



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Estudio de Viabilidad de un parque eólico marino en las costas españolas

Autor: Ana Palencia Poblet

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid,

Agosto de 2023

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título *Estudio de Viabilidad de un parque eólico marino en las costas españolas*

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2022-2023 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.: Ana Palencia Poblet

Fecha: 23/ 08/ 2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consuelo Alonso Alonso

Fecha:23/ 08/ 2023



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

*Estudio de Viabilidad de un parque eólico marino en las costas
españolas*

Autor: Ana Palencia Poblet

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid,

Agosto de 2023

Agradecimientos

Quiero agradecer en primer lugar a Consuelo por la ayuda que me ha prestado. Por ayudarme de manera incondicional con cualquier obstáculo y duda que tenía durante el Proyecto.

Me gustaría agradecer también a la empresa VORTEX por facilitarme la serie temporal de datos de viento del emplazamiento, sin el que este estudio no se podría haber ejecutado.

Querría agradecerles también a Yolanda Gaudó y a Silvia Raga por su ayuda en este trabajo. Por último, agradecerle a mi familia su constante apoyo.

Estudio de Viabilidad de un parque eólico marino en las costas españolas

Autor: Ana Palencia

Directora: Consuelo Alonso Alonso

Entidad Colaboradora: Universidad Pontificia Comillas ICAI

Resumen del Proyecto

El objetivo de este Trabajo de Fin de Máster es analizar las diferentes etapas de desarrollo que comprende un parque eólico marino. Entre ellas, se incluye la evaluación del emplazamiento, el estudio del recurso eólico de la zona mediante el análisis estadístico de datos recopilados, el diseño de la infraestructura civil y las instalaciones eléctricas necesarias para el acceso y evacuación de energía. Una vez se ha verificado la viabilidad técnica del proyecto, se ha procedido a evaluar su viabilidad económica.

Palabras clave: Aerogenerador, Diseño, Infraestructura

El Trabajo de Fin de Máster se enfoca en el desarrollo de un parque eólico marino, desde la evaluación del lugar hasta la viabilidad económica. España ha consumido alrededor de 260,000 GWh de energía eléctrica anualmente, utilizando tecnologías de generación renovables y no renovables para satisfacer la creciente demanda en una sociedad cada vez más electrificada. Sin embargo, los progresos tecnológicos también han supuesto otros problemas en diferentes regiones:

- España tiene una actividad industrial limitada, con una demanda energética dominada por el sector de servicios y hogares fluctuante entre 20MW y 40MW diariamente. Se necesita generación que pueda responder rápidamente, cumpliendo con este requisito los grupos hidráulicos y ciclo combinado.

- La geografía española restringe el intercambio eléctrico con países vecinos (Francia, Portugal y Marruecos), impidiendo aplanar la demanda de energía mediante importación o exportación. Por lo tanto, se requiere generar la mayor parte de la energía dentro del país, lo que plantea desafíos en la gestión energética.

- España es altamente dependiente de combustibles fósiles, ya que sus yacimientos de carbón están cerrados por el plan de transición energética europeo. El 37% de la generación eléctrica proviene de estos combustibles, lo que la expone a la dependencia de países exportadores políticamente inestables. El país importa uranio de Irán y gran parte del gas natural de Argelia y Rusia.

El proyecto implica el diseño y construcción de un parque eólico marino de 144 MW en la costa de Cádiz, cerca de Barbate, empleando 24 aerogeneradores Nordex N163/6.0 MW cada uno. Debido a su complejidad, se abordarán las etapas desde un nivel de ingeniería básica. El proyecto comienza con la selección del sitio, que debe cumplir criterios profundidad y batimetría, facilidad de evacuación de energía, respeto a zonas naturales protegidas, distancia adecuada a áreas urbanas o habitables, y condiciones eólicas favorables para la captación de energía.

Habiendo realizado el estudio exhaustivo para escoger el emplazamiento, se decidió diseñarlo cerca del poblado de Barbate, a 15,4 km de la costa.

Tras la elección del emplazamiento, se procede a evaluar el recurso eólico en la zona, gracias a los datos facilitados por la empresa VORTEX de velocidad de viento, presión, temperatura, etc. Los datos de VORTEX recogen datos históricos de velocidad, así como de temperatura o presión de 10 años. Con la base de datos disponible, se simulaba la actividad de un parque eólico con las mismas características que el aerogenerador empleado y en la posición escogida, con tal de obtener la energía final vertida a la red durante un año. Así pues, para un parque eólico de 24 aerogeneradores (144 MW de potencia), la energía producida es 638 GWh y se vierten a la red 576,41 GWh/ año. El factor de capacidad del parque eólico se ha estimado de 46%.

Potencia parque eólico	144 MW
Energía producida	638,283 GWh
Pérdidas totales	0,90307
Energía vertida a red	576,41 GWh
Tiempo equivalente a potencia nominal	4002,88 h
Factor de capacidad	46%

Figura 1: Resultados análisis simulación con WaSP

Con la estimación de energía vertida a la red, se procede a diseñar la obra civil del parque marino, en concreto, el diseño de los aerogeneradores, que ya se ha mencionado que serán del modelo Nordex N163/6.X (diámetro de 163 m) y de potencia nominal de 6 MW. Se estudia también las cimentaciones óptimas para el parque eólico en función de las características del lecho marino y la profundidad, escogiendo finalmente la monopilote.

Seguido de la obra civil, se requería diseñar las instalaciones eléctricas para el parque eólico y verter la energía producida a la red. Consta de tres niveles de tensión. El primer nivel es de baja tensión, con una tensión de salida de 700V, que abarca los sistemas de potencia de los aerogeneradores. El segundo nivel (conectado a través del transformador del aerogenerador) es de media tensión, a 30 kV, que conecta la salida de los aerogeneradores con la subestación a través de cables submarinos. Incluye transformadores elevadores en lo alto de las torres, celdas de media tensión de los aerogeneradores y los cables que transportan la energía hasta las celdas de media tensión de la subestación. Por último, el nivel de alta tensión, de 220 kV, está compuesto por una posición compacta de línea de tecnología híbrida HIS (Highly Integrated Switchgear), que reduce significativamente el tamaño de la subestación.

Las otras partes del sistema eléctrico del proyecto incluyen el diseño de la subestación, dividida a su vez en secciones interior y exterior. En el edificio interior, se emplazarán salas para celdas de media tensión y para la aparatología del control del parque, ahorrando espacio y costes. En la sección exterior albergará el transformador de potencia 30 kV/220 kV, la posición de línea HIS para la evacuación de la electricidad y elementos de protección como autoválvulas o relés.

Además, se diseñará la puesta a tierra del parque para garantizar la seguridad de personas y equipos. La red de la subestación se formará con una malla de 18 x 18 m y 6 picas en las esquinas, mientras que la red general tendrá un conductor de cobre de 70 mm² de diámetro y circulará por las zanjas. Todo el proyecto se realizará cumpliendo la normativa vigente y específica en la materia. Por último, para el diseño del parque se diseña una red de comunicaciones para el control de los molinos a través de fibra óptica monomodo.

El proyecto aborda todos los criterios para seleccionar equipos, incluyendo las intensidades admisibles para el dimensionamiento de cables, elección de celdas, protecciones, transformador, posición HIS y cables de comunicación, como se irá mostrando a lo largo del Proyecto.

Una vez comprobada la viabilidad técnica y medioambiental, se evalúa la reducción de contaminación y la viabilidad económica. Se elabora un presupuesto detallado, incluyendo trabajos y equipos, con un total de 311.870.000 €. Se analizan los flujos de caja y se calculan los indicadores de viabilidad, como el VAN y TIR, considerando una estructura financiera con una relación de 70/30 deuda/fondos propios.

Para poder estimar el valor del proyecto y su TIR, se ha supuesto además un crecimiento de precio siga a 1,5%, así como una reinversión del inmovilizado del 0,5% y una tasa de descuento resultante del 5,4%. Se han obtenido los siguientes resultados:

Valor proyecto (VAN) 62.937.551 € TIR 6,3%

Como se mostrará más adelante en la memoria, para precios de electricidad que viran entre 60-90 €/MWh, el proyecto del parque eólico sigue siendo rentable a nivel económico ya que sigue presentando una Valor Actual Neto positivo, lo que confirma la viabilidad el parque con mucho margen.

La viabilidad general del proyecto se confirma según los resultados obtenidos. Dado que el proyecto contribuye a la lucha contra el cambio climático, se comprueban las razones que lo hacen de

interés. Es recomendable seguir proponiendo este tipo de proyectos debido a su impacto positivo en general.

Feasibility Study of an offshore wind farm on the Spanish coasts.

Author: Ana Palencia

Director: Consuelo Alonso Alonso

Collaborator: Universidad Pontificia Comillas ICAI

Project Summary

The objective of this Master's Thesis is to analyze the different stages of development that comprise an offshore wind farm. These include the assessment of the site, the study of the wind resource of the area through the statistical analysis of collected data, the design of the civil infrastructure and the electrical installations necessary for the access and evacuation of energy. Once the technical feasibility of the project has been verified, its economic viability has been evaluated.

Keywords: Wind turbine, Design, Infrastructure

The Master's Thesis focuses on the development of an offshore wind farm, from site assessment to economic viability. Spain has consumed around 260,000 GWh of electricity annually, using renewable and non-renewable generation technologies to meet growing demand in an increasingly electrified society. However, technological progress has also led to other problems in different regions:

- Spain has limited industrial activity, with energy demand dominated by the services and household sector fluctuating between 20MW and 40MW daily. Generation that can respond quickly is needed, meeting this requirement hydraulic groups and combined cycle.

- The Spanish geography restricts electricity exchange with neighboring countries (France, Portugal and Morocco), preventing flattening the demand for energy through import or export. Therefore, it is required to generate most of the energy within the country, which poses challenges in energy management.

- Spain is highly dependent on fossil fuels, as its coal deposits are closed by the European energy transition plan. 37% of electricity generation comes from these fuels, which exposes it to

dependence on politically unstable exporting countries. The country imports uranium from Iran and much of the natural gas from Algeria and Russia.

The project involves the design and construction of a 144 MW offshore wind farm off the coast of Cádiz, near Barbate, employing 24 Nordex N163/6.0 MW wind turbines each. Due to their complexity, the stages will be approached from a basic engineering level. The project begins with the selection of the site, which must meet criteria depth and bathymetry, ease of energy evacuation, respect for protected natural areas, adequate distance to urban or habitable areas, and favorable wind conditions for energy capture.

Having carried out the exhaustive study to choose the site, it was decided to design it near the town of Barbate, 15.4 km from the coast.

After choosing the site, we proceed to evaluate the wind resource in the area, thanks to the data provided by the company VORTEX of wind speed, pressure, temperature, etc. VORTEX data collects historical speed data, as well as 10-year temperature or pressure data. With the available database, the activity of a wind farm was simulated with the same characteristics as the wind turbine used and in the chosen position, in order to obtain the final energy discharged into the network for one year. Thus, for a wind farm of 24 wind turbines (144 MW), the energy produced is 638 GWh and 576.41 GWh / year are discharged into the grid. The capacity factor of the wind farm has been estimated at 46%.

Potencia parque eólico	144 MW
Energía producida	638,283 GWh
Pérdidas totales	0,90307
Energía vertida a red	576,41 GWh
Tiempo equivalente a potencia nominal	4002,88 h
Factor de capacidad	46%

Figure 2: Simulation analysis results with WaSP

With the estimation of energy discharged to the network, we proceed to design the civil works of the marine park, specifically, the design of the wind turbines, which has already been mentioned that they will be of the Nordex N163/6.X model (diameter of 163 m) and of nominal power of 6 MW.

The optimal foundations for the wind farm are also studied according to the characteristics of the seabed and depth, finally choosing the monopile.

Following the civil works, it was necessary to design the electrical installations for the wind farm and pour the energy produced into the grid. It consists of three voltage levels. The first level is low voltage, with an output voltage of 700V, which covers the power systems of wind turbines. The second level (connected through the wind turbine transformer) is medium voltage, at 30 kV, which connects the output of the wind turbines with the substation through submarine cables. It includes step-up transformers at the top of the towers, medium-voltage cells of the wind turbines and the cables that transport the energy to the medium-voltage cells of the substation. Finally, the high voltage level of 220 kV is composed of a compact line position of hybrid HIS (Highly Integrated Switchgear) technology, which significantly reduces the size of the substation.

The other parts of the project's electrical system include the design of the substation, which is further divided into interior and exterior sections. In the interior building, rooms for medium voltage cells and for the appliances of the park control will be located, saving space and costs. In the outer section it will house the 30 kV/220 kV power transformer, the HIS line position for the evacuation of electricity and protection elements such as autovalves or relays.

In addition, the grounding of the park will be designed to ensure the safety of people and equipment. The substation network will be formed with a mesh of 18 x 18 m and 6 spikes at the corners, while the general network will have a copper conductor of 70 mm² in diameter and will circulate through the trenches. The entire project will be carried out in compliance with current and specific regulations on the matter. Finally, for the design of the park, a communications network is designed for the control of the mills through single-mode optical fiber.

The project addresses all the criteria for selecting equipment, including the permissible currents for cable sizing, cell choice, protections, transformer, HIS position and communication cables, as will be shown throughout the Project.

Once the technical and environmental feasibility has been verified, pollution reduction and economic viability are evaluated. A detailed budget is prepared, including works and equipment, with

a total of € 311,870,000. Cash flows are analyzed and viability indicators, such as NPV and IRR, are calculated, considering a financial structure with a ratio of 70/30 debt / equity.

In order to estimate the value of the project and its IRR, it has also been assumed a price growth of 1,5%, as well as a reinvestment of fixed assets of 0.5% and a resulting discount rate of 5,4%. The following results have been obtained:

Valor proyecto (VAN) 62.937.551 € TIR 6,3%

As will be shown later in the report, for electricity prices that vary between 60-90 €/MWh, the wind farm project remains economically profitable as it continues to present a positive Net Present Value, which confirms the viability of the park with a lot of margin.

The overall viability of the project is confirmed by the results obtained. Since the project contributes to the fight against climate change, the reasons that make it of interest are checked. It is advisable to continue proposing this type of projects due to their overall positive impact.

1. ÍNDICE

1. Índice.....	15
2. Tabla de Figuras	20
3. Lista de Acrónimos.....	27
4. Introducción.....	28
4.1 Implantación de energía eólica marina	29
4.1.1 Potencial asociado	31
4.2 Situación eólica marina en España	32
4.3 CIMENTACIONES EN AGUAS PROFUNDAS	33
5. Situación energética actual.....	36
6. La energía del viento.....	38
6.1 Origen del viento	38
6.2 La atmósfera.....	39
6.2.1 Troposfera.....	39
6.2.2 Estratosfera.....	39
6.2.3 Mesosfera	39
6.2.4 Termosfera.....	39
6.2.5 Exosfera.....	40
6.3 Circulación a nivel global: Mesoescala	41
6.4 Circulación a nivel de microescala.....	42
6.4.1 Vientos de origen térmico.....	43
6.4.2 Vientos de origen orográfico.....	43
6.5 Rugosidad del terreno	44

6.6	Variación del viento con la altura.....	44
7.	Caracterización del potencial eólico	48
7.1	Potencia eólica disponible	48
7.2	Potencia eólica aprovechable	49
7.3	Variaciones especiales del viento.....	51
7.3.1	Perturbaciones por elevaciones del viento.....	51
7.3.2	Perturbaciones por existencia de obstáculos	51
8.	Recurso eólico: caracterización y tratamiento de datos.....	53
8.1	Estación Anemométrica	53
8.2	Evaluación del recurso eólico.....	54
8.2.1	Velocidad media anual.....	55
8.2.2	Rosa de los vientos.....	55
8.2.3	Distribuciones de probabilidad de viento (Distribución de Weibull)	55
8.2.4	Turbulencia	56
8.2.5	Rafagosidad.....	56
8.3	Estimación Energía eléctrica producida	57
8.3.1	Métodos avanzados	58
9.	Aerogeneradores	59
9.1	Tipología.....	60
9.2	Pala	61
9.3	Buje	61
9.4	Nacelle o Góndola	62
9.5	Tren de potencia.....	62
9.6	Multiplicadora	62
9.7	Eje de alta velocidad	63
9.8	Generador	63

9.9	Sistema de orientación	65
9.10	Sistema de control	65
9.11	Protección contra descargas eléctricas.....	65
9.12	Cimentaciones	66
9.12.1	Cimentaciones monopilote	68
9.12.2	Cimentaciones por gravedad	69
9.12.3	Cimentaciones trípode.....	70
9.12.4	Cimentaciones Suction caisson	71
9.12.5	Cimentaciones <i>Jacket</i>	72
9.12.6	Instalaciones en aguas profundas: cimentaciones flotantes	73
10.	<i>Emplazamiento</i>	75
10.1	Bases de Análisis.....	75
10.2	Estudio preliminar del recurso eólico disponible	76
10.2.1	Zonificación para ubicación de parques eólicos marinos según restricciones y condicionantes.....	79
10.2.2	Batimetría	81
10.2.3	Costa Gallega	83
10.2.4	Costa Cantábrica y Asturiana	83
10.2.5	Zona Sureste de la península	88
10.2.6	Costa de Gerona.....	90
10.2.7	Costa de Cádiz y Huelva	90
11.	<i>Emplazamiento y situación final de los aerogeneradores eólicos.....</i>	106
12.	<i>Evaluación del potencial eólico.....</i>	108
12.1	Recursos y resultados	108
12.2	Curva de potencia.....	111
13.	<i>Obra civil.....</i>	117
13.1	Introducción	117
13.2	Introducción a la obra civil.....	119

13.2.1 Selección Aerogenerador	119
13.2.2 Selección de cimentación a emplear.....	125
13.2.3 Zanja.....	127
13.2.4 Edificio de control y subestación	128
14. Infraestructura eléctrica.....	130
14.1 Infraestructura eléctrica de generación de baja y media tensión.....	130
14.1.1 Número de líneas de generación	130
14.1.2 Celdas de Media Tensión MT	130
14.1.3 Cables de Media Tensión	135
14.1.4 Subestación eléctrica	137
15. Ahorro y contaminación evitada	148
16. Impacto ambiental.....	150
17. Aspectos socioeconómicos	153
18. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS).....	155
19. Análisis y viabilidad económicos	157
19.1 Datos de partida para la viabilidad económica.....	158
19.2 Gastos de explotación.....	160
19.3 Hipótesis económicas	160
19.3.1 Análisis de sensibilidad	163
20. Planificación	164
21. Conclusiones	165
22. Bibliografía	167
23. Anexos	172
23.1 Anexo I: Informes de simulaciones.....	172
23.1.1 Informe análisis Windographer.....	173
23.1.2 Informe análisis WaSP.....	182

23.1.3 Tablas Curvas de Potencia	187
23.2 Anexo II: Planos	188
23.3 Anexo III: Cálculos eléctricos.....	198
23.3.1 Cálculo de secciones de los cables de MT y AT	198
23.3.2 Corriente de cortocircuito.....	210
23.3.3 Cálculo de Puestas a Tierra	214
23.4 Catálogos de aparatamenta empleada.....	224

2. TABLA DE FIGURAS

Figura 1: Resultados análisis simulación con WaSP	8
Figure 2: Simulation analysis results with WaSP	12
Figura 3: Potencia eólica marina instalada en 2021 en Europa. Fuente: Wind Energy in Europe	30
Figura 4: Potencia eólica instalada nueva en Europa. Fuente: WindEurope	31
Figura 5: Factores de capacidad de por tecnología y región del mundo. Fuente: [2]	31
Figura 6: Potencia eólica marina y terrestre instalada en Europa. Fuente: [2]	32
Figura 7: Estructuras de cimentación. (a): monopilote. (b): por gravedad. (c): trípode. Fuente: [3]...	34
Figura 8: Evolución del LCOE en Eólica Marina. Fuente: [2]	35
Figura 9: Comparativa distribución costes en parques eólicos marinos y terrestres. Fuente:WindEurope.org.....	35
Figura 10: Consumo de electricidad en España. Fuente: [4]	37
Figura 11: Potencia instalada de energía eólica.....	37
Figura 12: Variación de Temperatura en función de la altura. Fuente: [6].....	41
Figura 13: Recirculación de aire sin rotación de la Tierra. Fuente: [4]	42
Figura 14: Circulación a nivel de la Mesoescala. Fuente: [6].....	42
Figura 15: Rugosidad en función de disantos escenarios. Fuente: [6].....	44

Figura 16: Velocidad del viento en función de la ley potencial y diferentes terrenos.....	46
Figura 17: Potencia eólica disponible vs aprovechable. Fuente: [6]	48
Figura 18: Esquema energía cinética	49
Figura 19: Disminución coeficiente de empuje con la velocidad del viento. Fuente: [6]	50
Figura 20: Variaciones de velocidad debido a elevaciones	51
Figura 21: Variación de velocidad y dirección de viento a causa de obstáculos.....	52
Figura 22: Esquema de una estación anemométrica	54
Figura 23: Perfil de velocidades según la distribución de Weibull. Fuente: [6].....	56
Figura 24: Potencia extraída al año en función de las horas del año. Fuente: [6]	58
Figura 25: Componentes de un aerogenerador. Fuente: [6].....	60
Figura 26: Esquema de generador síncrono con amplia gama de velocidades. Fuente: [7]	64
Figura 27: Esquema de un generador asíncrono. Fuente: [7]	65
Figura 28: Estructura cimentaciones en función de la profundidad. Fuente: IOP Publishing/Creative commons	67
Figura 29: Estructura monopilote. Fuente: Diario Renovables	69
Figura 30: Cimentación por gravedad. Fuente: Iberdrola.....	70
Figura 31: Cimentación trípode. Fuente: Agencia Estatal de Meteorología.....	71
Figura 32: Cimentación Suction Caisson. Fuente: Agencia Estatal de Meteorología	72
Figura 33: Cimentación Jacket. Fuente: Agencia Estatal de Meteorología.....	73

Figura 34: Viento Medio anual a 80 m [8]	77
Figura 35: Viento medio anual a 60 m [8].....	77
Figura 36: Viento medio anual a 100 m [8].....	77
Figura 37: : Densidad de potencia anual a 100 m.....	78
Figura 38: Densidad de potencia anual a 60 m.....	78
Figura 39: : Densidad de potencia anual a 80 m.....	78
Para cada zona se evalúan las actividades pesqueras y terrestres, así como biodiversidad y áreas protegidas y patrimonio cultural para luego distribuir las en el correspondiente grupo. La figura 40 muestra la distribución de dichas áreas.....	79
Figura 41: Distribución Zonas Marinas. Fuente: [11]	80
Figura 42: Zonificación para parques eólicos marinos. Fuente: [11]	80
Figura 43: Zonificación para ubicación de parques eólicos marinos según biodiversidad marina publicado en Marzo 2023 [13].....	81
Figura 44: Filtrado por batimetría de la zonas aptas para parques eólicos, costa cantábrica	82
Figura 45: : Filtrado por batimetría de la zonas aptas para parques eólicos, costa litoral	82
Figura 46: Mapa batimétrico de la superficie bajo estudio. Fuente: [14]	84
Figura 47: Rosa de vientos en el punto SIMAR 1062074 [15].....	85
Figura 48: Histograma Velocidad Media del punto SIMAR 1062074 [15]	85
Figura 49: Velocidades medias del punto SIMAR 1062074 [15].....	86
Figura 50: Plano de batimetría de la costa litoral cerca del Ejido. Fuente [14].....	89

Figura 51: Extensión zona de profundidad de 50 m en la costa de Almería, El Ejido	89
Figura 52: Plano de batimetría de la costa de Gerona. Fuente [14].....	90
Figura 53: Zona protegida por biodiversidad marina. Fuente: [16].....	91
Figura 54: Batimetría de la zona de Huelva y Cádiz. Fuente: [14].....	92
Figura 55: velocidades medias mensuales del punto SIMAR 6024024. Fuente: [15].....	93
Figura 56: Distribución de Weibull de las velocidades del viento del punto SIMAR 6024024. Fuente: [15].....	94
Figura 57: Rosa de vientos del punto SIMAR 6024024. Fuente: [15]	96
Figura 58: Restricciones RD 1028/2017. Fuente: [11]	98
Figura 59: Zonas ZEPIM en España. Fuente: Ministerio de Transición Ecológica	100
Figura 60: Red OSPAR de Áreas Marinas protegidas. Fuente: Ministerio de Transición Ecológica	101
Figura 61: Plano de Tráfico Marino Zona 15. Fuente: [20].....	103
Figura 62: Tasa de paro en la provincia de Cádiz el último trimestre de 2022. Fuente: Instituto Nacional de Estadística	103
Figura 63: Evacuación eléctrica en Cádiz. Fuente: Junta de Andalucía	104
Figura 64: Infraestructura de carreteras y puertos en Cádiz. Fuente: Junta de Andalucía.....	105
Figura 65: Zonificación para el parque eólico. Fuente: [22]	105
Figura 66: Página principal VORTEX.....	108
Figura 67: Localización escogida para parque eólico. Fuente: [22]	109
Figura 68: Rosa de los vientos de frecuencia. Fuente: Windographer	110

Figura 69: Rosa de los vientos de energía. Fuente: Windographer	110
Figura 70: Distribución de Weibull de frecuencia de la velocidad del viento. Fuente: Windographer	111
Figura 71: Curva de potencia para el aerogenerador Nordex 163/6.X. Fuente: WaSP	112
Figura 72: Localización aerogeneradores en el emplazamiento. Fuente: WaSP	113
Figura 73: Red eléctrica y subestaciones presentes en Cádiz. Fuente: REE	118
Figura 74: Prediseño cimentación de un parque eólico terrestre. Fuente: material facilitado por Consuelo Alonso	126
Figura 75: Disposición subestación eléctrica y edificio de control	129
Figura 76: Esquema celda 0L+1A. Fuente: Productos MESA celda DVCAS [24].....	132
Figura 77: Esquema celda 0L+1L+1A. Fuente: Productos MESA celda DVCAS [24].....	132
Figura 78: Esquema Módulo DVCAS	133
Figura 79: Características técnicas y eléctricas celda de protección	133
Figura 80: Características técnicas y eléctricas de la celda de línea.....	134
Figura 81: Esquema de la cabina DVCAS.....	134
Figura 82: Esquema de la cabina DVCAS.....	135
Figura 83: Características técnicas y eléctricas de la celda de remonte	135
Figura 84: Cables monopolares marinos de Media Tensión 30 kV. Fuente: CENTELSA	136
Figura 85: Sección cables de Media Tensión empleados	136
Figura 86: Esquema celdas subestación de MT/AT	138

Figura 87: Ejemplo de conexión de un TI con cuatro devanados.....	139
Figura 88: Datos técnicos y eléctricos del transformador de potencia	140
Figura 89: Normativa aplicable para el análisis de transformadores.....	141
Figura 90: Medidas empleadas para proteger el transformador.....	142
Figura 91: Esquema protecciones transformador	142
Figura 92: Relé Buchholz de un transformador de potencia.....	144
Figura 93: Características PASS M0S 245kV	146
Figura 94: PASS M0S 245 kV de Hitachi	146
Figura 95: Sistema de protecciones en la subestación AT/MT.....	147
Figura 96: Señalización marcas amarillas en aerogenerador.....	151
Figura 97: Objetivos para el Desarrollo Sostenible	155
Figura 98: Precio electricidad en 2021 y 2020. Fuente: OMIE	159
Figura 99: Precio electricidad en 2021 y 2020. Fuente: OMIE	159
Figura 100: Precio electricidad en 2018 y 2019. Fuente: OMIE	160
Figura 101: Rosa de vientos de energía y frecuencia de la velocidad del viento	165
Figura 102: tabla para elección de tensión nominal de un cable	199
Figura 103: Circuitos red MT	200
Figura 104: Temperaturas máximas admisibles en función del aislamiento	201
Figura 105: Resistividad térmica en función del terreno	201

Figura 106: Tensión, potencia, intensidad y distancias correspondiente para cada cable de la red MT	202
Figura 107: Factores de corrección en función de la temperatura del terreno y la de servicio	203
Figura 108: Factores de corrección en función de la distancia entre ternas	203
Figura 109: Factor de corrección para profundidades distintas a 1 m	204
Figura 110: Intensidad corregida	205
Figura 111: Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y corriente alterna. Cables unipolares aislados hasta 18/30 kV bajo tubo.....	205
Figura 112: Diámetros y características del cable en función de la intensidad. Fuente: CENTELSA	207
Figura 113: Cables CENTELSA asignados en función de la máxima intensidad admisible	207
Figura 114: Caídas de tensión con los cables seleccionados	208
Figura 115: Tensiones nominales normalizadas	209
Figura 116: Tensiones de aislamiento de una línea de categoría B	209
Figura 117: Coeficientes k1 y k2 de las ecuaciones de Schwarz.....	219

3. LISTA DE ACRÓNIMOS

Acrónimos en la Introducción

- PNIEC: Plan Integrado de Energía y Clima
- UE-27: los 27 países pertenecientes a la Unión Europea
- AIE: Agencia Internacional de la Energía
- PIB: Producto Interno Bruto
- LCOE: *Levelized Cost of Energy*. Coste nivelado de la electricidad
- RD: Real Decreto

Acrónimos en el comportamiento de la atmósfera:

- z_r : la altura de referencia en la que se mide una velocidad de viento
- $v(z_r)$: la velocidad del viento a una altura de referencia
- z : la altura a la que se quiere determinar la velocidad del viento
- $v(z)$: la velocidad del viento a la altura z
- α : el exponente de ley potencial depende de la rugosidad del terreno, de la velocidad del viento y del grado de estabilidad atmosférica
- P_a : Potencia aprovechable
- σ_i la desviación típica de velocidad de viento en un tiempo menor de 10 minutos
- v_i la velocidad medida

Acrónimos en Aerogeneradores:

- *DFIG: Doubly-fed induction generator*

Acrónimos en Viabilidad económica

- VAR: Valor Actual neto (*Net Present value*)
- TIR: Tasa interna de retorno (*Internal rate of Return*)

4. INTRODUCCIÓN

La energía eólica es uno de los recursos renovables con mayor potencial para contribuir a alcanzar sus objetivos energéticos. Gracias a esta fuente de energía limpia, se reducen los impactos ambientales causados por otras fuentes de energía más contaminantes, al mismo tiempo que se aumenta el suministro energético, lo que hace que sea clave en el logro de los objetivos establecidos para la reducción de emisiones y la planificación energética.

Dentro de la industria de la energía eólica, la energía eólica marina tiene varias ventajas sobre la terrestre. La estabilidad y la alta intensidad del recurso, así como su calidad, en lo que concierne su mayor intensidad y reducción en turbulencias, pueden ser las principales ventajas. En comparación con los parques eólicos en tierra, los parques eólicos marinos más recientes utilizan aerogeneradores de potencias unitarias superiores a los 8 MW, desarrollándose prototipos de hasta 12 y 15 MW de potencia [1]. En tierra, sin embargo, debido a las limitaciones asociadas con la topografía y el transporte, se han consolidado potencias unitarias de alrededor de 6 MW para los aerogeneradores eólicos, con una clara tendencia a aumentar el diámetro del rotor para un mejor aprovechamiento de los emplazamientos. Esto representa incluso una mayor creación de empleo en las fases de construcción, así como en el montaje y mantenimiento debido a la creciente complejidad durante la instalación y operación. Por último, el transporte de torres y palas mucho más grandes es más viable en barco que por carretera, lo que facilita la construcción de turbinas eólicas mucho más grandes, que generan más energía.

No obstante, la energía eólica también presenta ciertas desventajas que han conseguido que su desarrollo sea menor que la terrestre. Las principales son la batimetría del terreno, así como la distancia a la cual se tienen que instalar para minimizar el impacto visual. Además, su gestión es mucho más complicado que el terrestre, ya que la obra civil es más extensa al estar emplazado en el mar; para poderse construir es necesario material específico para su construcción, emplazamiento, el transporte adecuado o bien el mantenimiento posterior de dichos parques. La desventaja principal, pues, los altos

costes iniciales de inversión para llevarse a cabo su construcción, por lo que el *payback* analizado más adelante será, por tanto, mucho mayor.

4.1 IMPLANTACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA MARINA

La energía derivada del océano, conocida como "Energía Azul", se posiciona como una pieza fundamental en la transformación a largo plazo de los sistemas energéticos a nivel nacional, europeo y global. Además de ser una valiosa oportunidad en términos industriales y económicos para nuestro país, se alinea de manera coherente con la preservación de los valores ambientales y con las múltiples actividades desarrolladas en el entorno marino [2].

En este contexto, la tecnología de energía eólica marina está experimentando un desarrollo acelerado, y su implementación en España se ha vuelto viable gracias a los avances relacionados con la eólica marina flotante, lo que posibilita su instalación en aguas profundas. Esta modalidad de generación de energía, con sus altos índices de capacidad, puede producir electricidad de manera constante y predecible, especialmente durante las estaciones de otoño e invierno, cuando la radiación solar es menor y la demanda eléctrica es mayor.

La eólica marina se presenta, como un excelente complemento para otras fuentes de energía renovable, fortaleciendo la seguridad en el suministro eléctrico, aportando un valor adicional a las necesidades del sistema energético y permitiendo una optimización más completa de los recursos endógenos disponibles. Europa instaló 17 GW de nueva capacidad de energía eólica en 2021. Los países de la UE-27 instalaron 11 GW. Esto ni siquiera llega a la mitad de lo que la UE debería estar construyendo para cumplir con sus objetivos climáticos y energéticos para 2030.

Además, el 81% de las nuevas instalaciones eólicas en Europa el año pasado fueron de energía eólica en tierra. Suecia, Alemania y Turquía construyeron la mayoría de estas instalaciones. El Reino Unido tuvo el total más alto de nuevas instalaciones de energía eólica, ya que la mayoría de ellas fueron instalaciones eólicas marinas.

Actualmente, Europa cuenta con una capacidad de energía eólica de 236 GW.

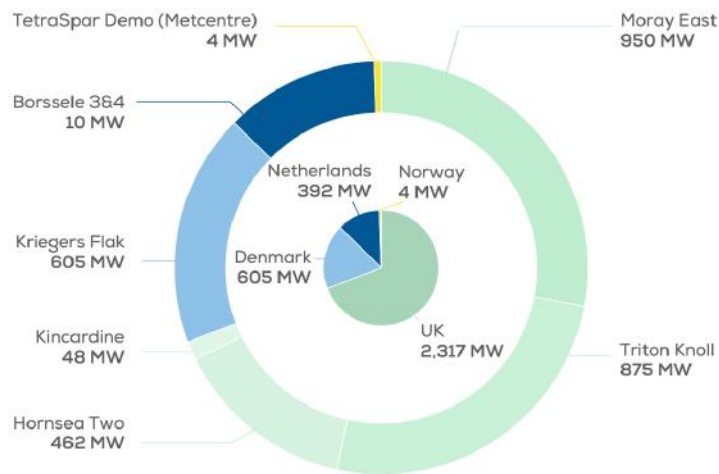


Figura 3: Potencia eólica marina instalada en 2021 en Europa. Fuente: Wind Energy in Europe

Según las previsiones de IRENA (*Future of Wind IRENA 2019*), para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París, la potencia total de Eólica Marina necesaria a nivel mundial deberá ser de 228 GW en 2030 y de 1.000 GW en 2050. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la eólica marina supondrá la mitad de la generación eólica en Europa en 2040.

En relación a la contribución energética en España, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para el período 2021-2030 tiene como objetivo lograr una capacidad instalada de energía eólica de 50 GW para el año 2030, abarcando tanto la eólica terrestre como la marina. Esta cifra representa una casi duplicación de la capacidad eólica actual de 25,7 GW. Para alcanzar este ambicioso objetivo, será necesario movilizar inversiones que se estiman en más de 30.000 millones de euros durante el período comprendido entre 2021 y 2030, además de las inversiones asociadas a la modernización de los parques eólicos ya existentes.



Figura 4: Potencia eólica instalada nueva en Europa. Fuente: WindEurope

4.1.1 POTENCIAL ASOCIADO

La Energía Eólica Marina se focaliza en la explotación de la fuerza del viento en entornos marinos. En España, contamos con una extensión costera de 6.000 kilómetros que alberga un recurso eólico abundante y constante, una oportunidad aprovechable gracias a los avances tecnológicos recientes. En 2018, la capacidad promedio de las turbinas eólicas marinas fue del 33%, en contraste con el 25% de las turbinas terrestres y el 14% de la energía solar fotovoltaica. Mirando hacia adelante, se anticipa que los nuevos proyectos de energía eólica marina tengan un impacto significativo en el panorama energético debido a sus ventajas técnicas y ambientales [2].

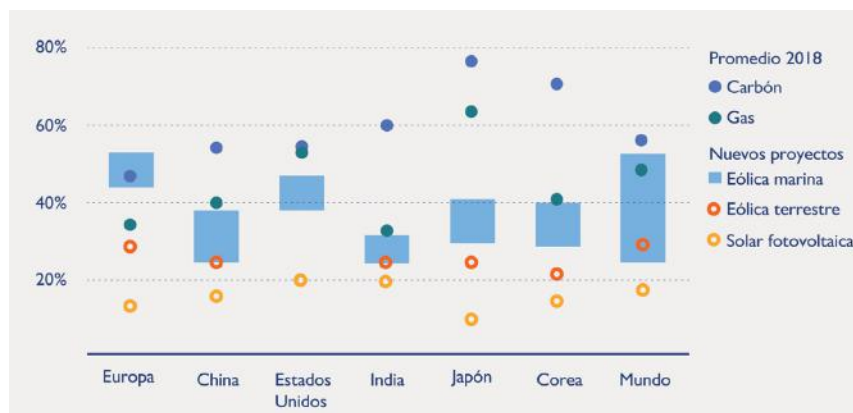


Figura 5: Factores de capacidad de por tecnología y región del mundo. Fuente: [2]

Como se puede observar, la energía eólica marina posee factores de capacidad más elevados y una menor variabilidad en las horas, lo que se traduce en una ventaja potente en comparación con otras

fuentes de energía renovable. Incluso sin la necesidad de sistemas de almacenamiento, la eólica marina puede generar electricidad durante todas las horas del día, brindando una mayor estabilidad y tendiendo a producir más energía en invierno, lo que contribuye a la seguridad del suministro y asegura una disponibilidad sólida, alineada con los periodos de alta demanda. Este alto factor de capacidad también conlleva un uso más eficiente y constante de la infraestructura, optimizando así la utilización de materiales, la inversión realizada y la capacidad de conexión eléctrica.

4.2 SITUACIÓN EÓLICA MARINA EN ESPAÑA

Dadas las características geográficas de la península ibérica, se ha propiciado mayor potencia eólica instalada en la superficie terrestre más que en la marina.

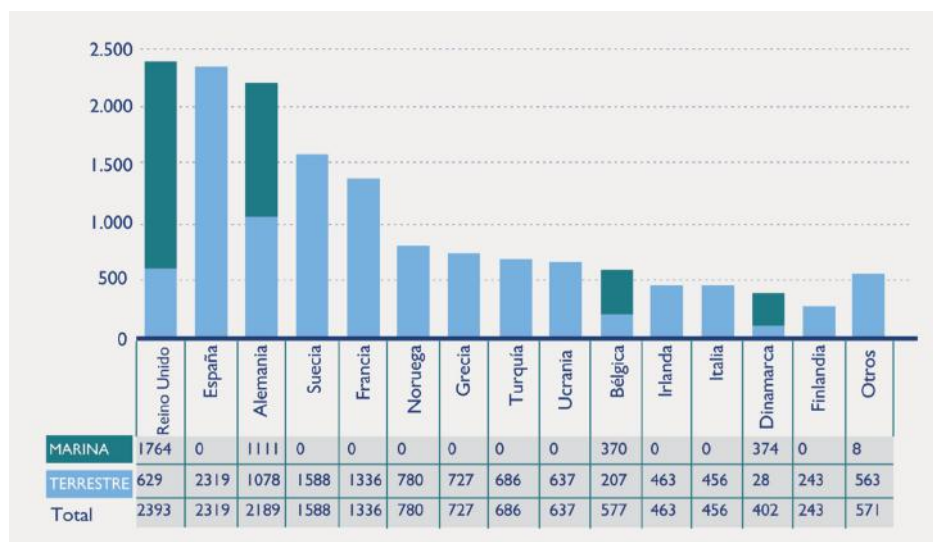


Figura 6: Potencia eólica marina y terrestre instalada en Europa. Fuente: [2]

La estrechez de la plataforma continental española, en la que la profundidad de las aguas es muy elevada a distancias muy cortas, ha dificultado el despliegue de proyectos de eólica marina de cimentación fija, la solución tecnológica consolidada hasta el momento, por esta misma razón la eólica marina instalada en España es 0. Es crucial, pues, poder desarrollar alternativas para poder instalar potencia eólica marina y poder cumplir los requisitos fijados por el PNIEC.

4.3 CIMENTACIONES EN AGUAS PROFUNDAS

Como ya se ha mencionado previamente, uno de los desafíos con los que nos tendremos que enfrentar más adelante son las cimentaciones de los aerogeneradores. La mayoría de los parques marinos europeos están cimentados en aguas con profundidades en torno los 25 metros. Sin embargo, las aguas españolas son mucho más profundas, alcanzando los 100 metros a distancias muy cortas de la costa, lo que supone un inconveniente para poder construirse, ya que la distancia aconsejada para construir parques sin perjudicar el impacto visual son 15 km. Es importante mencionar que el sector terciario y de servicios representa el 74% del PIB español, lo que engloba el sector turístico, sobre todo. Las costas y playas españolas son de las mayores atracciones turísticas del país, por lo que aumentar el impacto visual de los parques marinos perjudicaría el sector terciario. Al ser las profundidades más elevadas que en el resto de Europa, el gasto en cimentaciones será también más elevado, con lo que se trata de optimizar estos gastos con las distintas variaciones que existen de ellas:

- Monopilotaje: las más comunes para aguas con profundidad media de 25 metros
- Gravedad: profundidades más pequeñas de menos de 5 metros
- Trípode: profundidades más elevadas de 25 metros, hasta los 50 metros
- Flotantes: estructuras para profundidades más elevadas de 60 metros. En este proyecto se descartan ya que es una tecnología aún investigada y su inversión es todavía muy elevada.

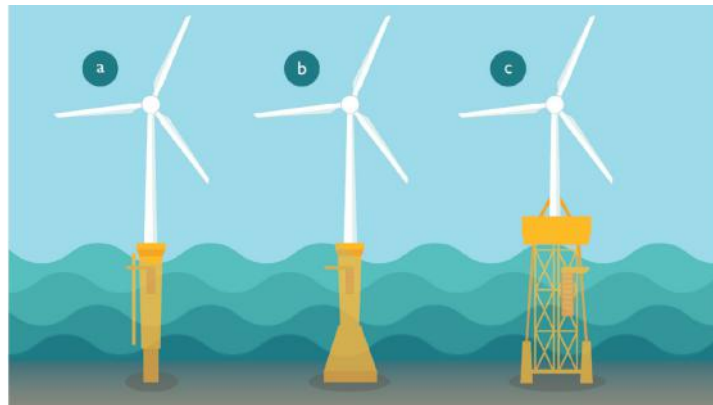


Figura 7: Estructuras de cimentación. (a): monopilote. (b): por gravedad. (c): tripode. Fuente: [3]

La tecnología de energía eólica marina en plataformas de cimentación fija ha experimentado un progreso notorio desde la instalación de los primeros parques. Los esfuerzos en investigación, desarrollo e innovación (I+D+i) se han centrado en mejorar la eficiencia en los costes sin comprometer el rendimiento ni la seguridad de las instalaciones, logrando esto mediante el uso de turbinas eólicas de mayor tamaño y una mejor captura del viento. Además, la optimización de las tecnologías involucradas y sus procesos de producción ha conducido a una reducción drástica de su LCOE (Coste Nivelado de Electricidad), alcanzando una disminución de hasta un 70% en menos de 10 años [2].



Figura 8: Evolución del LCOE en Eólica Marina. Fuente: [2]

Generalmente un parque eólico marino necesita una mayor inversión que uno terrestre. En un parque eólico en tierra el coste del aerogenerador supone un 80% de la inversión total del parque, mientras que en un parque marino este coste se reparte entre otros componentes como por ejemplo las cimentaciones, así como la conexión a la red eléctrica. Para parques eólicos terrestres, se estima un coste de 1,2M €/MW instalado, y para parques eólicos marinos se estima un coste de 2,8M €/MW instalado

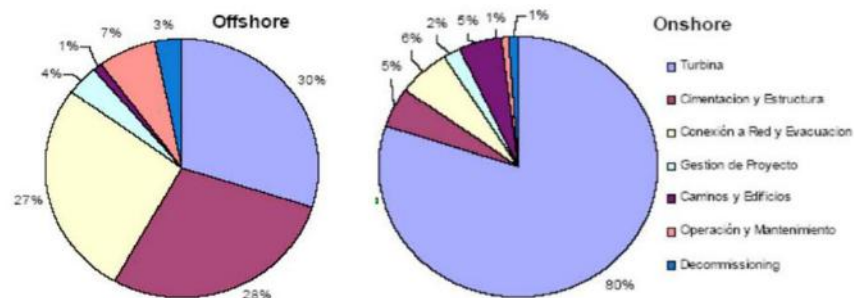


Figura 9: Comparativa distribución costes en parques eólicos marinos y terrestres. Fuente: WindEurope.org

5. SITUACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL

En esta sección se presentará una breve descripción de la situación actual Europa, con un enfoque particular en la posición de España en relación a la misma. El objetivo es resaltar el impulso actual y futuro de las tecnologías de generación eléctrica limpia en España y su importancia en el contexto europeo. Además, se analizarán los planes establecidos por los órganos europeos que dictan la potencia instalada de renovables con tal de llegar al objetivo establecido en 2050.

Durante los últimos años, España ha tenido un consumo eléctrico anual cercano a los 250.000 GWh [4]. Para poder abastecer esta cantidad de energía, el país cuenta con un *mix* tecnológico de generación que incluye tanto fuentes renovables como no renovables. Esta estructura se ha consolidado a lo largo del tiempo debido a tendencias, avances tecnológicos y características del territorio, y ha sido necesaria para satisfacer la creciente demanda energética del país, que se ha visto impulsada por la electrificación de la sociedad.

Sin embargo, los progresos tecnológicos también han generado algunos problemas en diferentes regiones, incluyendo España, que actualmente enfrenta varias dificultades:

- España es un país con una actividad industrial limitada. La demanda energética se encuentra dominada por el sector de servicios y el hogar con una fluctuación horaria alta. Esto resulta en una demanda diaria variable de 20MW a 40MW. Para satisfacer esta demanda con un suministro de calidad, es necesario contar con generación que pueda responder rápidamente. Los grupos hidráulicos y ciclo combinado cumplen con estos requisitos.
- La geografía de España limita su capacidad de intercambio eléctrico con vecinos como Francia, Portugal y Marruecos. La falta de países cercanos impide aplanar la demanda de energía a través de importación o exportación. Por lo tanto, se requiere generar la mayor parte de la energía dentro del territorio, lo que genera un problema en la gestión de la energía.
- España depende fuertemente de combustibles fósiles. Solo tiene yacimientos de carbón clausurados por el plan de transición energética europeo, y depende del 37% de generación eléctrica de estos combustibles sin incluir el transporte. La falta de materia prima la expone a

dependencia de países exportadores políticamente inestables, por lo que importa Uranio de Irán y gran parte del gas natural de Argelia y Rusia.

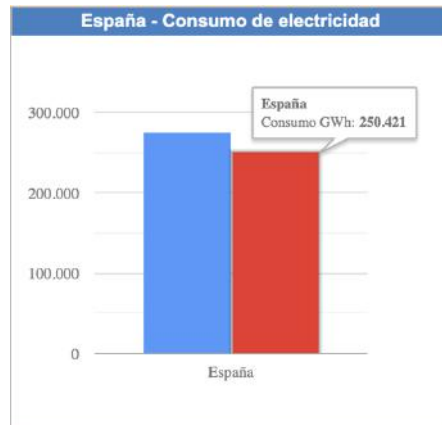


Figura 10: Consumo de electricidad en España. Fuente: [4]

La energía eólica en España representa la principal fuente de generación renovable, con una potencia instalada de 29.994 MW, que se ha visto incrementada durante este año 2022 en un 4,9 % respecto al año 2021. Este incremento implica 1.400 MW más instalados en todo el territorio español. A 31 de diciembre de 2022, la eólica representa el 25,2% de la potencia instalada nacional, [5] manteniéndose como la tecnología con mayor participación en la estructura de potencia instalada.

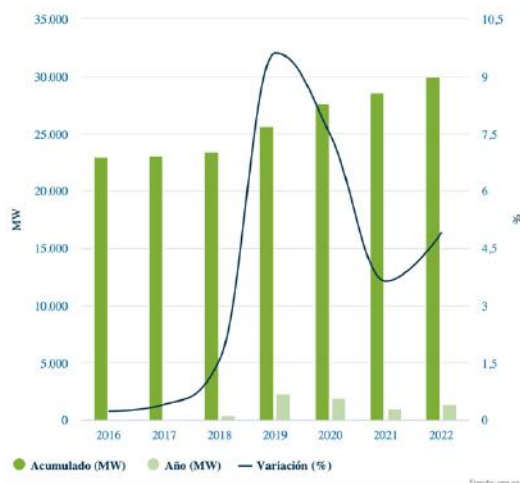


Figura 11: Potencia instalada de energía eólica

6. LA ENERGÍA DEL VIENTO

6.1 ORIGEN DEL VIENTO

La energía eólica proviene indirectamente de la energía solar, porque la potencia que emite el sol en forma de radiación es recibida por la Tierra y corresponde a una energía anual de $5.48 \cdot 10^{24}$ J. Aproximadamente el 1% de esa energía se convierte en energía cinética del viento que puede ser aprovechada posteriormente [6].

El viento se genera en las altas capas de la atmósfera a nivel global debido a un calentamiento variable de la Tierra, resultado de la variación de la radiación solar con la latitud y del movimiento de la Tierra alrededor de su eje y respecto al sol. La radiación solar es más intensa en el ecuador que en los polos, lo que provoca un transporte de calor desde el ecuador a los polos.

Si la Tierra no girara, el movimiento de las masas de aire sería tal que el aire caliente subiría en las zonas más calientes, circularía por la parte superior de la atmósfera y caería en las zonas más frías (movimiento por convección). No obstante, debido a la rotación de la Tierra, la fuerza de Coriolis influye en la circulación general de la atmósfera. En el hemisferio norte, el viento tiende a desviarse hacia el este en las capas altas de la atmósfera y hacia el oeste en las capas bajas, mientras que en el hemisferio sur ocurre lo contrario. Además, la orografía del terreno así como el factor de rugosidad (que tiene en cuenta la vegetación y áreas urbanas del terreno), son también factores que determinan e influyen en el comportamiento de las masa de aire.

El viento global ocurre en la atmósfera a una altura de alrededor de 10000 km. Aparte en una **macroescala**, conocida también como escala sinóptica, el viento se conoce como geostrófico y se utiliza en los mapas meteorológicos para representar o predecir el tiempo atmosférico, como por ejemplo las borrascas, frentes fríos y cálidos, etc. Los fenómenos que influyen en el análisis del tiempo atmosférico en estos mapas ocurren a una escala espacial de al menos 1000 km.

En una escala más pequeña, llamada **mesoescala**, que abarca de 10 a 500 km, se encuentran los vientos locales que surgen a partir de gradientes térmicos y de las características topográficas del

terreno, como valles y cordilleras. En meteorología, el rango de escalas más pequeñas que se considera es la **microescala**, donde se analizan fenómenos que ocurren en escalas menores a 10 km, como los que se producen debido a obstáculos como colinas.

6.2 LA ATMÓSFERA

La atmósfera es una capa de gas que cubre la superficie de la Tierra. Está dividida en diferentes capas según su densidad y composición de componentes:

6.2.1 TROPOSFERA

Es la capa que se encuentra más próxima a la corteza terrestre y es donde se producen la mayoría de los fenómenos meteorológicos. El gradiente de temperatura a lo largo de la troposfera es lineal, decreciendo cuanto más se aleja de la superficie. Tiene un grosor de aproximadamente 11 km, y recoge el 75% de la masa de la atmósfera.

6.2.2 ESTRATOSFERA

Es la capa de aire que se encuentra justo encima de la troposfera. Es en esta capa donde se encuentra el ozono (O₃), el componente responsable de absorber los rayos ultravioleta emitidos por el Sol. Es por esta razón que la temperatura aumenta considerablemente. Tiene un grosor de aproximadamente 40 km.

6.2.3 MESOSFERA

Es la capa situada encima de la estratosfera. El gradiente de temperatura conforme la altura disminuye (donde se sitúan las menores temperaturas de la atmósfera). Únicamente contiene el 0.1% de la masa de la atmósfera.

6.2.4 TERMOSFERA

La termosfera, también conocida como ionosfera, tiene una densidad del aire muy baja y su temperatura es extremadamente alta, incrementando con la altura. Este fenómeno se debe a que los

gases se encuentran ionizados, llegando a alcanzar temperaturas de hasta 1500 °C. La ionización de los gases se produce cuando absorben rayos gamma y rayos X procedentes del Sol.

En esta capa, que se extiende desde los 80 hasta los 500 km de altura sobre el terreno, las partículas sólidas incidentes en la atmósfera se desintegran, dando lugar a las estrellas fugaces. Asimismo, es en esta capa donde se producen las auroras boreales.

6.2.5 EXOSFERA

Es la última capa de la atmósfera terrestre, y marca la separación entre ésta y el espacio interplanetario, que se caracteriza por un vacío casi absoluto. El espesor de esta capa no está bien definido y puede variar desde los 500 hasta los 1 000 km de altura sobre el terreno.

Cabe mencionar que toda la actividad meteorológica, como las lluvias, los vientos y la formación de nubes, tiene lugar en la troposfera, la cual se encuentra en los primeros 11 km de la atmósfera.

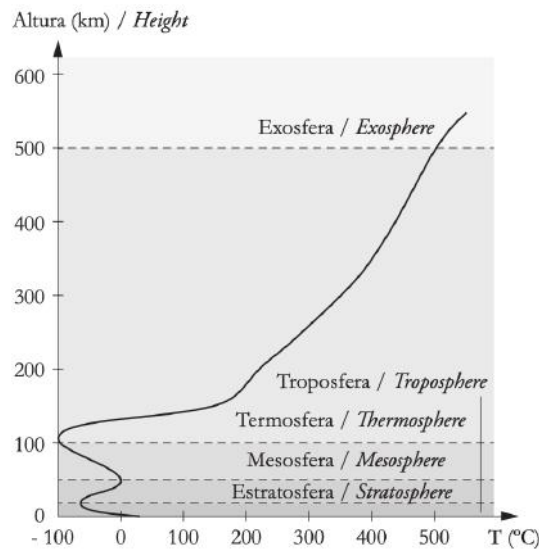


Figura 12: Variación de Temperatura en función de la altura. Fuente: [6]

6.3 CIRCULACIÓN A NIVEL GLOBAL: MESOESCALA

El tipo de circulación más sencillo es el movimiento de convección de aire, en el que la zona de Ecuador el aire se calienta, asciende y se dirige en dirección a los polos. Por enfriamiento del aire, esta masa descendiendo y se redirige al Ecuador. El modelo real de circulación, sin embargo, tiene cuenta el movimiento de la Tierra que altera la circulación mencionada previamente. Se define de la siguiente forma:

Celda de Hadley: se ubica a una latitud de 30° norte y 30° sur del Ecuador. En el ecuador terrestre, se genera un cinturón de bajas presiones que rodea el planeta conocido como la depresión ecuatorial, originado por la ascensión de aire caliente en esas latitudes. Al ascender, el aire se enfría al entrar en contacto con las capas altas de la troposfera y pierde gran cantidad de su humedad, que generalmente se precipita en forma de lluvia, y luego descende nuevamente. Es así como se forman los vientos alisios del noreste en el hemisferio norte y los vientos alisios del sudeste en el hemisferio sur.

Celda Polar: es la celda superior a la de Hadley, entre los 60° y los Polos. A una latitud de 60°, la masa de aire se calienta y asciende a los polos. Posteriormente, se enfría y descende, provocando una compresión de aire y un flujo dirigido al Ecuador. Este flujo de aire se ve alterado por la fuerza de

Coriolis, que desplaza estos flujos en dirección Oeste (conocidos estos vientos como los vientos polares del Este).

Celda de Ferrel: se encuentra entre las dos celdas anteriores, entre las latitudes de 30 y 60°. A 30° de latitud el flujo de viento desciende (alta presión) y se desplaza en dirección a los polos, donde vuelve a ascender cerrando así la circulación del viento. Esta celda tiene flujos de viento muy variables e inestables, clave para el balance de calor a nivel global.

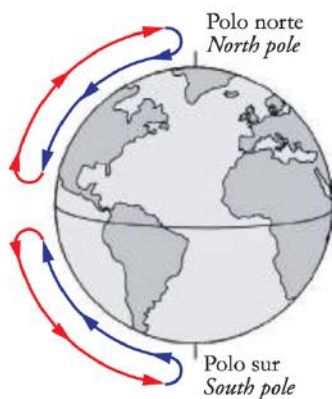


Figura 13: Recirculación de aire sin rotación de la Tierra. Fuente: [4]

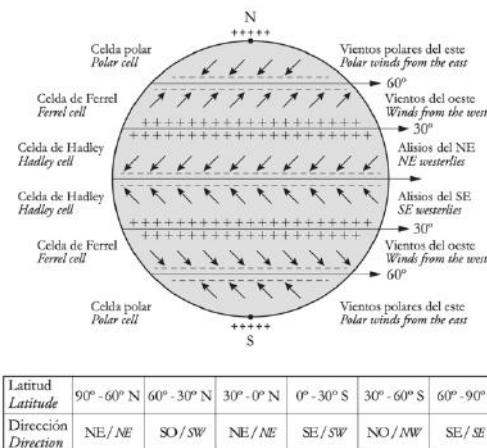


Figura 14: Circulación a nivel de la Mesoescala. Fuente: [6]

6.4 CIRCULACIÓN A NIVEL DE MICROESCALA

En ocasiones, las características geográficas de una superficie en particular pueden ser la causa de patrones de viento que se suman a los patrones globales de viento. Estas características pueden provocar cambios en la temperatura de la atmósfera que generan pequeñas diferencias de presión, lo que a su vez causa vientos locales y regionales. Estos vientos locales suelen ser más notorios cuando los vientos globales son débiles. Además, estos vientos pueden ser exclusivamente térmicos o estar influenciados por la topografía del terreno.

6.4.1 VIENTOS DE ORIGEN TÉRMICO

Las tres categorías de vientos de origen térmico destacan las brisas entre mar y montaña así como las brisas entre montaña y valle y las de ladera y montaña.

Brisa entre mar y montañas

Durante el día, la superficie de la tierra se calienta más rápido que la del mar, provocando que la masa de aire encima de la tierra ascienda y se formen corrientes de aire provenientes del mar hacia la superficie. Durante la noche, al estar el mar más caliente que la tierra, ocurre el efecto inverso.

Brisa entre montaña y valle

Similar a las brisas entre montaña y mar, por el día las masas de viento ascienden desde el valle hasta la ladera de la montaña. Por la noche, la masa fría de aire desciende a la altura del valle. Este tipo de viento también se le conoce como viento cañón.

Brisa de ladera de montaña

Tienen lugar en valles entre montañas. Tras la salida del sol, las laderas se calientan y comienzan sobre ellas flujos de aire ascendente, o vientos anabáticos. Por la noche el sentido del viento se invierte convirtiéndose en un flujo ladera abajo, o viento catabático.

6.4.2 VIENTOS DE ORIGEN OROGRÁFICO

La topografía puede generar perturbaciones en la circulación atmosférica a gran escala. Los accidentes orográficos, como las cadenas montañosas o los acantilados, generan pequeñas perturbaciones que pueden crear puntos singulares donde la velocidad del viento aumenta. Para el proyecto en cuestión, al ser un parque eólico marino, estos vientos de origen orográfico no tendrán alta importancia.

6.5 RUGOSIDAD DEL TERRENO

A partir de una altura aproximada de 1 km sobre el suelo, la superficie terrestre tiene muy poca influencia en la velocidad del viento. Sin embargo, a altitudes más bajas, la velocidad del viento se ve afectada por la fricción o rozamiento con la superficie terrestre. La rugosidad del terreno es un factor clave en esta ralentización del viento, ya que superficies más rugosas, como bosques o ciudades, frenan mucho más el viento que superficies más lisas, como lagos, el mar o terrenos con poca vegetación.

La rugosidad de una superficie se mide mediante el parámetro de longitud de rugosidad, Z_0 , que representa la altura a la cual la velocidad medida es cero cuando el viento tiene una variación logarítmica con la altura. La longitud de rugosidad se parametriza entre los valores 0 y 3, donde 0 representa una longitud de rugosidad baja, es decir, superficies planas sin apenas obstáculos que ralenticen la velocidad del viento. Superficies con Z_0 similar a 3 significa que la superficie en cuestión tiene vegetación muy espesa o núcleos urbanos que afectan a la velocidad del viento en ese terreno. Al tratarse en este caso del mar donde se instalará el parque eólico, la longitud de rugosidad se aproximará a 0. A continuación, se muestran varios escenarios con sus respectivas longitudes de rugosidad.



Figura 15: Rugosidad en función de distintos escenarios. Fuente: [6]

6.6 VARIACIÓN DEL VIENTO CON LA ALTURA

Los vientos situados por encima de una altura determinada están regidos por las fuerzas de Coriolis y de origen de la mesoescala. Sin embargo, a medida que se va descendiendo hasta la capa terrestre, las masas de viento sufren un rozamiento con el suelo, llegándose a frenar. Este gradiente negativo de

velocidad empieza a una altura aproximadamente de 1-2km por encima de la superficie. La capa límite terrestre se llama capa superficial. En dicha capa superficial, la velocidad del viento varía con la altura a causa de la fricción con la superficie terrestre. Este efecto se le conoce como cortadura vertical del viento.

Se consideran dos leyes importantes para la determinación de la velocidad del viento teniendo en cuenta los factores mencionados previamente.

Ley potencial de variación del viento con la altura: se define mediante la siguiente fórmula:

$$\frac{v(z)}{v(z_r)} = \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha$$

Donde:

- z_r es la altura de referencia en la que se mide una velocidad de viento
- $v(z_r)$ es la velocidad del viento a una altura de referencia
- z es la altura a la que se quiere determinar la velocidad del viento
- $v(z)$ es la velocidad del viento a la altura z
- α es el exponente de ley potencial depende de la rugosidad del terreno, de la velocidad del viento y del grado de estabilidad atmosférica

A continuación, se muestra una tabla en la que se muestran los distintos valores de α en función del tipo de terreno:

Grado de rugosidad Roughness	Tipo de terreno Terrain type	α
Liso / Smooth	Mar, arena, nieve Sea, sand, snow	0.10 - 0.13
Rugosidad moderada Moderately rough	Hierba, cultivos Grass, crops	0.13 - 0.20
Rugoso / Rough	Bosques, edificaciones Forests, buildings	0.20 - 0.27
Muy rugoso / Very rough	Ciudades / Cities	0.27 - 0.40

Tabla 1: Coeficiente en función del tipo de terreno. Fuente: [6]

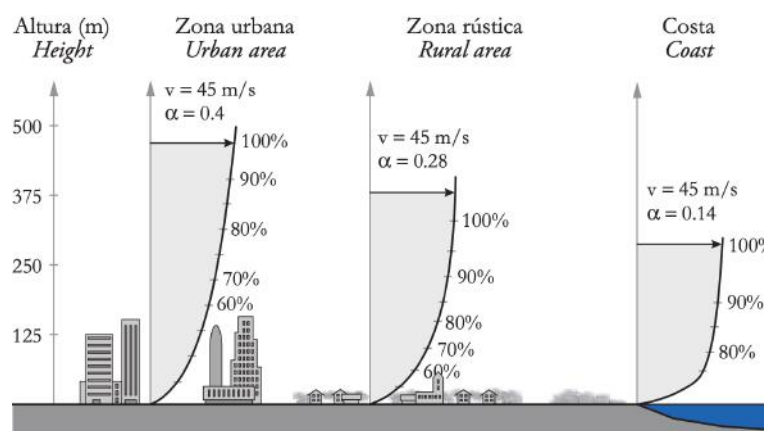


Figura 16: Velocidad del viento en función de la ley potencial y diferentes terrenos

Ley logarítmica de variación de viento con la altura: se utiliza menos que la potencial ya que una de las variables con la que se formula depende de la observación superficial del terreno a través de la definición de la rugosidad de este. La fórmula es:

$$\frac{v(z_2)}{v(z_1)} = \frac{\ln(z_2/z_0)}{\ln(z_1/z_0)}$$

Donde:

- $v(z_2)$: velocidad del viento a una altura 2

- $c(z_1)$: velocidad del viento a altura 1
- z_1 : altura 1
- z_2 : altura 2
- z_0 : rugosidad superficial del terreno

7. CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO

A continuación, se analizará el potencial disponible en el viento, así como el máximo que los aerogeneradores pueden aprovechar con las características de la máquina y las fórmulas empleadas para analizarse.

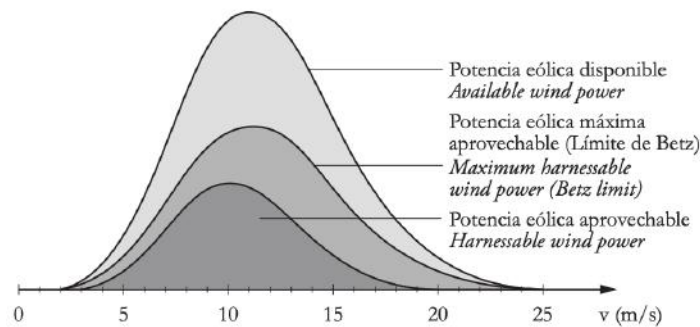


Figura 17: Potencia eólica disponible vs aprovechable. Fuente: [6]

7.1 POTENCIA EÓLICA DISPONIBLE

La energía cinética contenida en una masa de aire m que se mueve a una velocidad v corresponde a la siguiente fórmula:

$$E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2$$

Teniendo en cuenta además que la densidad del aire ρ es el cociente entre la masa y el volumen, y el volumen de aire que llega al rotor de área A en un tiempo t es $V = v \cdot t \cdot A$, la energía cinética equivale a:

$$E = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v \cdot t \cdot v^2$$

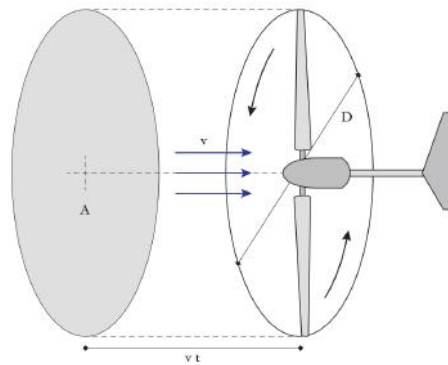


Figura 18: Esquema energía cinética

La potencia disponible (P_d) será, pues:

$$P_d = E/t = 1/2 \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

A primera vista, ya se puede observar la fuerte dependencia entre la potencia disponible y la velocidad del viento.

7.2 POTENCIA EÓLICA APROVECHABLE

Por limitaciones propias de la máquina y la ley de conservación de masas, toda la potencia disponible no podrá ser aprovechada. Por tanto, la cantidad de potencia aprovechable vendrá dada por la siguiente ecuación, con un coeficiente adicional llamado coeficiente de potencia (C_p). Este coeficiente expresa la cantidad de potencia que el aerogenerador ha sido capaz de capturar de la total disponible, en otras palabras, la eficacia de conversión en energía cinética a energía mecánica

$$P_a = C_p \cdot 1/2 \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

Se estableció el valor máximo del coeficiente de potencia como 0.59 o bien 16/27 (también llamado límite de Betz), también representa el rendimiento máximo de un aerogenerador. Habitualmente, su valor real alcanza un rendimiento de 0.45.

Otro coeficiente relevante para la caracterización de potencial eólico es el coeficiente de Empuje C_T . el coeficiente de empuje define la fuerza q opone el aerogenerador al viento, provocando que el aire se frene y forma así una estela. Cuanto mayor sea la fuerza, mayor será la estela que se forme y mayor turbulencia. Dicho coeficiente se expresa de la siguiente forma:

$$C_T = \frac{F}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 \cdot A}$$

Siendo:

- F: Fuerza de empuje
- v: velocidad del viento a la altura del buje
- A: Área que recoge el rotor

A medida que la velocidad del viento incidente sobre las palas de un aerogenerador aumenta por encima de un cierto valor, se produce una disminución en la fuerza de sustentación además de un aumento significativo en la resistencia aerodinámica. Estos fenómenos son el resultado de las leyes físicas que rigen la aerodinámica, y no requieren ninguna acción externa sobre las palas, que se fijan en un ángulo determinado y no pueden girar sobre su propio eje. A continuación, se muestra un diagrama en el que se muestra el aumento de resistencia aerodinámica y la disminución del coeficiente de empuje:

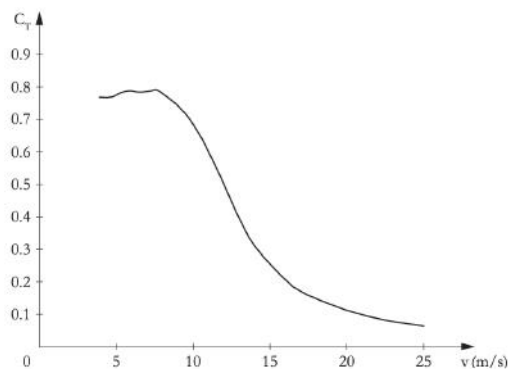


Figura 19: Disminución coeficiente de empuje con la velocidad del viento. Fuente: [6]

7.3 VARIACIONES ESPECIALES DEL VIENTO

7.3.1 PERTURBACIONES POR ELEVACIONES DEL VIENTO

Para caracterizar el viento en un lugar determinado, es esencial poder cuantificar el efecto que puedan tener los obstáculos del terreno en el flujo de aire. Las elevaciones, colinas y otras elevaciones geográficas pueden producir variaciones de velocidad si su forma y pendiente son suaves, o bien pueden disminuir el flujo si se trata de crestas o bordes agudos, tal y como se ilustra en las siguientes figuras.

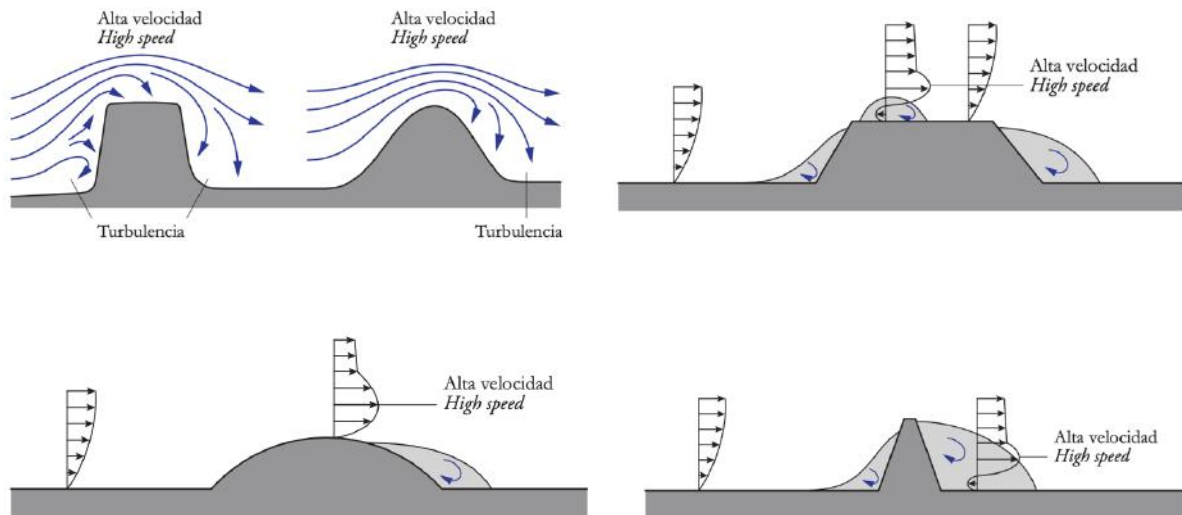


Figura 20: Variaciones de velocidad debido a elevaciones

7.3.2 PERTURBACIONES POR EXISTENCIA DE OBSTÁCULOS

En la misma línea, es importante considerar otros efectos de obstáculos en el terreno como por ejemplo edificios, o bien árboles, ya que producen una reducción en la velocidad del viento y un aumento en la turbulencia en la zona de resguardo detrás de ellos. Estos efectos deben ser considerados al caracterizar el potencial eólico, ya que la extensión espacial de la perturbación es muy relevante. Es importante destacar que la zona de turbulencia aguas bajo del obstáculo tiene una longitud aproximadamente veinte veces mayor que su altura, como se muestra en la siguiente figura.

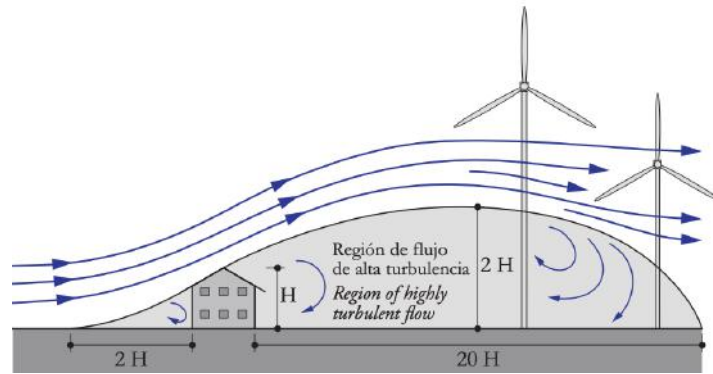


Figura 21: Variación de velocidad y dirección de viento a causa de obstáculos.

8. RECURSO EÓLICO: CARACTERIZACIÓN Y TRATAMIENTO DE DATOS

8.1 ESTACIÓN ANEMOMÉTRICA

La estación anemométrica se encarga de medir y procesar los datos de la velocidad y dirección del viento. Está constituido por los siguientes componentes:

- Torre: es el soporte donde se colocan a distintas alturas los anemómetros y las veletas. Su altura debe ser igual que la del buje del aerogenerador. Las torres pueden ser tubulares o bien de celosía, y para su soporte pueden ser arriostradas o autoportantes. Estas últimas son las más comunes en parques eólicos.
- Anemómetros: son los sensores que miden la velocidad del viento. Se instalan varios anemómetros a diferentes alturas de la torre, con tal de registrar el perfil de velocidades del viento. Existen diversos tipos de anemómetro:
 - o De cazoletas: formado por 3 o 4 cazoletas montadas alrededor de un eje. La velocidad angular del anemómetro está relacionada proporcionalmente con la velocidad del viento.
 - o De hélice: funciona como una hélice montada sobre un eje horizontal
 - o Ultrasónicos: requieren conexión a la red eléctrica y miden la componente horizontal y la dirección del viento.
- Veletas: son los sensores encargados de medir la dirección del viento. Son dispositivos montados sobre eje vertical cuya estructura se orienta en la dirección del viento.
- Termómetro: para medir la temperatura y en base a ella la densidad del aire
- Barómetro: para medir la presión y por tanto la densidad del aire
- Otros componentes son: protecciones eléctricas como pararrayos, puesta a tierra y cementación de la torre.

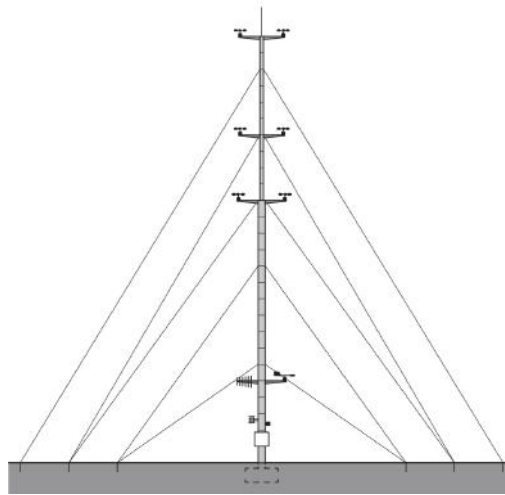


Figura 22: Esquema de una estación anemométrica

8.2 EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

Después de registrar la serie temporal de datos de velocidad y dirección del viento durante un período de tiempo, se inicia la fase de evaluación del recurso eólico. Durante esta, se realiza un análisis estadístico descriptivo de la serie registrada que implica el estudio de los siguientes parámetros como por ejemplo:

- El valor medio anual de velocidad del viento
- Rosa de los vientos para estimar la dirección del viento y su frecuencia
- Distribuciones de probabilidad del viento
- Turbulencia
- Rafagosidad

Antes de ello, es importante comprobar la calidad de los datos extraídos, con tal de detectar los datos anormales o aleatorios y poder eliminarlos. Los datos del emplazamiento escogido se han obtenido de la base de datos VORTEX Interface, donde se ha especificado las coordenadas del

emplazamiento y obtenido la información necesaria para calcular los parámetros previos (el emplazamiento se escoge más adelante en el apartado Emplazamiento).

8.2.1 VELOCIDAD MEDIA ANUAL

Es el parámetro que indica a primer instante el recurso eólico disponible en el emplazamiento en cuestión. Posteriormente, la velocidad media mensual indica la estacionalidad que sufre dicho parámetro.

8.2.2 ROSA DE LOS VIENTOS

Un concepto importante a tener en cuenta en el parque eólico es la orientación en la que se dispondrá. Para ello, es crucial saber la dirección más recurrente del viento, que viene indicado por la rosa de los vientos. Además, se muestra también la frecuencia de dichos vientos durante el año, es decir, la probabilidad que sople viento en esa dirección. Es importante mencionar la rosa de vientos de velocidad, así como las de energía, que representa no solamente la dirección sino la velocidad.

8.2.3 DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD DE VIENTO (DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL)

Se encarga de mostrarnos para cada intervalo de velocidad, la frecuencia de tiempo a la que el viento sopla a esa velocidad. La distribución de frecuencias sigue el mismo comportamiento que la distribución de Weibull, es decir, que la probabilidad de llegar a velocidades menores que la media anual es mayor que obtener velocidades por encima de la media. Dicha distribución va regido por un factor de forma k . cuanto mayor el factor de forma, más concentradas estarán las probabilidades en un rango de velocidad concreto.

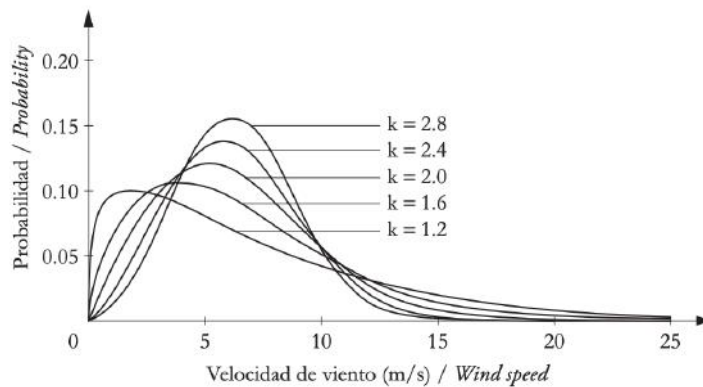


Figura 23: Perfil de velocidades según la distribución de Weibull. Fuente: [6]

8.2.4 TURBULENCIA

Este parámetro se encarga de medir la variación del viento en la microescala, es decir, en rangos de tiempo menores de 10 minutos y distancias de hasta decenas de metros. El parámetro empleado para medir la turbulencia es la intensidad de turbulencia, que este a su vez es el coeficiente de variabilidad del viento definido como:

$$I = \sigma_i / v_i$$

Siendo:

- σ_i la desviación típica de velocidad de viento en un tiempo menor de 10 minutos
- v_i la velocidad medida

Si la intensidad de turbulencia es mayor del 30%, no se recomienda emplazar un parque eólico en esas coordenadas, ya que existe un riesgo mayor en dañar las estructuras del aerogenerador.

8.2.5 RAFAGOSIDAD

Este parámetro mide los picos de velocidades elevadas que corresponden con ráfagas de viento y pueden alterar el estudio en cuestión. Se define con el factor de ragafosidad, que se expresa como el

cociente entre la velocidad máxima alcanzada en un período de tiempo entre la velocidad media de ese rango de tiempo.

$$FR = v_{\max} / \bar{v}$$

8.3 ESTIMACIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA PRODUCIDA

En este capítulo se profundizará en el análisis de la producción eléctrica de un parque eólico. La información recogida en esta sección proviene del material facilitado por la directora del Proyecto Consuelo Alonso.

Como se ha visto anteriormente, la curva de probabilidad de velocidades de viento indica la probabilidad que se dé esa velocidad en forma de porcentaje. Aparte se dispone de la curva de potencia, en la que se relaciona la potencia suministrada por cada velocidad que sople. De la combinación de ambas, se obtiene una curva en la que se mide probabilidad de ocurrencia de cada intervalo de potencia cuya integral proporciona la producción energética estimada para el periodo considerado. Una forma recurrente de describir esta producción es con el factor de capacidad, que no es más que el cociente entre la energía producida durante un año en kWh y la potencia nominal del parque eólico multiplicado por el número de horas del año (8760 h).

$$FC = \frac{E \text{ (kWh)}}{P_n \text{ (kW)} \cdot 8\,760 \text{ h}}$$

Del mismo modo que se emplea este parámetro, otro medidor importante es HE (Horas equivalentes), que es simplemente el factor de capacidad multiplicado por el número de horas de un año.

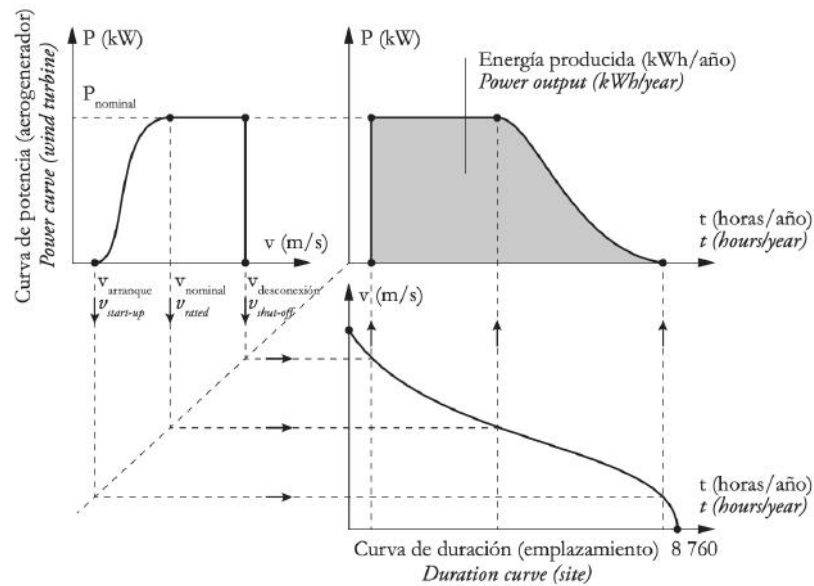


Figura 24: Potencia extraída al año en función de las horas del año. Fuente: [6]

8.3.1 MÉTODOS AVANZADOS

Para poder llevar a cabo el estudio y la estimación de la energía del parque en cuestión, se emplearán herramientas de cálculo basadas en programas que permiten realizar estudios temporales y espaciales del parque marino. Dichos modelos permitirán extrapolar datos no solamente sobre el eje horizontal (sobre la superficie del terreno), sino también sobre el eje vertical (estimar la velocidad del viento en función de la altura deseada). Los programas empleados en este proyecto serán WAsP y Windographer.

9. AEROGENERADORES

Un aerogenerador es un sistema que transforma la energía del viento en energía eléctrica. El viento hace girar unas palas que, a su vez, hacen girar un generador eléctrico. En algunos diseños se utilizan engranajes para aumentar la velocidad de rotación de las palas y hacerlas coincidir con la velocidad necesaria para generar electricidad., que se verá más adelante en este capítulo.

Actualmente, los aerogeneradores permiten que la instalación de grandes centrales de producción de electricidad en un corto plazo de tiempo se mucho más ágil y rápido. En el campo de la generación eólica terrestre (*On-shore*), la tecnología ha evolucionado significativamente en los últimos 20 años. Se ha pasado de turbinas de 500 kW con torres de 40 m de altura y rotores de 39 m de diámetro, a aerogeneradores estándar de alrededor de 3 a 5 MW, con torres de hasta 120 metros de altura y rotores de 125 metros de diámetro.

En esta sección se describirán los distintos componentes de un aerogenerador, describiéndose también las distintas clasificaciones de todos ellos.

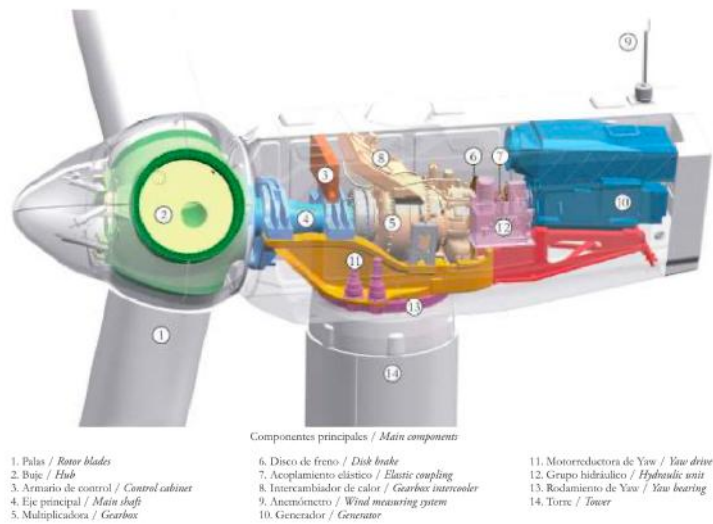


Figura 25: Componentes de un aerogenerador. Fuente: [6]

9.1 TIPOLOGÍA

Existen muchas formas de clasificar los aerogeneradores. Algunas de sus clasificaciones son en función de la posición del eje de giro (eje horizontal o eje vertical), así como si posición frente al viento (barlovento o sotavento). La configuración más estándar para los molinos de viento y la que se empleará en este Proyecto es el molino de eje horizontal y barlovento.

Los aerogeneradores se dividen en dos grupos según su tipología eléctrica. El primer grupo está constituido por aquellos generadores que se conectan directamente a la red eléctrica, dentro de los cuales encontramos dos subgrupos: los generadores síncronos conectados a la red y las máquinas doblemente alimentadas o *DFIG (doubly-fed induction generator)*. El segundo grupo se compone de generadores que se conectan a través de un equipo de electrónica de potencia y este a su vez a la red eléctrica (conocidos como *full converter*). En estos aerogeneradores, las palas están unidas al buje a través de un rodamiento que les permite girar sobre su propio eje.

La variación de velocidad de rotación de las palas permite mantener la eficiencia aerodinámica máxima dentro de un rango de velocidad de viento variable de 6 a 9 m/s. Aunque en ese punto la potencia nominal no se haya alcanzado y se esté en cargas parciales, la distribución estadística de las

velocidades del viento a lo largo del año hace que la optimización aerodinámica en este rango maximice la energía anual producida.

9.2 PALA

La pala es el componente clave para transformar la energía cinética del viento en energía de rotación que se utiliza para alimentar el generador eléctrico. Actuando como una viga en voladizo, la pala está conectada al buje mediante un rodamiento que le permite girar sobre su propio eje y controlar las fuerzas aerodinámicas.

Debido a las grandes dimensiones de las palas de un aerogenerador y a las cargas significativas que deben soportar (incluso en vientos de hasta 90 km/h), se necesitan estructuras extremadamente rígidas. Para cumplir con los requisitos de diseño, es importante considerar el equilibrio entre el uso de fibra de vidrio, que tiene propiedades mecánicas más bajas y aumenta el peso del rotor, y la fibra de carbono, que es más rígida y liviana, pero también más costosa. A medida que los precios de la fibra de carbono disminuyen y se acumula más experiencia en su aplicación al sector eólico, que es muy diferente a la aplicación en el sector aeronáutico, el uso de fibra de carbono en las grandes palas está ganando terreno.

Las palas de los aerogeneradores se producen en una sola pieza, pero debido a su tamaño y peso, se transportan en plataformas extensibles que necesitan radios de giro amplios. Sin embargo, para áreas con restricciones de acceso significativas, se han desarrollado conexiones modulares que permiten transportar las palas en dos secciones y unir las en el parque eólico mediante métodos mecánicos o químicos.

9.3 BUJE

Es la pieza necesaria que une las tres palas del aerogenerador con el eje de la turbina. Su objetivo es aguantar el peso de las tres palas y poder transferir los esfuerzos de dichas al eje de giro. Está fabricado con hierro nodular para que pueda soportar cargas extremas y de fatiga. Además, consta de tres bridas con sus rodamientos para el giro de pala y con los accionamientos correspondientes.

El buje contiene tres actuadores (uno por cada pala) para controlar la eficiencia del aerogenerador. Dichos actuadores están compuestos por dos sistemas:

- Sistema hidráulico: son acumuladores hidráulicos donde ese almacena la energía suficiente para llevar cada pala a su posición original en caso de fallo del sistema.
- Sistema electromecánico: es el sistema encargado de garantizar el giro de la pala a base de un piñón y una motorreductora eléctrica.

El control del ángulo de posición de la pala es crítico porque con la posición de las palas se define la producción y la carga sobre el aerogenerador, luego también su eficiencia.

9.4 NACELLE O GÓNDOLA

Esta es la parte que corresponde con la que alberga el tren mecánico y el generador eléctrico. Su diseño variará en función de la forma del aerogenerador tratado.

9.5 TREN DE POTENCIA

El buje del rotor se conecta al eje principal, el cual transmite el par de rotación a la multiplicadora, apoyado por uno o dos rodamientos. Además de soportar los momentos y las fuerzas del rotor, estos rodamientos derivan estas cargas hacia la bancada o también llamado bastidor principal. Para transferir el momento torsor y adaptarse a las deformaciones del eje mientras capta los empujes axiales, se utilizan rodamientos de rodillos oscilantes esféricos. Como los esfuerzos que soportan son muy elevados a pesar de la baja velocidad de rotación, el engrase de estos rodamientos es crítico. Además, el rango de temperaturas de trabajo también puede variar significativamente.

9.6 MULTIPLICADORA

Este aparato permite aumentar la velocidad de giro para poder transferir energía eléctrica a la frecuencia adecuada de red. En otras palabras, el alto par de las palas se transmite al buje en forma de baja velocidad, que luego la multiplicadora se encargará de subirla mientras baja el par proporcionado.

Las multiplicadoras deben diseñarse teniendo en cuenta condiciones críticas como por ejemplo la rafagosidad o la turbulencia vista anteriormente. Su funcionamiento tiene que sofisticar con tal de ajustar la carga de entrada de la multiplicadora y evitar así sobredimensionamientos. Otro punto crítico es que el aerogenerador está diseñado para una vida útil de aproximadamente 20 años, por lo que la vida útil de la multiplicadora debe ser la misma.

9.7 EJE DE ALTA VELOCIDAD

El eje de salida o eje de alta velocidad de la multiplicadora se conecta con el generador eléctrico por medio de un acoplamiento elástico. Este acoplamiento consta de un disco freno que puede estar dentado en su diámetro exterior para facilitar la rotación de las palas con la ayuda de una motorreductora.

Al eje del generador eléctrico se le acopla el otro extremo del acoplamiento elástico con otro collarín cónico. La misión de este acoplamiento elástico es la de transmitir el par a alta velocidad hasta el generador, absorbiendo las vibraciones y desalineaciones que se producen al aumentar la carga.

9.8 GENERADOR

Es el componente del aerogenerador que se encarga de transformar la energía mecánica rotacional de las palas en energía eléctrica que se verterá al sistema eléctrico. Se puede diseñar tanto con generadores síncronos como asíncronos, y con varias formas de conexión del generador, directa o indirecta, a la red. La conexión directa a red significa que el generador está conectado directamente a la red de corriente alterna (generalmente trifásica) [7].

La conexión indirecta a red significa que la corriente que viene del alternador pasa a través de una serie de dispositivos que ajustan la corriente para igualarla a la de la red; en generadores asíncronos esto ocurre de forma automática [7].

Existen dos tipos de generadores empleados en este campo:

- **Generador síncrono:** se conecta a la red a través de un convertidor de frecuencia (CA-CC-CA) cuya finalidad es independizar las frecuencias de la red y del generador, para así poder trabajar a una velocidad variable. Además de ello, permite un control de potencia reactiva conectado a la red garantiza trabajar en el control de tensión de la red.

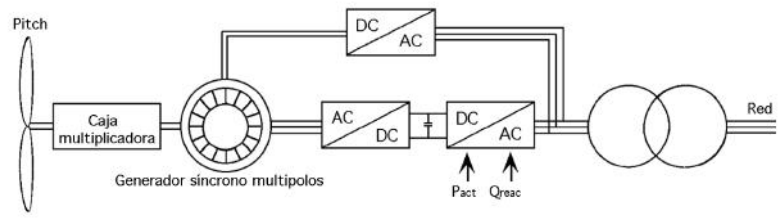


Figura 26: Esquema de generador síncrono con amplia gama de velocidades. Fuente: [7]

- **Generador asíncrono:** este tipo de generador necesita excitación a través de la red eléctrica, y permite trabajar a diferentes frecuencias de red (el componente de deslizamiento). Además, para que la frecuencia de la red no se vea afectada en caso de variaciones de velocidad altas, se instala un convertidor conectado a través de escobillas que corrige la intensidad del campo magnético del rotor.

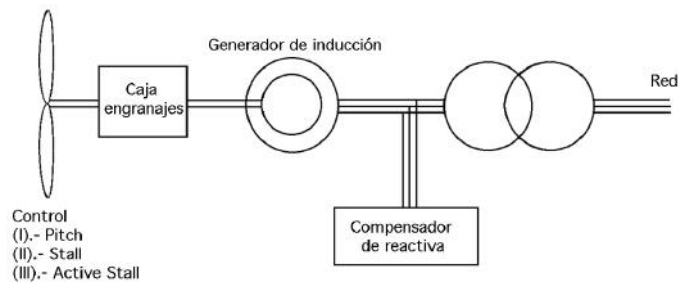


Figura 27: Esquema de un generador asíncrono. Fuente: [7]

9.9 SISTEMA DE ORIENTACIÓN

Todo el conjunto de la góndola yace sobre un sistema de orientación que permite a éste girar según la dirección del viento. El número de vueltas que pueda dar dependerá del número de cables que salga de la *nacelle* y su enrollamiento, llegar a incluso veces que puedan dar 4 vueltas.

9.10 SISTEMA DE CONTROL

El sistema de control de un aerogenerador tiene dos objetivos principales: el primero, es el sistema de supervisión, que se encarga de la seguridad de los empleados y encargados del mantenimiento y de la propia turbina. Su segunda función es el sistema de control, que busca optimizar y maximizar las consignas de cada momento para poder así maximizar la potencia, así como generar reactiva y disminuir ruidos o controlar parámetros de red. Reporta también estadísticas de su operación. Los parámetros de red son tratados por este sistema de control para poder reaccionar con anticipación a los huecos de tensión o demandas de energía reactiva.

9.11 PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ELÉCTRICAS

Los aerogeneradores constituyen estructuras muy altas, por lo que los pararrayos son componentes principales para su protección, más teniendo en cuenta que el mar es una zona de alta densidad de rayos. Su diseño consiste en colocar receptores metálicos en la punta de las palas, que será la zona donde impacte el rayo. Se conectan dichos receptores al buje, en el que se conecta una tarjeta magnética

capaz de registrar la corriente del rayo. Desde el buje se consigue un camino metálico que llega a la cimentación, que se facilita con el uso de escobillas o cables trenzados. En la cimentación, se añaden pletinas metálicas que simulan la red de tierras.

9.12 CIMENTACIONES

Las cimentaciones tienen un impacto significativo en la inversión total del parque, tanto en la fase de construcción como en el mantenimiento a lo largo de su vida útil. Si bien el costo es un factor determinante en la elección del sistema de soporte de los aerogeneradores, no debemos olvidar que el diseño de la cimentación debe cumplir con su función principal: soportar el peso y diversas cargas que actúan sobre la estructura en su conjunto, y transmitir eficientemente estas fuerzas al lecho marino, garantizando en todo momento la integridad y seguridad del conjunto.

Las cargas inducidas en la cimentación pueden clasificarse en dos tipos fundamentales: cargas permanentes y cargas variables. Es importante considerar ambos tipos de cargas al diseñar la cimentación, ya que cada uno tiene su propio impacto en la estructura y debe ser adecuadamente gestionado. Las cargas permanentes son aquellas que están siempre presentes y se relacionan con el peso propio de los componentes estructurales. Por otro lado, las cargas variables son aquellas que pueden cambiar en magnitud o dirección debido a factores como el viento, las olas y las fuerzas dinámicas del aerogenerador.

Existen dos tipos de cargas críticas que tiene que soportar una cimentación:

- Cargas permanentes: son las que incluyen masa estructural del aerogenerador
- Cargas variables: todas las cargas que excluyen las anteriores, es decir la de las personas, así como equipos de mantenimiento, cargas producidas por agentes externos como el viento y el medio marino

Además, las cimentaciones también garantizan otros servicios auxiliares como por ejemplo un acceso seguro desde el mar, protección de los cables eléctricos hacia la subestación.

Se pueden diferenciar distintas cimentaciones en función de la profundidad del lecho marino:

Estructuras fijas	Monopilote	↓ Profundidad +
	De gravedad	
	Trípode	
	<i>Suction caisson</i>	
	<i>Jacket</i>	
Estructuras flotantes	Spar-buoy	
	Tension leg platform (TLG)	
	<i>Barge</i>	

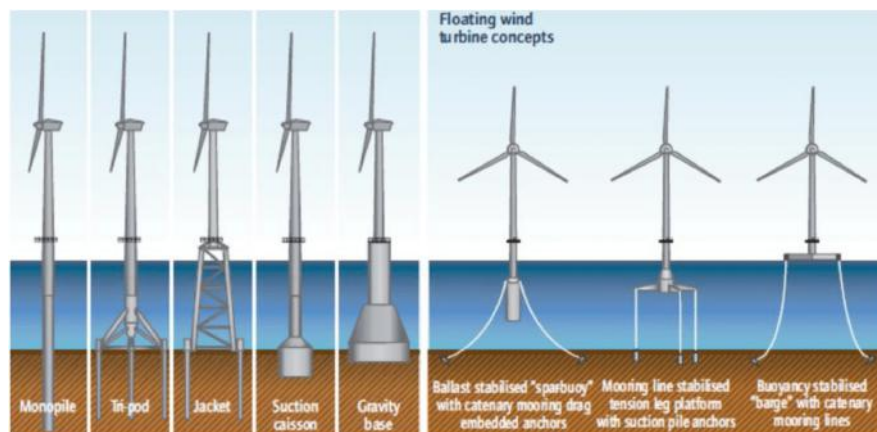


Figura 28: Estructura cimentaciones en función de la profundidad. Fuente: IOP Publishing/Creative commons

A la hora de escoger la cimentación adecuada, hay que tener en cuenta el coste de cada tipo. Es lógico pensar que cuanto mayor sea la profundidad del lecho marino, más elevados serán los costes ya que la instalación será mucho más compleja. Se trata entonces de optimizar el coste de las cimentaciones teniendo en cuenta que la estructura sea estable y segura. A continuación, se muestra una imagen de la evolución de los costes en función de la cimentación escogida.

Un problema el que se enfrenta la península ibérica son las elevadas profundidades del lecho marino: a tan solo 10 kilómetros la profundidad puede llegar a descender a 100 metros en algunas zonas de la península. Esto supone un obstáculo para el desarrollo de la energía eólica marina, puesto que la tecnología los aerogeneradores flotantes es un descubrimiento novedoso que está en proceso de

desarrollo, por lo que es una solución que económicamente no es viable. Por tanto las cimentaciones más habituales son las correspondientes con profundidades de hasta 50 metros: monopilote, trípode y *Jacket*.

9.12.1 CIMENTACIONES MONOPILOTE

Este tipo de cimentación son comunes para aguas con profundidades de hasta 20 metros. Su estructura es cilíndrica de acero de gran diámetro y longitud, conocida como pilote, que se enclava en el fondo marino a través de un proceso de perforación y colocación. El pilote es un elemento estructural clave en este tipo de cimentación, ya que es la encargada de soportar el peso del aerogenerador.

Para que el pilote esté estable, se realiza un análisis de la capacidad de carga del lecho marino y se selecciona una profundidad adecuada para la colocación de este. El terreno del lecho marino es una variable crucial a la hora de diseñar el tipo de cimentación adecuada, ya que puede afectar a su estabilidad y por tanto a la del aerogenerador. Se puede clasificar el terreno en dos tipos: blando y duro. Para los suelos blandos, es recomendable usar cimentaciones más grandes y profundas para garantizar su estabilidad y su capacidad de carga, y viceversa para los terrenos duros. Una vez instalado, se realiza una prueba de carga para garantizar que la capacidad de carga sea suficiente para soportar las cargas del aerogenerador.

Las cimentaciones monopilote son la estructura más estándar, por lo que presenta diversas ventajas en comparación con las otras como su eficiencia en términos de costos y su facilidad de instalación. Además, tienen una menor huella ecológica en comparación con otros tipos de cimentaciones, lo que minimiza su impacto ambiental. Sin embargo, solo se pueden emplear para profundidades bajas. Otra desventaja es su susceptibilidad a la corrosión, que supone mayor mantenimiento.

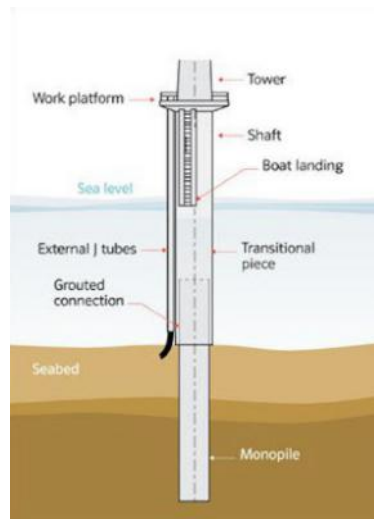


Figura 29: Estructura monopilote. Fuente: Diario Renovables

9.12.2 CIMENTACIONES POR GRAVEDAD

Este tipo de cimentación son en aguas más profundas que las de monopilote. Se constituyen en grandes bloques de hormigón reforzado que se depositan directamente sobre el lecho marino, sin emplear de pilotes o anclajes adicionales.

Estas cimentaciones son adecuadas para terrenos de lecho marino más duros, como rocas duras o suelos compactos. Su diseño se basa en la capacidad del peso del bloque de hormigón para resistir las cargas estáticas y dinámicas del aerogenerador, incluyendo las cargas producidas por el viento y las olas. Además, su forma aplanada reduce el efecto de la corriente marina y minimiza el impacto ambiental en la zona. Una de las ventajas que presenta este tipo de cimentación es el bajo coste de su instalación y mantenimiento, al igual que las cimentaciones monopilote. Adicionalmente, se pueden fabricar en tierra y luego ser transportadas al emplazamiento deseado a través de una barcaza, lo que supone también una reducción de tiempo.

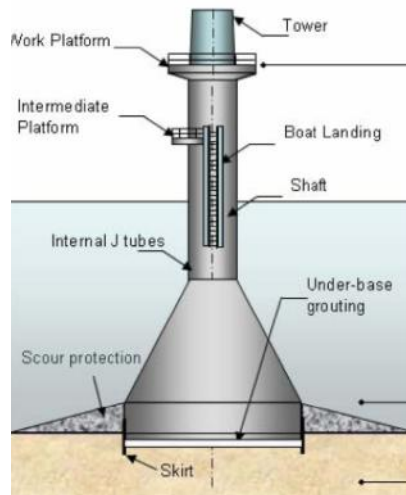


Figura 30: Cimentación por gravedad. Fuente: Iberdrola

9.12.3 CIMENTACIONES TRÍPODE

Las cimentaciones trípode son el tipo más estándar y común en aerogeneradores marinos por su bajo coste y su facilidad de instalación. Su estructura se basa en tres pilares de acero que se unen en la base el aerogenerador, y constituyen una base estable para éste. La base de la cimentación se garantiza con un sistema de pilotes o bien anclas, lo que asegura su estabilidad en caso de condiciones externas extremas.

Son adecuadas para aguas poco profundas y moderadas, habitualmente hasta unos 30 metros de profundidad. A medida que aumenta la profundidad del agua, su estructura se vuelve más compleja y requiere una mayor cantidad de acero para construir los pilares y la base, lo que aumenta los costos. Una ventaja adicional de las cimentaciones trípode es que, a diferencia de las cimentaciones de gravedad, las cimentaciones trípode se pueden desmantelar y reutilizar.

Además, la construcción de las cimentaciones trípode se realiza en tierra firme. El proceso de instalación es relativamente sencillo, y las piezas se pueden transportar fácilmente en barco hasta el lugar de la instalación, como las de gravedad.

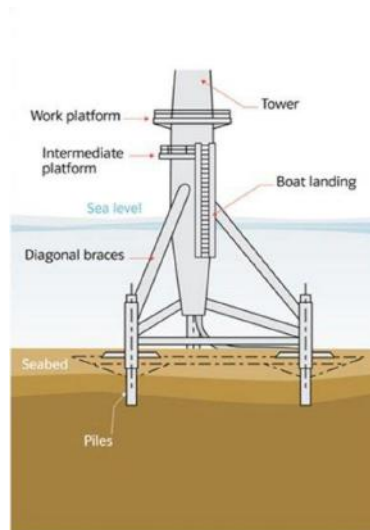


Figura 31: Cimentación trípode. Fuente: Agencia Estatal de Meteorología

9.12.4 CIMENTACIONES SUCTION CAISSON

Este tipo de cimentación son una alternativa para aerogeneradores marinos que se utilizan principalmente en suelos sedimentarios blandos. Está compuesto de una estructura en forma de cilindro o caja abierta en la parte superior que se introduce en el lecho marino mediante succión por vacío. La parte inferior del cilindro está cerrada y cuenta con una punta roma que se clava en el suelo. su estructura es lo suficientemente pesada para garantizar la estabilidad necesaria al aerogenerador.

La principal ventaja de las cimentaciones de *Suction caisson* es que son fáciles de instalar y retirar, lo que las hace muy idóneas para proyectos en los que la flexibilidad y la rapidez son fundamentales. Además, no se requiere un relleno de grava, lo que reduce los costos y los riesgos ambientales.

Sin embargo, su uso se limita a suelos sedimentarios blandos, lo que significa que no son adecuadas para todos los lugares de instalación. Además, son menos eficaces en la amortiguación de las vibraciones producidas por las turbinas, con lo que puede afectar a su rendimiento. Por último, aunque son relativamente fáciles de instalar, el proceso de succión puede ser peligroso y requiere de personal altamente capacitado para llevarlo a cabo con seguridad.

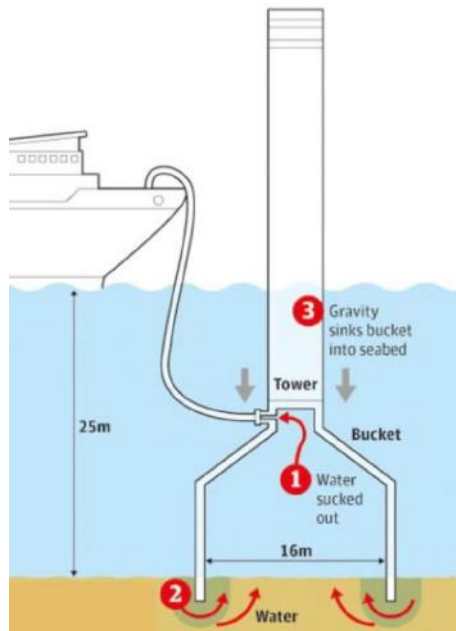


Figura 32: Cimentación Suction Caisson. Fuente: Agencia Estatal de Meteorología

9.12.5 CIMENTACIONES *JACKET*

Son una opción estándar para la instalación de aerogeneradores marinos en aguas de profundidad media o alta. Consisten en una estructura de acero en forma de torre de celosía que se apoya en el lecho marino mediante cuatro o más patas, lo que les otorga una alta estabilidad. El *jacket* se fija al lecho marino mediante pilotes que penetran en el suelo, que suma a su gran resistencia a los esfuerzos y movimientos inducidos por el viento, las olas y vibraciones de la turbina.

A diferencia de las estructuras previas, la cimentación del *jacket* se fabrica en secciones y se ensambla en el lugar de instalación mediante soldadura o pernos. La parte superior de la torre se conecta a la plataforma de la turbina mediante un sistema de uniones mecánicas o hidráulicas. El uso de cimentaciones tipo *jacket* es especialmente adecuado para aguas profundas y con condiciones de viento y oleaje severas, ya que proporciona una elevada resistencia y estabilidad.

Las cimentaciones tipo *jacket* son una opción muy común para parques eólicos marinos en Europa y Asia, y se espera que su uso se expanda en otras regiones del mundo. Sin embargo, a desventaja de las cimentaciones previas, la construcción de estas estructuras es costosa y requiere de equipos y

personal altamente capacitados, por lo que su rentabilidad económica debe evaluarse cuidadosamente en cada proyecto.

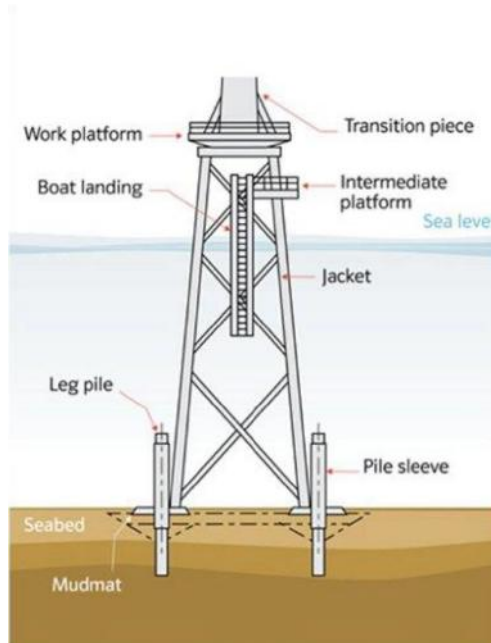


Figura 33: Cimentación Jacket. Fuente: Agencia Estatal de Meteorología

9.12.6 INSTALACIONES EN AGUAS PROFUNDAS: CIMENTACIONES FLOTANTES

Cada vez más común son las cimentaciones flotantes, que permiten instalar parques eólicos en aguas con profundidades más elevadas de 50 metros, ya que las fijas en esas profundidades no son factibles. Existen diversas configuraciones de cimentaciones flotantes, ya mencionadas al principio de la sección. A continuación, se explican los tres tipos de cimentación flotante.

9.12.6.1 Cimentaciones Spar Buoy

La cimentación *Spar buoy* es una estructura vertical en forma de cilindro que posee una gran flotabilidad y estabilidad. La estructura está agarrada al fondo marino mediante uno o varios cables, y el aerogenerador se monta encima de la plataforma en la parte superior del cilindro.

La cimentación *Spar buoy* es adecuada para aguas de profundidades más elevadas de 60 metros, pues puede soportar cargas más altas que otros tipos de cimentaciones flotantes, debido a su alta

estabilidad. El cilindro es lo suficientemente alto como para evitar que las olas golpeen directamente el aerogenerador, reduciendo el impacto de las condiciones climáticas adversas.

El cilindro también puede contener lastre en la parte inferior para garantizar estabilidad adicional y mejorar la resistencia a los vientos fuertes y las corrientes marinas. Además, la cimentación *Spar buoy* es fácil de construir y transportar, lo que la hace más económica que otras opciones de cimentación en aguas profundas.

Aunque esta cimentación flotante es adecuada para condiciones de alta mar, puede ser menos adecuada para aguas menos profundas debido a sus grandes dimensiones, lo que puede aumentar los costos de instalación. Sin embargo, a medida que la tecnología y los métodos de construcción avanzan y por tanto una viabilidad económica poco óptima. Se espera que la cimentación *Spar buoy* se convierta en una opción cada vez más viable para la energía eólica marina en todo el mundo. Para este proyecto, se emplearán cimentaciones no flotantes por ser una opción más económica por el momento.

10. EMPLAZAMIENTO

10.1 BASES DE ANÁLISIS

El primer paso en el diseño de un proyecto eólico es la búsqueda del emplazamiento adecuado. Este proceso es importante ya que un emplazamiento inadecuado puede llevar al fracaso del proyecto en cualquier etapa, desde el diseño hasta la construcción y la operación. Para garantizar el éxito del proyecto, se examinan todos los aspectos que puedan afectarlo en un proceso iterativo. Se estudian las diversas posibilidades de emplazamiento y sus características para determinar el mejor lugar que minimice la inversión y maximice los beneficios del futuro parque eólico. En este proceso, se eliminan los emplazamientos que no cumplan con las características necesarias, ya sean relacionadas con el recurso eólico, la evacuación eléctrica, o el impacto ambiental.

Se llevó a cabo un estudio minucioso de varias ubicaciones hasta encontrar la más adecuada. El proceso se inició con un análisis general del recurso eólico para identificar las áreas más favorables en la península, y luego se estudiaron otros aspectos más específicos, como la batimetría, la protección ambiental, los aspectos socioeconómicos, la posibilidad de evacuación eléctrica y el acceso, siguiendo un enfoque de lo general a lo concreto.

Para el recurso eólico, se ha establecido un límite de velocidad media entre 6 y 7.5 m/s a 60-80 m de altura y un límite de densidad de potencia de 400 W/m² en costas, siguiendo las recomendaciones del Atlas Eólico Español [8]. Para la evaluación preliminar, se utilizó la base de datos de puertos del estado [9]. Este organismo, adscrito al Ministerio de Transporte y Movilidad, cuenta con una amplia base de datos históricos de oleaje y viento en varios puntos del litoral español. Una ventaja destacable es que, además de utilizar datos reales de boyas situadas en el mar, también cuenta con el conjunto de datos SIMAR. Este conjunto de datos consiste en series temporales de parámetros de viento y oleaje obtenidos a partir de la modelización numérica de puntos.

La viabilidad del proyecto depende en gran medida de la profundidad del lecho marino, ya que afecta a la fijación de los generadores. Si la profundidad aumenta, se hace más difícil la fijación y esto

supone un problema para las cimentaciones. Para este proyecto, el límite superior de profundidad será de 50 metros, que es el límite actual de la tecnología no-flotante. Por debajo de este límite, cuanto menos profundo sea el lecho marino, más económico y viable será el parque, ya que será más fácil fijar los generadores. Se podría haber estudiado la opción de emplear aerogeneradores flotantes, en cuyo caso la profundidad a la que se pueden anclar es mayor, por lo que la ejecución del parque eólico es más viable en las costas españolas. No obstante, el coste de este modelo de aerogeneradores es más elevado que los que tiene una estructura soporte estándar, por lo que la viabilidad económica no se podría dar. Para analizar la batimetría de las zonas se ha empleado la fuente Atlas Eólico, en el que se muestran las distintas profundidades del lecho marino en cada zona de las costas.

En lo que concierne a los aspectos medioambientales de la zona, se ha accedido a la fuente “Zonificación ambiental para energías renovables: Eólica y Fotovoltaica”, [10], donde se comentan el cumplimiento de normativo para ámbitos como la fauna, flora, impacto visual.

Otro aspecto importante para analizar es la vía de evacuación eléctrica para la electricidad generada en el parque eólico. El tamaño medio de un parque eólico marino europeo ronda los 788 MW, por lo que el punto de interconexión necesitará disponer de nudos eléctricos de 220 kV. Se ha analizado además el impacto de la fase constructiva, así como los puertos próximos al parque.

10.2 ESTUDIO PRELIMINAR DEL RECURSO EÓLICO DISPONIBLE

Para poder llevar a cabo un estudio más riguroso del emplazamiento a escoger, se tendrán en cuenta diversas variables ya descritas anteriormente:

- Velocidad del viento y densidad de potencia (recurso eólico)
- Batimetría del emplazamiento
- Aspectos medioambientales y sociales
- Estudio de evacuación eléctrica

En este apartado, se realizará un estudio riguroso de las distintas costas españolas y finalmente escoger cuál de ellas es la óptima para el diseño del parque eólico. Inicialmente se realiza un estudio global de las zonas óptimas en cuanto la velocidad del viento, es decir el recurso eólico disponible en

las costas españolas. Para ello, se acude Atlas Eólico Español, [8] , en el que se muestran las velocidades del viento en los distintos puntos de la costa.

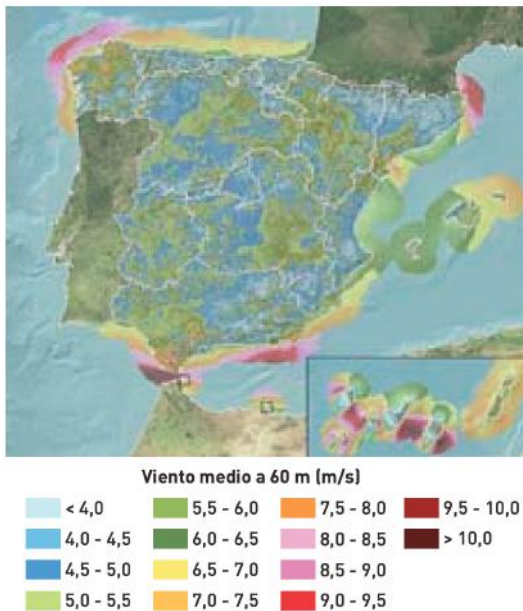


Figura 35: Viento medio anual a 60 m [8]

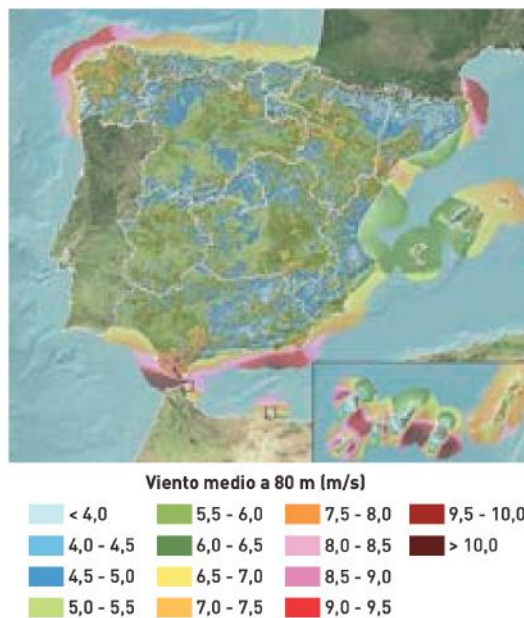


Figura 34: Viento Medio anual a 80 m [8]

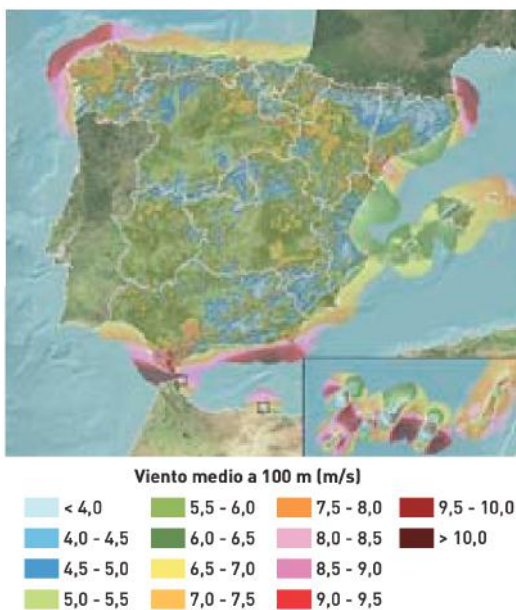


Figura 36: Viento medio anual a 100 m [8]

Se puede observar, pues, que hay 4 zonas marcadas con velocidades de viento mayores de 7.5 m/s, que es la velocidad mínima para el diseño del parque: la costa gallega, la litoral norte (Cabo de Creus), y costa sureña que engloba el Golfo de Cádiz y zonas del sureste como Málaga y Murcia.

Para poder estudiar con mayor profundidad el recurso eólico, cabe analizar también la densidad de potencia. Como se mencionó previamente, la densidad de potencia mínima para que el proyecto de parque eólica salga rentable debe ser 400 W/m² según IDAE. A continuación, se muestran los esquemas de densidad de potencia en función de la altura.

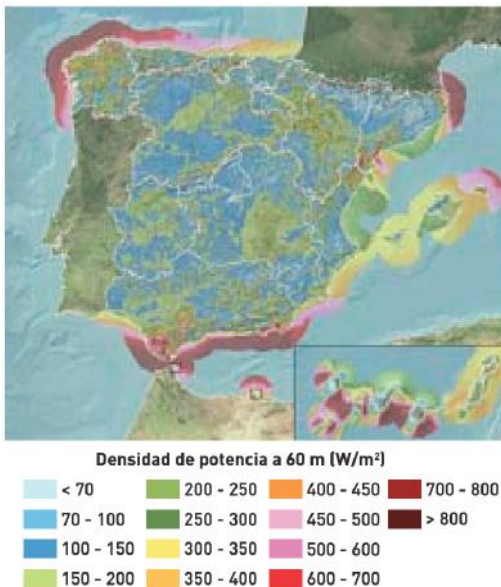


Figura 37: Densidad de potencia anual a 60 m

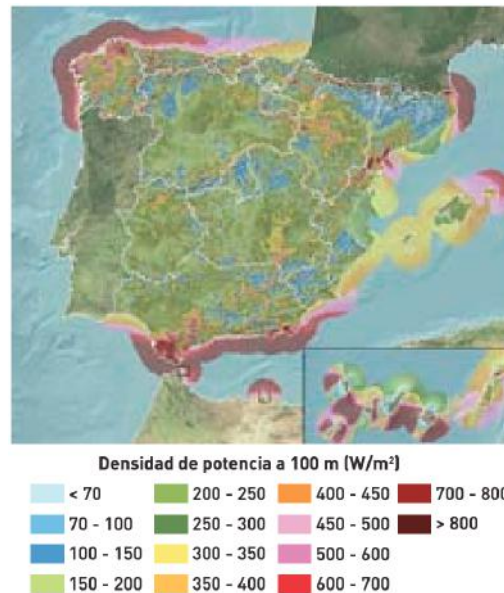


Figura 38: : Densidad de potencia anual a 100 m

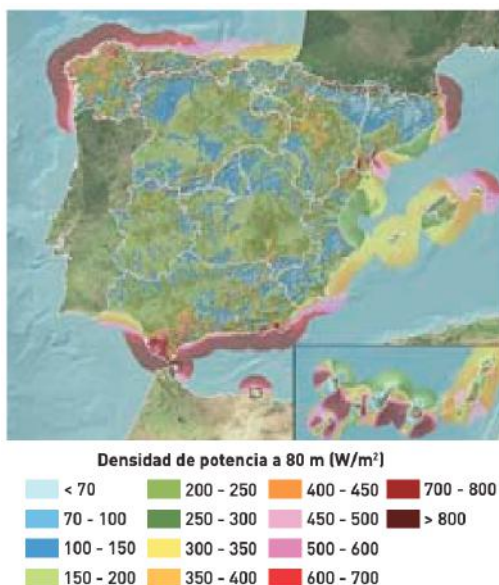


Figura 39: : Densidad de potencia anual a 80 m

Se puede observar que las áreas donde se alcanza una densidad de potencia por encima de 400 W/m² son las zonas delimitadas por la costa gallega y asturiana, así como el golfo de Cádiz y la costa sureste, y la costa litoral norte (Cabo de Creus y frontera con Francia).

Tras el análisis del recurso eólico, podemos observar que las zonas candidatas para diseñar el parque

eólico son las costas mencionadas previamente: la gallega, la zona sur este y oeste como Cádiz y Málaga y Almería, y por último la costa litoral tocando frontera con Francia. A continuación, se hará un análisis exhaustivo de estas zonas para escoger la idónea para el diseño, teniendo en cuenta las variables mencionadas al principio.

10.2.1 ZONIFICACIÓN PARA UBICACIÓN DE PARQUES EÓLICOS MARINOS SEGÚN RESTRICCIONES Y CONDICIONANTES

Ha sido hasta enero de 2023 que la zonificación para parques eólicos marinos estaba restringido por el Estudio Estratégico medioambiental [11], regido por el Real Decreto 1028/2007 [12]. Las zonas restringidas significan que un parque eólico se puede instalar, no obstante, habrá restricciones que limiten su instalación o dimensiones de éste. Las partes prohibidas son las que en ninguna circunstancia se pueden construir parques eólicos marinos. Las zonas prohibidas y restringidas para la construcción está dividido en diversos sectores, como se observa en la Figura 34. Dichas áreas se clasifican en tres grupos diferenciados:

- Zonas de exclusión
- Zonas con condicionantes
- Zonas aptas

Para cada zona se evalúan las actividades pesqueras y terrestres, así como biodiversidad y áreas protegidas y patrimonio cultural para luego distribuirlas en el correspondiente grupo. La figura 40 muestra la distribución de dichas áreas.



Figura 41: Distribución Zonas Marinas. Fuente: [11]

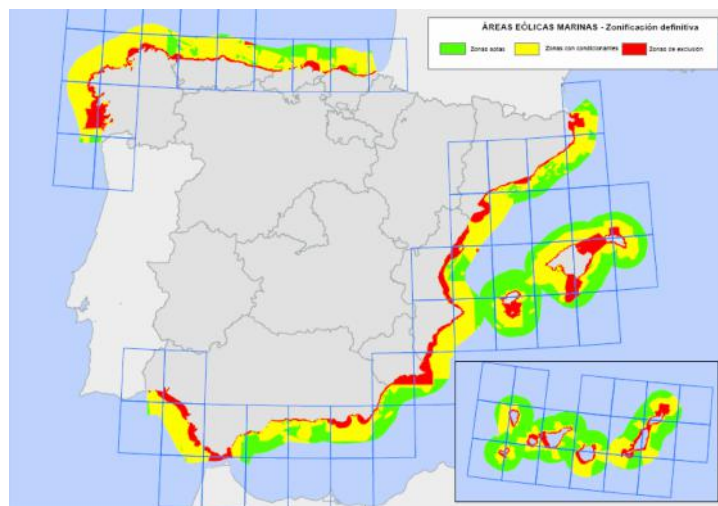


Figura 42: Zonificación para parques eólicos marinos. Fuente: [11]

En enero de 2023, el Ministerio de para la Transición Ecológica y el reto Demográfico [13] publicó un mapa de las restricciones y prohibiciones teniendo en cuenta la biodiversidad marina. En él se puede observar las zonas no autorizadas para instalar un parque eólico.

Se puede analizar las zonas prohibidas para instalar parques eólicos son la costa gallega, así como la zona litoral del Delta del Ebro y Cabo de Creus. Las islas Baleares también tiene una zona restringida a la instalación de aerogeneradores. A continuación, se muestra un mapa donde aparecen las zonas descritas anteriormente.

Esta normativa no entró en vigor hasta Marzo 2023, por lo que la selección del emplazamiento del parque marino se regirá sobre las restricciones impuestas en la normativa anterior, dictada por el Real Decreto 1028/2007, que era la vigente cuando se empezó este Proyecto de Fin de Máster.

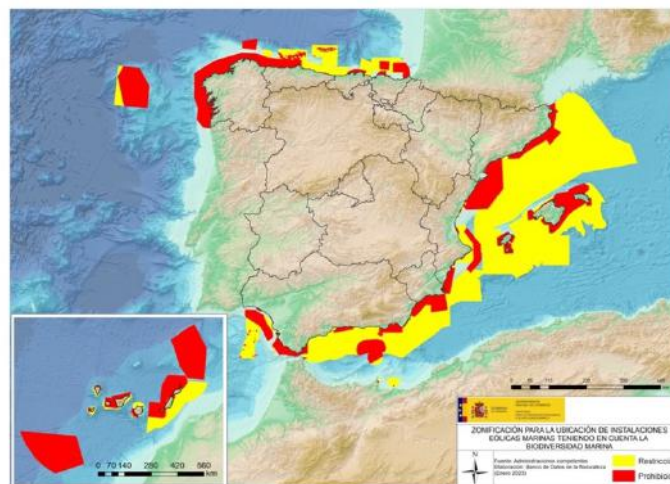


Figura 43: Zonificación para ubicación de parques eólicos marinos según biodiversidad marina publicado en Marzo 2023 [13]

10.2.2 BATIMETRÍA

Las áreas viables para instalar parques eólicos marinos no solo están influenciadas por aspectos socio-económicos y ambientales, sino que también se ven restringidas por motivos técnicos. Específicamente, la falta de tecnología madura para la sujeción de los aerogeneradores (los soportes flotantes) en aguas profundas limita la ubicación de parques eólicos marinos a zonas con bajas profundidades.

Todos los parques eólicos marinos comerciales en operación a nivel mundial, así como los proyectos eólicos marinos en España, han sido construidos en aguas con profundidades batimétricas inferiores a 50 metros. Esto indica que, dada la tecnología disponible actualmente, se prevé que todos los parques eólicos marinos comerciales que se instalen en España antes del año 2020 (a excepción de aquellos destinados a investigación y desarrollo en aguas profundas) estarán ubicados en profundidades menores a los 50 metros [8]. Es por esta razón que el potencial eólico marino en España se calculará únicamente considerando la posibilidad de instalar parques eólicos en lugares con una profundidad igual o inferior a los 50 metros. Al imponer esta restricción técnica, las zonas marinas del litoral que cumplen con las condiciones de profundidad adecuadas experimentan una disminución muy significativa en su superficie disponible. A continuación, se muestran las regiones con una profundidad menor o igual a 50 metros.

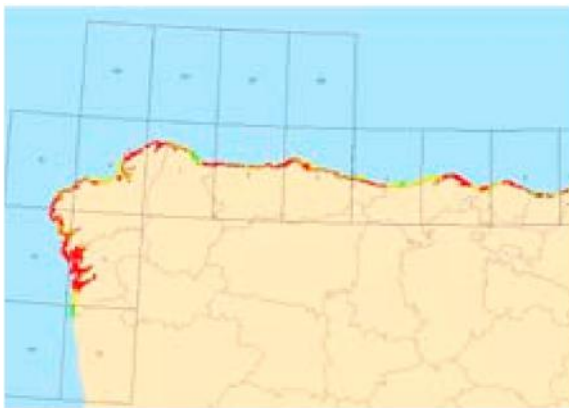


Figura 44: Filtrado por batimetría de la zonas aptas para parques eólicos, costa cantábrica



Figura 45: : Filtrado por batimetría de la zonas aptas para parques eólicos, costa litoral

Las aguas españolas tienen una profundidad elevada, por lo que las zonas con profundidades menores a 50 metros son escasas, y complica las instalaciones de parques eólicos en las costas españolas. Se puede observar que la superficie disponible se ve reducida considerablemente. Además, las zonas candidatas a construir parques solares por batimetría se ven excluidas por diversidad marina, lo que reduce aún más el porcentaje de superficie disponible. El único modo de poder construir parques

eólicos es instalándolos cerca de las costas, en cuyo caso tendrá un impacto medioambiental y visual negativo.

Es importante mencionar que el turismo es una de las principales fuentes de ingresos del país. España es uno de los destinos turísticos más populares del mundo debido principalmente a su clima agradable y sus costas y paisajes naturales, con lo que dañarlos probablemente supondría una caída considerable de turistas.

10.2.3 COSTA GALLEGA

A priori es la zona marítima con mayor densidad de potencia, lo cual parece lógico empezar el análisis por esta costa.

Cabe destacar, sin embargo, que el rasgo distintivo del litoral gallego (aunque se puede generalizar a toda la costa) es que la profundidad aumenta rápidamente a medida que se aleja de la tierra, es decir hay poca superficie con una profundidad menor de 50 m. Como resultado, cualquier parque eólico debe ubicarse cerca de la costa, lo que puede tener un impacto ambiental negativo. Por lo tanto, debemos buscar ubicaciones costeras que estén alejadas de áreas urbanas y turísticas. Al descartar estas áreas y tomar en cuenta los criterios ambientales publicados en enero de 2009, cabe concluir que ninguna zona de la costa gallega puede ser candidata para construirse el parque eólico.

10.2.4 COSTA CANTÁBRICA Y ASTURIANA

Se puede observar en el mapa de zonificación de parques eólicos donde la costa asturiana y la cantábrica está restringida pero no prohibida, como ocurría con la costa gallega, por lo que hay opciones de instalar en esa zona el parque eólico.

Existe una superficie alejada de la costa cuya profundidad no baja de los 50 metros, ubicada en las siguientes coordenadas: 43. 4612° Latitud, -4. 54456° Longitud, cerca de la localidad de Colombres, Asturias. A esta distancia el impacto visual es menor que si se instalara a pie de la costa, por lo que se convierte en una zona candidata para el parque.

Cabe destacar también que la costa asturiana reúne diversas fábricas, como la planta química AGAR DE ASTURIAS S.A, en las que la evacuación eléctrica del parque puede abastecer la energía requerida por estas plantas, además de que las instalaciones eléctricas estarán desarrolladas para el parque marino.

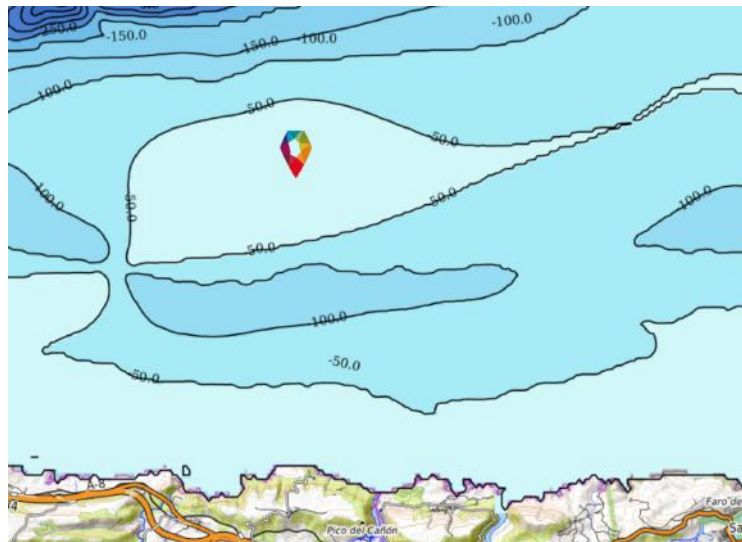


Figura 46: Mapa batimétrico de la superficie bajo estudio. Fuente: [14]

Al confirmar la zona batimétrica apta, se procedió a realizar un análisis más completo del recurso eólico disponible de la zona. Se extrajeron los datos de la base de datos SIMAR Puertos del Estado. En dicha base, se obtuvo la Rosa de vientos, así como la velocidad del viento desde el año 2017 al año 2022 y el Histograma de Velocidad Media (m/s).

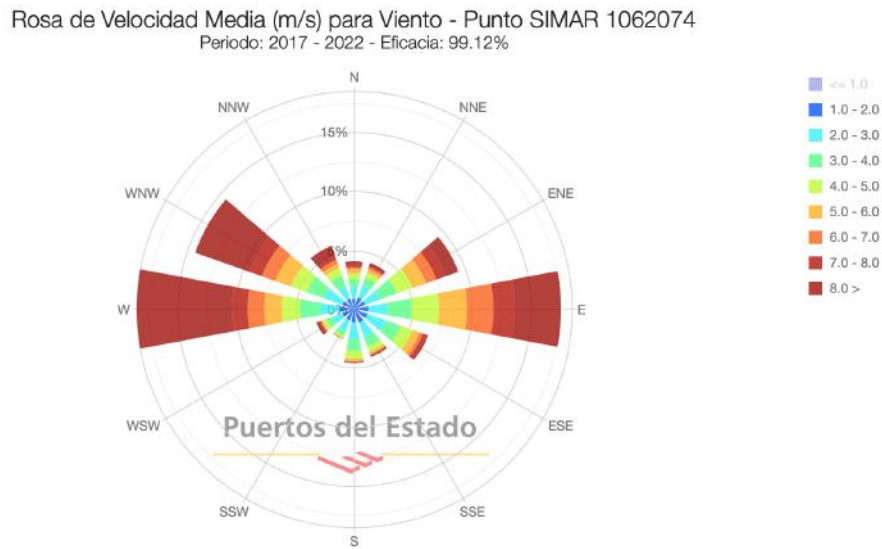


Figura 47: Rosa de vientos en el punto SIMAR 1062074 [15]

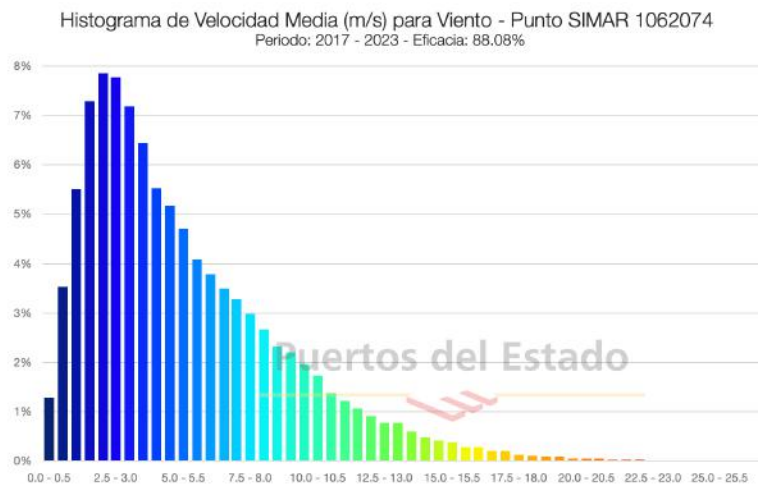


Figura 48: Histograma Velocidad Media del punto SIMAR 1062074 [15]

Otro estudio preliminar a tener en cuenta son los datos históricos de las velocidades del viento durante los últimos 6 años (2017-2023) a diferentes alturas. Los datos facilitados son a la altura del suelo, por lo que para extrapolar los datos a distintas alturas se tendrá que aplicar la siguiente ecuación:

$$V_z = V_i \frac{\ln\left(\frac{Z_z}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_i}{Z_0}\right)} \tag{1}$$

Donde:

- V_z representa la velocidad a la altura deseada
- V_i es la velocidad a la altura i , que en este caso es 10 m
- Z_z es la altura a la que se quiere calcular la velocidad de viento, en este caso 60, 80 y 100 m
- Z_0 es la rugosidad de la superficie 0,0002 m para mar abierto

Se obtienen las siguientes velocidades:

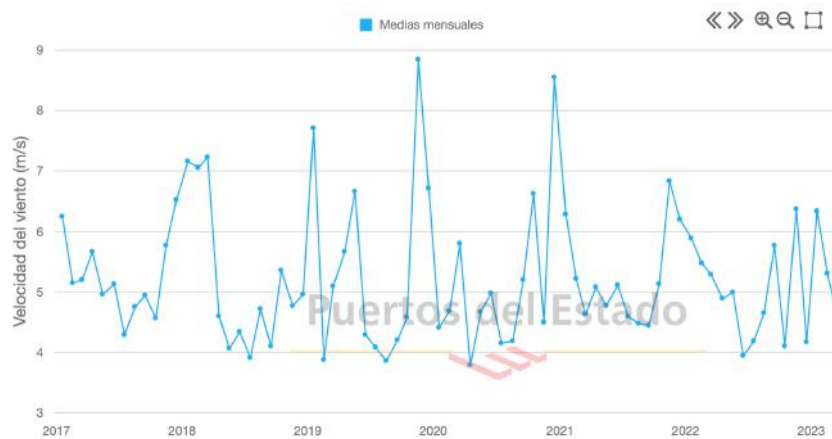


Figura 49: Velocidades medias del punto SIMAR 1062074 [15]

Año	Mes	Vm (m/s) a			
		Altura 10m (Original)	Altura 60 m	Altura 80 m	Altura 100 m
2017	January	6,25	7,29	7,45	7,58
2017	February	5,15	6,00	6,14	6,25
2017	March	5,2	6,06	6,20	6,31
2017	April	5,66	6,60	6,75	6,86
2017	May	4,95	5,77	5,90	6,00
2017	June	5,12	5,97	6,10	6,21
2017	July	4,3	5,01	5,13	5,22
2017	August	4,75	5,54	5,66	5,76
2017	September	4,94	5,76	5,89	5,99
2017	October	4,57	5,33	5,45	5,54
2017	November	5,77	6,73	6,88	7,00
2017	December	6,52	7,60	7,77	7,91
2018	January	7,06	8,23	8,42	8,56
2018	February	7,17	8,36	8,55	8,70
2018	March	7,23	8,43	8,62	8,77
2018	April	4,6	5,36	5,48	5,58
2018	May	4,07	4,74	4,85	4,94
2018	June	4,33	5,05	5,16	5,25
2018	July	3,91	4,56	4,66	4,74
2018	August	4,72	5,50	5,63	5,72
2018	September	4,09	4,77	4,88	4,96
2018	October	5,36	6,25	6,39	6,50
2018	November	4,77	5,56	5,69	5,79
2018	December	4,96	5,78	5,91	6,02
2019	January	7,72	9,00	9,20	9,36
2019	February	3,88	4,52	4,63	4,71
2019	March	5,1	5,94	6,08	6,19
2019	April	5,67	6,61	6,76	6,88
2019	May	6,66	7,76	7,94	8,08
2019	June	4,28	4,99	5,10	5,19
2019	July	4,08	4,76	4,86	4,95
2019	August	3,86	4,50	4,60	4,68
2019	September	4,2	4,90	5,01	5,09
2019	October	4,59	5,35	5,47	5,57
2019	November	8,85	10,32	10,55	10,73
2019	December	6,61	7,70	7,88	8,02
2020	January	4,41	5,14	5,26	5,35
2020	February	4,68	5,46	5,58	5,68
2020	March	5,8	6,76	6,91	7,03
2020	April	3,79	4,42	4,52	4,60
2020	May	4,67	5,44	5,57	5,66
2020	June	4,98	5,80	5,94	6,04
2020	July	4,15	4,84	4,95	5,03
2020	August	4,19	4,88	5,00	5,08
2020	September	5,2	6,06	6,20	6,31
2020	October	6,62	7,72	7,89	8,03
2020	November	4,5	5,25	5,36	5,46
2020	December	8,55	9,97	10,19	10,37
2021	January	6,29	7,33	7,50	7,63
2021	February	5,21	6,07	6,21	6,32
2021	March	4,63	5,40	5,52	5,62
2021	April	5,08	5,92	6,06	6,16
2021	May	4,78	5,57	5,70	5,80
2021	June	5,12	5,97	6,10	6,21
2021	July	4,6	5,36	5,48	5,58
2021	August	4,48	5,22	5,34	5,43
2021	September	4,44	5,18	5,29	5,38
2021	October	5,14	5,99	6,13	6,23
2021	November	6,83	7,96	8,14	8,28
2021	December	6,2	7,23	7,39	7,52
2022	January	5,89	6,87	7,02	7,14
2022	February	5,48	6,39	6,53	6,65
2022	March	5,29	6,17	6,31	6,42
2022	April	4,89	5,70	5,83	5,93
2022	May	4,99	5,82	5,95	6,05
2022	June	3,95	4,60	4,71	4,79
2022	July	4,19	4,88	5,00	5,08
2022	August	4,65	5,42	5,54	5,64
2022	September	5,77	6,73	6,88	7,00
2022	October	4,1	4,78	4,89	4,97
2022	November	6,36	7,41	7,58	7,71
2022	December	4,17	4,86	4,97	5,06
2023	January	6,34	7,39	7,56	7,69
2023	February	5,31	6,19	6,33	6,44
2023	March	4,6	5,36	5,48	5,58
		6,08	6,22	6,33	

En la rosa de los vientos se analiza que la dirección predominante de las velocidades, que son Este-Oeste. Además, las velocidades de viento más frecuentes según el diagrama de Weiman es entre los 2 y 5 m/s, inferior al límite inferior impuesto de velocidad para que el parque salga rentable. En lo que concierne a la variabilidad de velocidad según las alturas, esta es relativamente baja (no varía mucho de altura en altura), por lo que no habría futuras complicaciones a la hora de diseñar el parque eólico.

Una complicación adicional para este terreno es la disposición de los aerogeneradores en la superficie con profundidad de 50 m. Al ser una zona muy limitada, y al tener que cumplir con una separación adecuada entre ellos, hace que el terreno candidato sea altamente limitado para las dimensiones del parque a instalar. Se mantiene un candidato atractivo si no se selecciona otro terreno más adecuado para la instalación.

10.2.5 ZONA SURESTE DE LA PENÍNSULA

Siguiendo el mismo procedimiento que con la costa asturiana, se empieza estudiando la batimetría de la zona de análisis.



Figura 50: Plano de batimetría de la costa litoral cerca del Ejido. Fuente [14]

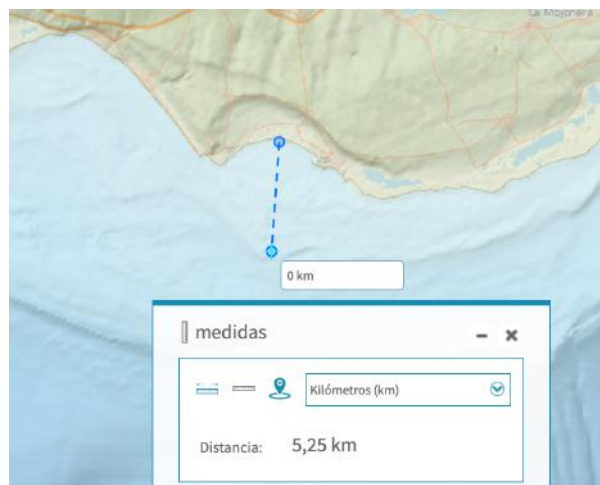


Figura 51: Extensión zona de profundidad de 50 m en la costa de Almería, El Ejido

Se puede observar como en el caso de la costa gallega que el primer filtro de batimetría resulta un problema para la instalación del parque eólico marino, ya que el lecho marino no es suficientemente profundo a distancias mayores de la costa, a tan solo 5 kilómetros de la costa la profundidad del mar desciende a más de 50 metros, lo que lo convierte en una zona no adecuada para el parque marino. La zona próxima al El Ejido es la zona donde la profundidad de 50 metros se extiende más, siendo aun así no tan lejana como el recomendado para el impacto visual. Queda, pues, esta zona descartada para la construcción del parque eólico.

10.2.6 COSTA DE GERONA

Se analizaron también las costas frente al Cabo de Rosas, correspondientes a las cercanas a la costa francesa. Aunque el atlas eólico indica que el recurso eólico sería adecuado (velocidades medias de viento por encima de los 7,5 m/s), la profundidad del mar en las cercanías de la costa, que supera los 50 metros al igual que en el punto anterior, desaconseja la instalación. A continuación, se adjunta la batimetría de la costa litoral.

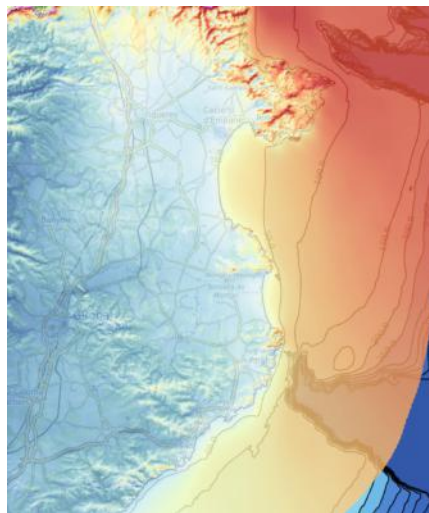


Figura 52: Plano de batimetría de la costa de Gerona. Fuente [14]

Se puede observar que la extensión de la zona con profundidad menor a 50 metros sigue siendo muy delimitada para no tener impacto visual.

10.2.7 COSTA DE CÁDIZ Y HUELVA

A priori la costa de Cádiz y Huelva parece una opción muy válida al ser el lecho marino cercano a la costa poco profundo y muy extenso (una batimetría de 50 metros).

10.2.7.1 Huelva

Se puede observar que la extensión de profundidad de 50 metros es elevada a lo largo de la costa de Huelva. Por lo que el filtro de batimetría se supera sin dificultades. Además, la velocidad de

viento media en esta zona coincide con los límites impuestos por IDEA para que el parque resulte viable.

Cabe además destacar que por la zona de Huelva existe un polígono industrial en el que se emplazan una refinería de CEPSA así como otras industrias químicas como por ejemplo Algry Química S.I. Este polígono industrial contará con subestaciones eléctricas, así como otros puertos, lo que podría facilitar la instalación del parque por una zona cercana a ésta.

El siguiente punto para tener en cuenta son las restricciones medioambientales impuestas, que desafortunadamente, como se puede observar en la Figura 45, la zona de Huelva queda restringida por considerarse protegida por biodiversidad. Por lo tanto, la zona de Huelva queda descartada también para el parque eólico.

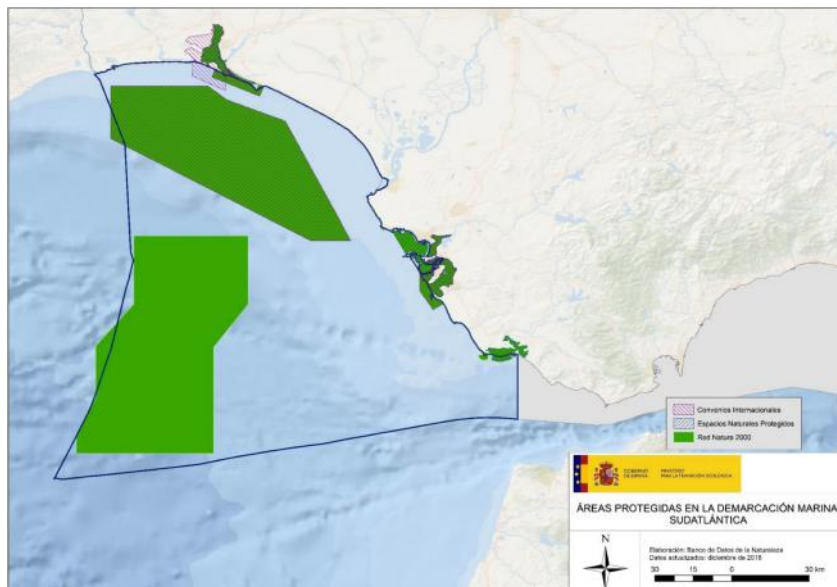


Figura 53: Zona protegida por biodiversidad marina. Fuente: [16]

10.2.7.2 Golfo de Cádiz

Esta parte es la continuación a la costa de Huelva. Si analizamos el recurso eólico disponible según las Figuras 47 y 48, podemos observar que esta zona cumple con los límites de velocidad media establecidos por IDEA, por lo que es viable instalar un parque eólico.

En lo que concierne a la **batimetría** del lecho marino, se puede observar que la extensión de profundidad de 50 metros es mayor que en otras zonas de España, como se puede observar en la Figura 46, llegando a ocupar más de 15 km de extensión, ideal para minimizar el impacto visual.

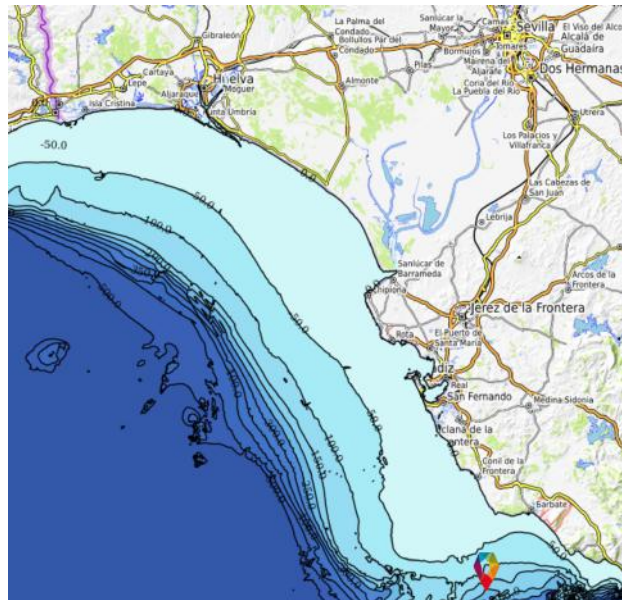


Figura 54: Batimetría de la zona de Huelva y Cádiz. Fuente: [14]

Sabiendo que la zona cumple con el filtro de batimetría, hay que tener en cuenta otros parámetros de filtración como por ejemplo la zonificación definitiva descrito en el RD 1028/2007, en el que se mencionan actividades pesqueras, biodiversidad y áreas protegidas y la seguridad ambiental. La zona candidata para emplazar el parque eólico corresponden a:

- 29 S 753337.00 m E, 4000072.00 m N

Dicho punto bajo estudio se ubica en la zona 15 de la distribución del RD 1028/2007. Para el análisis preliminar de velocidad y dirección de viento se emplea el punto SIMAR 6024024.

10.2.7.2.1 Recurso eólico

La zona suratlántica de la península tiene un alto recurso eólico, con altas velocidades media del viento, así como gran potencial eólico, como se puede observar en las Figuras, con velocidades

que viran entre 6-8 m/s en las figuras 47 y 48 se muestra la velocidad media de viento mensual desde 2017 hasta 2023 y la distribución de Weibull, de las velocidades en el punto SIMAR 6024024.

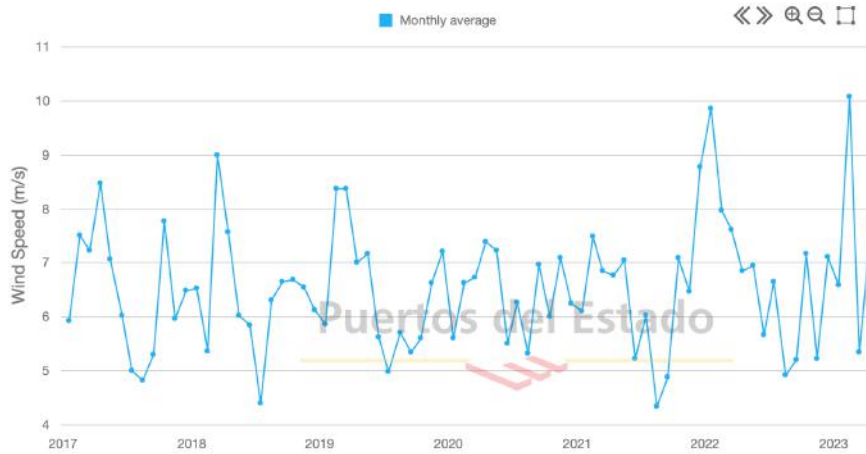


Figura 55: velocidades medias mensuales del punto SIMAR 6024024. Fuente: [15]

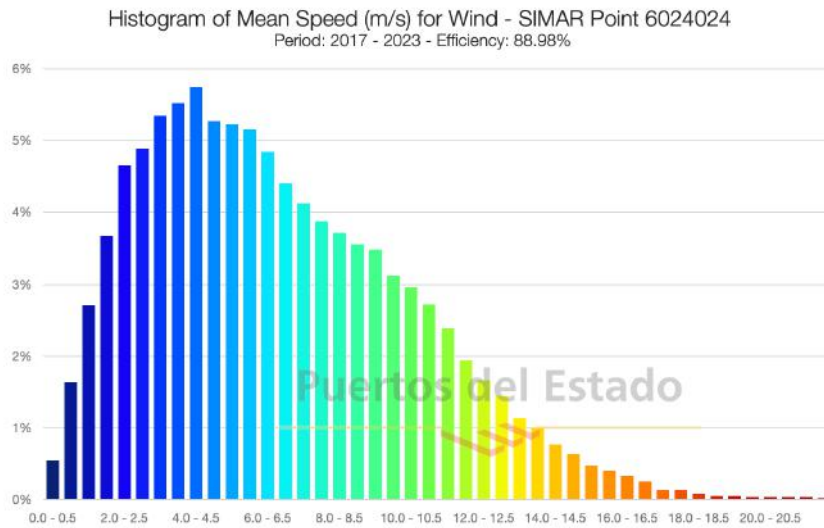


Figura 56: Distribución de Weibull de las velocidades del viento del punto SIMAR 6024024. Fuente: [15]

Otro aspecto importante para destacar es la velocidad media mensual extrapolado a distintas alturas, empleando la fórmula y con los mismos parámetros caracterizados previamente, que se muestra a continuación.

Año	Mes	Vm (m/s) a			
		Altura 10m (Original)	Altura 60 m	Altura 80 m	Altura 100 m
2017	January	5,92	6,90	7,06	7,18
2017	February	7,52	8,77	8,97	9,12
2017	March	7,22	8,42	8,61	8,76
2017	April	7,48	8,72	8,92	9,07
2017	May	7,07	8,24	8,43	8,57
2017	June	6,02	7,02	7,18	7,30
2017	July	5	5,83	5,96	6,06
2017	August	4,82	5,62	5,75	5,85
2017	September	5,34	6,22	6,37	6,48
2017	October	7,77	9,06	9,26	9,42
2017	November	5,96	6,95	7,11	7,23
2017	December	6,49	7,56	7,74	7,87
2018	January	6,52	7,60	7,77	7,91
2018	February	5,36	6,25	6,39	6,50
2018	March	9	10,49	10,73	10,92
2018	April	7,58	8,84	9,04	9,19
2018	May	6,02	7,02	7,18	7,30
2018	June	5,39	6,28	6,43	6,54
2018	July	6,3	7,34	7,51	7,64
2018	August	6,65	7,75	7,93	8,07
2018	September	6,38	7,44	7,61	7,74
2018	October	6,54	7,62	7,80	7,93
2018	November	6,12	7,13	7,30	7,42
2018	December	5,86	6,83	6,99	7,11
2019	January	8,36	9,74	9,97	10,14
2019	February	8,37	9,76	9,98	10,15
2019	March	7,02	8,18	8,37	8,51
2019	April	7,16	8,35	8,54	8,68
2019	May	5,62	6,55	6,70	6,82
2019	June	4,97	5,79	5,93	6,03
2019	July	5,71	6,66	6,81	6,93
2019	August	5,35	6,24	6,38	6,49
2019	September	5,6	6,53	6,68	6,79
2019	October	6,63	7,73	7,90	8,04
2019	November	7,22	8,42	8,61	8,76
2019	December	5,61	6,54	6,69	6,80
2020	January	6,62	7,72	7,89	8,03
2020	February	7,4	8,63	8,82	8,97
2020	March	7,23	8,43	8,62	8,77
2020	April	5,5	6,41	6,56	6,67
2020	May	6,26	7,30	7,46	7,59
2020	June	5,33	6,21	6,35	6,46
2020	July	6,97	8,12	8,31	8,45
2020	August	6,25	7,29	7,45	7,58
2020	September	6,11	7,12	7,28	7,41
2020	October	7,48	8,72	8,92	9,07
2020	November	6,84	7,97	8,15	8,30
2020	December	6,76	7,88	8,06	8,20
2021	January	7,06	8,23	8,42	8,56
2021	February	5,22	6,08	6,22	6,33
2021	March	6,03	7,03	7,19	7,31
2021	April	4,35	5,07	5,19	5,28
2021	May	4,89	5,70	5,83	5,93
2021	June	7,09	8,26	8,45	8,60
2021	July	6,46	7,53	7,70	7,83
2021	August	8,78	10,23	10,47	10,65
2021	September	9,86	11,49	11,75	11,96
2021	October	7,98	9,30	9,51	9,68
2021	November	7,6	8,86	9,06	9,22
2021	December	6,85	7,98	8,17	8,31
2022	January	6,95	8,10	8,29	8,43
2022	February	5,66	6,60	6,75	6,86
2022	March	6,66	7,76	7,94	8,08
2022	April	4,92	5,73	5,87	5,97
2022	May	5,21	6,07	6,21	6,32
2022	June	7,16	8,35	8,54	8,68
2022	July	5,21	6,07	6,21	6,32
2022	August	7,12	8,30	8,49	8,64
2022	September	6,59	7,68	7,86	7,99
2022	October	10,07	11,74	12,01	12,21
2022	November	5,34	6,22	6,37	6,48
2022	December	7,68	8,95	9,16	9,31
			7,63	7,81	7,94

Se puede observar extrapolando los datos de Puertos del Estado que la velocidad media a alturas de 60, 80 y 100 metros super el límite mínimo establecido por IDEA, por lo que la zona escogida es idónea para la construcción del parque eólico. Además, el potencial eólico también supera el límite fijado de 400 W/m².

A continuación, se muestra la rosa de los vientos del punto SIMAR 6024024. Podemos observar que la dirección donde la velocidad del viento y por tanto potencial eólico es mayor es Este y Oeste, por tanto, la orientación de los aerogeneradores deberá respetar esta dirección para obtener rendimiento máximo.

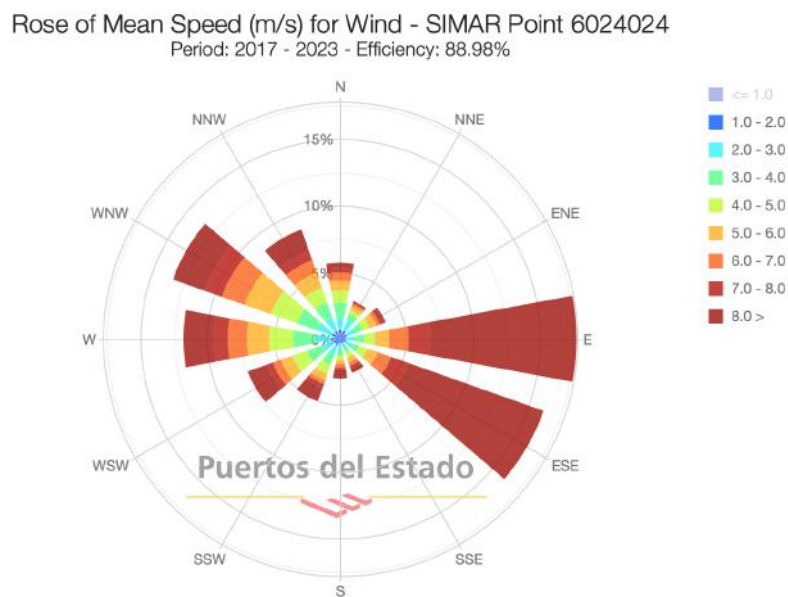


Figura 57: Rosa de vientos del punto SIMAR 6024024. Fuente: [15]

10.2.7.2.2 Aspectos medioambientales

Como ya se muestra en la Figura 45, las zonas protegidas por biodiversidad corresponden con la bahía de Huelva, que no recoge la zona candidata para el parque a construir. Por lo tanto, queda libre

de restricciones ZEPA. Otro punto a considerar es la clasificación empleada en el RD 1028/2007, en la que la zona propuesta corresponde con zona con condicionantes, como se mencionó previamente. Por tanto, hay que analizar con detalle si los condicionantes en esa zona tiene poca gravedad para poder construir o no el parque eólico marino.

NORMATIVA AMBIENTAL

Para poder estudiar los planes vigentes de protección de áreas marinas, hay que tener en cuenta los niveles aplicados: en este caso se analizará el nivel estatal y el europeo.

Normativa estatal

Actualmente, existe la figura de “Área Marina Protegida” (AMP), que fue creada en la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad, como una de las categorías de clasificación de espacios naturales protegidos (artículos 29 y 32). Según esta ley, las AMP, y otros espacios protegidos en el ámbito marino español, podrán formar parte de la Red de Áreas Marinas Protegidas de España (RAMPE).

Con posterioridad, la Ley 41/2010, de 29 diciembre, de protección del medio marino crea formalmente la RAMPE, la regula y establece cuáles son sus objetivos, los espacios naturales que la conforman y los mecanismos para su designación y gestión. Especifica, asimismo, las funciones que el Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente (MAPAMA) llevará a cabo en relación con la RAMPE [17].

De acuerdo con el artículo 28.d) de dicha Ley 41/2010, de 29 de diciembre, corresponde a la Administración General del Estado elaborar, junto con las Comunidades Autónomas litorales competentes en la declaración y gestión de Áreas Marinas Protegidas, la propuesta de los criterios mínimos comunes para la gestión coordinada y coherente de la RAMPE, que de conformidad con el artículo 33.3 de la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad han de quedar recogidos en el Plan Director de la RAMPE. [17].

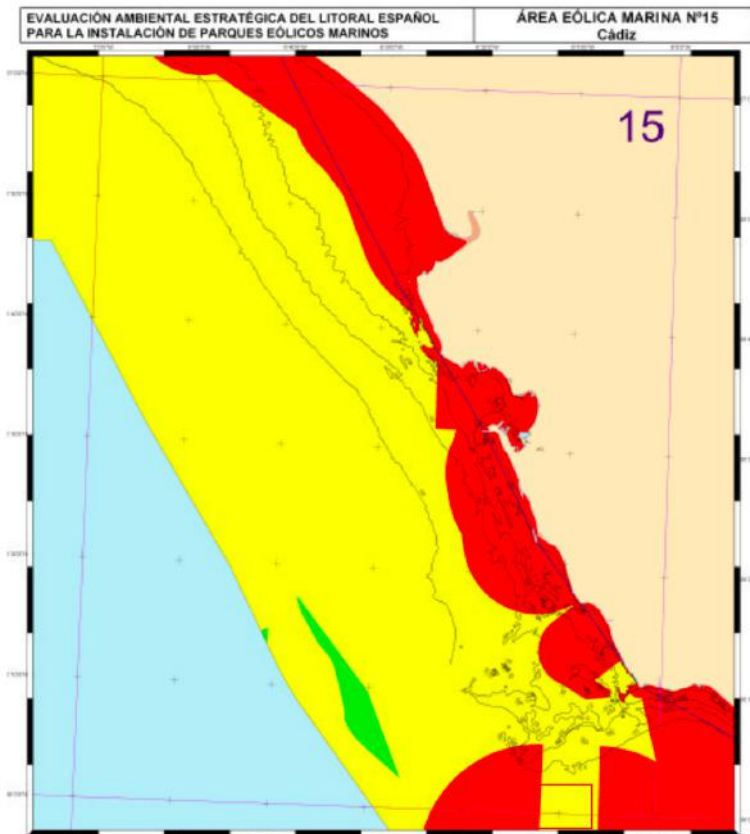


Figura 58: Restricciones RD 1028/2017. Fuente: [11]

Según [11], las zonas con condicionantes engloba los siguientes criterios entrar en detalle:

- Recursos y actividades pesqueras
- Dominio público marítimo-terrestre
- Biodiversidad y áreas protegidas
- Patrimonio cultural

Recursos y actividades pesqueras:

A continuación, se mencionan zonas en las que recursos y actividades pesqueras se ven amenazadas por los parques eólicos marinos, según [11]:

- Reservas Marinas, declaradas o previstas por la Administración General del Estado o por las Administraciones Autonómicas. Asimismo, deben considerarse las áreas de ampliación de las Reservas Marinas ya existentes.
- Reservas de Pesca declaradas o propuestas por la Administración General del Estado o por las Administraciones Autonómicas.
- Caladeros tradicionales de la flota pesquera que faenan habitualmente en áreas cercanas a la costa.
- Zonas de cría y engorde, así como zonas de reproducción y freza.
- Áreas de rutas de especies migratorias y actividad pesquera asociada.
- Áreas de instalación de artes de pesca fijos para la captura de especies migratorias: Almadrabas, morunas, llampugueras...
- Hábitats y ecosistemas de interés pesquero, como praderas de fanerógamas marinas, praderas de macroalgas, fondos detríticos de maërl, fondos de precoralígeno y fondos de coralígeno.
- Bancos marisqueros.
- Áreas de instalaciones de acuicultura en mar abierto.

Dominio público marítimo-terrestre

- A lo largo de la costa española, se observan determinadas áreas físicas que es necesario proteger para evitar que se deteriore la morfología del litoral. A continuación se enumeran aquellas zonas que pudieran verse afectadas por la instalación de parques eólicos marinos:
- Zonas de aguas de transferencia, como son desembocaduras de ríos, rías y estrechos, debido a los riesgos de modificación de corrientes y sedimentación.
- Banda del litoral con dinámica de playa activa.
- Zonas donde se localicen títulos que habiliten para el uso u ocupación del dominio público marítimo terrestre.
- Zonas de vertido de materiales de dragado.
- Yacimientos de arenas explotables para la conservación del litoral.

Biodiversidad y áreas protegidas:

De acuerdo con [11] y Red Natura 2000, [18], se declaran Zonas Especiales de Conservación (ZEC) las siguientes:

- ZEC ES6170036 Fondos Marinos de la Bahía de Estepona
- ZEC ES6170037 El Saladillo-Punta de Baños
- ZEC ES6110019 Arrecifes de Roquetas de Mar
- ZEC ES6110009 Fondos Marinos de Punta Entinas-Sabinar

Dichas zonas se encuentran alejadas de las mencionadas anteriormente.

Otro aspecto a tener en cuenta son las Zonas Especialmente Protegidas de Importancia para el Mar (ZEPIM), tal y como indica el nombre, está restringido la construcción de parques eólicos al considerarse una zona protegido estatalmente. En la Figura 51 se muestra en mapa con las zonas en cuestión marcadas.

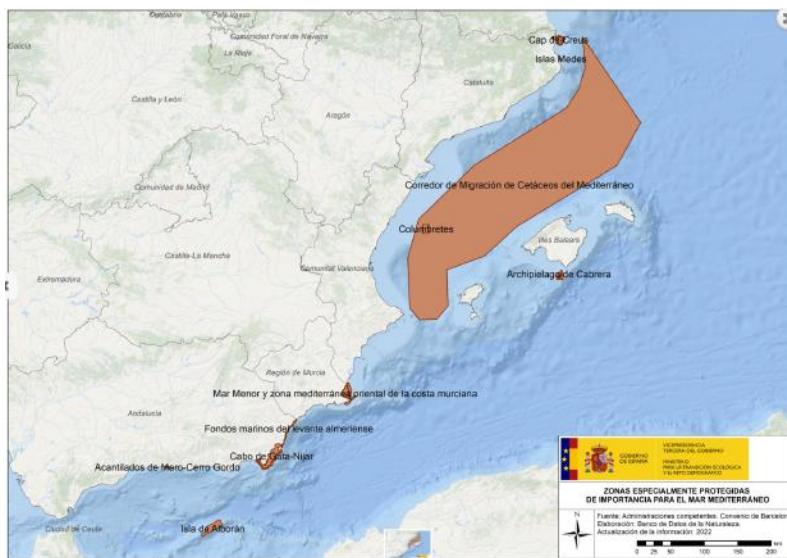


Figura 59: Zonas ZEPIM en España. Fuente: Ministerio de Transición Ecológica

Patrimonio cultural:

A continuación, se mencionan las zonas que se ven afectadas por la instalación de parques eólicos marinos, que son [11]:

- Zonas donde se encuentren yacimientos arqueológicos sumergidos o donde existen elementos particularmente valiosos.
- Áreas próximas a elementos y bienes de interés cultural.
- Lugares donde se ubiquen pecios que contengan elementos de interés cultural.

Normativa europea

El convenio sobre protección del medio marino en el Atlántico Nordeste, que entró en vigor en 1998, tiene como una de las actuales líneas de trabajo prioritarias la creación de una Red de Áreas Marinas Protegidas en las aguas objeto del acuerdo donde se pueden incluir aquellas zonas marinas que cumplan determinados requisitos ambientales. Para ello los estados miembros tienen la obligación de proponer zonas de interés dentro de sus respectivas aguas jurisdiccionales, incluyendo la zona económica exclusiva o aquellas zonas marinas donde el estado ejerza su soberanía [19]. A continuación, se muestra un mapa de las zonas marítimas protegidas bajo este convenio:

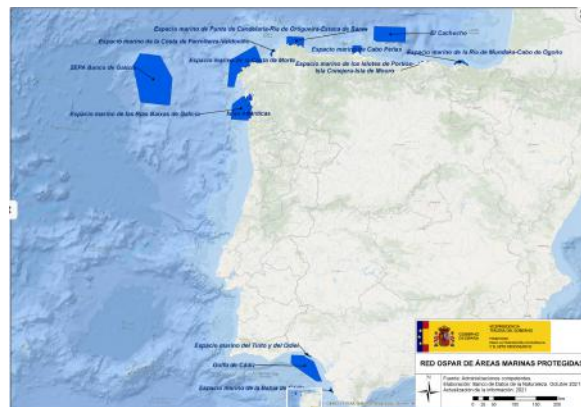


Figura 60: Red OSPAR de Áreas Marinas protegidas. Fuente: Ministerio de Transición Ecológica

Se puede observar que la zona candidata para el parque eólico marino no pertenece a ninguna de las zonas declaradas en le Red OSPAR, por lo que la construcción en la zona sigue siendo una buena opción.

10.2.7.2.3 Aspectos socioeconómicos

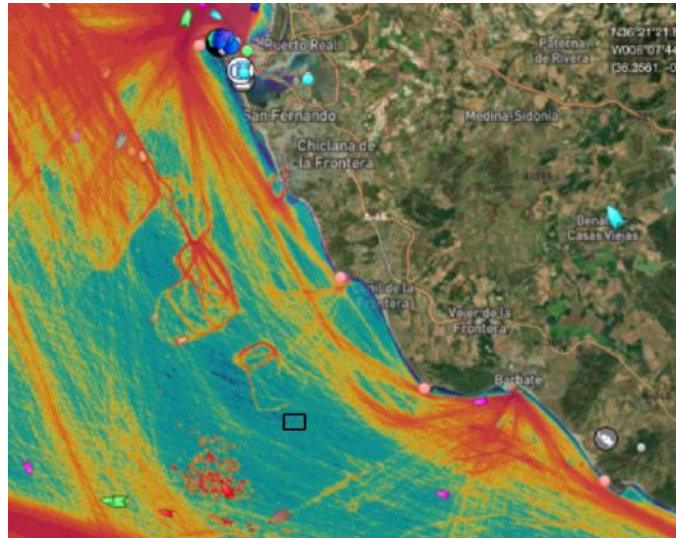
Otro aspecto importante a tener en cuenta son los impactos socioeconómicos, así como actividades humanas en aquel emplazamiento. Se van a analizar el tráfico marítimo por el estrecho de Gibraltar, así como la tasa de empleo de la comunidad autónoma de Andalucía.

Tráfico marítimo por el estrecho de Gibraltar

La razón principal de que el estrecho de Gibraltar sea tan concurrido es la importancia geográfica y económica de su ubicación. Geográficamente, el acceso a las importantes zonas de comercio a lo largo del Mar Mediterráneo y las naciones del interior de Europa y Asia se realiza a través del estrecho. El tráfico marítimo es elevado en la zona del estrecho, y hace falta estudiar si la ubicación pensada para el parque eólico interrumpa rutas marítimas de barcos. A continuación, se muestra una Figura en la que se muestra con una leyenda de colores la intensidad de rutas marítimas, siendo rojo las zonas más concurridas por éstas.

Las rutas marítimas salen mayoritariamente del Puerto de Santamaría y de Barbate. Como se puede observar, con el código de colores la zona próxima a estas ciudades se representa con un color rojo. La ubicación escogida para el parque eólico (marcado en un rectángulo negro) no coincide con una zona concurrida por rutas marítimas, de hecho, los barcos pasan bordeando dicha ubicación. Viendo que las rutas marinas rodean la ubicación candidata, sigue siendo viable su construcción en dicho emplazamiento.

Figura 61: Plano de Tráfico Marino Zona 15. Fuente: [20]



Empleo



Figura 62: Tasa de paro en la provincia de Cádiz el último trimestre de 2022. Fuente: Instituto Nacional de Estadística

Un aspecto importante a la hora de construir el parque eólico es el empleo que va a crear. Se sabe que la tasa de desempleo en Cádiz es del 25% [21], por encima de la tasa media de paro en España, (12.87%). El parque eólico marino supondrá un activo económico para la provincia de Cádiz, creando puestos de trabajo en todas las fases el proceso, ya sea durante la construcción, así como su posterior mantenimiento y empleo indirecto.

Evacuación eléctrica y carreteras

Para poder inyectar la energía eléctrica producida por el parque eólico es necesario buenas instalaciones de evacuación eléctrica; equipo de media y alta tensión como subestaciones eléctricas y las líneas.

La provincia de Cádiz cuenta con una estructura fiable y extensa de instalaciones industriales que garantiza la buena evacuación de la energía producida por el parque.

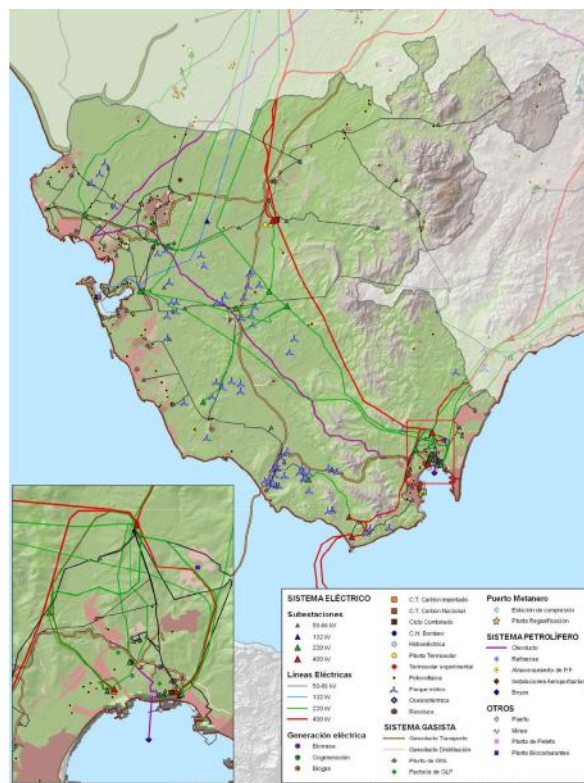


Figura 63: Evacuación eléctrica en Cádiz. Fuente: Junta de Andalucía

Además, Cádiz cuenta con una red de carreteras que capacitará el transporte de los elementos de los aerogeneradores. Cuenta con el puerto en Cádiz, en el que podrá recibir material desde ahí y también trasladarlo a la zona del emplazamiento.

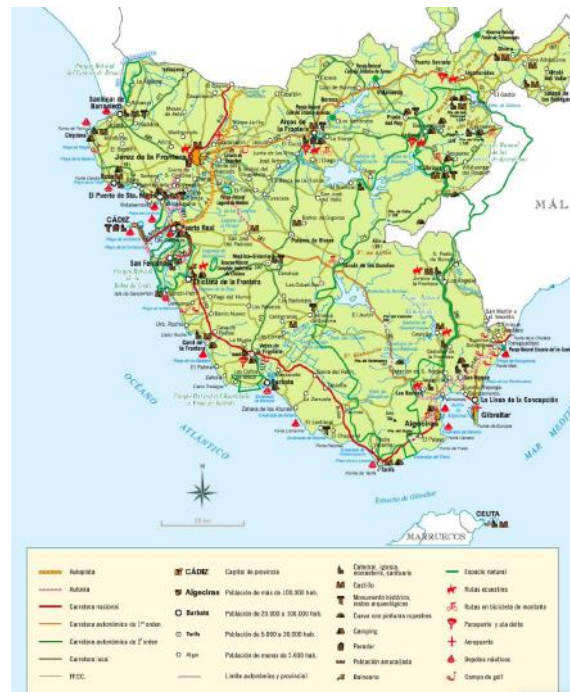


Figura 64: Infraestructura de carreteras y puertos en Cádiz. Fuente: Junta de Andalucía

Para concluir, una vez analizados los factores para determinar si es factible o no construir el parque eólico en el emplazamiento correspondiente, se concluye que la costa de Cádiz es óptima para poder construir el parque eólico en cuestión. A continuación, se muestra la zona candidata para el diseño del parque eólico, con una superficie de 93,68 km².

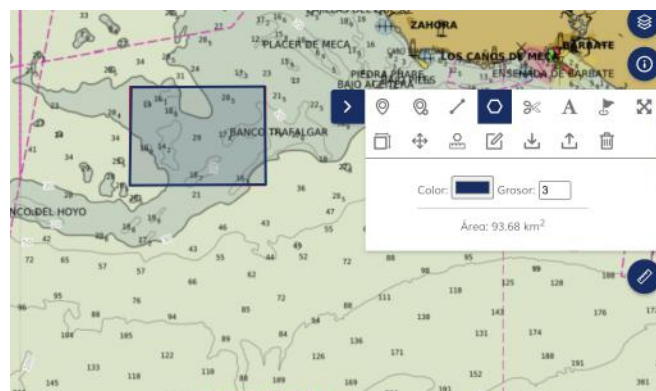


Figura 65: Zonificación para el parque eólico. Fuente: [22]

11. EMPLAZAMIENTO Y SITUACIÓN FINAL DE LOS AEROGENERADORES EÓLICOS

El modelo de aerogenerador que se ha querido emplear para el diseño del parque eólico es el modelo Nordex 163 6.X. El aerogenerador Nordex N163-6.X tiene un diámetro de rotor de 163 metros y una capacidad nominal de hasta 6 MW. Su velocidad puede ajustarse según la ubicación en la que se instale. Cumple con la clase S según la norma IEC 61400-1 o la zona de viento S según DIBt 2012. Está disponible en versiones para frecuencias de 50 Hz y 60 Hz. En el apartado de Selección Aerogenerador se especifican las características de dicho.

Dicha turbina posee los siguientes componentes principales:

- Rotor: incluye el eje del rotor, tres palas y un sistema de ajuste de ángulo de las palas.
- Góndola: en el que alberga el tren de transmisión, el generador, el sistema de control, el transformador de media tensión y el convertidor.
- Torre: que puede ser de tipo tubular o híbrida, y cuenta con el equipo eléctrico de media tensión.

La protección contra la corrosión está asegurada por el recubrimiento de la superficie según la norma ISO 12944. Además, consta también de un elevador de servicio, así como una escalera vertical con sistema de protección contra posibles caídas y plataforma de descanso durante un trabajo.

A continuación, se muestran los datos técnicos del aerogenerador:

Datos operación		Rotor		Caja de velocidades	
Rated power	6,0-6.X MW	Diámetro	163 m	Tipo	Multiplicadora de alta velocidad
Cut-in wind speed	3 m/s	<i>Swept area</i>	20867 m ²		
Cut-out wind speed	26 m/s				
Generador				Sistema de frenos	
Construcción	Generador asíncrono doblemente alimentado			Freno principal	Freno aerodinámico (pitch)
Sistema de refrigeración	Refrigeración de líquido/aire			<i> Holding brake</i>	Freno de disco
Grid frequency	50/60 Hz				
Hub height					
Hasta 164 m, según proyecto de emplazamiento					

Tabla 2: Datos técnicos del aerogenerador Nordex 163/6.X. Fuente: Catálogo oficial Nordex

12. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO

Una vez escogido el emplazamiento definitivo para el parque eólico, cabe analizar detenidamente en recurso eólico disponible en las coordenadas fijadas. Para ello, se ha empleado la base de datos facilitada por la plataforma Vortex así como los programas que permiten simular la implementación del parque eólico. Se pretende instalar 24 aerogeneradores en 5 líneas de generación.

En lo que concierne a la empresa VORTEX, Vortex es un servicio en línea de simulación atmosférico dirigido a los departamentos técnicos que trabajan con datos de viento en un emplazamiento concreto, y ofrece estimaciones globales del viento en lugares o períodos donde no hay mediciones disponibles. Su equipo está compuesto por expertos en la industria de las energías renovables y en el área de modelado meteorológico, y garantizan una sólida comprensión de las necesidades y demandas de información por parte de la industria, así como las soluciones ofrecidas por la tecnología de modelado a escala mesoscalar [23].

Figura 66: Página principal VORTEX



12.1 RECURSOS Y RESULTADOS

La localización escogida es la mencionada en el apartado anterior, una zona de la costa a aproximadamente 15, 4 km de la costa (que cumple con los 15 mínimos fijados). La profundidad de

dicha área varía entre los 20 y 30 metros de profundidad, menores a los 50 m máximos que se puede usar cimentaciones no flotantes.

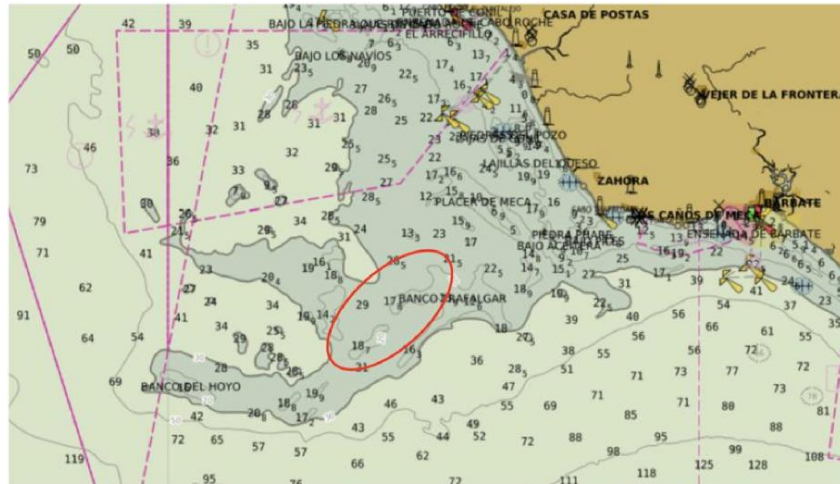


Figura 67: Localización escogida para parque eólico. Fuente: [22]

Los datos empleados para el análisis del recurso eólico se caracterizan por lo siguiente:

- Fecha de inicio de las mediciones es el 1 de enero de 2013 y la fecha de finalización es el 22 de mayo de 2023.
- Sensibilidad de los datos obtenidos (tiempo transcurrido entre dato y dato): 1 hora
- Medición de velocidad, dirección, temperatura, presión y humedad relativa a 120 metros.

Se muestra a continuación la rosa de los vientos de frecuencia y de energía en el emplazamiento escogido:

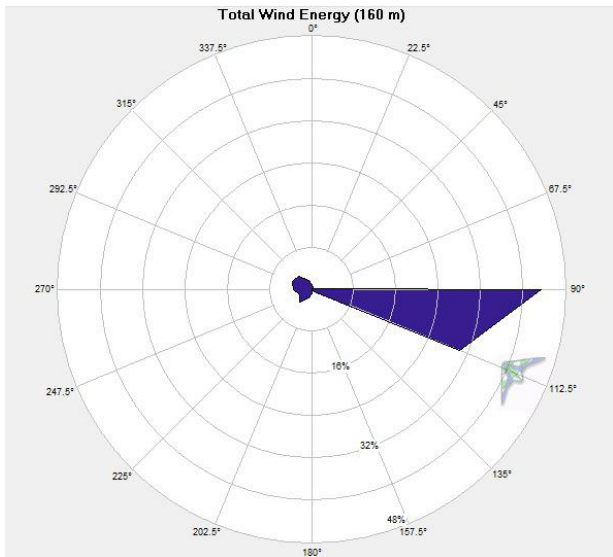


Figura 69: Rosa de los vientos de energía. Fuente: Windographer

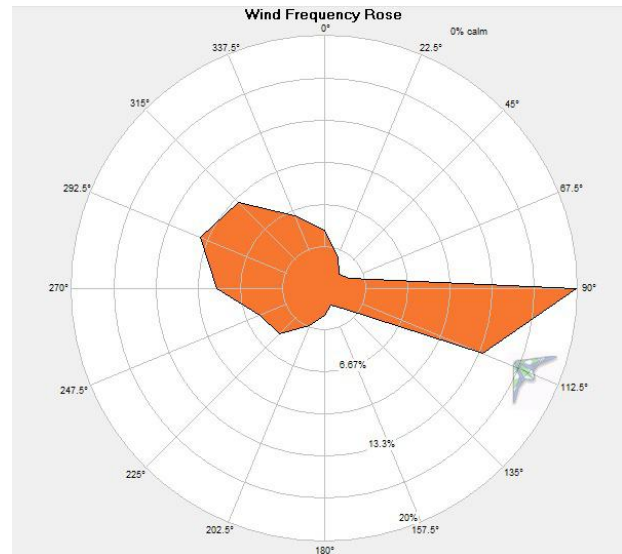


Figura 68: Rosa de los vientos de frecuencia. Fuente: Windographer

La siguiente Figura muestra la distribución de Weibull para las frecuencias de la velocidad del emplazamiento:

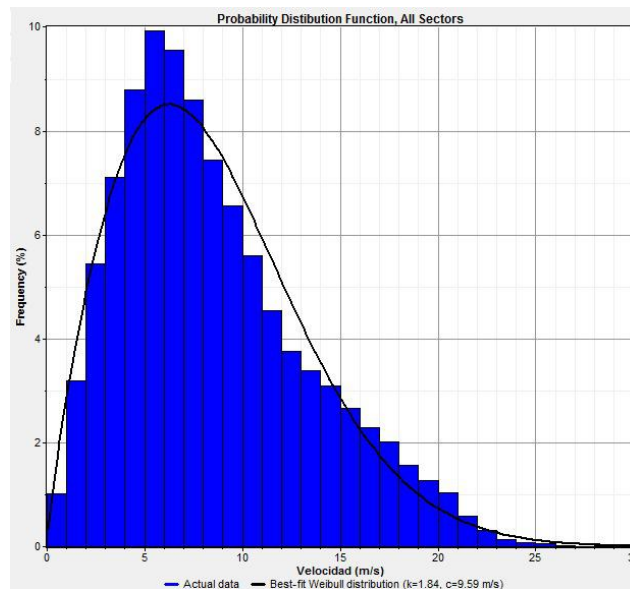


Figura 70: Distribución de Weibull de frecuencia de la velocidad del viento. Fuente: Windographer

Se puede observar que a velocidad predominante del emplazamiento es 100° aproximadamente, por lo tanto, a la hora de escoger la ubicación de los aerogeneradores, es crítico situarlos en orientación perpendicular a la dirección predominante, de tal forma que los aerogeneradores puedan aprovechar al máximo el recurso eólico disponible. Por lo tanto, se orientarán los aerogeneradores a una dirección más o menos perpendicular a los 100°.

12.2 CURVA DE POTENCIA

Para poder estimar la energía vertida a la red es importante conocer la curva de potencia del aerogenerador a emplear. El aerogenerador escogido para el proyecto es el modelo Nordex N163/6.X, que más adelante se incluyen sus características técnicas. Se estima la densidad del aire (1,214 kg/m³), obteniendo la siguiente curva:

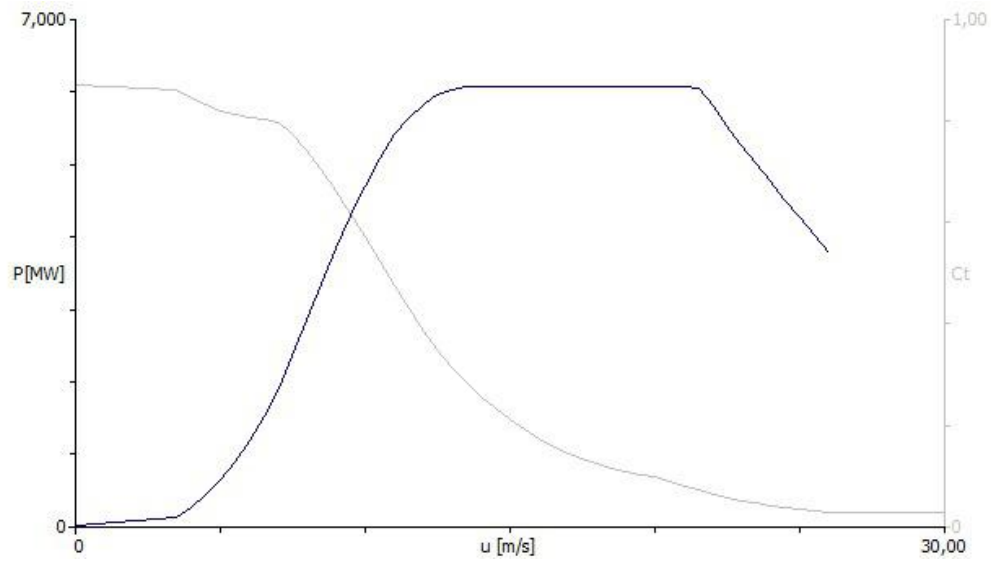


Figura 71: Curva de potencia para el aerogenerador Nordex 163/6.X. Fuente: WaSP

Se muestra la ubicación de los aerogeneradores en el emplazamiento escogido:

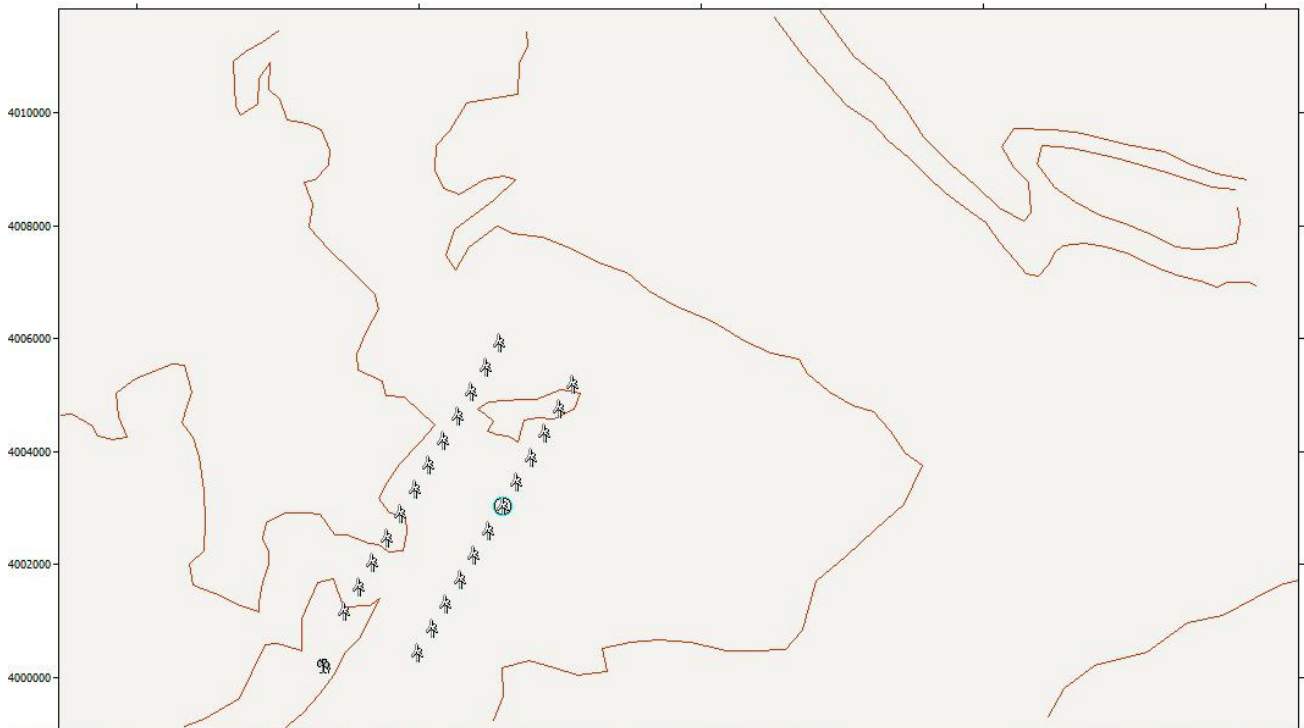


Figura 72: Localización aerogeneradores en el emplazamiento. Fuente: WaSP

Cabe mencionar que las líneas marcadas en el mapa no corresponden con ninguna línea de cota especial. La altura que marcan es de 0 metros al estar situado en el mar, sin embargo, para que el programa permitiera colocar los aerogeneradores en el sitio decidido no valía solamente con las líneas de cota de la costa (arriba a la derecha).

Los aerogeneradores se han colocado en línea recta y en dirección perpendicular a la predominante del viento (100°). La distancia entre ellos en una fila es 500 metros, y la distancia entre fila y fila es 1500 metros. El modelo empleado es como ya se ha mencionado Nordex N163/6.X.

Las coordenadas de los aerogeneradores se muestran a continuación:

Nº Generador	Coordenada X	Coordenada Y
1	755000	4000287
2	755250	4000720
3	755500	4001153
4	755750	4001586
5	756000	4002019
6	756250	4002452
7	756500	4002885
8	756750	4003318
9	757000	4003751
10	757250	4004184
21	757500	4004617
23	757750	4005050
11	753700	4001037
12	753950	4001470
13	754200	4001903
14	754450	4002336
15	754700	4002769
16	754950	4003202
17	755200	4003635
18	755450	4004068
19	755700	4004501
20	755950	4004934
22	756200	4005367
24	756450	4005800

Tabla 3: Coordenadas aerogeneradores

A continuación, se muestra una tabla en la que se muestra la energía bruta y la energía neta generada por cada turbina. Otro dato importante que se muestra es el llamado *Proportional wake loss [%]*, en el que muestra el porcentaje de la energía bruta que se disipa debido a la generación de una estela de flujo turbulento. La mejor forma de minimizar el porcentaje es separando la distancia entre turbinas lo máximo posible y minimizar la rugosidad del terreno. En el caso del emplazamiento escogido, al encontrarse encima del mar la rugosidad es mínima, y la distancia entre turbinas es la adecuada para minimizar este efecto, por lo que las pérdidas están por debajo del 5%, en este caso 4,42%.

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	667,808	27,825	27,823	27,827
Total net AEP [GWh]	638,283	26,595	26,244	27,161
Proportional wake loss [%]	4,42	-	2,38	5,69
Mean speed [m/s]	-	9,19	9,19	9,19
Power density [W/m ²]	-	980	980	980
RIX	-	-	0,0	0,0

Tabla 4: Resumen de energía bruta producida por el parque por WaSP

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	d.RIX [%]	Height. [m]	Speed [m/s]	Gross AEP [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	755000,4	4000287,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,827	26,986	3,02
Turbine site 002	755250,0	4000720,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,827	26,596	4,42
Turbine site 003	755500,0	4001153,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,827	26,411	5,09
Turbine site 004	755750,0	4001586,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,826	26,317	5,42
Turbine site 005	756000,0	4002019,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,826	26,273	5,58
Turbine site 006	756250,0	4002452,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,826	26,250	5,66
Turbine site 007	756500,0	4002885,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,826	26,244	5,69
Turbine site 008	756750,0	4003318,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,825	26,253	5,65
Turbine site 009	757000,0	4003751,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,825	26,281	5,55
Turbine site 010	757250,0	4004184,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,824	26,349	5,3
Turbine site 011	753700,0	4001037,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,827	27,106	2,59
Turbine site 012	753950,0	4001470,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,826	26,821	3,61
Turbine site 013	754200,0	4001903,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,827	26,717	3,99
Turbine site 014	754450,0	4002336,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,826	26,659	4,19
Turbine site 015	754700,0	4002769,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,826	26,627	4,31
Turbine site 016	754950,0	4003202,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,826	26,609	4,37
Turbine site 017	755200,0	4003635,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,826	26,602	4,4
Turbine site 018	755450,0	4004068,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,825	26,602	4,4
Turbine site 019	755700,0	4004501,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,825	26,615	4,35
Turbine site 020	755950,0	4004934,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,824	26,679	4,12
Turbine site 021	757500,0	4004617,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,823	26,488	4,8
Turbine site 022	756200,0	4005367,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,823	26,851	3,49
Turbine site 023	757750,0	4005050,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,823	26,790	3,71
Turbine site 024	756450,0	4005800,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,823	27,161	2,38

Tabla 5: Energía producida por aerogenerador. Fuente: WaSP

Como se muestra en la Tabla 4, la energía producida total bruta es 667.808 GWh, y una estimación de energía neta de 638.283 GWh. La energía vertida a la red será menor a la neta ya que se experimentarán más pérdidas, mencionadas a continuación:

- Garantía de la curva de potencia, pérdida del 5%
- Disponibilidad de Operación y Mantenimiento, pérdida del 5%.
- Pérdidas eléctricas (transformadores, cableado, etc.), pérdida del 3%.
- Otras, como contaminación ambiental, no se tendrán en cuenta.

El factor total de pérdidas será **0.9031** ($0.95 \times 0.95 \times 0.97$). A continuación, se muestra una tabla en la que se encuentra el factor de capacidad del parque marino, así como la energía total vertida a la red.

Potencia parque eólico	0,144 GW
Energía producida	638,283 GWh
Pérdidas totales	0,90307
Energía vertida a red	576,41 GWh
Tiempo equivalente a potencia nominal	4002,88 h
Factor de capacidad	46%

Tabla 6: Energía eléctrica vertida a la red

Por tanto, para el modelo Nordex N163-6.X se tiene una estimación de energía vertida a la red de 576,41 GW/h año, lo que equivale a 4002.88 horas equivalentes y 46 % de factor de capacidad.

13. OBRA CIVIL

13.1 INTRODUCCIÓN

El proyecto del parque eólico marino se ubica a una distancia de 15,4 km de la costa a la altura de Barbate, como se muestra en los planos 1 y 2 que indican la ubicación del emplazamiento en la cartografía general. Este parque cuenta con una potencia bruta instalada total de 144 MW, compuesta por 24 aerogeneradores modelo Nordex N163/6.X, cada uno con una potencia unitaria de 6 MW. Los aerogeneradores están dispuestos en 5 líneas de generación que se conectan a la subestación terrestre, como se muestra en el plano que se indica la posición de los aerogeneradores en coordenadas UTM. Para lograr un equilibrio eléctrico en el parque, se ha distribuido de la siguiente manera: 4 líneas con 5 aerogeneradores cada una y una línea con 4 aerogeneradores.

La tensión de generación en el aerogenerador es de 750 V y se eleva a 30 kV en el centro de transformación localizado en la base de la torre del propio aerogenerador. Cada centro de transformación está equipado con un transformador de 7 kVA de potencia aparente y las correspondientes cabinas de protección en la entrada y salida. Las líneas de generación conectan los aerogeneradores de cada línea a través de las cabinas de salida de los centros de transformación. Estas líneas discurren enterradas en una zanja subterránea hasta conectarse al embarrado de la subestación en tierra a través de las cabinas de protección, medida y seccionamiento correspondientes. En la subestación eléctrica, se emplea un transformador de potencia de 120 MVA para elevar la tensión a 220 kV en el punto de interconexión con la red de REE, situado en Parralejo, en el municipio de Vejer de la Frontera.

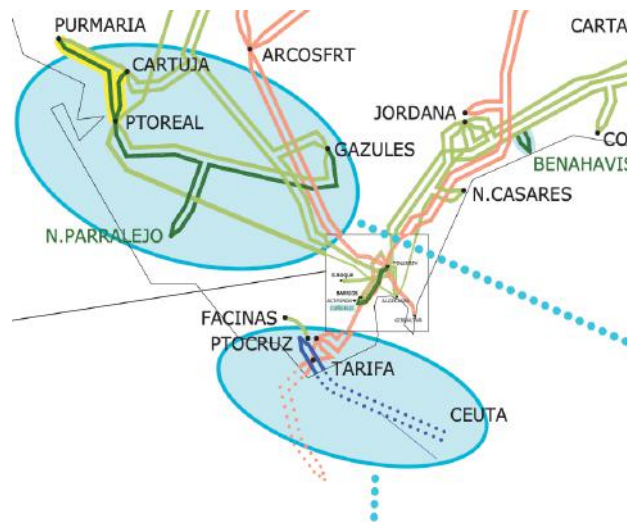


Figura 73: Red eléctrica y subestaciones presentes en Cádiz. Fuente: REE

La infraestructura permitirá producir anualmente 667,8 GWh brutos, que equivale a 638,2 GWh netos teniendo en cuenta las pérdidas por estelas de viento. Sumándole las pérdidas totales, se vierte a la red aproximadamente 576,41 GWh.

El modelo de aerogenerador utilizado en el parque eólico es el Nordex N163-6.0, que es un aerogenerador de gran escala con tres palas, velocidad y paso variables. Tiene una altura de buje de 120 m y un diámetro de rotor de 163 m. La cimentación escogida para los aerogeneradores es del tipo monopilote, como se muestra en el plano 3 de la cimentación del aerogenerador. Esta opción fue elegida por sus condiciones de batimetría en la ubicación (no más profundo de 50 m), así como por consideraciones de costos y complejidad técnica durante la instalación. La batimetría en ningún caso supera los 30 m de profundidad y, en la mayoría de los aerogeneradores, se encuentra por debajo de los 25 m. A continuación, se presenta una tabla con las principales características del parque.

Número aerogeneradores	24
Potencia/aerogenerador	6 MW
Potencia total	144 MW
Modelo Aerogenerador	Nordex N163/6.X
Altura aerogenerador	163 m
Energía anual bruta	667,8 GWh/año
Energía anual neta	638,2 GWh/año
Energía vertida a la red	576,41 GWh/año
Horas equivalentes	4002,88 h
Factor de capacidad	46%

13.2 INTRODUCCIÓN A LA OBRA CIVIL

La obra civil del parque eólico se compone principalmente por los aerogeneradores, sus cimentaciones o estructuras de soporte, las instalaciones respectivas para el transporte de electricidad. Dichos componentes se irán tratando en este apartado y en el apartado de infraestructura eléctrica.

Lo que concierne al aerogenerador, sus distintos componentes se han explicado en el apartado previo de Aerogeneradores. En cuanto a las cimentaciones, se han descrito las distintas opciones en el mismo apartado, sin embargo, hay que especificar cuál se va a emplear para el parque en función de sus características y las del terreno.

13.2.1 SELECCIÓN AEROGENERADOR

En este apartado se compararán diversos aerogeneradores con tal de escoger el óptimo para el parque eólico marino.

Los aerogeneradores candidatos para instalar en el parque eólico son el modelo Nordex N163/6.X, Nordex N163/5.X, y EnVentusTM V172-6.8 MW.

Nordex N163/5.X: El aerogenerador Nordex N163-5.7 es un modelo de aerogenerador de velocidad variable con un diámetro de rotor de 163 metros y una potencia nominal de hasta 5,700 kW. Este aerogenerador está diseñado para adaptarse a diferentes ubicaciones y condiciones. Cumple con la clase S según la norma IEC 61400-1 o la zona de viento S según DIBt 2012. Además, está disponible

en variantes de 50 Hz y 60 Hz para adaptarse a los requisitos específicos de la red eléctrica. Es el modelo anterior al Nordex N163/6.X, otro candidato para instalarse para el parque eólico marino.

Nordex N163/6.X: al igual que el mencionado anteriormente, es el modelo posterior al aerogenerador Nordex N163/5.X. Al igual que los aerogeneradores Delta4000, el N163/6.X **ofrece un amplio rango de modos de potencia**, lo que garantiza una gran flexibilidad para optimizar los criterios de inversión en producción anual de energía (AEP) específicos del proyecto del cliente, así como los requisitos de clasificación y ruido. El N163/6.X tiene una vida útil de 25 años, con la posibilidad de extenderla a 35 años. La notable flexibilidad de estos aerogeneradores brinda oportunidades para optimizar los ingresos en función de la estructura de los contratos de compra de energía (PPA) y los perfiles de precios comerciales. Un amplio rango de modos de funcionamiento y de potencia permite al aerogenerador optimizar el modo de funcionamiento en caso de no trabajar a condiciones nominales. Por último, el diseño del aerogenerador también se caracteriza por su flexibilidad, lo que facilita tanto el transporte de los componentes como la construcción y el mantenimiento en el emplazamiento. Esto asegura una instalación eficiente y una operación confiable a lo largo de la vida útil del proyecto.

Siemens Gamesa 170-6.6 MW: El aerogenerador en cuestión ofrece una potencia superior a 5 MW y cuenta con el rotor más grande en la industria eólica terrestre, lo que le permite alcanzar un costo nivelado de energía (LCoE) altamente competitivo. Esta tecnología combina la experiencia comprobada de Siemens Gamesa en el sector, garantizando un rendimiento óptimo. Además, este aerogenerador se adapta de manera personalizada a las necesidades específicas de cada proyecto y emplazamiento. Estos aerogeneradores cuentan con una combinación de un generador doblemente alimentado y convertidor parcial, un diseño compacto de tren de potencia con una multiplicadora de tres etapas, y la aplicación de componentes ampliamente validados en las otras plataformas Siemens Gamesa. El resultado es un diseño de aerogenerador que posibilita un rendimiento y LCoE óptimos.

Finalmente, el aerogenerador que se ha escogido es el modelo **Nordex N163/6.X**, ya que la configuración se ajusta para maximizar el aprovechamiento del recurso eólico y optimizar la producción de energía en función de las características del terreno y las condiciones ambientales locales. Es un atributo importante para la selección de aerogenerador ya que, por confidencialidad, solo permiten acceder a las fichas técnicas de los aerogeneradores *on shore*, por lo que escoger un

aerogenerador que se adapte a las condiciones del emplazamiento permitirá obtener mejores datos en la simulación. Como ya se ha mencionado previamente, se dispone únicamente de la ficha técnica del aerogenerador Nordex N163/5.X, justo el modelo anterior al seleccionado, donde hemos supuesto que las características electromecánicas se han mantenido igual. A continuación, se muestran las características del modelo:

Diseño	
Temperatura de diseño	Estándar de -20 °C a +45 °C CCV de -40 °C a +45 °C
Rango de temperatura de operación	-20 °C a +40 °C
Rango de temperatura de operación CCV	-30 °C a +40 °C
Temperatura de parada	Estándar: -20 °C, arranque -18 °C CCV: -30 °C, arranque -28 °C
Altitud máxima de instalación (MSM)	2000 m
Certificadores	De acuerdo con IEC 61400-1 and DIBt 2012
Tipo	Rotor de 3 palas con eje horizontal
Control	Ajuste activo individual de pala
Potencia nominal	5700 kW
Velocidad de viento para potencia nominal (a densidad de aire de 1.225 kg/m ³)	Aprox. 11.0 m/s
Rango de velocidad de operación del rotor	6.0 rpm a 11.8 rpm
Velocidad nominal	Aprox. 10.4 m/s
Velocidad de viento de arranque "Cut-in"	3 m/s
Velocidad de viento de paro "Cut-out"	20 m/s
Velocidad de viento reentrada "Cut-back-in"	19,5 m/s
Tiempo de servicio calculado	≥ 20 años

Instalación Eléctrica	
Potencia nominal P_{nG}	5700 kW
Voltaje nominal	3 x AC 750 V \pm 10 %
Intensidad nominal con potencia reactiva máxima I_{nG}	4876 A
Potencia aparente nominal S_{nG}	6334 kVA
Factor de potencia P_{nG}	1.00 con ajustes por defecto 0.90 subexcitado (capacitivo) a 0.90 sobreexcitado (inductivo)
Frecuencia	50 y 60 Hz

Generador	
Grado de protección	IP 54 (caja de anillos deslizantes IP 23)
Voltaje nominal	750 V
Frecuencia	50 y 60 Hz
Rango de velocidad	50 Hz: 650 a 1500 rpm 60 Hz: 780 a 1800 rpm
Polos	6
Peso	Aprox. 10.6 t

Electrical system	
Nominal power P_{nG}	5.0-5.X MW
Generator type	Doubly-fed induction generator
Power factor at P_{nG}	1.00 as default setting 0.9 under excited (inductive) up to 0.9 overexcited (capacitive) possible
Frequency	50 / 60 Hz

Freno mecánico	
Tipo	Freno de disco actuado activamente
Localización	En el eje de alta velocidad
Número de pinzas de freno	1
Material almohadillas de freno	Almohadillas orgánicas

Rotor eje / cojinete	
Tipo	Eje de hueco forjado
Material	42CrMo4 o 34CrNiMo6
Cojinete tipo	Cojinete de rodillo esférico
Lubricación	Regular usando grasa lubricante

Refrigeración	
Generador y convertidor	
Tipo	Circuito de agua con intercambiador de calor agua/aire caliente y bypass térmico
Flujo	Aprox. 160 l/min
Refrigerante	Agua/glicol
Transformador	
Refrigerante	Agua/glicol
1º circuito de refrigeración	Circuito este con intercambiador de calor ester/agua
2º circuito de refrigeración	Agua/aire

Como ya se ha mencionado antes, al emplear un modelo mejorado y de mayor potencia que el aerogenerador cuyas tablas de funcionamiento se han mostrado, se considerará que para el aerogenerador escogido el generador trabajará a un voltaje de **750V** y el transformador tendrá una potencia nominal aparente de **7000 kVA**.

De acuerdo con lo mencionado anteriormente, el parque contará con 24 aerogeneradores a 15,4 km de distancia de la costa de Barbate. Las coordenadas de los aerogeneradores se muestran a continuación:

Nº Generador	Coordenada X	Coordenada Y
1	755000	4000287
2	755250	4000720
3	755500	4001153
4	755750	4001586
5	756000	4002019
6	756250	4002452
7	756500	4002885
8	756750	4003318
9	757000	4003751
10	757250	4004184
21	757500	4004617
23	757750	4005050
11	753700	4001037
12	753950	4001470
13	754200	4001903
14	754450	4002336
15	754700	4002769
16	754950	4003202
17	755200	4003635
18	755450	4004068
19	755700	4004501
20	755950	4004934
22	756200	4005367
24	756450	4005800

Tabla 7: Coordenadas UTM de los aerogeneradores

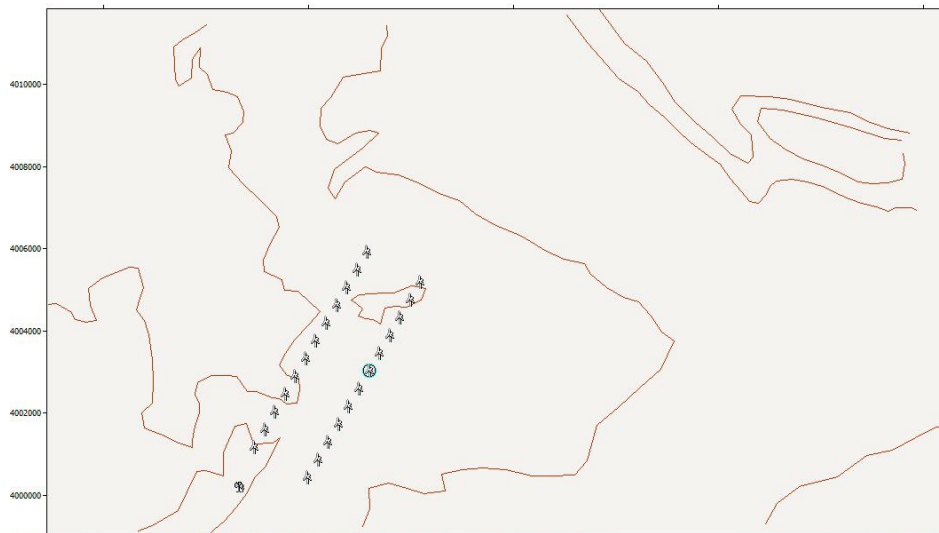


Tabla 8: Mapa emplazamiento aerogeneradores

13.2.2 SELECCIÓN DE CIMENTACIÓN A EMPLEAR

En el apartado anterior se ha visto que la cimentación de las estructuras en un parque eólico es un aspecto crucial y fundamental en su planificación. Tiene un impacto significativo en la inversión total del parque, tanto en la fase de construcción como en el mantenimiento a lo largo de su vida útil. Si bien el costo es un factor determinante en la elección del sistema de soporte de los aerogeneradores, no debemos olvidar que el diseño de la cimentación debe cumplir con su función principal: soportar el peso y diversas cargas que actúan sobre la estructura en su conjunto, y transmitir eficientemente estas fuerzas al lecho marino, garantizando en todo momento la integridad y seguridad del conjunto.

Las cargas inducidas en la cimentación pueden clasificarse en dos tipos fundamentales: cargas permanentes y cargas variables. Es importante considerar ambos tipos de cargas al diseñar la cimentación, ya que cada uno tiene su propio impacto en la estructura y debe ser adecuadamente gestionado. Las cargas permanentes son aquellas que están siempre presentes y se relacionan con el peso propio de los componentes estructurales. Por otro lado, las cargas variables son aquellas que pueden cambiar en magnitud o dirección debido a factores como el viento, las olas y las fuerzas dinámicas del aerogenerador.

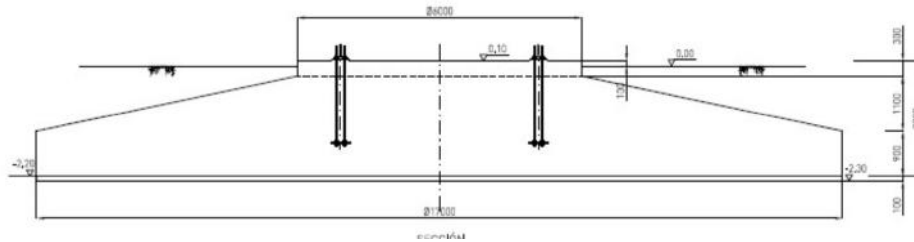


Figura 74: Prediseño cimentación de un parque eólico terrestre. Fuente: material facilitado por Consuelo Alonso

Es fundamental tener en cuenta estas cargas al seleccionar el tipo de cimentación adecuado para un parque eólico marino, ya que garantizarán la estabilidad y el rendimiento seguro de las estructuras en todo momento. Además del costo, es esencial considerar la funcionalidad y la capacidad de resistir las cargas asociadas con el entorno marino cambiante y exigente.

A continuación, se muestra una tabla que simplifica la clasificación de cimentaciones en función de la profundidad del terreno, un aspecto crucial para escoger la más idónea.

Estructuras fijas	Monopilote	↓ Profundidad +
	De gravedad	
	Trípode	
	<i>Suction caisson</i>	
	<i>Jacket</i>	
Estructuras flotantes	Spar-buoy	
	Tension leg platform (TLG)	
	<i>Barge</i>	

Tabla 9: Comparativa cimentaciones existentes

La selección de la cimentación para el parque eólico se basa en diversos factores técnicos, así como económicos y también medioambientales. Después de considerar todos estos aspectos y las características del emplazamiento, se ha optado por utilizar una cimentación **monopilote** por las razones justificadas a continuación.

En primer lugar, la profundidad del lecho marino en el emplazamiento se encuentra en el rango de 20-30 m, lo que descarta las opciones de estructuras flotantes, así como las cimentaciones tipo

Jacket y trípode. Aunque son técnicamente viables en las batimetrías estudiadas, no resultan competitivas en términos de viabilidad técnica y costos en estas profundidades.

En segundo lugar, desde una perspectiva de rentabilidad de la inversión, la opción del monopilote es la menos costosa tanto para la cimentación por gravedad como para la opción de cimentación tipo *Suction Caisson*. Ambas experimentan incrementos de costos cuando la profundidad supera los 10-15 m, especialmente en el caso de la cimentación por gravedad.

Por otro lado, la cimentación *Suction Caisson* tiene una baja presencia en el mercado y esto conlleva desventajas, como la menor experiencia acumulada con esta tecnología, mayores costos de fabricación debido a la disponibilidad limitada de proveedores, y posibles dificultades logísticas y de transporte.

En cuanto a la batimetría y al tipo de suelo, la opción del monopilote es la menos afectada por una batimetría irregular, ya que tanto la cimentación por gravedad como la cimentación tipo *Suction Caisson* requieren áreas más extensas de terreno plano. Además, se estima que estas circunstancias favorecen un menor impacto ambiental durante la instalación de la cimentación monopilote en comparación con las otras opciones.

Finalmente, la elección de la cimentación **monopilote** se basa en consideraciones técnicas, económicas y medioambientales, teniendo en cuenta la profundidad del lecho marino, la rentabilidad de la inversión, la disponibilidad en el mercado y el impacto ambiental.

13.2.3 ZANJA

En el parque se realizará la excavación de zanjas para albergar los cables necesarios para la operación. Se identifican tres tipos de cables, cada uno con una función distinta. En primer lugar, los conductores eléctricos de media tensión tienen la tarea de transportar la energía generada desde las máquinas hasta la subestación considerada. En segundo lugar, los cables de puesta a tierra se encargan de establecer una red general de puesta a tierra para garantizar la seguridad de los equipos en caso de fallo eléctrico. Por último, los cables de comunicación son esenciales para la gestión del parque desde el edificio de control.

Las zanjas deben cumplir con ciertas condiciones técnicas establecidas por la normativa de la industria. Estas condiciones dependen del número de cables, su potencia y el tipo de terreno en el que se realizan, con el objetivo de asegurar el correcto funcionamiento y la seguridad tanto de los equipos como de las personas involucradas.

Para los cables de **media tensión** utilizados en este proyecto, se requiere que la profundidad mínima del cable más cercano a la superficie sea de 1 metro. En el diseño de este proyecto, los cables aislados del parque serán enterrados a una distancia de 1 metro. Además, se establecerá una separación de al menos 0,4 metros entre los grupos de cables. Esto se debe a la consideración de las distancias con otros cables, teniendo en cuenta la temperatura y otros efectos que puedan generarse en sus proximidades.

Para la red de Puesta a tierra de los aerogeneradores se empleará un cable de cobre de sección 50 mm². La sección escogida tiene que ser mayor que la mínima soportada. Los cálculos están justificados en el Anexo III: Cálculos eléctricos.

13.2.4 EDIFICIO DE CONTROL Y SUBESTACIÓN

Al estar el parque eólico situado en el mar, se ha decidido instalar el edificio de control, así como la subestación eléctrica a pie de la costa, con lo que los cables salientes de las cabinas de media tensión viajarán hasta la costa donde se ubicará la subestación, donde ahí se elevará la tensión de los 30 kV a los 220 kV. A continuación, se muestra un esquema del emplazamiento en la costa de Cádiz.



Figura 75: Disposición subestación eléctrica y edificio de control

Con el objetivo de optimizar el espacio del parque, se ha decidido ubicar el edificio de control y la parte cerrada de la subestación de media tensión en un mismo edificio.

La habitación que albergará las celdas de la subestación se ha diseñado siguiendo los requisitos técnicos establecidos por el fabricante. Se trata de una sala cuadrada con dimensiones de 5x5 metros.

En cuanto al edificio de control, no se proporcionarán detalles específicos en este proyecto, ya que su diseño no forma parte de su alcance. Sin embargo, se menciona que este edificio contendrá todos los sistemas necesarios, como servidores, baterías, grupo electrógeno, sala de control con paneles de mando, transformador para sistemas de aire acondicionado, entre otros. La sección dedicada a estas actividades tendrá dimensiones de 5x9 metros, y la altura total del conjunto será de 4 metros.

Se utilizará fibra óptica monomodo OPTRALSMF G.652.D / G.655 & 656. Estas fibras están optimizadas para su uso en la longitud de onda de 1310 y 1550 nm. Adecuadas en aplicaciones de redes metropolitanas, de acceso, cableados estructurados y CATV.

Estas fibras cumplen o exceden los estándares IEC 60793-2-50 B.1.3, ITU-T G.652B, G.652D, Telcordia GR-20-CORE, ANSI/ICEA S-87-640, RUS 7CFR 1755.900, ANSI/TIA/EIA-492CAAA. Se adjunta el catálogo de los cables en el Anexo de Catálogos de Aparamenta.

14. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

14.1 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE GENERACIÓN DE BAJA Y MEDIA TENSIÓN

14.1.1 NÚMERO DE LÍNEAS DE GENERACIÓN

El parque eólico tiene una potencia de 144 MW, compuesto por 24 aerogeneradores de 6MW cada uno. La energía se va a generar a partir de un motor de inducción doblemente alimentado, que luego pasará por el transformador del aerogenerador de relación 0,75/30 kV (la tensión nominal de la subestación eléctrica de media tensión), y potencia nominal aparente de 7000 kVA. Para poder transformar la tensión a 30kV, se dispone de unos cables que van desde la góndola hasta la base del aerogenerador, con una sección de 50 mm² (calculado en el Anexo III: Cálculos eléctricos). La subestación de Media Tensión se ubica en la costa de Barbate, por lo que los cables salientes de las cabinas de media tensión llegarán hasta dicha subestación vía bajo tierra a una profundidad de 2 metros.

Línea	Nº generadores/línea	Aerogeneradores	Potencia/línea (MW)	Intensidad/línea (A)
1	5	1,2,3,4,5	30	641,50
2	5	6,7,8,9,10	30	641,50
3	5	11,12,13,14,15	30	641,50
4	5	16,17,18,19,20	30	641,50
5	4	21,22,23,24	24	513,20
Total	24		144	3079,20

14.1.2 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN MT

Cada aerogenerador dispondrá de un transformador de AT que permitirá elevar la tensión de 750V a 30kV. Estas son sus características:

- Transformador trifásico
- Potencia nominal en servicio continuo: 7000 kVA
- Tipo de refrigeración: híbrido (agua/glicol)

Las celdas empleadas para el parque son el modelo DVCAS de la marca MESA. A continuación, se muestran las características más detalladas de dichas celdas:

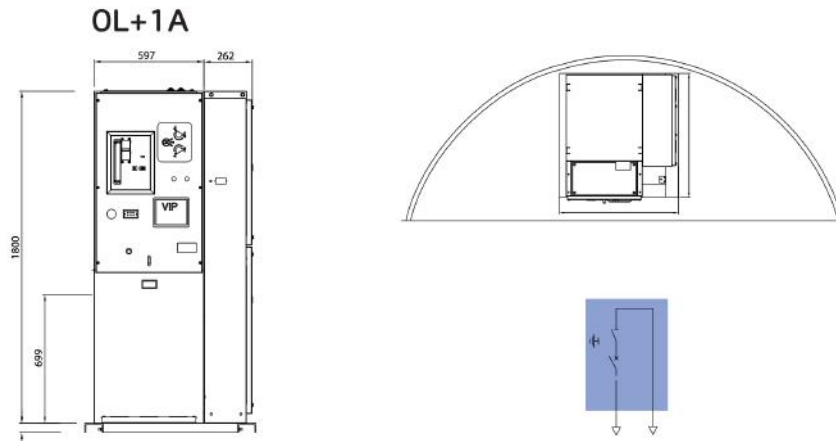


Figura 76: Esquema celda OL+1A. Fuente: Productos MESA celda DVCAS [24]

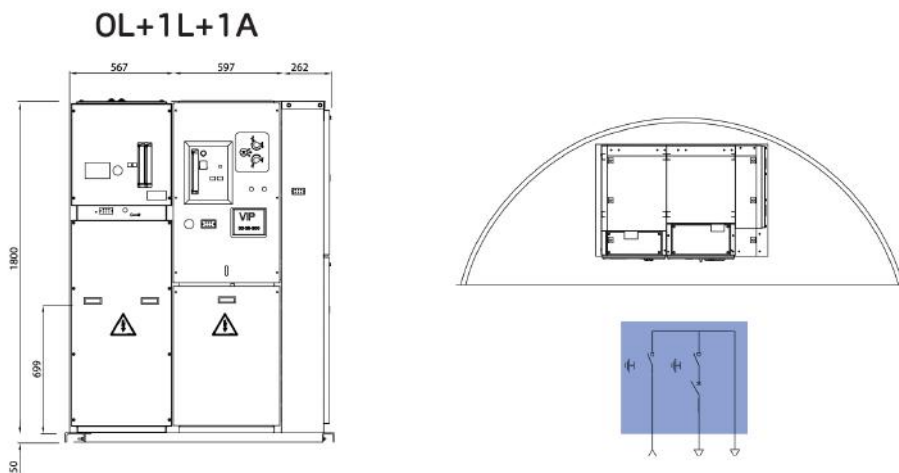


Figura 77: Esquema celda OL+1L+1A. Fuente: Productos MESA celda DVCAS [24]

14.1.2.1 Celda de protección del transformador (1A)

La información mostrada a continuación proviene del catálogo de la celda DVCAS de MESA [24].

La protección del transformador se realiza mediante el interruptor automático. El IA 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, y su 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. Se muestran sus 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

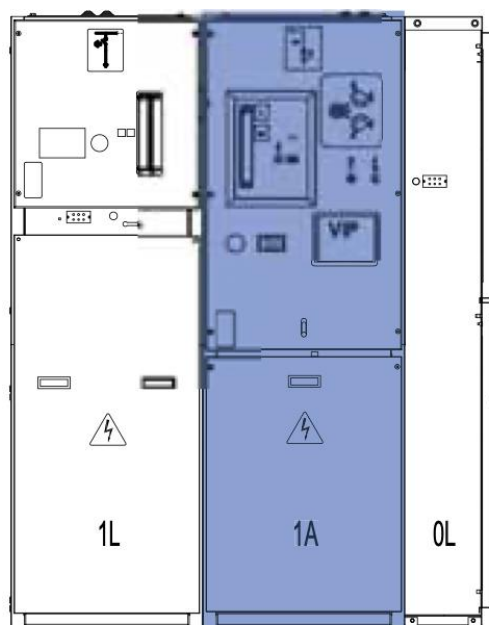


Figura 79: Características técnicas y eléctricas celda de protección

Figura 78: Esquema Módulo DVCAS

14.1.2.2 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.

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. [24]

Estas son las características de dicha celda:

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

Figura 80: Características técnicas y eléctricas de la celda de línea

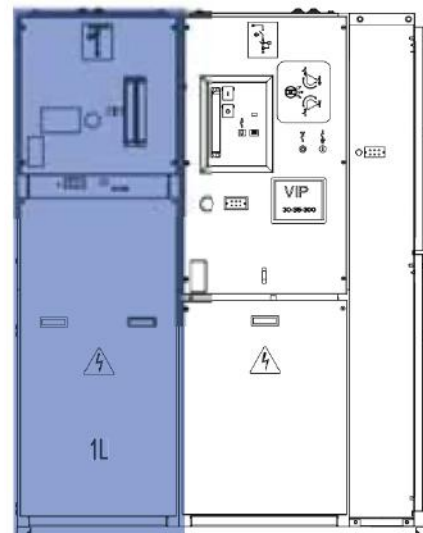


Figura 81: Esquema de la cabina DVCAS

14.1.2.3 Celda de remonte (0L)

La entrada de línea hacia el aerogenerador posterior, se recomienda mediante remonte rígido de cables a barras (0L). También puede ser utilizada para la realización de la salida, utilizando una segunda terna de cables.

Se muestran la características técnicas y eléctricas de la celda de remonte:

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

Figura 83: Características técnicas y eléctricas de la celda de remonte

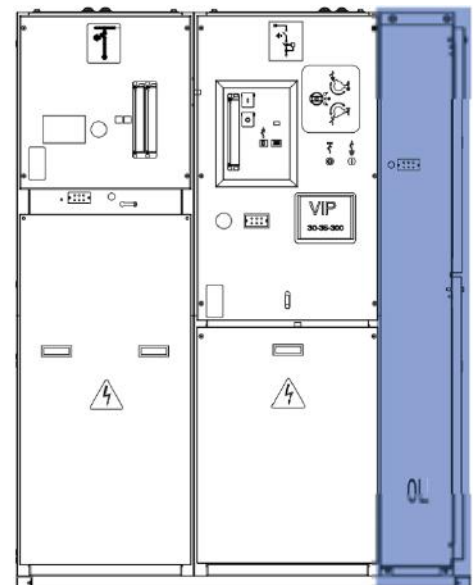


Figura 82: Esquema de la cabina DVCAS

14.1.3 CABLES DE MEDIA TENSIÓN

Para la red de Media Tensión subterránea (por debajo del lecho marino), se han tenido que calcular las secciones correspondientes de los cables en función de su fin: conectar un aerogenerador con otro, o bien ya si se trata del cable que sale de la celda de remonte para llegar hasta la subestación en la costa de Barbate. El procedimiento de estimación de secciones se encuentra en el Anexo III: cálculo de secciones de cables. A continuación, se muestra una tabla en la que se resume los cables empleados para cada tramo. Para la selección de cables se ha calculado la sección con los factores de corrección de la normativa, y una vez sabemos la sección mínima admisible, se escogen los cables del catálogo de cables submarinos.

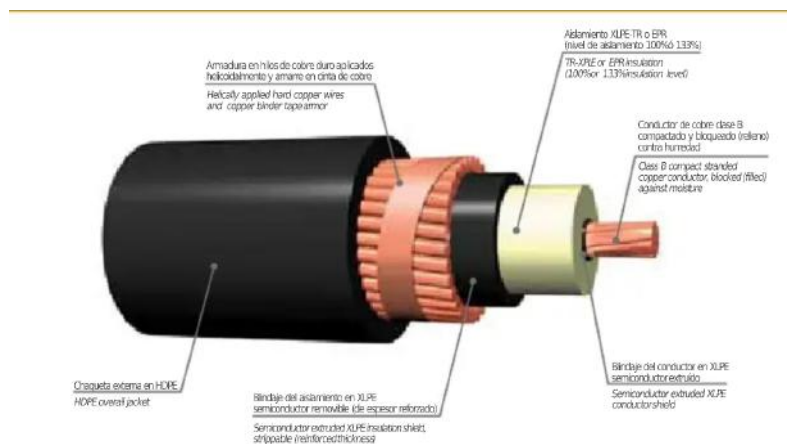


Figura 84: Cables monopolares marinos de Media Tensión 30 kV. Fuente: CENTELSA

Características línea						
	Potencia (MW)	Tensión (kV)	Intensidad (A)		Distancia (km)	
Línea 1						
1 al 2	6	30	128,30		0,50	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
2 al 3	12	30	256,60		0,50	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
3 al 4	18	30	384,90		0,50	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
4 al 5	24	30	513,20		0,50	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 49 mm
5	30	30	641,50		15,40	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 59 mm
Línea 2						
6 al 7	6	30	128,30		0,50	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
7 al 8	12	30	256,60		0,50	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
8 al 9	18	30	384,90		0,50	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
9 al 10	24	30	513,20		0,50	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 49 mm
10	30	30	641,50		15,40	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 59 mm
Línea 3						
11 al 12	6	30	128,30		0,50	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
12 al 13	12	30	256,60		0,50	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
13 al 14	18	30	384,90		0,50	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
14 al 15	24	30	513,20		0,50	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 49 mm
15	30	30	641,50		15,40	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 59 mm
Línea 4						
16 al 17	6	30	128,30		0,50	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
17 al 18	12	30	256,60		0,50	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
18 al 19	18	30	384,90		0,50	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
19 al 20	24	30	513,20		0,50	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 49 mm
20	30	30	641,50		15,40	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 59 mm
Línea 5						
21 al 22	6	30	128,30		0,50	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
22 al 23	12	30	256,60		0,50	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
23 al 24	18	30	384,90		0,50	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
24	24	30	513,20		15,40	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 56 mm

Figura 85: Sección cables de Media Tensión empleados

Se van a emplear 3 tipos de cables, todos con aislamiento XLPE. En el *Anexo IV: Catálogos* se adjuntarán las fichas técnicas de los cables empleados. La columna Sección cable corresponde con la sección mínima admisible para aguantar la intensidad máxima admisible. La columna sección final tiene en cuenta la caída de tensión que debe estar por debajo del 3% y la oferta de cables (para el cable de sección 25 mm² solamente había disponible sección mínima de 50 mm²). En el *Anexo III: Cálculos*

eléctricos de detalla la estimación de las secciones de cable teniendo en cuenta los factores de corrección.

Además, cada línea estará equipada con protecciones de sobreintensidad direccional (67N) con temporización para garantizar la selectividad en caso de fallos. Además, contarán con protecciones de sobreintensidad de tiempo definido (50) para proteger la posición del aerogenerador en situaciones de corrientes elevadas aguas abajo. Estas protecciones serán alimentadas por transformadores toroidales y son esenciales para el correcto funcionamiento de las protecciones mecánicas de las celdas.

14.1.4 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

La función de la subestación de media tensión/alta tensión es centralizar la energía generada en el parque eólico y elevar su tensión para su transporte a través de líneas aéreas hasta la subestación de El Parralejo, en Véjer de la Frontera, que se encuentra a 8 km de distancia y donde se realizará la conexión a la red eléctrica. El parque de media tensión se localizará en un edificio compartido con el centro de control, mientras que los demás elementos de potencia se situarán en la planta exterior, adyacente al edificio.

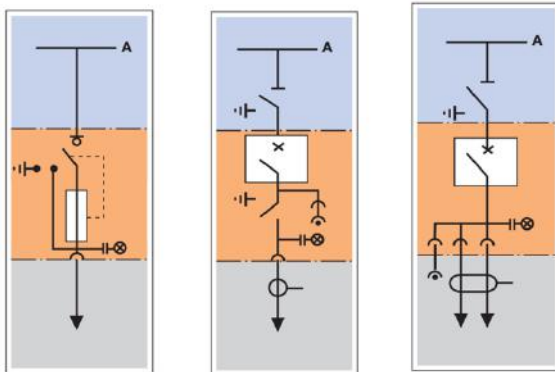
La subestación del parque consta de tres elementos principales:

- Un parque de media tensión a 30 kV (la tensión de los cables subterráneos)
- Un transformador que convierte la tensión de 30 kV a 220 kV
- Un parque de alta tensión a 220 kV.

14.1.4.1 Parque de media tensión

El parque de media tensión estará compuesto por celdas blindadas CBGS-1 de 36 kV fabricadas por MESA, con aislamiento en SF6. El embarrado de media tensión será de simple barra, ya que es suficiente para las operaciones del parque eólico actual del proyecto.

El parque contará con 5 líneas de entrada al parque de media tensión, una por circuito, y una línea de salida hacia el transformador elevador de la subestación El Parralejo. Por lo tanto, se utilizará un módulo de línea para cada entrada contando con seccionadores, otro módulo para la posición del



Servicios Auxiliares ⁴⁹	Celda de línea con secc. de cables	Celda de trafo / línea
24	24/36	24/36
1250 / 1600 / 2000 / 2500	1250 / 1600 / 2000 / 2500	1250 / 1600 / 2000 / 2500
200 (limitada por el fusible)	630	Línea 630-Trafo 1250/1600/2000
Limitada por el fusible	25-31,5 / 63-80	25-31,5 / 63-80
Sí	Sí	Sí
Sí (en panel lateral)	Sí (en panel lateral)	Sí (en panel lateral)
No	No	No
----	----	----
----	----	----

transformador y un módulo de servicios auxiliares (SSAA) con corriente limitada mediante fusibles. En resumen, el parque estará definido por 7 módulos en su totalidad. Los módulos tendrán una tensión nominal de 36 kV (fijada por las celdas blindadas) y una corriente de barras de 1250 A. La corriente nominal de las derivaciones variará según el módulo utilizado.

Figura 86: Esquema celdas subestación de MT/AT

- Celda de SSAA: Intensidad nominal limitada por fusible de 200 A.
- Celda de línea con seccionador de cables:

Intensidad de 630 A

- Celda de transformador: 1250 A

Otra aparamenta necesaria en la subestación eléctrica es:

- Interruptores automáticos en SF6 (SF1-G): Estos interruptores utilizan SF6 como medio de interrupción y aislamiento, funcionando según el principio de "soplado". Los contactos del interruptor se abren y cierran a una velocidad independiente de la acción del operador. El mecanismo de accionamiento permite ciclos de cierre rápidos y también remotos.
- Seccionador de 3 posiciones (Abierto, cerrado y puesta a tierra): Este seccionador tiene la capacidad de cerrar con intensidad de cortocircuito, tanto para el seccionador como para el seccionador de puesta a tierra, a través del interruptor automático. Se opera mediante una palanca de accionamiento que selecciona la maniobra a través de un selector. Los enclavamientos del sistema garantizan que solo se realicen las maniobras permitidas.
- Interruptor-seccionador: Este dispositivo combina las funciones mencionadas anteriormente. El interruptor es de clase E3/M0 y tiene una capacidad de interrupción de **630 A**. El conjunto tiene una intensidad nominal de corta duración de 25 kA/1s.

- Fusibles: Estos fusibles, de tipo CF, se alojan en la cuba de gas SF6. Están diseñados para que se fundan en caso de alcanzar la corriente de corto y asegurar el funcionamiento de los SSAA.
- Transformadores de tensión, transformadores de corriente y sensores de tensión.

Al parque de Media Tensión se le añadirá también las protecciones básicas listadas a continuación:

- Embarrado:
 - o Interruptor automático (52)
 - o Seccionador (89)
 - o Diferencial (87B)
 - o Frecuencia (81)
 - o Sobretensión (59)
- Interruptores
 - o Fallo de interruptor (50S-62)
 - o Mínima tensión (27)
 - o Sincronismo (25)
 - o Osciloscopio



Figura 87: Ejemplo de conexión de un TI con cuatro devanados

14.1.4.2 Transformador de potencia MT/AT

El transformador de potencia servirá para transformar la tensión de 30 kV que viaja por los cables submarinos a la tensión de red de 220 kV. Para ello, el transformador de potencia tendrá una

relación de 30/220 kV y una potencia aparente de 150 MVA. Se instalará en la parte exterior de la subestación. Será trifásico y los arrollamientos estarán sumergidos en aceite. A continuación, se muestran los datos técnicos y eléctricos

Clase de servicio	Continuo
Clase de corriente	Trifásica
Nivel de tensión AT/BT (kV)	220/30
Frecuencia (Hz)	50
Potencia nominal (MVA)	150
Clase de refrigeración	ONAN/ONAF
Potencia por arrollamiento (MVA):	
ONAN	120
ONAF	150
Conexión AT	Estrella con neutro accesible
Conexión BT	Triángulo
Grupo de conexión	YNd11
Dispositivo de cambio de tensiones:	
Lado AT	Regulación en carga (21 pos)
Normas	IEC-UNE

Figura 88: Datos técnicos y eléctricos del transformador de potencia

Los arrollamientos del transformador estarán compuestos por conductores de cobre electrolítico sin impurezas, aislados en papel y sin soldaduras. La disposición relativa de los devanados de cobre y el tipo de bote bobinado serán determinados en fases posteriores del proyecto.

Los materiales utilizados serán insolubles y químicamente inactivos en presencia de aceite caliente. Después de impregnarse con aceite dieléctrico, las bobinas y el núcleo serán ensamblados por completo y sometidos a un proceso de secado al vacío para eliminar cualquier humedad y aceite de los materiales aislantes.

El núcleo del transformador trifásico estará compuesto por tres columnas. Su construcción se realizará de manera que se reduzcan al máximo las corrientes parásitas. El núcleo estará fabricado con chapas de acero al silicio de grano orientado, que ofrecen bajas pérdidas por histéresis y alta permeabilidad magnética. Cada chapa estará recubierta con un material aislante resistente al aceite caliente. Además, se garantizará que las chapas estén libres de impurezas y tengan una superficie

perfectamente plana. Para elegir la tensión nominal del cable se utilizará la tabla adjunta que está basada en la norma IEC60502.

El aceite será del tipo mineral aislante y deberán cumplir las especificaciones de las siguientes normativas para evitar futuros problemas en el funcionamiento del transformador:

Análisis	Normativa	Límite
Contenido en agua, valoración Karl-Fischer (ppm)	UNE-EN 60814:1999	<20
Tensión de ruptura dieléctrica (kV/2,5 mm)	UNE-EN 60156:97	>50
Índice de neutralización (mg KOH/g)	PT-QUI-25 Ed 02	<0,15
Tangente del ángulo de pérdidas dieléctricas (Tag DELTA) 90°C	UNE 60247:04	<0,20
Aspecto Visual*	ISO 2049:96	LIMPIO
Índice de Color*	ISO 2049:96	<4

Figura 89: Normativa aplicable para el análisis de transformadores

Dispondremos además de varias medidas de protección para el transformador, que se clasificarán en función de su causa:

Causas	Tipo Efecto	Protección
Cortocircuito	Mecánico	Protección diferencial Liberador de presión
Sobreintensidad Defectos de refrigeración Defectos de gases en aceite	Térmico	Relé de imagen térmica Relé Buchholz
Sobretensiones Nivel de aceite	Dieléctrico	Protección diferencial Autoválvulas Protección sobreintensidad Relé Buchholz Nivel de aceite

Figura 90: Medidas empleadas para proteger el transformador

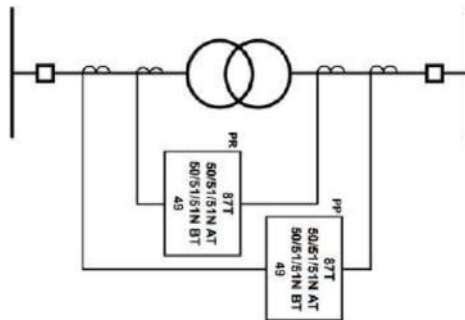


Figura 91: Esquema protecciones transformador

Aceite

El aceite será del tipo mineral aislante y deberán cumplir las especificaciones de las siguientes normativas para evitar futuros problemas en el funcionamiento del transformador. Además, se sugiere llevar a cabo análisis periódicos para monitorear el nivel de gases disueltos en el aceite. Los gases comúnmente encontrados en aceites dieléctricos de este tipo, y que se recomienda controlar, incluyen CO₂, CH₄, C₂H₆, C₂H₂, H₂, O₂, N₂, CH₄ y CO. El sistema de preservación de aceite se realiza mediante desecadores.

Depósito de recogida de aceite

El depósito se asegurará a la cuba del transformador mediante ménsulas, ubicado en la tapa para minimizar el espacio en planta. Está diseñado para funcionar en pleno vacío. El depósito

conservador tendrá una capacidad suficiente para evitar que el nivel de aceite descienda por debajo de los flotadores del relé Buchholz cuando se alcanza una diferencia de temperatura de 120 °C. Además, cumplirá con la sobrecarga establecida por la norma UNE 20110 sin derramar aceite a través del conservador.

Estará dividido en tres secciones independientes y estancas: una para el cambiador de tomas en carga y las dos cajas de aceite mencionadas. Cada sección contará con un tapón de llenado, una válvula de vaciado, una válvula de expansión para la cuba y el depósito correspondiente, un indicador de nivel magnético con dos contactos de alarma en caso de nivel de aceite bajo, y un indicador de nivel óptico.

Cada sección del depósito conservador estará equipada con un secador de aire que utiliza silicagel: uno para la cuba del depósito, otro para las cajas adaptadoras de aceite y otro para la sección del depósito del cambiador de tomas. Todos los secadores de aire contarán con una mirilla de cristal alargada que permite visualizar su contenido y se ubicarán a una altura máxima de 1.5 m.

Cuba:

La cuba del transformador estará construida con chapas de acero de bajo contenido de carbono, adecuadas para soldadura, y reforzada con perfiles de acero. Forma parte de un cuerpo único e indivisible, al cual se le atornillará la tapa, y las juntas de las chapas serán resistentes al aceite caliente. En el interior de la cuba se han incorporado guías necesarias para mantener el núcleo, junto con sus arrollamientos, en la posición correcta al ser insertados o extraídos. Además, se ha dejado suficiente espacio entre el núcleo y el fondo de la cuba para recoger los sedimentos.

Todas las bridas, juntas, anillos de montaje, y otras partes fijadas a la cuba están unidas mediante soldadura. El diseño minimiza las aperturas necesarias para facilitar el montaje y el mantenimiento posterior, garantizando dimensiones adecuadas tanto en forma circular como rectangular. Vendrá equipada con dos terminales para la puesta a tierra, ubicados en los extremos opuestos de la parte inferior, y preparados para conectar un conductor de cobre. La grapa suministrada también permite la conexión de un cable de tierra en forma de bucle.

Relé Buchholz:

El relé Buchholz se instalará en la tubería que conecta la cuba del transformador con el depósito de expansión, donde se llenará con aceite durante el funcionamiento. Cuando se detecta la presencia de gas en el aceite del transformador, este se eleva hacia el depósito de expansión, ubicado en la parte superior del transformador, pasando a través de la cámara del relé. Esto resulta en una disminución del nivel de aceite, lo cual activa un interruptor que genera la alarma correspondiente del transformador: el relé Buchholz. Es importante que el gas no pase del interior del relé hacia la tubería antes de que se active la alarma.



Figura 92: Relé Buchholz de un transformador de potencia

14.1.4.3 Parque de Alta Tensión

El parque de alta tensión cubre la apartamentada de salida de la línea de 220kV. Para ello, Se empleará un sistema híbrido de aislamiento (HIS) instalado en la parte exterior de la subestación, que tendrá una cámara compacta con la totalidad de los elementos necesarios aisladas en gas SF₆. El modelo concretamente usado es el sistema es PASS M0S 245kV fabricado por la empresa Hitachi Energy [25]. El sistema PASS M0S 245kV pertenece a la serie PASS (Plug and Switch System), que recoge todas las funciones de una posición en un módulo compacto. El diseño híbrido emplea componentes metálicos aislados en SF₆, como interruptor automático, seccionador combinado y

interruptor de puesta a tierra. La conexión con otros equipos dentro de la subestación se realiza mediante pasamontañas compuestos y barras colectoras aisladas en aire.

Entre los componentes del módulo destacan:

- Interruptor
- Seccionadores de PaT
- TT y TI
- Sensores de tensión
- Opción de conexión de líneas
- Opción de accionamiento del motor

Los datos técnicos y eléctricos del módulo son los presentados a continuación:

Tensión nominal	245 kV
Corriente de Cortocircuito	50 kA
Corriente nominal	4000 A
Interruptor	<i>Double-motion, self-blast</i>
Frecuencia	50/60 Hz
Mecanismo de operación	Muelles
Nivel de aislamiento a frecuencia industrial (50 Hz)	460 kV
Nivel de aislamiento a onda de impulso tipo rayo	1050 kV

Figura 93: Características PASS M0S 245kV



Figura 94: PASS M0S 245 kV de Hitachi

Sistema de protecciones:

La línea de salida también contará como el transformador con dos sistemas de protección, uno principal y otro redundante. Contendrán las protecciones estándar:

Protección principal:

- Diferencial (87L)
- Distancia (21-1°, 21-2°, 21-3°)
- Sobreintensidad direccional (67N) o Reenganchador (79)
- Localizador
- Osciloscopio

Protección de respaldo (redundante)

- Distancia (21-1°, 21-2°, 21-3°)

- Sobreintensidad direccional (67N) o Reenganchador (79)
- Localizador
- Osciloscopio

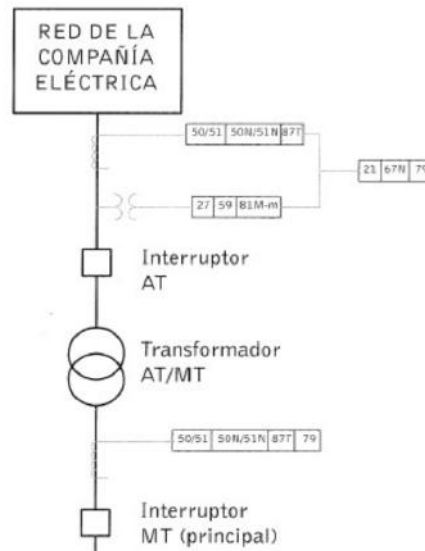


Figura 95: Sistema de protecciones en la subestación AT/MT

14.1.4.4 Cableado Alta Tensión

La selección del cable que AT dependerá claramente de la potencia y la tensión que tendrá que soportar. La línea de alta tensión tendrá que soportar una potencia de 144 MW (la del parque) y una tensión fija de 220 kV, con un factor de potencia de 0,9. El modelo de cable que se ha empleado es el cable XLPE de ESTRALIN HVC para la tensión de 220 kV, de Aluminio y de sección 400 mm². En los anexos se presentará el catálogo de dicho cable. En el Anexo III se presentan los cálculos y en el Anexo IV los catálogos de los cables empleados.

15. AHORRO Y CONTAMINACIÓN EVITADA

En este apartado se pretende evaluar la contaminación que se ha evitado empleando una fuente de recursos renovable: la energía eólica. Las fuentes eólicas son infinitas, es decir no se agotan, y sustituyen aquellas fuentes con un alto poder calorífico inferior (PCI) que emiten más gases de efecto invernadero en su combustión. Para poder estimar dicha contaminación evitada, se tiene en cuenta la electricidad que genera el parque eólico marino, y con los rendimientos de generación para cada central, se obtiene la energía necesaria y a su vez las toneladas equivalentes de petróleo (TEP/año). Los rendimientos de generación se han obtenido de la página de IDAE, partiendo de la base que el parque eólico vierte a la red 576,41 GWh anuales. De este modo, el ahorro de energía en TEP es:

Tecnología	Rendimiento generación	Energía necesaria (GWh)	TEP/año
GN CC	55%	1.048	90.113
GN CA	35%	1.647	141.607
C. Nuclear	38%	1.517	130.427
C.T Carbón	37%	1.558	133.952

Tabla 10: Ahorro de energía anual

De haber empleado alguna de las tecnologías mostrada en la Tabla 10, se hubiera utilizado más materia prima para la generación y haber contribuido a emisión de gases de efecto invernadero tras su combustión. A continuación, se muestra las toneladas de CO₂, de NO_x y de SO_x evitadas utilizando una fuente de energía renovable:

t/año	CC (GN)	CT Carbón
CO ₂	317.026	576.410
NO _x	11.528	328.554
SO _x	58	213.272

Con los resultados anteriores, se puede observar el beneficio de instalar un parque eólico marino en lo que concierne a reducción de emisión de gases de efecto invernadero, así como el ahorro energético que supone.

16. IMPACTO AMBIENTAL

El emplazamiento seleccionado se encuentra cerca del Puerto de Tarifa, que es un puerto pesquero, comercial, de pasajeros y deportivo perteneciente a la provincia marítima de Algeciras. Esta ubicación conlleva un tráfico marítimo activo en la zona, lo cual requiere tomar precauciones especiales para proteger la navegación y la vida humana.

En cuanto a los aeropuertos más cercanos, se encuentran el aeropuerto de Jerez de la Frontera, con un tráfico anual ligeramente superior a un millón de pasajeros, el aeropuerto de Gibraltar, con un tráfico superior a medio millón de pasajeros, y el aeropuerto de Algeciras, con un tráfico limitado de alrededor de 40.000 pasajeros, según datos estadísticos recopilados por AENA en 2018 [26]. Aunque la zona de estudio no experimenta un tráfico aéreo intenso, aún se deben establecer medidas específicas para proteger la navegación aérea y la vida humana. Además, debido a la configuración elegida para el enterramiento de los cables marinos de las líneas de evacuación de energía eléctrica, no es necesario tomar medidas adicionales de señalización y balizamiento de los cables.

Por último, durante las fases de construcción y desmantelamiento, se deben aplicar requisitos específicos de obra, que se incluirán en el Plan de Seguridad y Salud, entre otros documentos, para garantizar la seguridad y salud de los trabajadores y minimizar los impactos ambientales.

Para garantizar la protección del tráfico marítimo, se establecen las siguientes medidas de señalización y balizamiento. Según la Recomendación O-139 de la IALA (Asociación Internacional de Autoridades de Faros) [27] sobre Señalización de Estructuras Artificiales Fuera de la Costa (edición 2, diciembre de 2013) se requiere una señalización visual tanto a nivel individual como global para todo el parque, así como una señalización acústica individual. La torre meteorológica que se instalará en el parque debe tratarse como cualquier otro aerogenerador dentro del parque.

La señalización visual para cada aerogenerador debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Altura de colocación: entre 6 y 30 metros sobre la marea astronómica máxima (HAT).

- Rango nominal mínimo: 10 millas náuticas, considerando la iluminación de fondo.
- Frecuencia mínima de iluminación: 1/15 segundos.
- Características de la luz: letra Morse U.
- Haz proyectado de tal manera que la luz sea visible desde las cercanías de la estructura hasta alcanzar su máximo alcance luminoso.

Además, se requiere que cada aerogenerador esté pintado desde la marea astronómica máxima (HAT) hasta una altura de 15 metros. Se utilizarán bandas amarillas de 2 metros de altura, con una separación de 2 metros entre bandas consecutivas. En la propuesta también se adopta la recomendación de colocar paneles identificadores para cada aerogenerador. Estos paneles contarán con letras negras de un metro de altura sobre un fondo amarillo y estarán equipados con iluminación para ser visibles durante la oscuridad.

Estas medidas garantizarán una adecuada señalización y visibilidad de los aerogeneradores, cumpliendo con los requisitos de seguridad establecidos para el parque eólico.

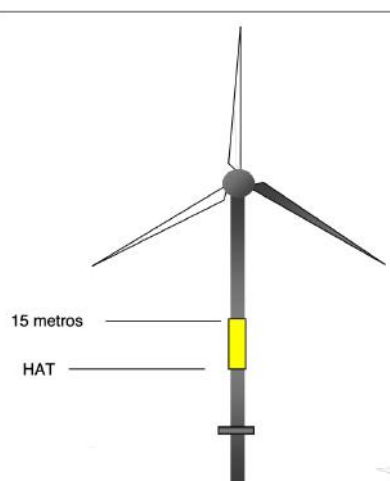


Figura 96: Señalización marcas amarillas en aerogenerador

Además, se establecerá un perímetro de seguridad alrededor del parque mediante boyas de balizamiento global. Estas boyas contarán con un dispositivo de señalización foto-luminiscente para garantizar su visibilidad. El perímetro de seguridad abarcará unas dimensiones aproximadas de 8 x 3,6 km, teniendo en cuenta un margen de seguridad respecto a los aerogeneradores de aproximadamente

media milla náutica. Las boyas estarán separadas por una distancia aproximada de una milla náutica, lo que resultará en un total de 12 boyas en el perímetro de seguridad. Estas medidas asegurarán la delimitación clara y segura del área del parque eólico para proteger tanto la navegación marítima como los propios aerogeneradores.

17. ASPECTOS SOCIOECONÓMICOS

La construcción de una instalación industrial, como un parque eólico, desempeña un papel clave en el impulso de la industria, la demografía y la economía de la zona en la que se encuentra.

Se han identificado diversos beneficios socioeconómicos principales, entre los que se destacan:

- Generación de empleo en la zona: en lo que concierne este aspecto, es importante distinguir el impacto en las diferentes fases del proyecto. Durante la fase de construcción, se produce un aumento significativo en la oferta de empleo, tanto directa, a través de la contratación de mano de obra para las tareas de construcción, como indirecta, debido al efecto multiplicador que genera la presencia de trabajadores en la zona. Esto se refleja en la creación de nuevos empleos en el sector terciario, como hostelería, restauración, servicios sanitarios y protección civil, entre otros. Durante la fase de explotación, si bien el impacto es menor en comparación con la fase de construcción, las actividades de operación y, especialmente, el mantenimiento continuo del parque, siguen generando empleo y contribuyen de manera dinamizadora en la zona. Se estima que durante la fase de construcción se generarán en promedio 200 puestos de trabajo.
- Mejora de infraestructura ya existente: preparar la zona para la construcción del parque eólico implica inevitablemente una renovación o fortalecimiento de la infraestructura civil, que abarca aspectos como la ampliación de carreteras, la construcción de nuevos accesos, puentes o pasos a nivel, así como la expansión de las instalaciones portuarias, entre otros.
- El aumento de la actividad en la zona: se ofrece una oportunidad para un aprovechamiento eficiente, considerando el concepto de usos compatibles. Por ejemplo, dado que un parque eólico marino aún es una novedad en este país, se podría promover la creación de un centro científico que explique conceptos relacionados con estos parques. Además, se podría establecer una fundación para difundir el conocimiento sobre aves marinas y construir un mirador que promueva su observación y estudio. Adicionalmente, otra opción sería incentivar nuevas actividades de pesca sostenible y mejorar el hábitat de escollera para favorecer la biodiversidad marina. Por último, sería beneficioso considerar la integración de otras instalaciones de

aprovechamiento energético, como paneles solares, turbinas hidráulicas o dispositivos de energía mareomotriz.

18. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

La mayoría de los países están optando por las energías renovables como solución sostenible debido a que provienen de fuentes naturales inagotables y son limpias, sin emisión de contaminantes. La transición hacia una generación más limpia está estrechamente vinculada a las técnicas y recursos disponibles, y a medida que se avanza en la búsqueda de nuevas formas de generar energía limpia, se lograrán más rápidamente los objetivos establecidos en los planes gubernamentales. La transición a un sistema de generación de energía más limpio y sostenible es un objetivo importante para muchos países y se están llevando a cabo esfuerzos significativos para lograrlo. Al mejorar las técnicas y recursos disponibles para generar energía renovable, pues, se avanzará hacia un futuro más sostenible y sin contaminación.



Figura 97: Objetivos para el Desarrollo Sostenible

Los objetivos de Desarrollo Sostenible son metas adoptadas por los líderes mundiales en 2015 que tienen como fin eliminar la pobreza, así como consolidar prosperidad para todos. Estos objetivos deben alcanzarse en los próximos 15 años. Los objetivos son los presentados a continuación:

Objetivo 7, Energía sostenible y no contaminante: La tecnología eólica ha evolucionado y los incentivos gubernamentales han aumentado la capacidad de generación y reducido los costos de instalación, lo que ha impulsado la adopción masiva de energías renovables. Además, la generación de energía renovable evita la dependencia de la energía combustible, emisora de gases de efecto invernadero.

Objetivo 8: Trabajo decente y crecimiento económico: La construcción y operación de parques eólicos marinos generan empleo y trabajo decente en diversas etapas del proceso. Se requiere personal para la planificación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones. Esto contribuye a aumentar las oportunidades de empleo en la industria de las energías renovables, lo que es coherente con el objetivo de empleo pleno y productivo. Además, los componentes demandados para este tipo de construcción requerirían innovación y desarrollo de tecnologías más limpias y eficientes, lo que contribuye a un crecimiento económico sostenible. Otro aspecto para tener en cuenta es la construcción y operación de parques eólicos marinos, que requieren trabajadores capacitados en áreas como ingeniería, logística, operaciones marítimas y mantenimiento. Esto puede impulsar programas de formación y capacitación para dotar a las personas de las habilidades necesarias para participar en la industria de energía eólica, promoviendo así el trabajo decente y la formación laboral.

Objetivo 9, Industria, Innovación e Infraestructura: El proyecto incluye la modernización de la infraestructura con el objetivo de mejorar el sistema de carreteras para el transporte de materiales y fortalecer el sistema eléctrico para brindar una mayor seguridad y calidad en la cobertura de la demanda. La mejora en los viales será una ventaja para los habitantes de la zona.

Objetivo 13: Acción por el clima: La generación eléctrica es una de las mayores fuentes de contaminación, pero la adopción de métodos de energía renovable reduce las emisiones de gases de efecto invernadero. Las tecnologías renovables permiten reemplazar las centrales más contaminantes con centrales térmicas clásicas o de ciclo combinado para lograr un sistema más sostenible con el medio ambiente.

19. ANÁLISIS Y VIABILIDAD ECONÓMICOS

A continuación, se muestra la inversión inicial para construir el parque eólico, junto con el beneficio industrial y los gastos generales. Se han establecido las ratios por cada MW del parque eólico, que luego se multiplicará por la cantidad de potencia instalada, 144 MW. Dichas ratios están escritas por cada MW instalado en el parque eólico [28] [29].

Orden	Concepto	Importe (MM €/MW)
1.1	Aerogeneradores	0,3
1.2	Equipamiento	0,115
Total Turbinas y Equipamiento		0,415
2.1	Tendido cables submarinos	0,1
2.2	Cimentaciones	0,3
Total Infraestructura marina		0,4
3.1	Conductores MT/AT	0,1
3.2	Cabinas MT	0,2
3.3	Interconexión AT	0,15
3.4	Apararmenta Subestación eléctrica	0,1
Total Subestación Eléctrica		0,55
4.1	Montaje Turbinas	0,3
4.2	Montaje Cimentaciones	0,1
4.3	Montaje eléctrico del parque eólico	0,1
Total Instalación y Construcción		0,5
5.1	Investigación de viabilidad	0,01
5.2	Permisos regulatorios	0,07
5.3	Estudio medioambientales	0,01
Desarrollo y permiso		0,09
6	Conexión a la red	0,1
Conexión a la red		0,1
7.1	Financiación del proyecto	0,05
7.2	Gestión administrativa	0,05
Gastos Financiamiento y Administrativos		0,1
Contingencias		0,011
Total Inversión Parque Eólico		2,17 M €/MW
		311,87 M €

Tabla 11: Presupuesto total del parque eólico

La inversión total del parque eólico asciende a **311,87 M €**. La empresa constructora tiene un 30% de patrimonio neto y un 70% de deuda, se explicará más detalladamente en el apartado 18.3.

19.1 DATOS DE PARTIDA PARA LA VIABILIDAD ECONÓMICA

El estudio de viabilidad económico-financiero se enfocará en evaluar los aspectos económicos del parque eólico marino para determinar su rentabilidad financiera. El estudio se basará en las siguientes suposiciones:

Según el estudio del recurso eólico en el capítulo 9, se estima una producción de 576,42 GWh/año, con un factor de carga del 46 %. Esto equivale a 4003 horas de funcionamiento al año, considerando una potencia nominal de 144 MW. Se considerará además una vida útil de **30 años** para el parque, comenzando la producción al 100% de potencia y alcanzando el máximo factor de potencia en 2026. Se tienen en cuenta 3 años desde el inicio del proyecto, teniendo en cuenta el período de tramitación y construcción.

Potencia parque eólico	0,144 GW
Energía producida	638,283 GWh
Pérdidas totales	0,90307
Energía vertida a red	576,41 GWh
Tiempo equivalente a potencia nominal	4002,88 h
Factor de capacidad	46%

En lo que concierne al precio de venta de energía, actualmente se está experimentando una crisis energética debido al conflicto ruso de la invasión de Ucrania. Esto ha llevado a un aumento significativo de los precios. Para establecer la hipótesis sobre el precio de la energía, se tendrán en cuenta los precios de casación de los últimos 3 años (OMIE), así como los mercados de futuros en este ámbito para obtener alguna referencia sobre su evolución a lo largo del tiempo. Además, es importante tener en cuenta que en 2020 y parte de 2021, los precios descendieron debido a la pandemia de COVID-19, que alteró los patrones de consumo, lo que dificulta la interpretación de los datos. La ocurrencia de eventos tan impredecibles ha generado una alta fluctuación en los precios de la energía. Se pretenderá estimar el precio de la energía dentro de tres años aproximadamente (fecha que quedará por finalizado el parque eólico).



Tabla 12: Precios diarios Mercado Eléctrico Español (Julio 22-Julio23). Fuente. OMIE

Año de estudio	Periodo	Precio medio aritmético	Precio máximo	Precio mínimo	Energía mercado	Energía bilaterales
2020	Enero-Diciembre	33,96	68,90	1,02	174.811,6	66.421,3
2021	Enero-Diciembre	111,93	409,00	0,01	176.491,5	71.716,9

Figura 98: Precio electricidad en 2021 y 2020. Fuente: OMIE

Año de estudio	Periodo	Precio medio aritmético	Precio máximo	Precio mínimo	Energía mercado	Energía bilaterales
2021	Enero-Diciembre	111,93	409,00	0,01	176.491,5	71.716,9
2022	Enero-Diciembre	167,53	700,00	0,00	174.672,8	86.959,5

Figura 99: Precio electricidad en 2021 y 2020. Fuente: OMIE

Con un precio medio aritmético de 33,96 €/MWh en 2020, de 111,93 €/MWh y 167,53 €/MWh, se observa que los precios van al alza, pero debido a acontecimientos no recurrentes que están pasando. Se asume que el precio a tres años vista irán a la baja, por lo que en 2025, año en el que el parque eólico estará operativo, se supondrá que los precios se estabilizarán a los fijados previamente a la pandemia y la guerra de Ucrania. Para el estudio de viabilidad económica, se ha realizado un estudio de sensibilidad que varía el precio de la energía y la tasa de descuento, obteniendo distintos VAN's para cada alternativa. Se ha querido realizar esta tabla de sensibilidad para entender mejor la volatilidad que está sufriendo el mercado eléctrico con el precio de la energía, y con la incertidumbre debido a causas ajenas previamente mencionadas. Para el resultado estándar que se presentará, se ha fijado un

precio de electricidad de 60 €/MWh, con un valor de inflación del 1,5%, como se mencionará más adelante en la sección 18.3.

Year of estudio	Periodo	Precio medio aritmético	Precio máximo	Precio mínimo	Energía mercado	Energía bilaterales
2018	Enero-Diciembre	57,29	84,13	2,06	184.354,8	66.844,7
2019	Enero-Diciembre	47,68	74,74	0,03	177.936,8	69.669,1

Figura 100: Precio electricidad en 2018 y 2019. Fuente: OMIE

19.2 GASTOS DE EXPLOTACIÓN

Se han asumido los siguientes gastos de explotación para el análisis económico:

Operación y mantenimiento (O&M) aerogeneradores	291.000,00 €
O&M del parque (excepto aerogeneradores)	252.000,00 €
Terrenos	246.000,00 €
Administración	45.000,00 €
Personal	105.000,00 €
Seguros	135.000,00 €
Otros gastos de explotación	150.000,00 €
Total	1.224.000,00 €

19.3 HIPÓTESIS ECONÓMICAS

La viabilidad económica depende de diversos factores económicos mostrados a continuación. Se han fijado varias hipótesis, tanto operativas como fiscales y financieras, para ello:

Suposiciones operativas	
Incremento Tarifa	1,5%
Precio €/MWh	60
Energía vertida a la red (GWh)	576,41
Costes de explotación (k€)	1.224
Inversión inicial inmovilizado (k€)	311.870
Inversión anual inmovilizado (% inicial)	0,5%
Vida útil (años)	30
Suposiciones fiscales	
Impuesto por generación	7%
Impuesto sociedades	35%
Suposiciones financieras	
NOF (% de ventas)	7%
% Patrimonio neto	30%
Coste deuda	5%
Coste Patrimonio neto (mediante CAPM)	11%
Beta levered	1,50
Risk free	3%
R market	8%
WACC	5,4%
Notas	
<i>Estructura deuda (70%)-PN (30%)</i>	
<i>Sin inflación (costes y precios constantes)</i>	
<i>Reinversión de inmovilizado del 0.5% cada año</i>	

Tabla 13: Hipótesis para estimar viabilidad económica

Se ha supuesto un incremento de tarifa del 1,5% y un precio de electricidad fijado a 60 €/MWh, y una vida útil del parque eólico de 30 años. En lo que concierne a las suposiciones fiscales, se impone un impuesto por generación del 7% y de sociedades del 35%. Para calcular la tasa de descuento (WACC), se ha estimado antes el coste de capital, así como el coste de deuda. La ecuación para calcular el WACC es la mostrada a continuación:

$$WACC = \frac{\text{Patrimonio neto}}{\text{Presupuesto}} \times (\text{Coste P.N}) + \frac{\text{Deuda}}{\text{Presupuesto}} \times (\text{Coste Deuda}) \times (1 - \text{Impuesto Sociedades})$$

Los datos necesarios para calcular el WACC son los presentados en la Tabla 13. Para calcular el coste de Patrimonio Neto se emplea la siguiente ecuación:

$$\text{Coste P.N} = R_f + \beta_l \times (R_m - R_f)$$

Donde:

- R_f es *Risk free*, que se ha fijado al 3% [30].
- β_l , *Beta levered*, es el riesgo que se toma de la actividad en una región. Este parámetro se ha tomado el mismo que el de una empresa encargada de realizar los mismos proyectos que los del parque eólico en cuestión (en este caso, se ha escogido VESTAS). Se ha escogido un valor de beta de 1,5 [31].
- R_m , riesgo de mercado, se ha empleado una media del mercado IBEX35 obteniendo un 8%.

El coste del Patrimonio Neto queda un 11%, como se muestra en la Tabla 13. Se muestra a continuación la tabla de Cuenta de Pérdidas y Ganancias y la del Flujo de Caja.

Cuenta de PyG ('000 €)	Inicial	1	2	3	4	5	24	25	26	27	28	29	30	
Ingresos de Explotación		34.585	35.103	35.630	36.164	36.707	48.708	49.439	50.180	50.933	51.697	52.473	53.260	
- Costes de explotación		-1.224	-1.224	-1.224	-1.224	-1.224	-1.224	-1.224	-1.224	-1.224	-1.224	-1.224	-1.224	
- Impuesto por generación		-2.421	-2.457	-2.494	-2.532	-2.569	-3.410	-3.461	-3.513	-3.565	-3.619	-3.673	-3.728	
- Amortización		-10.396	-10.458	-10.458	-10.458	-10.458	-10.458	-10.458	-10.458	-10.458	-10.458	-10.458	-10.458	
Beneficio antes de impuestos		20.544	20.964	21.454	21.951	22.455	33.617	34.296	34.986	35.686	36.396	37.117	37.849	
- Impuesto de sociedades		-7.190	-7.337	-7.509	-7.683	-7.859	-11.766	-12.004	-12.245	-12.490	-12.739	-12.991	-13.247	
Beneficio operativo		13.354	13.627	13.945	14.268	14.596	21.851	22.292	22.741	23.196	23.658	24.126	24.602	
Free Cash Flow ('000 €)														
+ Amortización		10.396	10.458	10.458	10.458	10.458	10.458	10.458	10.458	10.458	10.458	10.458	10.458	
- Inversión immobilizado		-311.870	-1.559	-1.559	-1.559	-1.559	-1.559	-1.559	-1.559	-1.559	-1.559	-1.559	-1.559	
- Inversión en NOF (7% incremento ventas)		-2.421	-36	-37	-37	-38	-50	-51	-52	-53	-53	-54	-55	
FCF		-311.870	19.769	22.489	22.807	23.129	23.457	30.699	31.140	31.587	32.042	32.503	32.971	33.446

Tabla 14: Cuenta de pérdidas y ganancias y Flujo de Caja

- En la amortización de la Cuenta de PyG, se considera una cantidad de 311.870 k€ dividido entre los años útiles del parque añadiendo también la inversión del movilizad amortizado a 30 años también.
- La inversión del NOF va aumentando conforme el aumento de la tarifa de electricidades, ya que se ha considerado un aumento del precio del 1,5%.

Para los valores marcados en las hipótesis, se obtienen los siguientes valores de Van y TIR:

Valor proyecto (VAN) 62.937.551 €
TIR 6,3%

Se ha obtenido un valor de proyecto de 62,94 MM € y una tasa interna de rentabilidad del 6,3% suponiendo una vida útil del parque eólico de 30 años. Dados los resultados se puede concluir que la construcción y funcionamiento del parque eólico sale rentable a largo plazo.

19.3.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Al ser el precio de la electricidad muy volátil un año respecto al otro (como ya se ha visto anteriormente), es necesario estudiar mediante un análisis de sensibilidad cómo cambia el valor actual neto (VAN) y la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) en función del precio fijado de la electricidad así como con la tasa de descuento. En el Flujo de Caja presentado, se ha fijado un precio de 60 €/MWh y una tasa de descuento del 5,4%. A continuación, se muestra los VAN's en función de estos dos grados de libertad:

Análisis de sensibilidad VAN ('000 €)						
62.938	40,00	50,00	60,00	70,00	80,00	90,00
4%	-2.417	66.526	135.469	204.413	273.356	342.300
5%	-37.692	22.367	82.426	142.485	202.544	262.603
6%	-66.391	-13.668	39.056	91.779	144.502	197.226
7%	-89.857	-43.234	3.389	50.012	96.634	143.257
8%	-109.130	-67.617	-26.104	15.408	56.921	98.434

Tabla 15: Análisis de sensibilidad con Precio electricidad y tasa de descuento con grados libertad. Eje vertical: Tasa de descuento. Eje horizontal: Precio de la electricidad en €/MWh. VAN en k€

Se puede observar que a medida que el precio de la electricidad aumenta, el valor actual neto aumenta ya que se incrementan los ingresos, mientras que cuanto mayor sea la tasa de descuento, menor es el valor de proyecto. Para los rangos que se espera que el precio varíe (basados en los datos históricos y la estimación de comportamiento de estos en el futuro), que variarán entre 60 €/MWh y 70 €/MWh, los valores de proyecto se mantienen positivos. Esto implica que el proyecto saldrá rentable para un rango amplio de precios en los que puede variar el precio de la electricidad.

20. PLANIFICACIÓN

Se muestra a continuación la planificación del parque eólico marino. El proyecto se ejecutará en 3 años, dividiéndolos en trimestres, como se muestra en la Tabla:

	AÑO 1				AÑO 2				AÑO 3			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Ingeniería básica												
Proyecto básico												
EIA												
Ingeniería de Detalle												
Obra civil												
Instalaciones eléctricas												
Ingeniería de desarrollo												
Gestión de Compras												
Obra civil												
Instalaciones eléctricas												
Obra civil terrestre												
Obra civil marina												
Instalación aerogeneradores												
Otras instalaciones												
Control de calidad y puesta en marcha												

Tabla 16: Planificación ejecución parque eólico

21. CONCLUSIONES

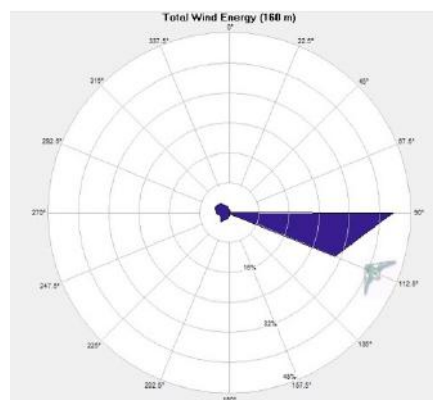
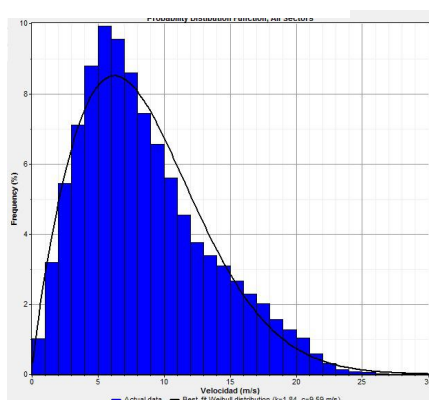
Se puede concluir que el diseño del parque eólico es rentable a nivel económico, así como medioambiental y social.

Primeramente se ha estudiado el emplazamiento del parque eólico en función de su batimetría y otros aspectos como restricciones por fauna marina, sociales, etc. Tras un profundo estudio de las costas españolas, se fijó la costa de Cádiz como candidato para diseñar el parque eólico, a 15,3 km del poblado de Barbate. Las coordenadas exactas corresponden a **29 S 753337.00 m E, 4000072.00 m N**.

Gracias a las simulaciones realizadas por Windographer y WASP, se ha confirmado que el recurso eólico disponible es favorable y se puede obtener una cantidad de electricidad vertida a la red de 576,41 GWh/año. Con la simulación completada, era necesario estudiar la obra civil del parque eólico así como las instalaciones eléctricas imprescindibles para verter la energía a la red. Para ello, se diseñó las cimentaciones óptimas para los aerogeneradores y se hizo un estudio exhaustivo de la selección del aerogenerador idóneo. En lo que concierne a las instalaciones eléctricas, se evaluó el cableado y subestaciones de media y alta tensión. Su diseño y funcionamiento siguen las normas vigentes que garantizan su funcionamiento y su seguridad.

Potencia parque eólico	0,144 GW
Energía producida	638,283 GWh
Pérdidas totales	0,90307
Energía vertida a red	576,41 GWh
Tiempo equivalente a potencia nominal	4002,88 h
Factor de capacidad	46%

Figura 101: Rosa de vientos de energía y frecuencia de la velocidad del viento



Se ha procedido a estudiar también el impacto ambiental y social que tendría el funcionamiento del parque eólico marino, demostrando una vez más los beneficios ambientales que supone su construcción. Finalmente, se ha evaluado la viabilidad económica del parque eólico asumiendo un precio fijo de 60 €/MWh con una tasa de descuento del 6,3%, obteniendo el siguiente resultado:

Valor proyecto (VAN) 62.937.551 €
 TIR 6,3%

También se ha estimado una tabla de sensibilidad en la que se muestra la variación del VAN en función del precio de la electricidad, ya que como muestran los datos históricos, el precio de la electricidad sufre una alta volatilidad en su valor. Se obtiene los siguientes datos:

Análisis de sensibilidad VAN ('000 €)							
	62.938	40,00	50,00	60,00	70,00	80,00	90,00
4%		-2.417	66.526	135.469	204.413	273.356	342.300
5%		-37.692	22.367	82.426	142.485	202.544	262.603
6%		-66.391	-13.668	39.056	91.779	144.502	197.226
7%		-89.857	-43.234	3.389	50.012	96.634	143.257
8%		-109.130	-67.617	-26.104	15.408	56.921	98.434

22. BIBLIOGRAFÍA

- [1] IDAE, «Eólica Marina,» [En línea]. Available: <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/eolica/eolica-marina>. [Último acceso: 12 08 2023].
- [2] «Hoja de Ruta Eólica Marina,» Diciembre 2021. [En línea]. Available: https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/idae/tecnologias/energias_renovables/eolica/Hoja_de_Ruta_para_el_desarrollo_de_la_Eolica_Marina_y_de_las_Energias_del_Mar_en_Espana_ES.pdf.
- [3] M. d. I. T. Ecológica, Diciembre 2021. [En línea]. Available: https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/eshreolicamarina-pdfaccesiblev5_tcm30-534163.pdf. [Último acceso: Abril 2023].
- [4] Expansión, «Expansión,» 7 Marzo 2023. [En línea]. Available: <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/electricidad-consumo/espana>.
- [5] R. E. Española, «Red Eléctrica Española,» [En línea]. Available: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-de-energias-renovables/viento/potencia-instalada-viento>. [Último acceso: 14 Abril 2023].
- [6] C. Alonso, «Conceptos básicos de la meteorología,» de *Con el viento a Favor*, Esteyco, 2015.
- [7] pfernandezdiez.es, «Aerogeneradores,» 2018.

- [8] IDAE, «Atlas Eólico Español,» Marzo 2023. [En línea]. Available:
https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_11227_e4_atlas_eolico_a_9b90ff10.pdf.
- [9] P. d. Estado, «Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda urbana,» [En línea]. Available: <https://www.puertos.es/en-us/oceanografia/Pages/portus.aspx>. [Último acceso: Marzo 2023].
- [10] M. p. I. T. Ecológica, «MITECO,» 1 Diciembre 2020. [En línea]. Available:
https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/evaluacion-ambiental/documento0resumenejecutivo_tcm30-518037.pdf. [Último acceso: 21 Marzo 2023].
- [11] A. E. Eólica, «aeeolica,» 20 Abril 2009. [En línea]. Available:
https://www.aeeolica.org/uploads/documents/562-estudio-estrategico-ambiental-del-litoral-espanol-para-la-instalacion-de-parques-eolicos-marinos_mityc.pdf.
- [12] B. d. E. Español, «BOE,» 20 Abril 2007. [En línea]. Available:
<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-14657>.
- [13] Miteco, «Zonificación para la ubicación de instalaciones eólicas marinas,» Enero 2023. [En línea]. Available: https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/Eolicas_marinas_Descargas.aspx.
- [14] IDAE, «Mapa Eólico Ibérico,» Marzo 2023. [En línea]. Available:
<https://www.mapaeolicoiberico.com/map;latitude=43.46687;longitude=-4.53907;altura=50;dato=micro>.

- [15] P. d. Estado, «SIMAR,» [En línea]. Available:
<https://portus.puertos.es/index.html?locale=es#/>. [Último acceso: 23 Marzo 2023].
- [16] M. d. T. Ecológica, 2019. [En línea]. Available:
https://www.miteco.gob.es/es/costas/temas/proteccion-medio-marino/parteimarcogeneralldmsud_tcm30-498366.pdf.
- [17] M. d. T. Ecológica, «Miteco,» 2023. [En línea]. Available:
<https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/biodiversidad-marina/espacios-marinos-prottegidos/red-areas-marinas-prottegidas-espana/red-rampe-index.aspx>.
- [18] R. N. 2000, «Miteco,» 2023. [En línea]. Available:
https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/biodiversidad-marina/espacios-marinos-prottegidos/red-natura-2000-ambito-marino/bm_emprot_rednat2000_zec_estrecho_alboran.aspx.
- [19] M. d. T. Ecológica, 2023. [En línea]. Available:
<https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/ospar.aspx>.
- [20] M. Traffic, «Marine Traffic,» 2023. [En línea]. Available:
<https://www.marinetraffic.com/en/ais/home/centerx:-6.3/centery:36.3/zoom:10>.
- [21] INE, Abril 2023. [En línea]. Available: <https://www.ine.es>.
- [22] M. d. Defensa, «Infraestructura de Datos Espaciales,» [En línea]. Available:
<https://ideihm.covam.es/visualizador/inicio>.

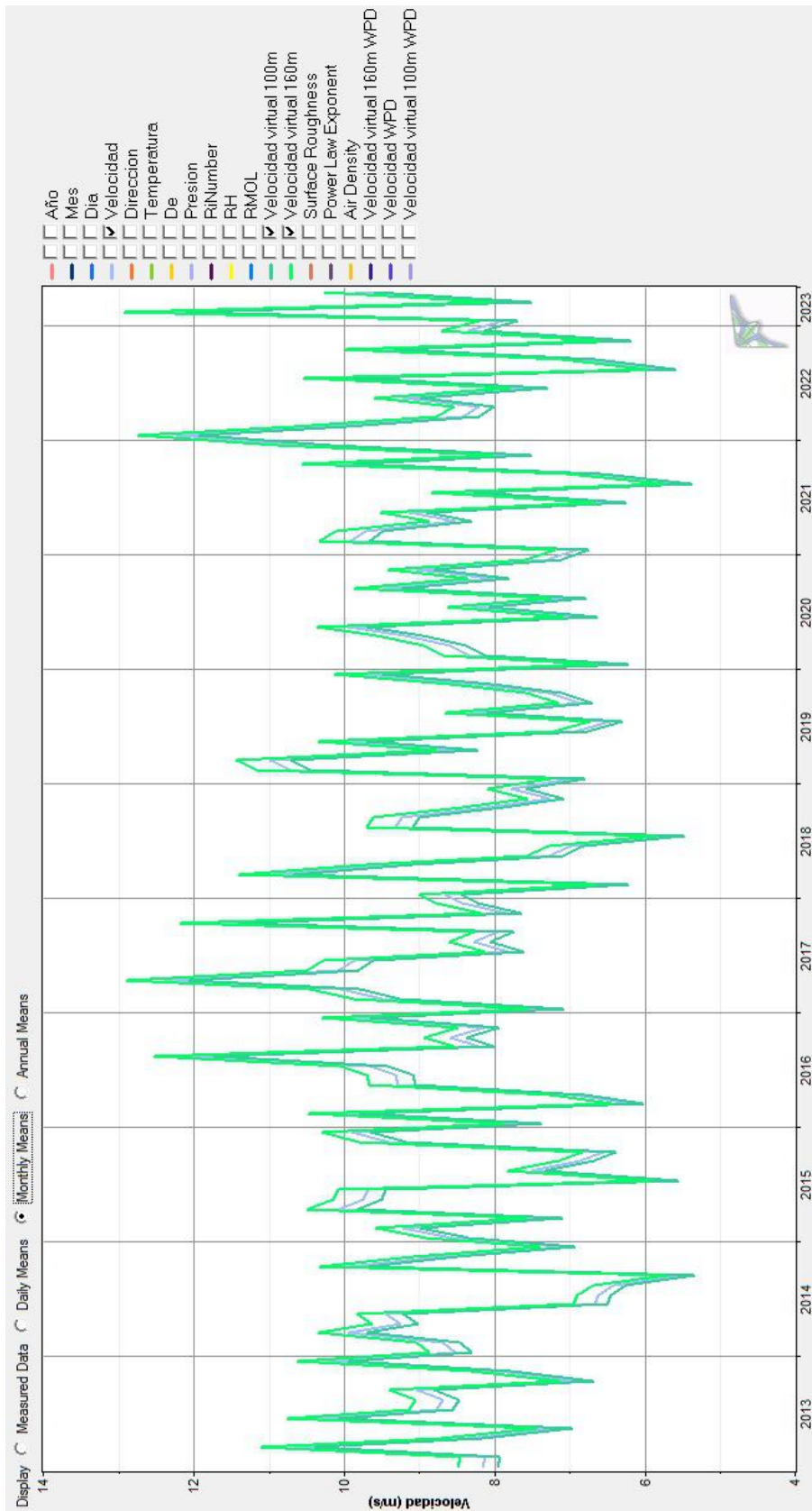
- [23] VORTEX, «Vortex,» [En línea]. Available: <https://vortexfdc.com/about-us/>. [Último acceso: 2023].
- [24] MESA, «Productos MESA,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.mesa.es/productos/pdf/DVCAS%20MESA%20-%20330%20-%200413.pdf>.
- [25] Hitachi, July 2023. [En línea]. Available: <https://www.hitachienergy.com/es/es/products-and-solutions/high-voltage-switchgear-and-breakers/hybrid-switchgear/hybrid-modules-for-72-5-420-kv/pass-m0s-for-245-kv>.
- [26] A. Aerolíneas. [En línea]. Available: <https://www.aena.es/es/aerolineas/aeropuertos-y-destinos/nuestros-aeropuertos/algeciras.html>. [Último acceso: 17 Julio 2023].
- [27] P. d. E. IALA. [En línea]. Available: <https://www.puertos.es/es-es/Paginas/IALA-.aspx>. [Último acceso: 17 Julio 2023].
- [28] B. A. Catapult, «Wind Farm Costs,» [En línea]. Available: <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs>. [Último acceso: 19 Agosto 2023].
- [29] EDP. [En línea]. Available: <https://www.edp.com/es/innovacion/windfloat>. [Último acceso: Agosto 2023].
- [30] Kroll. [En línea]. Available: <https://www.kroll.com/-/media/cost-of-capital/kroll-eurozone-erp-rf-table-2023.pdf>. [Último acceso: 19 Agosto 2023].

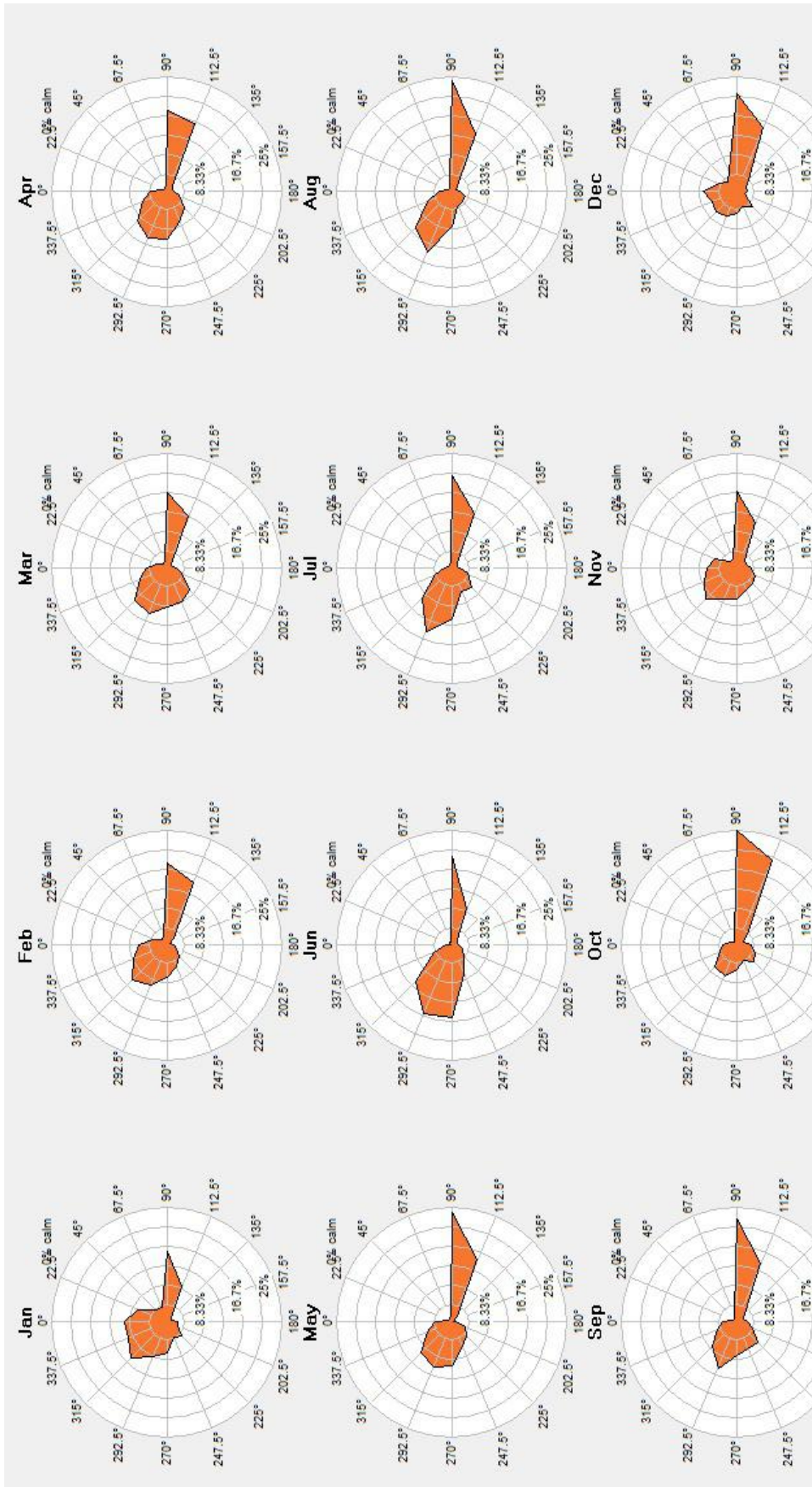
- [31] I. Analytics. [En línea]. Available: <https://www.infrontanalytics.com/fe-EN/30169SD/Vestas-Wind-Systems-A-S/Beta>. [Último acceso: 19 Agosto 2023].
- [32] G. W. Atlas, «Global Wind Atlas,» Marzo 2023. [En línea]. Available: <https://globalwindatlas.info/es/area/Spain>. [Último acceso: Marzo 2023].
- [33] Expansión, «Datos Macro Expansión,» 2023. [En línea]. Available: <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/electricidad-consumo/espana>. [Último acceso: 14 Abril 2023].
- [34] E. M. Viewer, 2023. [En línea]. Available: <https://emodnet.ec.europa.eu/geoviewer/#>.

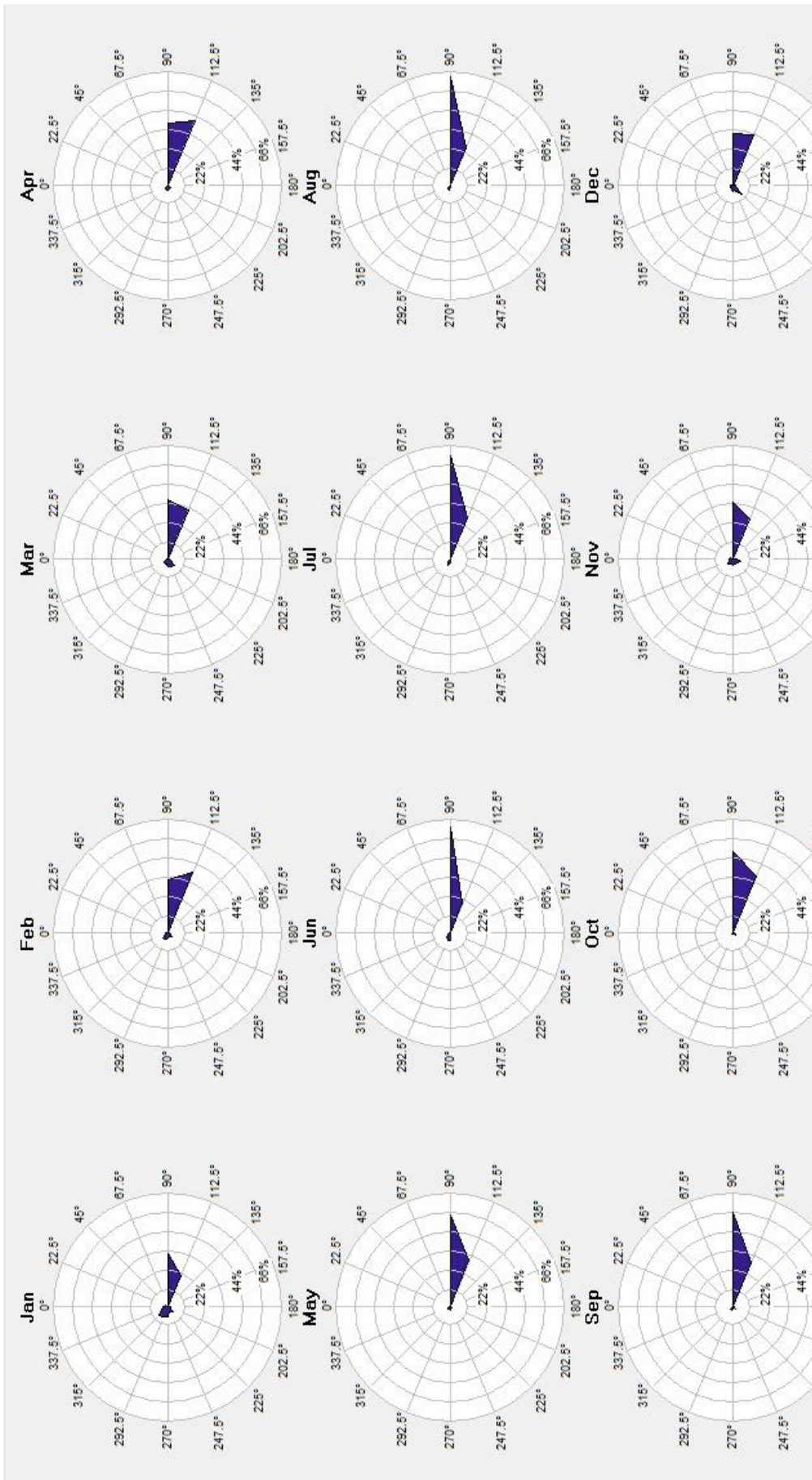
23. ANEXOS

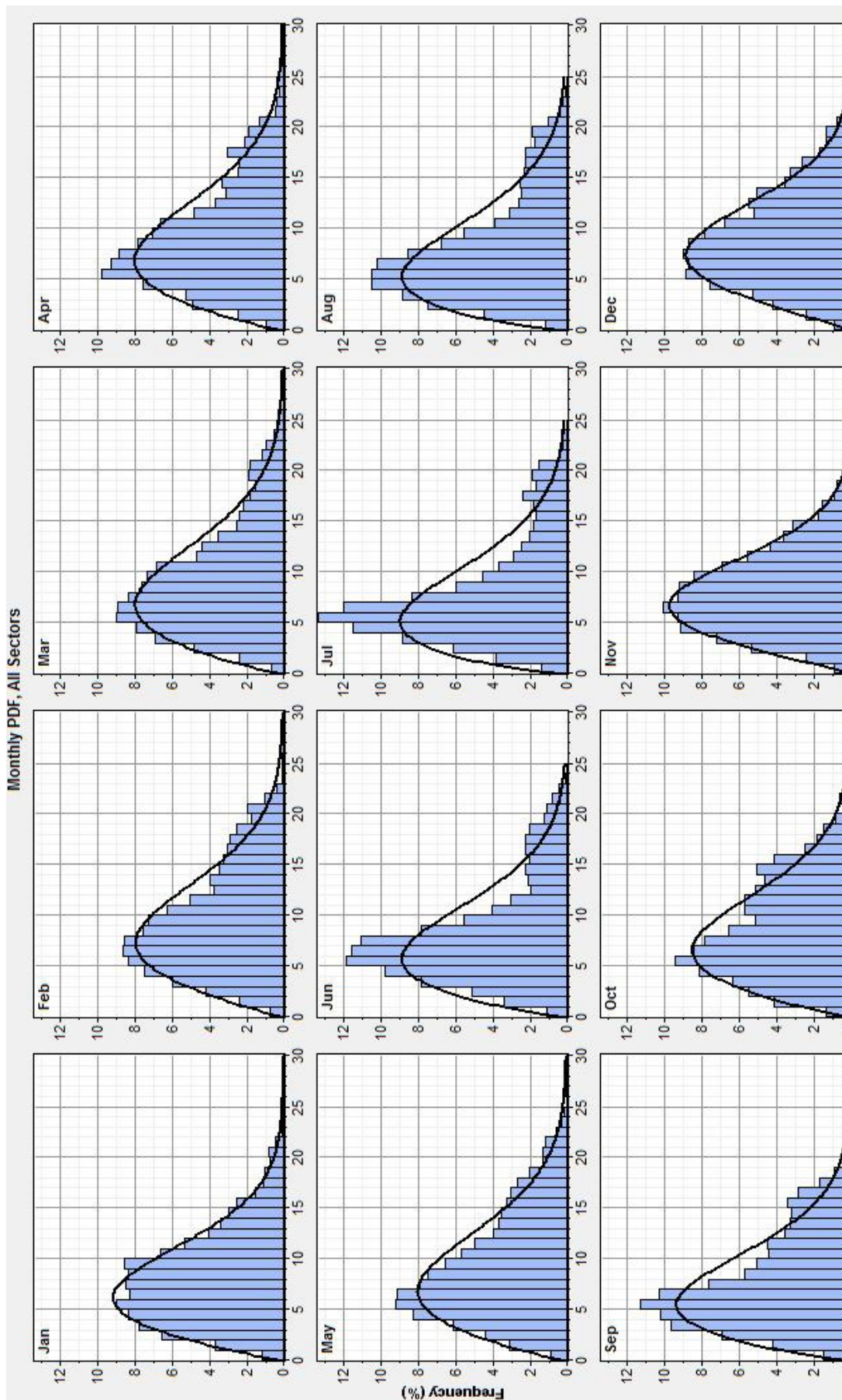
23.1 ANEXO I: INFORMES DE SIMULACIONES

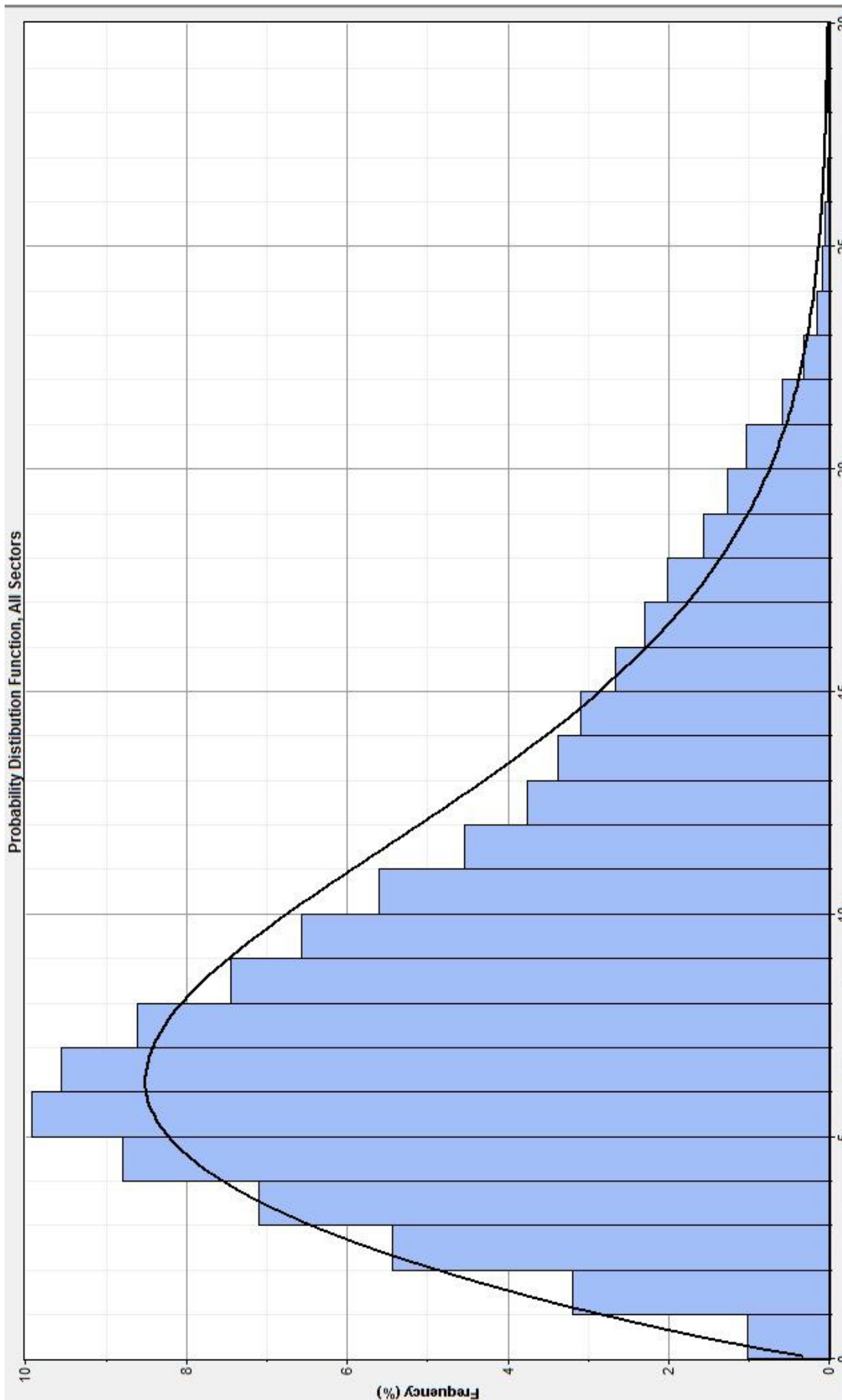
23.1.1 INFORME ANÁLISIS WINDOGRAPHER

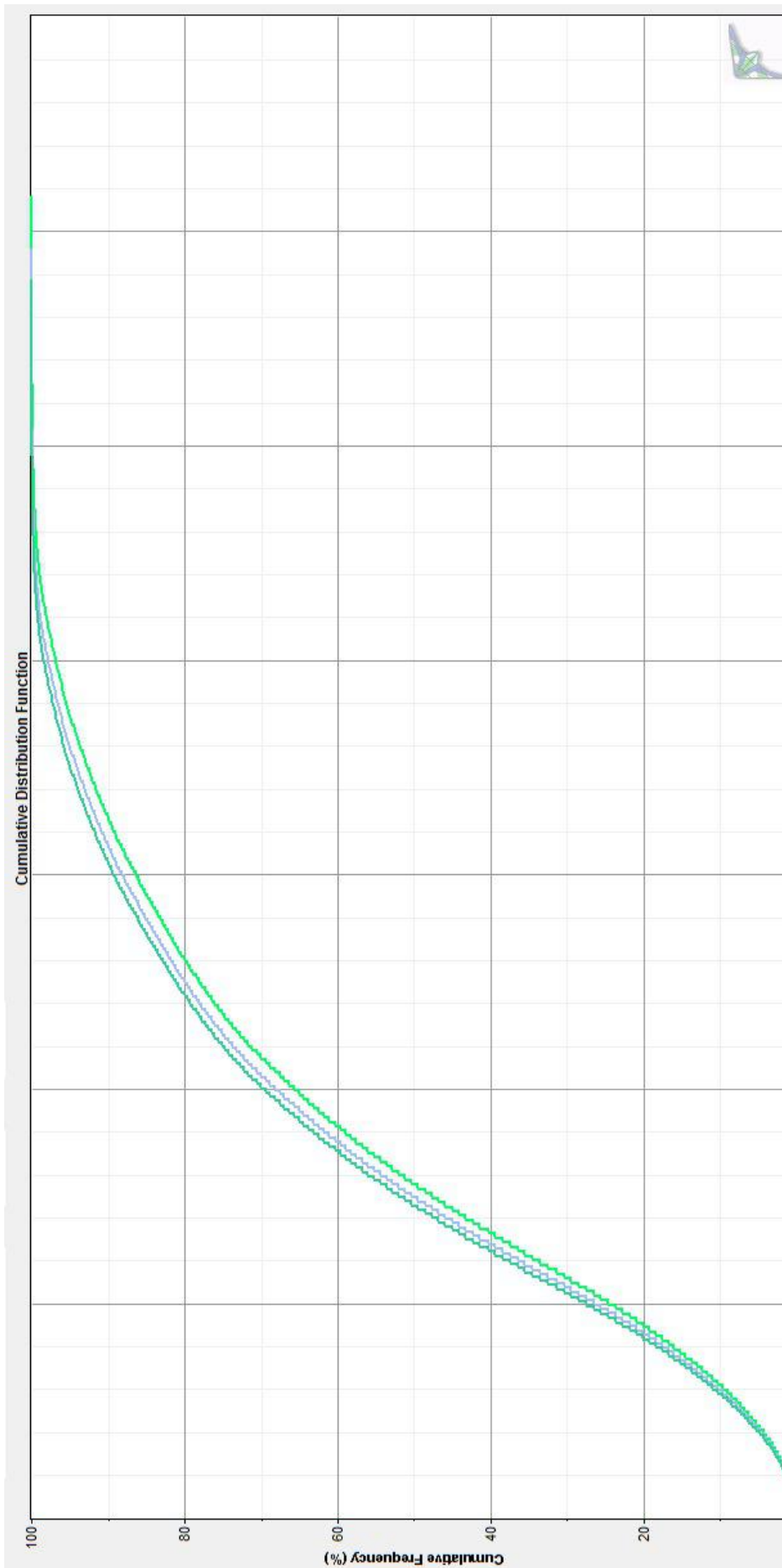


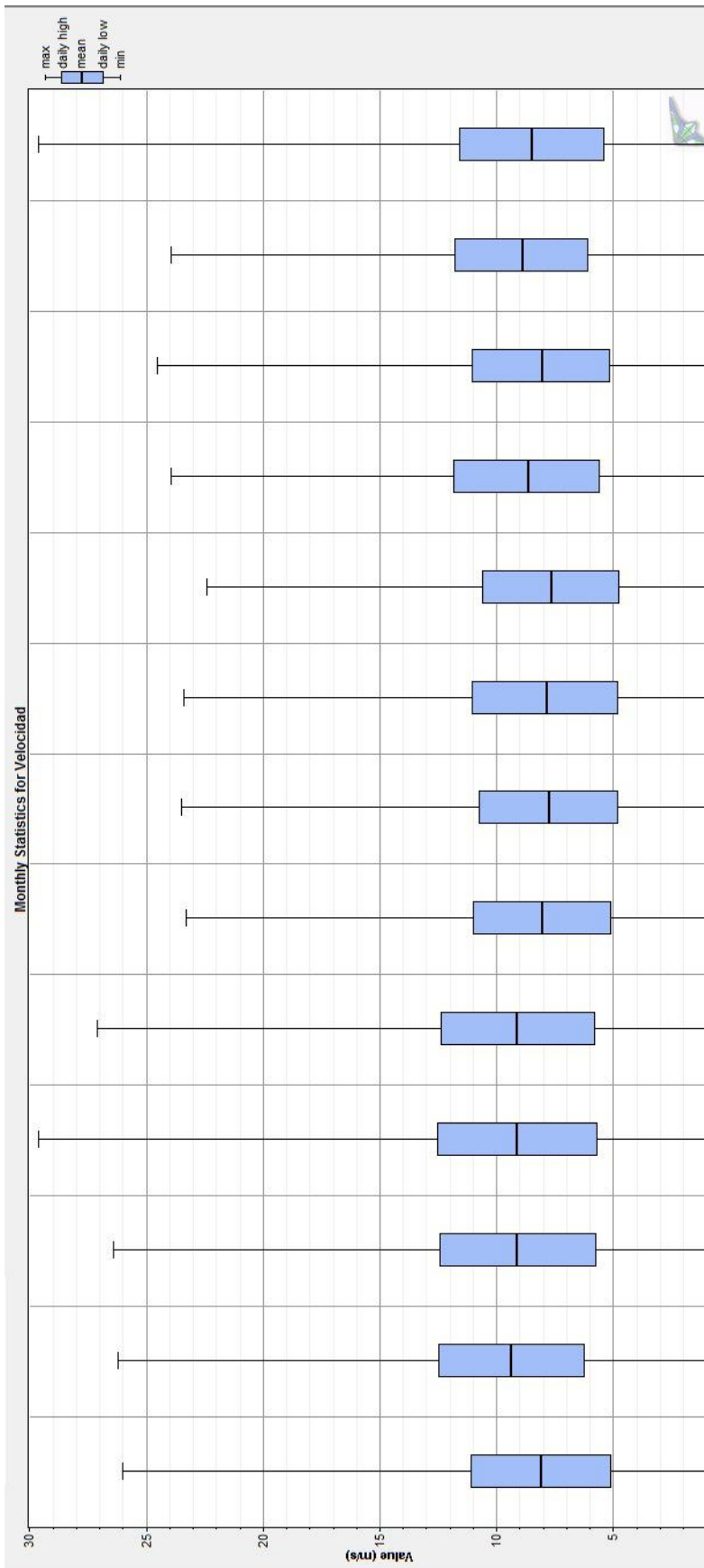






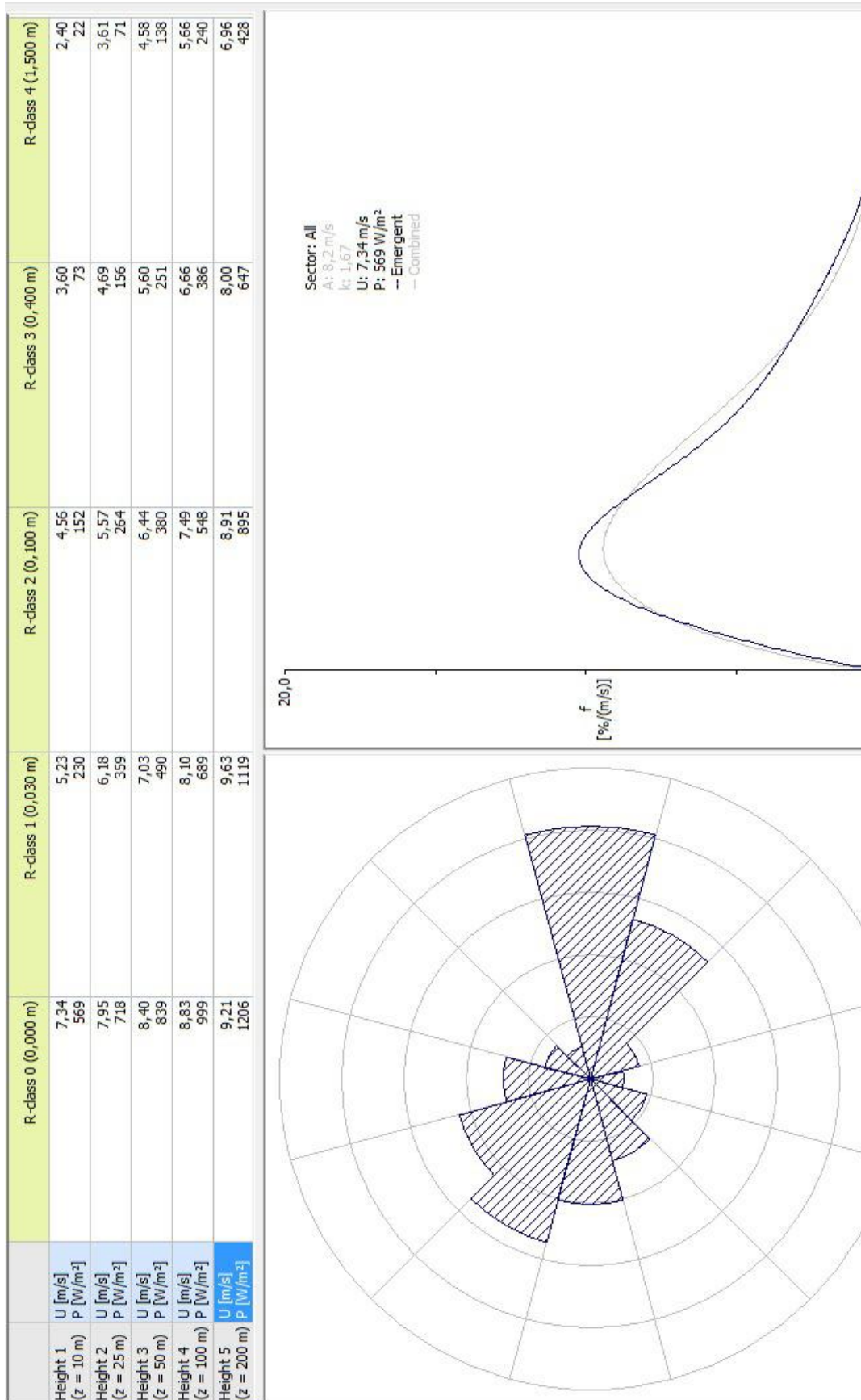


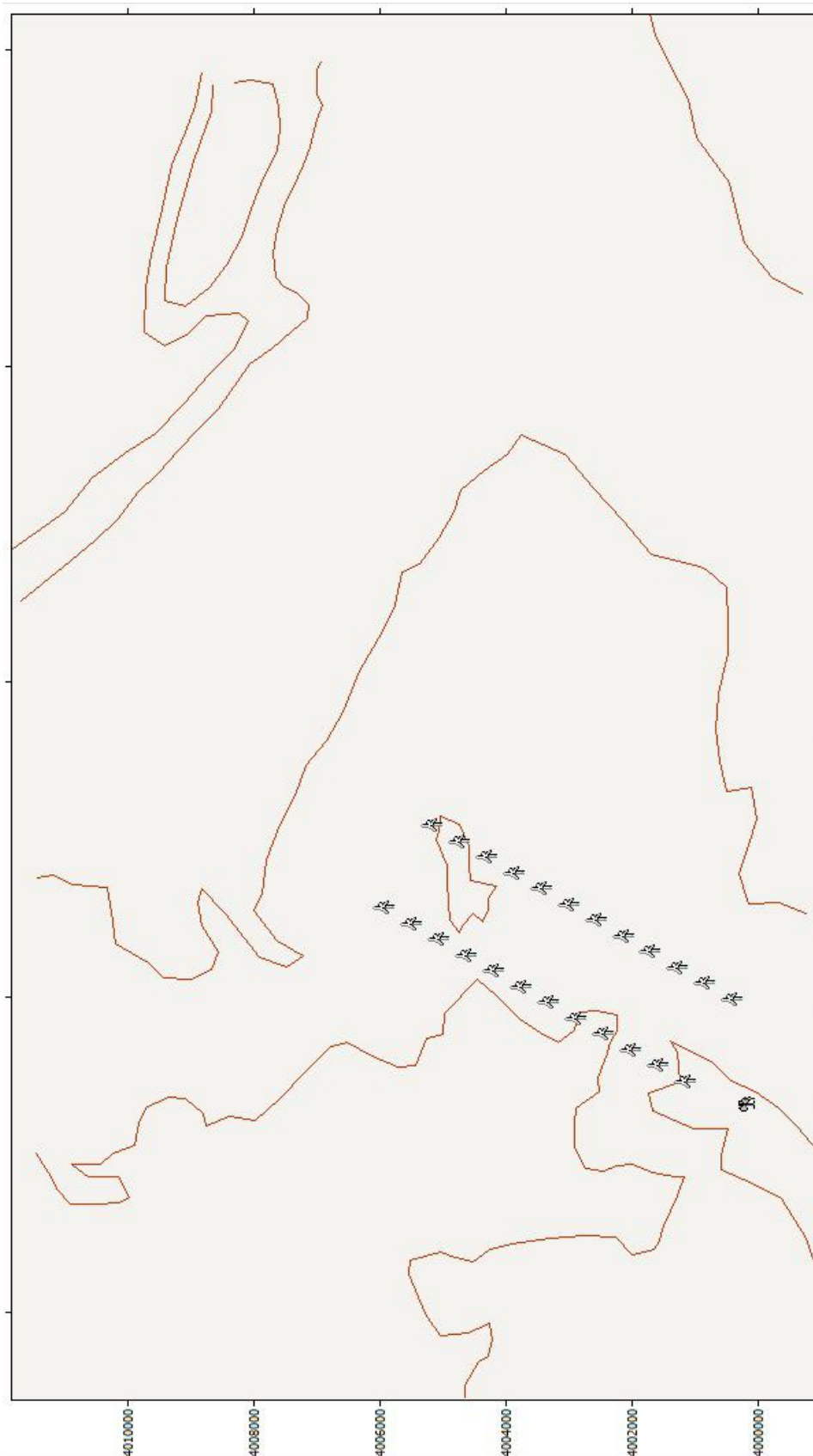




Variable	locidad virtual 16	Velocidad	locidad virtual 10
Measurement height (m)	160	120	100
Mean wind speed (m/s)	8.851	8.500	8.286
MMM wind speed (m/s)	8.836	8.487	8.273
Median wind speed (m/s)	7.808	7.500	7.311
Min wind speed (m/s)	0.000	0.000	0.000
Max wind speed (m/s)	30.817	29.600	28.854
Weibull k	1.842	1.841	1.842
Weibull c (m/s)	9.981	9.585	9.344
Mean power density (W/m ²)	880	780	722
MMM power density (W/m ²)	876	776	719
Mean energy content (kWh/m)	7,708	6,830	6,327
MMM energy content (kWh/m)	7,671	6,797	6,296
Energy pattern factor	2.112	2.113	2.113
Frequency of calms (%)	0.00	0.00	0.00
Possible records	90,432	90,432	90,432
Valid records	90,432	90,432	90,432
Missing records	0	0	0
Data recovery rate (%)	100.00	100.00	100.00
1-hr autocorrelation coefficient	0.989	0.989	0.989
Diurnal pattern strength	0.041	0.041	0.041
Hour of peak wind speed	22	22	22

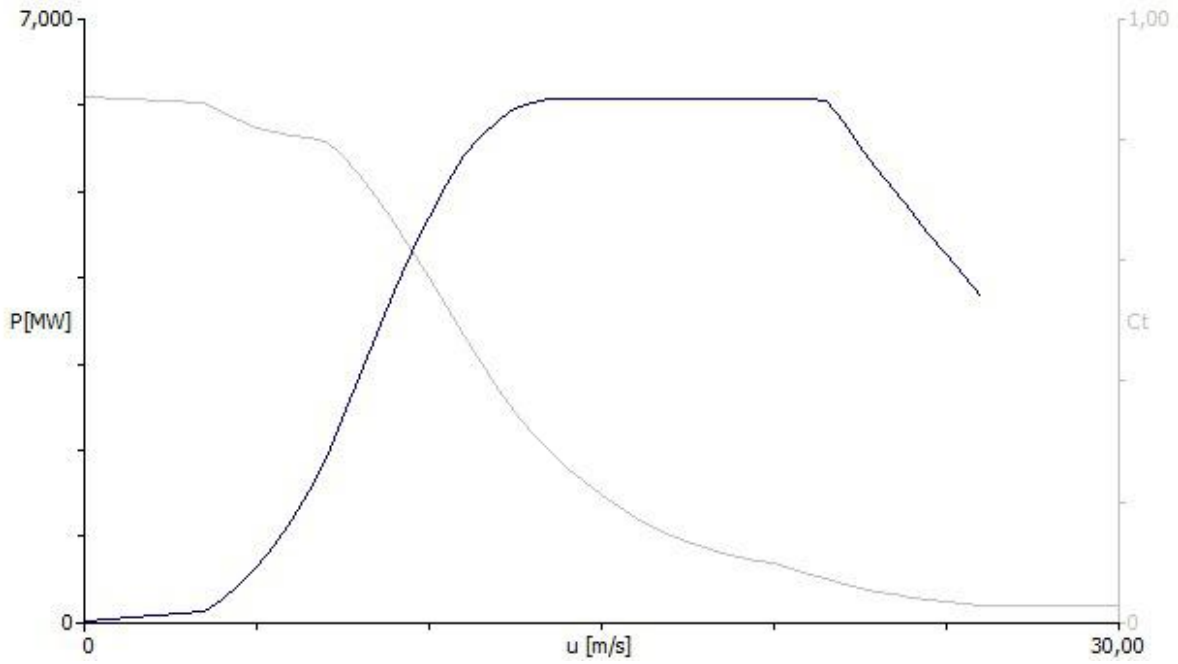
23.1.2 INFORME ANÁLISIS WASP





Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	d.RIX [%]	Height. [m]	Speed [m/s]	Gross AEP [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	755000,4	4000287,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,827	26,986	3,02
Turbine site 002	755250,0	4000720,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,827	26,596	4,42
Turbine site 003	755500,0	4001153,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,827	26,411	5,09
Turbine site 004	755750,0	4001586,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,826	26,317	5,42
Turbine site 005	756000,0	4002019,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,826	26,273	5,58
Turbine site 006	756250,0	4002452,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,826	26,250	5,66
Turbine site 007	756500,0	4002885,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,826	26,244	5,69
Turbine site 008	756750,0	4003318,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,825	26,253	5,65
Turbine site 009	757000,0	4003751,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,825	26,281	5,55
Turbine site 010	757250,0	4004184,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,824	26,349	5,3
Turbine site 011	757500,0	4004617,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,827	27,106	2,59
Turbine site 012	757750,0	4005050,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,826	26,821	3,61
Turbine site 013	754200,0	4001903,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,827	26,717	3,99
Turbine site 014	754450,0	4002336,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,826	26,659	4,19
Turbine site 015	754700,0	4002769,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,826	26,627	4,31
Turbine site 016	754950,0	4003202,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,826	26,609	4,37
Turbine site 017	755200,0	4003635,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,826	26,602	4,4
Turbine site 018	755450,0	4004068,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,825	26,602	4,4
Turbine site 019	755700,0	4004501,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,825	26,615	4,35
Turbine site 020	755950,0	4004934,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,824	26,679	4,12
Turbine site 021	757500,0	4004617,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,823	26,488	4,8
Turbine site 022	756200,0	4005367,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,823	26,851	3,49
Turbine site 023	757750,0	4005050,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,823	26,790	3,71
Turbine site 024	756450,0	4005800,0	0,0	0,0	0,0	164,0	9,19	27,823	27,161	2,38

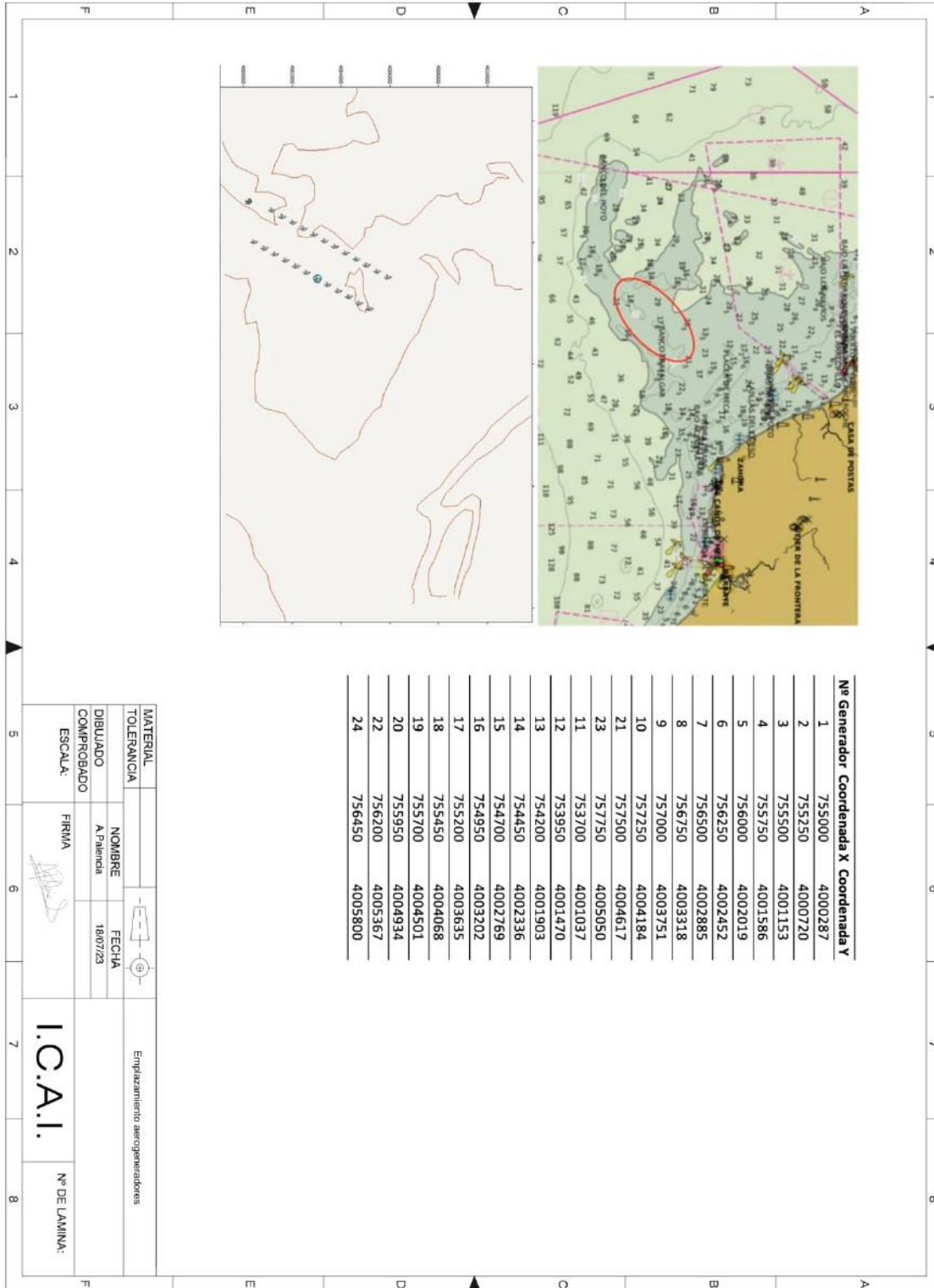
23.1.3 TABLAS CURVAS DE POTENCIA



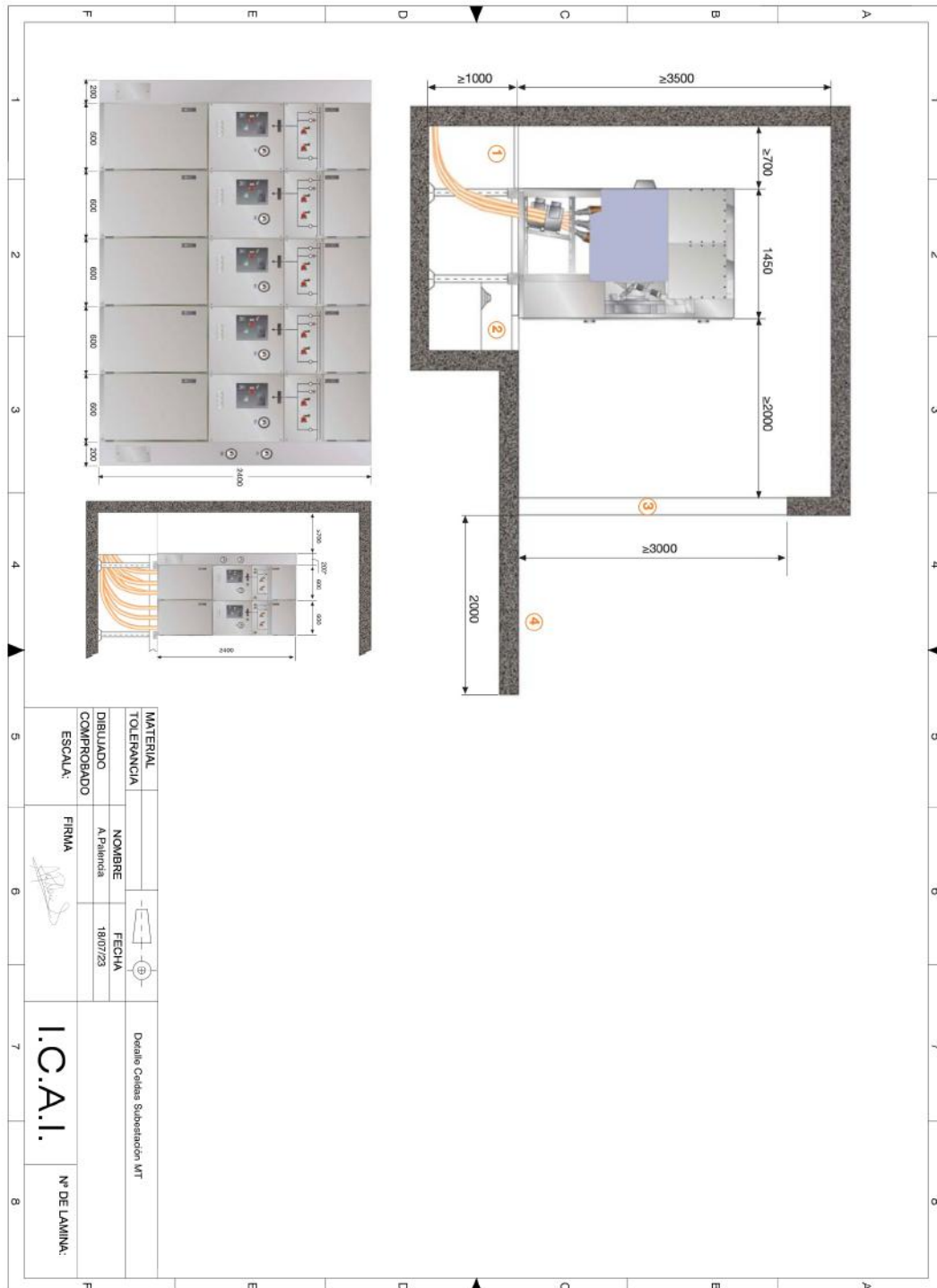
23.2 ANEXO II: PLANOS

Plano 1: Ubicación aerogeneradores y coordenadas.....	189
Plano 2: Detalle celdas Subestación MT.....	190
Plano 3: Celdas MT Aerogeneradores	191
Plano 4: Esquema unifilar detalle Aerogenerador.....	192
Plano 5: Esquema unifilar detalle celdas 0L + 1P & 0L + 1P + 1L.....	193
Plano 5: Esquema unifilar detalle líneas 1, 2, 3 y 4.....	194
Plano 6: Esquema unifilar detalle posición AT.....	195
Plano 7: Esquema unifilar detalle Celdas MT	196
Plano 8: Subestación MT/AT.....	197

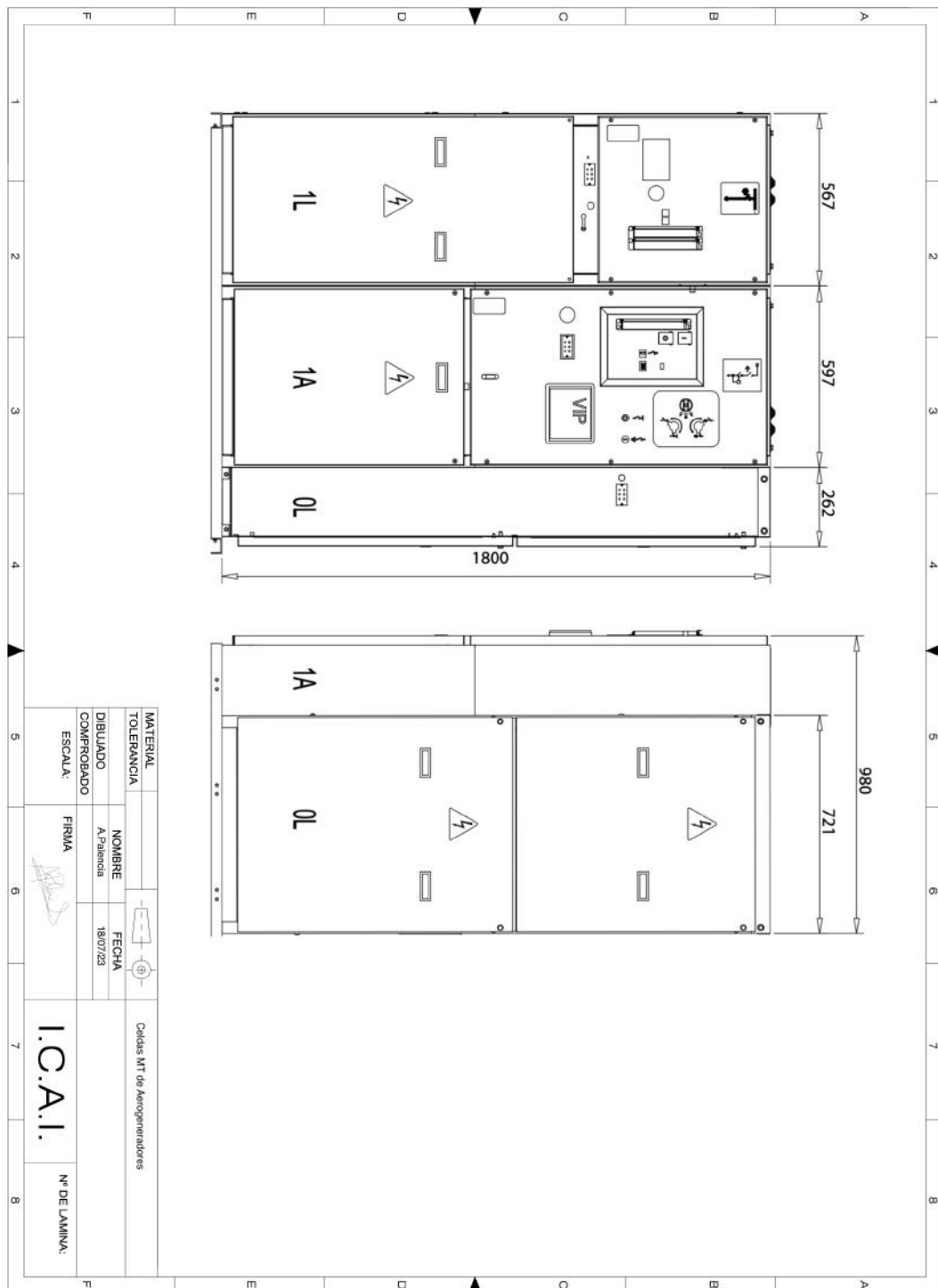
Plano 1: Ubicación aerogeneradores y coordenadas



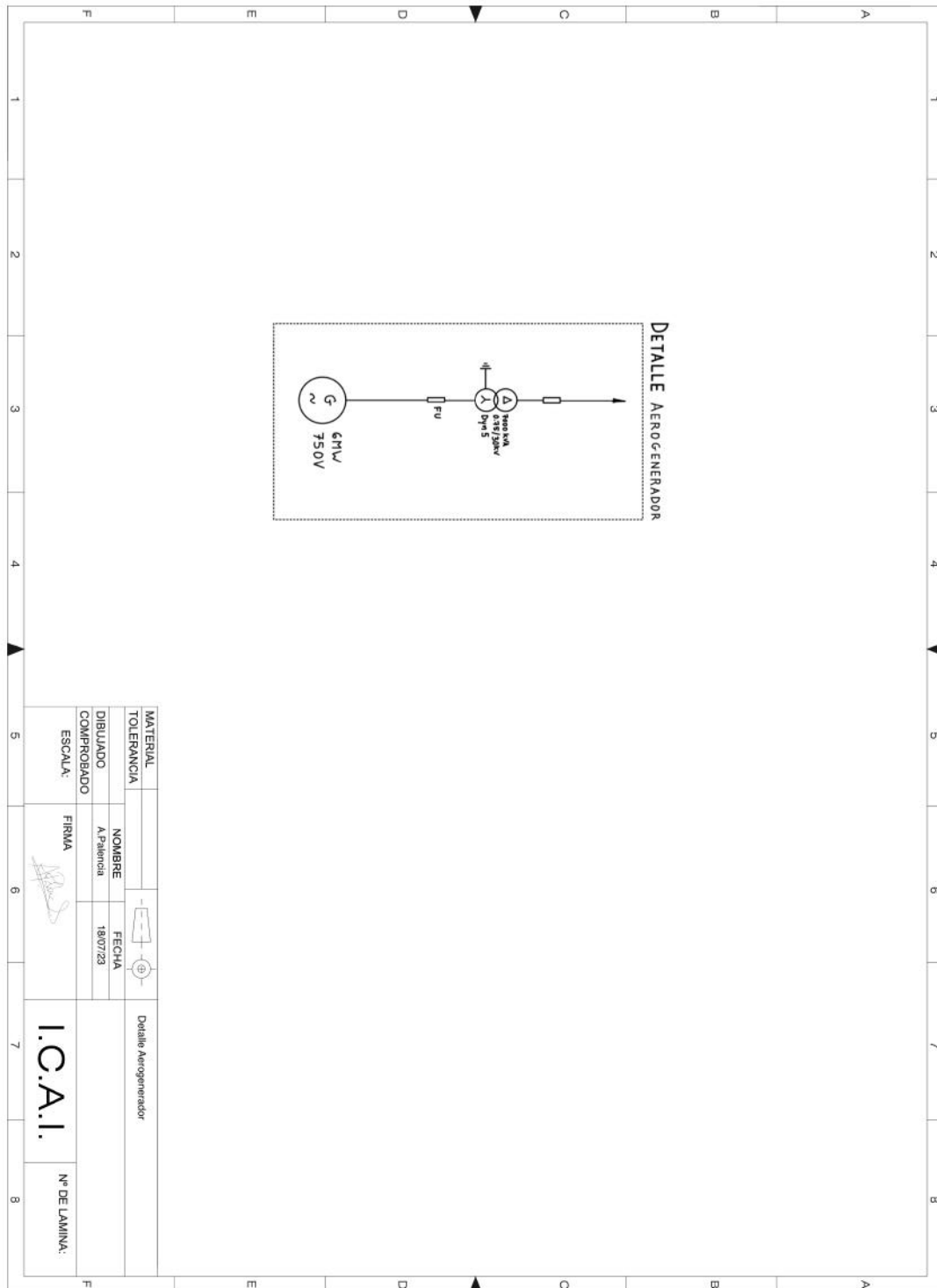
Plano 2: Detalle celdas Subestación MT



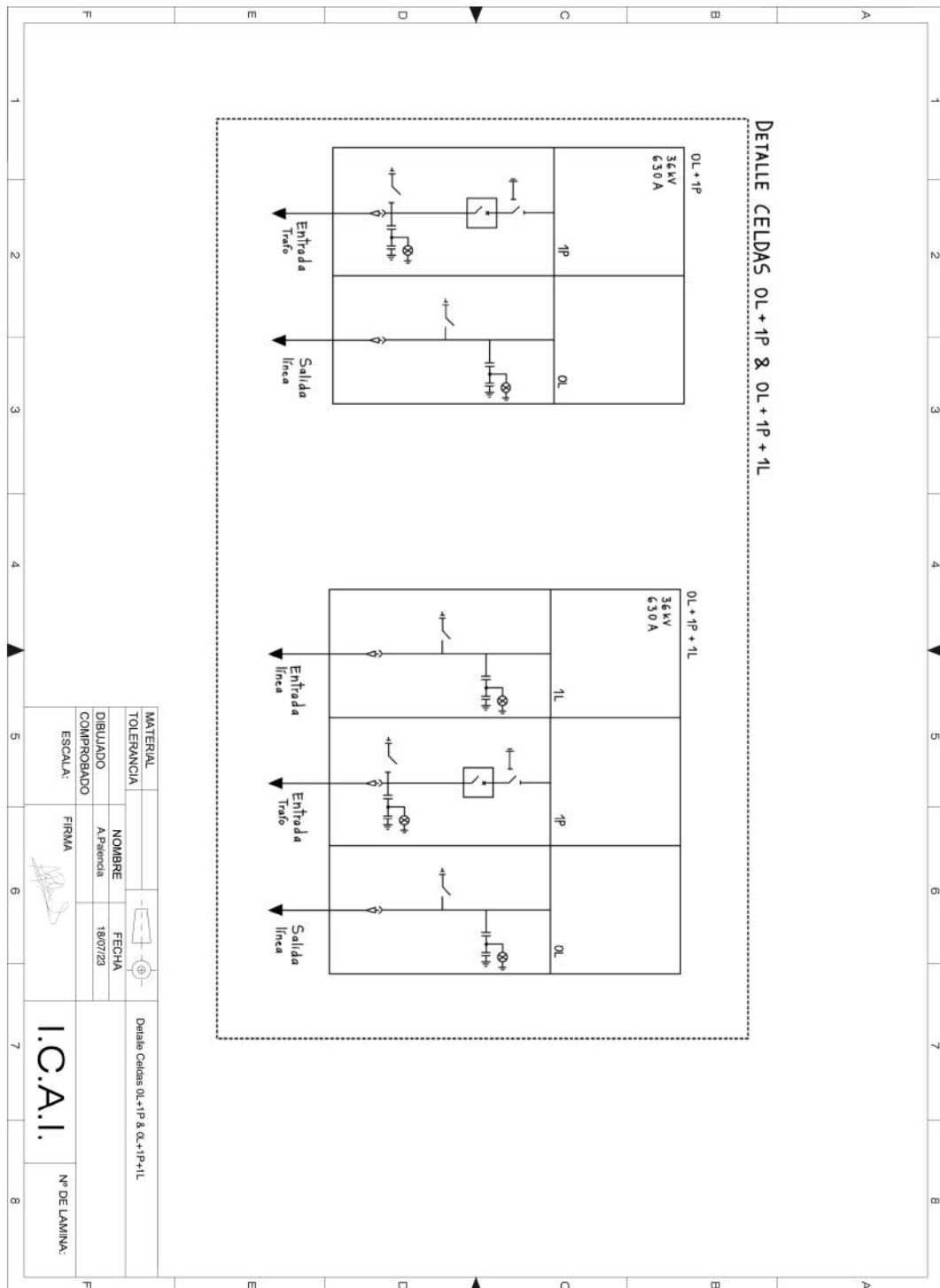
Plano 3: Celdas MT Aerogeneradores



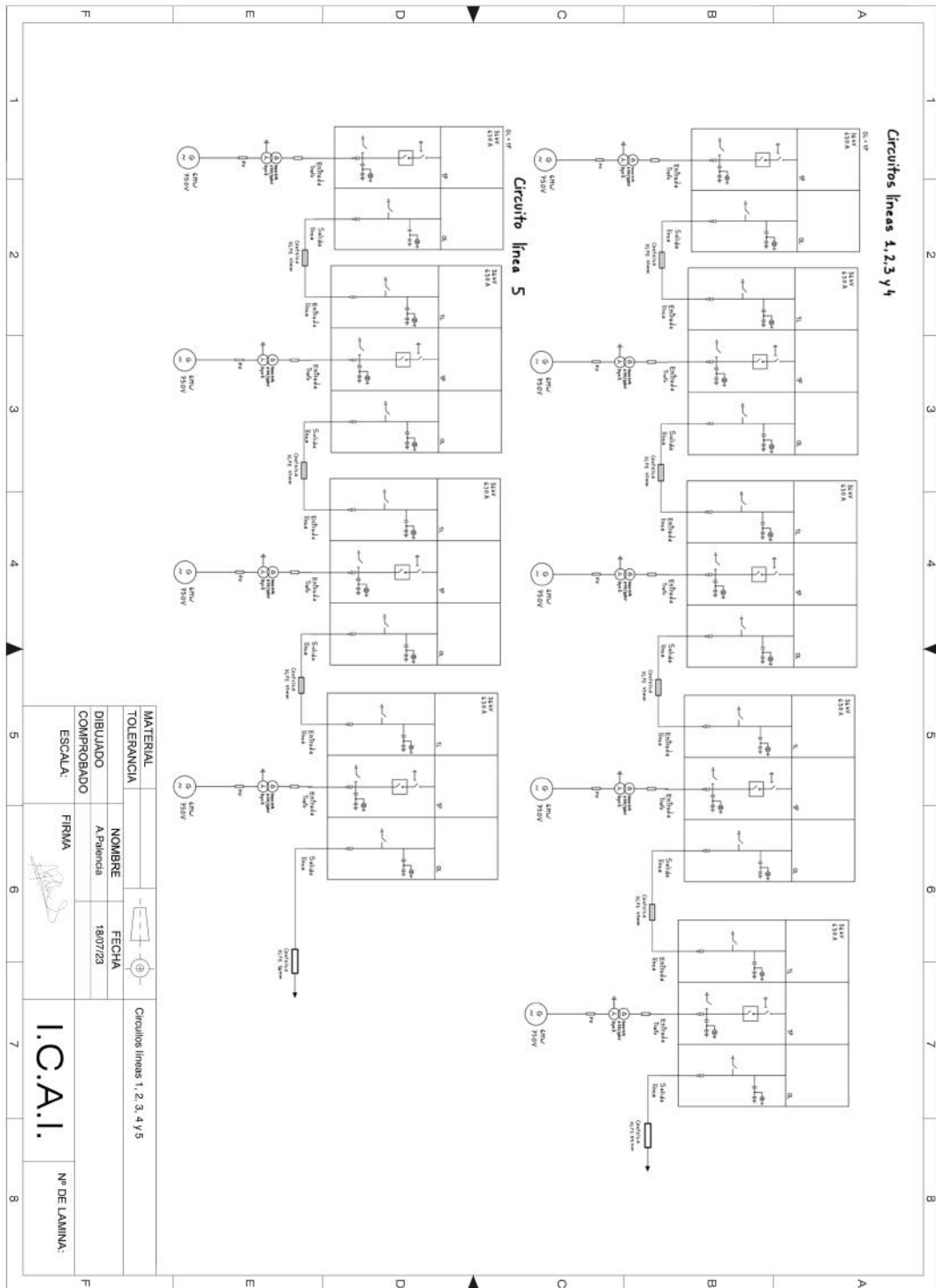
Plano 4: Esquema unifilar detalle Aerogenerador



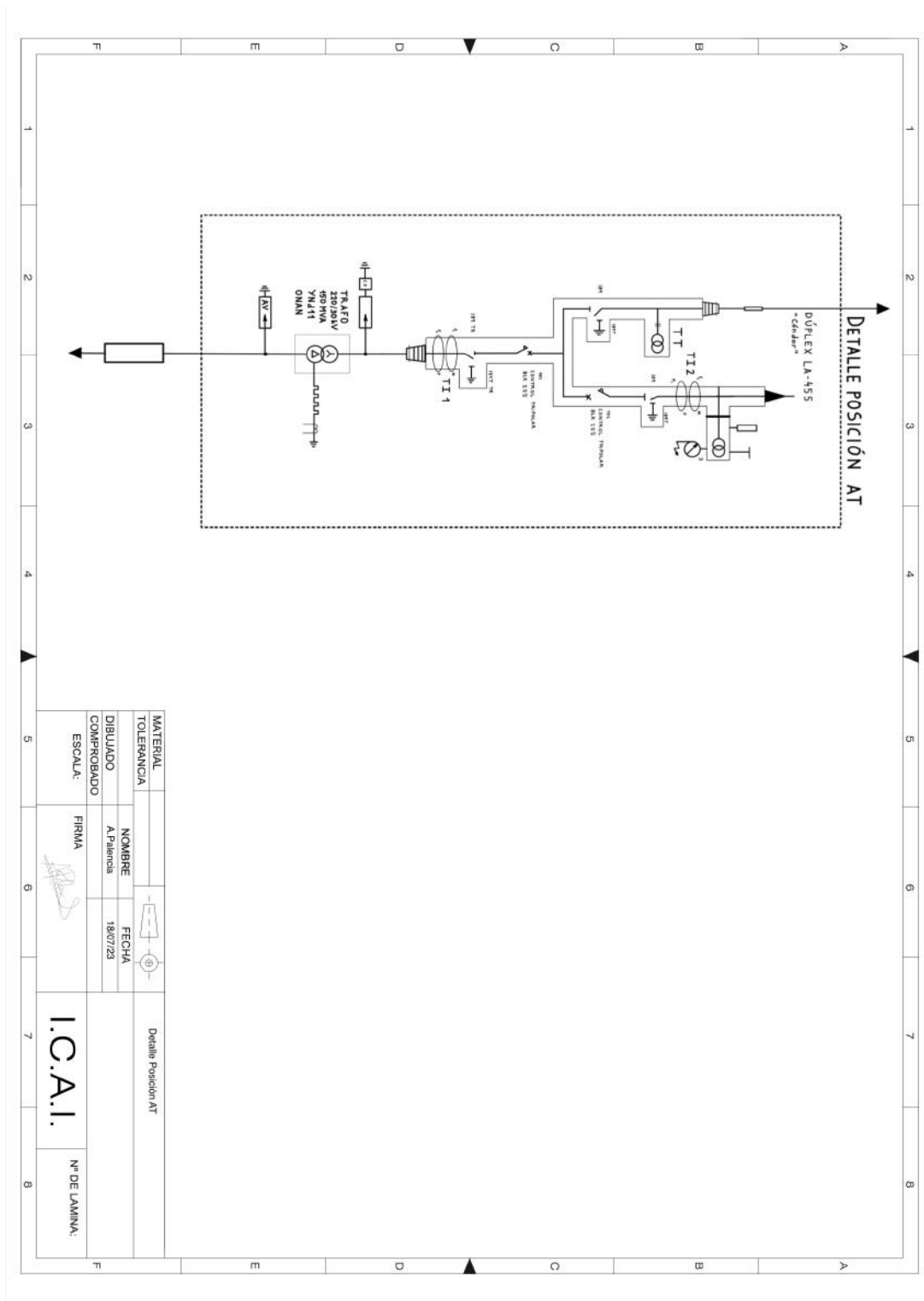
Plano 5: Esquema unifilar detalle celdas 0L + 1P & 0L + 1P + 1L



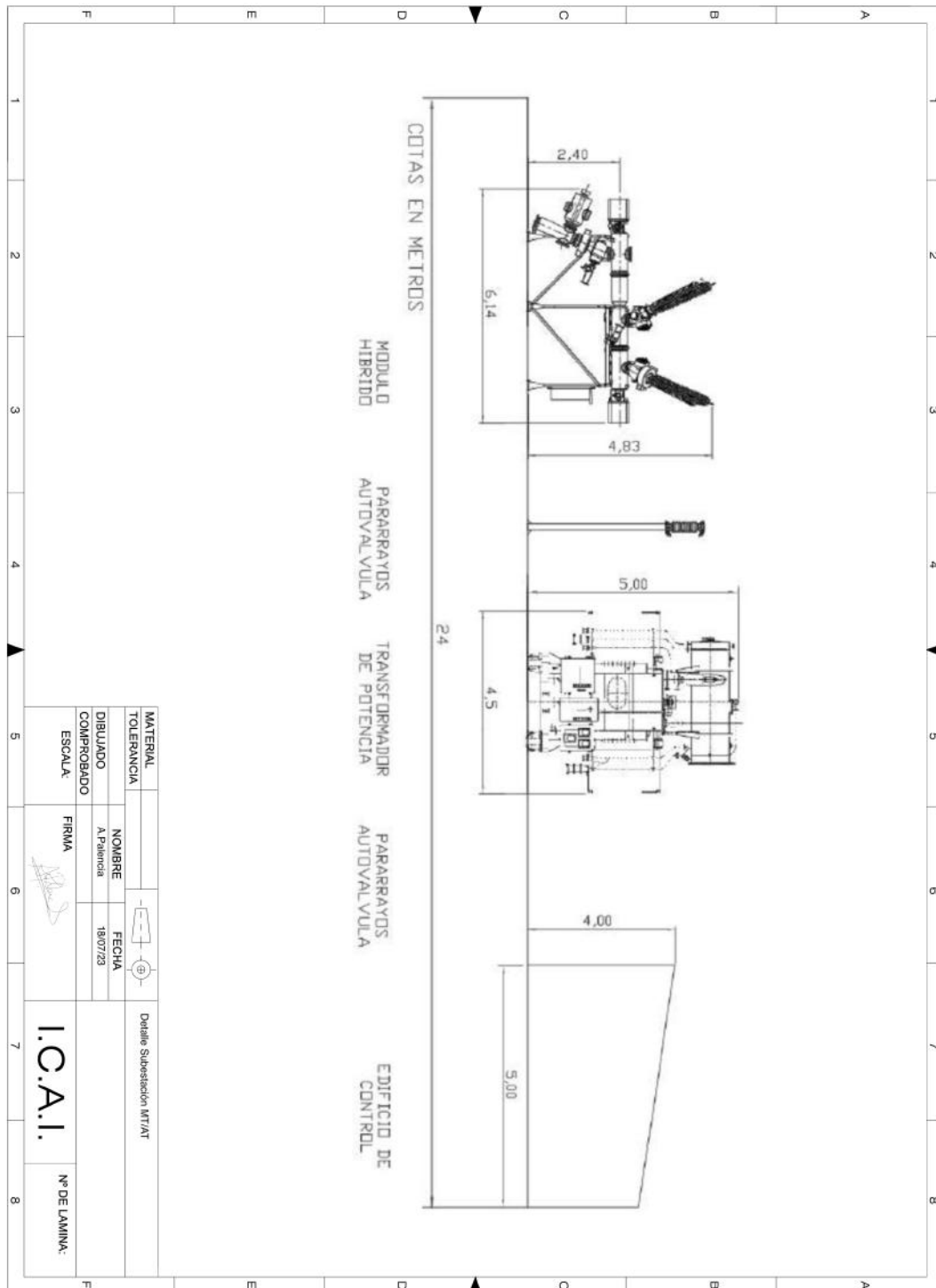
Plano 5: Esquema unifilar detalle líneas 1, 2, 3 y 4



Plano 6: Esquema unifilar detalle posición AT



Plano 8: Subestación MT/AT



23.3 ANEXO III: CÁLCULOS ELÉCTRICOS

En este apartado se pretende adjuntar los cálculos eléctricos del parque eólico, desde la sección de los cables hasta las intensidades de cortocircuito y las puestas a tierra de ellos aerogeneradores. Para poder calcularlo se ha empleado y se ha hecho uso de la normativa vigente.

23.3.1 CÁLCULO DE SECCIONES DE LOS CABLES DE MT Y AT

Cables de Media Tensión:

El primer paso para poder calcular la sección de cables es categorizar la red en función de la duración máxima de un eventual funcionamiento de fase-tierra. Nuestra red se considera pues de Categoría A ya que el conductor de cualquier fase que pueda entrar en contacto con tierra, o con un conductor de tierra, es desconectado del sistema en un tiempo inferior a 1 minuto.

Para elegir la tensión nominal del cable se utilizará la tabla adjunta que está basada en la norma IEC60502. Para ello se considerará cual es la tensión más elevada de la red (U_m), es decir la tensión máxima que puede ser sometido el cable durante un período largo, excluyendo los regímenes transitorios. Después, se determina cuál es la categoría de la red, según la tabla adjunta a continuación:

Tensión nominal U (kV)	Red sistema trifásico		Cable a utilizar Campo radial. Tensión nominal del cable Uo/U (kV)
	Tensión más elevada de la red Um (kV)	Categoría de la red	
3	3.6	A-B	1.8/3
		C	
6	7.2	A-B	3.6/6
		C	
10	12	A-B	6/10
		C	
15	17.5	A-B	8.7/15
		C	
20	24	A-B	12/20
		C	
25	30	A-B	15/25
		C	
30	36	A-B	18/30
		C	
45	52	A-B	26/45

Figura 102: tabla para elección de tensión nominal de un cable

De este modo, el cable a utilizar tendrá una tensión nominal de 30 kV y tensión fase neutro de 18 kV.

Para la determinación de la sección de los conductores, se precisa calcular por orden estas variables:

- Intensidad máxima admisible por el cable en servicio permanente
- Intensidad máxima admisible en cortocircuito durante un tiempo determinado
- Caídas de tensión

Se deberá comprobar que todas las condiciones se cumplen y escoger el criterio más selectivo. Primeramente se ha de calcular la corriente máxima permanente que el cable deberá transportar teniendo en cuenta la potencia a transmitir y la tensión de trabajo nominal.

Se divide el circuito de aerogeneradores en 5 bloques principales, adjuntos a continuación:

Línea	Nº generadores/línea	Aerogeneradores	Potencia/línea (MW)	Intensidad/línea (A)
1	5	1,2,3,4,5	30	641,50
2	5	6,7,8,9,10	30	641,50
3	5	11,12,13,14,15	30	641,50
4	5	16,17,18,19,20	30	641,50
5	4	21,22,23,24	24	513,20
Total	24		144	3079,20

Figura 103: Circuitos red MT

Se muestra también la potencia y la intensidad que tendrán que soportar dichos cables, siendo de 30 MW por línea excepto la 5ª que tendrá únicamente 4 aerogeneradores.

Las condiciones a las que trabajaremos son distintas que si el parque estuviera instalado *on shore*, por lo tanto, las especificaciones en cuanto la profundidad a la que tienen que estar enterrados los cables así como la resistividad térmica del terreno se tratarán de forma diferente como se verá más adelante.

Cuando el trazado de un cable deba discurrir por fondos acuáticos (marinos, lacustres, fluviales, etc.), se realizará un proyecto técnico completo de la instalación y del tendido, considerando todas las acciones que el cable pueda sufrir (esfuerzos por mareas o corrientes, presión, esfuerzos durante el tendido y en el cable instalado, empuje hidráulico, etc.). Se deberán tomar las medidas preventivas para que el cable no pueda ser afectado por ningún dispositivo arrastrado por cualquier embarcación (ancla, red de arrastre, etc.).

De este modo:

- Cables unipolares de 18/30 kV
- Profundidad asignada: entre 1 y 4 metros. Asumimos 2 m
- Separación entre ternos de 0,6 m
- Temperatura en servicio asilamiento (XLPE)
 - o Servicio permanente: 90 °C
 - o Servicio de cortocircuito: 25' °C
- Caída tensión admisible: 3%
- Resistividad térmica: 10 K.m/W

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente θs	Cortocircuito θcc (t ≤ 5 s)
Policloruro de vinilo (PVC)* S ≤ 300 mm ² S > 300 mm ²	70 70	160 140
Polietileno reticulado(XLPE)	90	250
Etileno – Propileno (EPR)	90	250
Etileno - Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para Uo/U ≤ 18/30 kV 90 para Uo/U > 18/30 kV	250

* Solo para instalaciones de tensión asignada hasta 6 kV.

Figura 104: Temperaturas máximas admisibles en función del aislamiento

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

Figura 105: Resistividad térmica en función del terreno

23.3.1.1 Criterio máxima corriente admisible:

A la corriente calculada por línea se le habrá de aplicar una serie de correcciones en función de las condiciones del cable: se dispondrá de un factor de corrección por temperatura del terreno, por resistividad diferente a la tabulada, la profundidad a la que este enterrado el cable y la distancia entre ternas. Dichos factores de corrección estarán fijados conforme el Reglamento de Alta Tensión ITC-RAT.

La intensidad máxima se calcula mediante esta ecuación, obteniendo los valores de corriente mostrados anteriormente:

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

Donde:

- I_n : Intensidad nominal (A)
- P_n : Potencia nominal (W)
- V: Tensión (V)
- $\cos \varphi$: factor de potencia

Las intensidades nominales por circuito se muestran a continuación:

Características línea				
	Potencia (MW)	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Distancia (km)
Línea 1				
1 al 2	6	30	128,30	0,50
2 al 3	12	30	256,60	0,50
3 al 4	18	30	384,90	0,50
4 al 5	24	30	513,20	0,50
5	30	30	641,50	15,40
Línea 2				
6 al 7	6	30	128,30	0,50
7 al 8	12	30	256,60	0,50
8 al 9	18	30	384,90	0,50
9 al 10	24	30	513,20	0,50
10	30	30	641,50	15,40
Línea 3				
11 al 12	6	30	128,30	0,50
12 al 13	12	30	256,60	0,50
13 al 14	18	30	384,90	0,50
14 al 15	24	30	513,20	0,50
15	30	30	641,50	15,40
Línea 4				
16 al 17	6	30	128,30	0,50
17 al 18	12	30	256,60	0,50
18 al 19	18	30	384,90	0,50
19 al 20	24	30	513,20	0,50
20	30	30	641,50	15,40
Línea 5				
21 al 22	6	30	128,30	0,50
22 al 23	12	30	256,60	0,50
23 al 24	18	30	384,90	0,50
24	24	30	513,20	15,40

Figura 106: Tensión, potencia, intensidad y distancias correspondiente para cada cable de la red MT

No obstante, la tensión admisible se tiene que corregir multiplicándolo por una serie de factores de corrección fijados por ITC-LAT-06, ya que las condiciones en las que está el cable no son las tabuladas para la tabla anterior. Se seguirá la norma UNE 211435-2:2021, donde:

- Factor de corrección por resistividad del terreno
- Factor de corrección por temperatura del terreno

- Factor de corrección por profundidad del cable
- Factor de corrección por separación entre ternas

El factor de corrección por resistividad del terreno se ha fijado a 1.88, al considerar que los cables eran enterrados directamente. Al no conocer la sección del conductor, se coge el factor más restrictivo.

El factor por temperatura del terreno se ha fijado a 1.07, ya que el cable en servicio estará a 90°C (por tener aislamiento XLPE) y considerarse la temperatura del lecho marino unos 15 °C.

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

Figura 107: Factores de corrección en función de la temperatura del terreno y la de servicio

El factor de corrección por distancia entre ternas se fija a 1 para los cables se van de un aerogenerador a otro y a 0.72 para los cables salientes de cada grupo de aerogeneradores (hay 5 cables enterrados a una distancia entre ellos de 0.6 m).

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

Figura 108: Factores de corrección en función de la distancia entre ternas

El factor de corrección en función de la profundidad se fija a 0.93 (que corresponde con la profundidad de 2 metros). Al no saber de antemano la sección del cable, se ajusta el factor al más restrictivo.

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

Figura 109: Factor de corrección para profundidades distintas a 1 m

El factor total de corrección se consigue multiplicando todos los factores. De tal forma que:

$$f_{tot} = \prod f_i$$

$$I_{max.adm.}' = \frac{I_{max.adm.}}{f_{tot}}$$

Con dividir la tensión obtenida entre el factor total de corrección, se obtiene la intensidad máxima admisible corregida, obteniendo las siguientes corrientes:

Características línea		Factores de Corrección						Intensidad Corregida (A)
Intensidad (A)		Temperatura	Resistencia térmica	Distancia ternas	Profundidad	Factor total		
Línea 1								
1 al 2	128,30	1,07	1,88	1	0,93	1,87	68,58	
2 al 3	256,60	1,07	1,88	1	0,93	1,87	137,16	
3 al 4	384,90	1,07	1,88	1	0,93	1,87	205,74	
4 al 5	513,20	1,07	1,88	1	0,93	1,87	274,32	
5	641,50	1,07	1,88	0,72	0,93	1,35	476,26	
Línea 2								
6 al 7	128,30	1,07	1,88	1	0,93	1,87	68,58	
7 al 8	256,60	1,07	1,88	1	0,93	1,87	137,16	
8 al 9	384,90	1,07	1,88	1	0,93	1,87	205,74	
9 al 10	513,20	1,07	1,88	1	0,93	1,87	274,32	
10	641,50	1,07	1,88	0,72	0,93	1,35	476,26	
Línea 3								
11 al 12	128,30	1,07	1,88	1	0,93	1,87	68,58	
12 al 13	256,60	1,07	1,88	1	0,93	1,87	137,16	
13 al 14	384,90	1,07	1,88	1	0,93	1,87	205,74	
14 al 15	513,20	1,07	1,88	1	0,93	1,87	274,32	
15	641,50	1,07	1,88	0,72	0,93	1,35	476,26	
Línea 4								
16 al 17	128,30	1,07	1,88	1	0,93	1,87	68,58	
17 al 18	256,60	1,07	1,88	1	0,93	1,87	137,16	
18 al 19	384,90	1,07	1,88	1	0,93	1,87	205,74	
19 al 20	513,20	1,07	1,88	1	0,93	1,87	274,32	
20	641,50	1,07	1,88	0,72	0,93	1,35	476,26	
Línea 5								
21 al 22	128,30	1,07	1,88	1	0,93	1,87	68,58	
22 al 23	256,60	1,07	1,88	1	0,93	1,87	137,16	
23 al 24	384,90	1,07	1,88	1	0,93	1,87	205,74	
24	513,20	1,07	1,88	0,72	0,93	1,35	381,00	

Figura 110: Intensidad corregida

Con estos resultados obtenidos se accede a la tabla correspondiente para determinar la sección de los cables:

Sección (mm²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	115	90	120	90	125	95
35	135	105	145	110	150	115
50	160	125	170	130	180	135
70	200	155	205	160	220	170
95	235	185	245	190	260	200
120	270	210	280	215	295	230
150	305	235	315	245	330	255
185	345	270	355	280	375	290
240	400	310	415	320	440	345
300	450	355	460	365	500	390
400	510	405	520	415	565	450

Figura 111: Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y corriente alterna. Cables unipolares aislados hasta 18/30 kV bajo tubo.

El criterio empleado para la selección de cables submarinos dependía del método que empleaba el proveedor. En este caso, el proveedor seleccionado para los cables submarinos es CENTELSA, que

propone escoger la sección de los cables (en este caso el diámetro de ellos) en función de la intensidad máxima admisible, como se muestra en la siguiente figura:

TENSIÓN / NIVEL DE AISLAMIENTO VOLTAGE / INSULATION LEVEL	CALIBRE SIZE	ESPESOR DE AISLAMIENTO INSULATION THICKNESS		DIÁMETRO EXTERNO OVERALL DIAMETER		PESO TOTAL TOTAL WEIGHT		RESISTENCIA AC A 90° C AC RESISTANCE AT 90° C		REACTANCIA INDUCTIVA INDUCTIVE REACTANCE		REACTANCIA CAPACITIVA CAPACITIVE REACTANCE		CORRIENTE AMPCACITY
		AWG / kcmil	(mm)	(mils)	(mm)	(mils)	(kg/km)	(lb/1000ft)	(ohm/km)	(ohm/1000ft)	(ohm/km)	(ohm/mile)	(MVar/km)	
15 kV 133%	2	5,59	220	34	1340	2437	1637	0,6671	0,2033	0,345	0,555	17779	11047	170
	1	5,59	220	35	1362	2585	1737	0,5291	0,1613	0,334	0,537	16534	10274	195
	1/0	5,59	220	36	1399	2770	1861	0,4196	0,1279	0,325	0,523	15458	9605	225
	2/0	5,59	220	37	1465	3214	2160	0,3329	0,1015	0,316	0,509	14405	8951	260
	3/0	5,59	220	38	1512	3480	2339	0,2641	0,0805	0,307	0,495	13387	8318	300
	4/0	5,59	220	40	1564	3794	2549	0,2096	0,0639	0,299	0,481	12411	7712	345
	250	5,59	220	42	1651	4269	2869	0,1775	0,0541	0,291	0,468	11654	7241	380
	350	5,59	220	44	1746	4952	3328	0,1272	0,0388	0,278	0,447	10359	6437	470
	500	5,59	220	47	1867	5953	4001	0,0897	0,0273	0,264	0,426	9093	5650	580
	750	5,59	220	57	2258	10073	6769	0,0608	0,0185	0,248	0,400	7750	4816	730
1000	5,59	220	68	2679	16234	10910	0,0466	0,0142	0,237	0,382	6914	4296	850	
35 kV 133%	1/0	10,67	420	47	1850	4290	2883	0,4196	0,1279	0,325	0,523	23368	14520	225
	2/0	10,67	420	48	1891	4535	3048	0,3329	0,1015	0,316	0,509	22003	13672	260
	3/0	10,67	420	49	1938	4820	3239	0,2641	0,0805	0,307	0,495	20662	12839	300
	4/0	10,67	420	51	1990	5217	3506	0,2096	0,0639	0,299	0,481	19356	12027	345
	250	10,67	420	52	2036	5521	3710	0,1775	0,0541	0,291	0,468	18329	11389	380
	350	10,67	420	56	2192	6505	4371	0,1272	0,0388	0,278	0,447	16540	10277	470
	500	10,67	420	59	2341	8000	5376	0,0897	0,0273	0,264	0,426	14747	9164	580
	750	10,67	420	64	2512	12342	8294	0,0608	0,0185	0,248	0,400	12792	7949	730
	1000	10,67	420	67	2653	16984	11414	0,0466	0,0142	0,237	0,382	11545	7174	850

Figura 112: Diámetros y características del cable en función de la intensidad. Fuente: CENTELSA

	Intensidad Corregida (A)	Diámetro cable (mm)	Sección cable (mm²)	Material	Protección	Caída U (V)	Caída (%)	Conductividad	
Línea 1									
1 al 2	68,58	47,00	517,13	Cu	XLPE	4,39	0,01%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
2 al 3	137,16	47,00	517,13	Cu	XLPE	8,79	0,03%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
3 al 4	205,74	47,00	517,13	Cu	XLPE	13,18	0,04%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
4 al 5	274,32	49,00	600,89	Cu	XLPE	15,13	0,05%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 49 mm
5	476,26	59,00	1113,91	Cu	XLPE	314,21	1,05%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 59 mm
Línea 2									
6 al 7	68,58	47,00	517,13	Cu	XLPE	4,39	0,01%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
7 al 8	137,16	47,00	517,13	Cu	XLPE	8,79	0,03%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
8 al 9	205,74	47,00	517,13	Cu	XLPE	13,18	0,04%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
9 al 10	274,32	49,00	600,89	Cu	XLPE	15,13	0,05%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 49 mm
10	476,26	59,00	1113,91	Cu	XLPE	314,21	1,05%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 59 mm
Línea 3									
11 al 12	68,58	47,00	517,13	Cu	XLPE	4,39	0,01%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
12 al 13	137,16	47,00	517,13	Cu	XLPE	8,79	0,03%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
13 al 14	205,74	47,00	517,13	Cu	XLPE	13,18	0,04%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
14 al 15	274,32	49,00	600,89	Cu	XLPE	15,13	0,05%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 49 mm
15	476,26	59,00	1113,91	Cu	XLPE	314,21	1,05%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 59 mm
Línea 4									
16 al 17	68,58	47,00	517,13	Cu	XLPE	4,39	0,01%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
17 al 18	137,16	47,00	517,13	Cu	XLPE	8,79	0,03%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
18 al 19	205,74	47,00	517,13	Cu	XLPE	13,18	0,04%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
19 al 20	274,32	49,00	600,89	Cu	XLPE	15,13	0,05%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 49 mm
20	476,26	59,00	1113,91	Cu	XLPE	314,21	1,05%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 59 mm
Línea 5									
21 al 22	68,58	47,00	517,13	Cu	XLPE	4,39	0,01%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
22 al 23	137,16	47,00	517,13	Cu	XLPE	8,79	0,03%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
23 al 24	205,74	47,00	517,13	Cu	XLPE	13,18	0,04%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
24	381,00	56,00	943,51	Cu	XLPE	296,76	0,99%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 56 mm

Figura 113: Cables CENTELSA asignados en función de la máxima intensidad admisible

23.3.1.2 Criterio de caída de tensión

Otro criterio para tener en cuenta ha sido la caída de tensión. Si se calcula la sección según la caída de tensión, se tiene en cuenta la siguiente ecuación:

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

- S = sección del conductor en mm²
- cos φ = coseno del ángulo φ entre la tensión y la intensidad
- L = longitud de la línea en metros
- I = intensidad de corriente en A
- γ = conductividad del conductor en m/(Ω · mm²)
- ΔU = caída de tensión máxima admisible en V

Se ha despejado la caída de tensión de la ecuación y se ha procedido a calcular las caídas de tensión con los cables seleccionados:

Factores de Corrección						
Factor total	Intensidad Corregida (A)	Diámetro cable (mm)	Caída U (%)	Conductividad		
Línea 1						
1 al 2	1,87	68,58	47,00	0,01%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
2 al 3	1,87	137,16	47,00	0,03%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
3 al 4	1,87	205,74	47,00	0,04%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
4 al 5	1,87	274,32	49,00	0,05%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 49 mm
5	1,35	476,26	59,00	1,05%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 59 mm
Línea 2						
6 al 7	1,87	68,58	47,00	0,01%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
7 al 8	1,87	137,16	47,00	0,03%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
8 al 9	1,87	205,74	47,00	0,04%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
9 al 10	1,87	274,32	49,00	0,05%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 49 mm
10	1,35	476,26	59,00	1,05%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 59 mm
Línea 3						
11 al 12	1,87	68,58	47,00	0,01%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
12 al 13	1,87	137,16	47,00	0,03%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
13 al 14	1,87	205,74	47,00	0,04%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
14 al 15	1,87	274,32	49,00	0,05%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 49 mm
15	1,35	476,26	59,00	1,05%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 59 mm
Línea 4						
16 al 17	1,87	68,58	47,00	0,01%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
17 al 18	1,87	137,16	47,00	0,03%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
18 al 19	1,87	205,74	47,00	0,04%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
19 al 20	1,87	274,32	49,00	0,05%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 49 mm
20	1,35	476,26	59,00	1,05%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 59 mm
Línea 5						
21 al 22	1,87	68,58	47,00	0,01%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
22 al 23	1,87	137,16	47,00	0,03%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
23 al 24	1,87	205,74	47,00	0,04%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 47 mm
24	1,35	381,00	56,00	0,99%	44,00	Cable CENTELSA XLPE Diámetro 56 mm

Figura 114: Caídas de tensión con los cables seleccionados

Se puede observar que la caída de tensión se mantiene por debajo del 1,5% establecido. Por lo tanto, la sección de cables empleada es válida para el parque marino.

Cables de alta tensión

Del mismo modo que se han dimensionado los cables de media tensión, se procede a calcular los criterios para seleccionar el cable de alta tensión. El cable en cuestión forma parte de la categoría B (tensión de 36 kV a 245 kV). Una vez clasificado el rango, se procede a caracterizar las tensiones de aislamiento de la línea:

TENSIÓN NOMINAL DE LA RED (U _n) kV	TENSIÓN MÁS ELEVADA DE LA RED (U _s) kV	TENSIÓN MÁS ELEVADA DEL MATERIAL (U _m) kV
3	3,6	3,6
6	7,2	7,2
10	12	12
15	17,5	17,5
20	24	24
25	30	36
30	36	36
45	52	52
66	72,5	72,5
110	123	123
132	145	145
220	245	245
400	420	420

Figura 115: Tensiones nominales normalizadas

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (U _m) (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A FRECUENCIA INDUSTRIAL (kV eficaces)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO (kV de cresta)	Distancia mínima de aislamiento en aire fase a tierra y entre fases (mm)
52	95	250	480
72,5	140	325	630
123	185	450	900
	230	550	1100
145	185	450	900
	230	550	1100
	275	650	1300
170	230	550	1100
	275	650	1300
	325	750	1500
245	325	750	1500
	360	850	1700
	395	950	1900
	460	1050	2100

Figura 116: Tensiones de aislamiento de una línea de categoría B

Se calculará la tensión máxima admisible que circulará por el cable a tensión nominal, el factor de potencia considerado es el estándar, 0.9.

$$I_{Alta} = \frac{P_n}{\sqrt{3} V \cos\varphi}$$

Donde:

- P_n es la potencia nominal, en este caso 144 MW
- V son 220 kV

La corriente de alta tensión será **419.89 A**.

La selección del cable de alta tensión se realiza mediante la tabla adjunta en la que se muestra la corriente máxima admisible en función de la tensión que soporta, así como su factor de potencia y su corriente máxima admisible.

POTENCIA DE TRANSPORTE POR INTENSIDAD MÁX. ADMISIBLE (MW)						
SIMPLE CIRCUITO						
U (kV)	$\cos(\varphi)$	SÍMPLEX ^{1 conductor x fase}			DÚPLEX ²	
		LA-180	LA-280	LA-455	LA-280	LA-455
45	0,8	26,47	35,79	49,82	-	-
	0,9	29,78	40,26	56,05	-	-
	1	33,09	44,74	62,28	-	-
66	0,8	38,83	52,49	73,07	-	-
	0,9	43,68	59,05	82,21	-	-
	1	48,54	65,62	91,34	-	-
132	0,8	77,66	104,99	146,14	-	-
	0,9	87,36	118,11	164,41	-	-
	1	97,07	131,23	182,68	-	-
220	0,8	-	-	243,57	349,96	487,14
	0,9	-	-	274,01	393,70	548,03
	1	-	-	304,46	437,45	608,92

Tabla 17: Sección cables de Alta Tensión

El cable seleccionado será el cable Dúplex LA-455, comúnmente conocido como cable Cóndor, con un factor de potencia de 0.91 tensión de 220 kV y una corriente máxima admisible de 548,03 A.

23.3.2 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

La intensidad de cortocircuito es un factor crucial en el diseño de instalaciones eléctricas. Normalmente, este dato es proporcionado por Red Eléctrica de España (REE) u otra empresa propietaria del sistema al solicitarlo, ya que está estrechamente relacionado con la red. Sin embargo,

en esta situación no está proporcionado, por lo que se seguirá la norma UNE-EN 60076-5 para determinar este parámetro de manera adecuada.

La red a la cual se conectará el parque es de 220 kV, por lo que su potencia de cortocircuito será 20 000 MVA, tal y como se muestra en la tabla adjunta.

Tabla 2 – Potencia aparente de cortocircuito de la red

Tensión más elevada para el material, U_m kV	Potencia aparente de cortocircuito MVA	
	Práctica actual en Europa	Práctica actual en Norteamérica
7,2; 12; 17,5 y 24	500	500
36	1 000	1 500
52 y 72,5	3 000	5 000
100 y 123	6 000	15 000
145 y 170	10 000	15 000
245	20 000	25 000
300	30 000	30 000
362	35 000	35 000
420	40 000	40 000
525	60 000	60 000
765	83 500	83 500

NOTA Si no está especificado, se debería considerar un valor entre 1 y 3 para la relación entre la impedancia homopolar y la impedancia directa de la red.

Tabla 18: Potencia aparente de cortocircuito de la red

23.3.2.1 Corriente de cortocircuito de AT

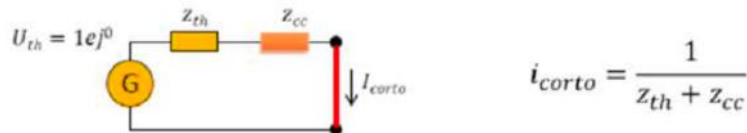
La corriente de cortocircuito que tendrán que aguantar los cables de alta tensión se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} U_N}$$

$$I_{cc} = \frac{20\,000}{\sqrt{3} \cdot 0.22} = 52,49 \text{ kA}$$

23.3.2.2 Corriente de cortocircuito de MT

Para poder estimar la corriente de cortocircuito se tiene que saber la impedancia de red, tal y como se muestra en la siguiente fórmula:



Se procederá a realizar el cálculo en unitarias. Así pues:

	AT	MT
Ub (kV)	220	30
Ib (kA)	0,394	2,887
Sb (MVA)	150	150
Zb (Ω)	322,7	6

La impedancia total de cortocircuito englobará la de red, la del transformador y la de los cables:

$$Z_{cc_total} = Z_{cc_red} + Z_{cc_trafo} + Z_{cc_cables}$$

Impedancia de cortocircuito de la red: esta impedancia sigue la siguiente ecuación

$$Z_{cc_red} = \frac{1}{S_{cc}} = \frac{S_b}{S_{cc}} = \frac{60}{20\,000} = 0.0075 \text{ p.u.}$$

Impedancia del transformador: esta impedancia deberá seguir la norma UNE-EN 60076-5 (), por lo que la impedancia de cortocircuito ergo la tensión de cortocircuito para potencias mayores de 100 MVA será aproximadamente 12,5%, como se muestra en la siguiente tabla.

Short-circuit impedance at rated current	
Rated power kVA	Minimum short-circuit impedance %
25 to 630	4,0
631 to 1 250	5,0
1 251 to 2 500	6,0
2 501 to 6 300	7,0
6 301 to 25 000	8,0
25 001 to 40 000	10,0
40 001 to 63 000	11,0
63 001 to 100 000	12,5
above 100 000	>12,5

Tabla 19: Impedancias de cortocircuito en función de la potencia de cortocircuito

Por lo tanto, la impedancia será aproximadamente 0.13 pu:

$$Z_{CCtrafo} = 0.13 \text{ p. u.}$$

En cuanto la impedancia de los cables:

Características línea									
	Potencia (MW)	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Distancia (km)	Z (ohm/km)	Z	z(pu)	Paralelos	
Línea 1									
1 al 2	6	30	128,30	0,50	0,53	0,27	0,04		
2 al 3	12	30	256,60	0,50	0,53	0,27	0,04	1,13	
3 al 4	18	30	384,90	0,50	0,53	0,27	0,04		
4 al 5	24	30	513,20	0,50	0,40	0,20	0,03		
5	30	30	641,50	15,40	0,28	4,29	0,72		
Línea 2									
6 al 7	6	30	128,30	0,50	0,53	0,27	0,04		
7 al 8	12	30	256,60	0,50	0,53	0,27	0,04	1,13	
8 al 9	18	30	384,90	0,50	0,53	0,27	0,04		
9 al 10	24	30	513,20	0,50	0,40	0,20	0,03		
10	30	30	641,50	15,40	0,28	4,29	0,72		
Línea 3									
11 al 12	6	30	128,30	0,50	0,53	0,27	0,04		
12 al 13	12	30	256,60	0,50	0,53	0,27	0,04	1,13	
13 al 14	18	30	384,90	0,50	0,53	0,27	0,04		
14 al 15	24	30	513,20	0,50	0,40	0,20	0,03		
15	30	30	641,50	15,40	0,28	4,29	0,72		
Línea 4									
16 al 17	6	30	128,30	0,50	0,53	0,27	0,04		
17 al 18	12	30	256,60	0,50	0,53	0,27	0,04	1,13	
18 al 19	18	30	384,90	0,50	0,53	0,27	0,04		
19 al 20	24	30	513,20	0,50	0,40	0,20	0,03		
20	30	30	641,50	15,40	0,28	4,29	0,72		
Línea 5									
21 al 22	6	30	128,30	0,50	0,53	0,27	0,04		
22 al 23	12	30	256,60	0,50	0,53	0,27	0,04	1,09	
23 al 24	18	30	384,90	0,50	0,53	0,27	0,04		
24	24	30	513,20	15,40	0,31	4,71	0,78		
TOTAL							5,62	0,178	pu

Tabla 20: Impedancia de los cables

Una vez calculadas las respectivas impedancias, la corriente de cortocircuito de MT será la siguiente:

zcc red	0,0075 p.u
zcc trafo	0,13 p.u
z cables	0,178 p.u
z total (pu)	0,3153 p.u
icc	3,172 p.u

Se obtiene un valor de 3,172 pu, equivalente a **9,156 kA**.

23.3.3 CÁLCULO DE PUESTAS A TIERRA

Se ha calculado la red de puesta a tierra en la subestación a pie de la costa. La instalación será evaluada y, en caso de no cumplir con las especificaciones requeridas, se tomarán medidas correctivas para mejorar las características de la red. Se tiene en cuenta las siguientes características para la puesta a tierra:

- Intensidad de cortocircuito: 9,156 kA
- Tiempo de falta
- Tensión máxima de la instalación eléctrica:
- Número de picas: 6
- Longitud de picas: 2 m
- Diámetro de picas: 14 mm
- Resistividad terreno: 50 $\Omega \cdot m$
- Resistividad de capa de grava de 10 cm de espesor: 3000 $\Omega \cdot m$
- Dimensiones de la malla: 18 m x 18 m
- Profundidad mallas enterradas: 2 m

Al considerarse la naturaleza del terreno de Arena arcillosa (el suelo de la costa de Cádiz), su resistividad será de 50 $\Omega \cdot m$.

El primer paso es calcular la sección mínima que deben tener los cables de cobre, con la siguiente fórmula:

$$S_{min} = \frac{I_{cc}}{\delta_{Cu} \cdot 1,2} = \frac{9,156}{160 \cdot 1,2} = 47,68 \text{ mm}^2$$

Tras este resultado se determina, pues, que la sección final de los conductores será de 70 mm².

Cada instalación eléctrica debe contar con una protección o sistema de puesta a tierra diseñado de manera que, en cualquier punto accesible tanto en el interior como en el exterior, donde las personas puedan transitar o permanecer, estén expuestas a tensiones de paso y contacto como máximo, en caso de cualquier fallo en la instalación eléctrica o en la red conectada a ella. Estas tensiones se determinarán utilizando las fórmulas que se indican a continuación.

En la siguiente figura se encuentran los valores permitidos de la tensión de contacto aplicada, U_{ca} , a la que el cuerpo humano puede estar expuesto entre las manos y los pies, en relación con la duración de la corriente de falla.

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 21: Tensión de contacto aplicada admisible en función del tiempo de contacto

Se ha establecido el tiempo de falta de 0.5 s, por lo tanto, la tensión de contacto aplicada es de 204 V.

Los valores admisibles de la tensión de paso aplicada entre los dos pies de una persona, considerando únicamente la propia impedancia del cuerpo humano sin resistencias adicionales como las de contacto con el terreno o las del calzado se define como diez veces el valor admisible de la tensión de contacto aplicada, ($U_{pa} = 10 U_{ca}$). Por lo tanto, la tensión de paso aplicada en este caso será 2040 V.

Estas hipótesis establecen una óptima seguridad para las personas debido a la baja probabilidad de que simultáneamente se produzca una falta a tierra y la persona o animal esté tocando un componente conductor de la instalación.

A partir de los valores admisibles de la tensión de contacto o paso aplicada, se pueden determinar las máximas tensiones de contacto o paso admisibles en la instalación, U_c , U_p , considerando todas las resistencias adicionales que intervienen en el circuito tal y como se muestra en la siguiente figura:

$$U_c = U_{ca} \left[1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{2 Z_B} \right] = U_{ca} \left[1 + \frac{R_{a1} + 1,5\rho_s}{1000} \right] \quad (1)$$

$$U_p = U_{pa} \left[1 + \frac{2R_{a1} + 2R_{a2}}{Z_B} \right] = 10 U_{ca} \left[1 + \frac{2R_{a1} + 6\rho_s}{1000} \right] \quad (2)$$

Donde:

- U_{ca} Tensión de contacto aplicada admisible, la tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre una mano y los pies.
- U_{pa} Tensión de paso aplicada admisible, la tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre los dos pies. ($U_{pa}=10 U_{ca}$).
- Z_B Impedancia del cuerpo humano. Se considerará un valor de 1000 ohm.
- 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 (por ejemplo, resistencia a tierra del punto de contacto, calzado, presencia de superficies de material aislante).
- U_p Tensión de paso máxima admisible en la instalación que garantiza la seguridad de las personas, considerando resistencias adicionales (por ejemplo, resistencia a tierra del punto de contacto, calzado, presencia de superficies de material aislante).
- R_a Resistencia adicional total suma de las resistencias adicionales individuales.
- R_{a1} Es, por ejemplo, la resistencia equivalente del calzado de un pie cuya suela sea aislante. Se puede emplear como valor 2000 ohm. Se considerará nula esta resistencia cuando las

personas puedan estar descalzas, en instalaciones situadas en lugares tales como jardines, piscinas, campings, y áreas recreativas.

- Ra2 Resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno de un pie. $Ra2=3\rho_s$, donde ρ_s es la resistividad del suelo cerca de la superficie.

Para obtener ρ_s :

$$\rho_s = \rho^* \cdot C_s$$

$$C_s = 1 - 0,106 \cdot \left(\frac{1 - \frac{\rho}{\rho^*}}{2h_s + 0,106} \right)$$

Donde:

- C_s : coeficiente reductor de resistividad de la capa superficial
- ρ : resistividad del terreno natural ($\Omega \cdot m$)
- ρ^* : resistividad de la capa superficial ($\Omega \cdot m$)
- h : espesor de la capa superficial (0,1 m)

De este modo, se obtienen los siguientes valores:

ρ^*	3000
h	0,1
C_s	0,659
ρ_s	1978,10 Ω

Una vez obtenidos los datos, las tensiones de contacto y de paso son las siguientes:

U_c	1013,3	V
U_p	34412,0	V

Una vez ya calculadas las tensiones de paso y de contacto, hay que evaluar las resistencias de las picas que se instalarán en la subestación. El estándar IEEE 80-2000 recomienda el uso de las

ecuaciones de Schwarz para calcular de manera más precisa la resistencia de las mallas con picas. Por lo tanto, se utilizarán las ecuaciones proporcionadas en la siguiente figura para determinar la resistencia de la malla. Estas ecuaciones garantizan un cálculo más fiable y exacto en la evaluación de la resistencia de la puesta a tierra con picas. Para ello se emplearán las ecuaciones de Schwarz. Schwarz publicó una serie de ecuaciones para determinar la resistencia total de un sistema de puesta a tierra en un terreno homogéneo formado por electrodos en disposición horizontal (conductores) y vertical (picas). La resistencia total del sistema está dada por la siguiente ecuación:

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m}$$

Donde:

- R_1 es la resistencia a tierra de los conductores de la malla [Ω]
- R_2 es la resistencia a tierra de todas las picas de tierra [Ω]
- R_m es la resistencia a tierra de los conductores de la malla R_1 y el grupo de picas R_2 , su combinación

Para calcular R_1 y R_2 :

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi L_c} \left[\ln \left(\frac{2L_c}{a'} \right) + \frac{k_1 * L_c}{\sqrt{A}} - K_2 \right]$$

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi n_R L_r} \left[\ln \left(\frac{4L_r}{b} \right) - 1 + \frac{2k_1 * L_r}{\sqrt{A}} (\sqrt{n_R} - 1)^2 \right]$$

$$R_m = \frac{\rho}{\pi L_c} \left[\ln \left(\frac{2L_c}{L_r} \right) + \frac{k_1 * L_c}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right]$$

Donde:

- ρ es la resistividad del terreno [$\Omega * m$].
- L_c es la longitud total de todos los conductores conectados a la malla [m]=375 m.

- a' es $\sqrt{a} \cdot 2h$ es para conductores enterrados a una profundidad h [m], o
- a' es a para el conductor en la superficie de la tierra [m].
- $2a$ es el diámetro del conductor [14 mm=0,014 m].
- A es el área cubierta por los conductores [m^2].
- L_r es la longitud de cada pica [m].
- $2b$ es el diámetro de la pica [m].
- n_R es el número de varillas situadas en la zona A .

k_1 y k_2 son coeficientes que se obtienen de las ratios entre el ancho y el largo de la red mallada a partir de las gráficas a continuación:

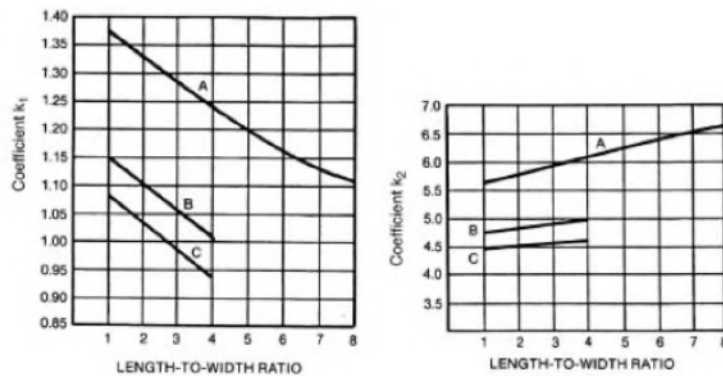


Figura 117: Coeficientes k1 y k2 de las ecuaciones de Schwarz

Para una profundidad $1/10 \cdot \sqrt{Area}$:

$$K_1 = -0.05 \cdot 1 + 1.2 = 1.15$$

$$K_2 = 0.10 \cdot 1 + 4.68 = 5.78$$

Se proceden a calcular las resistencias:

$$R_1 = \frac{50}{\pi \cdot 375} \cdot \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 375}{\sqrt{0,035 \cdot 4}} \right) + \frac{1,15 \cdot 375}{\sqrt{324}} - 5.78 \right] = 1,094 \Omega$$

$$R_2 = \frac{50}{2 \cdot \pi \cdot 2 \cdot 6} \cdot \left[\ln \left(\frac{4 \cdot 2}{0,007} \right) - 1 + \frac{2 \cdot 1,15 \cdot 2}{\sqrt{324}} \cdot (\sqrt{6} - 1)^2 \right] = 4,362 \Omega$$

$$R_m = \frac{50}{\pi \cdot 375} \cdot \left[\ln \left(\frac{375 \cdot 2}{2} \right) + \frac{1,15 \cdot 375}{\sqrt{324}} - 5,78 + 1 \right] = 1,0655 \Omega$$

Para calcular la tensión de paso real y saber si la puesta a tierra está bien diseñada se emplea la siguiente ecuación:

$$E_s = \frac{\rho * K_s * K_i * I_G}{L_s}$$

Donde:

- E_s es la tensión de paso [V].
- ρ es la resistividad del terreno [$\Omega \cdot m$].
- K_s es el factor de espaciamento para la tensión de paso.
- K_i es el factor de corrección para la geometría de la malla.
- I_G es la corriente máxima de la malla [A].
- L_s es la longitud efectiva del conductor para la tensión de paso [m].
- Para mallas con o sin varillas de aterrizaje, la longitud enterrada efectiva, L_s se calcula mediante la ecuación (24).

Para calcular L_s :

$$L_s = 0.75 * L_c + 0.85 * L_R$$

L_s será 286,35.

Para calcular K_s :

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0.5^{n-2}) \right)$$

Donde:

- h es la profundidad a la que se encuentra enterrada la malla [m].
- D es el espaciamiento entre conductores paralelos [m].
- n es el numero efectivo de conductores paralelos en una malla.

K_s será 0,1784.

Para calcular K_i :

$$K_i = 0.644 + 0.148 * n$$

K_i será 2,186 sabiendo que $n=10,4166$.

$$I_G = r \cdot I_{cc} = 6,409 \text{ kA}$$

$$E_S = 436,42 \text{ V}$$

La tensión de paso de la puesta a tierra es mucho menor a la dimensionada teórica, que eran 34,412 kV.

Para calcular la tensión de contacto teórica, E_m , se emplea la siguiente ecuación:

$$E_m = \frac{\rho * K_m * K_i * I_G}{L_M}$$

Donde:

- E_m es la tensión de contacto [V].
- K_m es el factor de espaciamiento para la tensión de contacto.
- L_M es la longitud efectiva del conductor de la malla para la tensión de contacto [m].

- El factor de espaciado para la tensión de contacto K_m , se calcula de la siguiente manera:

$$K_m = \frac{1}{2 * \pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16 * h * d} + \frac{(D + 2 * h)^2}{8 * D * d} - \frac{h}{4 * d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} * \ln \left(\frac{8}{\pi(2 * n - 1)} \right) \right]$$

Donde, de nuevo:

- d es el diámetro del conductor de la malla [m].
- K_{ii} es el factor de ponderación correctivo que se ajusta para efectos de conductores internos.
- K_h es el factor de ponderación correctivo que hace hincapié en los efectos de la profundidad de la malla.

El factor de ponderación correctivo, K_{ii} para mallas con varillas de aterrizaje a lo largo de su perímetro, o para mallas con varillas de aterrizaje en sus esquinas o dentro de la misma es **1**.

Para calcular K_h , se emplea la siguiente ecuación:

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_o}}$$

K_h será entonces 1,732.

K_m será 0,502.

Por lo tanto, $E_m=872,088V$, menor que los 1013,3 V teóricos calculados previamente.

Se puede concluir, pues, que la red de puesta a tierra está bien dimensionada para sofocar cualquier fallo de la red.

Tabla 22: Resistencia de electrodos según su estos

Empleando las picas verticales, cada pica deberá tener una resistencia de $R = \frac{\rho}{6 \cdot L} = 4,16 \text{ ohm}$.

Para comprobar que la red de picas cumple con los requisitos, se calcula la tensión de paso teórica y la tensión de contacto teórica.

$$U_p = I_{cc} \cdot R_p; R_p = \frac{\rho \cdot L}{d \cdot 2 \cdot \pi}$$

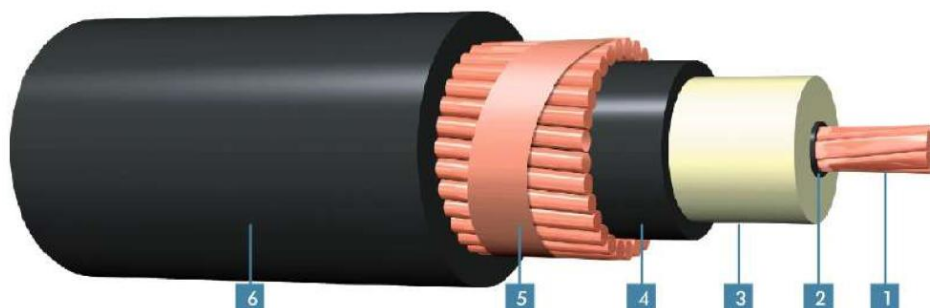
Donde ρ es la resistividad del terreno ($50 \Omega \cdot m$), L es la longitud del trayecto de paso (1 m) y d es la distancia entre las picas (el doble de la longitud de picas, 4).

De este modo, $U_p=18,21 \text{ kV}$ que es menor que la tensión de paso teórica, por lo que cumple con este requisito.

23.4 CATÁLOGOS DE APARAMENTA EMPLEADA

Cables Submarinos Monopolares para Media Tensión

15kV, 35kV, 46kV y 69kV.



Construcción

1. Conductor de cobre clase B, compactado y bloqueado contra humedad.
2. Blindaje del conductor en XLPE semiconductor extruido.
3. Blindaje del aislamiento en XLPE, semiconductor removible.
4. Aislamiento en XLPE-TR o EPR, al 100% o al 133%.
5. Armadura en hilos de cobre duro aplicados helicoidalmente y amarrados en cinta de cobre.
6. Chaqueta externa en polietileno de alta densidad (HDPE).

Características

Temperatura de Operación: 90°C en operación continua, 130°C en emergencia y 250°C en condiciones de corto circuito.

Tensión de Operación: 15 kV, 35 kV, 46 kV y 69 kV.

Aplicaciones

Los cables submarinos monopolares para media tensión **CABEL** son usados en la alimentación de centros de control de motores, transmisión y distribución en refinerías, y alimentación de plataformas de explotación.

Cables Submarinos Monopolares para Media Tensión

15kV, 35kV, 46kV y 69kV

Especificaciones

Los cables submarinos monopolares para media tensión **CABEL** cumplen con las normas ASTM B496, conductores de cobre con cableado concéntrico, compactados redondos, y con ICEA S-93-639 cables de potencia apantallados, de tensión nominal de 5 a 46 kV para transmisión y distribución de energía eléctrica.

Tensión / Nivel de Aislamiento	Calibre AWG o kcmil	Espesor de Aislamiento		Diámetro Externo		Peso Total		Resistencia AC a 90°C		Reactancia Inductiva*		Reactancia Capacitiva		Corriente (A) **
		(mm)	(mils)	(mm)	(mils)	(Kg/Km)	(lb/1000ft)	(Ohm/Km)	(Ohm/1000ft)	(Ohm/Km)	(Ohm/mile)	(Mohm-Km)	(Mohm-mile)	
15 kV 133%	2	5,59	220	34	1340	2437	1637	0,6671	0,2033	0,345	0,555	17779	11047	170
	1	5,59	220	35	1362	2585	1737	0,5291	0,1613	0,334	0,537	16534	10274	195
	1/0	5,59	220	36	1399	2770	1861	0,4196	0,1279	0,325	0,523	15458	9605	225
	2/0	5,59	220	37	1465	3214	2190	0,3329	0,1015	0,316	0,509	14405	8951	260
	3/0	5,59	220	38	1512	3480	2339	0,2641	0,0805	0,307	0,495	13387	8318	300
	4/0	5,59	220	40	1564	3794	2549	0,2096	0,0639	0,299	0,481	12411	7712	345
	250	5,59	220	42	1651	4269	2859	0,1775	0,0541	0,291	0,468	11654	7241	380
	350	5,59	220	44	1746	4952	3328	0,1272	0,0388	0,278	0,447	10359	6437	470
	500	5,59	220	47	1867	5953	4001	0,0897	0,0273	0,264	0,426	9093	5650	580
	750	5,59	220	57	2258	10073	6769	0,0608	0,0185	0,248	0,400	7750	4816	730
1000	5,59	220	68	2679	16234	10910	0,0466	0,0142	0,237	0,382	6914	4296	850	
35 kV 133%	1/0	10,67	420	47	1850	4290	2883	0,4196	0,1279	0,325	0,523	23368	14620	225
	2/0	10,67	420	48	1891	4535	3048	0,3329	0,1015	0,316	0,509	22003	13672	260
	3/0	10,67	420	49	1938	4820	3239	0,2641	0,0805	0,307	0,495	20662	12639	300
	4/0	10,67	420	51	1990	5217	3506	0,2096	0,0639	0,299	0,481	19356	12027	345
	250	10,67	420	52	2036	5521	3710	0,1775	0,0541	0,291	0,468	18329	11389	380
	350	10,67	420	56	2192	6505	4371	0,1272	0,0388	0,278	0,447	16540	10277	470
	500	10,67	420	59	2341	8000	5376	0,0897	0,0273	0,264	0,426	14747	9164	580
	750	10,67	420	64	2512	12342	8294	0,0608	0,0185	0,248	0,400	12792	7949	730
1000	10,67	420	67	2653	16964	11414	0,0466	0,0142	0,237	0,382	11545	7174	850	

Nota
 Continúa en la página siguiente.

POTENCIA DE TRANSPORTE POR INTENSIDAD MÁX. ADMISIBLE (MW)						
SIMPLE CIRCUITO						
U (kV)	cos(φ)	SÍMPLEX ^{1 conductor} _{x fase}			DÚPLEX ²	
		LA-180	LA-280	LA-455	LA-280	LA-455
45	0,8	26,47	35,79	49,82	-	-
	0,9	29,78	40,26	56,05	-	-
	1	33,09	44,74	62,28	-	-
66	0,8	38,83	52,49	73,07	-	-
	0,9	43,68	59,05	82,21	-	-
	1	48,54	65,62	91,34	-	-
132	0,8	77,66	104,99	146,14	-	-
	0,9	87,36	118,11	164,41	-	-
	1	97,07	131,23	182,68	-	-
220	0,8	-	-	243,57	349,96	487,14
	0,9	-	-	274,01	393,70	548,03
	1	-	-	304,46	437,45	608,92

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 (0L).

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 0L: Función de remonte a barras.

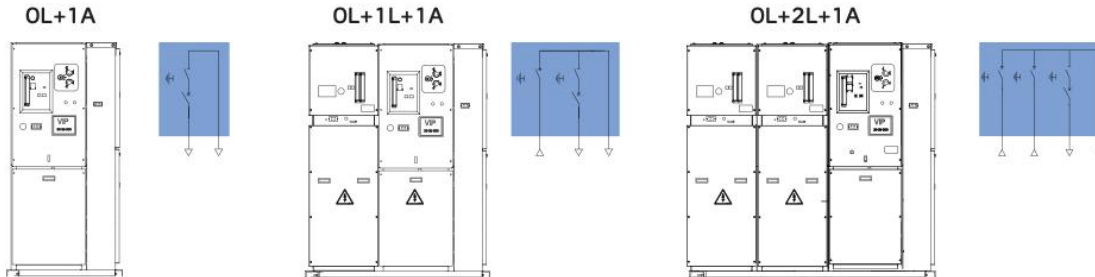
Módulo 1L: Función de maniobra con interruptor-seccionador.

Módulo 1A: Función de protección con interruptor automático.

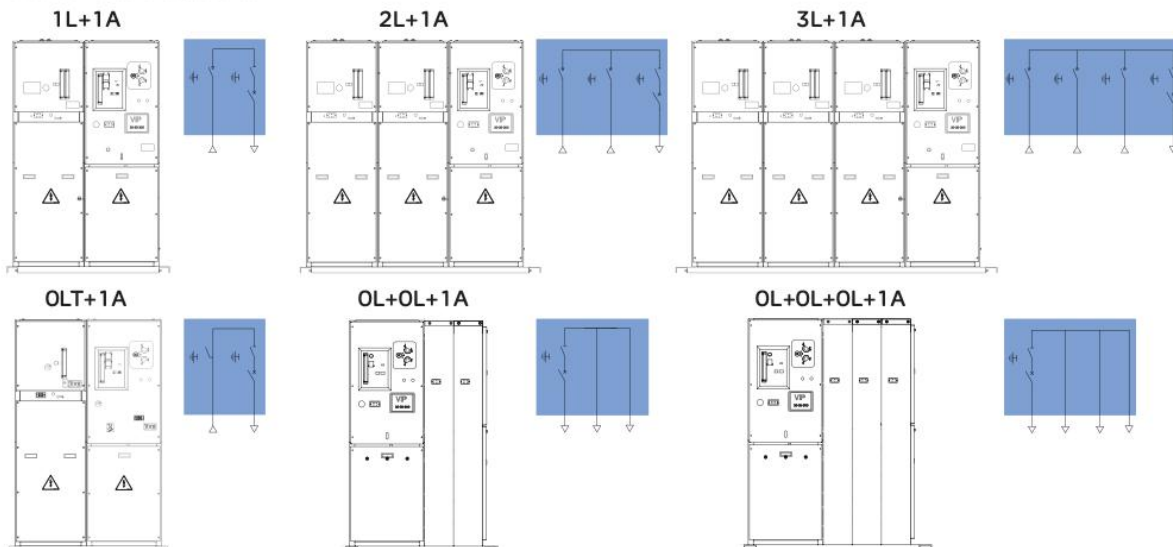
Las configuraciones recomendadas por MESA están basadas en base a la seguridad, optimización del coste y ahorro de espacio.

- **Aero de final de línea:** 0L+1A
- **Aero intermedio:** 0L+1L+1A
- **Aero de confluencia:** 0L+2L+1A

Configuraciones recomendadas



Otras combinaciones posibles:



Módulos DVCAS

Configuraciones recomendadas

Las combinaciones con función de remonte 0L son unidades específicamente diseñadas para parques eólicos de configuración radial y presentan numerosas ventajas frente a las combinaciones que no llevan la función de remonte a barras.

Seguridad



- Cuando exista un cortocircuito entre dos aerogeneradores, el área afectada queda aislada y no existe el riesgo de poner a tierra la subestación cuando se vuelva a energizar.
- No son necesarios procedimientos operativos ni enclavamientos.

0L+1L+1A es la mejor solución para una mayor seguridad

Optimización del coste



- No son necesarios los enclavamientos para evitar poner a tierra la subestación.
- El coste de la función de remonte (0L) es menor que la del interruptor seccionador de tres posiciones (1L).

0L+1L+1A es la mejor solución para una mayor optimización del coste

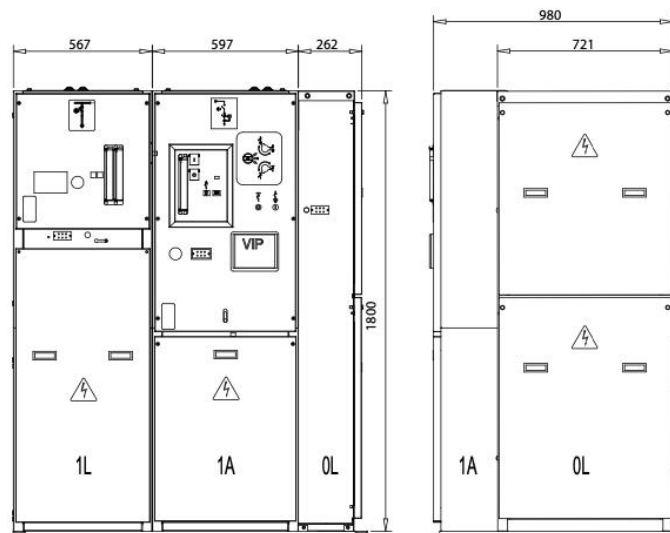
Ahorro de espacio



El ancho de la función (0L) es bastante más reducido que el de las celdas 1L y 1A.

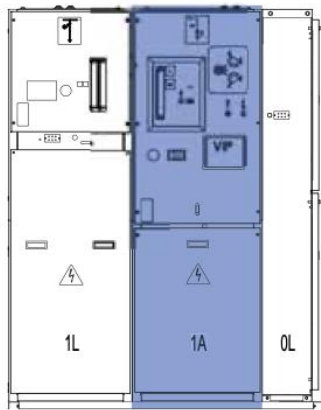
0L+1L+1A es la mejor solución para una mayor optimización del espacio

0L



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 celda.

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.

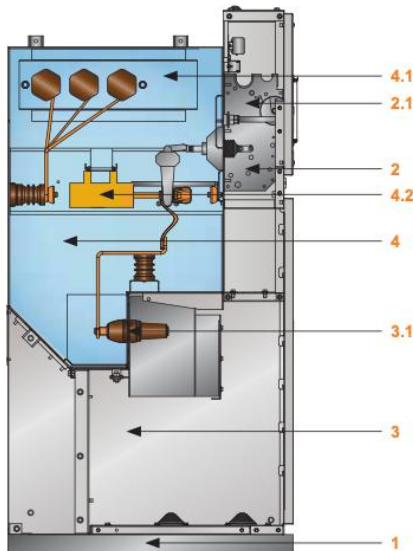
Características técnicas y eléctricas

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

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.

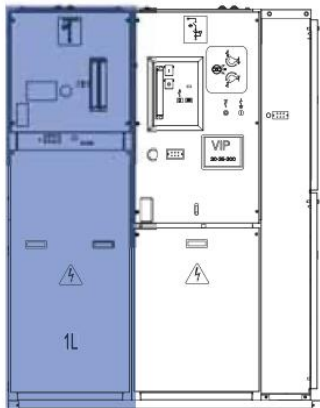
Mecanismos del interruptor seccionador

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- secionador

Los interruptores-secionadores 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- secionador 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 secionador de puesta a tierra) es independiente de la actuación del operario. La operación del Interruptor-secionador 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-secionador, 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-secionador 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 secionadores y secionadores 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 - secionador		
Endurancia eléctrica	(Clase)	E3
Endurancia mecánica	(Clase)	M1
Secionador 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

Función de remonte (OL)

La entrada de línea hacia el aerogenerador posterior, se recomienda mediante remonte rígido de cables a barras (OL).

La celda 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

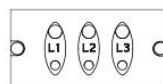
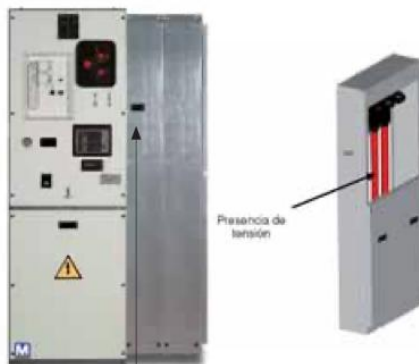
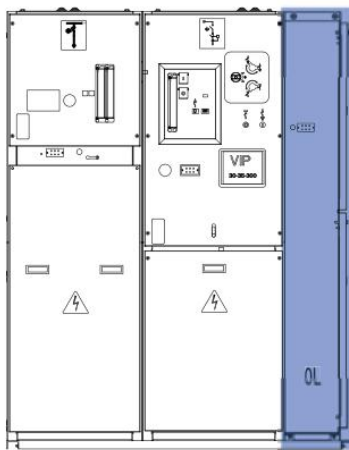
Se puede requerir únicamente un seccionador de puesta a tierra para la entrada y excepcionalmente incluso para la entrada y salida de las líneas un aerogenerador. Para ello se puede utilizar un módulo funcional DVCAS OLT que permite la conexión de hasta 2 cables por fase (3 conectores de dimensiones 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*



Indicador de presencia de tensión

CBGS-1 Descripción

Posibles configuraciones simple barra

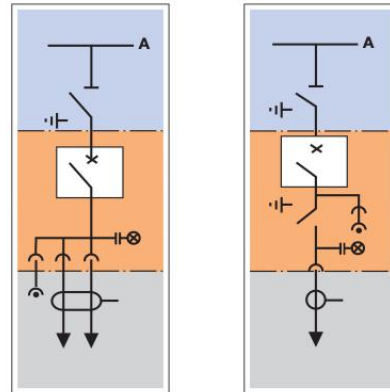
Soluciones normalizadas

La selección para diferentes instalaciones, de celdas ya normalizadas incluso a nivel de detalle del cajón de BT, puede suponer ventajas muy importantes, incluso a nivel de condiciones comerciales de suministro, a los usuarios finales de las celdas de la gama CBGS-1.

En la tabla que acompaña a cada configuración, se han indicado solamente las opciones normalizadas más comunes.

Flexibilidad de diseño

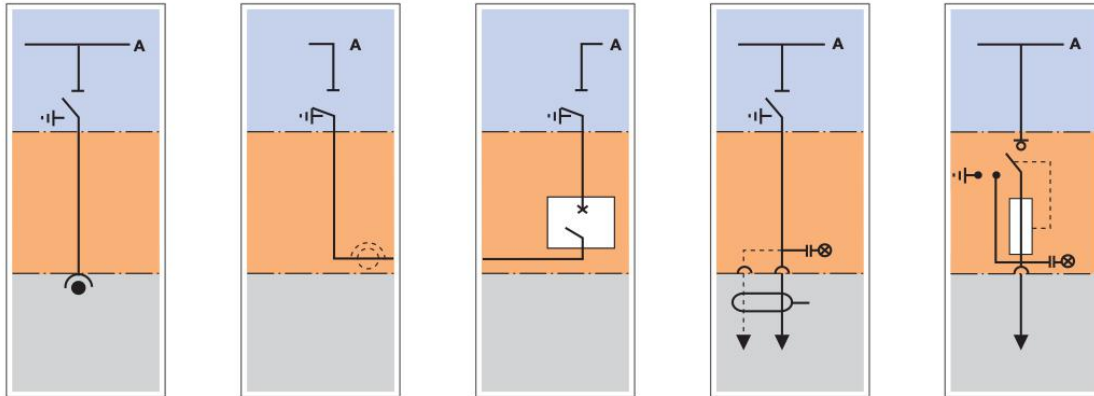
El diseño de las celdas CBGS-1 permite la inclusión en ellas de otras muchas opciones, por lo que en caso de presentarse necesidades realmente particulares, rogamos consultar.



Función	Celda de trafo / línea	Celda de línea con secc. de cables
Tensión nominal (kV)	24/36	24/36
Intensidad nominal de embarrado (A)	1250 / 1600 / 2000 / 2500	1250 / 1600 / 2000 / 2500
Intensidad nominal de derivaciones (A)	Línea 630-Trafo 1250/1600/2000	630
Intensidad nominal de cortocircuito 3s - 1s/cresta (kA)	25-31,5 / 63-80	25-31,5 / 63-80
Manómetro de control SF6 cubículo central	Sí	Sí
Manómetro de control SF6 barras	Sí (en panel lateral)	Sí (en panel lateral)
Medida en barras generales	No	No
Transformadores de tensión	----	----
Transformadores de intensidad	----	----
Seccionador	Sí	Sí
2/3 posiciones	3 posiciones	3 posiciones
Mando manual	Sí	Sí
Mando motorizado	Opcional	Opcional
Intensidad nominal de paso	630 / 1250 / 1600 / 2000 ⁽²⁾	630 / 1250 / 1600 / 2000 ⁽²⁾
Cerradura bloqueo del seccionador en abierto	Opcional	Opcional
Cerradura bloqueo del seccionador en cerrado	Opcional	Opcional
Cerradura bloqueo del seccionador de p. a t. en abierto	Opcional	Opcional
Cerradura bloqueo del seccionador de p. a t. en cerrado	Opcional	Opcional
Cerradura bloqueo tierra de cables	Opcional	Opcional
Electroimán bloqueo seccionador	Opcional	Opcional
Electroimán bloqueo puesta a tierra	Opcional	Opcional
Interruptor Automático (mando motorizado)	Sí	Sí
Intensidad nominal (A)	1250 / 2500	1250 / 2500
Tensión de mando (Vcd)	110 / 125 ⁽²⁾	110 / 125 ⁽²⁾
Bobina de disparo	Simple / Doble (opcional)	Simple / Doble (opcional)
Bloqueo del interruptor automático en abierto	Opcional	Opcional
Bloqueo mecánico del pulsador de apertura	Opcional	Opcional
Detectores de presencia de tensión	Sí	Sí
Compartimento inferior para cables y transformadores	----	----
Número máximo de cables de entrada / salida por fase	Línea 1 ⁽³⁾ Trafo 4 ⁽³⁾	1 ⁽³⁾
Transformadores toroidales de intensidad	Opcional	Opcional
Embarrado general inferior de paso entre celdas	No	No
Transformadores de intensidad en barras	No	No
Transformadores de tensión en barras	No	No
Seccionador de cables	Opcional	Sí
Cajón de Baja Tensión	Sí	Sí
Alumbrado (lámpara + micro)	Opcional	Opcional
Relé de protección tipo Sepam o similar	Opcional	Opcional
Tipo de control (Convencional o Digital)	Convencional / Digital	Convencional / Digital
Relés contactores y otros elementos auxiliares:	Opcional	Opcional
Conmutadores	Opcional	Opcional
Convertidor	Opcional	Opcional
Interruptores automáticos	Opcional	Opcional
Regletero de bornas	Opcional	Opcional

Posibles configuraciones simple barra

CBGS-1
Descripción



Celda de medida ⁽¹⁾	Remonte	Acoplamiento longitudinal	Acometida / con seccionador	Servicios Auxiliares ⁽⁴⁾
24/36	24 / 36	24 / 36	24 / 36	24
1250 / 1600 / 2000 / 2500	1250 / 1600 / 2000 / 2500	1250 / 1600 / 2000 / 2500	1250 / 1600 / 2000 / 2500	1250 / 1600 / 2000 / 2500
----	----	----	Línea 630-Trafo1250/1600/2000	200 (limitada por el fusible)
25-31,5 / 63-80	25-31,5 / 63-80	25-31,5 / 63-80	25-31,5/63-80	Limitada por el fusible
Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Sí (en panel lateral)	Sí (en panel lateral)	Sí (en panel lateral)	Sí (en panel lateral)	Sí (en panel lateral)
Sí	Opcional	No	No	No
Opcional	Opcional	----	----	----
Opcional	Opcional	----	----	----
Sí	Sí	Sí	Opcional	----
3 posiciones	2 posiciones ⁽²⁾	2 posiciones ⁽²⁾	3 posiciones	----
Sí	Sí	Sí	Opcional	----
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	----
630 / 1250 / 1600 / 2000 ⁽²⁾	630 / 1250 / 1600 / 2000 ⁽²⁾	630 / 1250 / 1600 / 2000 ⁽²⁾	630 / 1250 / 1600 / 2000 ⁽²⁾	----
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	----
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	----
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	----
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	----
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	----
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	----
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	----
No	No	Sí	No	----
----	----	1250 / 2500	----	----
----	----	110 / 125 ⁽²⁾	----	----
----	----	Simple / Doble (opcional)	----	----
----	----	Opcional	----	----
----	----	Opcional	----	----
No	No	No	Sí	Sí
----	----	----	----	----
No	No	No	Línea 1 ⁽³⁾ Trafo 4 ⁽³⁾	----
No	1250 / 1600 ⁽²⁾	1250 / 1600 ⁽²⁾	Opcional	1 ⁽³⁾
No	Opcional	No	No	Opcional
Sí	Opcional	No	No	No
No	No	No	No	No
Sí	Sí	Sí	Sí	Opcional
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Convencional / Digital	Convencional / Digital	Convencional / Digital	Convencional / Digital	Opcional
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional

⁽¹⁾ Opcionalmente la medida directa de las barras es posible en un panel lateral por medio de conectores.

⁽²⁾ Para otras características, consultar a MESA.

⁽³⁾ Secciones de cables de acuerdo al tamaño de conector utilizado.

⁽⁴⁾ Características del interruptor-seccionador en las siguientes páginas.

CBGS-1
Instalación

Disposición en planta y edificio

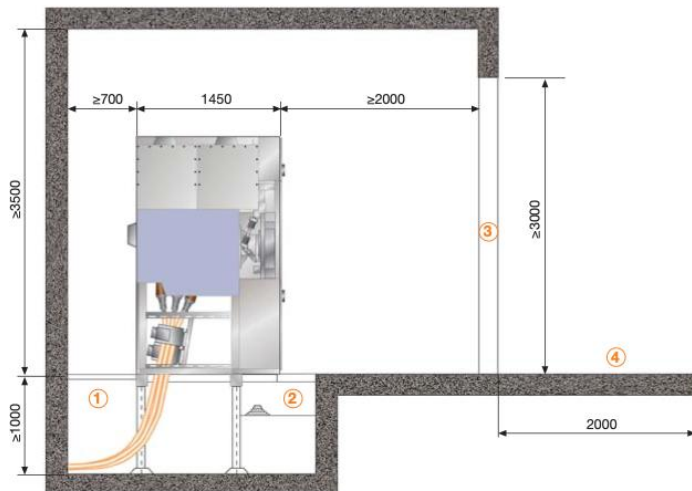


Peso máximo aproximado por celda desde 800 hasta 900 kg.

Todas las distancias son valores mínimos.

Para más detalle consultar el manual de instrucciones.

En caso de no cumplir las distancias mínimas, consultar con MESA.



- 1 Canal de cables de alta tensión
- 2 Canal de cables de control
- 3 Puerta de acceso $\geq 3000 \times 2000$
- 4 Plataforma de descarga

Características eléctricas generales

Tensión nominal (kV)		24	36
Nivel de aislamiento (kV)	A frecuencia industrial, 50 Hz (KV eficaces)	50	70
	A onda de choque tipo rayo (kV cresta)	125	170
Intensidad nominal (A)	Embarrado general	Max 2.500	
	Derivaciones	630	
		1.250	
		1.600	
		2.000 ⁽¹⁾	
Intensidad nominal de corte de cortocircuito (kA)		25/31,5	
Capacidad de cierre en cortocircuito (kA cresta)		63/80	
Intensidad nominal de corta duración (kA/s)		Max 25/3-31,5/1	
Resistencia frente a arcos internos (kA/1 s)		25	
Presión nominal relativa de gas SF6 a 20°C (bar)		0,30	
Grado de protección	Compartimentos de AT	IP-65	
	Compartimentos de BT	IP-3X	

HITACHI
Inspire the Next

High Voltage Products | Hybrid switchgear

Plug And Switch System PASS MOS 245kV

Product information

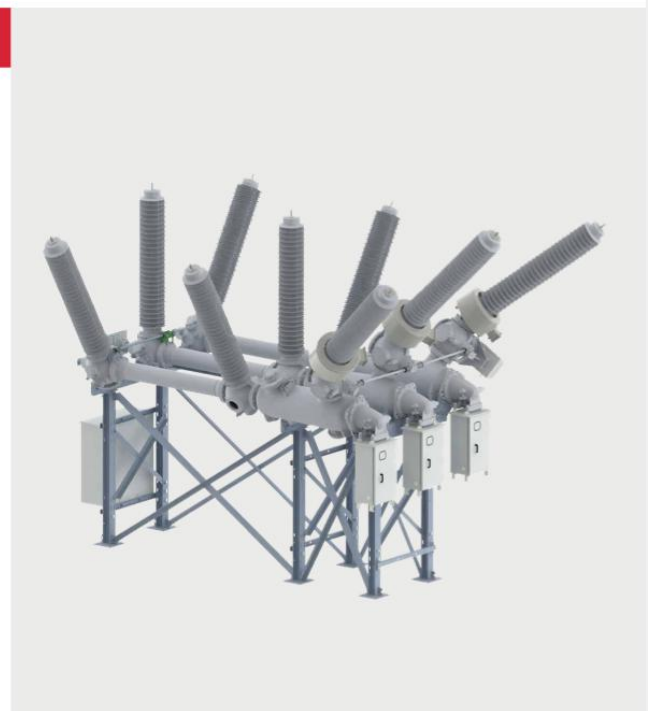
PASS MOS belongs to Hitachi Energy's innovative high-voltage hybrid switchgear family PASS (Plug and Switch System). PASS encloses all functions of a complete switchgear bay in a single module.

The hybrid design makes use of SF₆ insulated metal enclosed components such as circuit breaker, combined disconnecter and earthing switch, while the interface with other equipment within the substation is made through composite bushings and air-insulated busbars.

Design

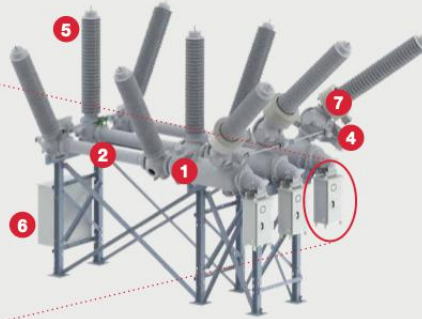
PASS modules are completely factory assembled and tested ready for rapid installation and energization. PASS MOS is available in single busbar, double busbar, double circuit breaker and H-configuration as well as numerous customized configurations.

Hybrid switchgear comes with outstanding compactness for transmission-level substations. It provides reliable operations even in extreme climates and in high altitude applications.



Key benefits of the product

- Enhanced product lifetime by using double-motion self-blast interrupter, which significantly reduces energy needed to operate the circuit breaker
- Highly flexible and customizable product
- Minimization of on-site activities by optimized packing and delivery arrangement
- Reduced environmental impact with type tested leakage rate < 0.1%/y
- Disconnectors performances as per most actual IEC standards- Induced current IEC 62271-102 Ed. 2.1 and Bus transfer IEC 62271-102 Ed. 2.1
- Maintenance friendly design
- Suitable for controlled switching applications
- Utilizes Hitachi Energy's newest generation of the well-known and widely applied FSA operating mechanism supported by Hitachi Energy's global service network



Plug And Switch System PASS MOS 245kV

1. Circuit breaker
2. Double Busbar Configuration Module
3. Circuit breaker FSA drive
4. Combined Disconnecter BES8 drive
5. Polymeric bushing
6. Local control cubicle
7. Ring core current transformer

Performance data

MOS 245 kV

Rated voltage	kV	245
Rated interrupting (short-circuit) current	kA	50
Rated interrupting (breaking) time		2 cycles (50 Hz); 2.5 cycles (60 Hz)
Rated continuous (normal) current	A	4000
Rated frequency	Hz	50/60
First-pole-to-clear factor (k_{sp})		1.3/1.5
Rated capacitive switching class / kc		C2/1.4
Rated mechanical endurance class		M2
Minimum ambient temperature	C	-30°
Interrupter type		Double-motion, self-blast
Operating mechanism type		Spring
FSA Operating mechanism housing ingress protection rating		IP 65
Local Control Cubicle housing ingress protection rating		IP55
Applicable standards		IEC & ANSI/IEEE
Bus transfer rating		2400A/350V

Hitachi Energy
High Voltage Products
Hybrid switchgear
contact-us@hitachienergy.com



www.hitachienergy.com

We reserve the right to make technical changes or modify the contents of this document without prior notice. With regard to purchase orders, the agreed particulars shall prevail. Hitachi Energy Ltd. does not accept any responsibility whatsoever for potential errors or possible lack of information in this document.

We reserve all rights in this document and in the subject matter and illustrations contained therein. Any reproduction, disclosure to third parties or utilization of its contents – in whole or in parts – is forbidden without prior written consent of Hitachi Energy Ltd.

9AKK108467A8031 EN / A23

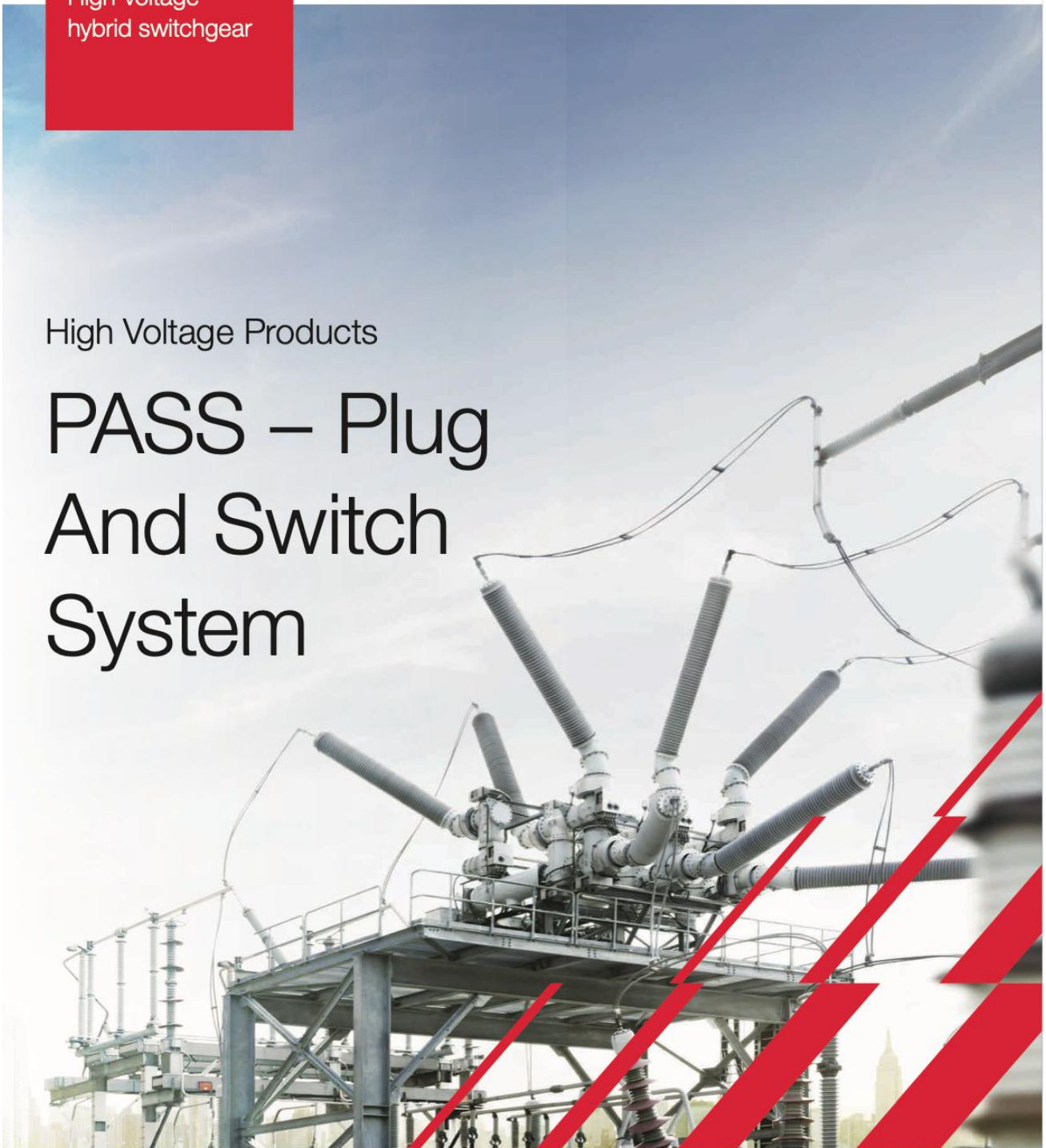


High-voltage
hybrid switchgear

HITACHI
Inspire the Next

High Voltage Products

PASS – Plug And Switch System



High-voltage hybrid switchgear

Compact switchgear fully assembled and high-voltage tested in factory, for rapid installation and energization.

Bushings

Composite bushings, explosion proof and resistant to pollution.

Cable termination

PASS can make use of cables instead of bushings.

Circuit-breaker

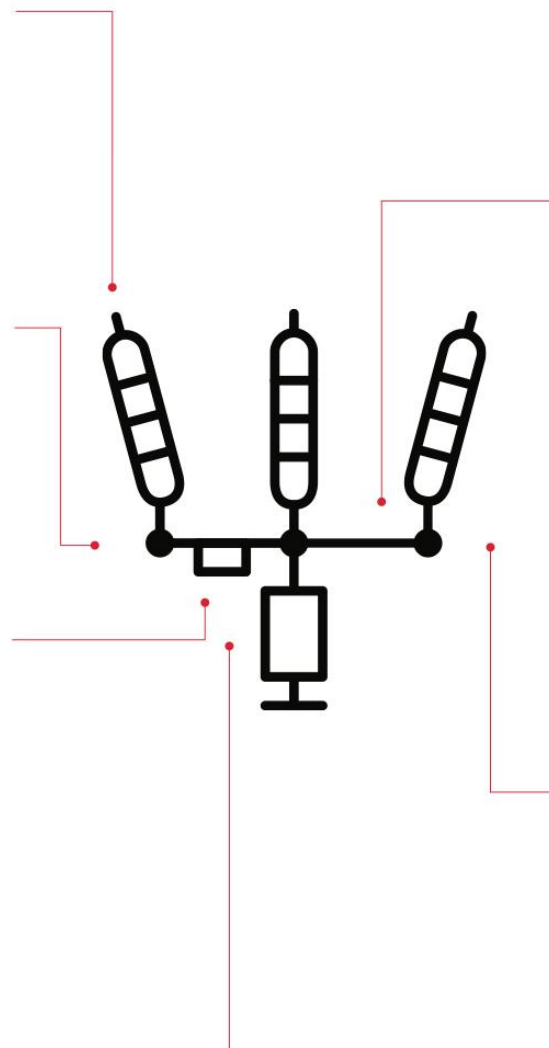
The circuit-breaker is a single-break interrupter that operates by means of the self-blast principle.

Circuit-breaker drive

PASS is equipped with a conventional spring drive or with motor drive, a digitally controlled servomotor that drives the contacts of a high-voltage circuit-breaker with the highest precision.

Local control cubicle (LCC)

Metallic case hosting all the auxiliary electrical units required for local command input and signaling purposes.



Combined disconnector/ earthing switch

The gas-insulated combined DS/ES makes interlocking simple and intrinsically safe.

Current transformer

PASS is equipped with current transformers. Several combinations of cores for protection and measurement purposes with different loads are available.

Voltage transformer

PASS is equipped with conventional gas-insulated voltage transformers.



Our offering



PASS M00 – 72.5 to 100 kV

Up to 3150 A, 40 kA

PASS M00 is a compact solution, which simplifies transport and installation, while improving reliability.



PASS M0 – 145 to 170 kV

Up to 3150 A, 63 kA

The best-selling model of the PASS product line, designed to reduce substation footprint and life-cycle costs.



PASS M0S 245 kV

Up to 4000 A, 50 kA

Outstanding compactness for transmission-level substations. PASS offers flexibility and reliability even in extreme climates and in high altitude applications.



PASS M0S 420 kV

Up to 5000 A, 63 kA

High performance ratings in a compact design, pre-assembled and factory-tested. This efficient outcome is achieved through a safe, simple and effective tool that performs the rotation of bushings from service to a transportable position. Its robust sealing interface ensures the asset's tightness during and after rotations.

OPTRAL

CABLES ÓPTICOS
DE ALTAS PRESTACIONES

Fibra Óptica Monomodo
SMF

Fibra Óptica Monomodo SMF G.652.D / G.655 & 656

Fibras ópticas monomodo de salto de índice. Estas fibras están optimizadas para su uso en la longitud de onda de 1310 y 1550 nm. Adecuadas en aplicaciones de redes metropolitanas, de acceso, cableados estructurados y CATV.

Estas fibras cumplen o exceden los estándares IEC 60793-2-50 B.1.3, ITU-T G.652B, G.652D, Telcordia GR-20-CORE, ANSI/ICEA S-87-640, RUS 7CFR 1755.900, ANSI/TIA/EIA-492CAAA.

Propiedades geométricas / mecánicas	G.652.D	G.655 & 656
Diámetro Revestimiento	125 ± 0.7 µm	125 ± 1 µm
Concentricidad Núcleo / Revestimiento	≤ 0.5 µm	≤ 0.6 µm
No Circularidad Revestimiento	≤ 0.7 %	≤ 1.0 %
Diámetro Recubrimiento Primario	242±7 µm	242±7 µm
No Circularidad Recubrimiento Primario	≤ 5 %	≤ 5 %
Concentricidad Recubrimiento Primario / Revestimiento	≤ 12 µm	≤12 µm
Proof Test	≥8.8N/≥1%/≥100 Kpsi	8

Propiedades ópticas		G.652 D	G.655 & 656
Diámetro Campo Modal (µm)	1310 nm	9.0 ± 0.4	-
	1550 nm	10.1 ± 0.5	9.2 ± 0.5
Coeficiente Atenuación (dB / Km)	1310 nm	≤ 0,35	≤ 0,40
	1383 nm	≤ 0,35	≤ 1,00
	1460 nm	≤ 0,25	-
	1550 nm	≤ 0,21	≤ 0,25
	1625 nm	≤ 0,23	≤ 0,28
Dispersión Cromática (ps / nm.Km)	1310 nm	-	-6
	1530 - 1565 nm	-	de 5.5 a 10
	1285 - 1330 nm	≤ 3	de -10 a -3
	1565 - 1625 nm	-	de 7.5 a 13.8
	1550 nm	≤ 18	8
Longitud Onda Cero Dispersión (nm)	1310 nm	≤ 22	12
		1300 -1322	≤ 1440
Pendiente Dispersión Cero (ps / nm ² Km)		≤ 0,090	≤ 0,052
Área Efectiva (µm) ²		-	63
Índice de refracción	1310 nm	1.467	1.4682
	1550 nm	1.468	1.4683
Longitud Onda Corte (nm)	Cableado	≤ 1260	≤ 1300
PMD (ps / √Km)	1550 nm	≤ 0,1	≤ 0,2

Propiedades conforme a UIT-T G.652, G.655, CEI 60793-2-50, ISO/IEC 11801, EN 50173, Telcordia GR-20-CORE y ANSI/ICEA S-87-640.