las corrientes de defecto.

El tamaño estimado de una subestación eléctrica de un parque eólico de esta potencia es de aproximadamente 15 metros de ancho y 20 metros de largo, dando lugar a un área de 300 m². Tras realizar los cálculos convenientes en el *Anexo II*, se va a instalar una malla cuyas medidas son del perímetro de la subestación (15 x 20 m) con cuadrículas de 5 x 5 m con 4 picas de 2 metros cada una y con un electrodo de neutro.

5.4. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

La línea de MT llega a la subestación eléctrica donde se eleva la tensión a 66 kV. Para ello, se debe diseñar una subestación con toda la aparamenta para asegurar que se efectúa ese transporte de energía con efectividad y seguridad tanto para los trabajadores como para la maquinaria.

La subestación que se va a construir es una subestación convencional aislada en aire AIS (Air Switch Gear) con una caseta en el interior en la que se van a ubicar las celdas de MT de la subestación, estarán ubicadas en el interior del edificio de control. A las celdas de MT llegan las dos líneas eléctricas de generación a través de interruptores y seccionadores.

5.3.1. TRANSFORMADOR MT/AT

El transformador MT/AT se sitúa en el exterior de la subestación eléctrica del parque eólico. Este transformador deberá elevar la tensión hasta 66 kV, tensión a la que se transportará la electricidad hasta la subestación eléctrica.

El fabricante del transformador es *IMEFY* y cuya información técnica se encuentra en el *Anexo IV*, cuyas características principales en la tabla que se muestra a continuación.

Características	Transformador
Descripción	Transformador de potencia
Potencia	60 MVA
Fases	Trifásico
Tensión nominal primario	66 ($\pm 11 \times 1$) kV
Tensión nominal secundario	30 kV
Grupo de conexión	YNd11
Tipo de refrigeración	ONAN/ONAF
Condiciones de servicio	Normales según UNE EN 60076-1
Sobreexcitación permitida	10%
Tensión de cortocircuito	10%
Potencia aparente de cortocircuito (66 kV)	10.000 MVA

Tabla 38. Características transformador MT/AT. [53]

5.3.2. SISTEMA DE MT DE LA SUBESTACIÓN

En el interior de la caseta situada en la subestación eléctrica se colocan las celdas de MT, cuya función es proteger y conectar las líneas de llegada de los aerogeneradores con el transformador MT/AT. Las celdas que se van a emplear serán del mismo fabricante que se ha elegido para las celdas de MT de los aerogeneradores (*MESA*).

El punto crítico de las celdas de MT es la corriente de cortocircuito, la cual es en ese punto 8,13 kA, tal y como se ha calculado en el *Anexo III*. La intensidad de línea que deben soportar son los 513,20 A que llega por cada línea del parque eólico.

Por tanto, la configuración final de las celdas de MT de la subestación consiste en dos celdas de línea, una para cada línea de generación, seguida de un interruptor automático y seccionador en MT que protegen al transformador de la subestación.



Figura 93. Configuración celdas de MT de la subestación. [45]

Las características de las celdas muestran en la *Tabla 26* y *Tabla 27*, teniendo el interruptor automático un poder de corte (20 kA) superior a la intensidad de cortocircuito calculada.

5.3.3. SISTEMA DE AT DE LA SUBESTACIÓN

El sistema de AT de la subestación está constituido por un interruptor y seccionador y los transformadores de tensión y de intensidad. Además, se deben definir las protecciones y la puesta a tierra de la subestación.

5.3.3.1. Interruptor

Los interruptores, junto con los seccionadores, son dispositivos de maniobra encargados de dejar fuera de servicio determinadas partes de una línea de la subestación eléctrica. Los interruptores tienen la ventaja de poder maniobrar en carga, tanto en condiciones nominales como de sobreintensidad y cortocircuito, pero por ello mismo necesitan incluir algún método de extinción del arco de ruptura cuando se acciona en carga.

El fabricante elegido para proveer el interruptor es Siemens y propone los modelos que se muestran en la siguiente figura.

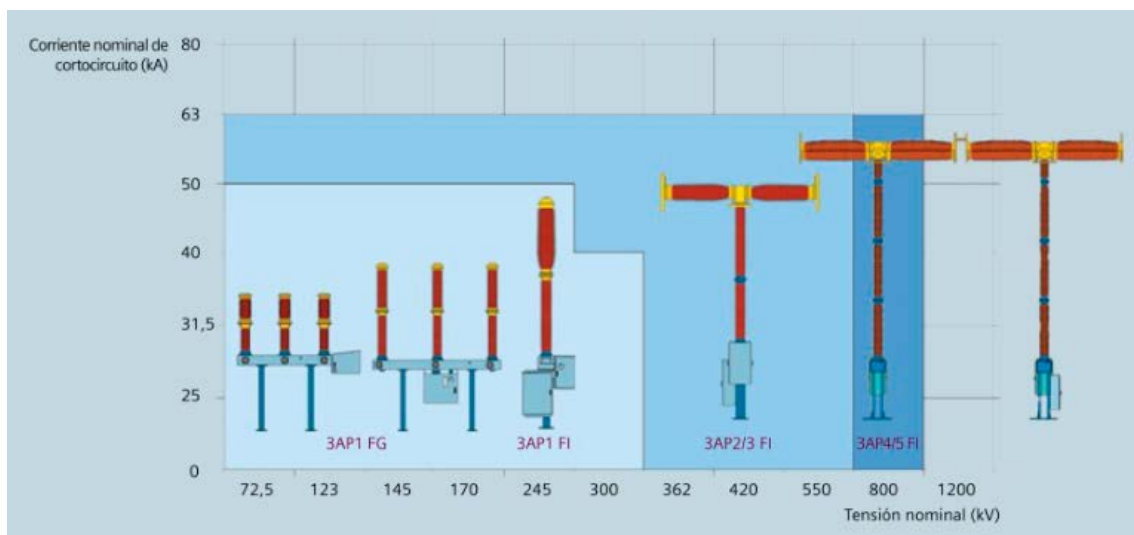


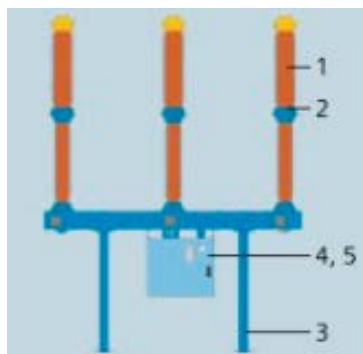
Figura 94. Tipos de interruptores de alta tensión de Siemens. [54]

La tensión elevada de la red de AT es 75,5 kV y la intensidad de cortocircuito calculada en el *Anexo III* en el lado de AT es 12,10 kA lo que supone que el interruptor que se debe

emplear sea un 3AP1, cuyas características resumidas se muestran en la siguiente tabla, mostrándose la ficha técnica en el *Anexo IX*.

Características	Interruptor
Fabricante	Siemens
Tipo	3AP1 FG
Tensión	72,5 kV
Corriente nominal, hasta	2500 A
Corriente nominal de corta duración, hasta	31,5 kA
Corriente de cortocircuito, hasta	31,5 kA
Frecuencia	50 Hz

Tabla 39. Características interruptor de AT. [54]



1. Cámara de extinción
2. Aislador soporte
3. Pilar
4. Armario de control
5. Armario de operación

Figura 95. Componentes del interruptor de AT. [54]

5.3.3.2. Seccionador

El seccionador trabaja en conjunto con el interruptor protegiendo la instalación y a las personas que trabajan en ella. Los seccionadores deben emplearse sin carga o en vacío y separa de manera mecánica el circuito, es decir, las líneas de la generación del resto de la red.

Al igual que las celdas de MT, el seccionador elegido será del fabricante MESA y cuya ficha técnica se encuentra en el *Anexo X*. Teniendo en cuenta la tensión nominal y la corriente de cortocircuito, el seccionador elegido tiene las siguientes características.

Características	Seccionador
Fabricante	MESA
Tipo	SGP-72/1250
Tensión	72,5 kV
Intensidad nominal	1250 A

Tabla 40. Características principales del seccionador de AT. [55]

El seccionador elegido es un seccionador formado por dos columnas, una fija y la otra giratoria con cuchillas de puesta a tierra enclavadas mecánicamente.



Figura 96. Seccionador SGP de MESA. [55]

5.3.3.3. Transformadores de tensión e intensidad

La función principal de estos transformadores es proteger los dispositivos de medida de la subestación.

En la siguiente tabla se muestra el transformador de tensión normalizado disponible según la norma Iberdrola publicada en 2003.

Características	Transformador de tensión
Designación	TT 66000R3/110R3-110R3-110 EX 0,2
Tensión nominal de red	66000 V
Tensión más elevada	72,5 kV
Tensión nominal primaria	$66000/\sqrt{3}$ V
Tensión secundaria nominal	$110/\sqrt{3}$ V

Tabla 41. Características de transformador de tensión estándar. [56]

El fabricante elegido para proveer el transformador es Arteche, el cual ofrece un transformador de tensión capacitivo, más concretamente el modelo DDB-72, cuya ficha técnica se muestra en el *Anexo XII*.

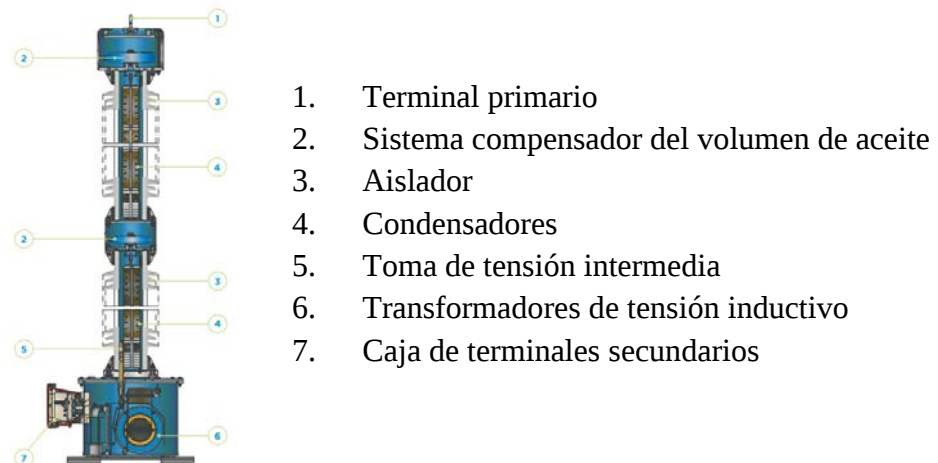


Figura 97. Esquema de las partes del transformador inductivo de tensión. [57]

El mismo procedimiento se sigue para la elección del transformador de intensidad. En primer lugar, se consulta el informe de Iberdrola [58] en el que se numeran los modelos estándar, donde encontramos el siguiente transformador que cuadra con las necesidades del parque eólico.

Características	Transformador de intensidad
Designación	TI 72,5-300-600/5-5 EX 5P20
Tensión nominal de red	66 kV
Tensión más elevada	72,5 kV
Intensidad primaria nominal	300-600 A
Intensidad secundaria nominal	5-5 A
Protección	5P20

Tabla 42. Características estándar del transformador de intensidad.[58]

5.5. FIBRA ÓPTICA

La red de comunicaciones del parque eólico se conectará a través de una red de fibra óptica. Estos cables irán enterrados en la misma zanja que los cables de MT y el cable de tierra, obteniendo comunicación con todos los aerogeneradores del parque eólico. El control se realizará desde el centro de control situado en la subestación a través del sistema de control SCADA de Gamesa.

Para distancias largas en las que se instala fibra óptica el tipo de fibra que se necesita es Monomodo ya que cuenta con un ancho de banda mayor y mayor potencia.

Características	Fibre óptica
Fabricante	Optral
Tipo	Monomodo
Modelo	G.652.D (SMF estándar)

Tabla 43. Características de la fibra óptica. [59]

Capítulo 6. Obra civil

En este capítulo se va a desarrollar un plan en el que se especifican las pautas a seguir para la instalación de los elementos eléctricos del parque eólico. Se deben seguir las especificaciones de los fabricantes y tener en cuentas los efectos sobre el medio ambiente.

Se van a diseñar los viales, las zanjas y cimentaciones, el acceso al parque y las plataformas de montaje de los aerogeneradores.

6.1. VIALES

Los viales son caminos que permiten el acceso al parque y la movilidad entre los aerogeneradores instalados. Los viales se pueden diferenciar entre los viales generales de acceso y los viales interiores. Para definir estos viales se aprovecharán las vías existentes para reducir costes y plazos de construcción, aunque se deberán adaptar a las características que se mencionan más adelante.

Los viales generales de acceso son aquellos que conectan la carretera principal con el emplazamiento. La carretera más cercana es la carretera autonómica A-396 y se van a diseñar dos viales de acceso, ambos discurren por caminos de tierra definidos, aunque se deben adaptar, estimándose una longitud total de 6520 metros.

Los viales interiores conectarán todos los aerogeneradores. En total se han estimado 8683 metros de viales que conectarán los aerogeneradores y 6362 metros de viales generales de acceso.

Las dimensiones de estos viales deben ser las siguientes:

- Calzada con anchura útil de 5 metros para los viales generales de acceso
- Calzada con anchura útil de 6 metros para los viales interiores
- Radio mínimo de las curvas de 40 metros.
- Altura libre del trayecto de 5 metros
- Pendiente máxima de los viales de 12%

La orografía es ciertamente abrupta, por ende, se han diseñado con especial cuidado los viales que conectan los aerogeneradores para que no superen la máxima pendiente del 12% y el radio mínimo de curvatura sea de 40 metros. En el PLANO XX se muestran los viales y en la siguiente tabla se calculan las pendientes máximas de cada tramo.

Altura inicio (m)	Altura final (m)	Longitud	Pendiente
223	183	847,74	4,7%
183	203	420,85	-4,8%
203	225	1108,79	-2,0%
220	189	823,02	3,8%
189	260	1803,48	-3,9%
174	192	2294,5	-0,8%
192	159	1143,42	2,9%

Tabla 44. Pendientes de los viales.

La sección de los viales está compuesta por las siguientes capas.

- Subbase de 20 centímetros de espesor. Esta subbase es un relleno de suelo debidamente compactado al 95% del Proctor Modificado (PM)
- Una capa de 20 centímetros de zahorra artificial compactada al 98% PM.

6.2. PLATAFORMA DE MONTAJE Y CIMENTACIÓN

Las plataformas de montaje tienen la función de servir de base de trabajo para el pre-montaje y almacenamiento del acopio de los componentes de los aerogeneradores. Se deben diseñar según los requerimientos del suministrador.

Previo la instalación de las plataformas de montaje se debe realizar la cimentación. En primer lugar, se realiza una excavación aproximadamente de 3 metros de profundidad. A continuación, se construye la jaula de pernos con acero sobre la cual se vierte el hormigón. Finalmente, se rellena y compacta la tierra para dejarlo preparado para la instalación de los aerogeneradores.

En la figura que se muestra a continuación, se pueden observar de forma esquemática las partes de las cimentaciones.

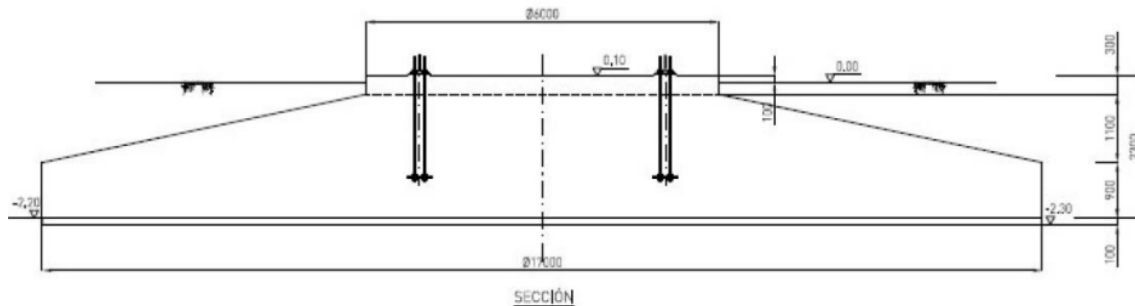


Figura 98. Esquema orientativo de la cimentación del aerogenerador. [3]

En la figura anterior se muestra un esquema orientativo de la cimentación, cuyas medidas exactas se muestran en el Plano nº 6

6.3. CANALIZACIONES EN ZANJA

Las líneas de MT van directamente enterradas a 1 metro de profundidad desde los aerogeneradores hasta la subestación eléctrica, este enterramiento se lleva a cabo mediante las zanjas. En ellas, además de los conductores de MT, también se va a enterrar el cable de fibra óptica.

Las longitudes de las zanjas y el perfil de ellas se pueden observar en el Plano nº 3. En primer lugar, se debe excavar 1 metro de profundidad y situar la terna de conductores y se rellena con arena arcillosa unos 40 centímetros. A continuación, se introduce el cable de fibra óptica y se vuelve a rellenar con arena arcillosa otros 15 centímetros.

Para que estén bien protegidos los cables, se introduce una plancha de PVC. Se continúa rellenando con tierra compactada 15 centímetros y se coloca una cinta de plástico como señalización. Finalmente, se termina rellenando con la misma tierra compactada hasta el nivel del terreno.

6.4. EDIFICIO DE CONTROL Y SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

El edificio de control y la parte cubierta de la instalación se ubican en un mismo edificio, pero con accesos totalmente independientes.

El edificio de control tiene unas dimensiones aproximadas de 20 x 15 x 3 m. Dentro del edificio se encuentra el centro de control y las celdas de Media Tensión de la subestación y ciertas salas importantes para los trabajadores del parque eólico: sala de reuniones y de control, almacén, cocina, entrada, aseos y sala de cabinas y puede tener una sala de residuos.

A continuación del edificio de control se encuentra la subestación eléctrica que, como ya se ha mencionado, es una subestación convencional de AIS que se encuentra directamente en el exterior, por lo que habrá que construir una cimentación de hormigón donde situar las máquinas.

6.5. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

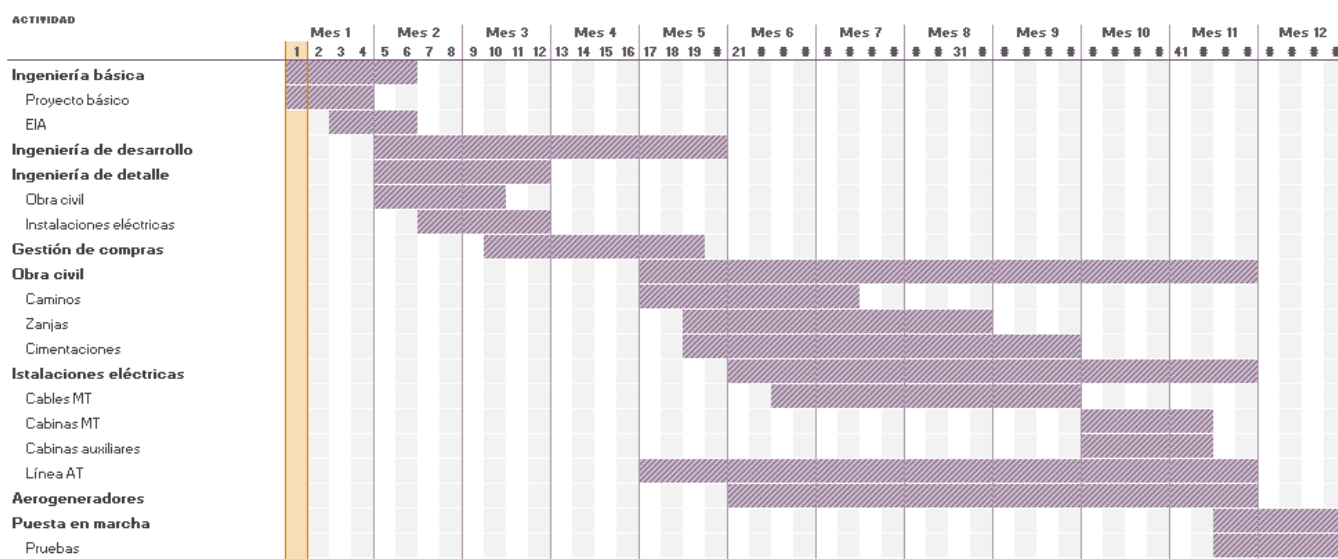


Tabla 45. Planificación del proyecto.

Capítulo 7. Viabilidad económica

Este capítulo es el más importante de este proyecto y en el cual se estima si el parque eólico es un proyecto viable económicamente. Para el cálculo de la viabilidad se tienen en cuenta los costes de inversión (el desarrollo del proyecto y la construcción del parque), los ingresos que se obtienen de la venta de la energía producida y los gastos de mantenimiento y operación.

Con estos datos, se emplearán los indicadores financieros TIR y VAN y se calculará el payback del parque eólico, lo que definirá si es viable. Finalmente, se realizará un análisis de sensibilidad.

7.1. ESTIMACIÓN DE LA TARIFA DE VENTA DE ENERGÍA

La viabilidad del proyecto depende en su mayor parte en los ingresos que se obtienen de la venta de la energía al mercado español. Tal y como se ha calculado en el *Capítulo 4*, la energía eléctrica generada es 190,814 GWh cada año, lo que equivale a una capacidad de 45,38 %.

Actualmente el precio de la energía está muy por encima de la media y de lo esperado para estos años. Nos encontramos en un momento delicado por la situación sociopolítica alcanzando casi los 300 €/MWh, tal y como se puede observar en la siguiente figura. Pero este precio de la energía no es sostenible y tenderá a estabilizarse en pocos años.

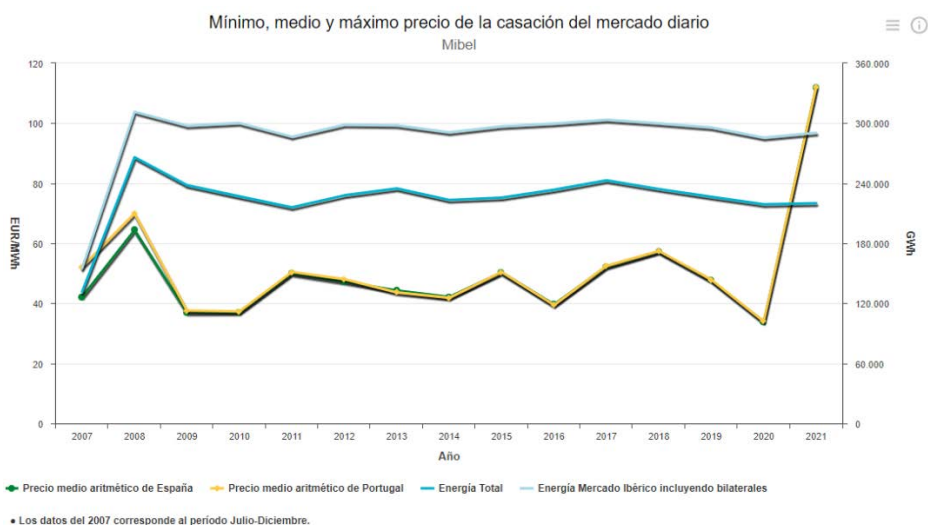


Figura 99. Evolución de los precios de la energía en España desde 2010. [60]

El proyecto debería ponerse en marcha en 2024, por tanto, se estima que para entonces el precio de la energía debería estabilizarse. Teniendo en cuenta que previa a la crisis energética el precio de la energía rondaba los 46 €/MWh, se parte de ese valor y cada año esa media debería incrementarse en un 1% por la inflación.

Se supone una vida operativa de la planta eólica de 25 años y la senda de precios durante todos los años de vida son los que se muestran a continuación.

Año	Tasa	Tarifa (€/MWh)	Año	Tasa	Tarifa (€/MWh)
2024	0%	46,00	2037	1%	52,35
2025	1%	46,46	2038	1%	52,88
2026	1%	46,92	2039	1%	53,40
2027	1%	47,39	2040	1%	53,94
2028	1%	47,87	2041	1%	54,48
2029	1%	48,35	2042	1%	55,02
2030	1%	48,83	2043	1%	55,57
2031	1%	49,32	2044	1%	56,13
2032	1%	49,81	2045	1%	56,69
2033	1%	50,31	2046	1%	57,26
2034	1%	50,81	2047	1%	57,83
2035	1%	51,32	2048	1%	58,41
2036	1%	51,83			

Tabla 46. Estimación de precios de la energía.

7.2. ESTIMACIÓN DE COSTES

7.2.1. PRESUPUESTO

La inversión total requerida para el proyecto se desarrolla con mayor detalle en el *Anexo XI. Presupuesto*. En la siguiente tabla se muestra el resumen del presupuesto total, obteniéndose un presupuesto del proyecto de **51.905.347,91 €**.

Además, al presupuesto del proyecto se le debe añadir los costes de ingeniería básica y de detalle y de desarrollo, los cuales se incluyen en el coste de la inversión inicial teniendo en cuenta los costes del punto de interconexión a la red. Finalmente, se estima una inversión inicial de **52.805.347,91 €**.

Concepto	Importe (€)
Obra civil	1.502.439,95
Línea eléctrica de AT (66 kV)	2.388.000,00
Infraestructura eléctrica	4.679.907,96
Aerogeneradores	43.200.000,00
Torre de medición	135.000,00
Total Presupuesto	51.905.347,91
Gastos de ingeniería y desarrollo	600.000,00
Gastos de interconexión	300.000,00
Total inversión	52.805.347,91

Tabla 47. Resumen presupuesto del proyecto.

7.2.2. COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Además de la estimación inicial, existen una serie de costes a lo largo de la vida útil del proyecto que se deberán tener en cuenta. Principalmente, son los costes de operación y mantenimiento del parque eólico, también conocidos como OPEX, son aquellos gastos que conllevan los gastos funcionales y operativos del parque eólico.

Para obtener un buen funcionamiento y rendimiento del parque eólico se debe realizar un buen mantenimiento tanto de los aerogeneradores como de la aparamenta instalada. Se estima que este mantenimiento va a ser un 5% de la inversión inicial de la instalación eléctrica y de los aerogeneradores cada año.

Aparamenta	Inversión inicial (€)	OPEX (%)	OPEX (€/año inicial)
Aerogenerador	43.200.000,00	5%	2.160.000,00
Cables	284.379,96	5%	14.219,00
Tendido AT	2.388.000,00	5%	119.400,00
Celdas	3.261.528,00	5%	163.076,40
Transformadores	1.134.000,00	5%	56.700,00
Subestación	605.350,00	5%	30.267,50
TOTAL			2.543.662,90

Tabla 48. Estimación OPEX.

Según un informe del Banco de España e Instituto Nacional de Estadística el Índice de Precios de Consumo será un 1,8% en el año 2024, por tanto, en la caja de flujos se tendrá en cuenta un incremento del 1,8% en los costes de operación y mantenimiento del parque eólico [62].

7.3. FLUJOS DE CAJA

A continuación, se va a desarrollar el modelo económico del proyecto, teniendo en cuenta las siguientes estimaciones.

7.3.1. FINANCIACIÓN

La estructura de capital elegida para financiar este proyecto es la que se muestra a continuación.

Capital	20%	10.561.069,58
Deuda	80%	42.244.278,33

Tabla 49. Capital y deuda inicial de la inversión.

El capital son los fondos propios que aportará la entidad que se encarga del funcionamiento y explotación del recurso eólico en el parque, mientras que el importe de la deuda será proporcionado por entidades financieras. La deuda se repartirá entre 20 años, mismo periodo que la amortización de la inversión, y se estima que la tasa de interés es un 6%.

7.3.2. COEFICIENTE DE APUNTAMIENTO

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) tiene en cuenta el coeficiente de apuntamiento aplicable a cada tecnología. Este coeficiente refleja la diferencia entre el precio medio del mercado y los precios horarios efectivamente cobrados por las instalaciones. En el informe de la CNMC se indica que el coeficiente de apuntamiento de la tecnología eólica es un 0,9386, por tanto, los ingresos se deberán multiplicar por ese mismo factor. [63]

7.3.3. IMPUESTOS

El IVPEE es un impuesto que grava las actividades de producción e incorporación de energía al sistema eléctrico español y que supone un 7% del importe total que se corresponde recibir por la generación. Esto supone que a los ingresos finales se deberá aplicar una reducción de un 7%. [64]

También se debe tener en cuenta el impuesto de sociedades. En España, se debe pagar un 25% por los beneficios obtenidos durante el año por su actividad en España. [65] Este impuesto de sociedades también se aplica sobre los impuestos de la deuda cada año.

7.3.4. AMORTIZACIÓN

La inversión inicial de los 52,805 millones de euros, se irá amortizando en un periodo de 20 años. Se ha decidido amortizarlo en un periodo menor que el total de la vida útil por motivos de asegurar que la inversión se amortice mientras el parque está en funcionamiento. Esto supone una amortización anual de 2.640 k€.

7.3.5. NECESIDADES OPERATIVAS DE FONDOS

Las necesidades operativas de fondos (NOF) es un fondo de maniobra destinado a inversiones de corto plazo necesarias. Se estiman unas necesidades del 7% sobre los ingresos.

7.4. CAJA DE FLUJOS

Una vez explicados los ingresos y costes que se deben tener en cuenta se realiza el flujo de caja del proyecto para poder calcular los índices de la viabilidad económica.

Cuenta de Pérdidas y Ganancias (kEUR)	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Ingresos de Explotación	-	8.968,28	9.057,96	9.148,54	9.240,03	9.332,43	9.425,75	9.520,01	9.615,21	9.711,36	9.808,48	9.906,56	10.005,63	10.105,68	10.206,74	10.308,81	10.411,90	10.516,02	10.621,18	10.727,39	10.834,66	10.943,01	11.052,44	11.162,96	11.274,59	11.387,34	
Costes de Explotación	-	(2.613,66)	(2.660,71)	(2.708,60)	(2.757,36)	(2.806,99)	(2.857,51)	(2.908,95)	(2.961,31)	(3.014,61)	(3.068,88)	(3.124,12)	(3.180,35)	(3.237,60)	(3.295,87)	(3.355,20)	(3.415,59)	(3.477,07)	(3.539,66)	(3.603,38)	(3.668,24)	(3.734,26)	(3.801,48)	(3.869,91)	(3.939,57)	(4.010,48)	
Impuesto Generación (7 % sobre ingresos)	-	(627,78)	(634,06)	(640,40)	(646,80)	(653,27)	(659,80)	(666,40)	(673,06)	(679,80)	(686,59)	(693,46)	(700,39)	(707,40)	(714,47)	(721,62)	(728,83)	(736,12)	(743,48)	(750,92)	(758,43)	(766,01)	(773,67)	(781,41)	(789,22)	(797,11)	
Amortización	-	(2.640,27)	(2.640,27)	(2.640,27)	(2.640,27)	(2.640,27)	(2.640,27)	(2.640,27)	(2.640,27)	(2.640,27)	(2.640,27)	(2.640,27)	(2.640,27)	(2.640,27)	(2.640,27)	(2.640,27)	(2.640,27)	(2.640,27)	(2.640,27)	(2.640,27)	(2.640,27)	(2.640,27)	-	-	-	-	
Beneficio antes de Intereses e Impuestos	-	3086,57122	3122,9303	3159,27661	3195,60324	3231,90309	3268,16889	3304,39313	3340,56814	3376,68601	3412,73862	3448,71766	3484,61457	3520,42058	3556,12668	3591,72362	3627,20193	3662,55187	3697,76346	3732,82648	3767,73041	6442,73189	6477,28509	6511,64608	6545,80328	6579,74478	
Free Cash Flow (Flujos de Caja Libres) (kEUR)	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Beneficio Antes de Impuestos	-	3.086,57	3.122,93	3.159,28	3.195,60	3.231,90	3.268,17	3.304,39	3.340,57	3.376,69	3.412,74	3.448,72	3.484,61	3.520,42	3.556,13	3.591,72	3.627,20	3.662,55	3.697,76	3.732,83	3.767,73	6.442,73	6.477,29	6.511,65	6.545,80	6.579,74	
IS (25 %)	-	(771,64)	(780,73)	(789,82)	(798,90)	(807,98)	(817,04)	(826,10)	(835,14)	(844,17)	(853,18)	(862,18)	(871,15)	(880,11)	(889,03)	(897,93)	(906,80)	(915,64)	(924,44)	(933,21)	(941,93)	(1.610,68)	(1.619,32)	(1.627,91)	(1.636,45)	(1.644,94)	
Amortización	-	2.640,27	2.640,27	2.640,27	2.640,27	2.640,27	2.640,27	2.640,27	2.640,27	2.640,27	2.640,27	2.640,27	2.640,27	2.640,27	2.640,27	2.640,27	2.640,27	2.640,27	2.640,27	2.640,27	2.640,27	2.640,27	-	-	-	-	
Inversión inicial	(52.805,35)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
NOF (7%)	-	(627,78)	(634,06)	(640,40)	(646,80)	(653,27)	(659,80)	(666,40)	(673,06)	(679,80)	(686,59)	(693,46)	(700,39)	(707,40)	(714,47)	(721,62)	(728,83)	(736,12)	(743,48)	(750,92)	(758,43)	(766,01)	(773,67)	(781,41)	(789,22)	(797,11)	
Free Cash Flow (FCF)	(52.805,35)	4.327,42	4.348,41	4.369,33	4.390,17	4.410,92	4.431,59	4.452,16	4.472,63	4.492,99	4.513,23	4.533,35	4.553,33	4.573,18	4.592,89	4.612,44	4.631,84	4.651,06	4.670,11	4.688,97	4.707,64	4.066,04	4.084,29	4.102,33	4.120,13	4.137,69	
DEUDA (kEUR)	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Prestamo	42.244,28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Cuota del préstamo (amortización)	-	2.112,21	2.112,21	2.112,21	2.112,21	2.112,21	2.112,21	2.112,21	2.112,21	2.112,21	2.112,21	2.112,21	2.112,21	2.112,21	2.112,21	2.112,21	2.112,21	2.112,21	2.112,21	2.112,21	2.112,21	2.112,21	-	-	-	-	
Deuda pendiente	-	42.244,28	40.132,06	38.019,85	35.907,64	33.795,42	31.683,21	29.570,99	27.458,78	25.346,57	23.234,35	21.122,14	19.009,93	16.897,71	14.785,50	12.673,28	10.561,07	8.448,86	6.336,64	4.224,43	2.112,21	0,0	-	-	-	-	
Interés del préstamo (6%)	-	2.534,7	2.407,9	2.281,2	2.154,5	2.027,7	1.901,0	1.774,3	1.647,5	1.520,8	1.394,1	1.267,3	1.140,6	1.013,9	887,1	760,4	633,7	506,9	380,2	253,5	126,7	0,0	-	-	-	-	
Flujo de Caja para la Deuda (kEUR)	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Prestamo	42.244,28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Intereses	-	(2.534,66)	(2.407,92)	(2.281,19)	(2.154,46)	(2.027,73)	(1.900,99)	(1.774,26)	(1.647,53)	(1.520,79)	(1.394,06)	(1.267,33)	(1.140,60)	(1.013,86)	(887,13)	(760,40)	(633,66)	(506,93)	(380,20)	(253,47)	(126,73)	(0,00)	-	-	-	-	
Amortización del préstamo	-	(2.112,21)	(2.112,21)	(2.112,21)	(2.112,21)	(2.112,21)	(2.112,21)	(2.112,21)	(2.112,21)	(2.112,21)	(2.112,21)	(2.112,21)	(2.112,21)	(2.112,21)	(2.112,21)	(2.112,21)	(2.112,21)	(2.112,21)	(2.112,21)	(2.112,21)	(2.112,21)	0,00	-	-	-	-	
Ahorro Fiscal (25% IS)	-	633,66	601,98	570,30	538,61	506,93	475,25	443,56	411,88	380,20	348,52	316,83	285,15	253,47	221,78	190,10	158,42	126,73	95,05	63,37	31,68	0,00	-	-	-	-	
FLUJO de CAJA PARA LA DEUDA	42.244,28	(4.013,21)	(3.918,16)	(3.823,11)	(3.728,06)	(3.633,01)	(3.537,96)	(3.442,91)	(3.347,86)	(3.252,81)	(3.157,76)	(3.062,71)	(2.967,66)	(2.872,61)	(2.777,56)	(2.682,51)	(2.587,46)	(2.492,41)	(2.397,36)	(2.302,31)	(2.207,26)	(0,00)	-	-	-	-	
FLUJO de CAJA PARA EL ACCIONISTA	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
FLUJO de CAJA PARA EL ACCIONISTA	(10.561,07)	314,21	430,25	546,22	662,11	777,92	893,63	1.009,25	1.124,77	1.240,18	1.355,47	1.470,64	1.585,67	1.700,57	1.815,33	1.929,93	2.044,37	2.158,65	2.272,74	2.386,66	2.500,38	4.066,04	4.084,29	4.102,33	4.120,13	4.137,69	

Tabla 50. Flujo de caja del proyecto.

7.5. INDICADORES FINANCIEROS

Mediante los índices financieros se puede determinar la rentabilidad del proyecto y, por ende, si es viable la ejecución. Los principales indicadores financieros son el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

7.5.1. COSTE PROMEDIO PONDERADO DEL CAPITAL (WACC)

El WACC (Weighted Average Cost of Capital) es una tasa de descuento empleada para valorar en el momento presente los flujos de caja esperados en el futuro. Esta tasa tiene en cuenta la deuda financiera (D), el capital aportado por los accionistas (E), el coste de la deuda financiera (K_d), el impuesto pagado sobre las ganancias (T) y la rentabilidad exigida por los accionistas (K_e). [66]

$$wacc = \frac{K_d \cdot D \cdot (1+T) + K_e \cdot E}{D+E} \quad (Ec. 15)$$

La deuda financiera de este proyecto es el 80% de la inversión inicial, lo que equivale a 41.429 k€, por tanto, el capital aportado por los accionistas es 10.357 k€. Se ha estimado un interés de la deuda por parte de la entidad financiera de un 6% y el impuesto de sociedades en España es un 25%. Finalmente, se estima una rentabilidad exigida por parte de los accionistas de un 9%.

Sustituyendo los valores en la Ec. 15, se obtiene un WACC del **5,40 %**.

7.5.2. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El VAN es un criterio de inversión que se emplea para analizar los ingresos y costes de un proyecto y proyectarlos para conocer el valor de la inversión actualizado a en el presente. [67] Se calcula con la siguiente ecuación.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=0}^{25} \frac{FC_t}{(1+wacc)^t} \quad (Ec. 16)$$

Donde,

I_0 Inversión realizada en el momento inicial
 FC_t Flujo de caja de cada periodo

Teniendo en cuenta la inflación ($k = 1,8\%$) se obtiene un VAN de **7.013,72 k€**, al ser un valor positivo indica que existe rentabilidad económica.

También se calcula el VAN del accionista al que se le presentaría el proyecto y se obtiene un valor neto de **2.101,76 k€**.

7.5.3. TASA INTERNA DE RETORNO

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es el porcentaje de ingresos que se obtiene a partir de la inversión inicial. Debe ser siempre mayor que el interés del préstamo que se debe devolver cada año, por tanto, cuanto mayor sea el TIR, más viable será el proyecto. Para calcular el TIR se emplea la siguiente fórmula. [68]

$$\sum_{t=0}^{25} \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (Ec. 17)$$

A partir de esta fórmula se obtiene un TIR equivalente a un interés del **6,78 %**. Al calcular la tasa interna de retorno del accionista se obtiene un **10,65 %**. Ambos son superiores a las tasas estimadas, por tanto, el proyecto es aceptable.

7.5.4. RESUMEN ÍNDICES DE SENSIBILIDAD

Inversión inicial (k€)	52.805,35
WACC	5,40%
VAN (k€)	7. 013,72
TIR	6,78%
VAN del accionista (k€)	2.101,76
TIR del accionista	10,65%

Tabla 51. Resumen de los índices de sensibilidad del proyecto.

Capítulo 8. Impacto medioambiental y social

El desarrollo de la energía eólica es una estrategia que tiene como objetivo la descarbonización del sector eléctrico y así contribuir con los ODS y el plan PNIEC.

El proyecto desarrollado en el presente documento cuenta con 8 aerogeneradores cuya potencia nominal es 6 MW, es decir, la potencia nominal del parque es 48 MW. La energía total vertida a la red es 190,814 GWh/año con una vida útil de 25 años.

La generación de energía a partir de un recurso renovable como es el viento supone un ahorro de generación de energía a partir de combustibles fósiles, los cuales son recursos agotables y más contaminantes. Las tecnologías que mayores emisiones producen al generar electricidad son el carbón y el gas.

Tecnología	Emisiones evitadas			
	CO2 (kg/MWh)	NOx (kg/MWh)	SOx (kg/MWh)	Partículas (kg/MWh)
CT Carbón	1023,5	3,18	14,33	0,33
Gas	850	1,36	2,5	0,11
CRCC (GN)	420	1,36	0,01	0,02
	tn/año	tn/año	tn/año	tn/año
CT Carbón	195.298,63	606,79	2.734,37	62,97
Gas	162.192,32	259,51	477,04	20,99
CRCC (GN)	80.142,09	259,51	1,91	3,82

Tabla 52. Emisiones evitadas según la tecnología. [70]

Además, el consumo per cápita en España en el 2021 fue de 5.407,3 kWh [72], por tanto, el parque eólico situado en Cádiz que genera 190,814 GWh puede llegar a abastecer la demanda de electricidad de **35.288 personas**.

Capítulo 9. Objetivos de Desarrollo Sostenible

En 2015 se reunieron las Naciones Unidas y definieron los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) como un llamamiento universal para poner fin a la pobreza, proteger el planeta y garantizar la paz y prosperidad de las personas para 2030.



Figura 100. Objetivos de desarrollo sostenible. [69]

Se redactaron 17 objetivos y los proyectos que se desarrollan deben estar alineados con varios de ellos. Este proyecto en concreto está alineado con los siguientes objetivos.

- Objetivo 3. Salud y bienestar

Este proyecto puede mejorar la salud y bienestar de la sociedad al ser una tecnología que aprovecha una fuente de energía no contaminante y que ayuda a reducir las emisiones de CO₂, NO_x, SO₂ y partículas nocivas para la salud.

- Objetivo 7. Energía asequible y no contaminante

De la mano del objetivo anterior, esta tecnología contribuye a los planes de generación de energía no contaminante y sostenible, ya que la energía generada mediante estos aerogeneradores favorece a la reducción de la generación de energía mediante combustibles fósiles.

- **Objetivo 8. Trabajo decente y crecimiento económico**

Un proyecto de esta magnitud necesita mano de obra para realizar toda la obra civil, la instalación de los elementos eléctricos y el mantenimiento y operación del parque eólico, lo que va a generar nuevos puestos de trabajo, que se traduce en un pequeño crecimiento económico para la zona.

- **Objetivo 9. Industria, innovación e infraestructura**

A lo largo de los años se ha ido mejorando la tecnología de los aerogeneradores y la instalación de un parque eólico que tiene una potencia de 48 MW con tan solo 8 solo se consigue empleando tecnología nueva y puntera, por lo que favorece a la actualización de los servicios urbanísticos de la zona, así como los viales que conectan el parque eólico con el resto de las carreteras.

- **Objetivo 11. Ciudades y comunidades sostenibles**

La energía generada se vierte directamente a la red que podrá dar servicio tanto a industrias como al sector doméstico de las ciudades de España, por tanto, favorece al objetivo de conseguir ciudades y comunidades sostenibles.

- **Objetivo 12. Producción y consumo responsable**

Este objetivo tiene mucha relación con varios anteriores, ya que tiene relación con la producción sostenible conseguida mediante la generación de energía con fuentes renovables y poco contaminantes.

Capítulo 10. Conclusiones

Tras un estudio de las posibles tecnologías disponibles y de los diferentes emplazamientos en los que instalar el parque eólico se decidió situarlo en Medina-Sidonia, Cádiz. Este emplazamiento cumplía todos los requisitos necesarios. Se encuentra en una zona que no afecta a espacios reservados ni a núcleos de ciudades, además de tener un buen acceso, que la orografía no sea muy abrupta y que la subestación eléctrica se encuentra en San Fernando, Cádiz, a 23,88 kilómetros (menor del máximo definido en 30 kilómetros). Lo más importante es la velocidad media del viento, la cual debía ser a 100 metros mayor que 6,5 m/s.

Mediante los datos proporcionados por Vortex se pudo analizar el recurso eólico de la zona con Windographer, resultando una velocidad media del viento de 8,616 m/s y una dirección dominante del viento muy definida en los 112,5°. Por tanto, el emplazamiento tiene un buen recurso eólico y se encuentra en una zona apta para la instalación.

Siendo apto el emplazamiento se realizó la simulación con WAsP en la que se obtuvo la energía total generada con los aerogeneradores de Vestas, modelo V162-6.0 MW. Aplicando los coeficientes de pérdidas necesarios se estima que la energía vertida a la red es 190,814 GWh en un año, lo que equivale a una capacidad del 45,38 %, un porcentaje muy bueno para un parque eólico terrestre.

Tras realizar el estudio económico del parque, se estima una inversión inicial de 52.805,38 k€. Con un préstamo de 80% de la inversión y un precio inicial de venta de la energía de 46 €/MWh se obtiene una rentabilidad del proyecto del 6,78 % y un valor presente de los flujos de caja (VAN) de 7.013,72 k€. Mientras que el accionista tendría un TIR de 10,65 % y un VAN de 2.101,76 k€.

Asimismo, este proyecto está alineado con los ODS y con los planes de energía que se están desarrollando estos años en España. También puede favorecer a la reducción del precio de la energía del mix energético español, el cual este último año ha sufrido un incremento notable. Además, se ha comprobado cómo puede favorecer a la mejora sostenible del medioambiente favoreciendo la reducción de emisiones nocivas para la atmósfera.

En resumen, teniendo una rentabilidad económica y favoreciendo la eficiencia de la generación de la energía se puede concluir que la implementación del proyecto, dadas las características del emplazamiento y del recurso eólico, supone una energía vertida con una eficiencia a largo plazo, debido a su alto factor de carga.

Capítulo 11. Bibliografía

- [1] EÓLICO. (2022, 7 julio). Etimologías de Chile. Recuperado 7 de julio de 2022, de <http://etimologias.dechile.net/?eo.lico>
- [2] Vasquez, R. (2019, 24 enero). Circulación General: El origen de los vientos en la Atmósfera. Meteochile Blog. Recuperado 7 de julio de 2022, de <https://blog.meteochile.gob.cl/2019/01/24/circulacion-general-el-origen-de-los-vientos-en-la-atmosfera/>
- [3] Alonso Alonso, Consuelo. Sesiones y Documentación Curso Sobre Energía Eólico. 2021-2022.
- [4] GeoEnciclopedia. (2016, 26 diciembre). El Efecto Coriolis. Información y Características | Ciencias de La Tierra. Recuperado 11 de julio de 2022, de <https://www.geoenciclopedia.com/el-efecto-coriolis/>
- [5] Biblioteca de Ingeniería de la Universidad de Sevilla. (2004). Capítulo 4. El viento atmosférico. Caracterización. <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/3718/fichero/Parte+I%252FCapitulo+4.pdf>
- [6] Forget, A. (2011, junio). Manual para ayudar la comprensión del diseño de microaerogeneradores. <http://www.astridforget.com/wp-content/uploads/2014/09/Manual-t%C3%A9cnico-AF-eolico-VF-110617.pdf>
- [7] Tardieu, Javier. Documentación Curso Energy Transito sobre Energía Eólica. 2022
- [8] Ramírez, C. A., & Saavedra- Montes, A. J. (2012). Cálculo de parámetros del modelo de una turbina eólica (160 W). https://www.researchgate.net/publication/261483630_Parameter_calculation_of_a_small_wind_turbine_model_calculo_de_parametros_del_modelo_de_una_turbina_eolica_160_w#pf2
- [9] Tomás-Rodríguez, M., & Santos, M. (2019). Modelado y control de turbinas eólicas marinas flotantes. Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial 16. https://www.researchgate.net/figure/Figura-5-Regiones-de-funcionamiento-del-control-en-un-aerogenerador_fig3_336006050

- [18] Ministerio de Economía, Industria y Competitividad. (2017, 12 junio). BOE.es - BOE-A-2017-6643 Resolución de 1 de junio de 2017, de la Dirección General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa, por la que se publica la relación de normas europeas que han sido ratificadas durante el mes de mayo de 2017 como normas españolas. Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. Recuperado 11 de julio de 2022, de https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2017-6643
- [19] Asociación Empresarial Eólica. (2021). ANUARIO EÓLICO 2021. AEE. <https://aeeolica.org/wp-content/uploads/2021/06/AF-ANUARIO-AEE-2021-web.pdf>
- [20] La revista de la normalización española. (2020, abril). UNE-EN IEC 61400-1: referente para el sector eólico español. La revista de la normalización española. Recuperado 12 de julio de 2022, de <https://revista.une.org/24/une-en-iec-61400-1-referente-para-el-sector-eolico-espanol.html#:~:text=La%20Norma%20UNE%2DEN%20IEC%2061400%2D1%20aplica%20a%20los,para%20instalaciones%20de%20aerogeneradores%20marinos>.
- [21] Notarios y Registradores. (2021, 5 junio). Cambio Climático: resumen de la Ley 7/2021, de 20 de mayo. Recuperado 12 de julio de 2022, de <https://www.notariosyregistradores.com/web/normas/destacadas/cambio-climatico-resumen-ley-7-2021-20-mayo/#:~:text=Ser%C3%A1%20aprobada%20por%20real%20decreto,un%20objetivo%20intermedio%20para%202040>.
- [22] Iberley. (2020, 22 julio). Puntos relevantes sobre la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. Recuperado 12 de julio de 2022, de <https://www.iberley.es/temas/puntos-relevantes-sobre-ley-21-2013-9-diciembre-evaluacion-ambiental-64668>
- [23] Garrido, S. G. (2019, 30 marzo). Clasificación de aerogeneradores. RENOVE TECNOLOGÍA. Recuperado 12 de julio de 2022, de <http://www.mantenimientodeaerogeneradores.com/index.php/clasificacion-de-aerogeneradores>
- [24] LESICS. (s. f.). What is Wind turbine design. Recuperado 12 de julio de 2022, de <https://www.lesics.com/wind-turbine-design.html>

- [25] Global Wind Atlas. (2022). [Software]. <https://globalwindatlas.info/>
- [26] Mapa Eólico Ibérico. (2020). [Software]. <https://www.mapaeolicoiberico.com/>
- [27] Google Earth. (2022). [Software]. <https://www.google.com/intl/es/earth/>
- [28] Jefatura del Estado. (2007, diciembre). Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad. <https://www.boe.es/buscar/pdf/2007/BOE-A-2007-21490-consolidado.pdf>
- [29] Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. (2020, diciembre). Zonificación ambiental para la implantación de energías renovables: eólica y fotovoltaica. https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/evaluacion-ambiental/documento1memoria_tcm30-518028.pdf
- [30] Red de Información Ambiental de Andalucía. (2013). Espacios Naturales Protegidos de Andalucía en la Provincia de Cádiz. https://www.dipucadiz.es/export/sites/default/transicion-ecologica-y-desarrollo-urbano-sostenible/galeria_de_ficheros/docu_medio_natural/enpa/ENP_2013.pdf
- [31] Visor cartográfico militar de España. (2020). [Software]. <https://www.geamap.com/es/militar-espana>
- [32] Google Maps. (2022). [Software]. <https://www.google.es/maps/>
- [33] REE. (2018, enero). Sistema Eléctrico Ibérico [Plano]. https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Mapas-de-red/mapa_transporte_iberico_2018.pdf
- [34] Selectra. (2022, 9 junio). e-distribución Redes Digitales: Nuevos suministros y Teléfono. Recuperado 12 de julio de 2022, de <https://selectra.es/energia/companias/endesa-distribucion>
- [35] e-Distribución. (2021, julio). Capacidad de acceso para generación en nudos de la red de distribución operada por e-Distribución Redes Digitales. https://www.edistribucion.com/content/dam/edistribucion/nodos-de-acceso/EDRD_Capacidad_de_Acceso_2021_07_01.pdf
- [36] World Health Organization. (1980, diciembre). Noise. <https://apps.who.int/iris/bitstream/handle/10665/39458/9241540729-eng.pdf>
- [37] Consellería de Industria e Comercio. (2011). Modificación del Plan Sectorial Eólico de Galicia. https://www.inega.gal/sites/default/descargas/enerxia_galicia/242-d-memoria.pdf

- [38] Reintel. (2018, 28 julio). Mapa de red de Cádiz. Recuperado 12 de julio de 2022, de <https://www.reintel.es/es/infraestructuras/mapa-red/cadiz>
- [39] Windographer. (2022). [Software]. <https://www.ul.com/services/windographer-wind-data-analytics-and-visualization-solution>
- [40] WAsP. (2022). [Software]. <https://www.wasp.dk/>
- [41] Andalucía web. (2011, 3 noviembre). El clima en Cádiz. Recuperado 12 de julio de 2022, de http://www.andalucia-web.net/clima_cadiz.htm
- [42] Mortensen, N. G., Tindal, A., & Landberg, L. (2008). Field validation of the RIX performance indicator for flow in complex terrain. DTU Library. https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/107110613/Field_validation.pdf
- [43] AEE. (2019, octubre). El creciente potencial de aprovechamiento de la energía del viento en España. https://www.aeeolica.org/images/AEE_Opina/16102019-ENERGIAS-RENOVABLES-El-creciente-potencial-de-aprovechamiento-de-la-eolica-en-Espana_HWillstedt.pdf
- [44] TRAFO MT/BT
- [45] Celdas MESA
- [46] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. (2008, marzo). Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT-06 (BOE núm. 68). http://www.carreteros.org/normativa/s_afectados/electricas/altatens/pdfs/6.pdf
- [47] Suárez, P. L. (2022, 8 agosto). Precio del aluminio. Estadísticas y gráficas económicas. Recuperado 14 de agosto de 2022, de <https://tematicas.org/indicadores-economicos/economia-internacional/precios/precio-aluminio/>
- [48] Suárez, P. L. (2022a, marzo 22). Precio del cobre. Estadísticas y gráficas económicas. Recuperado 14 de agosto de 2022, de <https://tematicas.org/indicadores-economicos/economia-internacional/precios/precio-cobre/>
- [49] PRYSMIAN Group. (2020, noviembre). Cables de Media Tensión. AL EPROTENAX H COMPACT. https://es.prysmiangroup.com/sites/default/files/product_center/spain/files/Al-Eprotenax-H-Compact-AL-HEPRZ1-Fca.pdf

- [50] e-Distribución. (2022, marzo). Capacidad de acceso para generación en nudos de la red de distribución operada por e-Distribución Redes Digitales. e-Distribución Redes Digitales. https://www.edistribucion.com/content/dam/edistribucion/nodos-de-acceso/EDRD_Capacidad_de_Acceso_2022_03_01.pdf
- [51] Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado. (2008a, marzo). Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 07. http://www.carreteros.org/normativa/s_afectados/electricas/altatens/pdfs/7.pdf
- [52] Grupo Iberdrola. (2019, mayo). Conductores desnudos de aluminio-acero para líneas eléctricas de Alta Tensión. https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/lineas-alta-tension/Documents/proyectos-vigentes-anulados/iberdrola/NI%2054.63.01_E09_may19-.pdf
- [53] TRAF0 AT/MT
- [54] Siemens. (s. f.). Interruptores de potencia de alta tensión. Direct Industry. Recuperado 14 de agosto de 2022, de <https://pdf.directindustry.es/pdf/siemens-high-voltage-power-transmission/interruptores-potencia-alta-tension/32878-962203.html>
- [55] MESA. (2014, abril). Seccionadores y pantógrafos AT. https://www.mesa.es/productos/pdf/0MESA14_130.pdf
- [56] Iberdrola. (2003, abril). Transformadores de tensión de medida y protección en alta tensión hasta 72,5 kV. https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/instalaciones-alta-tension/Documents/centrales-electricas-subestaciones/iberdrola/NI_72.54.01_5_abr03.pdf
- [57] ARTECHE
- [58] Iberdrola04. (2003, abril). Transformadores de intensidad de medida y protección en alta tensión hasta 72,5 kV. https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/instalaciones-alta-tension/Documents/centrales-electricas-subestaciones/iberdrola/NI_72.50.01_5_abr03.pdf
- [59] OPTRAL. (2020, junio). Cables de fibra óptica. <https://optral.com/uploads/Cat%C3%A1logos/General.pdf>

- [60] OMIE. (2021). Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario. Recuperado 20 de agosto de 2022, de <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/daily-market/daily-prices?scope=interannual>
- [61] CYPE Generador de precios. (2022). [Software].
- [62] Gavilán, Á. (2022). PROYECCIONES MACROECONÓMICAS DE ESPAÑA 2022–2024. <https://repositorio.bde.es/bitstream/123456789/22525/1/IIPP-2022-06-10-gavilan.pdf>
- [63] Rojas, A., & Turío, B. (2022). La retribución de las energías renovables: retos e incertidumbres. <https://azure.afi.es/webAfi/descargas/1456643/1413270/cuadernos-de-informacion-economica-funcas-la-retribucion-de-las-energias-renovables-retos-e-incertidumbres-arturo-rojas-y-belen-tubio.pdf>
- [64] Navarro, J. (2021). Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (IVPEE). Serapeum. Recuperado 20 de agosto de 2022, de <https://pratsglas.com/es/blog/impuesto-sobre-valor-produccion-energia-electrica-ivpee#:~:text=El%20IVPEE%20grava%20las%20actividades,de%20energ%C3%ADa%20al%20sistema%20el%C3%A9ctrico> .
- [65] Espallargas, A. (2022, 23 febrero). Mapa del impuesto de sociedades en España: así varía comunidad a comunidad (y lo que se recauda en cada una). Forbes España. Recuperado 20 de agosto de 2022, de <https://forbes.es/economia/136692/mapa-del-impuesto-de-sociedades-en-espana-asi-varia-comunidad-a-comunidad-y-lo-que-se-recauda-en-cada-una/>
- [66] Sisternas, P. (2019, 18 diciembre). Calcula el WACC con Excel y descubre cuánto te cuesta el capital. Just EXW. Recuperado 20 de agosto de 2022, de <https://es.justexw.com/calcula-el-wacc-con-excel-y-descubre-cuanto-te-cuesta-el-capital.html>
- [67] Morales, V. V. (2022, 27 junio). Valor actual neto (VAN). Economipedia. Recuperado 20 de agosto de 2022, de <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>
- [68] de la Cigoña, J. R. F. (2021, 23 noviembre). Tasa interna de retorno (TIR). Sage Advice España. Recuperado 20 de agosto de 2022, de <https://www.sage.com/es-es/blog/tasa-interna-de-retorno-tir-que-es-y-como-se-calcula/>

- [69] Gamez, M. J. (s. f.). Objetivos y metas de desarrollo sostenible. Desarrollo Sostenible. Recuperado 28 de noviembre de 2021, de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
- [70] eia. (2021). Frequently Asked Questions (FAQs) - U.S. Energy Information Administration (EIA). Recuperado 20 de agosto de 2022, de <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=74&t=11>
- [71] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2010). Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre. <https://www.boe.es/buscar/pdf/2010/BOE-A-2010-20002-consolidado.pdf>
- [72] Expansión. (2022). España - Consumo de electricidad 2021. datosmacro.com. Recuperado 20 de agosto de 2022, de <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/electricidad-consumo/espana>
- [73] Junta de Andalucía. (s. f.). Tipología de suelos en la comunidad andaluza. https://www.juntadeandalucia.es/medioambiente/web/Bloques_Tematicos/Estado_Y_Calidad_De_Los_Recursos_Naturales/Suelo/Criterios_pdf/Cadiz.pdf
- [74] MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO. (2014). Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo. <https://www.boe.es/boe/dias/2014/06/09/pdfs/BOE-A-2014-6084.pdf>
- [75] REE. (2022a). Informe Anual de la Corriente de Cortocircuito en la red de transporte del Sistema Eléctrico Peninsular en el año 2021. Recuperado 20 de agosto de 2022, de https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/AccesoRe d/DDS.DFSE.22_0376_InformePcc_PENINSULA_2021.pdf

Anexo I. Cálculo dimensiones de los conductores.

A. SISTEMA DE MEDIA TENSIÓN

El sistema de Media Tensión está formado por dos líneas, cada una con 4 aerogeneradores conectados en paralelo, las cuales llegarán a la subestación del parque eólico a través de cables directamente enterrados.

INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE

La máxima intensidad que deberán soportar ambas líneas es la equivalente a la suma de las intensidades de 4 aerogeneradores.

$$I_{N \text{ aerogenerador}} = \frac{P_N}{\sqrt{3} \cdot U_N \cdot \cos \varphi} = \frac{6 \text{ MW}}{\sqrt{3} \cdot 30 \text{ kV} \cdot 0,9} = 128,30 \text{ A} \quad (\text{Ec. 18})$$

$$I_{\text{Línea MT}} = 4 \cdot 128,30 \text{ A} = \mathbf{513,20 \text{ A}} \quad (\text{Ec. 19})$$

El cable debe tener una intensidad admisible superior a esos 513,20 A. La intensidad máxima admisible está definida por el tipo de material y aislamiento de los cables, así como por unos factores que incrementan o disminuyen la intensidad máxima admisible.

$$I_{adm} = I_{adm(C.N.)} \cdot k_T \cdot k_R \cdot k_A \cdot k_P \quad (\text{Ec. 20})$$

Donde,

$I_{adm(C.N.)}$	Intensidad admisible en condiciones normales
k_t	Factor de corrección por temperatura
k_R	Factor de corrección según la resistividad del terreno
k_A	Factor de corrección por agrupación de cables
k_P	Factor de corrección según la profundidad

Factor por temperatura

En servicio permanente los cables aumentan su temperatura y los aislantes que recubren esos cables tienen una temperatura máxima que pueden soportar sin que sufra alteraciones de sus propiedades eléctricas. Esta temperatura máxima determina el coeficiente de temperatura, el cual también depende de la temperatura media del emplazamiento.

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

* Solo para instalaciones de tensión asignada hasta 6 kV.

Tabla 53. Cables aislados con aislamiento seco. Temperatura máxima ($^{\circ}\text{C}$) asignada a conductor. [46]

La temperatura media del emplazamiento es $18,2^{\circ}\text{C}$, así que es necesario aplicar un factor de corrección siguiendo los valores de la siguiente tabla.

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

Tabla 54. Factor de corrección (f_T) para temperatura del terreno distinta de 25°C . [46]

Interpolando entre los valores de la tabla se obtienen los siguientes factores de corrección.

$$f_T(\text{EPR}) = 1,0508 \quad f_T(\text{XLPE}) = 1,0508 \quad f_T(\text{HEPR}) = 1,0408$$

Factor por resistividad del terreno

El terreno en el que se van a instalar los aerogeneradores es un terreno arcilloso [73], por tanto, teniendo en cuenta la siguiente tabla del reglamento, se supone una resistividad del terreno arcilloso muy seco equivalente a $1,2 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$ y los cables van a ir directamente enterrados.

Resistividad térmica del terreno ($\text{K}\cdot\text{m}/\text{W}$)	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

Tabla 55. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad. [46]

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

Tabla 56. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 k·m/W. [46]

Los factores de resistividad dependiendo de la sección del cable serán los siguientes:

$$f_R (25 \text{ mm}^2 - 50 \text{ mm}^2) = 1,096 \quad f_R (70 \text{ mm}^2) = 1,102$$

$$f_R (95 \text{ mm}^2 - 240 \text{ mm}^2) = 1,108 \quad f_R (300 \text{ mm}^2 - 400 \text{ mm}^2) = 1,114$$

Factor por agrupación

En este proyecto en cada zanja realizada para los cables solo va a discurrir una terna de cables. Por tanto, el factor de corrección por agrupación en 1.

$$f_A = 1$$

Factor por profundidad

Se ha decidido colocar los cables a 1 metro de profundidad, por consiguiente, siguiendo las indicaciones del reglamento el factor de corrección en este caso será 1.

$$f_P = 1$$

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm²	>185 mm²	≤185 mm²	>185 mm²
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Tabla 57. Factores de corrección para profundidad de la instalación distintas a 1 m.

i. Cálculo de la intensidad máxima admisible

La tabla de las intensidades máximas admisibles de los cables en condiciones normales (25 °C, resistividad del terreno 1,5 K·m/W), muestra las intensidades para tres tipos de aislantes con ambos materiales conductores (cobre y aluminio)

Sección (mm²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

Tabla 58. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV directamente enterrados.

Teniendo en cuenta la intensidad calculada en la Ec. 19, se muestran las secciones máximas que al multiplicarse por los factores de corrección permiten circular una corriente en régimen permanente de 513,20 A.

EPR:

Cu 300 mm² -> $480 \text{ A} \cdot 1,0508 \cdot 1,114 \cdot 1 \cdot 1 = 561,88 \text{ A}$

XLPE:

Cu 300 mm² -> $490 \text{ A} \cdot 1,0508 \cdot 1,114 \cdot 1 \cdot 1 = 573,59 \text{ A}$

Al 400 mm² -> $445 \text{ A} \cdot 1,0508 \cdot 1,114 \cdot 1 \cdot 1 = 520,91 \text{ A}$

HEPR:

Cu 240 mm² -> $470 \text{ A} \cdot 1,0408 \cdot 1,108 \cdot 1 \cdot 1 = 542,00 \text{ A}$

Al 400 mm² -> $470 \text{ A} \cdot 1,0508 \cdot 1,114 \cdot 1 \cdot 1 = 550,18 \text{ A}$

CAÍDA DE TENSIÓN

La caída de tensión máxima admisible en el transporte de la energía hasta la subestación debe ser como máximo el 1% y depende de la conductividad del cable y de la sección de este, calculado en el apartado anterior.

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{S \cdot \gamma} \quad (\text{Ec. 21})$$

Donde,

- L Longitud de la línea (m)
- I Intensidad de corriente (A)
- S Sección del conductor (mm²)
- γ Conductividad del conductor ($\gamma_{AL} = 27,3 \text{ m/ohm} \cdot \text{mm}^2$)

Para trabajar del lado de la seguridad se calcula la caída de tensión sumando ambas líneas y se obtiene una caída de tensión de 0,758 % por debajo del límite.

Línea	Tramo	Distancia (m)	Sección (mm ²)	Intensidad (A)	ΔV (V)
Línea 1	15,78	861,33	400	128,30	14,11
	15,42	420,85	400	256,60	15,31
	60,92	1108,79	400	384,90	28,66
	25,77	351,78	400	513,20	34,00
TOTAL L1					117,88
PORCENTAJE					0,393 %
Línea 2	20,94	1143,42	400	128,30	20,94
	110,11	3006	400	256,60	39,77
	51,31	933,91	400	384,90	38,01
	45,07	615,18	400	513,20	45,07
TOTAL L2					227,43
PORCENTAJE					0,758 %

Tabla 59. Cálculo caída de tensión en la red de MT.

PÉRDIDAS DE POTENCIA

La finalidad de los cálculos y el diseño de los conductores es aprovechar al máximo la potencia generada por los aerogeneradores, pero debido a las distancias que debe recorrer la energía, existen unas pérdidas de potencia que son importantes tener en cuenta. Las pérdidas de potencia en el sistema de la red de Media Tensión dependen de la resistencia del conductor instalado, la distancia que recorren y la intensidad que circula.

$$P_{\text{pérdidas cable}} = \sum_{i=1}^n 3 \cdot R_i \cdot L_i \cdot I_i^2 \quad (\text{Ec. 22})$$

Donde,

- n Número de aerogeneradores
 R_i Resistencia del conductor en el tramo (ohm/km)
 L_i Longitud de la línea en el tramo (m)
 I_i Intensidad por la línea i (A)

De la ficha técnica del conductor se obtienen los valores de la resistencia del conductor en régimen permanente.

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MAX (105 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)		CAPACIDAD μF/km	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 50 (2)	0,641	0,861	0,134		0,216	
1 x 95	0,320	0,430	0,119	0,131	0,281	0,202
1 x 150 (1)	0,206	0,277	0,112	0,120	0,329	0,247
1 x 240 (1)	0,125	0,168	0,102	0,110	0,402	0,299
1 x 400 (1)	0,008	0,105	0,097	0,103	0,480	0,360
1 x 630 (1)	0,047	0,0643	0,091	0,096	0,605	0,446

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 12/20 kV

NOTA: valores obtenidos para una terna de cables en contacto y al tresbolillo.

Tabla 60. Resistencia y reactancia del conductor de MT por unidad de longitud. [49]

Tramo	Tramo	Distancia (m)	Intensidad (A)	Resistencia (ohm/km)	Pérdidas (W)
Línea 1	G1-G2	861,33	128,30	0,105	4.466,16
	G2-G3	420,85	256,60	0,105	8.728,74
	G3-G4	1108,79	384,90	0,105	51.743,53
	G4-Sub. eléc.	351,78	513,20	0,105	29.184,71
Línea 2	G8-G7	1143,42	128,30	0,105	59.28,84
	G7-G6	3006	256,60	0,105	62.346,67
	G6-G5	933,91	384,90	0,105	43.582,47
	G5-Sub. eléc	615,18	513,20	0,105	51.037,16
TOTAL					257.018,27

Tabla 61. Valores para el cálculo de las pérdidas por tramos.

Realizando el cálculo sustituyendo los valores de la tabla en la Ec. 21, se obtienen unas pérdidas de **0,257 MW**, lo que supone un 0,535 % de la potencia total.

B. SISTEMA DE ALTA TENSIÓN

La red de Alta Tensión es un sistema que conecta la subestación del parque eólico con la subestación de e-Distribución a través de cables de Alta Tensión (66 kV) que discurren por líneas aéreas.

La intensidad máxima que se transporta en condiciones normales depende de la potencia nominal del parque eólico (48 MW).

$$I = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{48 \text{ MW}}{\sqrt{3} \cdot 66 \text{ kV} \cdot 0,9} = \mathbf{466,55 \text{ A}} \quad (\text{Ec. 23})$$

La siguiente tabla se obtiene de la Especificación particular de Conductores desnudos de aluminio-acero para líneas de Alta Tensión, proporcionada por el Grupo Iberdrola. [52]

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

Tabla 62. Características esenciales de los conductores de aluminio/acero. [52]

El conductor que permite una corriente máxima admisible superior a 466,55 A es el tipo 242-AL1/39-ST1A, que indica que es un conductor desnudo de aluminio-acero con las siguientes características.

Material	Sección Al	Sección Acero	Masa lineal	Carga de rotura
Al	241,7 mm ²	39,4	977 kg/km	8450 daN
Resistencia en c.c.	Módulo de elasticidad	Densidad de corriente	Intensidad de corriente	
0,1194 ohm/km	7500 daN/mm ²	2,04 A/mm ²	574 A	

Tabla 63. Elección del conductor de AT.

CAÍDA DE TENSIÓN

La caída de tensión se calcula con la Ec. 21.

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot 23,88 \text{ km} \cdot 466,55 \text{ A}}{(241,7 + 39,4) \text{ mm}^2 \cdot 27,3 \frac{\text{ohm} \cdot \text{m}}{\text{mm}^2}} = 2514,58 \text{ V} = \mathbf{3,81 \%} \quad (\text{Ec. 24})$$

PÉRDIDAS DE POTENCIA

Teniendo en cuenta la Ec. 22 se calculan las pérdidas de potencia en el transporte de la energía hasta la subestación eléctrica de e-Distribución.

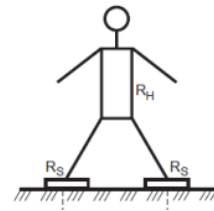
$$P_{\text{pérdidas cable}} = 3 \cdot 0,1194 \frac{\text{ohm}}{\text{km}} \cdot 23,88 \text{ km} \cdot 466,55^2 \text{ A}^2 = \mathbf{1,86 \text{ MW}} \quad (\text{Ec. 25})$$

Anexo II. Cálculo de puesta a tierra de la subestación

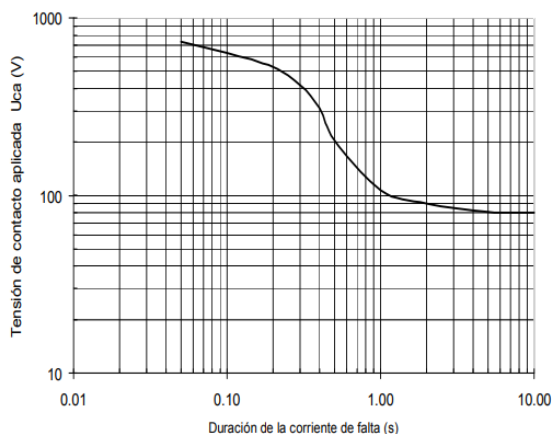
Para diseñar la red de puesta a tierra del lado de Alta Tensión se dispone del Reglamento de Alta Tensión, concretamente la ITC-RAT-13 .

La tensión de paso es la diferencia de potencial que se encuentra entre dos puntos de la superficie, cuya distancia de separación es un paso, aproximadamente 1 metro. En cambio, la tensión de contacto es la que se produce al ponerse en contacto una persona con una estructura metálica o un conductor. Ambas dan lugar a intensidades siendo la tensión de contacto más peligrosa, ya que puede atravesar órganos vitales de las personas y tener consecuencias graves.

Para calcular estas tensiones e intensidades se toma como referencia que el valor de resistencia del cuerpo humano (R_H) es $1.000 \, \Omega$ y la resistencia del calzado (R_S) es $2.000 \, \Omega$.



Teniendo en cuenta la siguiente tabla del Reglamento de Alta Tensión, se definen los valores admisibles de la tensión de contacto a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre la mano y los pies, en función de la duración de la corriente de falta.



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
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

Tabla 64. Valores admisibles de la tensión de contacto aplicada (U_{ca}) en función de la duración de la corriente de falta (t_f) [74]

El tiempo de falta se tiene en cuenta el funcionamiento correcto de las protecciones y dispositivos de maniobra, por tanto, se estima una duración de la falta de 1 segundo, lo que corresponde a una tensión admisible de 107 V.

Asimismo, se considera que la tensión de contacto aplicada es diez veces el valor de la tensión de contacto. [74]

$$U_{pa} = 10 \cdot U_{ca} = 1.070 \text{ V} \quad (\text{Ec. 26})$$

A partir de las tensiones aplicadas se definen las máximas tensiones considerando todas las resistencias adicionales del circuito.

$$U_c = U_{ca} \cdot \left[1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 \cdot Z_B} \right] \quad (\text{Ec. 27})$$

$$U_p = U_{pa} \cdot \left[1 + \frac{2 \cdot R_{a1} + 2 \cdot R_{a2}}{Z_B} \right] \quad (\text{Ec. 28})$$

Donde,

U_{ca}	Tensión de contacto aplicada admisible
U_{pa}	Tensión de paso aplicada admisible
Z_B	Impedancia del cuerpo humano (1000 Ω)
I_B	Corriente que fluye a través del cuerpo
U_c	Tensión de contacto máxima admisible en la instalación que garantiza la seguridad de las personas, considerando resistencias adicionales
U_p	Tensión de paso máxima admisible en la instalación que garantiza la seguridad de las personas, considerando resistencias adicionales
R_a	Resistencia adicional total suma de las resistencias adicionales individuales.
R_{a1}	La resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante (2000 Ω)
R_{a2}	Resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno de un pie.
	$R_{a2} = 3 \cdot \rho_s$
ρ	Resistividad del suelo cerca de la superficie

Naturaleza del terreno	Resistividad en ohmios.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500

Arena silícea	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600
Hormigón	2000 a 3000
Basalto o grava	3000 a 5000

Tabla 65. Resistividad según la naturaleza del terreno. [74]

En primer lugar, se calcula para el terreno de arcilla, el cual corresponde a una resistividad de aproximadamente $50 \Omega \cdot m$. De la misma forma, se quiere calcular la tensión de paso en zonas donde hay mayor resistividad dentro del parque eólico, por ejemplo, en la zona de la subestación, cuyo terreno se cimentará con hormigón, cuya resistividad es $2000 \Omega \cdot m$.

Los resultados de las tensiones sustituyendo en las ecuaciones *Ec. 27* y *Ec. 28*.

$$U_c = 107 \cdot \left[1 + \frac{2000+3 \cdot 50}{2 \cdot 1000} \right] = 222.025 V \quad (Ec. 29)$$

$$U_p = 1070 \cdot \left[1 + \frac{2 \cdot 2000 + 2 \cdot 3 \cdot 50}{1000} \right] = 5.671 V \quad (Ec. 30)$$

$$U'_p = 1070 \cdot \left[1 + \frac{2 \cdot 2000 + 2 \cdot 3 \cdot 2000}{1000} \right] = 18.190 V \quad (Ec. 31)$$

RESISTENCIA DEL ELECTRODO

Las tensiones máximas de contacto y paso en la instalación se deben poder controlar, para ello se deben calcular las puestas a tierra. La resistencia de tierra del electrodo, que depende de su forma y dimensiones y de la resistividad del suelo, se puede calcular por las fórmulas contenidas en la siguiente tabla. [74]

Tipo de electrodo	Resistencia en ohmios
Placa enterrada profunda -	$R = 0,8 \cdot \frac{\rho}{P}$
Placa enterrada superficial -	$R = 1,6 \cdot \frac{\rho}{P}$
Pica vertical -	$R = \frac{\rho}{L}$
Conductor enterrado horizontalmente -	$R = \frac{2\rho}{L}$
Malla de tierra -	$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$

siendo:

R = resistencia de tierra del electrodo en Ω .

ρ = resistividad del terreno de $\Omega \cdot m$.

P = perímetro de la placa en metros.

L = longitud en metros de la pica o del conductor, y en malla la longitud total de los conductores enterrados.

r = radio en metros de un círculo de la misma superficie que el área cubierta por la malla.

Tabla 66. Resistencia según el tipo de electrodo. [74]

En este caso, se está protegiendo la subestación, la cual tiene un área concreta y concentrada en un único lugar del emplazamiento. Por ese motivo se elige instalar una malla de tierra, es decir, un conjunto de conductores de cobre y electrodos conectados entre sí de forma horizontal bajo tierra, a una distancia de la superficie terrestre entre 30 y 50 centímetros y las cuadrículas deben estar espaciadas entre los 3 y 7 metros.

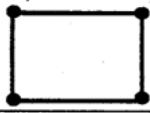
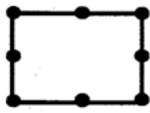
El tamaño estimado de una subestación eléctrica de un parque eólico de esta potencia es de 15 metros de ancho y 20 metros de largo, dando lugar a un área de 300 m^2 . Por tanto, la malla será una cuadrícula **de 15 x 20 metros cuyas cuadrículas eran de 5 x 5 metros**.

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{300}{\pi}} = 7,98 \text{ m} \quad (\text{Ec. } 32)$$

$$L = L_{\text{conductor}} = 10 \text{ m} \cdot 4 + 20 \text{ m} \cdot 4 = 120 \text{ m} \quad (\text{Ec. } 33)$$

$$R_{\text{malla}} = \frac{\rho}{4 \cdot r} + \frac{\rho}{L} = \frac{100}{4 \cdot 7,98} + \frac{100}{120} = 4,13 \Omega \quad (\text{Ec. } 34)$$

La resistencia de la malla es de **4,13 Ω** y ahora se procede a calcular la resistencia de las picas.

CONFIGURACION	L_p (m)	RESISTENCIA K_r	TENSION DE PASO K_p	TENSION DE CONTACTO EXT $K_c = K_p(\text{acc})$	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin pías	-	0.098	0.0142	0.0577	50-50/8/00
4 pías 	2	0.077	0.0122	0.0379	50-50/8/42
	4	0.065	0.0099	0.0283	50-50/8/44
	6	0.056	0.0083	0.0223	50-50/8/46
	8	0.049	0.0071	0.0184	50-50/8/48
8 pías 	2	0.069	0.0109	0.0313	50-50/8/82
	4	0.055	0.0083	0.0208	50-50/8/84
	6	0.047	0.0067	0.0153	50-50/8/86
	8	0.040	0.0055	0.0120	50-50/8/88

$K_r, \Omega / (\Omega \cdot m)$
 $K_p, K_c = K_p(\text{acc}) \text{ V} / (\Omega \cdot m)(A)$

$$R_{neutro} = \frac{\rho}{L} = \frac{50}{2} = 25 \Omega \quad (\text{Ec. 35})$$

$$R_{electrodo} = K_r \cdot \rho = 0,077 \cdot 50 = 3,85 \Omega \quad (\text{Ec. 36})$$

La intensidad de defecto es la que circula a través de estos conductores, la malla, el neutro y el electrodo, por tanto, se calcula de la siguiente forma.

$$I_d = \frac{U_{N-fase}}{R_{malla} + R_{neutro} + R_{electrodo}} = \frac{66/\sqrt{3} \text{ kV}}{4,13 + 25 + 3,85 \Omega} = 1,155 \text{ kA}$$

Con esa intensidad, la tensión de paso debe ser menor que la tensión de paso y de contacto calculadas anteriormente.

$$U_p = I_d \cdot k_p \cdot \rho = 1,155 \text{ kA} \cdot 0,0122 \cdot 50 = 705 \text{ V} < 5.671 \text{ V} = U_p$$

$$U'_p = I_d \cdot k_c \cdot \rho = 1,155 \text{ kA} \cdot 0,379 \cdot 50 = 2.189 \text{ V} < 18.190 \text{ V} = U_p$$

Se concluye que con la instalación definida de la puesta a tierra de la subestación se cumple con los requisitos mínimos necesarios para obtener una instalación eléctrica segura.

Anexo III. Cálculo de cortocircuito

Un cortocircuito es un fallo en la red dándose cuando dos fases están directamente en contacto, es decir, la impedancia entre las fases se reduce y la intensidad que circula por el conductor es tan alta que puede llegar a dañar la línea eléctrica.

El cálculo de la corriente de cortocircuito se realiza en la línea de alta tensión, en bornas del transformador de la subestación y en las bornas del transformador en las inmediaciones del aerogenerador. Una vez calculadas las corrientes se pueden elegir las protecciones de los conductores y apartamenta.

Para el cálculo de las corrientes y potencias de cortocircuito, se trabajará con valores en por unidad (p.u.), teniendo en cuenta las siguientes bases.

BASES	ALTA TENSIÓN	MEDIA TENSIÓN	BAJA TENSIÓN
S_B	60 MVA	60 MVA	60 MVA
U_B	66 kV	30 kV	720 V
I_B	524,86 A	1154,70 A	48112,52 A
Z_B	72,6 Ω	15,0 Ω	0,0086 Ω

Tabla 67. Bases de conversión de valores reales a por unidad del sistema.

En el punto de conexión de la red (subestación eléctrica San Fernando, Cádiz) se tiene una intensidad de cortocircuito se obtiene del *Informe Anual de la Corriente de Cortocircuito en la red de transporte del Sistema Eléctrico Peninsular en el año 2021*. [75]



Figura 101. Mapa de curvas de nivel con la distribución de los valores medios de intensidad de cortocircuito monofásico en los nudos de 220 kV. [75]

Según la escala, la intensidad de cortocircuito monofásica en la subestación a 220 kV es de 8,13 kA siendo entonces la potencia de cortocircuito esperada aproximadamente 3100 MVA.

CÁLCULOS DE IMPEDANCIAS

$$Z_{red} = j \frac{U_N^2}{S_{cc}} = j \frac{(66 \text{ kV})^2}{3100 \text{ MVA}} = j 1,41 \, \Omega \quad Z_{red \text{ p.u.}} = \frac{Z_{red}}{Z_B} = \frac{j 1,41 \, \Omega}{72,6 \, \Omega} = j 0,019 \text{ p.u.}$$

Las impedancias de las líneas de tensión se obtienen a partir de los catálogos de los fabricantes. En cuanto a la línea de AT se indica que los cables elegidos tienen una resistencia de 0,1194 Ω/km y la línea de MT tiene una resistencia y reactancia de 0,105 Ω/km y 0,103 Ω/km , respectivamente.

$$Z_{L \text{ A.T.}} = 0,1194 \, \Omega/\text{km} \cdot 23,88 \text{ km} = 2,85 \, \Omega \quad Z_{L \text{ A.T. p.u.}} = 0,039 \text{ p.u.}$$

$$Z_{L \text{ M.T.}} = 2,661 \text{ km} \cdot (0,105 + j 0,103) = 0,279 + j 0,274 \, \Omega \quad Z_{L \text{ M.T. p.u.}} = 0,019 + j 0,018 \text{ p.u.}$$

Finalmente, se calculan las impedancias de los transformadores. Las resistencias de los transformadores vienen definidas en la ficha técnica en por unidades según las bases del transformador, por tanto, es necesario definir las en las bases de la *Tabla 67*.

BASES	ALTA TENSIÓN	MEDIA TENSIÓN
S_B	60 MVA	60 MVA
U_B	66 kV	30 kV
I_B	524,86 A	1154,70 A
Z_B	72,6 Ω	15,0 Ω

Tabla 68. Bases del transformador AT/MT.

Según la ficha técnica la resistencia del transformador es un 10% y la reactancia es un 1%, definiendo la impedancia de la siguiente manera.

$$Z_{T \text{ AT/MT p.u.}} = 0,1 + j 0,01 \text{ p.u.}$$

BASES	BAJA TENSIÓN	MEDIA TENSIÓN
S_B	7 MVA	7 MVA
U_B	720 V	30 kV
I_B	5613,13 A	134,72 A
Z_B	0,074 Ω	128,6 Ω

Tabla 69. Bases transformador MT/BT.

La ficha técnica del transformador de BT/MT indica que la impedancia de cortocircuito es un 10 % y la resistencia de cortocircuito es un 1%. Con estos datos se obtienen los valores reales de la resistencia y reactancia del transformador.

$$R_{cc\ BT/MT} = 0,01 \cdot 128,6\ \Omega = 1,286\ \Omega \quad r_{cc\ BT/MT\ p.u.} = \frac{1,286\ \Omega}{15,0\ \Omega} = 0,09\ p.u.$$

$$Z_{cc\ BT/MT} = 0,1 \cdot 128,6\ \Omega = 12,86\ \Omega \quad z_{cc\ BT/MT\ p.u.} = \frac{12,86\ \Omega}{15,0\ \Omega} = 0,86\ p.u.$$

$$Z_{BT/MT\ p.u.} = 0,09 + j\ 0,085\ p.u.$$

Finalmente, se calcula la impedancia del aerogenerador a partir de la tensión de cortocircuito, la cual es 9,9 %.

$$Z_g = u_{cc} \cdot \frac{U_N^2}{S_N} = 0,099 \cdot \frac{(720\ V)^2}{7\ MVA} = 0,0073\ \Omega \quad z_{g\ p.u.} = \frac{0,0073\ \Omega}{0,0086\ \Omega} = 0,848\ p.u.$$

A continuación, se calculan las corrientes de cortocircuito en los puntos indicados en el siguiente esquema.

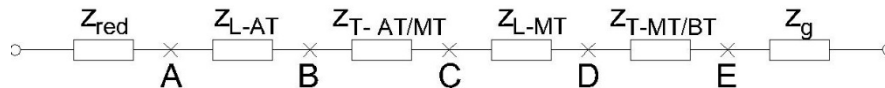


Figura 102. Esquema de las resistencias y los puntos del circuito de generación.

	A	B	C	D	E
icc (p.u.)	52,632	23,051	7,043	6,066	3,559
scc (p.u.)	52,632	23,051	7,043	6,066	3,559
I_{CC} (kA)	27,62	12,10	8,13	7,00	4,11
S_{CC} (MVA)	3157,89	1383,06	422,56	363,98	213,57

Tabla 70. Cálculo de la intensidad y potencia de cortocircuito.

Anexo IV. Ficha técnica transformador BT/MT

4.3 HV Transformer

The transformer is a three-phase, three limb, two-winding, liquid immersed transformer. The transformer is equipped with an external water-cooling circuit. The insulation liquid used is environmentally friendly and low flammable.

The HV transformer is located in a separate locked room in the back of the nacelle.

The transformer is designed according to IEC standards and is available in the following version:

- Eco-design complying to Tier 2 of European Ecodesign regulation No 548/2014 and No 2019/1783 set by the European Commission. Refer to Table 4-3.

4.3.1 General transformer data

Transformer		
Type description	Eco-design liquid immersed transformer.	
Basic layout	3 phase, 2 winding transformer	
Applied standards	IEC 60076-1, IEC 60076-16, IEC 61936-1 Commission Regulation No 548/2014 Commission Regulation No 2019/1783	
Cooling method	KF/WF	
Rated power	7000 kVA	7300kVA
Expansion system	Open breathing	Sealed
No-load reactive power	~35 kVAr ¹	~40 kVAr ¹
Full load reactive power	~700 kVAr ¹	~770 kVAr ¹
No-load current	~ 0.5 % ¹	~ 0.5 % ¹
Positive sequence short-circuit impedance @ rated power, 95°C	9.9 % ^{1,2}	10.3 % ^{1,2}
Transformer		
Positive sequence short-circuit resistance@ rated power, 95°C	~1.0 % ¹	~1.0 % ¹
Zero sequence short-circuit impedance@ rated power, 95°C	~9.0 – 10 % ¹	~9.4 – 10.4 % ¹
Zero sequence short-circuit resistance@ rated power, 95°C	~1.0 % ¹	~1.0 % ¹
Rated voltage, turbine side		
U _m 1.1kV	0.720 kV	
Rated voltage, grid side		
U _m 24.0kV	19.1-22.0 kV	
U _m 36.0kV	22.1-33.0 kV	
U _m 40.5kV	33.1-36.0 kV	
Insulation level AC / LI / LIC		
U _m 1.1kV	3 / - / - kV	
U _m 24.0kV	50 / 125 / 138 kV	
U _m 36.0kV	70 / 170 / 187 kV	
U _m 40.5kV	80 / 200 / 220 kV	
Off-circuit tap changer	None	
Frequency	50 Hz / 60 Hz	
Vector group	Dyn11	
Inrush peak current	5-8 x I _n ¹	
Half crest time	~ 0.6 - 1 s ¹	
Sound power level	≤ 80 dB(A) ¹	
Average winding temperature rise	Class 120 (E) ≤65 K ¹ Class 130 (B) ≤75 K ¹	
Max altitude	2000 m ¹	
Insulation system	Hybrid insulation system. Winding insulation: 120 (E), Thermally Upgrader Paper 130 (B), High temperature insulation Other materials can have different class.	
Insulation liquid, Type/Fire point	Natural/Synthetic ester, biodegradable/ K-class (>300°C)	
Insulation liquid, Amount	≤ 3000 kg ¹	
Corrosion class	C3 ¹	
Weight	≤11200 kg ¹	
Overvoltage protection	Plug-in surge arresters on HV bushings ¹	
High voltage bushings	Outer cone, interface C1 ¹	

Anexo V. Ficha técnica celdas de MT

Presentación general

Certificaciones y normativas

Normativa internacional

Normas IEC

Las celdas DVCAS han sido diseñadas y certificadas conforme a las siguientes normas:



Norma	Especificación
IEC 62271-1	Aparamenta de alta y media tensión
IEC 62271-100	Aparamenta de alta y media tensión Parte 100: Interruptores de corriente alterna de alta tensión
IEC 62271-102	Aparamenta de alta y media tensión Parte 102: Desconectores y puestas a tierra de corriente alterna
IEC 62271-200	Aparamenta de alta y media tensión Parte 200: Conjuntos de apramanta de corriente alterna bajo envoltente metálica, para tensiones de más de 1 kV hasta 52 kV
IEC 60265-1	Interruptores-seccionadores de alta tensión Parte 1: Interruptores-seccionadores para tensiones superiores a 1 kV y menores 52 kV
IEC 60529	Grados de protección para envoltentes (Código IP)

IEC

Presentación general

Certificaciones y normativas

Normativa internacional

Normas americanas

La celda DVCAS cumple con las siguiente normativa americana, certificada por UL (Underwriter Laboratories):



Norma	Especificación
IEEE C37.06-2000	Guide for High-Voltage Circuit Breakers Rated on Symmetrical Current Basis Designated "Definite Purpose for Fast Transient Recovery Voltage Rise Times.
IEEE C37.09-1999	Standard Test Procedure for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis
IEEE C37.010-1999	(R 2005), IEEE Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis
ANSI C37.54-2002	Indoor Alternating Current High-Voltage Circuit Breakers Applied as Removable Elements in Metal-enclosed Switchgear – Conformance Test Procedures
IEEE C37.20.3-2001	Metal-enclosed Interrupter Switchgear
IEEE C37.20.4-2001	Indoor AC Switches (1 kV–38 kV) for Use in Metal - Enclosed Switchgear.
C37.57-2003 NEMA	Switchgear—Metal-Enclosed Interrupter Switchgear Assemblies—Conformance Testing.
C37.58-2003 NEMA	Switchgear—Indoor AC, Medium Voltage Switches for Use in Metal-Enclosed Switchgear Conformance Test Procedures
IEEE 1247-1998	Interrupter Switches for Alternating Current, Rated Above 1000 V
NFPA 70-2005	National Electrical Code (the NEC)

Normas canadienses

Norma	Especificación
C22.2 No. 31-04	Switchgear assemblies
C22.2 NO. 58-M1989	High-Voltage Isolating Switches
C22.2 No. 193-M1983 Reaffirmed 2004	High Voltage Full-Load Interrupter Switches

ANSI
IEEE

Presentación general

Características técnicas y eléctricas

		DVCAS 36 kV
Tensión nominal	(kV)	36*
Frecuencia	(Hz)	50/60
Intensidad nominal	(A)	630
Intensidad de cortocircuito (valor eficaz)	(kA/s)	20/3
Intensidad de cortocircuito (valor cresta)	(kA)	50/52
Nivel de aislamiento		
A frecuencia industrial (50/60Hz-1 min)	(kV)	70
A onda de impulso tipo rayo	(kV)	170
Resistencia frente a arcos internos IAC AFL ⁽¹⁾	(kA/1s)	20
Grado de protección		
Compartimento de MT	(IP)	67
Compartimentos BT y mandos**	(IP)	3X
Presión del gas de aislamiento SF6 a 20°C	(bar)	0.3
Temperatura de operación ⁽²⁾	(°C)	-40 a +40
Temperatura de almacenamiento	(°C)	-40/+50
Altitud ⁽³⁾	(m)	2000
Conectores		
Geometría		T
Apantallamiento (recomendado)		Puesto a tierra
Perfil interno		Tipo C
Conexión atornillada		M16x22mm

* Para tensiones de 38kV, consultar con MESA

** Excepto en la parte correspondiente a la zona de paso de cables.

(1) Para aplicaciones IAC AFLR, por favor consultar con MESA.

(2) Para aplicaciones con temperaturas a -40°C o superiores a +40°C, por favor consultar con MESA.

(3) Para altitudes mayores de 2000m, por favor consultar con MESA.



DVCAS 36kV

Módulos DVCAS

Configuraciones recomendadas

Como hemos explicado, la celda DVCAS está formada por la unión de uno o varios módulos unidos entre sí. Sale de fábrica como una celda compacta, ensayada, ensamblada y montada sobre la bancada. En función del número de entradas –salidas necesarias en cada aerogenerador serán necesarios distintos grupos funcionales.

La entrada de línea hacia el aerogenerador posterior, se recomienda mediante remonte rígido de cables a barras (OL).

La salida de línea desde el, o los aerogeneradores anteriores, se recomienda mediante interruptor-seccionador de tres posiciones (1L), lo que facilita las labores de explotación y mantenimiento del parque (ver página 13 para esquema típico de parque eólico).

Módulo OL: Función de remonte a barras.

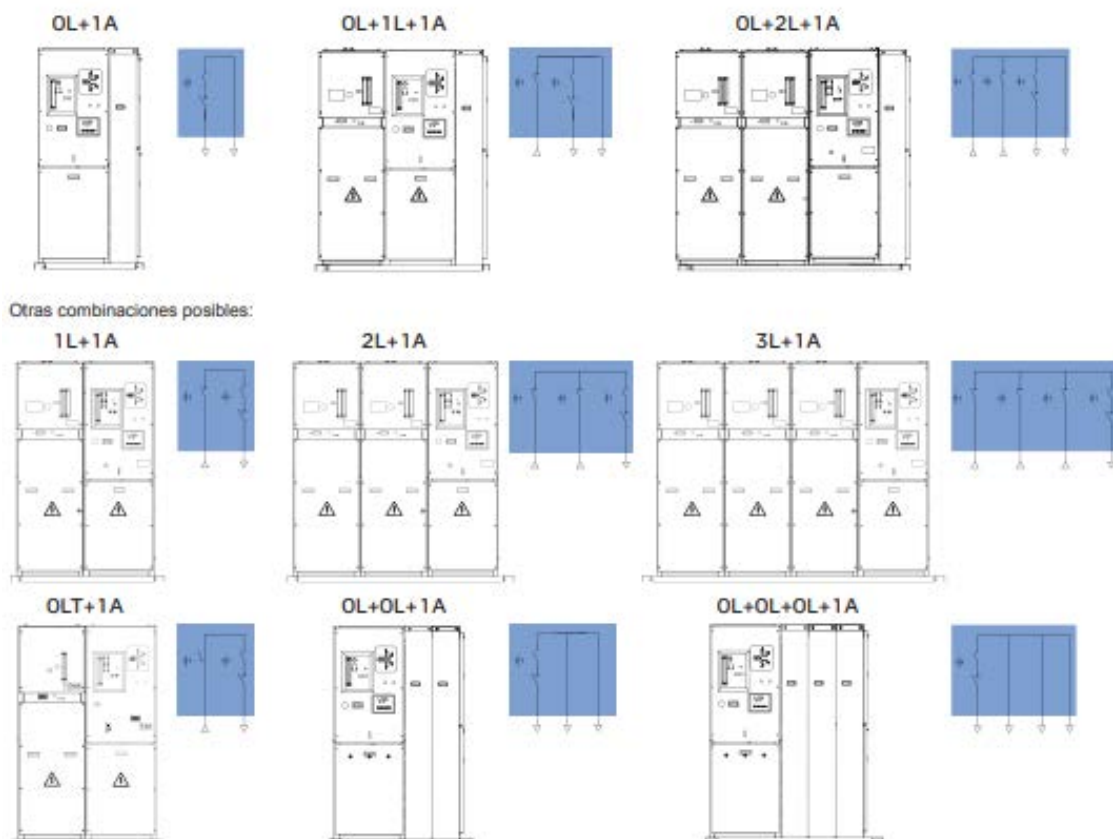
Módulo 1L: Función de maniobra con interruptor-seccionador.

Módulo 1A: Función de protección con interruptor automático.

Las configuraciones recomendadas por MESA están basadas en base a la seguridad, optimización del coste y ahorro de espacio.

- Aero de final de línea: OL+1A
- Aero intermedio: OL+1L+1A
- Aero de confluencia: OL+2L+1A

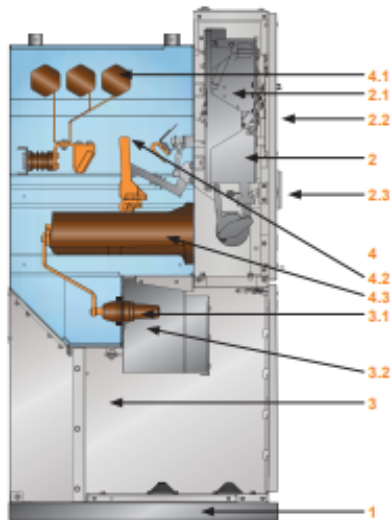
Configuraciones recomendadas



Para otra configuraciones consultar con MESA

Módulos DVCAS

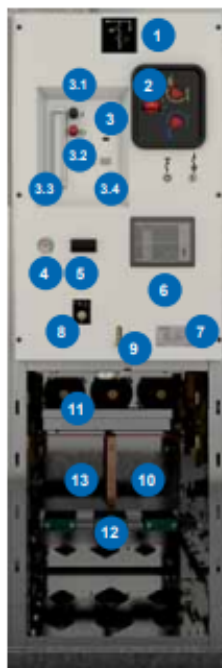
Protección del transformador (1A)



Módulo de protección de transformador 1A

Incluye el interruptor automático de vacío y el seccionador de tres posiciones. Puede incluir remonte rígido de acometida a barras.

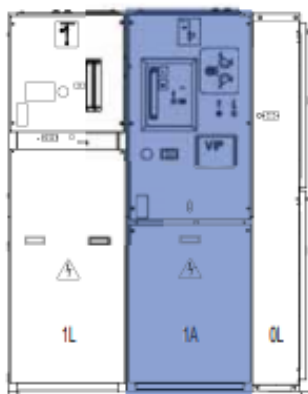
- 1. Bancada metálica**
- 2. Compartimento de mecanismos de mandos y relés**
 - 2.1. Mando del seccionador
 - 2.2. Mando del interruptor automático
* motor para el mando (opcional)
 - 2.3. Relé de protección VIP
- 3. Compartimento de cables de MT**
 - 3.1. Pasatapas para conexión de cables
 - 3.2. Tres sensores de intensidad de fase CRc
* Dos cables por fase manteniendo las mismas dimensiones (opcional)
- 4. Cuba de SF6 sellada de por vida**
 - 4.1. Embarrado
 - 4.2. Seccionador de tres posiciones
 - 4.3. Interruptor automático de vacío



Protección del interruptor automático. Mecanismos

- 1. Sinóptico**
- 2. Mando del seccionador**
 - 2.1. Seccionador: abierto-cerrado
 - 2.2. Seccionador de tierra: abierto-cerrado
 - 2.3. Indicadores de posición
- 3. Mando del Interruptor automático**
 - 3.1. Pulsador de cierre
 - 3.2. Pulsador de apertura
 - 3.3. Puntos de accionamiento por palanca de carga manual de muelles
 - 3.4. Indicadores mecánicos de posición y de carga de muelles
- 4. Indicador de la presión de SF6 en el interior de la cuba**
- 5. Indicador de presencia de tensión**
- 6. Relé de protección (Serie VIP)**
- 7. Placa de características**
- 8. Cerradura de bloqueo puesta a tierra cables (opcional)**
- 9. Pestillo de apertura-cierre de la puerta del compartimento de cables de potencia**
- 10. Compartimento de cables de MT**
- 11. Pasatapas para conexión de cables**
- 12. Bridas para sujeción de cables**
- 13. Pletina colectora de tierra**

Módulos DVCAS



Protección del transformador (1A)

Interruptor automático de vacío

La protección del transformador se realiza mediante el interruptor automático. El 1A realiza la extinción del arco de forma segura.

El interruptor automático de corte en vacío se halla alojado de forma estanca dentro de la cuba.

El mecanismo de accionamiento se encuentra fuera del cubículo de SF6 y es fácilmente accesible para su mantenimiento y revisión retirando el panel frontal de la celda.

El interruptor automático es de categoría E2 M1 según la norma IEC 62271-100, con un ciclo de maniobra O-0.3s-CO-15s-CO.

Existen dos modelos, dependiendo de si incorpora remonte a barras mediante pasatapas superior derecho o no.

Cualquier conexión de unidades funcionales se realiza siempre por la izquierda. En caso de no ser necesaria la conexión de ningún otro módulo por la izquierda de la función 1A, los zócalos de conexión son equipados con tapones aislantes.

El interruptor automático de corte en vacío incorporado en las celdas DVCAS, cumple con los requerimientos de la norma IEC 62271-100.

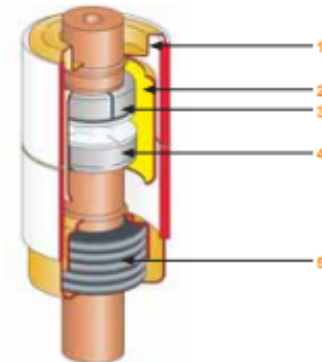
Características técnicas y eléctricas

Tensión nominal	(kV)	36*
Frecuencia	(Hz)	50/60
Intensidad nominal	(A)	630
Intensidad de cortocircuito (valor eficaz)	(kA/s)	20/3
Intensidad de cortocircuito (valor cresta)	(kA)	50/52
Nivel de aislamiento		
A frecuencia industrial (50/60Hz-1 min)	(kV)	70
A onda de impulso tipo rayo	(kV)	170
Interruptor automático		
Endurancia eléctrica	(Clase)	E2
Endurancia mecánica	(Clase)	M1
Capacidad de corte en cortocircuito (valor eficaz)	(kA)	20
Seccionador de tres posiciones		
Endurancia eléctrica	(Clase)	E0
Endurancia mecánica	(Clase)	M0

*Para tensiones de 38kV, consultar con MESA

Módulos DVCAS

Protección del transformador (1A)



1. Cámara cerámica
 2. Pantalla
 3. Contacto fijo
 4. Contacto móvil
 5. Fuelles metálicos
- Componentes del interruptor de vacío

Mecanismo operativo del Interruptor Automático

El interruptor automático de vacío se acciona mediante mecanismos operativos que garantizan una tasa de apertura y cierre del dispositivo de conmutación independiente del operario. Este mecanismo consigue ciclos de cierre remotos y rápidos. La velocidad de apertura y cierre de los contactos del Interruptor Automático utilizado para las apartamentos DVCAS es independiente de la acción del operario. Este mecanismo eléctrico, que está siempre motorizado para efectuar funciones de control remoto, permite ciclos rápidos de reenganche.

Todos los mecanismos de operación de la apartamenta instalada en las celdas DVCAS están dispuestos en el exterior del tanque de SF6.

Asimismo, el mantenimiento de este tipo de mecanismos operativos es bastante reducido debido a que utilizan componentes autoengrasados.

El mecanismo operativo incluye:

- Un sistema de muelle que almacena la energía necesaria para abrir y cerrar el Interruptor Automático.
- Un sistema manual de carga del muelle.
- Un dispositivo de carga de motor eléctrico que recarga automáticamente los muelles en menos de 5 segundos después de que se hayan cerrado los contactos principales.
- Un pulsador mecánico de apertura con tapa para enclavamiento (opcional).
- Un pulsador mecánico de cierre con tapa (opcional).
- Un sistema eléctrico de cierre que incluye:
 - Una bobina de cierre para control remoto y un relé antibombeo.
- Un sistema eléctrico de apertura que incluye:
 - Una bobina de disparo simple o doble (opcional).
- Contador de operaciones.
- Un contacto de indicación de carga del muelle.
- Un contacto de indicación de carga finalizada.
- Un indicador mecánico de posición del interruptor: abierto-cerrado.
- Un indicador mecánico de estado del muelle: cargado-descargado.
- Un enclavamiento por llave para el bloqueo del interruptor automático en posición abierto (opcional).

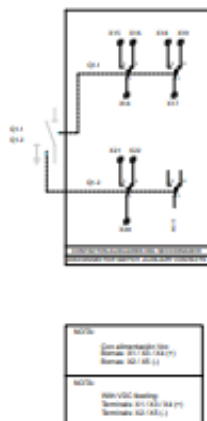
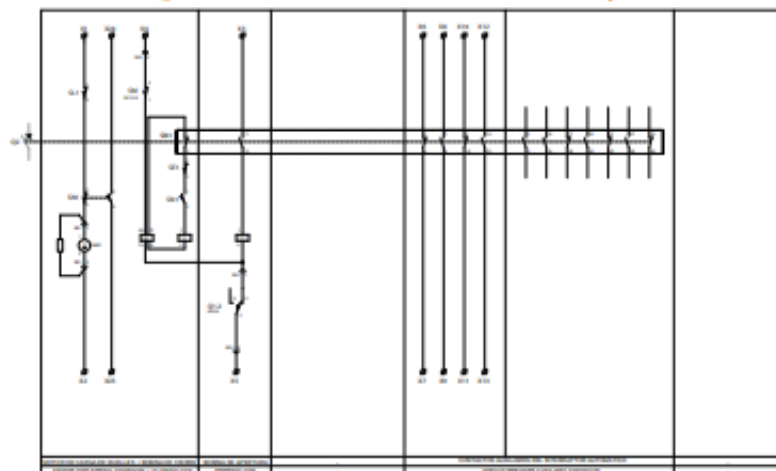


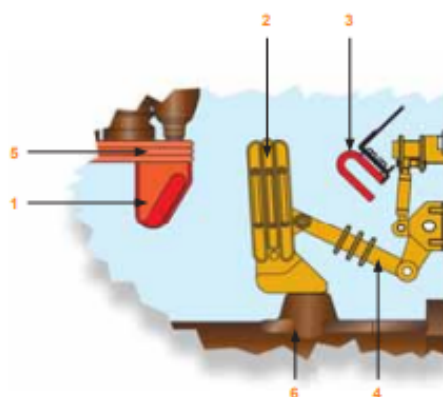
Diagrama auxiliar del mecanismo operativo



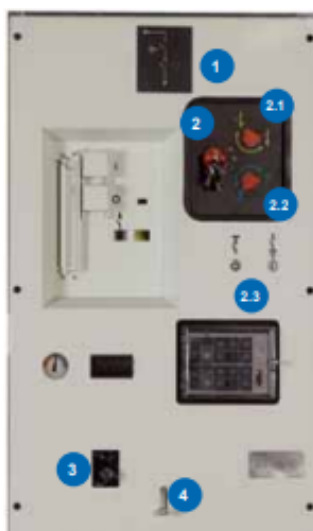
- M** Motor de carga del resorte.
YF Bobina de cierre.
KN Relé antibombeo.
Y01 Bobina de disparo.
Y02 Segunda bobina de disparo (opcional).

Módulos DVCAS

Protección del transformador (1A)



1. Contacto fijo "seccionador cerrado"
2. Dedos de contacto móviles
3. Contacto fijo "seccionador a tierra"
4. Biela de aislamiento
5. Barras interiores superiores
6. Interruptor automático



1. Sinóptico
2. Mando del seccionador
 - 2.1. Seccionador: abierto-cerrado
 - 2.2. Seccionador de tierra: abierto-cerrado
 - 2.3. Indicadores de posición
3. Cerradura de bloqueo puesta a tierra cables (opcional)
4. Pestillo de apertura-cierre de la puerta del compartimento de cables de potencia

Seccionador de 3 posiciones

El seccionador de 3 posiciones incorporado en las celdas DVCAS, cumple con los requerimientos de la norma IEC 62271-102 para los seccionadores y seccionadores de puesta a tierra.

La velocidad de actuación en todas las maniobras de apertura y cierre es dependiente de la actuación del operario. La capacidad de cierre contra cortocircuito, tanto del seccionador como de la puesta a tierra, la garantiza el interruptor automático.

Operación y mando

La operación del seccionador de 3 posiciones, es siempre manual mediante palanca de accionamiento.

La selección de la función (maniobra admisible sobre el seccionador) se realiza mediante un selector de tipo bandera.

Enclavamientos

En el diseño tanto del interruptor automático como del seccionador, se han considerado todas las condiciones de operación, garantizando mediante enclavamientos adecuados la máxima seguridad de los operarios y la instalación, eliminando la posibilidad de realizar falsas maniobras.

La operación estándar del seccionador se realiza de forma manual mediante palanca de accionamiento.

Selección de función (maniobra admisible) mediante selector.

El diseño tipo bandera del selector, solamente permite que la palanca de accionamiento sea introducida en el punto de accionamiento correspondiente a la función seleccionada.

La palanca de accionamiento no puede ser extraída hasta que la maniobra del seccionador no haya sido totalmente finalizada.

El Interruptor Automático no puede ser cerrado, hasta después de haber puesto el selector de función en la posición neutra, que asegura el final de la maniobra.

El seccionador de 3 posiciones únicamente puede ser accionado cuando el interruptor automático se encuentra en posición abierto.

Combinación entre interruptor automático y seccionador

Todas las maniobras mecánicas y eléctricas sobre el interruptor automático, quedan impedidas mientras el selector de función del seccionador no este en posición neutra.

Además, la puesta a tierra del seccionador, anula todas las maniobras eléctricas sobre el interruptor. Por su parte, no será posible realizar ninguna maniobra sobre el seccionador de 3 posiciones mientras el interruptor automático esté cerrado.

Acceso a cables MT y recinto del transformador

La función de protección dispone, como opción, de una llave que queda libre cuando dicha función está puesta a tierra.

A su vez, no es posible acceder al compartimento de cables de MT, mientras no esté puesta a tierra dicha unidad funcional.

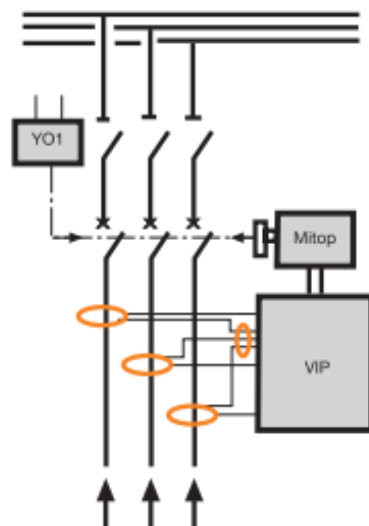
En segundo lugar, existen enclavamientos internos específicos, que garantizan que con el panel extraído o con la llave extraída, queden impedidas las maniobras sobre el interruptor y el seccionador de puesta a tierra.

Existen otros enclavamientos especiales por cerradura que pueden ser incluidos opcionalmente.

Módulos DVCAS

Protección del transformador (1A)

Esquema relé y bobinas



Cadena de protección

Características del sistema de protección

El sistema de protección con el que son equipadas las celdas DVCAS, en su aplicación habitual eólica, permite su funcionamiento sin necesidad de alimentación exterior.

El sistema incluye:

- **3x Sensores de intensidad CRc**
Son de arquitectura toroidal.
- **Sensor de intensidad homopolar CSH-30**
De arquitectura toroidal, estará situado en la parte posterior del relé VIP.
- **Relé electrónico tipo VIP**
Situado en el panel frontal de mecanismos, está protegido mediante una cubierta transparente que dota al conjunto de un grado de protección IP-54.
Sus características eléctricas básicas son:
 - Protección frente a faltas entre fases
 - Protección frente a faltas a tierra
 - Sin necesidad de alimentación exterior

Bobinas de disparo

Las celdas DVCAS equipadas con interruptor automático, incorporan como estándar.

2 bobinas de disparo:

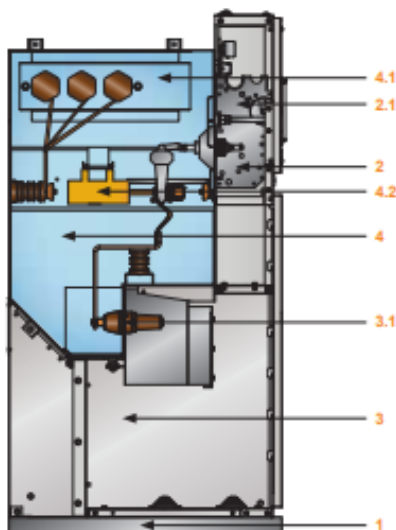
- Bobina Mitop: autoalimentado a través de relé
- Bobina YO1 para disparo externo

Señalización: fiabilidad

El sistema de señalización de la posición del seccionador cumple la norma CEI 62271-102, lo que hace innecesaria la incorporación de mirillas u otros dispositivos para poder comprobar visualmente la posición de la aparamenta.

Módulos DVCAS

Entrada de línea (1L)



1. Bancada metálica
2. Compartimento de mecanismos de mandos
 - 2.1. Mando del interruptor-seccionador
 - * Mando motorizado (opcional)
3. Compartimento de cables de MT
 - 3.1. Pasatapas para conexión de cables
 - * Dos cables por fase manteniendo las mismas dimensiones (opcional)
 - Indicador de falta de paso (Flair) opcional
4. Cuba de SF6 sellada de por vida
 - 4.1. Embarrado
 - 4.2. Interruptor seccionador de 3 posiciones
 - * Contactar con MESA para diferentes configuraciones

Celda de línea (1L)

Incluye el seccionador de tres posiciones. Puede incluir remonte rígido de acometida a barras.

La función de entrada de línea desde el aerogenerador anterior, en las redes de MT de parques eólicos, se recomienda realizarla mediante una celda modular DVCAS equipada con interruptor-seccionador de 3 posiciones 1L, ya que entre otros motivos:

- Minimiza los tiempos de parada por defectos.
- Facilita la localización de defectos.
- Reduce las paradas por trabajos de mantenimiento.
- Optimiza los trabajos de energización.

La conexión de la función 1L a la función de protección 1A, se realiza siempre por la derecha, mediante biconos monofásicos con aislante elastomérico apantallado.

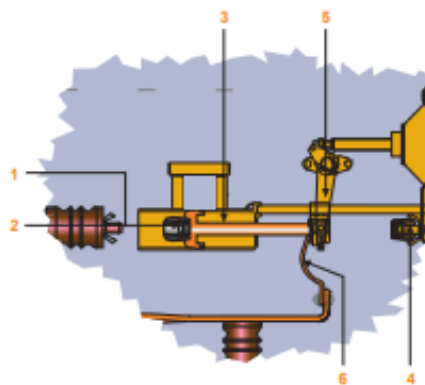
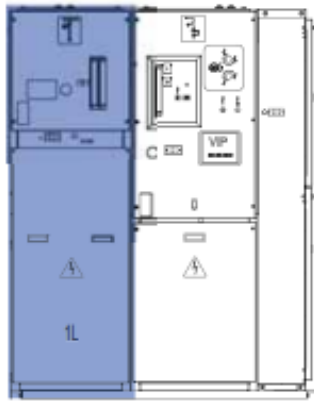


Mecanismos del interruptor seccionador

1. Sinóptico
2. Mando del interruptor seccionador
 - 2.1. Interruptor seccionador : abierto/cerrado
 - 2.2. Interruptor seccionador de tierra: abierto-cerrado
 - 2.3. Indicadores de posición del interruptor seccionador
3. Indicador de la presión de SF6 en el interior de la cuba
4. Placa de características
5. Indicador de presencia de tensión
6. Cerradura de bloqueo puesta a tierra cables (opcional)
7. Indicador de paso de falta (opcional)
8. Compartimento de cables de MT
9. Pasatapas para conexión de cables
10. Bridas de sujeción de cables
11. Pletina colectora de tierra

Módulos DVCAS

Entrada de línea (1L)



1. Contacto fijo "interruptor cerrado"
2. Dedos de contacto móviles
3. Cámara del interruptor
4. Contacto fijo "puesta a tierra cerrada"
5. Bielas de accionamiento
6. Trenza de conexión

Interruptor- seccionador

Los interruptores-seccionadores son del tipo autoneumático de tres posiciones: Conectado, desconectado y puesto a tierra, y por tanto, con seguridad intrínseca contra falsas maniobras.

Son de categoría de usos generales, para maniobra frecuente (100 maniobras), según IEC 60265-1. Disponen de capacidad de cierre en cortocircuito, tanto en la operación de cierre del interruptor- seccionador como de la puesta a tierra de cables. La técnica de corte empleada, es el soplado autoneumático de SF6 hacia la zona de separación de los contactos.

Operación y mando

La velocidad de actuación en todas las maniobras de apertura y cierre (excepto la apertura del seccionador de puesta a tierra) es independiente de la actuación del operario. La operación del Interruptor-seccionador de 3 posiciones, puede ser siempre realizada manualmente mediante palanca de accionamiento.

De forma opcional, el mando de la función interruptor puede ser motorizado y la palanca de accionamiento puede ser del tipo antirretorno. Esta funcionalidad, combinada con los detectores de paso de falta Flair y las protecciones en la subestación colectora, permite aislar remotamente las faltas y restablecer el servicio de forma escalonada.

Enclavamientos

En el diseño del interruptor-seccionador, se han considerado todas las condiciones de operación, garantizando mediante enclavamientos adecuados la máxima seguridad de los operarios y la instalación.

Acceso a cables de MT

Solamente una vez puesto a tierra el circuito, queda liberado el enclavamiento que permite el acceso al compartimento de cables de MT. Opcionalmente puede incorporarse un enclavamiento por cerradura, de tal forma que su llave quede liberada con la puesta a tierra cerrada y el panel desenclavado.

Características

El interruptor-seccionador de 3 posiciones incorporado en las celdas DVCAS, cumple con los requerimientos de las normas CEI 60265-1 (CEI 62271-103) para los interruptores y CEI 62271-102 para los seccionadores y seccionadores de puesta a tierra.

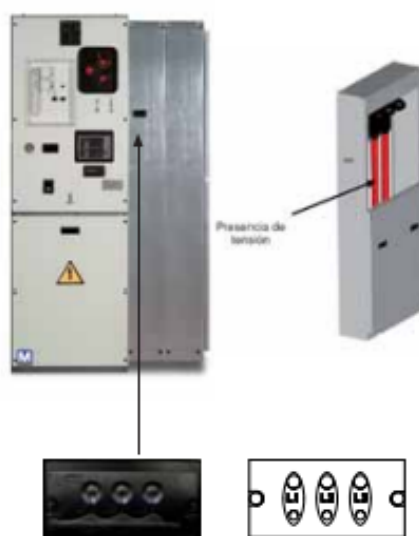
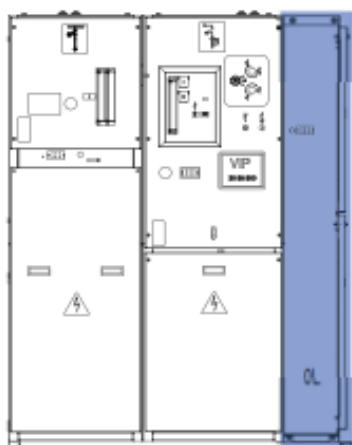
Características técnicas y eléctricas

Tensión nominal	(kV)	36*
Frecuencia	(Hz)	50/60
Intensidad nominal	(A)	630
Intensidad de cortocircuito (valor eficaz)	(kA/s)	20/3
Intensidad de cortocircuito (valor cresta)	(kA)	50/52
Nivel de aislamiento		
A frecuencia industrial (50/60Hz-1 min)	(kV)	70
A onda de impulso tipo rayo	(kV)	170
Interruptor - seccionador		
Endurancia eléctrica	(Clase)	E3
Endurancia mecánica	(Clase)	M1
Seccionador de puesta a tierra		
Endurancia eléctrica	(Clase)	E2
Endurancia mecánica	(Clase)	M0

*Para tensiones de 38kV, consultar con MESA

Módulos DVCAS

seguridad
optimización del coste
ahorro de espacio



Indicador de presencia de tensión

Función de remonte (OL)

La entrada de línea hacia el aerogenerador posterior, se recomienda mediante remonte rígido de cables a barras (OL).

La célula modular OL también puede ser utilizada para la realización de la salida, utilizando una segunda terna de cables.

Enclavamientos

Debe prestarse especial atención a la utilización adecuada de enclavamientos que impidan realizar bajo tensión la puesta a tierra accidental de todo el circuito de MT.

Para el acceso a los conectores de la función de remonte, es necesario comprobar que no existe tensión en dicho punto del circuito. Tras haber verificado la ausencia de tensión, proceder a desmontar el panel.

Existe opcionalmente enclavamientos de puesta a tierra con llave.

Indicador de la presencia de tensión

En la parte frontal de los equipos están incorporados los sistemas indicadores de presencia de tensión según norma IEC 61958. El parpadeo de cada lámpara indica la presencia de tensión en el cable correspondiente a la fase indicada (L1-L2-L3).

Módulo de remonte con puesta a tierra OLT

Se puede requerir únicamente un seccionador de puesta a tierra para la entrada y excepcionalmente incluso para la entrada y salida de las líneas un aerogenerador. Para ello se puede utilizar un módulo funcional DVCAS OLT que permite la conexión de hasta 2 cables por fase (3 conectores de dimensiones reducidas) para realizar las entradas y salida de línea.

Los componentes de este módulo, son los mismos que los del módulo de entrada de línea 1L, considerando que no incorpora la función interruptor de línea ni sus elementos asociados.

Características técnicas y eléctricas

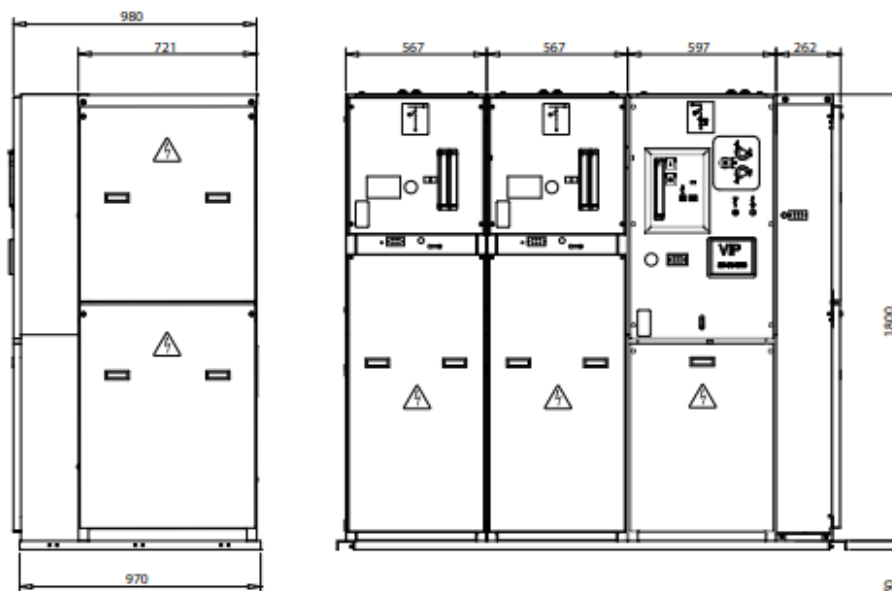
Tensión nominal	(kV)	36*
Frecuencia	(Hz)	50/60
Intensidad nominal	(A)	630
Intensidad de cortocircuito (valor eficaz)	(kA)	20/3
Intensidad de cortocircuito (valor cresta)	(kA)	50/52
Nivel de aislamiento		
A frecuencia industrial (50/60Hz-1 min)	(kV)	70
A onda de impulso tipo rayo	(kV)	170
Categoría del seccionador de puesta a tierra (OLT)		
Endurancia eléctrica		E2
Endurancia mecánica		M0

*Para tensiones de 38kV, consultar con MESA



Módulos DVCAS

Dimensiones y pesos



* Las bases de embalajes no están incluidas ni en las dimensiones ni en los pesos.

** La bancada autosoportante mide 50 mm de alto y sobresale 35 mm a cada lado de la celda apróx.

Dimensiones y pesos

DVCAS 36 kV - Celdas/funciones modulares	Alto (mm)	Ancho (mm)	Profundo (mm)	Pesos (Kg)
0L+1A	1.800	859	980	400
0L+1L+1A	1.800	1.426	980	675
0L+2L+1A	1.800	1.993	980	950
0LT+1A	1.800	1.164	980	650
1L+1A	1.800	1.164	980	650
2L+1A	1.800	1.731	980	925
3L+1A	1.800	2.298	980	1.200
0L+0L+1A	1.800	1.091	980	425
0L+0L+0L+1A	1.800	1.323	980	450
0L+0L+1L+1A	1.800	1.658	980	700



Anexo VI. Ficha técnica cable de MT

CABLES PARA MEDIA TENSIÓN

AL EPROTENAX H COMPACT AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE-HD 620-9E
Designación genérica: AL HEPRZ1



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.
Flexibilidad: clase 2, según UNE-EN 60228
Temperatura máxima en el conductor: 105 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

SEMICONDUCTORA INTERNA

Capa extrusionada de material conductor.

AISLAMIENTO

Material: etileno propileno de alto módulo (HEPR, 105 °C). **Espesor reducido.**

SEMICONDUCTORA EXTERNA

Capa extrusionada de material semiconductor **separable en frío.**

PANTALLA METÁLICA

Material: hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira.
Sección total 16 mm² (12/20 kV) ó 25 mm² (18/30 kV).

SEPARADOR

Cinta de poliéster.

CUBIERTA EXTERIOR

Material: poliolefina termoplástica, DMZ1 Vemex.
Color: rojo.

DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm²)	Ø NOMINAL AISLAMIENTO* (mm)	ESPEJOR MEDIO AISLAMIENTO (mm)	Ø NOMINAL EXTERIOR* (mm)	ESPEJOR MÍNIMO CUBIERTA (mm)	PESO APROXIMADO (kg/km)	RADIO DE CURVATURA ESTÁTICO (POSICIÓN FINAL) (mm)	RADIO DE CURVATURA DINÁMICO (DURANTE TENDIDO) (mm)
12/20 kV							
1 x 50/16 (1)	18,0	4,5	26,3	2,5	790	395	526
1 x 95/16	20,8	4,3	29,1	2,7	980	437	582
1 x 150/16 (1)	23,5	4,3	32,1	3,0	1206	482	642
1 x 240/16 (1)	27,6	4,3	36,1	3,0	1570	542	722
1 x 400/16 (1)	32,7	4,4	41,5	3,0	2115	623	830
1 x 630/16	41,0	4,5	49,6	3,0	3115	743	990
18/30 kV							
1 x 95/25	25,6	6,7	34,5	3,0	1335	518	690
1 x 150/25 (1)	27,2	6,2	36,6	3,0	1520	549	732
1 x 240/25 (1)	31,4	6,2	40,6	3,0	1905	609	812
1 x 400/25 (1)	36,4	6,2	45,7	3,0	2480	686	914
1 x 630/25 (1)	44,7	6,4	54,1	3,0	3525	812	1082

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola.

(*) Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación).

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal simple, U ₀ (kV)	12	18
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U _m (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U _p (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	105	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	



CABLES PARA MEDIA TENSIÓN

AL EPROTENAX H COMPACT

AL HEPRZ1 (NORMALIZADO POR IBERDROLA)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
Norma diseño: UNE-HD 620-9E
Designación genérica: AL HEPRZ1



DATOS TÉCNICOS

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE BAJO EL TUBO Y ENTERRADO* (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE DIRECTAMENTE ENTERRADO** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE AL AIRE** (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN EL CONDUCTOR DURANTE 1s (A)	INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO EN LA PANTALLA DURANTE 1s*** (A)	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV (pant, 16 mm ²)	18/30 kV (pant, 25 mm ²)
1 x 50 (2)	135	145	180	4250	2880	
1 x 95	200	215	275	8080	2880	4250
1 x 150 (1)	255	275	360	12800	2880	4250
1 x 240 (1)	345	365	495	20400	2880	4250
1 x 400 (1)	450	470	660	34000	2880	4250
1 x 630 (1)	590	615	905	53600	2880	4250

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 12/20 kV.

(*) Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W.

(**) Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

(***) Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949.

1x SECCIÓN CONDUCTOR (Al) / SECCIÓN PANTALLA (Cu) (mm ²)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T 20 °C (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A T MAX (105 °C) (Ω/km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/km)		CAPACIDAD μF/km	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1 x 50 (2)	0,641	0,861	0,134		0,216	
1 x 95	0,320	0,430	0,119	0,131	0,281	0,202
1 x 150 (1)	0,206	0,277	0,112	0,120	0,329	0,247
1 x 240 (1)	0,125	0,168	0,102	0,110	0,402	0,299
1 x 400 (1)	0,008	0,105	0,097	0,103	0,480	0,360
1 x 630 (1)	0,047	0,0643	0,091	0,096	0,605	0,446

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 12/20 kV

NOTA: valores obtenidos para una terna de cables en contacto y al tresbolillo.

Anexo VII. Datos técnicos transformador MT/AT

Página 1 de 3


 OF-13753.21P
 26/08/2021

HOJA DE DATOS TÉCNICOS DE LA OFERTA REF: IM-OT-13753.21P

EQUIPO:	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 45-60 MVA	
Cantidad	Destino	Item
1		1

Tipo	☒ Transformador ☐ Autotransformador		
Fases	☒ Trifásico ☐ Monofásico		
Potencia asignada ONAN (MVA):	45		
Potencia asignada ONAF (MVA):	60		
Tensión nominal	Primario 66 (±11x1) kV	Secundario 30 kV	Terciario
Regulación	Marca Conmutador : MR Tipo: VM III 650 Y 72.5 Marca armario motorizado: MR Tipo: ED 100 S Marca Relé : MR Tipo: RS 2001		
Tipo de regulación	☒ En carga ☐ En vacío ☐ Sin regulación	☐ En carga ☐ En vacío ☒ Sin regulación	
Escalones y posiciones	22 escalones 23 posiciones		
Grupo conexión	YNd11		
Material dieléctrico	☒ Aceite		
Servicio	☒ Continuo		
Tipo de instalación	☒ Intemperie ☐ Interior		
Utilización del terciario para alimentación de carga externa	☐ Sí MVA ☐ No ☒ N/A		
Tipo de refrigeración	ONAN/ONAF		
Elementos para la refrigeración	☒ Radiadores ☒ Ventiladores ☐ Aletas		
Condiciones de servicio	☒ Normales según UNE EN 60076-1 ☐ Según UNE 60076-1 excepto lo indicado en apartado "Otros"		
Frecuencia	☒ 50 Hz ☐ 60 Hz		
Tensión de servicios auxiliares disponible para alimentación de los circuitos de fuerza y control	A definir por el cliente		
Sobreexcitación permitida en el núcleo	10 %		
Límites de calentamiento (para temperatura ambiente máxima de 40°C):			
En el cobre, medido por variación de resistencia	65°K		
En el aceite de la parte superior, medido por termómetro	60°K		
En el cobre, punto más caliente	78°K		
Color de la pintura	RAL 7030 (1)		

ITEM 01

Impedancia de cortocircuito. Tolerancias conforme a IEC 60076. (Base ONAF a 66/30 kV)

A tensión nominal	10 %
Posición superior de regulación	
Posición inferior de regulación	

Niveles de aislamiento

	Primario	Secundario	Neutro A.T.	Terciario
Tensión más elevada para el material (U_m)	72.5 kV	36 kV	72.5 kV	
Tensión soportada onda tipo rayo 1,2/50 μ s	325 kV	170 kV	325 kV	
Tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial, 1 minuto	140 kV	70 kV	140 kV	

Intensidad de vacío

Al 100 % de la tensión asignada	<0,2 %
Al 110 % de la tensión asignada	<1 %

Nivel de ruido, medido según norma, a 2 m.

Nivel de presión sonora [dB(A)]	≤80
---------------------------------	-----

Resistencia a los cortocircuitos

Potencia aparente de cortocircuito	Para 66 kV: 10000 MVA
------------------------------------	-----------------------

Pérdidas garantizadas, 75°C. (Base ONAF a 66/30 kV)

Pérdidas en vacío al 100% U_n	25.5 kW
Pérdidas en vacío al 110% U_n	
Pérdidas debidas a la carga: Posición superior de regulación Posición nominal de regulación Posición inferior de regulación	210 kW
Pérdidas para el conjunto de la refrigeración	4 kW

Pasatapas

	Tipo de borne	Cantidad	Modelo o tipo
Primario	Aceite-Aire	3	COT 325-800 (TRENCH)
Secundario	Aceite-Aire	3	827 146 336 (PFISTERER)
Neutro	Aceite-Aire	1	COT 325-800 (TRENCH))

Transformadores de intensidad (TI)

	Cantidad	Características
Primario	-	-
Secundario	1	2100/2 A 15VA Cl1 (Imagen térmica)
Neutro	-	-

Accesorios

Termómetro para indicación de temperatura de aceite, con escalones regulables	☒
Convertidor de la señal de la temperatura del aceite, mediante sonda Pt100	☐
Termostato para alarma y desconexión por temperatura	☒
Dispositivo de imagen térmica completo con transformador de intensidad, con escalones ajustables	A.T. ☐ B.T. ☒
Termostato para control de ventilación	☒
Saco estanco de caucho en depósito de expansión principal	☐
Soporte para la colocación de pararrayos	Primario ☐ Secundario ☐ Terciario ☐
Relé Buchholz	☒
Indicador magnético del nivel de aceite	Depósito TP ☒ Depósito CTC ☒
Desecador de aire con carga de silicagel	Depósito TP ☒ Depósito CTC ☒
Válvula automática de sobrepresión	☒
Tren de rodadura	Según plano de dimensiones (1)



ITEM 01

Pesos aproximados (kg)

De la parte activa	37800
De desencubado	41100
Del aceite	17900
De transporte (parte más pesada)	47600
Total	70400

Disposición y dimensiones (mm)

Plano de disposición	IM-PL-10246.21P
Dimensiones generales: largo x ancho x alto	6600x4500x5200
Dimensiones de transporte: largo x ancho x alto	6100x3000x3500

Otros

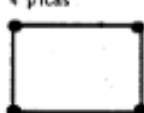
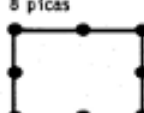
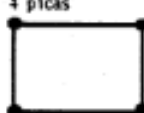
Ensayos especiales	Se cotizan aparte
Aislamiento reducido en el neutro A.T.	NO

RENDIMIENTOS Y CAIDAS DE TENSION						Rendimiento máximo	PEI
Porcentaje de carga (%)⇒		100	75	50	25	34,85	99,756
Rendimiento	Cos ϕ = 1	99,61	99,68	99,74	99,74	99,76	
	Cos ϕ = 0,85	99,54	99,62	99,69	99,70	99,71	
Caída de tensión	Cos ϕ = 1	0,35	0,26	0,18	0,09	0,12	
	Cos ϕ = 0,85	5,56	4,17	2,78	1,39	1,94	

(1) Salvo indicación en contra por parte del cliente.

(2) Las dimensiones y pesos son aproximados y sólo válidos para oferta. Estas dimensiones y pesos podrían sufrir cambios en los planos definitivos que se envían tras la confirmación del pedido.

Anexo VIII. Parámetros de electrodos de puesta a tierra

CONFIGURACIONES TIPO DE ELECTRODOS DE TIERRA TABLAS CON SUS PARAMETROS CARACTERISTICOS					ANEXO 2
PARAMETROS CARACTERISTICOS DE ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA					
Cuadrado de 5.0 m x 5.0 m.					
Sección conductor = 50 mm ² . Diámetro picas = 14 mm. L _p = Longitud de la pica en m.					
PROFUNDIDAD = 0'5 m					
CONFIGURACION	L _p (m)	RESISTENCIA K _r	TENSION DE PASO K _p	TENSION DE CONTACTO EXT K _c = K _p (acc)	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin picas	-	0.102	0.0203	0.0605	50-50/5/00
4 picas 	2	0.080	0.0177	0.0390	50-50/5/42
	4	0.067	0.0143	0.0288	50-50/5/44
	6	0.058	0.0119	0.0227	50-50/5/46
	8	0.051	0.0102	0.0185	50-50/5/48
8 picas 	2	0.072	0.0154	0.0322	50-50/5/82
	4	0.057	0.0115	0.0212	50-50/5/84
	6	0.048	0.0091	0.0155	50-50/5/86
	8	0.042	0.0076	0.0120	50-50/5/88
PROFUNDIDAD = 0'8 m					
CONFIGURACION	L _p (m)	RESISTENCIA K _r	TENSION DE PASO K _p	TENSION DE CONTACTO EXT K _c = K _p (acc)	CODIGO DE LA CONFIGURACION
Sin picas	-	0.090	0.0142	0.0577	50-50/8/00
4 picas 	2	0.077	0.0122	0.0379	50-50/8/42
	4	0.065	0.0099	0.0283	50-50/8/44
	6	0.056	0.0083	0.0223	50-50/8/46
	8	0.049	0.0071	0.0184	50-50/8/48
8 picas 	2	0.069	0.0109	0.0313	50-50/8/82
	4	0.055	0.0083	0.0208	50-50/8/84
	6	0.047	0.0067	0.0153	50-50/8/86
	8	0.040	0.0055	0.0120	50-50/8/88

$K_r, \Omega / (\Omega \cdot m)$
 $K_p, K_c = K_p(acc) V / (\Omega \cdot m)(A)$

Anexo IX. Ficha técnica interruptores AT

Tipo		3AP1						3AP2/3		3AP4/5	
Tensión nominal	kV	72,5	123	145	170	245	300	420	550	800	
Cantidad de cámaras de extinción por polo		1						2		4	
Tensión de prueba a frecuencia industrial, 1 min	kV	140	230	275	325	460	460	610	800	830	
Tensión de prueba de impulso por rayo (1,2 x 50 μs)	kV	325	550	650	750	1050	1050	1425	1550	2100	
Tensión de prueba de impulso de maniobra	kV	–						850	1050	1175	1425
Corriente nominal, hasta	A	2500	4000	4000	4000	4000	4000	5000	5000	5000	
Corriente nominal de corta duración, hasta	kA _(ms)	31,5	40	40	40	50	40	63	63	63	
Corriente nominal de cortocircuito, hasta	kA	31,5	40	40	40	50	40	63	63	63	
Rango de temperatura	°C	-55 a +55									
Ciclo nominal de operación		O-0,3 s-CO-3 min-CO o CO-15 s-CO									
Tiempo de ruptura		3 ciclos						2 ciclos			
Frecuencia	Hz	50 o 60									
Mantenimiento después de		25 años									



Anexo X. Modelos estándar de transformadores tensión e intensidad

Tabla 2

Elementos normalizados para puntos frontera, ST y STR

Designación	Utilidad	Tensión nominal de red	Tensión más Elevada Um KV	Tensión primaria nominal	Tensión secundaria nominal	Clase de Precisión		Potencia de precisión VA		Factor de tensión	Anclaje dimensiones	Altura máxima	Borne primario	Código	
		V	V	V	V	Medida	Protecc.	Medida	Protec.						
TT 11000R3/110R3-110R3 EX 0,2	F	11000	12	11000/√3	110/√3-110/√3	0,2	-	30 (1)	-	1,9 Un 8 horas	mm	mm		7257300	
TT 13200R3/110R3-110R3 EX 0,2		13200	17,5	13200/√3	110/√3-110/√3	0,2	-	30 (1)	-					7257200	
TT 13200R3/110R3-110R3 110:3 EX 0,2		13200	17,5	13200/√3	110/√3-110/√3-110/3	0,2	3P	50 (1)	50					7257210	
TT 13200R3/110R3-110R3 110:3 EX 0,5		13200	17,5	13200/√3	110/√3-110/√3-110/3	0,5	3P	25	50 (1)					50	7257211
TT 16500R3/110R3-110R3 EX 0,2		15000	17,5	15000/√3	110/√3-110/√3	0,2	-	30 (1)	-					7256800	
TT 16500R3/110R3-110R3 110:3 EX 0,5		15000	17,5	15000/√3	110/√3-110/√3-110/3	0,5	3P	50 (1)	50					7256811	
TT 22000R3/110R3-110R3 EX 0,2	S	20000	24	22000/√3	110/√3-110/√3	0,2	-	30 (1)	-	1,9 Un 8 horas	mm	mm		7256400	
TT 11000R3/110R3-110:3 EX 0,5-3P		11000	12	11000/√3	-	-	-	50 (2)	15					7257317	
TT 13200R3/110R3-110:3 EX 0,5-3P A		13200	17,5	13200/√3	-	-	-	50 (2)	15					7257221	
TT 13200R3/110R3-110:3 EX 0,5-3P B		13200	17,5	13200/√3	110/√3-110/3	-	3P	20 (2)	50					7257222	
TT 16500R3/110R3-110:3 EX 0,5-3P		15000	17,5	15000/√3	-	-	-	50 (2)	15					7256821	
TT 22000R3/110R3-110:3 EX 0,5-3P		20000	24	22000/√3	-	-	-	50 (2)	15					7256421	
TT 33000R3/110R3-110R3 EX 0,2	F	33000	36	33000/√3	110/√3-110/√3	0,2	0,5 - 3P	-	25	130 (1)	-	300x300		7256000	
TT 33000R3/110R3-110:3 EX 0,2					110/√3-110/√3-110/3	0,2		3P	-	50 (1)	50			7256060	
TT 33000R3/110R3-110:3 EX 0,5					110/√3-110/√3-110/3	0,5		3P	50 (1)	50	30 s.			7256061	
TT 33000R3/110R3-110 EX 0,5-3P	S				110/√3-110	-	-	80 (2)	20		7256021				
TT 44000R3/110R3-110R3 EX 0,2	F	44000	52	44000/√3	110/√3-110/√3	0,2	-	25	130 (1)	-	300x300	1340		7255600	
TT 44000R3/110R3-110:3 EX 0,2					110/√3-110/√3-110/3	0,2	3P	-	50 (1)	50				7255610	
TT 44000R3/110R3-110:3 EX 0,5					110/√3-110/√3-110/3	0,5	3P	50 (1)	50					7255611	
TT 44000R3/110R3-110 EX 0,5-3P	S				110/√3-110	-	-	100 (2)	20					7255621	
TT 66000R3/110R3-110R3 EX 0,2	F	66000	72,5	66000/√3	110/√3-110/√3	0,2	-	-	130 (1)	-	300x300	1590	30 x 80	7255200	
TT 66000R3/110R3-110R3-110 EX 0,2					110/√3-110/√3-110	0,2	-	-	-	-				7255212	
TT 66000R3/110R3-110R3-110 EX 0,5					110/√3-110/√3-110	0,5	-	-	-	-				7255213	
TT 66000R3/110R3-110:3 EX 0,2 A					110/√3-110/√3-110:3	0,2	-	25	-	-				7255210	
TT 66000R3/110R3-110:3 EX 0,5 A					110/√3-110/√3-110:3	0,5	-	25	25 (1)	50				7255211	
TT 66000R3/110R3-110:3 EX 0,2 B					110/√3-110/√3-110:3	0,2	0,2	-	25	-				7255209	
TT 66000R3/110R3-110:3 EX 0,5 B					110/√3-110/√3-110:3	0,5	0,5-3P	-	-	-				7255208	
TT 66000R3/110R3-110 EX 0,5-3P					S				110/√3-110	-				-	100 (2)

(F) Puntos Frontera y clientes

(1) Potencias simultáneas (secundarios 1 y 2)

(S) ST y STR

(2) Potencias no simultáneas

Tabla 2 (continuación)

Designación	U t i l	Tensión nominal de red	Tensión más elevada Um	Intensidad primaria nominal	Intensidad secundaria nominal	Clase de precisión		Potencia de precisión VA		Intensidad térmica I _{ter}	Anclaje dimensiones	Altura máxima	Borne primario	Código							
		kV	kV	A	A	Medida	Protección	Medida	Protec.						kA	mm					
TI 72,5 50-100/5-5-5 EX 0,2S	F	66	72,5	50-100	5-5-5	0,2S	5P20	10	20	≥ 31,5	350 x 350	1775	30x125 Cu+Ag	7251510							
TI 72,5 150-300/5-5-5 EX 0,2S				150-300							330 x 330	920	M16 Ac.Inox.	7251514							
TI 72,5 300-600/5-5-5 EX 0,2S				300-600							250 x 250	918	M16 Ac.Inox.	7251518							
TI 72,5 600-1200/5-5-5 EX 0,2S				600-1200							250 x 250	918	M12 Ac.Inox.	7251521							
TI 72,5 50-100/5-5-5 EX 0,5S				50-100		350 x 350					1775	30x125 Cu+Ag	7251523								
TI 72,5 150-300/5-5-5 EX 0,5S				150-300		330 x 330					920	M16 Ac.Inox.	7251526								
TI 72,5 300-600/5-5-5 EX 0,5S				300-600		250 x 250					918	M16 Ac.Inox.	7251529								
TI 72,5 600-1200/5-5-5 EX 0,5S				600-1200		250 x 250					918	M12 Ac.Inox.	7251533								
TI 72,5 150-300/5-5 EX 0,5	S	66	72,5	150-300	5-5	-	5P20	-	30	≥ 31,5	250 x 250	918	M16 Ac.Inox.	7251524							
TI 72,5 300-600/5-5 EX 0,5				300-600		-		-					M16 Ac.Inox.	7251527							
TI 72,5 600-1200/5-5 EX 0,5				600-1200		-		-					M12 Ac.Inox.	7251533							
TI 72,5 150-300/5-5 EX 5P20				150-300		-		-					M16 Ac.Inox.	7251538							
TI 72,5 300-600/5-5 EX 5P20				300-600		-		-			5P20	30	250 x 250	918	M16 Ac.Inox.	7251541					
TI 72,5 600-1200/5-5 EX 5P20				600-1200		-		-			-	-	250 x 250	918	M12 Ac.Inox.	7251544					

(*) Se utilizarán para posiciones de enlace en "H".

(F) Puntos frontera clientes y autoproduktores

(S) ST y STR

Anexo XI. Presupuesto

La inversión inicial es el coste de la obra civil, los materiales, la maquinaria y la instalación eléctrica. En la siguiente tabla se muestra la estimación de estos costes desglosados, empleando la herramienta de *CYPE* de “Generador de Precios” [61]

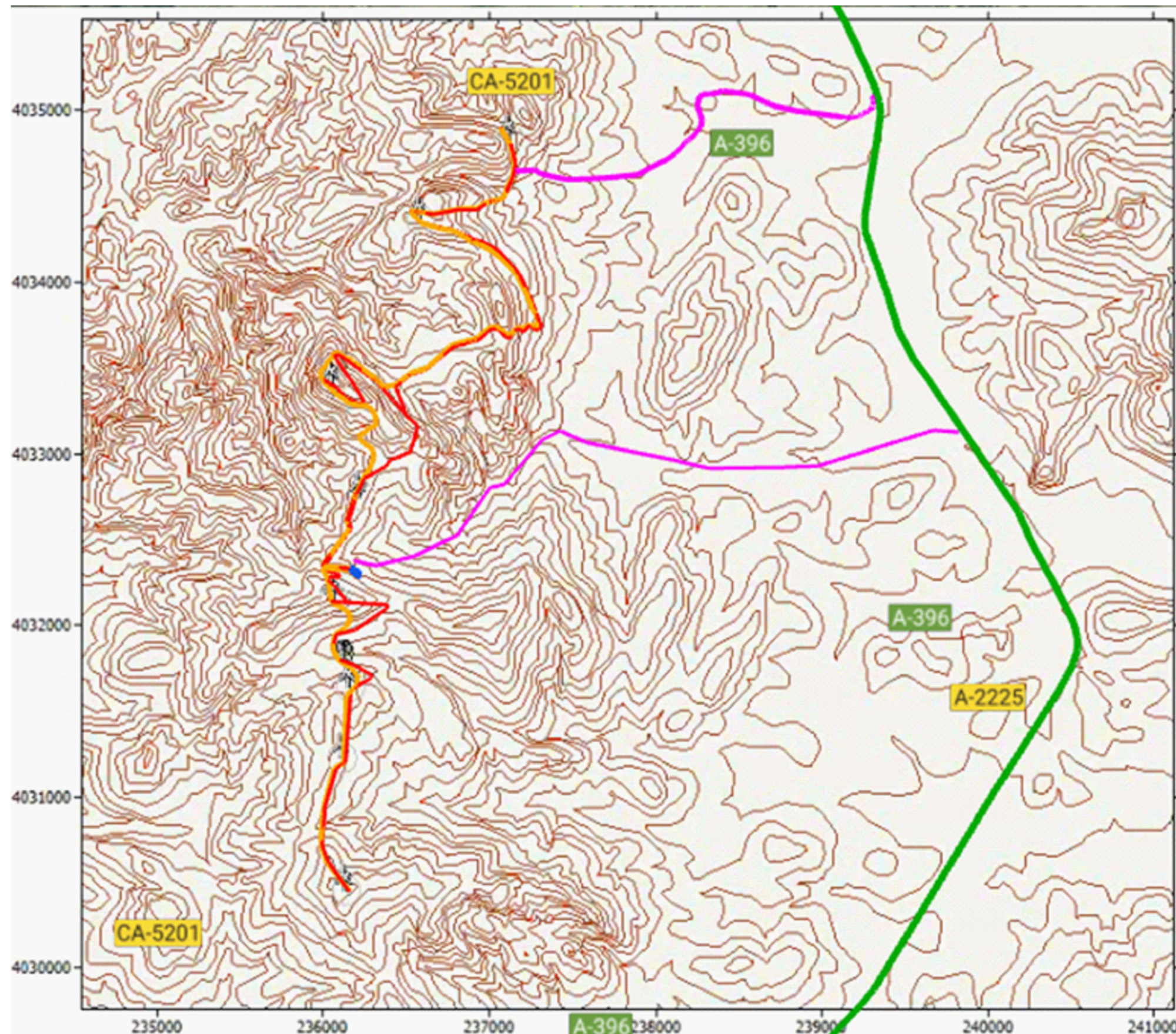
Concepto	Descripción	Longitud	Ancho	Profundidad	Cantidad	Total	P. unitario (€/ud)	Ud. de medida	Importe (€)	Porcentaje (%)
Movimiento de tierras	Limpieza y desboce por medio mecánicos con un espesor de 30 cm								44.713,65	0,1%
	Viales generales de acceso	6362				6362	1,03	m2	6.552,86	
	Viales interiores	8441,8				8441,8	1,03	m2	8.695,05	
	Zanjas de MT	8441,26				8441,26	1,03	m2	8.694,50	
	Cimentaciones de aerogeneradores	20			8	160	1,03	m2	164,80	
	Cimentación torre de medición	2,5	2,5			6,25	1,03	m2	6,44	
	Plataformas de los aerogeneradores	50	50		8	20000	1,03	m2	20.600,00	
Movimiento de tierras	Excavación de terreno								240.990,59	0,5%
	Viales generales de acceso	6362	5	0,4		12724	3,62	m3	46.060,88	
	Viales interiores	8441,8	6	0,4		20260,32	3,62	m3	73.342,36	
	Zanjas de MT	8441,26	0,6	1		5064,756	6,97	m3	35.301,35	
	Cimentaciones de aerogeneradores	20	20	3	8	9600	8,6	m3	82.560,00	
	Cimentación torre de medición	2,5	2,5	1	8	50	8,6	m3	430,00	
	Plataformas de los aerogeneradores	20	20		8	3200	1,03	m2	3.296,00	
Relleno del terreno									466.313,73	0,9%
	Relleno cimentación de los aerogeneradores		20,4	1,5	8	3922,2156		m3	0,00	
	Relleno terraplén de los viales (95% PM)	14803,8	6	0,2		17764,56	10,3	m3	182.974,97	
	Relleno firme de los viales (98% PM)	14803,8	6	0,2		17764,56	10,85	m3	192.745,48	
	Relleno de las zanjas									
	Relleno de arena arcillosa	8441,26	0,6	0,55		2785,6158	23,08	m3	64.292,01	
Complementos	Resto de complementos de las cimentaciones y zanjas								145.071,98	0,3%
	Hormigón de limpieza en masa para la nivelación de fondos de excavación									
	Cimentación de aerogeneradores		20,4	0,5	8	1307,4052	87,77	m3	114.750,95	
	Cimentación torre de medición		2,5	0,5	1	2,45436926	88,77	m3	217,87	
	Sistema de anclaje									
	Cimentación de aerogeneradores				8	8	500	ud	4.000,00	
	Cimentación torre de medición				1	1	500	ud	500,00	
	Sistema de anclaje de la cimentación de los aerogeneradores				8	8	500	ud	4.000,00	
	Sistema de anclaje de la cimentación de la torre de medición				1	1	500	ud	500,00	
	Plancha de PVC de las zanjas	8441,26				8441,26	2	m	16.882,52	
	Cinta señalizadora de las zanjas	8441,26				8441,26	0,5	m	4.220,63	
Cable									284.379,96	0,5%
	Conductor 18/30 kV 1x400 mm2 HEPR AI	8441,26				8441,26	22,23	m	187.649,21	
	Puesta a tierra aerogenerador cable desnudo 50 mm2 Cu	8441,26				8441,26	7,25	m	61.199,14	
	Fibra óptica 50/125 de 8 hilos monomodo	8441,26				8441,26	4,13	m	34.862,40	
	Puesta a tierra de la subestación con malla de 4 picas					1	669,21	ud	669,21	
Tendido aéreo	Linea eléctrica de AT (66 kV) de Aluminio-acero 281 mm2	23,88				23,88	100000	km	2.388.000,00	4,6%
Celdas									3.261.528,00	6,3%
	Celdas de MT									
	Celda 0L+1A				2	11789		ud	23.578,00	
	Celda 0L+1L+1A				6	15800		ud	94.800,00	
Transformadores	Celdas de línea en la subestación 0+2L+1A				1	19800		ud	19.800,00	
	Transformador de potencia MT/AT 30/66 kV 60 MVA				60	18000		MVA	1.080.000,00	2,2%
	Transformador de intensidad				1	27000		ud	27.000,00	
	Transformador de tensión 66000:√3/110:√3-110:√3-110:√3 V				1	27000		ud	27.000,00	
Subestación eléctrica									605.350,00	1,2%
	Obra civil incluyendo movimiento de tierras, hormigón, acero, albañilería, red de tierras, saneamiento y varios.				1	250000		ud	250.000,00	
	Estructura metálica para el soporte de la subestación				1	50000		ud	50.000,00	
	Autoválvula				1	350		ud	350,00	
	Suministro y montaje del alumbrado y circuito de fuerza				1	10000		ud	10.000,00	
	Suministro y montaje del alumbrado de emergencia				1	5000		ud	5.000,00	
	Armario de medida y facturación				1	40000		ud	40.000,00	
	Equipo de comunicaciones				1	50000		ud	50.000,00	
	Supervisión, pruebas y puesta en marcha				1	50000		ud	50.000,00	
	Edificio de control				1	150000		ud	150.000,00	
Aerogeneradores y torre									43.335.000,00	83,5%
	Aerogenerador				8	5400000		ud	43.200.000,00	
	Torre de medición				1	135000		ud	135.000,00	
TOTAL									51.905.347,91	

Planos

En este anexo se incluyen los siguientes planos:

- Plano 1: Localización del emplazamiento
- Plano 2: Viales del emplazamiento
- Plano 3: Sección de los viales
- Plano 4: Sección de las zanjas
- Plano 5: Esquema unifilar de la red de M.T.
- Plano 6: Esquema unifilar M.T./A.T.
- Plano 7: Diseño de la cimentación
- Plano 8: Alzado de la subestación

COORDENADAS UTM, ZONA 30S



LEYENDA

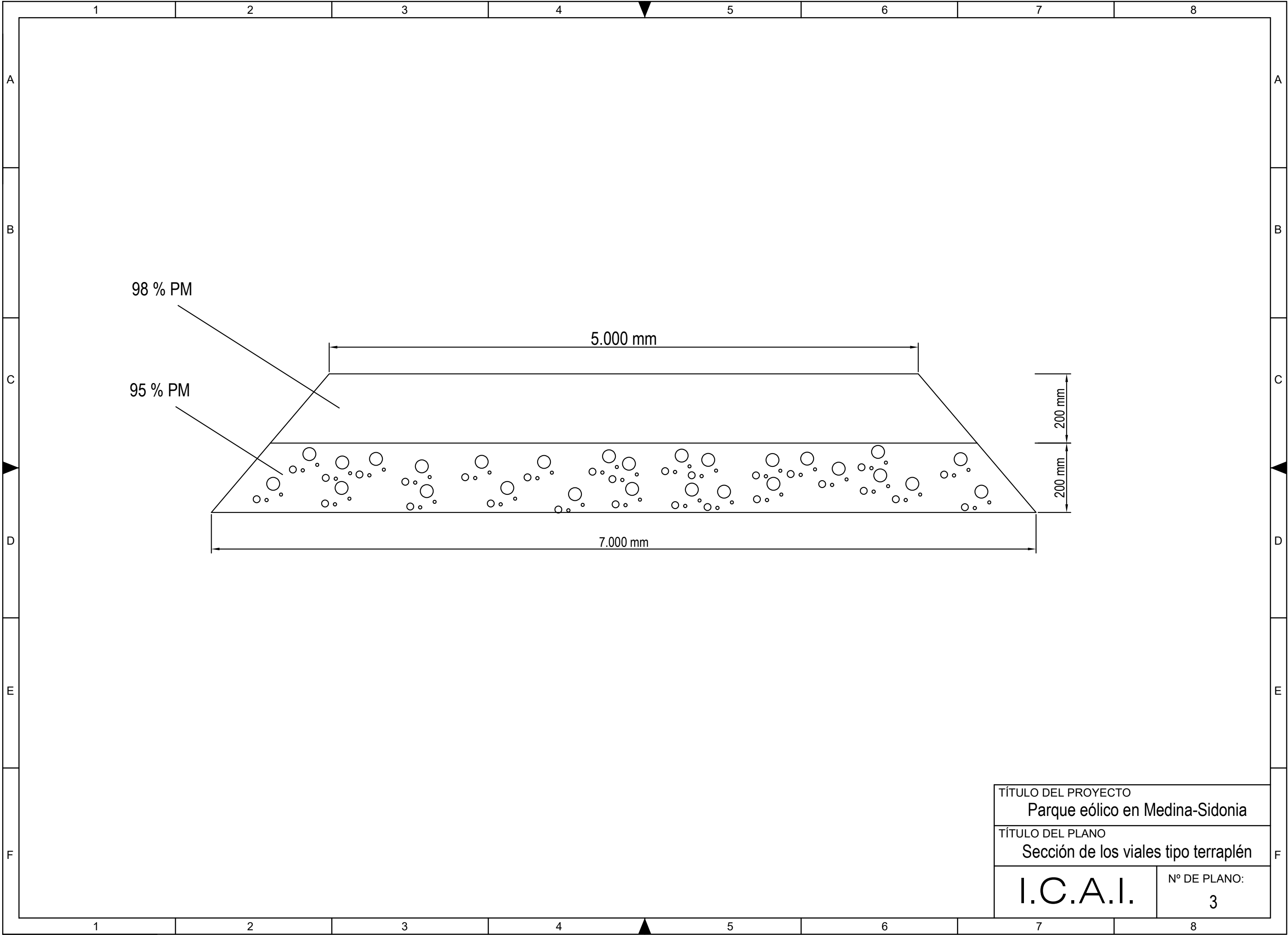
- Carretera de acceso
- Vial general de acceso
- Vial interior
- Zanja

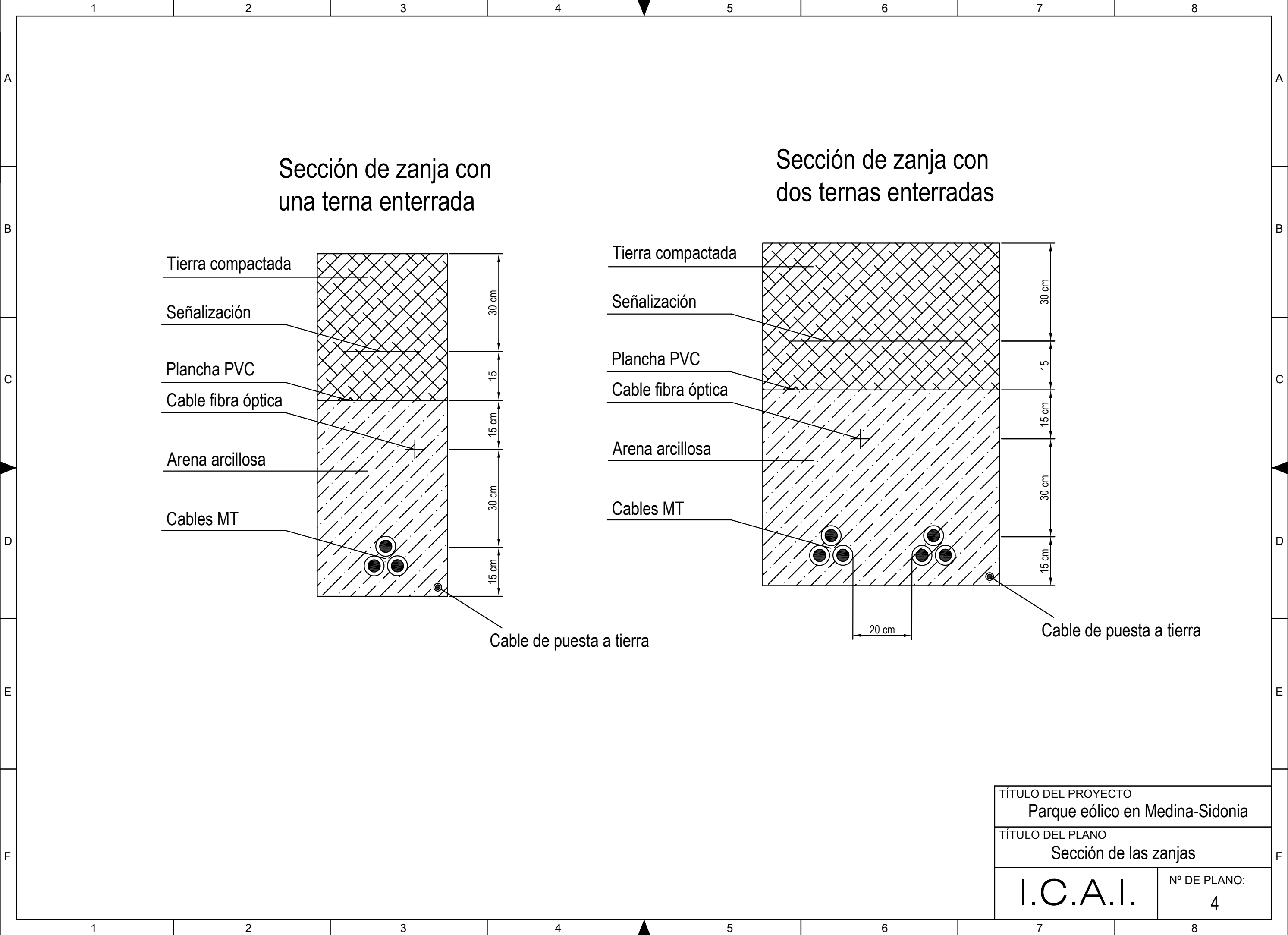
TÍTULO DEL PROYECTO
Parque eólico en Medina-Sidonia

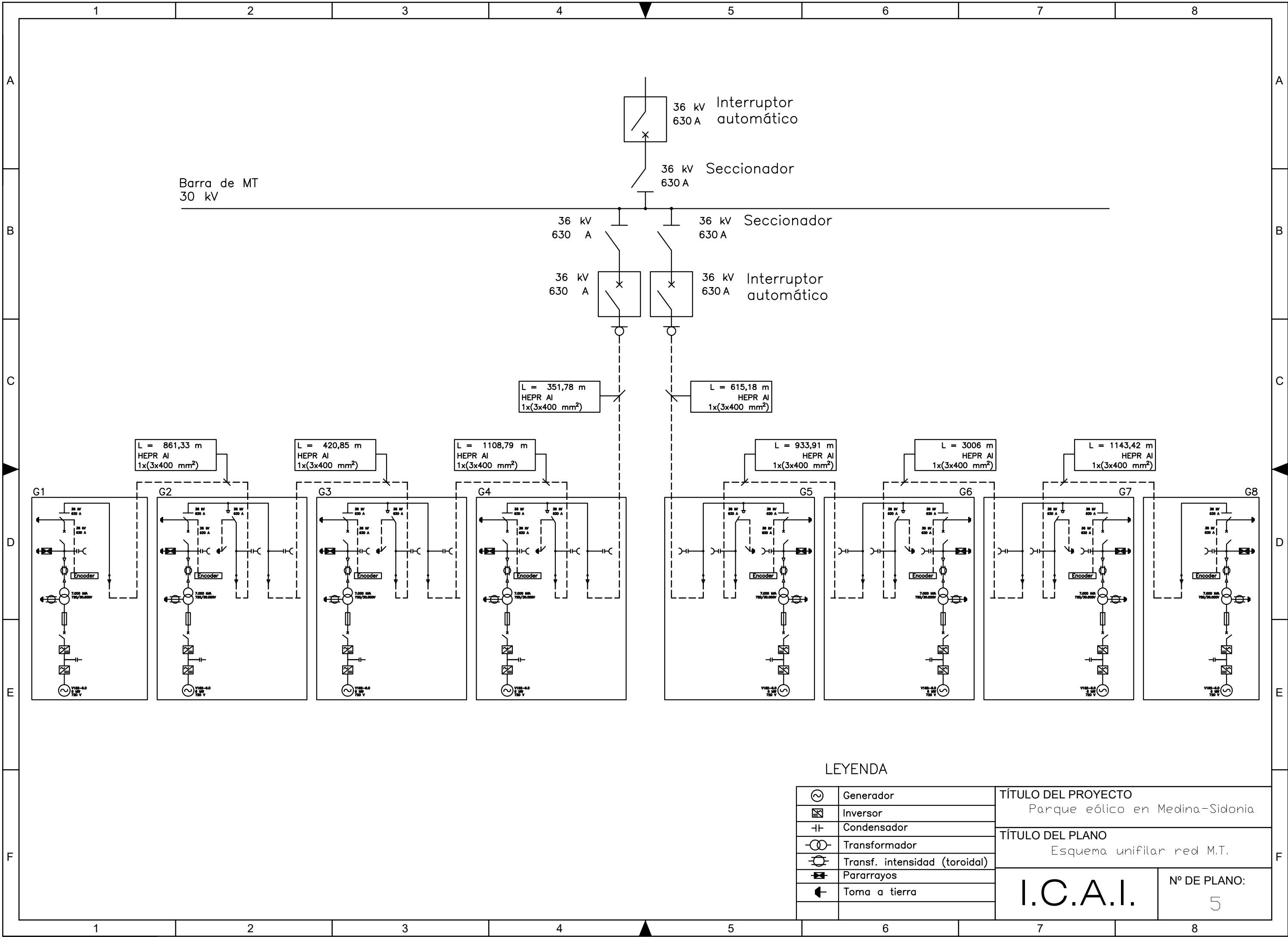
TÍTULO DEL PLANO
Viales del emplazamiento

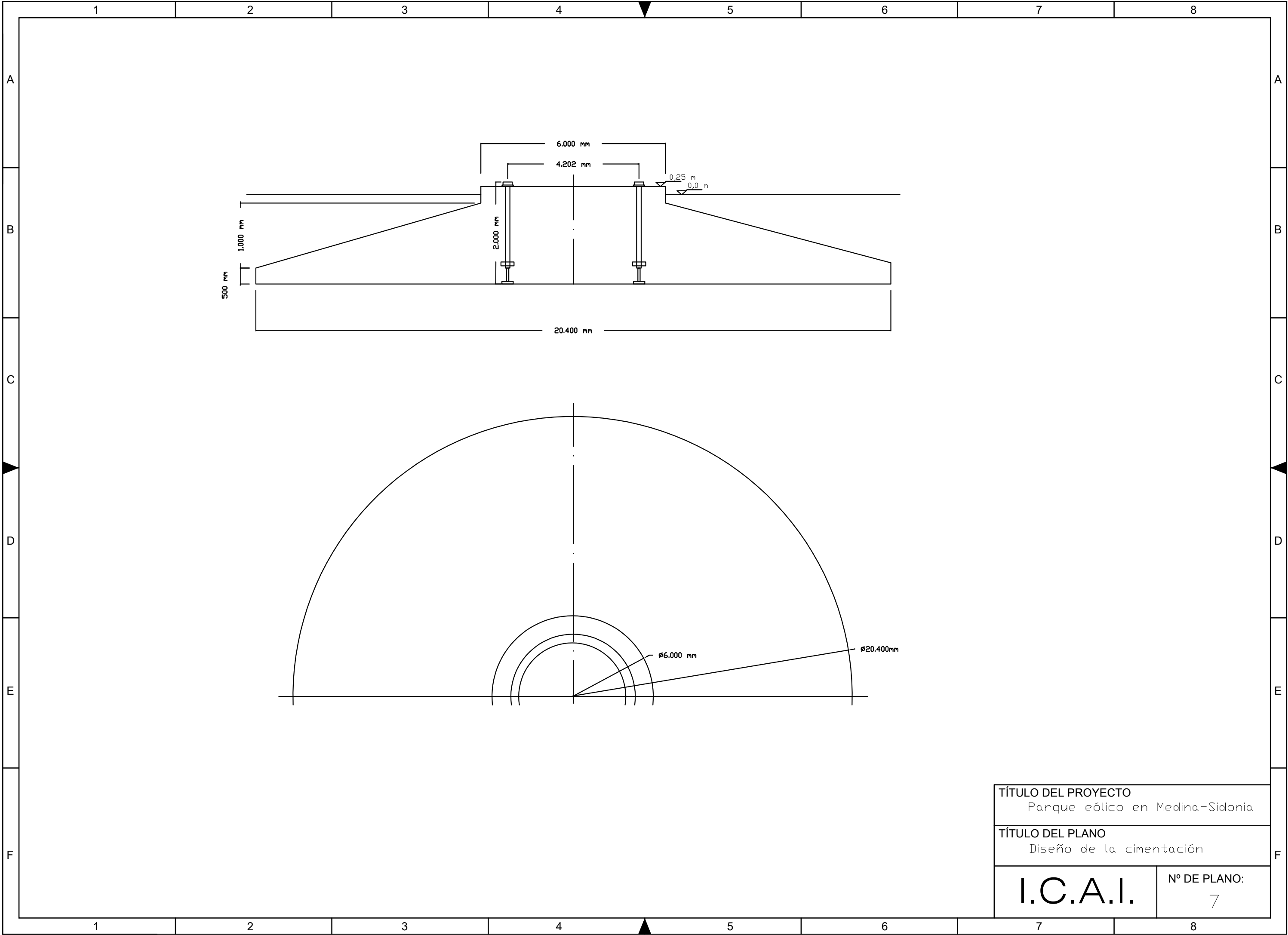
I.C.A.I.

Nº DE PLANO:
2

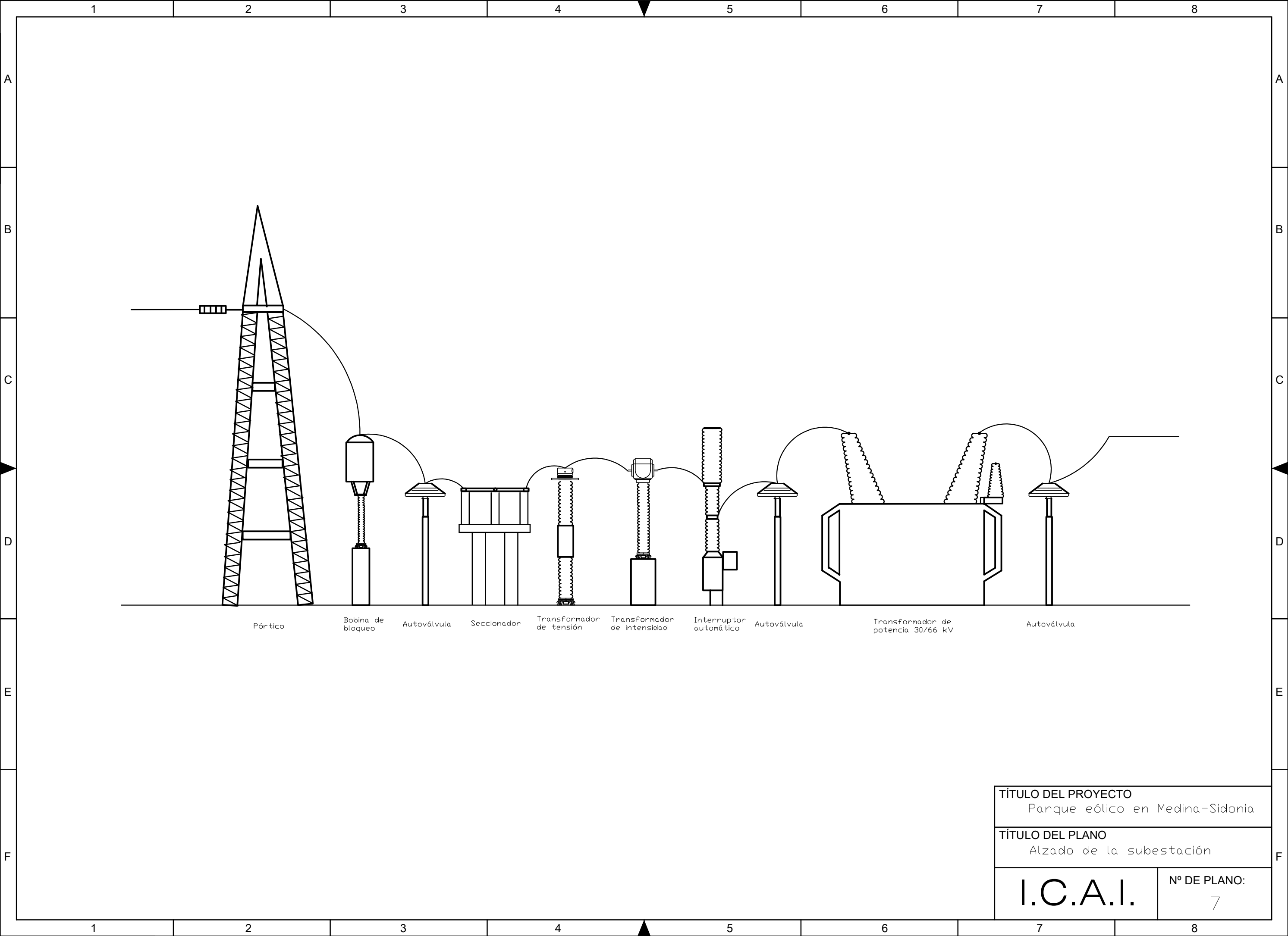








TÍTULO DEL PROYECTO	
Parque eólico en Medina-Sidonia	
TÍTULO DEL PLANO	
Diseño de la cimentación	
I.C.A.I.	Nº DE PLANO:
	7



TÍTULO DEL PROYECTO	
Parque eólico en Medina-Sidonia	
TÍTULO DEL PLANO	
Alzado de la subestación	
I.C.A.I.	Nº DE PLANO: 7